

EDUARDO RIBEIRO MALTA

**PROJETO DE UM RISER FLEXÍVEL PARA
ÁGUAS ULTRAPROFUNDAS**

Trabalho de formatura do curso de graduação
do Departamento de Engenharia Mecânica da
Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo

São Paulo

2010

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

**Projeto de Um Riser Flexível para Águas
Ultraprofundas**

Eduardo Ribeiro Malta

Orientador: Prof. Dr. Clóvis de Arruda Martins

São Paulo

2010

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – ESCOLA POLITÉCNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

**Projeto de Um Riser Flexível para Águas
Ultraprofundas**

Trabalho de formatura do curso de graduação
do Departamento de Engenharia Mecânica da
Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo

Eduardo Ribeiro Malta

Orientador: Prof. Dr. Clóvis de Arruda Martins

Área de Concentração:
Engenharia Mecânica

São Paulo

2010

FICHA CATALOGRÁFICA

Malta, Eduardo Ribeiro

Projeto de um riser flexível para águas ultraprofundas / E.R.

Malta. – São Paulo, 2010.

92p.

**Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.**

**1. Tubos flexíveis 2. Petróleo (Extração) I. Universidade de
São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Mecânica II. t.**

RESUMO

O riser flexível representa uma alta porcentagem no custo total de uma unidade de extração de petróleo. Sua importância se torna vital para a extração de petróleo em águas territoriais brasileiras. Nesse caso, o petróleo se encontra em altas profundidades e sua extração bem sucedida depende fortemente de um bom sistema de tubos flexíveis. O projeto estrutural de tais tubos é uma atividade que pode ser dividida em várias etapas que devem ser seguidas a risca para garantir a conformidade do mesmo com as normas nacionais e internacionais que garantem a sua aptidão para operar em um dos mais inóspitos cenários da natureza: o fundo do mar. Nesta situação, o tubo fica sujeito a carregamentos extremos, tanto estáticos quanto dinâmicos. Por este motivo, ele é constituído de uma estrutura de camadas bastante complexa. Essa configuração garante a integridade do fluido que escoar em seu interior e ao mesmo tempo, permite que o tubo seja flexível. O presente trabalho visa o estudo da metodologia de projeto de um riser flexível para uma profundidade de operação de 2000 metros, com foco na sua estrutura mecânica.

ABSTRACT

The flexible riser consists in a large fraction of the overall cost of an oil production unit. Its importance becomes vital for the oil extraction in Brazilian territorial waters. In this case, the oil can be found at high depths and its extraction depends on a good flexible pipe system. The structural design of such tubes can be divided into several steps which must be strictly followed in order to guarantee its capability to operate in one of the nature's most aggressive environments: the deep sea. In that case, the tube is exposed to extreme loads, static or dynamic. For that reason, it has a very complex layer structure. This structure preserves the internal fluid integrity and still allows the tube to be flexible. This work is about the design methodology of a flexible riser for use in a 2000 meter depth, focusing on its structural design.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a todos que contribuíram para a execução deste projeto, em especial, os colegas de laboratório pelo auxílio no uso dos softwares de projeto. Agradeço ao meu orientador, o Prof. Dr. Clóvis de Arruda Martins, cuja experiência foi de fundamental importância para a viabilidade deste trabalho. Sua supervisão e idéias foram essenciais para a resolução de todos os problemas encontrados durante a execução deste projeto. Finalmente, agradeço à minha família, pelo suporte incondicional durante todo o curso de engenharia. Sem eles, nada disso seria possível.

Índice de Figuras

Figura 1 - Campos de exploração de Hidrocarbonetos na bacia de Santos.	1
Figura 2 - Riser Flexível cortado, com destaque para as suas várias camadas.	2
Figura 3 - <i>Riser</i> flexível conectado a uma unidade de produção flutuante (FPS).	3
Figura 4 - Fluxograma do projeto de um tubo flexível.	5
Figura 5 - Configurações para o Riser Flexível.	9
Figura 6 - Exemplo de documento emitido pelo <i>Bureau Veritas</i> atestando a conformidade com a norma ISO 14001 para uma empresa.	14
Figura 7 - As camadas de um tubo da família " <i>Rough Bore Reinforced</i> ".	15
Figura 8 - Perfil da carcaça intertravada.	16
Figura 9 - Perfis variados da armadura de pressão.	18
Figura 10 - Modelo representando uma seção transversal de tubo presa entre duas sapatas.	25
Figura 11 - Interface primária do <i>PipeDesign</i>	26
Figura 12 - Informações complementares.	28
Figura 13 - Exemplo de planilha de <i>Load Cases</i>	29
Figura 14 - Inserção de dados de entrada no Poliflex 3D.	29
Figura 15 - Tela de resultados do Poliflex 3D.	30
Figura 16 - Inserção de dados no <i>Utilflex</i>	31
Figura 17 - Janela de resultados de tensão do <i>Utilflex</i>	32
Figura 18 - Perfil escolhido para a armadura de pressão.	36
Figura 19 - Caracterizadores do perfil.	37
Figura 20 - Seção transversal do tubo (primeira iteração).	40
Figura 21 - Seção da segunda versão do tubo.	47
Figura 22 - Seção do tubo para a terceira iteração.	52
Figura 23 - Linha elástica do tubo flexível.	56
Figura 24 - Tubo flexível sob a ação de uma corrente vinda do Oeste.	60
Figura 25 - Tração distribuída no comprimento do tubo.	61
Figura 26 - Figura 4 da norma ilustra os casos de <i>offset</i> da plataforma: (a) <i>Near</i> (b) <i>Far</i> (c) <i>Cross</i> (d) <i>Trans</i>	63
Figura 27 - Figura 5 da norma ilustra os casos em que a direção da corrente e a da onda são inclinadas de 45 graus entre si para os casos de <i>offset</i> (a) <i>Near</i> (b) <i>Far</i>	64

Figura 28 - Figura 6 da norma ilustra o caso de corrente e onda inclinados entre si para o caso de <i>offset Trans</i>	64
Figura 29 - Figura 6 da norma ilustra o caso de corrente e onda inclinados entre si para o caso de <i>offset Cross</i>	65
Figura 30 - Plataforma semi-submersível P51 sendo rebocada.....	67
Figura 31 - Movimentos de translação da embarcação.....	67
Figura 32 - Movimentos de translação da embarcação.....	68
Figura 33 - Típico resultado de análise dinâmica (amplitude de deslocamento do tubo na direção X).	69
Figura 34 - Exemplo de resultado dinâmico (Fase do deslocamento em X).....	69
Figura 35 - Curvas S-N usadas em análise de fadiga de risers.....	72
Figura 36 - Modelo em CAD do riser projetado..	76

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Propriedades relevantes dos metais.....	21
Tabela 2 - Propriedades relevantes dos polímeros.	22
Tabela 3 - Propriedades dos materiais.	24
Tabela 4 - Condições de carregamento.	34
Tabela 5 - Fatores de serviço e critérios de dimensionamento.....	35
Tabela 6 - Dados do tubo na primeira iteração.....	39
Tabela 7 - Propriedades calculadas da seção.....	41
Tabela 8 - Razão de Serviço para cada camada.....	42
Tabela 9 - Pressão na interface.	42
Tabela 10 - Variação de espessura, de raio, rotação e temperatura de cada camada.....	43
Tabela 11 - Planilha usada na estimativa dos momentos de inércia.	45
Tabela 12 - Dados do tubo na segunda iteração.	46
Tabela 13 - Resultados gerais para a segunda versão do tubo.	48
Tabela 14 - Razão de serviço para a segunda versão do tubo.	49
Tabela 15 - Pressão na interface para a segunda versão do tubo.....	49
Tabela 16 - Esforços, variações de dimensões e de temperaturas para a segunda iteração.	50
Tabela 17 - Dados de entrada da terceira iteração.....	51
Tabela 18 - Resultados numéricos para a terceira iteração.	53
Tabela 19 - Razão de serviço para a segunda versão do tubo.	54
Tabela 20 - Pressão entre camadas para a terceira versão do tubo.	54
Tabela 21 - Esforços, variações de dimensões e de temperaturas para a segunda iteração.	55
Tabela 22 - Dados de entrada do Poliflex.	56
Tabela 23 - Correntes usadas nos testes.....	57
Tabela 24 - Resultados da análise estática.	59
Tabela 25 - <i>Load cases</i> dinâmicos para operação recorrente. Fonte: I-ET-3010.00-1500- 960-PPC-006.	62
Tabela 26 - Listagem dos load cases efetivamente analisados.....	66
Tabela 27 - Resultados da análise dinâmica.....	70
Tabela 28 - Fatores de serviço para o topo do tubo.	71

Tabela 29 - Fatores de serviço para a região do TDP.....	71
Tabela 30 - Dados das curvas S-N. Fonte: DNV-RP C203.	73
Tabela 31 - Casos de onda usados na análise de fadiga.....	74
Tabela 32 - Resumo dos resultados de fadiga.	75

Conteúdo

1	Considerações Iniciais.....	1
2	O <i>Riser</i> Flexível	3
3	Metodologia de Projeto	4
4	Parâmetros do Ambiente e de Projeto	5
4.1	Parâmetros de Ambiente	5
4.2	Parâmetros de Projeto	7
4.2.1	Parâmetros para o <i>Riser</i>	7
4.2.2	Parâmetros para o <i>Flowline</i>	9
5	Regulamentação e Normas Técnicas	10
6	Agências de Verificação.....	12
7	As Camadas do Tubo Flexível.....	15
7.1	Carcaça Intertravada	16
7.2	Camada Polimérica Interna	16
7.3	Armadura de Pressão	17
7.4	Armadura de Tração	19
7.5	Camada Polimérica Externa	19
7.6	Fitas Anti-Desgaste e Fitas Estruturais	20
8	Materiais das Camadas.....	20
8.1	Materiais Metálicos	20
8.2	Materiais Poliméricos	22
8.3	Propriedades dos Materiais Selecionados	23
9	Ferramentas Computacionais.....	24
9.1	ANSYS Mechanical APDL.....	25
9.2	PipeDesign 1.0 / 2.0.....	26
9.3	Poliflex 2D / 3D.....	29

9.4	UtilFlex	30
10	Parâmetros de Dimensionamento e Tipos de Carregamento.....	32
10.1	Fatores de Serviço.....	35
11	Escolha dos Perfis	36
12	Projeto e Verificação.....	38
12.1	Primeira Iteração.....	38
12.2	Segunda Iteração.....	43
12.3	Terceira Iteração	50
13	Análise Global Estática	55
14	Análise Dinâmica.....	61
14.1	Introdução	61
14.2	Preparação	65
14.3	Resultados	68
15	Análise de Fadiga.....	72
15.1	Comentários e Preparação.....	72
15.2	Resultados da Análise de Fadiga.....	73
16	Conclusão	75
17	Referências Bibliográficas.....	77
ANEXO A – RAO P51		79
ANEXO B – <i>DATASHEET</i> DO TUBO		89
ANEXO C – PERFIS DAS ARMADURAS.....		91

1 Considerações Iniciais

No ano de 2006, a Petrobras anunciou a descoberta de reservas de petróleo na Bacia de Santos. Este petróleo, segundo estudos geológicos, está contido em uma série de campos listados pela empresa, num total de 112.000 km² de área. Estes campos se encontram em sua maioria em áreas encobertas por uma coluna de água de grande profundidade, em um total de 5000m (incluindo a areia), sendo que, pelo menos 2000m são de sal, daí o nome popular das reservas como sendo “pré-sal” (Figura 1).



Figura 1 - Campos de exploração de Hidrocarbonetos na bacia de Santos. Fonte: Agrosoft Brasil em www.agrosoft.org.br/agropag/102350.htm.

Essas condições dos campos petrolíferos na Bacia de Santos dificultam enormemente a extração, o que reflete diretamente nos custos relativos no processo. A tecnologia para retirar o petróleo de tais profundidades já existe, porém, seus custos são

tão altos que no atual preço do barril de petróleo, possuem rentabilidade negativa. Boa parte destes custos pode ser associada aos chamados *risers*.

Este trabalho de formatura visa o projeto estrutural de um *riser flexível* (Figura 2) dentro de parâmetros pré-estabelecidos, tanto de produto quanto de ambiente para uso em profundidade máxima de 2000m. Para tal, são usadas diversas ferramentas computacionais desenvolvidas para este propósito. Vale ressaltar, que um projeto como este, a nível industrial, exige uma ampla quantidade de divisas, uma equipe de profissionais devidamente qualificados e alguns anos para o desenvolvimento. Assim sendo, este trabalho foca algumas etapas do projeto consideradas mais importantes para o entendimento do projeto de um *riser* em sua plenitude, em especial, o seu projeto estrutural.

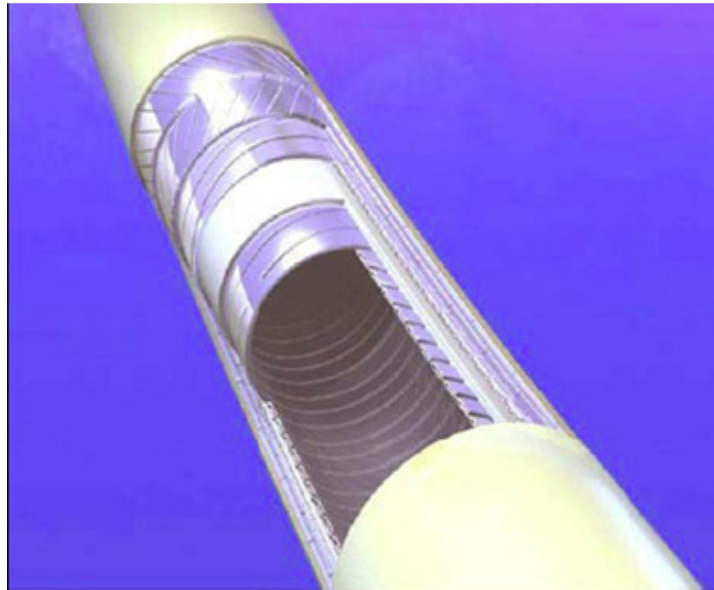


Figura 2 - Riser Flexível cortado, com destaque para as suas várias camadas. Fonte: COPPE, UFRJ em <http://planeta.coppe.ufrj.br/midia/multimedia/2007/1270.jpg>.

2 O Riser Flexível

Os *risers* são basicamente tubos muito longos e formados por várias camadas que possibilitam o transporte de petróleo em águas ultra profundas. Em especial, os *risers* flexíveis possuem diversas aplicações no campo da engenharia *offshore* que, segundo a *API* (*American Petroleum Institute*) são classificadas em:

- a) Produção – petróleo, gás, condensados e água;
- b) Injeção – água, gás e produtos químicos para o poço;
- c) Exportação – petróleo semi-processado e gás;
- d) Serviços – produtos químicos de topo de poço e fluidos de controle.

No caso deste projeto, o mesmo será considerado para o transporte de petróleo bruto do poço até a unidade de produção na superfície, como mostra a Figura 3.

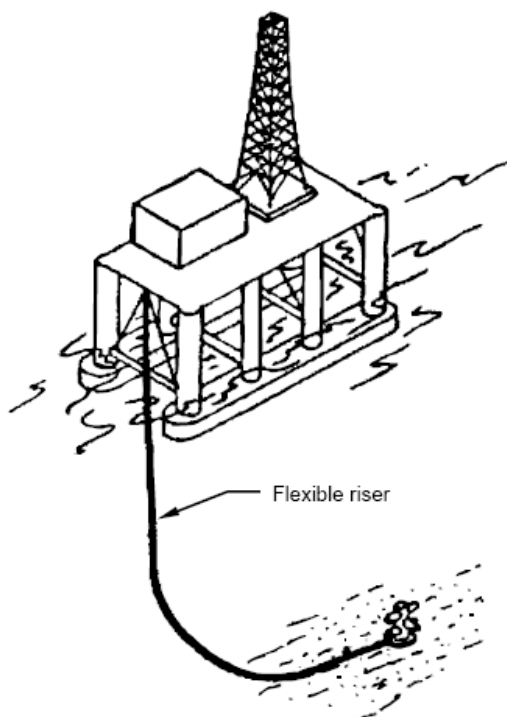


Figura 3 - Riser flexível conectado a uma unidade de produção flutuante (FPS). Fonte: *API Specification 17J*.

Estruturalmente, o *riser* é capaz de suportar os esforços resultantes do ambiente hostil onde ele está inserido. Os esforços vão desde cargas estáticas, que podem ser o peso próprio do tubo ou a pressão da coluna de água sob a qual o mesmo está inserido, a cargas dinâmicas resultantes de correntes marítimas e movimento da unidade flutuante.

Além disso, o tubo deve ser capaz de resistir à corrosão marítima, reações químicas com o fluido no seu interior e mudanças de temperaturas. Por esse motivo, o *riser* é formado por diversas camadas de materiais e geometrias diferentes. A quantidade e o tipo de tais camadas variam conforme o tipo de riser. As camadas serão descritas com detalhes em uma seção dedicada exclusivamente a este propósito e o tipo de *riser* deste projeto será definido no capítulo 16.

Vale ressaltar que, por motivos de nomenclatura, este projeto não tratará apenas de um *riser*, mas sim do conjunto *riser* + *flowline*. A *flowline* também é um tubo flexível, só que está na horizontal e apoiado no fundo do mar. A mesma está sujeita a maior pressão hidrostática do conjunto e não está sujeita a cargas dinâmicas. À porção “pendurada” do tubo dá-se o nome de *riser* e este está sujeito a cargas dinâmicas devidas ao movimento de topo e correntes marítimas.

3 Metodologia de Projeto

Um tubo flexível, como dito antes, é um equipamento mecânico bastante complexo. Sua importância na extração do petróleo e o seu alto custo por metro deixam poucas margens para erro no dimensionamento da sua estrutura. Assim sendo, o projeto de um tubo flexível requer uma metodologia especialmente desenvolvida para tal. Essa metodologia é composta por uma série de etapas (Figura 4) que devem ser seguidas meticulosamente.

Basicamente, este projeto é composto por cinco etapas:

- Seleção de materiais;
- Dimensionamento da seção transversal;
- Seleção dos parâmetros da configuração do tubo;
- Análise estática global e local;
- Definição da configuração final.

É importante observar, pelo fluxograma, que o processo é iterativo. Os losangos representam decisões de projeto. Nesses momentos é que será feita a opção pela continuidade ou não do projeto.

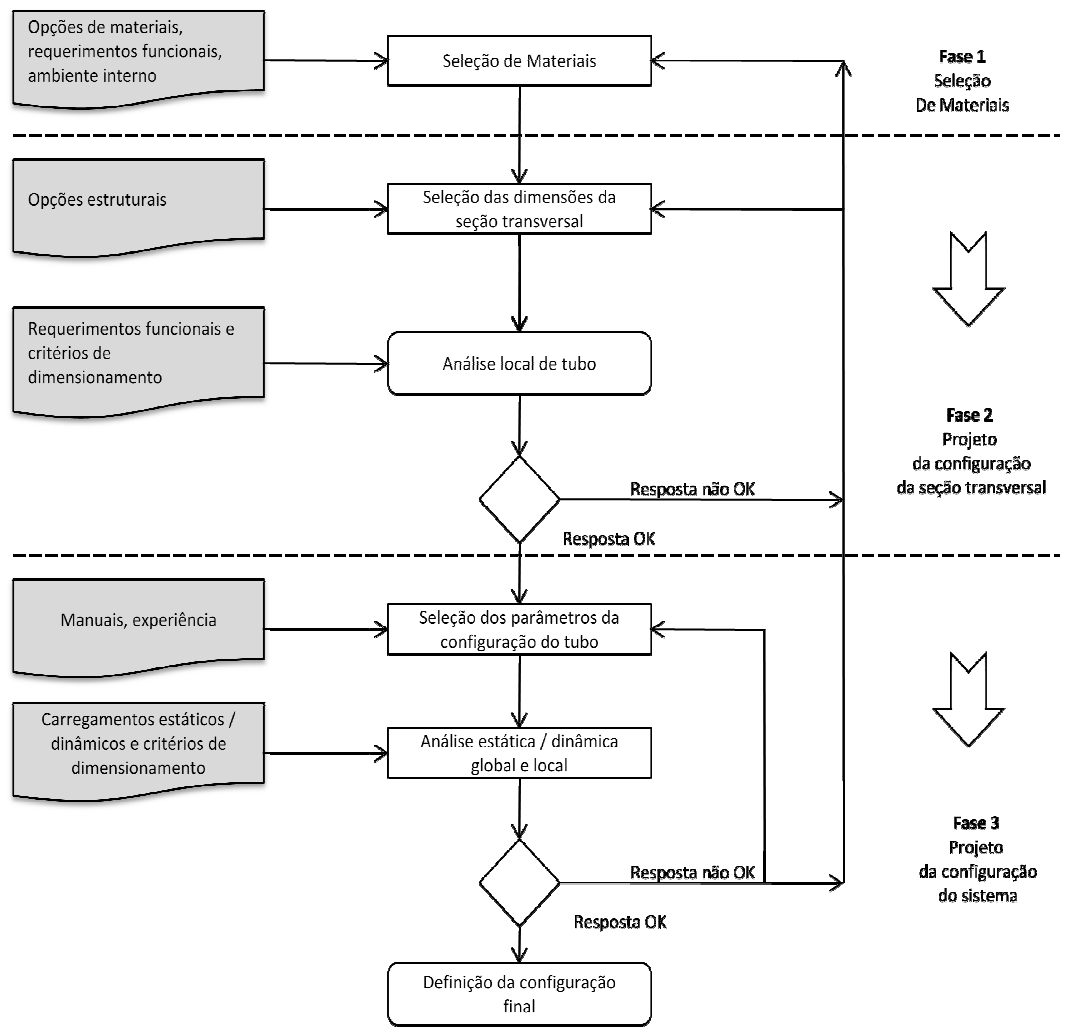


Figura 4 - Fluxograma do projeto de um tubo flexível.

4 Parâmetros do Ambiente e de Projeto

Todo projeto desse porte exige uma explicação bastante detalhada, por parte do cliente, dos parâmetros envolvidos no mesmo. Neste caso, os parâmetros podem ser divididos em dois tipos: parâmetros de ambiente e de projeto.

4.1 Parâmetros de Ambiente

O riser, naturalmente, cruza grandes distâncias dentro do mar. O mar em si é um ambiente bastante hostil para qualquer tipo de estrutura mecânica. Isso se deve ao fato

da água ser salgada, o que facilita enormemente o processo de corrosão. Além disso, dependendo da região do planeta onde será instalado o tubo, a temperatura local pode ser um fator crítico de projeto, assim como as correntes marítimas e as ondas. Além disso, existe a fase de instalação do riser, quando os fatores ambientais da superfície do mar são cruciais para o sucesso da operação.

Dessa maneira, a *API* define uma série de fatores que devem ser levados em conta na hora de considerar o fator ambiente no projeto de um tubo flexível. Estes fatores, que variam desde a profundidade do tubo até a frequência das rajadas de vento na unidade flutuante de produção, devem ser levados em conta sem serem subestimados de forma alguma, pois em algum momento, durante a instalação ou operação do *riser*, podem acarretar em uma falha. E são estes os fatores, segundo a *API*:

- **Locação:** Dados geográficos do local de instalação;
- **Profundidade da água:** Profundidade de serviço, variações da mesma no decorrer da extensão do tubo e mudanças de maré;
- **Dados da água do mar:** Densidade, pH e temperaturas mínima e máxima;
- **Temperatura do ar:** Mínima e máxima durante o armazenamento, transporte, instalação e operação;
- **Dados do solo:** Descrição, força cortante ou ângulo de atrito interno, coeficientes de atrito no leito submarino, ondas de areia e mudanças destes parâmetros no decorrer do comprimento do tubo;
- **Incrustações marinhas:** Um riser pode certamente servir de base para criaturas marinhas de caráter sésil, tais como corais e ostras. É necessário saber o quão favorável o ambiente pode ser a este tipo de desenvolvimento;
- **Gelo:** Acúmulo máximo de gelo no riser ou deslocamento de icebergs que podem ser danosos tanto à porção submarina do tubo quanto ao veículo de superfície;
- **Exposição solar:** Comprimento de tubo exposto à luz solar durante o armazenamento e a instalação;
- **Correntes marítimas:** As correntes marítimas no local de operação devem ser especificadas em função da profundidade, da direção e do

período de retorno. Os fenômenos locais que afetam as correntes também devem ser conhecidos;

- **Ondas marítimas:** Devem ser especificadas em seus valores máximos ou significativos de altura, períodos associados, e espectro de onda. Devem ser determinados os diagramas de dispersão e as funções de espalhamento das ondas e nesse contexto, a sua direção e a função de retorno;
- **Vento:** Com relação ao vento, nos locais onde o mesmo se faz significativo ao projeto, devem ser conhecidos a direção, a altura com referência a superfície e o período de retorno.

Como local de operação do riser foi escolhida a Bacia de Campos. Este local foi escolhido devido à abundância de hidrocarbonetos e a localização em território nacional.

4.2 Parâmetros de Projeto

Tão importantes para o projeto quanto as informações a respeito do ambiente externo ao *riser* são as informações a respeito do que o cliente espera do *riser*. Ou seja, as necessidades do cliente. Estes parâmetros podem ser o tipo de tubo a ser empregado, a presença de bóias, conectores, informações sobre o veículo de superfície e outras informações igualmente relevantes. No caso deste projeto, estes parâmetros estão divididos em: parâmetros para o *riser* e parâmetros para o *flowline*.

4.2.1 Parâmetros para o *Riser*

Para o *Riser*, os parâmetros de especificação do cliente são:

- **Configuração do *Riser*:** (Figura 5) Especificação dos requerimentos para a configuração incluindo a descrição (catenária, *lazy wave*, *steep-wave*, *lazy-S* e etc.), *layout* e componentes. Deve ser demonstrada a adequação da configuração escolhida para o propósito especificado;

- **Sistemas de Conectores:** Descrições dos sistemas de conectores superiores e inferiores, sistemas de desconexão rápida, desconexão das bóias, ângulos de conexão e tolerâncias de locação;
- **Acessórios do Tubo:** Bóias, enrijecedores à flexão (*Bend stiffeners*) e afins. Além disso, deve ser detalhado o modo de ligação destes elementos ao tubo;
- **Unidade de Superfície:** Dados relativos ao veículo (navio ou plataforma) ligado ao topo do *riser*, incluindo:
 - a) Dimensões, calado e etc.;
 - b) Compensações estáticas;
 - c) Amplitudes de resposta e movimentos de segunda ordem;
 - d) Dados de fases de movimento do navio;
 - e) Ponto de referência do deslocamento do navio;
 - f) Dados da interface do sistema de ancoragem;
 - g) Tolerâncias de posição.
- **Requisitos de Interferência:** Informações a respeito de possíveis áreas de interferência no cabo como outros risers, sistemas de ancoragem, bases de plataformas, quilhas de navios e outros. Também deve ser especificada uma tolerância para o caso de uma ocorrência do tipo;
- **Carregamentos:** Previsão de carregamentos na base anual para funcionamento normal e anormal do tubo incluído carregamentos acidentais.

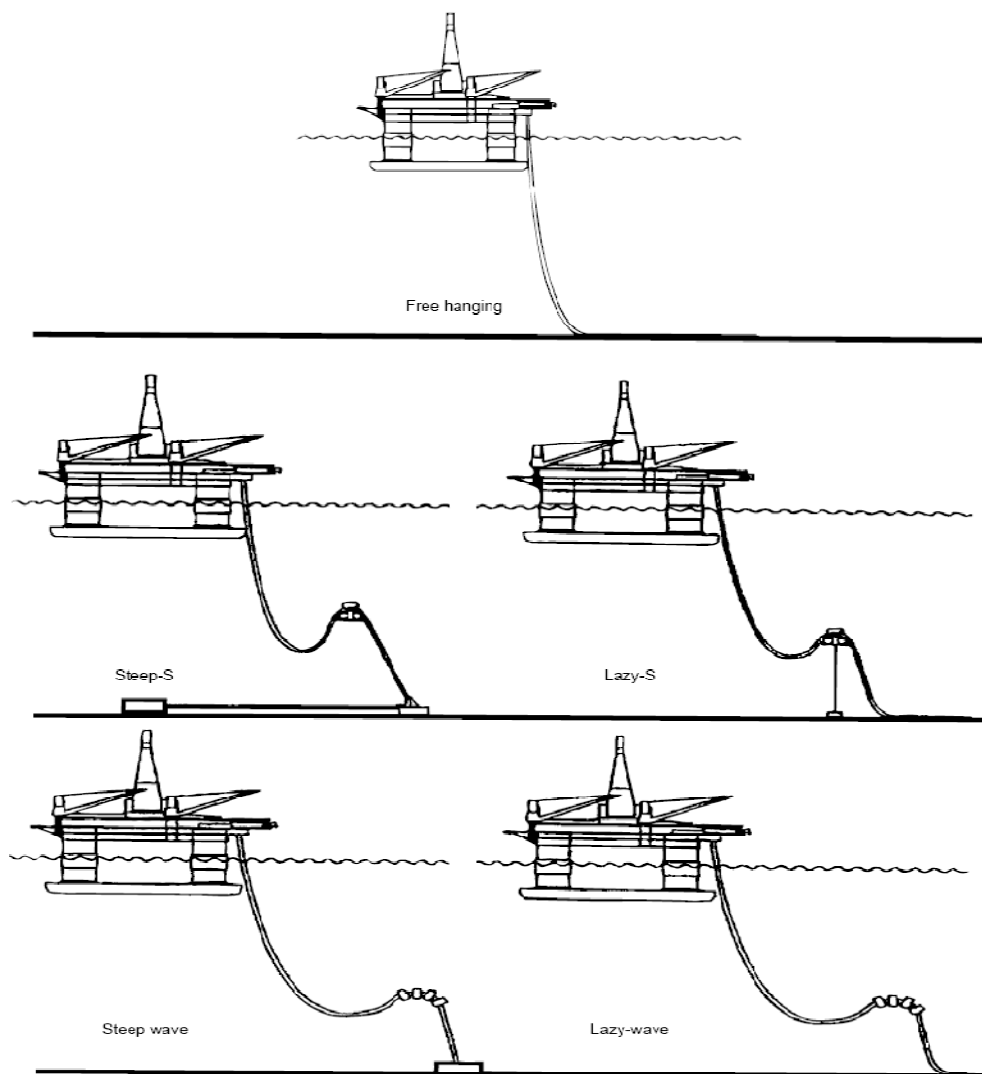


Figura 5 - Configurações para o Riser Flexível. Fonte: *API specification 17J*.

4.2.2 Parâmetros para o *Flowline*

Para o *Flowline*, os parâmetros de especificação do cliente são:

- **Rota do *Flowline*:** Desenhos da rota, topografia, condições do fundo do mar e do solo, obstáculos e equipamentos e tubulações instalados;
- **Guias e Suportes:** Geometria proposta para as guias, tubos em “I”, tubos em “J” e bocais (*bellmouths*) através dos quais a linha será instalada;
- **Requisitos de Proteção:** Valas, deslizamento de rochas, colchões e a medida das exigências de proteção no decorrer do comprimento do tubo.

Carregamentos de impacto de projeto, incluindo aqueles causados por placas de redes de pesca, objetos lançados e âncoras;

- **Estabilidade no Fundo:** Deslocamentos aceitáveis;
- **Flambagem:** Especificação das possíveis causas para o fabricante;
- **Requisitos de Cruzamento:** Cruzamento de tubos (rígidos e flexíveis), incluindo os que já estão instalados;
- **Acessórios de Tubo:** Limitadores de flexão, grampos e métodos de conexão;
- **Carregamentos:** Previsão de carregamentos na base anual para funcionamento normal e anormal do tubo incluído carregamentos acidentais.

Naturalmente, nem todos esses dados serão necessários ao longo deste projeto. Como o escopo deste trabalho se limita ao projeto estrutural do tubo, apenas os fatores mais críticos para o dimensionamento das camadas do tubo serão considerados.

5 Regulamentação e Normas Técnicas

A extração de petróleo em águas profundas é um processo extremamente complexo, caro e envolve uma série de riscos. Desta forma, os equipamentos envolvidos no processo precisam seguir um padrão de qualidade bastante rigoroso. O *riser* flexível, em especial, está sujeito a uma série de normas e padrões construtivos. Caso o projeto do mesmo não esteja de acordo com tais padrões, o tubo não é homologado, visto que os compradores destes tubos também realizam suas atividades segundo normas técnicas e regulamentações.

Todas as etapas do projeto, desde a definição dos parâmetros até as especificações dos dispositivos de testes para tubos devem estar de acordo com as normas técnicas. Desta maneira, surgem entidades responsáveis pela elaboração dessas normas e fiscalização do cumprimento das mesmas. As entidades que regulam e normatizam os risers que são relevantes para a etapa de projeto são:

- **American Petroleum Institute (API):** Associação comercial norte americana que representa cerca de 400 empresas envolvidas nas fases de extração, refino e distribuição de petróleo;

- **International Organisation for Standardization (ISO):** Rede formada por organismos de regulamentação de 162 países, com sede em Genebra (Suíça).
- **Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras):** Empresa brasileira de capital misto responsável pelo controle e exploração da maior parte das jazidas de petróleo em território nacional. Esta empresa se destaca das demais por estar na vanguarda das pesquisas em extração de petróleo em altas profundidades. Por ser a maior compradora de *risers* flexíveis do país, a Petrobras estabelece alguns dos seus próprios padrões para certas etapas do projeto que devem ser seguidas. Vale ressaltar que estas normas são baseadas em padrões internacionais como **API** e **ISO**.
- **Det Norske Veritas (DNV):** Empresa norueguesa do ramo de gerenciamento de riscos. A mesma tem a sua importância neste trabalho pelo fato de também atuar como agência verificadora independente e por fornecer alguns parâmetros para a análise de fadiga.

O projeto do qual se trata este trabalho, apesar de ser uma versão simplificada do projeto geral, irá se basear em tais normas. Em especial, três delas foram estudadas até esta etapa do projeto:

- **API Specification 17J:** Norma da API que apresenta os requisitos técnicos para o dimensionamento de um *riser* flexível;
- **API Recommended 17B:** Suplemento da norma 17J que define e exemplifica alguns casos de dimensionamento. Além disso, essa norma fornece algumas explicações básicas sobre a extração de petróleo em águas profundas;
- **ISO 13628-2:2006:** Norma baseada nas especificações 17J e 17B da API. A ISO 13628 define os parâmetros que o comprador do tubo flexível deve estabelecer para o fabricante e as informações que devem ser dadas ao mesmo;
- **NI – 2409 (Petrobras):** Esta norma se constitui basicamente de um sumário e aplicação das normas da API e ISO. A mesma inicialmente define alguns termos técnicos usados no projeto de tubos flexíveis e no fim define parâmetros para testes em protótipos;

- **I-ET-3010.00-1500-960-PPC-006 (Petrobras):** Nas últimas etapas do projeto, é feita uma análise dinâmica do tubo. Os dados de entrada e as saídas esperadas da análise são especificadas por esta norma. Ela define as condições de carregamento a serem aplicados no tubo e no veículo de superfície. Além disso, a norma também define que resultados devem ser coletados desta análise;
- **I-ET-3010.00-1500-960-PPC-002 (Petrobrás):** Na fase final do projeto, é feita uma análise de fadiga da armadura de tração do tubo. Os dados de entrada e as saídas esperadas da análise são especificadas por esta norma. Ela define as condições de carregamento a serem aplicados no tubo e no veículo de superfície. Além disso, a norma também define que resultados devem ser coletados desta análise;
- **DNV-RP C203, 2005:** Também na última etapa deste trabalho, esta norma fornece parâmetros importantes para a análise de fadiga. Estes parâmetros, em especial a curva S-N é a recomendada pelas normas da Petrobrás.

Estas normas, em especial as duas primeiras serão referidas constantemente neste projeto. Seus dados de catalogação estão contidos no final deste relatório na seção de referências bibliográficas.

6 Agências de Verificação

Para fiscalizar o cumprimento dessas normas, o fabricante deve contratar a chamada IVA (*Independent Verification Agency*). Essas agências têm como objetivo a fiscalização da manufatura e dos testes dos tubos flexíveis. Para tal, a agência envia delegados para atestarem a conformidade dos processos para com a regulamentação vigente. Para que um produto na linha de tubos flexíveis seja homologado, o mesmo deve estar de acordo com as normas citadas no capítulo 5.

O processo de homologação pode ser simplificado caso a empresa responsável pela fabricação dos tubos siga as práticas recomendadas pela norma. Dessa maneira, as chances de um tubo flexível estar em conformidade com a norma aumentam caso o mesmo tenha o seu projeto baseado na recomendação API 17B. Caso seja da escolha do fabricante, a manufatura de um tubo diferente do recomendado, o mesmo deverá

justificar o projeto perante uma dessas agências para obter a homologação. Nesse caso, um acompanhamento mais minucioso por parte da agência será necessário para que o projeto de tubo flexível seja aprovado.

Como exemplos de agências de verificação independentes na área *offshore* temos:

- *American Bureau of Shipping (ABS);*
- *Bureau Veritas (BV);*
- *Det Norske Veritas (DNV);*
- *Germanischer Lloyd;*



Figura 6 - Exemplo de documento emitido pelo Bureau Veritas atestando a conformidade com a norma ISO 14001 para uma empresa. Fonte: Villares Metals. Disponível em [http://www.villaresmetalsinternational.com/portuguese/files/ISO_14001.2004VMSA\(1\).jpg](http://www.villaresmetalsinternational.com/portuguese/files/ISO_14001.2004VMSA(1).jpg).

7 As Camadas do Tubo Flexível

O riser flexível tem como características principais o fato de apresentar baixa rigidez na flexão e alta rigidez axial. Além disso, o mesmo deve ser capaz de suportar altas pressões estáticas, impactos estruturais, o peso próprio e esforços dinâmicos extremos, tudo isso mantendo uma boa vedação do fluido interno e tendo uma vida útil razoável. Todas estas características são possíveis graças à combinação de camadas que compõem um tubo flexível.

O modelo de riser adotado neste projeto será o de um *riser* classificado segundo a norma *API* como “*Rough Bore Reinforced*”. A configuração escolhida (Figura 7) apresenta cinco camadas principais que serão explicadas em mais detalhes logo em seguida:

- Carcaça Intertravada;
- Camada Polimérica Interna;
- Armadura de Pressão;
- Armadura de Tração;
- Camada Polimérica Externa.

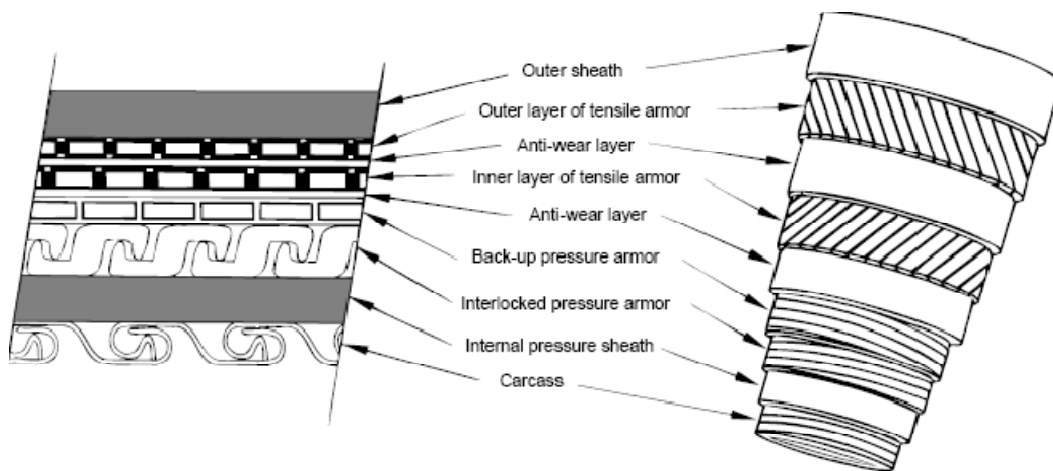


Figura 7 - As camadas de um tubo da família "Rough Bore Reinforced". Fonte: *API Recommended 17B*.

7.1 Carcaça Intertravada

Iniciando a descrição das camadas de dentro para fora do tubo, a primeira camada encontrada seria a carcaça intertravada. Esta se constitui de uma espiral em hélice de um perfil semelhante ao apresentado na Figura 8. Este perfil varia minimamente conforme o fabricante.



Figura 8 - Perfil da carcaça intertravada. Fonte: *API Recommended 17B*.

A função principal desta camada é a de proteger o tubo da pressão externa à qual esta submetido o *riser*. Desta forma, pode-se dizer que a mesma previne o colapso do tubo. A sua forma peculiar permite um deslocamento axial do tubo.

Em termos de material, a carcaça intertravada é um componente bastante crítico. A mesma esta em constante contato com o fluido de escoamento. Esta camada não pode reagir de forma alguma com o seu conteúdo, pois a liberação de produtos de reação química iria contaminar o que quer que seja que esteja circulando em seu interior, seja petróleo ou água. Além disso, a carcaça deve suportar o desgaste causado pelo deslocamento de sondas de inspeção e ferramentas em seu interior. Por fim, a mesma ainda deve ser capaz de cumprir com a sua função de evitar o colapso do tubo.

7.2 Camada Polimérica Interna

Seguindo a lógica da descrição das camadas do tubo, a camada seguinte seria a camada polimérica interna. Em termos de aspecto construtivo, esta camada é bem mais simples do que as camadas metálicas. Esta possui uma forma de capa que recobre o tubo por toda a sua extensão. Essa capa polimérica é inserida no tubo através de extrusão direta, ou seja ela possui uma boa aderência para com a camada imediatamente anterior a ela.

A função desta camada dentro do tubo é a de vedação. Ou seja, ela garante a integridade do fluido que escoar em seu interior evitando o seu contato com o meio externo.

Em termos de material, a mesma deve se constituir de um polímero capaz de suportar a pressão interna do fluido que escoar no interior do tubo. Ao mesmo tempo, ela deve possuir uma certa elasticidade axial para se deslocar juntamente com a carcaça sem que haja descolamento de camadas.

7.3 Armadura de Pressão

Juntamente com a carcaça intertravada, a armadura de tração tem como função a de resistir às cargas de colapso do tubo. Esta é uma espécie de camada de suporte, pois a mesma também auxilia a camada polimérica interna a suportar a pressão interna do fluido no interior do tubo. Além disso, durante a fase de lançamento e instalação do riser, as camadas sofrem um esmagamento resultante da ação das sapatas da roda de lançamento. Essa força de esmagamento acaba sendo transmitida diretamente para a armadura de pressão e a carcaça intertravada.

Sua forma possui o mesmo princípio da carcaça intertravada. A armadura de pressão também possui um perfil produzido por espiralamento. Sua forma final é a de uma espiral em hélice. Seus perfis podem variar como mostra a Figura 9.

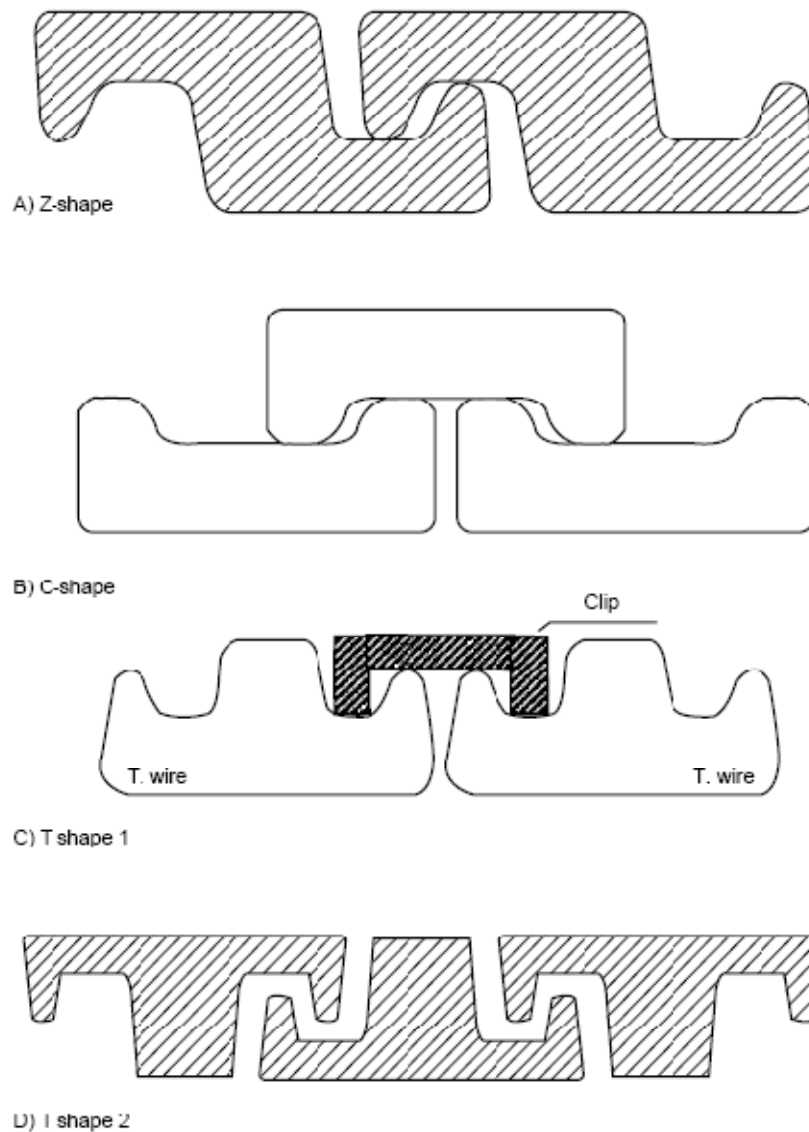


Figura 9 - Perfis variados da armadura de pressão. Fonte: *API Recommended 17B*.

Com relação ao material da armadura de pressão, as características devem ser as mesmas do material da carcaça. Exceto pelo fato de que o material não precisa resistir ao desgaste causado pela circulação de sondas em seu interior nem às reações químicas causadas pelos fluidos que circulam nas camadas mais internas. Em certas ocasiões, ocorre a passagem de gases pela camada polimérica interna. Nestes casos, a armadura de pressão irá sofrer um desgaste e sua vida em fadiga pode ser consideravelmente reduzida. Este fenômeno, denominado “*gas permeation*”, não será contemplado por este projeto.

7.4 Armadura de Tração

A armadura de tração pode ser formada por duas ou quatro camadas de arame com perfil plano, retangular ou circular. Essas camadas são cruzadas entre si, ou seja, se uma delas é inserida no sentido horário, a outra é inserida no sentido anti-horário. O ângulo de cruzamento entre as camadas varia conforme o tipo de tubo entre 20 e 60°. Se no tubo em questão houver uma armadura de pressão (perfil em “Z”, por exemplo), o ângulo pode ser mais fechado, mais próximo de 20°. Dessa maneira, a camada irá resistir preferencialmente a esforços axiais. Caso não haja uma armadura de pressão, o ângulo deve ser mais próximo de 60° para que a armadura resista tanto a esforços no sentido axial quanto no sentido radial.

Sua função é basicamente, como o nome já diz a de resistir à tração no tubo, ou seja, carregamentos axiais oriundos do peso próprio do cabo (com fluido no seu interior ou não) e dos movimentos causados por correntes marítimas e movimentos de topo. Mas, como dito no parágrafo anterior, sua estrutura pode ser modificada variando o ângulo de cruzamento entre as camadas para que a armadura suporte carregamentos radiais também. O material usado para a armadura de tração não difere muito do material usado na armadura de pressão.

7.5 Camada Polimérica Externa

A camada polimérica externa é semelhante à camada polimérica interna em termos de fabricação. A mesma também é extrudada no exterior da camada imediatamente anterior. Ela possui a forma simples de tubo, por isso também é chamada de “capa plástica”.

Suas funções principais são duas: a de vedação, ou seja, ela deve proteger a integridade dos componentes do interior do tubo do ambiente externo e a de confinar a armadura de tração, de forma a evitar a sua instabilidade estática e a ocorrência de *Bird Caging*. Diferentemente da camada polimérica interna, esta estará em contato com o ambiente marinho e com o ambiente terrestre durante estocagem e transporte. Em termos de material, o polímero escolhido deve ser capaz de resistir a um meio bastante agressivo, choques mecânicos e ainda garantir a integridade do seu conteúdo.

7.6 Fitas Anti-Desgaste e Fitas Estruturais

As fitas Anti-Desgaste são colocadas entre pares de camadas. Sua função é basicamente a de evitar o desgaste por atrito entre elas. Existem algumas fitas de Kevlar (fitas estruturais) que são capazes de garantir uma maior estabilidade estrutural para a armadura de tração. O uso de tais fitas ajuda a proteger a armadura contra o fenômeno do “*Bird Caging*”. A sua espessura é relativamente pequena em relação às outras camadas. Estas camadas ficam apenas citadas e não serão estudadas em maiores detalhes.

8 Materiais das Camadas

Nos itens anteriores, foi dada uma maior ênfase ao aspecto construtivo e à função das camadas que constituem o *riser* flexível. Um pouco sobre as características dos materiais de cada camada também foi dito. Agora, as propriedades citadas anteriormente serão agrupadas na forma de tabelas, para que fique mais evidente o material que deve ser usado. Ao final desta etapa, será obtida uma pré-seleção de materiais para cada camada.

8.1 Materiais Metálicos

Segundo a API, as propriedades para os materiais metálicos das camadas do *riser* são dadas pela seguinte tabela:

Tabela 1 - Propriedades relevantes dos metais.

Propriedades / Características	Parâmetro	Carc aça	Armadura de Pressão	Armadura de Tração
Propriedades de Liga	Composição química	X	X	X
	Microestrutura	X	X	X
Propriedades Mecânicas	Tensão de escoamento	X	X	X
	Tensão de ruptura	X	X	X
	Elongação	X	X	X
	Dureza	X	X	X
	Resistência à fadiga	X	X	X
	Resistência à erosão	X		
	Resistência a SSC e HIC*		X	X
Características de Material	Resistência à corrosão	X	X	X
	Resistência às rachaduras sob proteção catódica			X
	Resistência química	X	X	X

* SSC e HIC – Sulfide Stress Cracking e Hydrogen-Induced Cracking. Denominação em ingles para determinados testes de fratura feitos para materiais metálicos.

Os materiais metálicos que atendem a estas necessidades e que são comumente utilizados eu risers são:

- **Carcaça Intertravada:**
 - a) Aço carbono;
 - b) Aço inoxidável ferrítico (AISIs 409 e 430);
 - c) Aço inoxidável austenítico (AISIs 304, 304L, 316, 316L);
 - d) Aço inoxidável de alta liga (por exemplo, Duplex UNS S31803);
 - e) Ligas de Níquel (por exemplo, N08825).
- **Armadura de Pressão:** Aço de médio a alto carbono dependendo do comprimento do tubo;
- **Armadura de Tração:** Idem à armadura de pressão.

8.2 Materiais Poliméricos

Segundo a API, as propriedades para os materiais poliméricos das camadas do *riser* são dadas pela seguinte tabela:

Tabela 2 - Propriedades relevantes dos polímeros.

Característica	Testes	Camada Polimérica Interna	Camada Polimérica Externa
Propriedades Físicas / Mecânicas	Resistência à deformação	X	X
	Tensão de escoamento / alongamento	X	X
	Tensão de ruptura / alongamento	X	X
	Propriedades após alívio de tensões	X	
	Módulo de elasticidade	X	X
	Dureza		X
	Força de compressão		X
	Resistência à pressão hidrostática		
	Resistência ao impacto		X
	Resistência à abrasão		X
	Densidade	X	X
	Fadiga	X	X
	Sensibilidade ao entalhe	X	
Propriedades Térmicas	Coeficiente de condutividade térmica	X	X
	Coeficiente de expansão térmica	X	X
	Ponto de amolecimento	X	X
	Temperatura de transição vítrea	X	X
Características de Permeabilidade	Permeabilidade fluídica	X	X
	Resistência à formação de bolhas	X	
Compatibilidade e Envelhecimento	Compatibilidade fluídica	X	X
	Testes de envelhecimento	X	X
	Tensão de fratura no ambiente	X	X
	Resistência no tempo		X
	Absorção de água	X	X

Os materiais poliméricos que atendem a estas necessidades e que são comumente utilizados em risers são:

- **Camada Polimérica Interna:** HDPE, MDPE, PA-11, PA-12, PVDF e XLPE;
- **Camada Polimérica Externa:** HDPE, PA-11 e PA-12.

8.3 Propriedades dos Materiais Selecionados

Na etapa anterior do projeto foram definidos os materiais das camadas do tubo flexível. Para efetuar o dimensionamento das camadas, é necessário obter as propriedades dos materiais escolhidos. Para tal, foi feita uma seleção de fornecedores e destes foram retiradas as informações necessárias a respeito das propriedades dos materiais. As propriedades relevantes foram reunidas e listadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Propriedades dos materiais.

Camada	Material	Nome Comercial	Forneced or	Densidade (kg/m³)	Tensão de Escoamento (MPa)
Camada Polimérica Externa	HDPE	HDPE	Hivorex	952.5	-
Armadura de Tração	Aço de alto carbono	-	Gerdau	7850	650
Armadura de Pressão	Aço de alto carbono	-	Gerdau	7850	650
Camada Polimérica Interna	PA12	L 25 W 40	Grilamid	1020	-
Carcaça Intertravada	Aço inox 316L	-	Arcelor	7990	290

Camada	Condutividade Térmica (W/m.K)	Calor Específico (J/kg.K)	Coef. De poisson	Módulo de Young (GPa)	Tensão de Ruptura (MPa)
Camada Polimérica Externa	0,49	1,8	0,45	1,4	-
Armadura de Tração	51,9	486	0,3	207	900
Armadura de Pressão	51,9	486	0,3	207	900
Camada Polimérica Interna	0,25	2,6	0,47	0,45	-
Carcaça Intertravada	16,2	500	0,3	193	558

O custo não foi um critério relevante para a escolha dos fornecedores. Assim sendo, os mesmos foram selecionados segundo a disponibilidade de informações a respeito dos produtos.

9 Ferramentas Computacionais

A tarefa de dimensionamento de um tubo flexível é bastante trabalhosa. A maneira mais prática de se fazer uma estimativa das forças e tensões ao longo do seu comprimento é usando a análise pelo Método dos Elementos Finitos (MEF). Nesse âmbito, existem alguns softwares comerciais e outros desenvolvidos dentro do próprio meio acadêmico que incluem rotinas que, dados os parâmetros, fazem os cálculos dos carregamentos críticos nos tubos flexíveis.

9.1 ANSYS Mechanical APDL

O ANSYS é uma ferramenta computacional do tipo CAD / CAE. Sua estrutura permite a criação de protótipos virtuais de elementos reais. Esses elementos podem ser camadas de um tubo flexível, o tubo montado ou um tubo em uma roda de lançamento. Nem sempre esses elementos são representados no software em sua plenitude. Geralmente é lançado mão do recurso da modelagem.

A modelagem é feita de acordo com o tipo de análise que se quer fazer de um certo componente. Dessa forma, uma camada de um tubo pode ser simplificada através de um quarto de circunferência com espessura definida. Tais simplificações são muito úteis para modelos axissimétricos, por exemplo. Muitos fenômenos citados anteriormente como o *Burst*, o colapso da Armadura de Pressão e o esmagamento pela roda de lançamento podem ser recriados usando este software. Em projetos como este, o ANSYS pode ser usado como ferramenta de verificação de modelo do tubo pronto. Além disso, os perfis das armaduras de pressão são desenhados e as suas propriedades são obtidas através deste *software*.

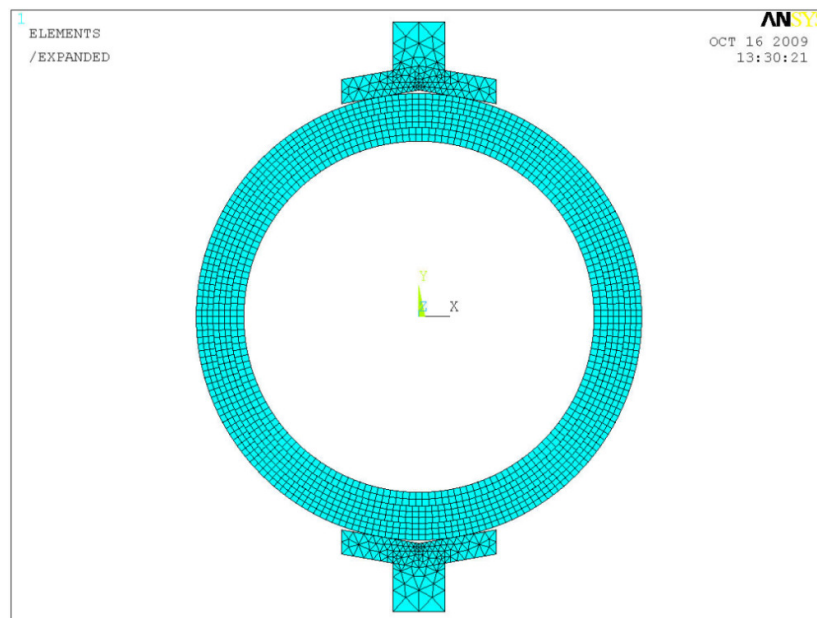


Figura 10 - Modelo representando uma seção transversal de tubo presa entre duas sapatas.

9.2 PipeDesign 1.0 / 2.0

O *pipedesign* é um software criado por integrantes do laboratório de interação fluido - estrutura e mecânica *offshore* (LIFE - MO). O mesmo foi criado sob encomenda da empresa do ramo de tubos flexíveis e umbilicais *Prysmian Cables and Systems do Brasil*. A função primária deste software é a de auxiliar o projetista no cálculo de algumas propriedades básicas do tubo tais como a rigidez axial e à torção. Além disso, o programa funciona como uma ferramenta de análise local e fornece um bom modelo inicial do tubo para verificação da sua resistência a diversos tipos de carregamentos.

O programa é executado através do software de cálculos *MatLab*, que por sua vez é baseado na linguagem *JAVA*. O mesmo é dotado de uma interface visual, de forma a simplificar o trabalho do projetista e os seus comandos são bastante intuitivos. Finalmente, o programa possui em seu banco de dados os requerimentos das normas API 17J e Petrobrás N2409 de tal sorte que é possível verificar se o tubo está ou não adequado a tais normas assim que os primeiros resultados são obtidos.



Figura 11 - Interface primária do *PipeDesign*.

A Figura 11 mostra a tela principal do programa. A primeira coisa a ser feita é inserir o diâmetro interno do tubo no campo mais acima da tela. No canto esquerdo

estão listadas as inúmeras camadas que compõem o tubo flexível. Basta ao usuário identificar no campo imediatamente à direita se o seu tubo possui ou não tal camada e os dados da mesma. Cada caixa de texto se abre em uma série de opções que representam os tipos de perfis e materiais das camadas do tubo. Cabe ao usuário modificar o banco de dados do programa e inserir as suas próprias especificações. Mais à direita, o usuário deve especificar a espessura de cada camada. Isso serve basicamente para as camadas poliméricas do tubo visto que, para as metálicas, o próprio perfil contém essa informação. Na terceira coluna são inseridos os ângulos de hélice das armaduras de pressão, tração e da carcaça intertravada.

Preenchidos esses dados, o campo em vermelho à direita da tela deverá se tornar verde. Quando todos os campos estiverem verdes, o usuário pode prosseguir. A próxima etapa é entrar com os dados do projeto na seção “*Complementary Information*”. Nessa janela são colocadas informações de registro do projeto tais como profundidade de operação, forma de utilização, cliente, projetista e temperatura do fluido, entre outras informações. Esses dados irão compor o cabeçalho do *datasheet* do tubo.

Pipe Design 2.0: Complementar Information

Project

Client

Project

Structure Application

Service

Structure Number

Design Pressure [MPa]

Design Water Depth[m]

Description

Revision

Prepared by

Checked by

Approved by

Revision Changes

Max. Fluid Temp[°C]

OK

Figura 12 - Informações complementares.

Antes de inserir os *Load Cases* no programa, é necessário escolher a norma que deve ser levada em conta na análise. Para isso, basta selecionar uma das duas (API ou Petrobrás) no campo “*Design Criteria*”. Os *Load Cases* não são inseridos diretamente na interface do programa. Eles são lidos de uma planilha de Excel especialmente formatada (Figura 13), que faz parte do pacote do programa. Nela os campos são preenchidos com as informações a serem levadas em conta para se avaliar a seção do tubo. Vale ressaltar que o *PipeDesign* avalia apenas uma seção do tubo de cada vez. Dessa forma, torna-se necessária a inserção de dados extras como a tensão no local, a profundidade, a pressão interna e a curvatura, como pode se observar na figura. O tipo de carregamento será explicado mais detalhadamente mais adiante neste relatório.



LOADCASE	Tension [kN]	Curvature [1/m]	Pipe Rotation [deg/m]	Pressure [MPa]	Water Depth [m]	Fluid Temperature [deg]	Water Temperature [deg]	Operation
LA1	2354	0	0	26,7	2000	65	20	Recurrent
LA2	2354	0,1	0	26,7	2000	65	20	Recurrent
LA3	0	0	0	26,7	2000	65	20	Recurrent
LA4	2316	0	0	26,7	2000	65	20	Recurrent
LA5	2316	0,1	0	26,7	2000	65	20	Recurrent

Figura 13 - Exemplo de planilha de Load Cases.

9.3 Poliflex 2D / 3D

O *Poliflex* é um software desenvolvido pelos membros do Núcleo de Dinâmica e Fluidos da Escola Politécnica. Este programa tem a finalidade de executar a análise global de um tubo, ou seja, o tubo passa a ser visto como um todo. Esta análise pode ser tanto estática quanto dinâmica.

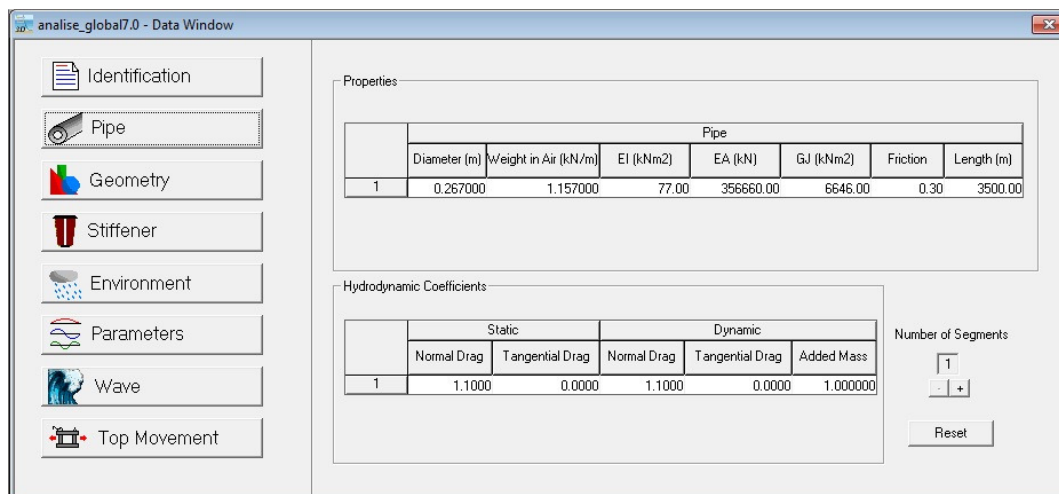


Figura 14 - Inserção de dados de entrada no Poliflex 3D.

Neste trabalho, o Poliflex está sendo usado justamente para este propósito. Em especial, a versão 2D foi utilizada também para se fazer o dimensionamento da curva e definir a forma global do tubo flexível. O programa é capaz de calcular todas as reações e esforços solicitantes presentes em cada ponto da abscissa curvilínea do tubo. Para isso, ele usa um algoritmo baseado no Método dos Elementos Finitos.

O tubo é dividido em um número de elementos de viga definido pelo usuário. Quanto maior o número de elementos, mais precisa a análise neste caso. Desta forma, o programa calcula as tensões efetivas no tubo levando em conta a sua curvatura, o peso próprio, a rigidez e as correntes marítimas. Todas essas informações são inseridas na tela de entrada (Figura 14) do programa. A interface é bastante simples e “*user friendly*” de tal forma que não é necessário muito tempo para se habituar ao programa. Além disso, o mesmo possui um simples, porém eficiente, sistema de ajuda.

Feita a inserção de dados, para a análise estática, basta selecionar a opção “*Static*”. Imediatamente irão surgir duas janelas, uma a esquerda contendo dados numéricos e outra à direita, contendo os gráficos desses dados numéricos em função da abscissa curvilínea do tubo.

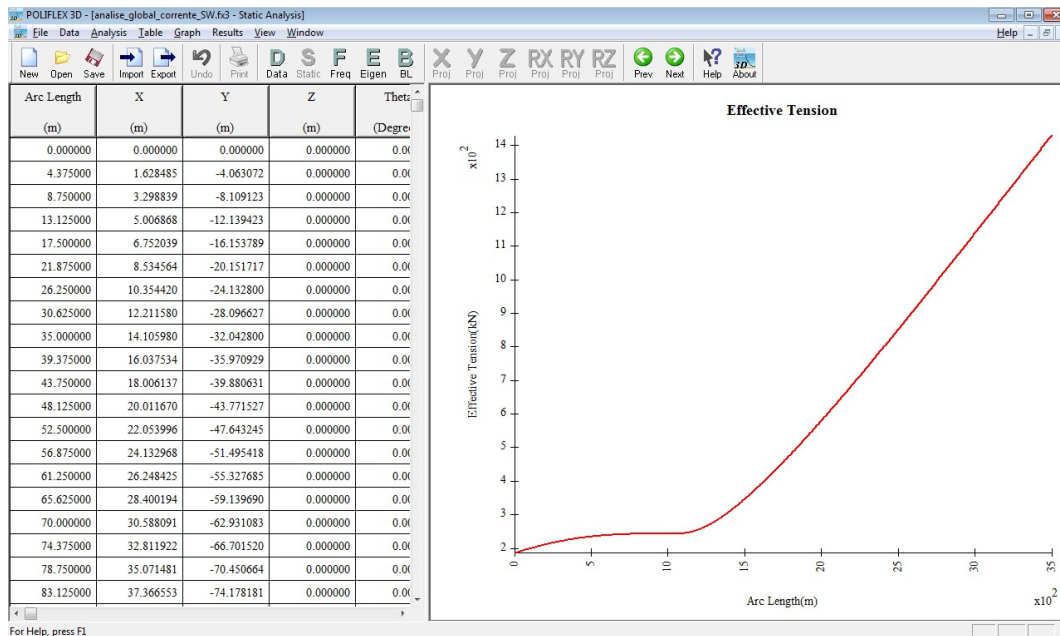


Figura 15 - Tela de resultados do Poliflex 3D.

9.4 UtilFlex

O *Utilflex* também foi desenvolvido dentro do ambiente acadêmico por membros do Núcleo de Dinâmica e Fluidos. A sua finalidade é também auxiliar na análise global de tubos flexíveis e umbilicais. A diferença entre este e o *Poliflex* é a de que o *Utilflex* é capaz de fazer análise de tensões e de fadiga nos tubos.

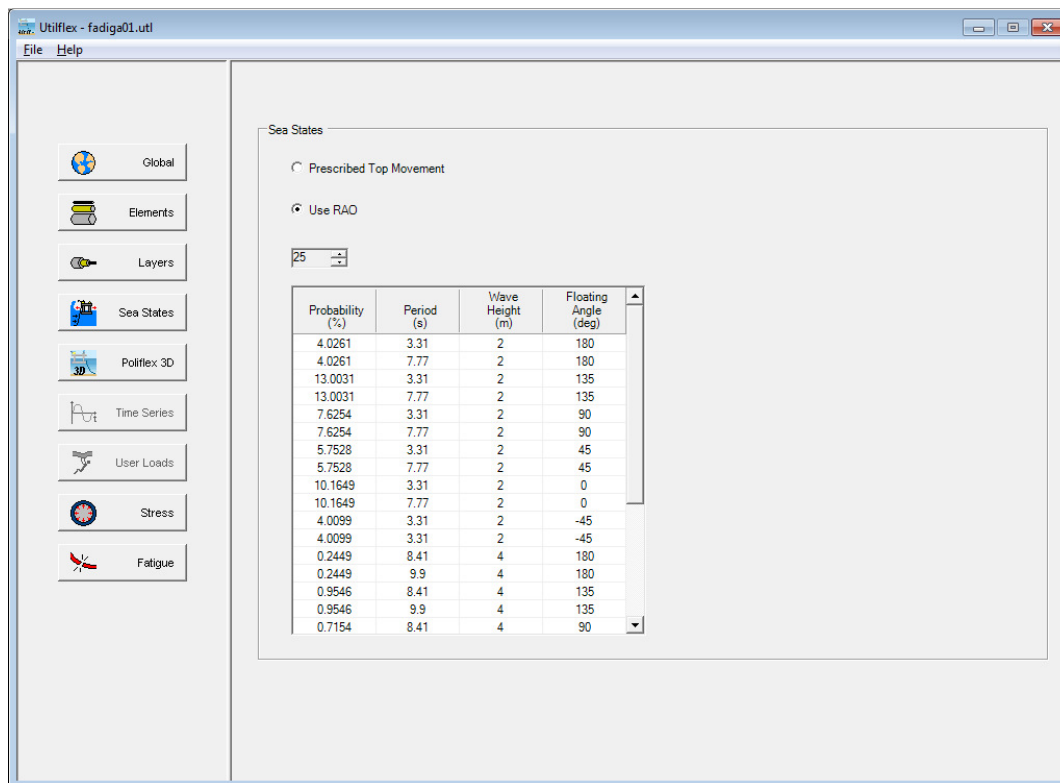


Figura 16 - Inserção de dados no *Utilflex*.

Neste trabalho, o *Utilflex* foi utilizado somente para fazer a análise de fadiga do tubo. Sua função principal foi, com base nos parâmetros fornecidos de ondas, correntes e movimento de topo da plataforma, fornecer o número de anos que a armadura de tração do tubo suporta antes que ocorra a falha por fadiga. Seu uso é bastante simples. Este programa trabalha em conjunto com o Poliflex 3D. Este executa a análise estática de tubo e fornece as informações de entrada para o Utilflex. O usuário deve fornecer ainda as informações das camadas (material, espessura e etc.) e as informações das ondas que serão consideradas na análise (Figura 16). Os resultados são mostrados conforme a Figura 17.

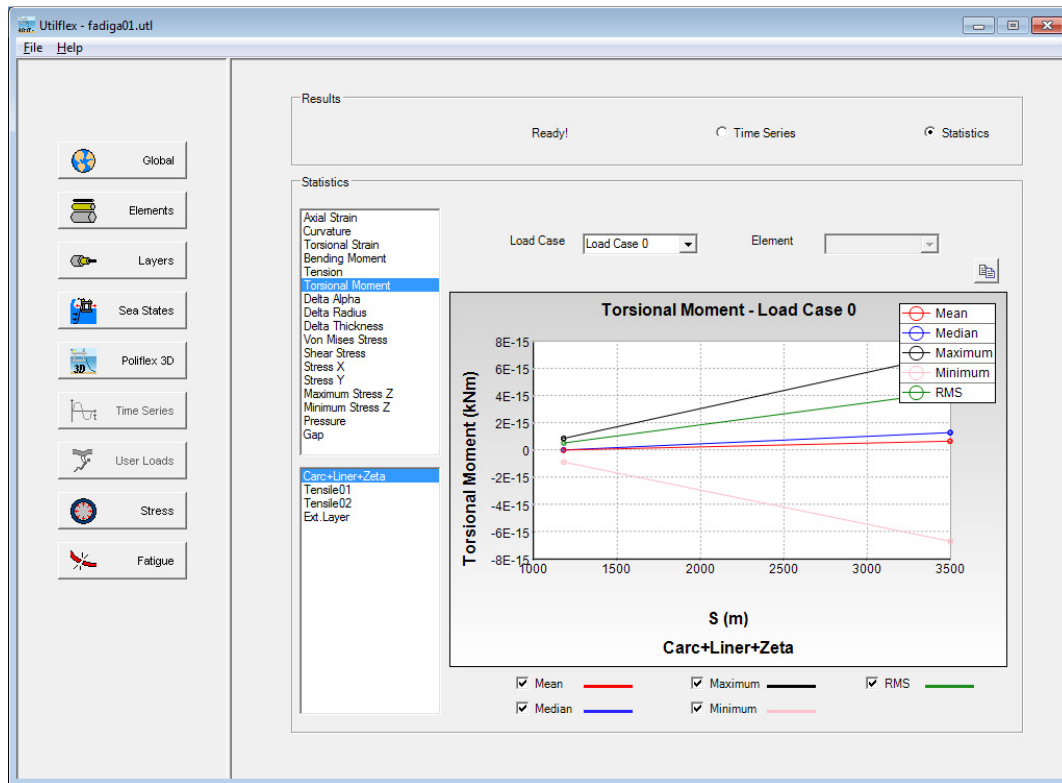


Figura 17 - Janela de resultados de tensão do Utilflex.

10 Parâmetros de Dimensionamento e Tipos de Carregamento

Segundo a norma API 17J, o tubo flexível deve ser testado para diversos tipos de carregamentos. Esses carregamentos, denominados “*Load Cases*” representam um conjunto de esforços e condições ambientais que combinados formam a chamada “Classe de Carregamento”, que simula uma determinada etapa da vida útil de um tubo. Esses “*Load Cases*” podem ser divididos em:

- Carregamentos funcionais – Todos os carregamentos presentes durante a operação do tubo inclusive os carregamentos presentes em águas tranquilas. Nesse caso, excetuam-se os carregamentos devido ao vento, às ondas ou correntes marítimas;

- Carregamentos ambientais – Todos os carregamentos induzidos por elementos do ambiente externo;
- Carregamentos acidentais – Carregamentos causados por ocorrências acidentais.

Além disso, o comprador do tubo pode especificar condições especiais de operação, que devem ser atendidas pelo fabricante. As classes de carregamentos, por sua vez são divididas em:

- Instalação;
- Operação normal recorrente;
- Operação normal extrema;
- Operação anormal;
- Testes de aceitação de fábrica.

As quatro primeiras classes serão explicadas mais detalhadamente na tabela a seguir, ao passo que a última é um critério do próprio fabricante e depende dos seus próprios procedimentos de testes em fábrica. A Tabela 4 mostra como devem ser considerados tais carregamentos para cada caso de operação. Na mesma tabela, “Pc” significa a probabilidade de um certo evento de ocorrer no espaço de um ano.

Tabela 4 - Condições de carregamento.

Condições de Carregamento	Operação Normal		Anormal
	Recorrente	Extrema	
Carregamentos Funcionais			
Cargas devido ao peso e à flutuação do tubo, conteúdo e acessórios, ambos temporários e permanentes	X	X	X
Pressão interna	Máxima de operação	Pressão de projeto	Pressão de projeto
Pressão e cargas oriundas de compressão e expansão térmica	X	X	X
Pressão externa	X	X	X
Forças de reação ao solo ou a rochas para tubos sobre o solo ou enterrados	X	X	X
Reação estática e cargas de deformação devido a suportes e estruturas de proteção	X	X	X
Cargas temporárias de instalação ou recuperação incluindo tensões aplicadas e cargas de esmagamento, impacto e atrito	X	X	X
Cargas residuais da instalação, que passam a ser cargas permanentes durante a operação do tubo	X	X	X
Cargas e deslocamento devidos a pressão e tração induzida por rotação	X	X	X
Pressões de teste, incluindo pressões na instalação, utilização e manutenção do tubo	X	X	X
Efeitos da interação de tubos agrupados ou presos	X	X	X
Cargas devido a cruzamentos entre tubos tanto rígidos quanto flexíveis	X	X	X
Carregamentos devido as tolerâncias de posicionamento durante a instalação	X	X	X
Cargas devidas a ferramentas de inspeção e manutenção	X	X	X
Carregamentos Ambientais			
Carregamentos causados direta ou indiretamente pelos parâmetros ambientais mostrados na tabela anterior	Condição de 100 anos	Pc = 10 [^] (-2)	Condições de sobrevivência
Carregamentos acidentais			
Ocorrências acidentais, tais como: Queda de objetos, Impacto de redes de arrasto, Pressão interna excessiva, Danos de armazenamento ou inundação acidental, Falha por arrasto no solo, Falha da linha de ancoragem e Falha no sistema de acionamento da torre	Não aplicável	Pc maior ou igual a 10 [^] (-2)	Pc entre 10 [^] (-2) e 10 [^] (-4)

10.1 Fatores de Serviço

O fator de serviço é outro parâmetro estabelecido pela regulamentação. Tanto as normas da API quanto as da Petrobras adotam esse sistema para avaliar as reações do tubo aos carregamentos. Na verdade, a norma da N2409 da Petrobras adota os mesmos parâmetros da norma API 17J. Esses parâmetros podem ser vistos na Tabela 5.

Tabela 5 - Fatores de serviço e critérios de dimensionamento.

		Condições de Serviço			Instalação		Testes de Fábrica
		Operação Normal					
		Operação Recorrente	Operação Extrema	Operação Anormal			
Camada do Tubo	Critério de Projeto	Funcional e Ambiental	Funcional, Ambiental e Acidental	Funcional, Ambiental e Acidental	Funcional e Ambiental	Funcional, Ambiental e Acidental	
Armadura de Pressão	Fluência	A máxima redução de espessura da parede da armadura abaixo do valor mínimo de projeto devido a fluência deve ser 30% abaixo de todas as condições de carregamento.					
Camada Polimérica Interna	Deformação	A deformação máxima deve ser inferior a 7,7% para PE e PA, 7% para PVDF em operações estáticas, armazenamento e cargas dinâmicas. Para PVDF em cargas dinâmicas ela deve ser de 3,5%. Para outros materiais poliméricos, esse limite deve ser estabelecido pelo fabricante.					
Carcaça Intertravada (a)	Tensão de Flambagem (b)	[0,67] para $D_{max} \leq 300$ m $[(D_{max}-300)/600]0,18+0,67$ para $300 \text{ m} < D_{max} \leq 900$ m [0,85] para $D_{max} \geq 900$ m					
Armadura de Tração	Tensão (c)	0.67	0.85	0.85	0.67	0.85	0.91
Armaduras de Pressão	Tensão	0.55	0.85	0.85	0.67	0.85	0.91
Camada Polimérica Externa	Deformação	A máxima deformação tolerável deve ser de 7,7% para PE e PA. Para outros materiais poliméricos, a deformação permissível deve ser especificada pelo fabricante.					

(a) Para carregamentos mecânicos, o fator de utilização deve ser especificado para as armaduras de tração e de pressão.

(b) D_{max} é a profundidade máxima da água, inclusos os efeitos das ondas e das marés.

(c) O critério de projeto para as armaduras de pressão e de tração é dado por: utilização = tensão + capacidade estrutural.

A uma primeira vista, a tabela pode parecer um tanto complexa. Mas se for feita uma análise mais cautelosa, pode se notar que os critérios mais intuitivos são os das camadas poliméricas. Para todas essas camadas o critério é uma deformação máxima. É importante ressaltar que neste trabalho, o material escolhido para a camada polimérica

interna é o HDPE. Com relação aos materiais metálicos, o critério se baseia em um número. Esse número, que na tabela varia entre 0,67 e 0,91, representa uma razão entre a tensão encontrada e a máxima admissível para tal material.

$$FS = \frac{\sigma_{tot}}{\sigma_{adm}} \quad (1)$$

11 Escolha dos Perfis

O primeiro perfil dimensionado foi o perfil da armadura de pressão. O mesmo foi escolhido como perfil tipo “T”. Com relação às dimensões, todas elas foram estimadas com base na norma API 17B. Basicamente, este perfil foi o escolhido, em detrimento do perfil em “Z” e do perfil em “C”, devido à sua robustez e simetria lateral.

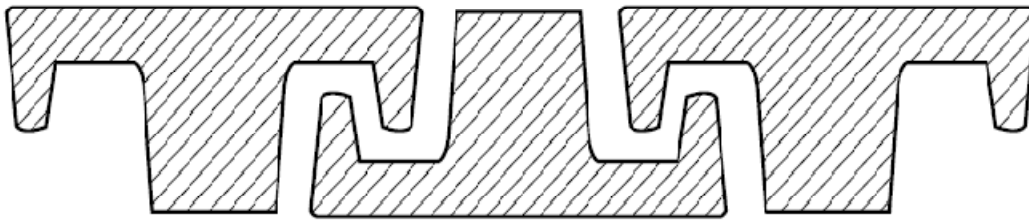


Figura 18 - Perfil escolhido para a armadura de pressão.

Para a carcaça intertravada, o perfil foi mantido como sendo o tradicional. As dimensões entretanto foram baseadas na norma 17B assim como a armadura de pressão. Vale ressaltar que as dimensões dos perfis da primeira iteração do projeto, tanto a do perfil da armadura quanto do perfil da carcaça, são uma primeira aproximação. Elas foram escolhidas como a extrapolação de medidas de tubos de 2,5” e 4”. Como o tubo em questão possui 6”, foi apenas uma questão de aumentar proporcionalmente as dimensões encontradas em modelos reais e catálogos.

Em seguida à escolha dos perfis, algumas propriedades deveriam ser calculadas afim de se fazer a primeira verificação estrutural. As propriedades são:

- Momentos principais de inércia em relação ao baricentro de uma unidade do perfil;
- Passo do perfil;
- Grau de recobrimento do perfil;
- Espessura da camada.

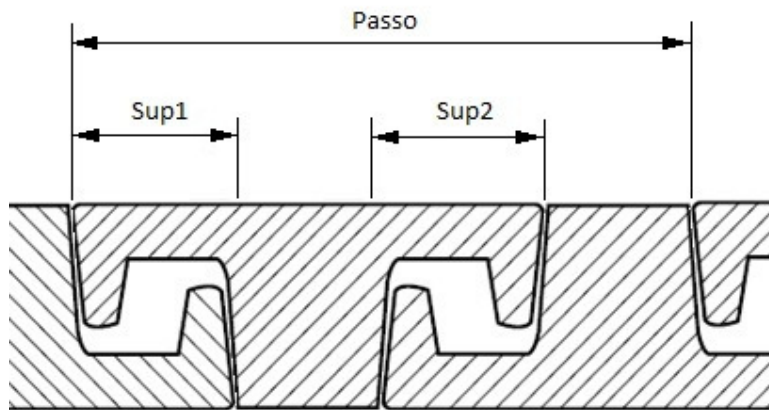


Figura 19 - Caracterizadores do perfil.

O momento de inércia é um fator representativo da distribuição de massa de uma determinada superfície. Quanto mais distantes forem as bordas da superfície do centro de massa, maior será o seu momento de inércia. O mesmo foi calculado computacionalmente através do software *ANSYS*. O passo do perfil é como o período de um gráfico de uma função periódica. Ele representa uma repetição da forma do perfil. Por fim, o grau de recobrimento é a parcela do passo da superfície que é dividido por duas unidades do perfil. O mesmo pode ser dado pela equação:

$$\psi = \frac{sup1 + sup2}{passo} \quad (2)$$

Essas informações, juntamente com as propriedades do material da camada são os dados de entrada para a próxima etapa do projeto, o “*Pipe Design*”.

12 Projeto e Verificação

Nessa etapa, foi usado o software *PipeDesign 1.0*. O procedimento para a inserção de dados é o mesmo descrito no item 9.2 deste relatório. Porém, algumas modificações foram feitas no banco de dados do programa. Os dados referentes às camadas dimensionadas anteriormente foram inseridos na database do software. Dessa forma, entre cada iteração do processo de projeto da seção do tubo, alguns dados foram alterados nessa base de dados.

12.1 Primeira Iteração

Para a primeira iteração do projeto do tubo foram usados os seguintes dados para os perfis:

Tabela 6 - Dados do tubo na primeira iteração.

Constante	Símbolo	Valor	Unidade
Carcaça Intertravada			
Momento de inércia principal em relação a x	I_{xx}	185.41	mm^4
Momento de inércia principal em relação a y	I_{yy}	4488.7	mm^4
Produto de inércia em relação a x e y	I_{xy}	-370.14	mm^4
Área de uma unidade de perfil	A	55.7	mm^2
Grau de recobrimento	ψ	0.83	-
Espessura do perfil	Th	6.4	mm
Largura do perfil	Width	16	mm
Ovalização (API)	Oval	0.2	%
Ângulo de Assentamento	-	70	°
Armadura de Pressão			
Momento de inércia principal em relação a x	I_{xx}	242.61	mm^4
Momento de inércia principal em relação a y	I_{yy}	986.44	mm^4
Produto de inércia em relação a x e y	I_{xy}	0	mm^4
Área de uma unidade de perfil	A	64.5	mm^2
Grau de recobrimento	ψ	0.524	-
Espessura do perfil	Th	7	mm
Largura do perfil	Width	16	mm
Ovalização (API)	Oval	0.2	%
Ângulo de Assentamento	-	70	°
Armadura de Tração			
Largura	L	7	mm
Espessura	Th	2	mm
Ângulo de Assentamento (interna)	-	50	°
Ângulo de Assentamento (externa)	-	-50	°
Número de Fios (interna)	-	38	-
Número de Fios (externa)	-	39	-
Camada Polimérica Interna			
Espessura	Th	7	mm
Camada Polimérica Externa			
Espessura	Th	6	mm

A primeira saída que o *software* fornece é a visualização da seção transversal do tubo. O desenho (Figura 20) mostra com bastante distinção todas as camadas do tubo e as suas espessuras em escala.

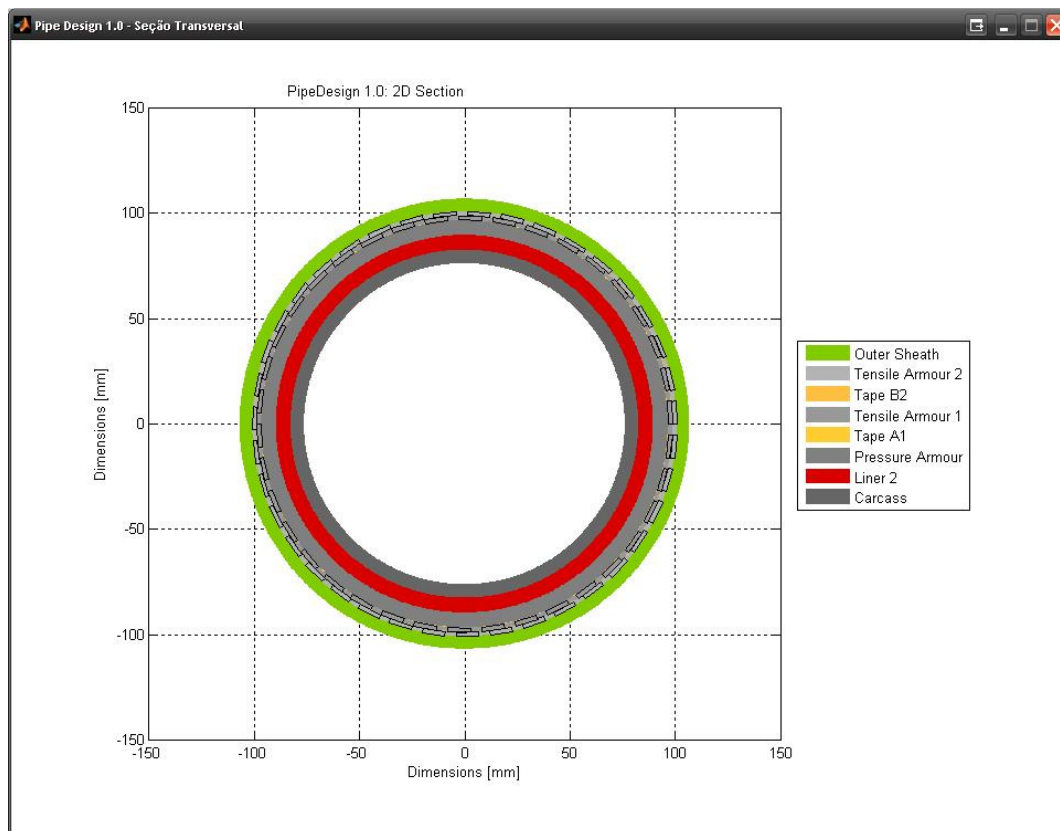


Figura 20 - Seção transversal do tubo (primeira iteração).

Os resultados dos cálculos também seguem em forma de planilha. Nesta planilha podem ser encontradas as principais propriedades da seção. Nesse caso ainda não foi aplicado nenhum tipo de *Load Case*.

Tabela 7 - Propriedades calculadas da seção.

Modelo Mk I		
Característica	Valor	Unidade
Diâmetro Interno	152	mm
Diâmetro Externo	214	mm
Raio Mínimo de Armazenamento	002	m
Raio Mínimo de Operação	002	m
Condutividade Térmica Efetiva	001	w/m°C
Peso Vazio no Ar	024	kgf/m
Peso Cheio no Ar	042	kgf/m
Peso inundado (Falha na Capa Externa)	006	kgf/m
Peso Cheio na Água	006	kgf/m
Peso Vazio na Água	-013	kgf/m
Pressão de <i>Burst</i>	035	MPa
Fator de Segurança para o <i>Burst</i>	002	-
Pressão de Colapso	015	MPa
Profundidade de Colapso	1.531	m
Fator de Segurança para o Colapso	001	-
Tração de Falha	705	kN
Rigidez Axial	46.953	kN
Rigidez Flexional	035	kN*m ²
Rigidez Torsional CW	843	kN*m ²
Rigidez Torsional CC	843	kN*m ²

Por fim, é feita a análise de um *Load Case*, que inclui a pressão de 2000 m de coluna de água sobre a seção analisada. Além disso, foi estabelecida que a temperatura do fluido no interior do tubo é de 60°C e o regime de operação é “recorrente”.

Tabela 8 - Razão de Serviço para cada camada.

Camada	Fator de Serviço (UF)		Limite	Resultado	Fator de Serviço	Razão de Serviço
Carcaça	0.8	Tensão [MPa]	290	007E+00	0.0256	0.0319
Camada Polimérica Interna	7.7%	Deformação	N/A	002E-04	0.0002	0.0027
Armadura de Pressão	0.55	Tensão [MPa]	810	003E+00	0.0043	0.0078
Fita A1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Armadura de Tração 1	0.67	Tensão [MPa]	1080	015E+00	0.0142	0.0212
Fita B2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Armadura de Tração 2	0.67	Tensão [MPa]	1080	015E+00	0.0142	0.0211
Camada Polimérica Externa	7.7%	Deformação	N/A	002E-04	0.0002	0.0027

A Tabela 8 mostra a chamada “Razão de Serviço”. Ela nada mais é do que o fator de serviço calculado sobre o fator de serviço permitido. Os valores na coluna denominada “Limite” representam os limites de escoamento do material relativo à camada em questão. Na ultima coluna, a cor verde representa a conformidade para com os padrões da API 17J.

Tabela 9 - Pressão na interface.

Interface	Pressão[MPa]	Lacuna[m]
Camadas 1-2	1,031E-04	0,000E+00
Camadas 2-3	994E-04	0,000E+00
Camadas 3-4	3,064E-04	0,000E+00
Camadas 4-5	1,544E-04	0,000E+00
Camadas 5-6	048E-04	0,000E+00

A Tabela 9 mostra a pressão que uma camada aplica na outra. A lacuna, no caso analisado é nula. Em outros casos, seu valor é diferente de zero e a pressão entre as camadas é diferente, conseqüentemente.

Tabela 10 - Variação de espessura, de raio, rotação e temperatura de cada camada.

Camada	F[kN]	Mt [kNm]	Mf [kNm]	dR[m]	dt[m]	dalfa[°]	Temp. [°]
Carcaça	-306E-04	-066E-04	0,000E+00	-296E-08	001E-08	-045E-04	060
Camada Polimérica Interna	761E-04	-004E-08	0,000E+00	-360E-08	-130E-08	0,000E+00	045
Armadura de Pressão	-717E-04	-183E-04	0,000E+00	-424E-08	003E-08	-047E-04	031
Armadura de Tração 1	004E+00	5,038E-04	0,000E+00	-425E-08	-004E-08	-071E-04	031
Armadura de Tração 2	004E+00	-5,310E-04	0,000E+00	-429E-08	-004E-08	071E-04	030
Camada Polimérica Externa	001E+00	-019E-08	0,000E+00	-471E-08	-081E-08	0,000E+00	025

Por fim, a tabela mostra a variação de algumas dimensões da seção e a força e o momento atuante em cada camada. Além disso, é feito um pequeno estudo de condução de calor e é possível verificar a temperatura em cada camada. Neste estudo não foi aplicado nenhum momento de torção no tubo, logo a reação é nula na seção.

12.2 Segunda Iteração

Para a segunda iteração, foram feitas modificações significativas na carcaça intertravada e na armadura de pressão. Visto que a profundidade de colapso verificada na primeira iteração foi de 1531 m, o tubo ainda não está aprovado. Naturalmente, esse resultado é bastante previsível, visto que a armadura e a carcaça estão muito finas e certamente não suportariam a profundidade proposta de 2000 m.

Dessa vez, para o dimensionamento das camadas foi usada uma metodologia baseada na espessura equivalente e no momento de inércia de cada camada. A metodologia baseada em [4] basicamente usa a profundidade de operação do tubo para deduzir a espessura equivalente, através da equação:

$$q_{cr} = \frac{E}{4} \left(\frac{t}{R} \right)^3 \quad (3)$$

onde t é a espessura equivalente da camada, R é o raio médio da seção, E é o Módulo de Young do material e q_{cr} é a pressão diferencial a qual está submetida a seção

multiplicada por um fator de segurança. Em seguida, a espessura equivalente é usada para encontrar o momento de inércia mínimo da seção.

$$t = \sqrt[3]{\frac{12(1 + \psi)I_{Gmin}}{b}} \quad (4)$$

onde ψ é o grau de recobrimento do perfil e b é o passo do perfil.

É importante ressaltar que na referência citada, tal metodologia é aplicada somente para a carcaça. Com a armadura de pressão, o modelo analítico para dimensionamento é baseado no modelo de um vaso de pressão cilíndrico. A metodologia é baseada em [5] e [8]. Basicamente, a espessura equivalente pode ser encontrada usando-se a equação:

$$u_r = \frac{q_{cr}R^2}{tE} \quad (5)$$

Onde u_r é o deslocamento radial da seção do tubo. Nesse caso, se o seu valor for considerado como o máximo permitido pela norma e o q_{cr} como sendo a profundidade máxima de operação, é possível obter a espessura equivalente mínima da armadura de pressão. Com a espessura em mãos, basta substituí-la em (4) para encontrar o momento de inércia mínimo da seção. A Tabela 11 mostra os cálculos realizados para este dimensionamento inicial.

Tabela 11 - Planilha usada na estimativa dos momentos de inércia.

Carcaça Intertravada			
qcr	Carga Crítica	20	MPa
E	Módulo de Young	193	Pa
R	Raio médio	77.95	mm
FS	Fator de Segurança	2	-
b	Passo	20	mm
ψ	Grau de Recobrimento	0.813	-
teq	Espessura Equivalente	9.226005	mm
lgmin	Momento de inércia mínimo	721.9248	mm ⁴
Armadura de Pressão			
qcr	Carga Crítica	26.7	MPa
E	Módulo de Young	207	Pa
R	Raio médio	96.6	mm
FS	Fator de Segurança	3	-
b	Passo	21	mm
ψ	Grau de Recobrimento	0.524	-
teq	Espessura Equivalente	14.07866	mm
lgmin	Momento de inércia mínimo	3204.325	mm ⁴

A espessura equivalente é basicamente a espessura que teria o perfil de uma camada caso este fosse substituído por um tubo equivalente ao invés da geometria complexa que lhe é peculiar. Esse recurso simplifica enormemente os cálculos para a carcaça intertravada e para a armadura de pressão. O seu significado físico e suas hipóteses são bem explicadas na referência [4]. Dessa maneira, os novos dados de entrada do *PipeDesign* (versão atualizada 2.0) são os da tabela:

Tabela 12 - Dados do tubo na segunda iteração.

Constante	Símbolo	Valor	Unidade
Carcaça Intertravada			
Momento de inércia principal em relação a x	Ixx	13801	mm ⁴
Momento de inércia principal em relação a y	Iyy	3.14E+05	mm ⁴
Produto de inércia em relação a x e y	Ixy	0	mm ⁴
Área de uma unidade de perfil	A	456.62	mm ²
Grau de recobrimento	ψ	0.813	-
Espessura do perfil	Th	15	mm
Largura do perfil	Width	48	mm
Ovalização (API)	Oval	0.2	%
Ângulo de Assentamento	-	70	°
Armadura de Pressão			
Momento de inércia principal em relação a x	Ixx	19651	mm ⁴
Momento de inércia principal em relação a y	Iyy	79901	mm ⁴
Produto de inércia em relação a x e y	Ixy	0	mm ⁴
Área de uma unidade de perfil	A	580.5	mm ²
Grau de recobrimento	ψ	0.524	-
Espessura do perfil	Th	21	mm
Largura do perfil	Width	48	mm
Ovalização (API)	Oval	0.2	%
Ângulo de Assentamento	-	70	°
Armadura de Tração			
Largura	L	7	mm
Espessura	Th	2	mm
Ângulo de Assentamento (interna)	-	50	°
Ângulo de Assentamento (externa)	-	-50	°
Número de Fios (interna)	-	38	-
Número de Fios (externa)	-	39	-
Camada Polimérica Interna			
Espessura	Th	7	mm
Camada Polimérica Externa			
Espessura	Th	6	mm

Nota-se que os momentos de inércia ficaram muito maiores. Espera-se que a carcaça intertravada e a armadura de pressão fiquem bem mais resistentes. A Figura 21 comprova essa observação.

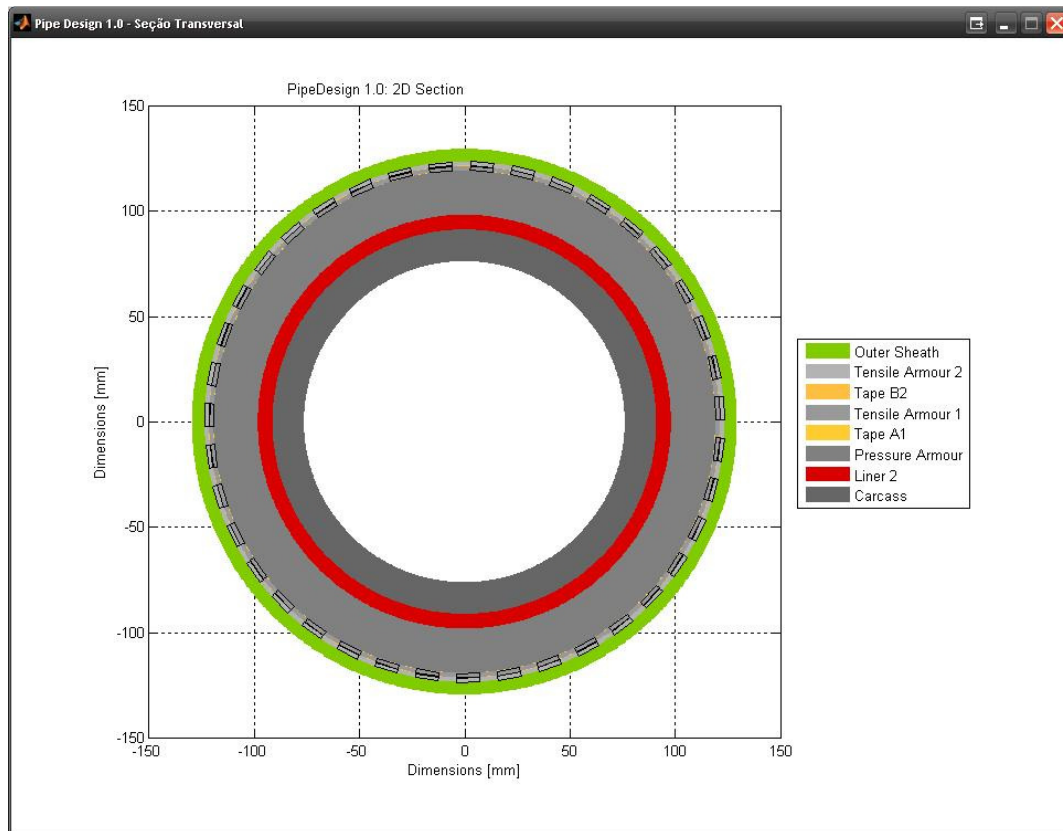


Figura 21 - Seção da segunda versão do tubo.

Os resultados numéricos, por sua vez, são apresentados na tabela. Vale lembrar que ainda não há um *Load Case* aplicado no tubo.

Tabela 13 - Resultados gerais para a segunda versão do tubo.

Modelo Mk II		
Característica	Valor	Unidade
Diâmetro Interno	152	mm
Diâmetro Externo	259	mm
Raio Mínimo de Armazenamento	002	m
Raio Mínimo de Operação	003	m
Condutividade Térmica Efetiva	001	w/m°C
Peso Vazio no Ar	046	kgf/m
Peso Cheio no Ar	065	kgf/m
Peso inundado (Falha na Capa Externa)	012	kgf/m
Peso Cheio na Água	011	kgf/m
Peso Vazio na Água	-008	kgf/m
Pressão de <i>Burst</i>	037	MPa
Fator de Segurança para o <i>Burst</i>	001	-
Pressão de Colapso	040	MPa
Profundidade de Colapso	4.007	m
Fator de Segurança para o Colapso	002	-
Tração de Falha	753	kN
Rigidez Axial	53.047	kN
Rigidez Flexional	069	kN*m ²
Rigidez Torsional CW	1,334	kN*m ²
Rigidez Torsional CC	1,334	kN*m ²

Nota-se que a profundidade de colapso mais do que triplicou nessa nova versão do tubo. Agora sim o mesmo cumpre a especificação de 2000 m de profundidade e com um fator de segurança.

Como *Load Case*, foi aplicada a pressão de 2000 m de coluna de água e, para demonstrar um caso de não conformidade com a norma da API, é proposta uma curvatura de 0,3 m para a seção. A curvatura é dada pelo inverso do raio da curva que o tubo forma. Para a profundidade máxima de utilização, essa curvatura é nula, pois o tubo está apoiado no solo oceânico. Além disso, é adicionada uma tração de 10 kN na seção.

Tabela 14 - Razão de serviço para a segunda versão do tubo.

Camada	Fator de Serviço (UF)		Limite	Resultado	Fator de Serviço	Razão de Serviço
Carcaça	0.8	Tensão [MPa]	290	804E+00	2.7709	3.4636
Camada Polimérica Interna	7.7%	Deformação	N/A	326E-04	0.0326	0.4236
Armadura de Pressão	0.55	Tensão [MPa]	810	221E+00	0.2733	0.4970
Fita A1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Armadura de Tração 1	0.67	Tensão [MPa]	1080	299E+00	0.2765	0.4127
Fita B2	0.55	Tensão [MPa]	212.6	390E+00	1.8345	3.3355
Armadura de Tração 2	0.67	Tensão [MPa]	1080	296E+00	0.2737	0.4085
Camada Polimérica Externa	7.7%	Deformação	N/A	420E-04	0.0420	0.5454

Nota-se que devido a uma atualização do software, a fita B2 passa a ter função estrutural no tubo e sua presença passa a ser considerada na análise. Por enquanto, a mesma não será considerada nos cálculos.

Tabela 15 - Pressão na interface para a segunda versão do tubo.

Interface	Pressão[MPa]	Lacuna[m]
Camadas 1-2	010E+00	0,000E+00
Camadas 2-3	009E+00	0,000E+00
Camadas 3-4	024E+00	0,000E+00
Camadas 4-5	022E+00	0,000E+00
Camadas 5-6	022E+00	0,000E+00
Camadas 6-7	020E+00	0,000E+00

Assim como na primeira iteração, é possível verificar a pressão exercida de uma camada do tubo sobre a outra. Isso é mostrado pela Tabela 15. Finalmente, a Tabela 16 mostra as variações de espessura, raio e rotação das camadas. Além disso, os esforços e a temperatura em cada uma delas estão devidamente representados. Nesse caso, como há uma curvatura na seção, existe um momento fletor aplicado.

Tabela 16 - Esforços, variações de dimensões e de temperaturas para a segunda iteração.

Camada	F [kN]	Mt [kNm]	Mf [kNm]	dR [m]	Dt [m]	Dalfa [°]	Temp [°]
Carcaça	-007E+00	-002E+00	002E+00	-5,843E-08	094E-08	-709E-04	064
Camada Polimérica Interna	-029E+00	002E-08	003E+00	-7,756E-08	-3,920E-08	0,000E+00	048
Armadura de Pressão	-017E+00	-005E+00	7,438E-04	-9,671E-08	091E-08	-745E-04	032
Armadura de Tração 1	060E+00	009E+00	692E-04	-9,661E-08	-072E-08	-1,116E-04	031
Fita B2	-020E-04	-018E-04	002E-04	-9,844E-08	-294E-08	-293E-04	031
Armadura de Tração 2	060E+00	-009E+00	692E-04	-001E-04	-070E-08	1,121E-04	030
Camada Polimérica Externa	-057E+00	013E-08	015E+00	-001E-04	-3,489E-08	0,000E+00	025

12.3 Terceira Iteração

Até a segunda iteração, o dimensionamento focou mais a carcaça intertravada e a armadura de pressão. A armadura de tração ainda não havia sido considerada no dimensionamento. Isso pelo fato de que não havia um carregamento de tração determinado. Dessa forma, a segunda iteração forneceu uma estimativa para o peso próprio do tubo flexível. Com essa informação, pode se estimar uma tração adequada para testar a armadura.

A nova armadura foi dimensionada conforme o diâmetro médio do local onde a mesma é posicionada na seção. Suas dimensões foram pré-determinadas como sendo 14 x 4 mm. Sendo assim, o número de fitas torna-se uma simples questão de dividir o perímetro da circunferência pela largura de cada arame. Os dados de entrada do *PipeDesign* (versão atualizada 2.0.2) ficam muito parecidos com os da segunda iteração:

Tabela 17 - Dados de entrada da terceira iteração.

Constante	Símbolo	Valor	Unidade
Carcaça Intertravada			
Momento de inércia principal em relação a x	Ixx	185.41	mm ⁴
Momento de inércia principal em relação a y	Iyy	4488.7	mm ⁴
Produto de inércia em relação a x e y	Ixy	-370.14	mm ⁴
Área de uma unidade de perfil	A	55.7	mm ²
Grau de recobrimento	ψ	0.83	-
Espessura do perfil	Th	6.4	mm
Largura do perfil	Width	16	mm
Ovalização (API)	Oval	0.2	%
Ângulo de Assentamento	-	70	°
Armadura de Pressão			
Momento de inércia principal em relação a x	Ixx	242.61	mm ⁴
Momento de inércia principal em relação a y	Iyy	986.44	mm ⁴
Produto de inércia em relação a x e y	Ixy	0	mm ⁴
Área de uma unidade de perfil	A	64.5	mm ²
Grau de recobrimento	ψ	0.524	-
Espessura do perfil	Th	7	mm
Largura do perfil	Width	16	mm
Ovalização (API)	Oval	0.2	%
Ângulo de Assentamento	-	70	°
Armadura de Tração			
Largura	L	14	mm
Espessura	Th	4	mm
Ângulo de Assentamento (interna)	-	50	°
Ângulo de Assentamento (externa)	-	-50	°
Número de Fios (interna)	-	48	-
Número de Fios (externa)	-	49	-
Camada Polimérica Interna			
Espessura	Th	7	mm
Camada Polimérica Externa			
Espessura	Th	6	mm

Com essas informações, é possível obter o desenho da seção, conforme mostra a Figura 22.

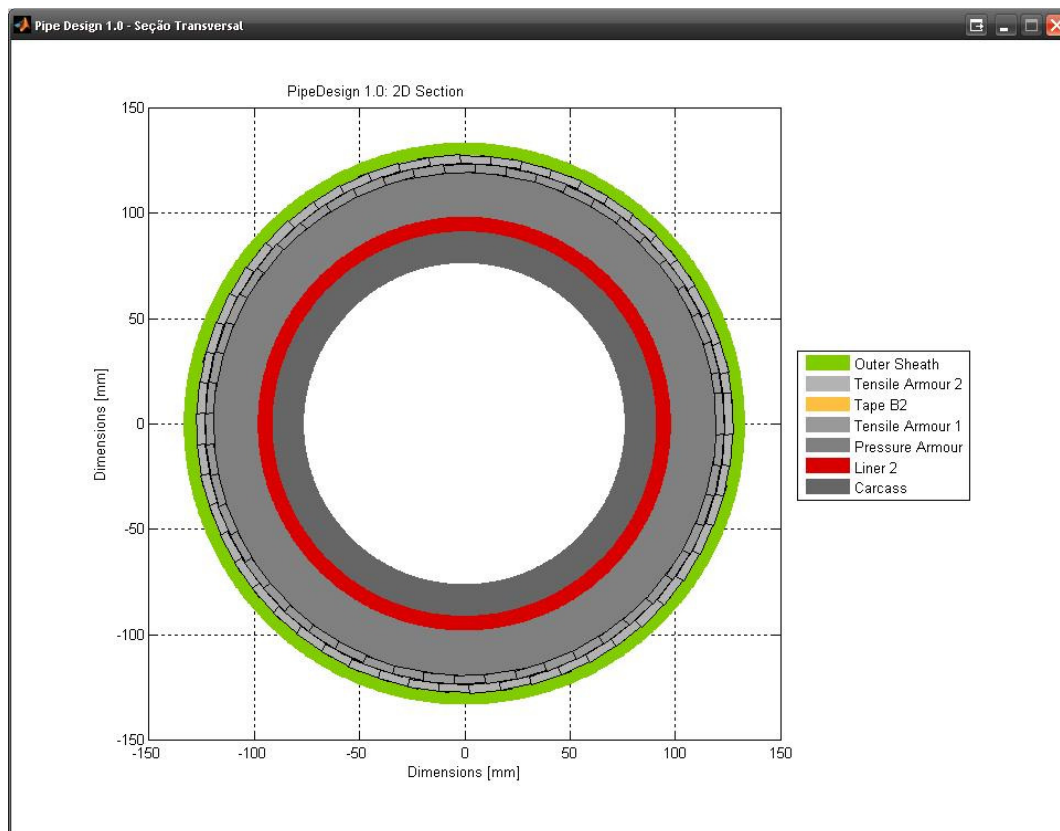


Figura 22 - Seção do tubo para a terceira iteração.

Nota-se que os elementos da armadura de pressão estão mais agrupados e melhor distribuídos no entorno da circunferência da seção. Os resultados numéricos para o tubo estão na Tabela 18.

Tabela 18 - Resultados numéricos para a terceira iteração.

Modelo Mk III		
Característica	Valor	Unidade
Diâmetro Interno	152	mm
Diâmetro Externo	267	mm
Raio Mínimo de Armazenamento	002	m
Raio Mínimo de Operação	003	m
Condutividade Térmica Efetiva	016	w/m°C
Peso Vazio no Ar	099	kgf/m
Peso Cheio no Ar	118	kgf/m
Peso inundado (Falha na Capa Externa)	058	kgf/m
Peso Cheio na Água	060	kgf/m
Peso Vazio na Água	042	kgf/m
Pressão de <i>Burst</i>	156	MPa
Fator de Segurança para o <i>Burst</i>	001	-
Pressão de Colapso Molhado	083	MPa
Profundidade de Colapso Molhado	8.272	m
Fator de Segurança para o Colapso Molhado	004	-
Pressão de Colapso Seco	309	MPa
Profundidade de Colapso Seco	30.743	m
Fator de Segurança para o Colapso Seco	015	-
Tração de Falha	4.483	kN
Rigidez Axial	356.660	kN
Rigidez Flexional	077	kN*m ²
Rigidez Torsional CW	6.646	kN*m ²
Rigidez Torsional CC	6.646	kN*m ²

Na Tabela 18 nota-se que o colapso do tubo foi dividido em dois tipos de colapso diferentes: colapso seco e colapso molhado. A diferença é que na situação de colapso seco, a integridade da camada polimérica externa é mantida e a pressão diferencial é mais alta. No caso do colapso molhado, ocorre a falha da camada externa e o tubo é inundado. Isso de certa forma ameniza a pressão diferencial. Essa diferença fica clara quando se compara as duas profundidades. A profundidade de colapso molhado é bem maior. O aumento na profundidade de colapso geral é explicado pela adição de uma armadura de tração mais forte. Essa armadura contribui para a resistência a pressão pelo fato de possuir um ângulo de assentamento. Esse ângulo faz com que a armadura resista a esforços axiais (tração) e radiais (pressão).

O *Load Case* escolhido para esta análise ainda é sob regime recorrente. A pressão externa é a de uma coluna de água de 2000 m e a pressão interna é de 26,7 MPa. Isso é uma pressão padrão de escoamento de fluido pelo tubo. Como carregamento de

tração foi adicionada uma carga de 2316 kN, que equivale ao dobro do peso de 2000 metros do tubo.

Tabela 19 - Razão de serviço para a segunda versão do tubo.

Camada	Fator de Serviço (UF)		Limite	Resultado	Fator de Serviço	Razão de Serviço
Carcaça	0.8	Tensão [MPa]	600	475E+00	0.7909	0.9886
Camada Polimérica Interna	7.7%	Deformação	N/A	057E-04	0.0057	0.0735
Armadura de Pressão	0.55	Tensão [MPa]	810	110E+00	0.1359	0.2471
Fita A1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Armadura de Tração 1	0.67	Tensão [MPa]	1080	513E+00	0.1374	0.2498
Fita B2	0.55	Tensão [MPa]	212.6	029E+00	0.4683	0.6989
Armadura de Tração 2	0.67	Tensão [MPa]	1080	506E+00	0.0057	0.0735
Camada Polimérica Externa	7.7%	Deformação	N/A	057E-04	0.7909	0.9886

Apesar das condições extremas do *Load Case*, o tubo resistiu e foi aprovado em todos os critérios da norma da API, como mostra a Tabela 19.

Tabela 20 - Pressão entre camadas para a terceira versão do tubo.

Interface	Pressão[MPa]	Lacuna[m]
Camadas 1-2	0,000E+00	0,000E+00
Camadas 2-3	026E+00	0,000E+00
Camadas 3-4	036E+00	0,000E+00
Camadas 4-5	028E+00	0,000E+00
Camadas 5-6	028E+00	0,000E+00
Camadas 6-7	020E+00	0,000E+00

A Tabela 20 mostra a pressão existente entre as camadas do tubo. Novamente não há uma lacuna significativa entre as camadas. Por fim, a mostra as variações de espessura, raio e rotação das camadas. Além disso, os esforços e a temperatura em cada uma delas estão devidamente representados. Nesse caso, não há uma curvatura na seção, portanto não existe um momento fletor aplicado.

Tabela 21 - Esforços, variações de dimensões e de temperaturas para a segunda iteração.

Camada	F[kN]	Mt[kNm]	Mf[kNm]	dR[m]	dt[m]	dalfa[°]	Temp . [°]
Carcaça	001E-12	1,612E-04	0,000E+00	-6,275E-08	015E-20	-1,180E-04	065
Camada Polimérica Interna	-085E+00	-001E-08	0,000E+00	-6,612E-08	-9,950E-08	0,000E+00	048
Armadura de Pressão	-012E+00	-003E+00	0,000E+00	-001E-04	-132E-08	-1,240E-04	032
Armadura de Tração 1	997E+00	121E+00	0,000E+00	-001E-04	-343E-08	-1,902E-04	031
Fita B2	-024E-04	-023E-04	0,000E+00	-001E-04	-376E-08	-484E-04	031
Armadura de Tração 2	1,030E+00	-129E+00	0,000E+00	-001E-04	-326E-08	1,909E-04	031
Camada Polimérica Externa	-039E+00	-009E-08	0,000E+00	-002E-04	-4,615E-08	0,000E+00	025

13 Análise Global Estática

Com uma seção definida e de acordo com as normas, o cabo deve ser dimensionado como um todo. Para tal, é feita a chamada análise global. Neste momento, é como se a visão do tubo se distanciasse e o mesmo passa a ser uma curva em um sistema de coordenadas. É na análise global que fica definida a forma do riser, a porção dele que fica em contato com o solo, a porção que fica suspensa, o ângulo de topo e a sua curvatura em todos os pontos.

Para esta análise, foi usado o *software* Poliflex 3D. Foram necessárias algumas definições antes, como o comprimento total do tubo o coeficiente de atrito com o solo e os coeficientes hidrodinâmicos. Como dito anteriormente, o mesmo usa o Método dos Elementos Finitos para fazer os cálculos. Desta maneira, o tubo foi dividido em 800 elementos de viga. A Tabela 22 mostra os dados de entrada do programa.

Tabela 22 - Dados de entrada do Poliflex.

Propriedades		
Diâmetro	0.267	m
Peso no Ar (cheio)	1.157	kN/m
Rigidez Flexional (EI)	77	kNm ²
Rigidez Axial (EA)	356660	kN
Rigidez Torsional (GJ)	6646	kNm ²
Atrito com o Solo	0,3	-
Comprimento Total	3500	m
Coeficientes Hidrodinâmicos		
Estático	Arrasto Normal	1.1
	Arrasto Tangencial	0
Dinâmico	Arrasto Normal	1.1
	Arrasto Tangencial	0
	Massa Adicional	1

Além disso, foi definida a localização do veículo de superfície em relação a uma origem definida. Esta origem, no caso, é onde a *flowline* começa, no fundo do mar. O primeiro resultado da análise estática mostra a forma final do riser (Figura 23).

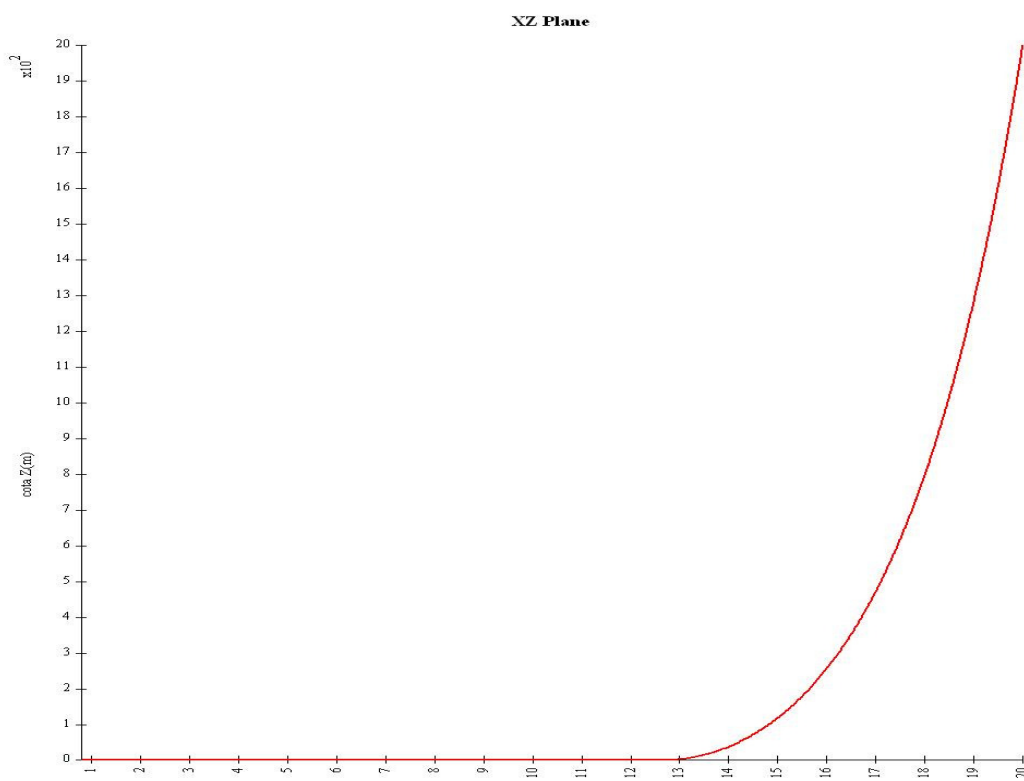


Figura 23 - Linha elástica do tubo flexível.

Com relação aos resultados da análise estática, foram rodadas ao todo nove análises. O parâmetro mudado em cada análise foi a direção do perfil de correntes marítimas no tubo. A corrente considerada foi a “centenária” da Bacia de Campos, ou seja, a corrente que ocorre uma vez em um intervalo de cem anos.

Tabela 23 - Correntes usadas nos testes.

N-Norte			NE-Nordeste		
Profundidade	Velocidade	Direção	Profundidade	Velocidade	Direção
(m)	(m/s)	(graus)	(m)	(m/s)	(graus)
0	1.32	0	0	1.34	45
80	1.08	0	80	1.28	45
159	1.3	0	159	1.17	45
223	1.13	0	223	1.06	45
367	0.91	0	367	1.17	45
542	0.62	0	542	1.04	45
661	0.66	45	661	0.81	45
869	0.56	45	869	0.67	45
1020	0.58	45	1020	0.64	45
1195	0.6	45	1195	0.57	45
1458	0.69	45	1458	0.55	45
2000	0	0	2000	0	0
E-Leste			SE-Sudeste		
Profundidade	Velocidade	Direção	Profundidade	Velocidade	Direção
(m)	(m/s)	(graus)	(m)	(m/s)	(graus)
0	1.25	90	0	1.75	135
80	1.01	90	80	1.61	135
159	0.91	90	159	1.26	135
223	0.79	90	223	0.82	90
367	0.69	90	367	0.76	90
542	0.71	90	542	0.79	90
661	0.66	90	661	0.69	90
869	0.56	45	869	0.58	45
1020	0.56	45	1020	0.57	45
1195	0.62	45	1195	0.61	45
1458	0.65	45	1458	0.69	45
2000	0	0	2000	0	0

Tabela 23 (Continuação) - Correntes usadas nos testes.

S-Sul			SW-Sudoeste		
Profundidade	Velocidade	Direção	Profundidade	Velocidade	Direção
(m)	(m/s)	(graus)	(m)	(m/s)	(graus)
0	1.96	180	0	1.89	225
80	1.54	180	80	1.46	225
159	1.39	180	159	1.26	225
223	1.18	180	223	1.28	225
367	0.72	180	367	0.79	225
542	0.78	180	542	0.66	180
661	0.72	90	661	0.76	90
869	0.41	45	869	0.55	45
1020	0.52	45	1020	0.57	45
1195	0.76	45	1195	0.59	45
1458	0.71	45	1458	0.68	45
2000	0	0	2000	0	0
W-Oeste			NW-Noroeste		
Profundidade	Velocidade	Direção	Profundidade	Velocidade	Direção
(m)	(m/s)	(graus)	(m)	(m/s)	(graus)
0	1.36	270	0	1.3	315
80	1.34	270	80	1.24	315
159	1.18	270	159	1.17	315
223	0.84	270	223	0.88	315
367	0.66	270	367	0.52	0
542	0.66	0	542	0.47	45
661	0.63	45	661	0.4	45
869	0.45	45	869	0.49	45
1020	0.52	45	1020	0.47	45
1195	0.52	45	1195	0.63	45
1458	0.66	45	1458	0.67	45
2000	0	0	2000	0	0

As informações utilizadas constavam no banco de dados do Núcleo de Dinâmica e Fluidos (NDF) e foram usadas em projetos anteriores. Apesar das correntes não seguirem para uma mesma direção sempre, as mesmas são classificadas segundo a direção em que a sua intensidade é maior. Os resultados seguem na Tabela 24.

Tabela 24 - Resultados da análise estática.

Parâmetros		Sem Corrente	Norte	Sul	Leste	Oeste
Tração (kN)	Topo	1339.52	1416.7	1276.05	1394.99	1418.72
	TDP	153.91	231.33	86.39	209.54	233.35
	Máxima Curvatura	153.91	231.33	87.23	209.54	233.35
Máxima Curvatura (1/m)		0.004477	0.00297	0.006927	0.003418	0.003131
Parâmetros		Sudeste	Sudoeste	Nordeste	Noroeste	
Tração (kN)	Topo	1437.81	1428.94	1435.58	1417.71	
	TDP	252.49	243.48	250.26	232.34	
	Máxima Curvatura	252.49	243.62	250.38	232.34	
Máxima Curvatura (1/m)		0.00277	0.002575	0.002375	0.0030505	

Vale ressaltar que, no primeiro caso não foi aplicada uma corrente. E o “TDP” (*Touchdown Point*) é uma sigla em inglês que define o ponto do tubo onde ele deixa de tocar o solo oceânico. O mesmo, geralmente também é o ponto de maior curvatura do riser. É interessante observar o sucesso da análise quando se observa a curva elástica do tubo em todos os planos (Figura 24). Nota-se que ela deu uma “embarrigada” na direção da corrente.

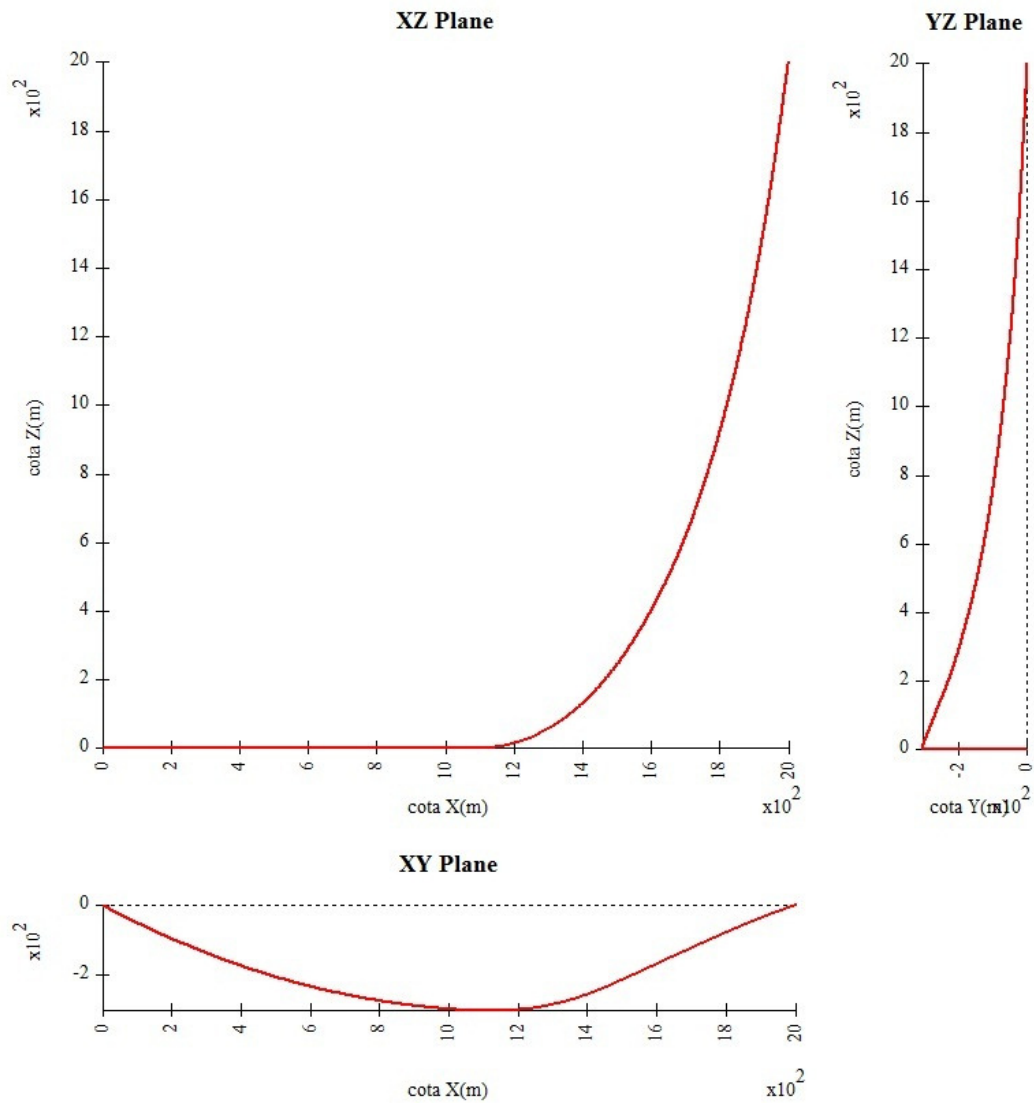


Figura 24 - Tubo flexível sob a ação de uma corrente vinda do Oeste.

Outra curva bastante relevante para a análise é a da distribuição de forças no tubo. Nota-se, pelo gráfico da Figura 25, que a tração no tubo aumenta com o aumento da cota “z”. Isso confirma as afirmações feitas até agora de que é na região do topo do riser onde se observam as maiores trações.

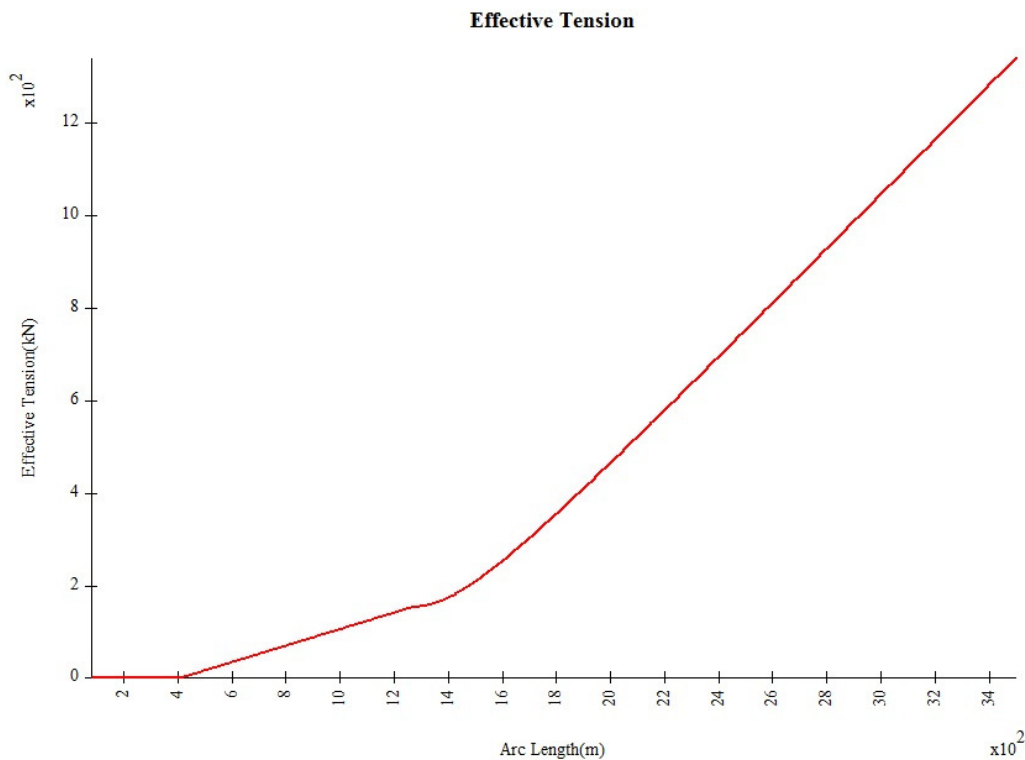


Figura 25 - Tração distribuída no comprimento do tubo.

14 Análise Dinâmica

14.1 Introdução

Em relação à análise estática, a análise dinâmica é consideravelmente mais complexa. Este trabalho se baseou na norma da Petrobrás *I-ET-3010.00-1500-960-PPC-006* para validar os resultados. A norma forneceu uma metodologia padrão de tal sorte que o projeto deste trabalho fique mais semelhante a um projeto real.

Em especial, foram observados os *load cases* dinâmicos aos quais o tubo ficará submetido durante os ensaios virtuais. Esses *load cases* contemplam diversos tipos de operação. Para uma avaliação completa do riser, ele deve ser testado para operação normal / recorrente, extrema, anormal e lançamento. Para fins de demonstração, este trabalho contempla apenas os casos de operação Normal / Recorrente. A Tabela 25 mostra as exigências da norma em termos de carregamentos para operação recorrente.

Tabela 25 - Load cases dinâmicos para operação recorrente. Fonte: I-ET-3010.00-1500-960-PPC-006.

Load Case	Position (Fig. 4)	Functional Load				Environmental load				OBS.
		Floating Unit Draft	Floating Unit Heading		Floating Unit offset	Wave		Current		
			FPSO Turret (Fig. 3)	others		RP	Direction	RP	Direction	
GA-1	Near	Draft with the worst vertical acceleration and angular motion for each load case [1]	Head seas	Actual Heading	Extreme [2]	100	Collinear (Figure 4)	10	Collinear (Figure 4)	Floating unit offset shall be applied ± 45° (cross near) and ± 135° (cross far) from the riser plane (Fig. 4 c)
GA-2	Far					100		10		
GA-3	Cross					100		10		
GA-4	Transv.					100		10		
GA-5	Near					10	Collinear (Figure 4)	100	Collinear (Figure 4)	Floating unit offset shall be applied ± 45° (cross near) and ± 135° (cross far) from the riser plane (Fig. 4 c)
GA-6	Far					10		100		
GA-7	Cross					10		100		
GA-8	Transv.					10		100		
GA-9	Near		22.5° from bow			100	Crossed ± 22.5 of the riser (Figure 5)	10	Crossed ± 45 of the wave (Figure 5)	Floating unit offset shall be applied ± 45° (cross near) and ± 135° (cross far) from the riser plane (Fig. 7)
GA-10	Far					100		10		
GA-11	Cross					100		10		
GA-12	Transv.					100		10		
GA-13	Near		22.5° from bow			10	Crossed ± 22.5 of the riser (Figure 5)	100	Crossed ± 45 of the wave (Figure 5)	Floating unit offset shall be applied ± 45° (cross near) and ± 135° (cross far) from the riser plane (Fig. 7)
GA-14	Far					10		100		
GA-15	Cross					10		100		
GA-16	Transv.					10		100		
GA-17	Near		Beam seas (90°)			[3]	[4]	1	[5]	Floating unit offset shall be applied ± 45° (cross near) and ± 135° (cross far) from the riser plane
GA-18	Far							1		
GA-19	Cross							1		
GA-20	Transv.							1		

Com relação à Tabela 25, foram considerados o casos de carregamento de GA-01 até GA-16. Isso porque os casos de GA-17 até GA-20 representam condições anormais de operação. As figuras 4, 5, 6 e 7 , referenciadas na tabela da norma vêm a seguir.

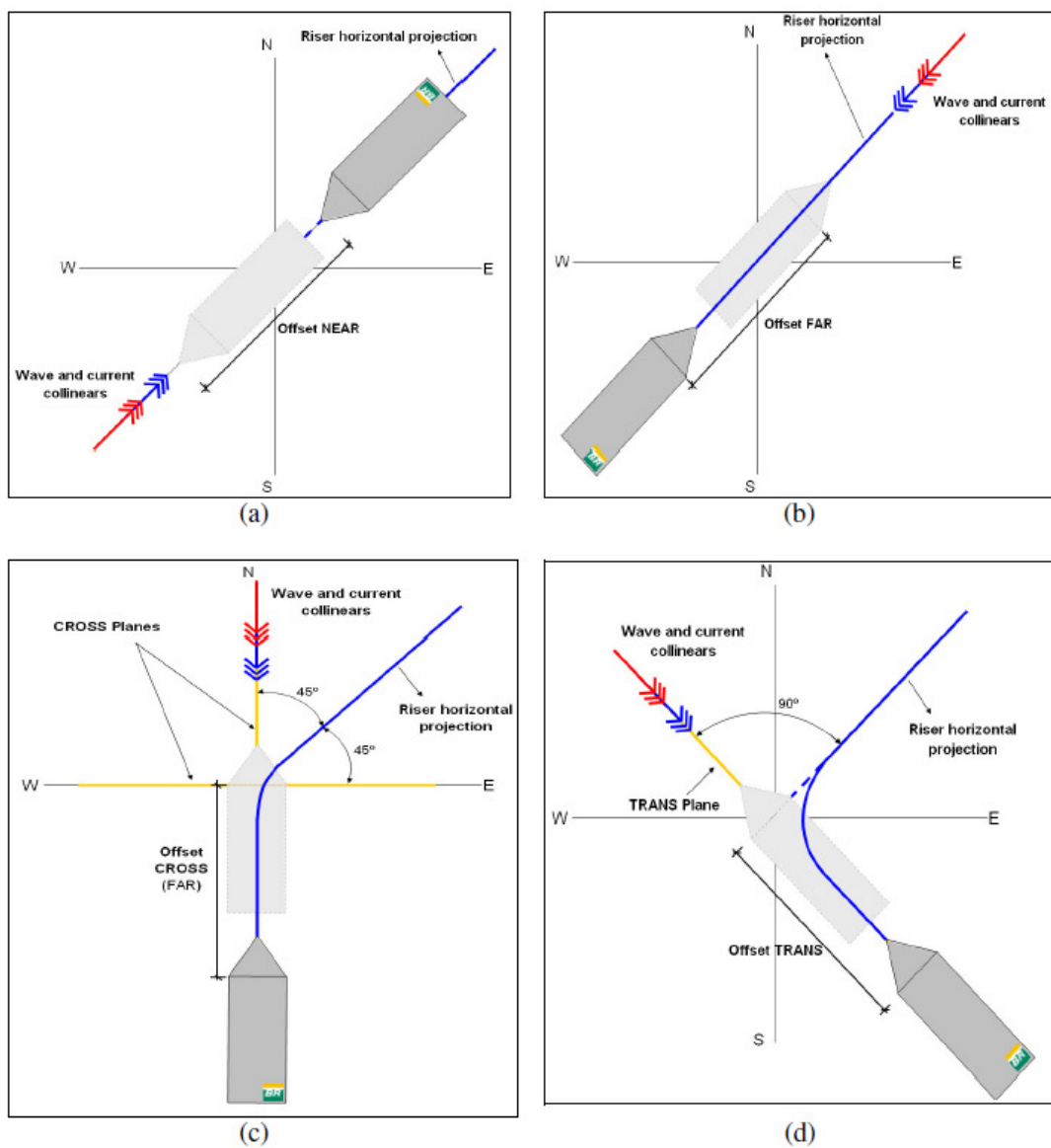


Figura 26 - Figura 4 da norma ilustra os casos de *offset* da plataforma: (a) *Near* (b) *Far* (c) *Cross* (d) *Trans*.
 Fonte: I-ET-3010.00-1500-960-PPC-006.

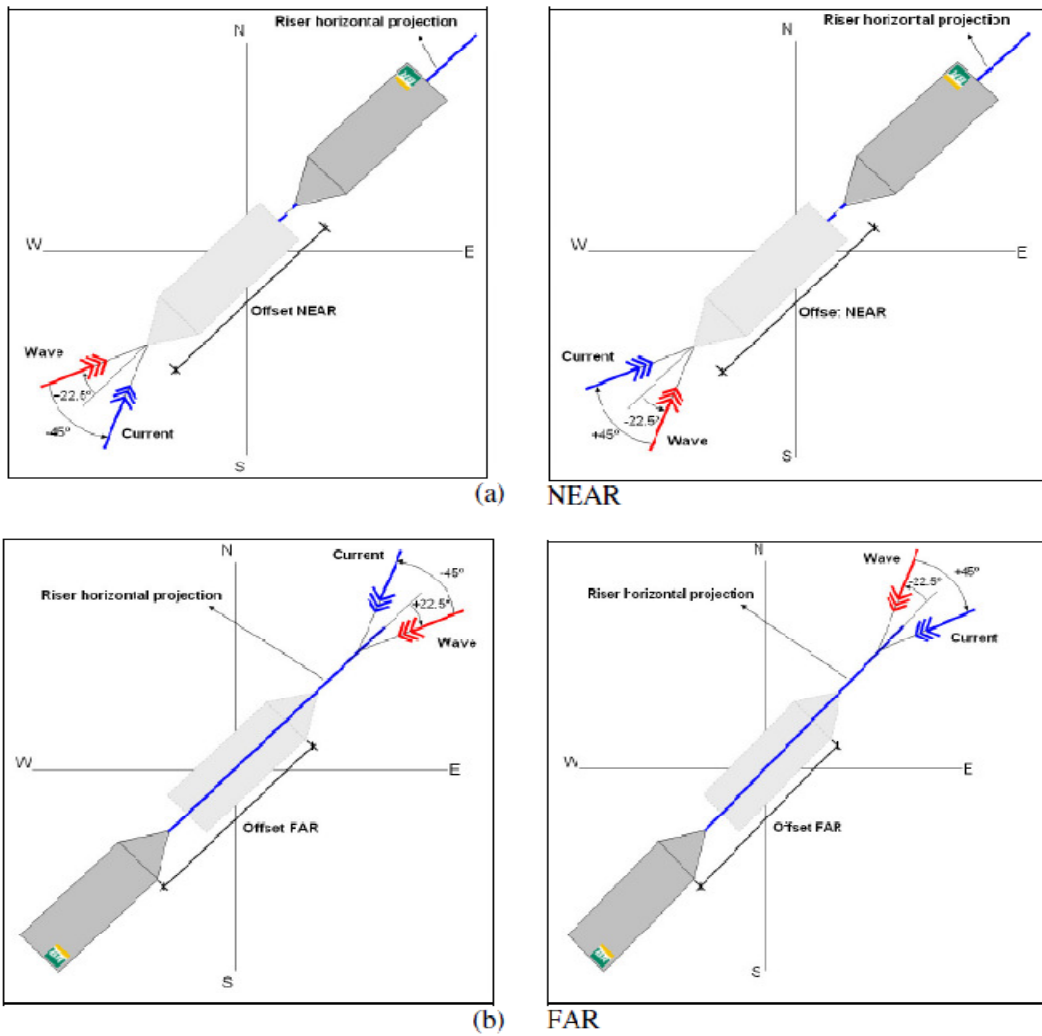


Figura 27 - Figura 5 da norma ilustra os casos em que a direção da corrente e a da onda são inclinadas de 45 graus entre si para os casos de *offset* (a) *Near* (b) *Far*. Fonte: I-ET-3010.00-1500-960-PPC-006.

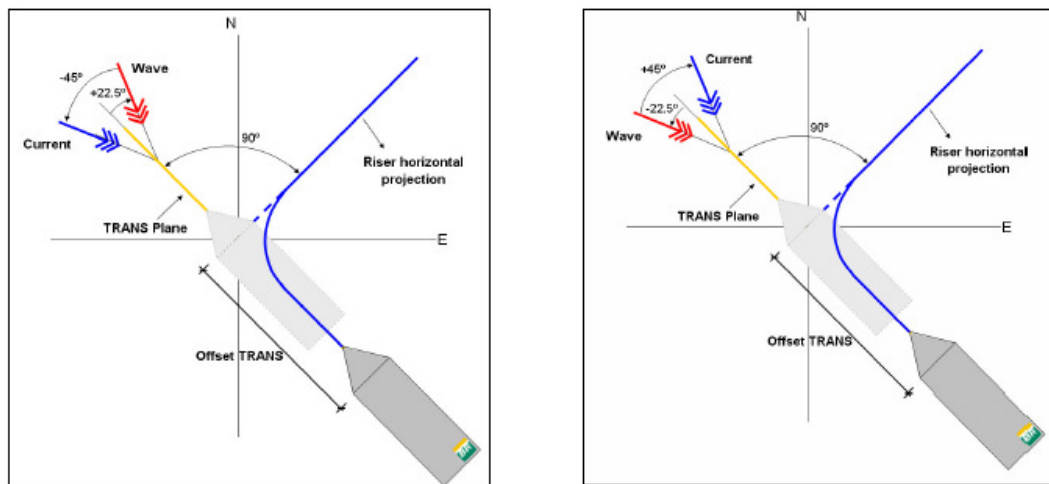


Figura 28 - Figura 6 da norma ilustra o caso de corrente e onda inclinados entre si para o caso de *offset Trans*. Fonte: I-ET-3010.00-1500-960-PPC-006..

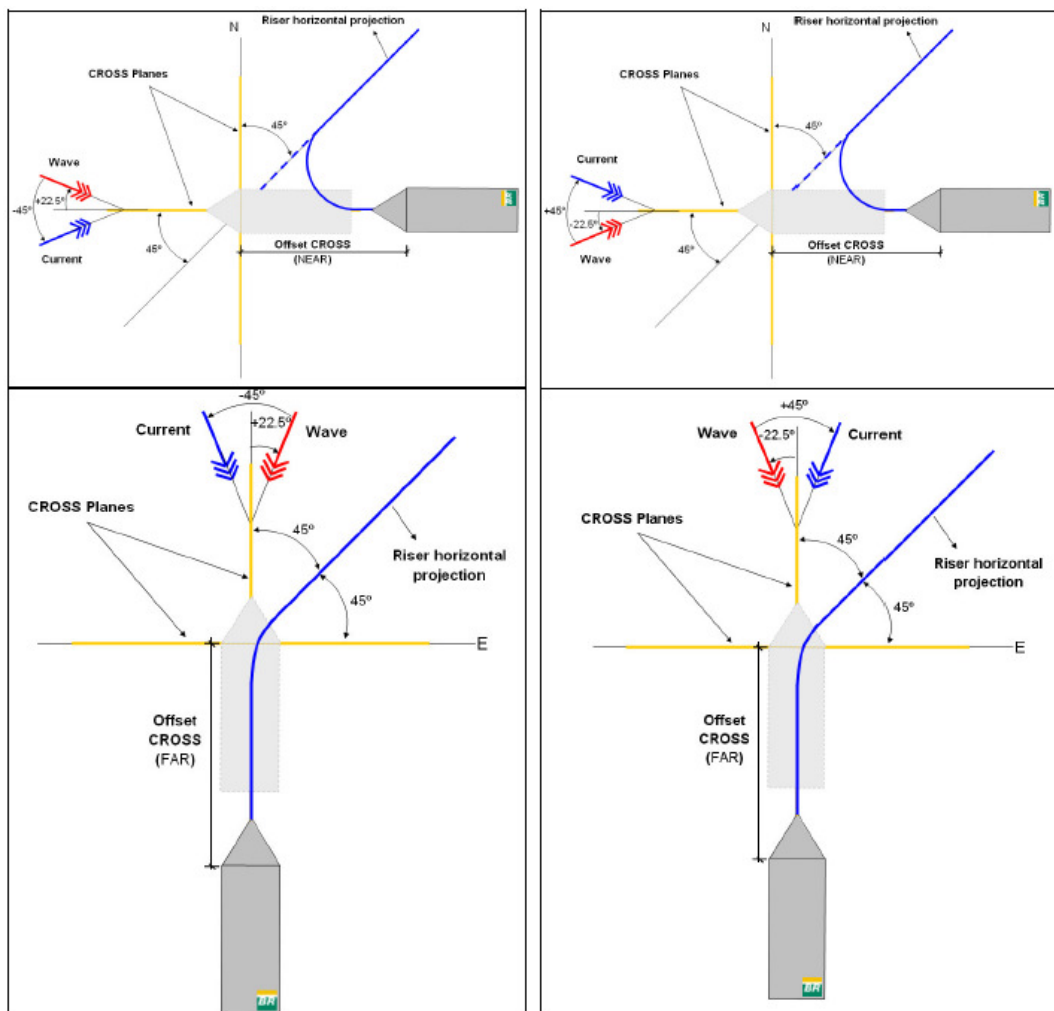


Figura 29 - Figura 6 da norma ilustra o caso de corrente e onda inclinados entre si para o caso de *offset Cross*.
Fonte: I-ET-3010.00-1500-960-PPC-006.

Como se pode notar pela Tabela 25, os *load cases* são formados pela combinação entre diferentes tipos de offset, de incidência de ondas e de correntes. Cada caso é único e as mínimas diferenças entre eles podem trazer resultados muito diferentes. Com base nisso, foi feita a preparação para a análise dinâmica.

14.2 Preparação

Assim como na análise estática, também foi utilizado o *software Poliflex 3D*. A diferença é que agora, foi adicionado à análise um fator crítico: o movimento da plataforma devido a ondas e correntes marítimas. Com base na Tabela 25, os requisitos da norma foram traduzidos em dados de entrada do Poliflex 3D, resultando na Tabela 26.

Tabela 26 - Listagem dos load cases efetivamente analisados.

NORTH-SOUTH Axis Riser									
Load Case	Offset	Current		Wave		Top Coordinates			Vessel Heading (°)
		Type	Heading (°)	Type	Heading (°)	x (m)	y (m)	z (m)	
GA-1	Near	N-100	-	N-10	180	1900	0	2000	0
GA-2	Far	N-100	-	N-10	180	2100	0	2000	0
GA-3	Cross	NW-100	-	NW-10	135	2100	-70.71	2000	315
GA-4	Trans	W-100	-	W-10	90	2000	-100	2000	270
GA-5	Near	N-10	-	N-100	180	1900	0	2000	0
GA-6	Far	N-10	-	N-100	180	2100	0	2000	0
GA-7	Cross	NW-10	-	NW-100	135	2100	-70.71	2000	315
GA-8	Trans	W-10	-	W-100	90	2000	-100	2000	270
GA-9	Near	N-100	-	N-10	202.5	1900	0	2000	0
GA-10	Far	N-100	-	N-10	202.5	2100	0	2000	0
GA-11	Cross	NW-100	-	NW-10	157.5	2100	-70.71	2000	315
GA-12	Trans	W-100	-	W-10	112.5	2000	-100	2000	270
GA-13	Near	N-10	-	N-100	202.5	1900	0	2000	0
GA-14	Far	N-10	-	N-100	202.5	2100	0	2000	0
GA-15	Cross	NW-10	-	NW-100	157.5	2100	-70.71	2000	315
GA-16	Trans	W-10	-	W-100	112.5	2000	-100	2000	270

As ondas e as correntes fazem parte do banco de dados de ambiente usados para este projeto. Os dados representam as condições da bacia de Campos. Para os movimentos da plataforma, foram usadas informações do banco de dados. Essas informações são referentes à plataforma semi-submersível P51 da Petrobrás (Figura 30).



Figura 30 - Plataforma semi-submersível P51 sendo rebocada. Fonte: <http://agenciabrasil.etc.com.br>.

Os dados de entrada do movimento da plataforma estão na forma de um *Response Amplitude Operator (RAO)*. O RAO é uma função de transferência usada para determinar a resposta de uma determinada embarcação a uma determinada excitação. Ela é dada como a amplitude e a frequência dos movimentos da embarcação em seis graus de liberdade, três de translação (Figura 31) e três de rotação (Figura 32). Os RAOs utilizados neste trabalho se encontram no ANEXO A.

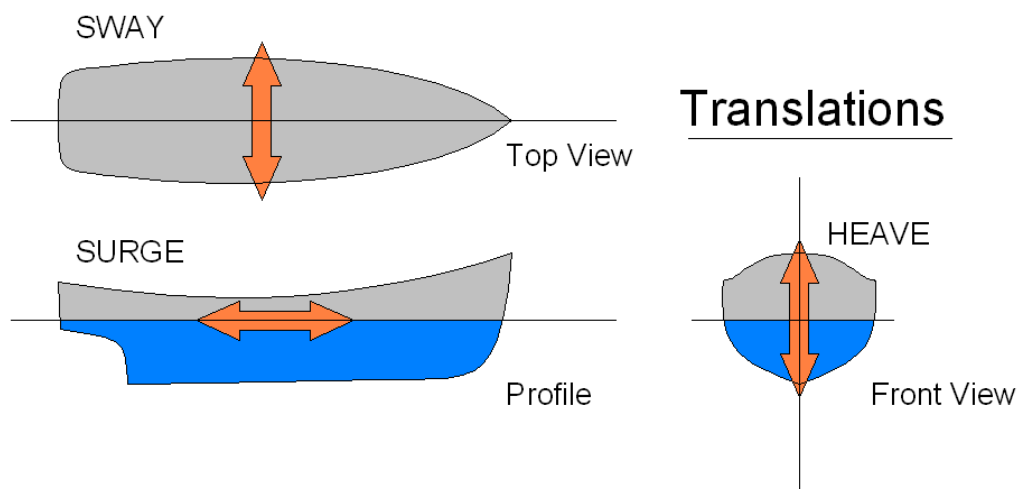


Figura 31 - Movimentos de translação da embarcação: Fonte <http://en.wikipedia.org>.

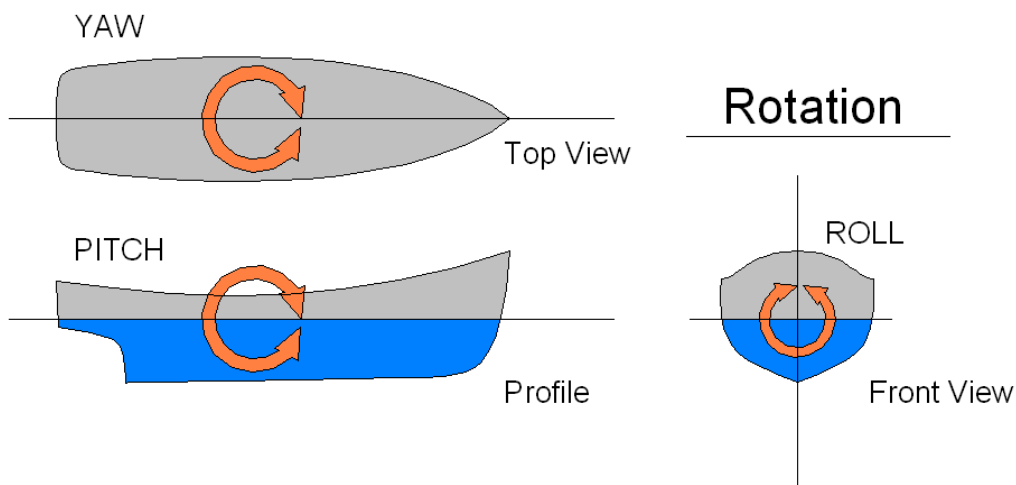


Figura 32 - Movimentos de translação da embarcação: Fonte <http://en.wikipedia.org>.

14.3 Resultados

A análise dinâmica foi feita o domínio da frequência. O software Poliflex foi usado na execução de todos os casos. O setup de cada análise e as facilidades do software já foram melhor detalhados anteriormente. Os resultados, por sua vez, foram obtidos da mesma maneira que na análise estática. Vale ressaltar, que antes de cada caso, foi feita uma análise estática e só depois, a análise dinâmica propriamente dita.

Os resultados foram coletados com base em curvas de amplitude e fase de grandezas como a curvatura, o giro, o momento fletor, a tração e diversos outros ângulos que interessam em outros tipos de análise. Neste caso, o que mais interessava eram as trações e as curvaturas. Estes são os grandes limitantes da resistência do tubo projetado no fundo do mar. A Tabela 27 foi construída com base nos resultados.

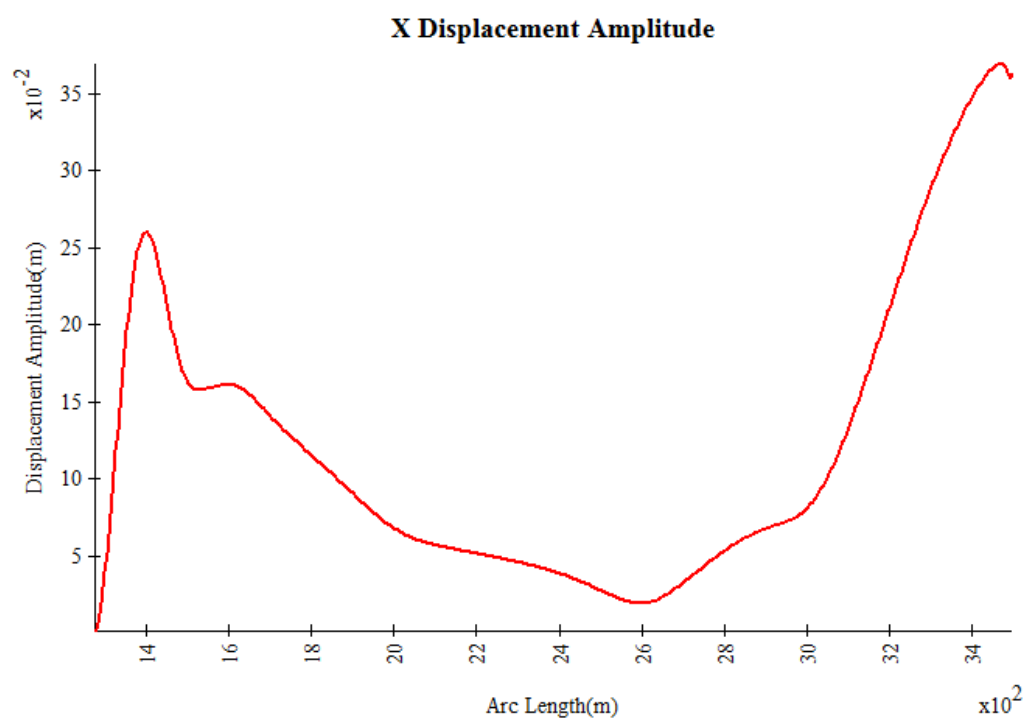


Figura 33 - Típico resultado de análise dinâmica (amplitude de deslocamento do tubo na direção X).

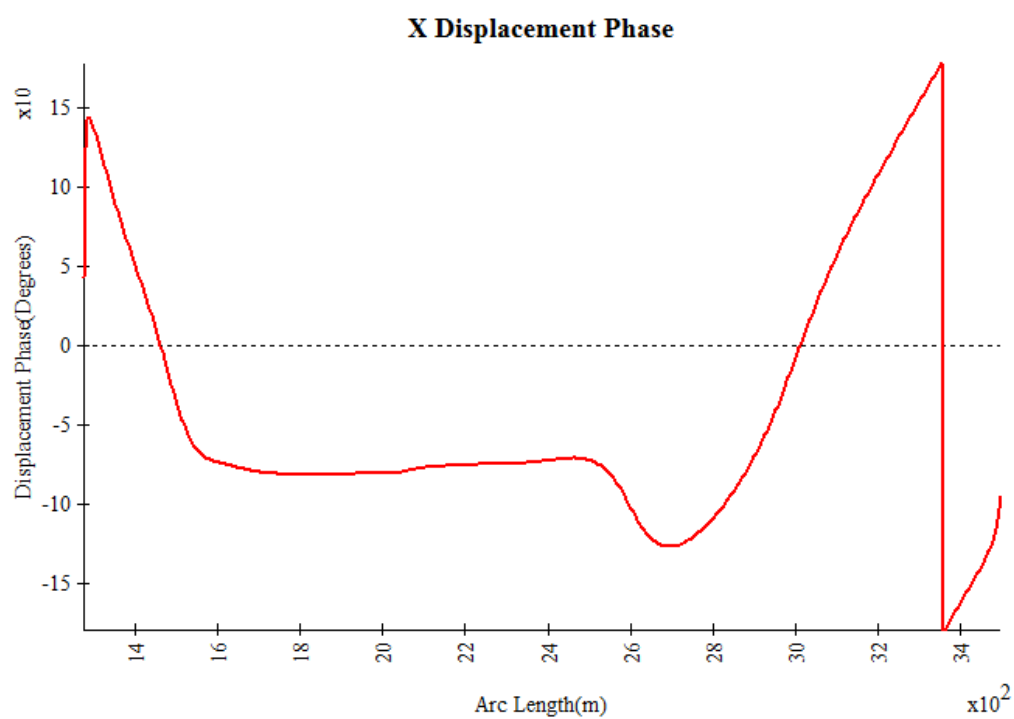


Figura 34 - Exemplo de resultado dinâmico (Fase do deslocamento em X).

Tabela 27 - Resultados da análise dinâmica.

	Topo				TDP			
	Tração Máxima (kN)	Tração Mínima (kN)	Curvatura Estática (1/m)	Amplitude da Curvatura (1/m)	Tração Máxima (kN)	Tração Mínima (kN)	Curvatura Estática (1/m)	Amplitude da Curvatura (1/m)
GA-01	1484.4	1249.6	0.000011	0.000000	234.8	128.0	0.003253	0.000718
GA-02	1611.1	1347.4	-0.000004	0.000000	379.9	208.2	0.002101	0.000431
GA-03	1466.9	1425.4	0.000023	0.000000	272.5	249.3	0.002352	0.000067
GA-04	1509.8	1452.0	0.000028	0.000000	316.0	275.4	0.002223	0.000095
GA-05	1553.8	1146.4	0.000011	0.000000	267.9	61.0	0.003686	0.001685
GA-06	1773.0	1151.7	0.000023	0.000000	523.4	30.9	0.002601	0.001398
GA-07	1466.0	1410.1	0.000024	0.000000	267.8	238.2	0.002844	0.000092
GA-08	1486.9	1412.6	0.000026	0.000000	287.5	241.5	0.002829	0.000134
GA-09	1574.8	1159.1	0.000022	0.000000	290.9	71.9	0.002101	0.001460
GA-10	1706.2	1252.0	0.000022	0.000000	463.6	124.7	0.002407	0.000844
GA-11	1511.7	1380.7	0.000023	0.000000	298.3	223.5	0.002352	0.000219
GA-12	1557.8	1403.9	0.000028	0.000000	350.4	241.0	0.002223	0.000258
GA-13	1652.6	1042.5	0.000011	0.000000	345.1	-16.1	0.003686	0.002907
GA-14	1810.0	1114.2	0.000023	0.000000	563.7	-9.4	0.002601	0.001593
GA-15	1521.6	1354.5	0.000024	0.000000	299.2	206.9	0.003402	0.000289
GA-16	1546.9	1352.6	0.000026	0.000000	326.2	202.7	0.002829	0.000361
Máx.	1810.0	1452.0	0.000028	0.000000	563.7	275.4	0.003686	0.002907
Mín.	1466.0	1042.5	-0.000004	0.000000	234.8	-16.1	0.002101	0.000067

Como pontos de interesse, foram escolhidos o topo do tubo e a região de TDP. A região do topo, foi escolhida por ser a região que suporta todo o peso do tubo, logo, está submetida à maior tração. Isso é comprovado pelas curvas de tração, que sempre maximizam na região do topo do riser. A região do TDP, por sua vez, é onde o tubo apresenta a sua maior curvatura, logo, a seção tem que suportar um grande momento fletor.

Finalmente, conforme a proposta inicial deste projeto, os resultados foram verificados segundo a norma API 17J. Para fazer a validação, foi feita a seleção da maior tração, combinada com a maior curvatura. Isso foi feito tanto para o TDP quanto para o topo do tubo. A Tabela 28 e a Tabela 29 mostram o fator de serviço obtido para esses dois pontos críticos do tubo.

Tabela 28 - Fatores de serviço para o topo do tubo.

Camada	Fator de Serviço (UF)		Limite	Resultado	Fator de Serviço	Razão de Serviço
Carcaça	0.8	Tensão [MPa]	600	355E+00	0.5911	0.7388
Camada Polimérica Interna	7.7%	Deformação	N/A	042E-04	0.0042	0.0550
Armadura de Pressão	0.55	Tensão [MPa]	810	078E+00	0.0968	0.1759
Fita A1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Armadura de Tração 1	0.67	Tensão [MPa]	1080	390E+00	0.1258	0.2288
Fita B2	0.55	Tensão [MPa]	212.625	027E+00	0.3555	0.5307
Armadura de Tração 2	0.67	Tensão [MPa]	1080	384E+00	0.0042	0.0550
Camada Polimérica Externa	7.7%	Deformação	N/A	042E-04	0.5911	0.7388

Tabela 29 - Fatores de serviço para a região do TDP.

Camada	Fator de Serviço (UF)		Limite	Resultado	Fator de Serviço	Razão de Serviço
Carcaça	0.8	Tensão [MPa]	600	070E+00	0.1166	0.1457
Camada Polimérica Interna	7.7%	Deformação	N/A	013E-04	0.0013	0.0170
Armadura de Pressão	0.55	Tensão [MPa]	810	047E+00	0.0582	0.1058
Fita A1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Armadura de Tração 1	0.67	Tensão [MPa]	1080	089E+00	0.1008	0.1833
Fita B2	0.55	Tensão [MPa]	212.625	021E+00	0.0792	0.1182
Armadura de Tração 2	0.67	Tensão [MPa]	1080	086E+00	0.0015	0.0201
Camada Polimérica Externa	7.7%	Deformação	N/A	015E-04	0.1166	0.1457

15 Análise de Fadiga

A etapa final deste projeto consistiu na análise de fadiga do tubo projetado. Esta análise se limita à armadura de tração. Para esta etapa, a norma da Petrobras I-ET-3010.00-1500-960-PPC-002 [11] foi fundamental para fornecer as diretrizes e fundamentos para esta análise.

15.1 Comentários e Preparação

Em um projeto real, a análise de fadiga contempla todos os componentes do tubo (incluído acessórios, como *Bend Stiffeners*, por exemplo) e deve ser feita para todos os tipos de carregamentos oriundos de todas as fases da vida útil do tubo. Ou seja, a análise de fadiga real deve considerar todos os carregamentos recebidos pelo tubo, desde o seu armazenamento até a sua instalação. Além disso, deve ser considerado o desgaste acumulado das camadas do tubo, ou seja, ocorre uma redução na espessura e um posterior enfraquecimento da estrutura. A análise de fadiga é feita usando-se a regra de *Palmgren-Miner* e as curvas de tensão pelo número de ciclos (S-N).

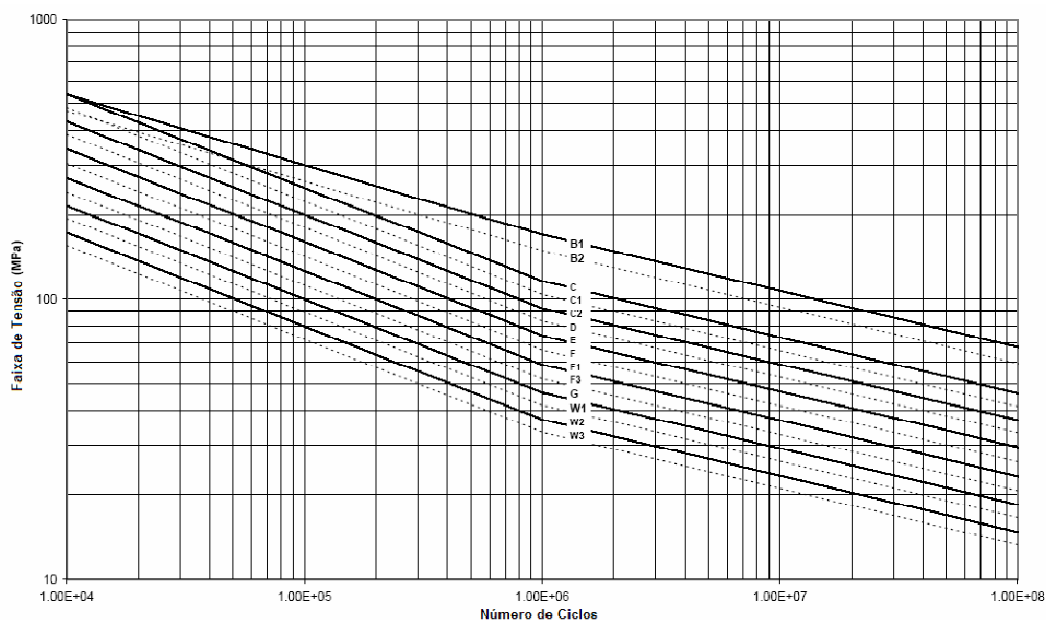


Figura 35 - Curvas S-N usadas em análise de fadiga de risers. Fonte: DNV-RP C203.

Tabela 30 - Dados das curvas S-N. Fonte: DNV-RP C203.

Curva S-N	N≤10 ⁶		N>10 ⁶ m2=5 log(A2)	Limite de Fadiga A N=10 ⁷
	m1	log(A1)		
B1	4	14.92	17.15	106.97
B2	4	14.69	16.86	93.59
C	3	12.19	16.32	73.1
C1	3	12.05	16.08	65.5
C2	3	11.90	15.84	58.48
D	3	11.76	15.61	52.63
E	3	11.61	15.35	46.78
F	3	11.46	15.09	41.52
F1	3	11.30	14.83	36.84
F3	3	11.15	14.58	32.75
G	3	11.00	14.33	29.24
W1	3	10.86	14.10	26.32
W2	3	10.71	13.85	23.39
W3	3	10.57	13.62	21.05
T	3	11.76	15.61	52.63

Devido às limitações deste projeto, a análise de fadiga feita é uma simplificação do todo que deveria ser feito num projeto real. Neste caso, como dito anteriormente, foram analisadas somente as armaduras de tração. Os carregamentos são carregamentos que ocorrem devido a ondas anuais, ou seja, ondas mais frequentes, logo, menores do que as centenárias da análise dinâmica. A corrente utilizada foi uma corrente anual na direção SUL, como indica a norma. A curva S-N utilizada foi a curva B1.

15.2 Resultados da Análise de Fadiga

Os resultados foram obtidos com o auxílio do programa Utilflex. Os dados de entrada utilizados foram os dados de uma entrada dinâmica qualquer do Poliflex, somado a uma corrente na direção Sul e a 25 casos de ondas anuais (Tabela 31).

Tabela 31 - Casos de onda usados na análise de fadiga.

Nome	Direção da onda	Ângulo em relação ao N	H(m)	T(s)	Frequência de ocorrência [%]
Caso1	N	180	2	3.31	4.0261
Caso2	N	180	2	7.77	4.0261
Caso3	NE	135	2	3.31	13.0031
Caso4	NE	135	2	7.77	13.0031
Caso5	E	90	2	3.31	7.6254
Caso6	E	90	2	7.77	7.6254
Caso7	SE	45	2	3.31	5.7528
Caso8	SE	45	2	7.77	5.7528
Caso9	S	0	2	3.31	10.1649
Caso10	S	0	2	7.77	10.1649
Caso11	SW	-45	2	3.31	4.0099
Caso12	SW	-45	2	7.77	4.0099
Caso13	N	180	4	8.41	0.2449
Caso14	N	180	4	9.90	0.2449
Caso15	NE	135	4	8.41	0.9546
Caso16	NE	135	4	9.90	0.9546
Caso17	E	90	4	8.41	0.7154
Caso18	E	90	4	9.90	0.7154
Caso19	SE	45	4	8.41	0.6891
Caso20	SE	45	4	9.90	0.6891
Caso21	S	0	4	8.41	1.4673
Caso22	S	0	4	9.90	1.4673
Caso23	SW	-45	4	8.41	1.1278
Caso24	SW	-45	4	9.90	1.1278
Caso25	N	180	5	10.32	0.4380

Inicialmente, através do próprio *Utilflex*, foi rodada a análise dinâmica no *Poliflex3D*. Em seguida, os resultados são armazenados na base de dados interna do programa. O usuário em seguida deve realizar a análise de tensões. A Figura 17 ilustra os resultados de tensão obtidos. Para este trabalho, tais resultados não foram considerados, visto que o *Pipedesign* já é usado para este propósito. Só depois disso, finalmente pode ser realizada a análise de fadiga. A mesma resulta em nada mais do que a vida em fadiga calculada da armadura de tração no tubo para os pontos do riser previamente selecionados.

Como pontos de análise, foram escolhidos dois pontos críticos, o topo do tubo e o TDP. Estes dois pontos são os mesmos escolhidos para a análise dinâmica. A razão de tal escolha é o fato de ambos se situarem em posições mais solicitadas do tubo flexível. Outra condição imposta aos resultados é a de que, além dos resultados para um possível tubo intacto, foi feita uma análise levando-se em conta um possível desgaste entre as camadas, causado uma redução na sua espessura. Esta redução em espessura é padronizada pela norma como sendo de, no máximo 25% da espessura da camada em

questão. Para finalizar, foi feito um resumo dos casos e foi calculado um fator de segurança com base em uma vida útil de 30 anos para o tubo flexível. Os resultados podem ser vistos na Tabela 32.

Tabela 32 - Resumo dos resultados de fadiga.

Armadura	Sem Desgaste		Com Desgaste	
	Topo	TDP	Topo	TDP
Interna	1150.9	1426.1	685.9	1324.3
Externa	1234.2	1442.6	821.6	1360.2
Armadura	Fatores de Segurança (30 anos)			
Interna	38.4	47.5	22.9	44.1
Externa	41.1	48.1	27.4	45.3

16 Conclusão

Este relatório concluiu o projeto estrutural do riser flexível. O fluxograma apresentado na Figura 4 indica que o projeto seria concluído na etapa da análise dinâmica. A norma API 17J não deixa muito claro quais devem ser os resultados da análise de fadiga. A lógica e o bom senso imperam nesta etapa. O tubo deve ter uma vida útil que varia entre 20 e 30 anos. Considerando a vida máxima de 30 anos, no pior caso de fadiga, chegou-se a fator de segurança mínimo de 22,9. Um valor alto deste tipo era o esperado, visto que o modelo “Mark 3” ficou bem resistente e um tanto quanto superdimensionado. Logicamente, isso tudo reflete na vida em fadiga, que acaba sendo muito maior do que a vida útil.

Falando do projeto de uma maneira geral, pode-se concluir que foi bem sucedido. Todas as etapas propostas no fluxograma foram cumpridas e o riser está de acordo com as normas e padrões estabelecidos pelo *American Petroleum Institute*. Desta maneira, o tubo está pronto para ser submetido a um processo de homologação e finalmente, para ser usado não somente pela Petrobrás, mas por outras companhias de outros países, que levem em consideração as normas internacionais. Naturalmente, pequenas adaptações devem ser feitas dependendo da empresa. A Petrobrás, por exemplo, tem a sua própria versão dessas normas. O fato é que a metodologia permanece a mesma.

Vale lembrar, que o projeto de um tubo flexível é um projeto que envolve uma equipe multidisciplinar e os recursos de uma empresa. Não é trabalho para um homem

só, por mais qualificado que seja. É um trabalho que além de tudo envolve tempo e principalmente, em se tratando da iniciativa privada, de dinheiro. O custo não foi considerado parâmetro para este trabalho. Se este projeto estivesse sendo levado a cabo por uma empresa, o tubo projetado seria otimizado e seu custo reduzido. Naturalmente, o super dimensionamento traz custos. O riser projetado, porém, é funcional e a sua otimização é possível através de outras iterações na etapa de dimensionamento das camadas.

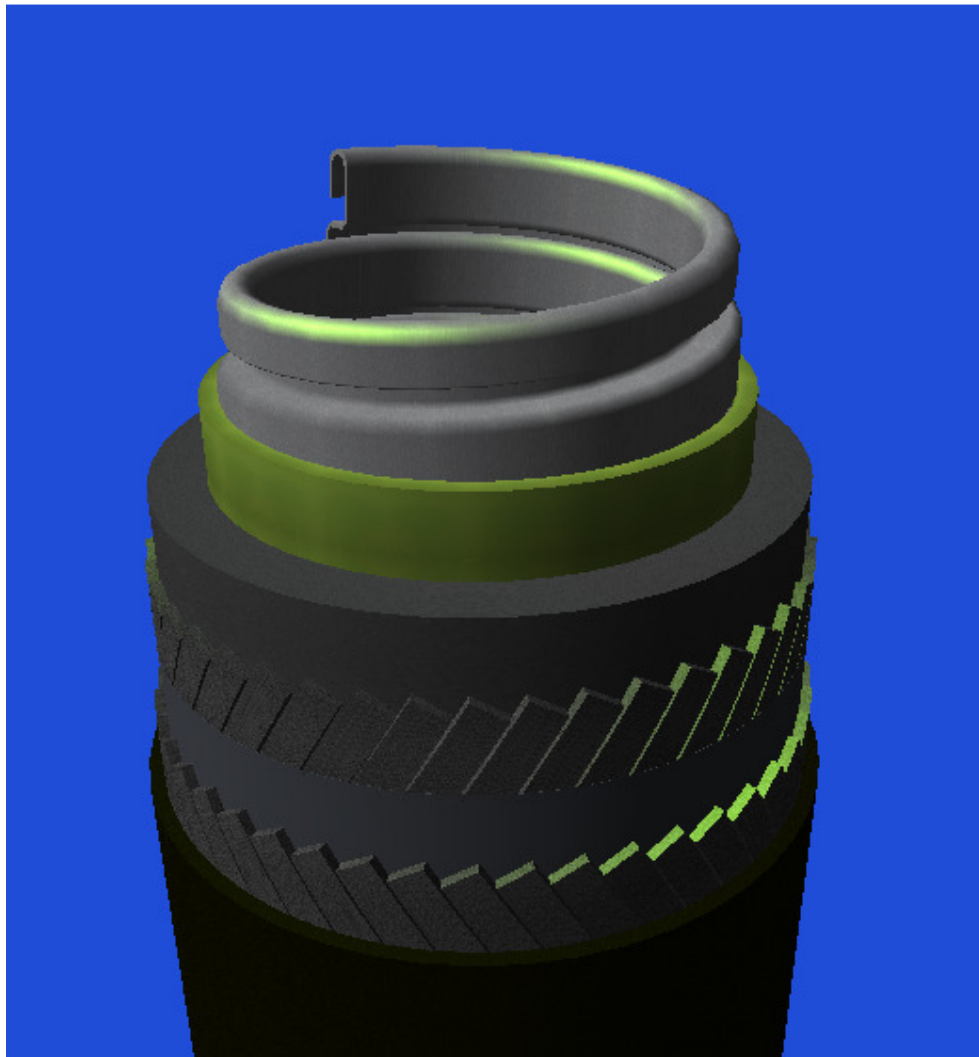


Figura 36 - Modelo em CAD do riser projetado. Cortesia de Christiano O. C. Meirelles.

17 Referências Bibliográficas

- [1]. **Petróleo Brasileiro S.A. NI - 2409 Rev.A.** Rio de Janeiro : Petrobrás, 2003.
- [2]. **Prefeitura Municipal de Santos / PROMINP.** Portal da Bacia de Santos. *Bacia de Santos.com*. [Online] [Citado em: 26 de Outubro de 2009.] <http://www.baciadesantos.com/>.
- [3]. **International Organization for Specification.** *Petroleum and Natural Gas Industries - Design and Operation of Subsea Production Systems - Part 2: Unbonded Flexible Pipe Systems for Subsea and Marine Applications (ISO 13628-2)*. Geneve, Switzerland : ISO Copyright Office, 2006.
- [4]. **GAY NETO, A. e MARTINS, C. A.** *A Comparative Buckling Study for the Carcass Layer of Flexible Pipes*. Proceedings of 28th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering : s.n., 2009.
- [5]. **GAY NETO, A. et al.** *Burst Prediction of Flexible Pipes*. Proceedings of 29th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering : s.n., 2010.
- [6]. **American Petroleum Institute.** *Recommended Practice for Flexible Pipe (API Recommended 17B)*. Washington D.C. : ILI, 2002.
- [7]. —. *Specification for Unbonded Flexible Pipe (API Specification 17J)*. Washington D.C. : Techstreet, 1999.
- [8]. **TIMOSHENKO, S. P. e GOODIER, J. N.** *Theory of Elasticity*. s.l. : McGraw Hill International Book Company, 1951.
- [9]. **ABr, Divulgação Petrobras /.** Agência Brasil. *Agência Brasil*. [Online] Empresa Brasil de Comunicações, 02 de Janeiro de 2009. [Citado em: 2010 de Julho de 21.] [http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Oil_platform_P-51_\(Brazil\).jpg](http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Oil_platform_P-51_(Brazil).jpg).

- [10]. Ship Motions. *Wikipedia*. [Online] 01 de Agosto de 2010. [Citado em: 19 de Setembro de 2010.] http://en.wikipedia.org/wiki/Ship_motions.
- [11]. **Petróleo Brasileiro S.A. - CENPES**. *Technical Specification - I-ET-3010.00-1500-960-PPC-002*. Rio de Janeiro : CENPES, 2009.
- [12]. —. *Technical Specification - I-ET-3010.00-1500-960-PPC-006*. Rio de Janeiro : CENPES, 2008.
- [13]. **Det Norske Veritas**. *DNV recommended Practice DNV-RP C203, 2005, "Fatigue Design of Offshore Steel Structures"*. 2005.

ANEXO A – RAO P51

COG - P51												
Origem (m)	0.0000	0.0000	26.6000		Direção da Plataforma (°)	180						
Ponto de Suspensão (m)	6.5000	44.8000	10.2000									
	Surge		Sway		Heave		Roll		Pitch		Yaw	
Frequência angular (rad/s)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)
Heading 0,000000												
0.2513	0.9980	-90.0000	0.0000	-46.0000	0.9530	0.0000	0.0000	133.0000	0.1180	-90.0000	0.0000	-47.0000
0.2565	0.9820	-90.0000	0.0000	24.0000	0.9780	0.0000	0.0000	-155.0000	0.0918	-86.0000	0.0000	-28.0000
0.2618	0.9660	-90.0000	0.0000	35.0000	1.0100	-1.0000	0.0000	-144.0000	0.0666	-79.0000	0.0000	-7.0000
0.2674	0.9510	-90.0000	0.0000	47.0000	1.0800	-2.0000	0.0000	-132.0000	0.0427	-71.0000	0.0000	10.0000
0.2732	0.9350	-90.0000	0.0000	58.0000	1.2100	-5.0000	0.0000	-121.0000	0.0227	-41.0000	0.0000	-114.0000
0.2762	0.9260	-90.0000	0.0000	57.0000	1.3100	-10.0000	0.0000	-122.0000	0.0218	0.0000	0.0000	1.0000
0.2793	0.9180	-90.0000	0.0000	44.0000	1.3800	-20.0000	0.0000	-132.0000	0.0361	26.0000	0.0000	-13.0000
0.2824	0.9100	-89.0000	0.0000	-161.0000	1.2900	-36.0000	0.0000	19.0000	0.0529	28.0000	0.0000	-36.0000
0.2856	0.9040	-89.0000	0.0000	171.0000	0.9940	-52.0000	0.0000	-8.0000	0.0529	25.0000	0.0000	-93.0000
0.2889	0.8960	-90.0000	0.0000	147.0000	0.6290	-58.0000	0.0000	-32.0000	0.0434	39.0000	0.0000	-68.0000
0.2922	0.8870	-90.0000	0.0000	133.0000	0.4140	-43.0000	0.0000	-46.0000	0.0456	61.0000	0.0000	-169.0000
0.2992	0.8700	-90.0000	0.0000	130.0000	0.4450	-10.0000	0.0000	-49.0000	0.0651	78.0000	0.0000	7.0000
0.3065	0.8530	-90.0000	0.0000	138.0000	0.5270	-4.0000	0.0000	-42.0000	0.0846	83.0000	0.0000	11.0000
0.3142	0.8350	-90.0000	0.0000	145.0000	0.5740	-2.0000	0.0000	-34.0000	0.1030	85.0000	0.0000	25.0000
0.3307	0.7970	-90.0000	0.0000	157.0000	0.6180	-1.0000	0.0000	-22.0000	0.1400	87.0000	0.0000	120.0000
0.3491	0.7550	-90.0000	0.0000	165.0000	0.6310	0.0000	0.0000	-13.0000	0.1750	87.0000	0.0000	96.0000
0.3696	0.7090	-89.0000	0.0000	172.0000	0.6300	0.0000	0.0000	-5.0000	0.2090	88.0000	0.0000	157.0000
0.3927	0.6560	-89.0000	0.0000	177.0000	0.6200	0.0000	0.0000	1.0000	0.2420	88.0000	0.0000	12.0000
0.4189	0.5960	-89.0000	0.0000	-178.0000	0.6030	-1.0000	0.0000	8.0000	0.2740	88.0000	0.0000	-79.0000
0.4333	0.5620	-89.0000	0.0000	-177.0000	0.5910	-2.0000	0.0000	11.0000	0.2890	88.0000	0.0000	44.0000
0.4488	0.5250	-89.0000	0.0000	-176.0000	0.5770	-2.0000	0.0000	14.0000	0.3030	88.0000	0.0000	-9.0000
0.4654	0.4860	-88.0000	0.0000	-176.0000	0.5600	-4.0000	0.0000	17.0000	0.3160	88.0000	0.0000	-171.0000
0.4833	0.4430	-88.0000	0.0000	-178.0000	0.5380	-5.0000	0.0000	19.0000	0.3280	88.0000	0.0000	-136.0000
0.5027	0.3970	-88.0000	0.0000	179.0000	0.5100	-8.0000	0.0001	20.0000	0.3380	88.0000	0.0000	-120.0000
0.5236	0.3470	-87.0000	0.0000	174.0000	0.4720	-11.0000	0.0001	20.0000	0.3470	89.0000	0.0000	-143.0000
0.5464	0.2920	-87.0000	0.0000	167.0000	0.4220	-14.0000	0.0001	19.0000	0.3530	89.0000	0.0000	-144.0000
0.5712	0.2330	-86.0000	0.0000	158.0000	0.3590	-19.0000	0.0001	18.0000	0.3570	89.0000	0.0000	-103.0000
0.5984	0.1680	-86.0000	0.0000	147.0000	0.2860	-23.0000	0.0001	17.0000	0.3580	89.0000	0.0000	-109.0000
0.6283	0.0966	-86.0000	0.0000	133.0000	0.2100	-25.0000	0.0001	17.0000	0.3540	88.0000	0.0000	-102.0000
0.6614	0.0154	-84.0000	0.0000	115.0000	0.1400	-26.0000	0.0000	10.0000	0.3370	86.0000	0.0000	-95.0000
0.6981	0.0703	86.0000	0.0000	-141.0000	0.0831	-23.0000	0.0000	-22.0000	0.2950	81.0000	0.0000	-141.0000
0.7392	0.1480	83.0000	0.0000	160.0000	0.0414	-14.0000	0.0000	-72.0000	0.2280	77.0000	0.0000	34.0000
0.7854	0.2090	81.0000	0.0000	127.0000	0.0149	7.0000	0.0000	-90.0000	0.1520	74.0000	0.0000	13.0000
0.8378	0.2450	78.0000	0.0000	106.0000	0.0031	158.0000	0.0000	-95.0000	0.0780	71.0000	0.0000	19.0000
0.8666	0.2470	76.0000	0.0000	97.0000	0.0111	-162.0000	0.0000	-95.0000	0.0442	70.0000	0.0000	21.0000
0.8976	0.2360	74.0000	0.0000	89.0000	0.0210	-154.0000	0.0000	-93.0000	0.0151	70.0000	0.0000	36.0000
0.9308	0.2130	72.0000	0.0000	-100.0000	0.0312	-154.0000	0.0000	87.0000	0.0071	-121.0000	0.0000	-155.0000
0.9666	0.1770	70.0000	0.0000	-98.0000	0.0381	-160.0000	0.0000	95.0000	0.0206	-117.0000	0.0000	26.0000
1.0053	0.1290	67.0000	0.0000	-88.0000	0.0382	-170.0000	0.0000	105.0000	0.0238	-112.0000	0.0000	-63.0000
1.0472	0.0720	66.0000	0.0000	-57.0000	0.0300	179.0000	0.0000	130.0000	0.0214	-83.0000	0.0000	42.0000
1.0927	0.0260	84.0000	0.0000	-36.0000	0.0166	167.0000	0.0000	144.0000	0.0361	-64.0000	0.0000	67.0000
1.1424	0.0077	-150.0000	0.0000	-42.0000	0.0030	160.0000	0.0000	132.0000	0.0400	-81.0000	0.0000	-32.0000
1.1968	0.0312	-105.0000	0.0000	-79.0000	0.0028	-64.0000	0.0000	94.0000	0.0217	-98.0000	0.0000	-96.0000
1.2566	0.0400	-97.0000	0.0000	-73.0000	0.0034	11.0000	0.0000	105.0000	0.0076	-84.0000	0.0000	-104.0000
1.3963	0.0287	-93.0000	0.0000	98.0000	0.0042	12.0000	0.0000	-83.0000	0.0050	80.0000	0.0000	-4.0000
1.5708	0.0119	129.0000	0.0000	128.0000	0.0006	172.0000	0.0000	-53.0000	0.0013	115.0000	0.0000	86.0000
1.7952	0.0099	5.0000	0.0000	4.0000	0.0000	-112.0000	0.0000	-180.0000	0.0005	-3.0000	0.0000	49.0000
2.0944	0.0071	-114.0000	0.0000	-113.0000	0.0000	-3.0000	0.0000	52.0000	0.0005	-114.0000	0.0000	-107.0000

COG - P51												
Origem (m)	0.0000	0.0000	26.6000		Direção da Plataforma (°)	180						
Ponto de Suspensão (m)	6.5000	44.8000	10.2000									
	Surge		Sway		Heave		Roll		Pitch		Yaw	
Frequência angular (rad/s)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)
Heading 22,500000												
0.2513	0.9220	-90.0000	0.3760	-90.0000	0.9550	0.0000	0.0418	90.0000	0.1060	-90.0000	0.0103	180.0000
0.2565	0.9080	-90.0000	0.3700	-90.0000	0.9800	0.0000	0.0295	97.0000	0.0816	-86.0000	0.0108	-179.0000
0.2618	0.8930	-90.0000	0.3640	-90.0000	1.0100	-1.0000	0.0185	112.0000	0.0582	-78.0000	0.0112	-177.0000
0.2674	0.8790	-90.0000	0.3580	-90.0000	1.0800	-2.0000	0.0090	141.0000	0.0362	-69.0000	0.0117	-177.0000
0.2732	0.8640	-90.0000	0.3520	-90.0000	1.2200	-5.0000	0.0097	-143.0000	0.0189	-32.0000	0.0122	-177.0000
0.2762	0.8560	-90.0000	0.3490	-90.0000	1.3100	-10.0000	0.0154	-126.0000	0.0208	11.0000	0.0125	-177.0000
0.2793	0.8480	-90.0000	0.3460	-90.0000	1.3800	-21.0000	0.0231	-122.0000	0.0356	32.0000	0.0128	-177.0000
0.2824	0.8410	-89.0000	0.3430	-89.0000	1.2900	-36.0000	0.0296	-126.0000	0.0510	32.0000	0.0131	-177.0000
0.2856	0.8350	-89.0000	0.3410	-89.0000	1.0000	-52.0000	0.0300	-126.0000	0.0509	30.0000	0.0134	-177.0000
0.2889	0.8280	-90.0000	0.3380	-90.0000	0.6360	-59.0000	0.0297	-114.0000	0.0431	43.0000	0.0138	-177.0000
0.2922	0.8200	-90.0000	0.3350	-90.0000	0.4130	-44.0000	0.0336	-104.0000	0.0461	64.0000	0.0141	-177.0000
0.2992	0.8040	-90.0000	0.3290	-90.0000	0.4380	-11.0000	0.0437	-97.0000	0.0649	79.0000	0.0149	-177.0000
0.3065	0.7880	-90.0000	0.3220	-90.0000	0.5210	-4.0000	0.0530	-95.0000	0.0833	83.0000	0.0157	-177.0000
0.3142	0.7720	-90.0000	0.3160	-90.0000	0.5700	-2.0000	0.0621	-94.0000	0.1010	85.0000	0.0166	-176.0000
0.3307	0.7370	-90.0000	0.3030	-90.0000	0.6140	0.0000	0.0800	-93.0000	0.1350	87.0000	0.0186	-176.0000
0.3491	0.6990	-90.0000	0.2880	-90.0000	0.6280	0.0000	0.0977	-92.0000	0.1690	88.0000	0.0212	-176.0000
0.3696	0.6570	-89.0000	0.2710	-90.0000	0.6270	0.0000	0.1150	-92.0000	0.2020	88.0000	0.0244	-176.0000
0.3927	0.6090	-89.0000	0.2530	-89.0000	0.6160	0.0000	0.1340	-91.0000	0.2350	89.0000	0.0285	-177.0000
0.4189	0.5540	-89.0000	0.2310	-89.0000	0.5980	-1.0000	0.1530	-91.0000	0.2660	88.0000	0.0338	-176.0000
0.4333	0.5240	-89.0000	0.2200	-89.0000	0.5860	-2.0000	0.1630	-91.0000	0.2810	88.0000	0.0371	-176.0000
0.4488	0.4910	-89.0000	0.2070	-89.0000	0.5710	-2.0000	0.1730	-91.0000	0.2960	88.0000	0.0409	-176.0000
0.4654	0.4560	-88.0000	0.1930	-89.0000	0.5530	-3.0000	0.1830	-91.0000	0.3100	89.0000	0.0453	-175.0000
0.4833	0.4180	-88.0000	0.1780	-89.0000	0.5310	-5.0000	0.1940	-91.0000	0.3240	89.0000	0.0505	-176.0000
0.5027	0.3760	-88.0000	0.1620	-89.0000	0.5010	-7.0000	0.2050	-91.0000	0.3360	89.0000	0.0566	-176.0000
0.5236	0.3320	-88.0000	0.1430	-90.0000	0.4630	-10.0000	0.2170	-92.0000	0.3480	89.0000	0.0637	-176.0000
0.5464	0.2840	-87.0000	0.1230	-91.0000	0.4120	-14.0000	0.2300	-92.0000	0.3580	89.0000	0.0722	-176.0000
0.5712	0.2310	-88.0000	0.1000	-94.0000	0.3480	-18.0000	0.2420	-94.0000	0.3670	89.0000	0.0822	-177.0000
0.5984	0.1730	-88.0000	0.0726	-99.0000	0.2750	-22.0000	0.2540	-97.0000	0.3720	88.0000	0.0942	-178.0000
0.6283	0.1070	-90.0000	0.0395	-110.0000	0.2010	-24.0000	0.2590	-102.0000	0.3720	85.0000	0.1080	-178.0000
0.6614	0.0346	-93.0000	0.0078	157.0000	0.1340	-24.0000	0.2480	-112.0000	0.3510	80.0000	0.1260	-179.0000
0.6981	0.0362	74.0000	0.0390	68.0000	0.0791	-22.0000	0.2080	-125.0000	0.2970	73.0000	0.1480	180.0000
0.7392	0.0882	73.0000	0.0609	48.0000	0.0368	-16.0000	0.1420	-138.0000	0.2180	69.0000	0.1730	179.0000
0.7854	0.1180	73.0000	0.0614	35.0000	0.0056	7.0000	0.0764	-146.0000	0.1410	68.0000	0.1980	176.0000
0.8378	0.1270	75.0000	0.0462	25.0000	0.0185	168.0000	0.0299	-140.0000	0.0771	70.0000	0.2100	172.0000
0.8666	0.1230	75.0000	0.0348	18.0000	0.0280	172.0000	0.0166	-121.0000	0.0495	71.0000	0.1970	172.0000
0.8976	0.1120	75.0000	0.0219	5.0000	0.0354	173.0000	0.0121	-86.0000	0.0251	73.0000	0.2060	176.0000
0.9308	0.0946	76.0000	0.0102	-39.0000	0.0395	172.0000	0.0125	-69.0000	0.0046	74.0000	0.2100	172.0000
0.9666	0.0713	76.0000	0.0141	-124.0000	0.0390	169.0000	0.0112	-77.0000	0.0115	-103.0000	0.1960	168.0000
1.0053	0.0457	79.0000	0.0243	-156.0000	0.0334	165.0000	0.0078	-119.0000	0.0234	-100.0000	0.1700	162.0000
1.0472	0.0252	90.0000	0.0261	-176.0000	0.0238	161.0000	0.0080	167.0000	0.0323	-100.0000	0.1300	153.0000
1.0927	0.0116	96.0000	0.0180	170.0000	0.0135	162.0000	0.0101	122.0000	0.0343	-108.0000	0.0716	136.0000
1.1424	0.0012	68.0000	0.0076	173.0000	0.0060	168.0000	0.0088	85.0000	0.0240	-115.0000	0.0162	115.0000
1.1968	0.0014	29.0000	0.0027	-162.0000	0.0010	36.0000	0.0034	-3.0000	0.0146	-100.0000	0.0113	-26.0000
1.2566	0.0084	70.0000	0.0029	106.0000	0.0043	-22.0000	0.0036	-114.0000	0.0089	-102.0000	0.0193	-13.0000
1.3963	0.0196	126.0000	0.0200	114.0000	0.0021	-29.0000	0.0024	-98.0000	0.0007	79.0000	0.0273	14.0000
1.5708	0.0031	-81.0000	0.0013	-116.0000	0.0002	-170.0000	0.0001	48.0000	0.0006	61.0000	0.0050	0.0000
1.7952	0.0018	-10.0000	0.0022	-134.0000	0.0000	62.0000	0.0002	45.0000	0.0001	-5.0000	0.0083	72.0000
2.0944	0.0032	-19.0000	0.0012	-172.0000	0.0000	180.0000	0.0001	7.0000	0.0002	-18.0000	0.0044	-66.0000

COG - P51												
Origem (m)	0.0000	0.0000	26.6000		Direção da Plataforma (°)	180						
Ponto de Suspensão (m)	6.5000	44.8000	10.2000									
	Surge		Sway		Heave		Roll		Pitch		Yaw	
Frequência angular (rad/s)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)
Heading 45,000000												
0.2513	0.7060	-90.0000	0.6950	-90.0000	0.9580	0.0000	0.0837	90.0000	0.0761	-90.0000	0.0137	180.0000
0.2565	0.6950	-90.0000	0.6840	-90.0000	0.9850	0.0000	0.0610	95.0000	0.0566	-84.0000	0.0142	-180.0000
0.2618	0.6840	-90.0000	0.6730	-90.0000	1.0200	-1.0000	0.0403	106.0000	0.0387	-74.0000	0.0147	-179.0000
0.2674	0.6730	-90.0000	0.6620	-90.0000	1.0900	-2.0000	0.0213	123.0000	0.0221	-60.0000	0.0153	-179.0000
0.2732	0.6620	-90.0000	0.6510	-90.0000	1.2300	-6.0000	0.0141	-166.0000	0.0132	-3.0000	0.0158	-179.0000
0.2762	0.6560	-90.0000	0.6450	-90.0000	1.3300	-11.0000	0.0229	-138.0000	0.0192	32.0000	0.0161	-179.0000
0.2793	0.6500	-90.0000	0.6390	-90.0000	1.4000	-21.0000	0.0372	-130.0000	0.0320	43.0000	0.0165	-179.0000
0.2824	0.6450	-89.0000	0.6340	-89.0000	1.3100	-37.0000	0.0493	-133.0000	0.0434	41.0000	0.0168	-179.0000
0.2856	0.6400	-89.0000	0.6300	-89.0000	1.0100	-53.0000	0.0497	-133.0000	0.0434	40.0000	0.0171	-179.0000
0.2889	0.6350	-90.0000	0.6250	-90.0000	0.6490	-60.0000	0.0471	-121.0000	0.0392	52.0000	0.0175	-179.0000
0.2922	0.6290	-90.0000	0.6190	-90.0000	0.4140	-47.0000	0.0529	-107.0000	0.0430	69.0000	0.0178	-179.0000
0.2992	0.6170	-90.0000	0.6080	-90.0000	0.4260	-12.0000	0.0707	-98.0000	0.0584	81.0000	0.0185	-179.0000
0.3065	0.6050	-90.0000	0.5960	-90.0000	0.5110	-4.0000	0.0873	-95.0000	0.0732	84.0000	0.0193	-179.0000
0.3142	0.5920	-90.0000	0.5840	-90.0000	0.5610	-2.0000	0.1030	-94.0000	0.0876	85.0000	0.0202	-179.0000
0.3307	0.5660	-90.0000	0.5590	-90.0000	0.6080	0.0000	0.1340	-93.0000	0.1150	87.0000	0.0220	-179.0000
0.3491	0.5380	-90.0000	0.5320	-90.0000	0.6220	0.0000	0.1650	-92.0000	0.1430	88.0000	0.0241	-179.0000
0.3696	0.5060	-89.0000	0.5010	-89.0000	0.6220	0.0000	0.1950	-92.0000	0.1710	88.0000	0.0265	-179.0000
0.3927	0.4710	-89.0000	0.4660	-89.0000	0.6110	0.0000	0.2250	-91.0000	0.2000	89.0000	0.0291	-179.0000
0.4189	0.4310	-89.0000	0.4270	-89.0000	0.5930	-1.0000	0.2550	-91.0000	0.2280	89.0000	0.0320	-179.0000
0.4333	0.4080	-89.0000	0.4040	-89.0000	0.5800	-1.0000	0.2700	-91.0000	0.2430	89.0000	0.0336	-179.0000
0.4488	0.3850	-89.0000	0.3810	-89.0000	0.5650	-2.0000	0.2860	-91.0000	0.2580	89.0000	0.0351	-179.0000
0.4654	0.3590	-89.0000	0.3550	-89.0000	0.5470	-3.0000	0.3000	-91.0000	0.2730	89.0000	0.0367	-179.0000
0.4833	0.3310	-89.0000	0.3280	-89.0000	0.5230	-5.0000	0.3150	-91.0000	0.2880	89.0000	0.0381	-179.0000
0.5027	0.3020	-89.0000	0.2980	-89.0000	0.4930	-7.0000	0.3300	-91.0000	0.3040	89.0000	0.0394	-180.0000
0.5236	0.2690	-89.0000	0.2650	-89.0000	0.4530	-10.0000	0.3450	-91.0000	0.3200	89.0000	0.0404	-180.0000
0.5464	0.2340	-90.0000	0.2300	-89.0000	0.4010	-14.0000	0.3590	-91.0000	0.3360	88.0000	0.0410	-180.0000
0.5712	0.1950	-91.0000	0.1900	-90.0000	0.3370	-18.0000	0.3730	-92.0000	0.3530	87.0000	0.0410	-180.0000
0.5984	0.1500	-94.0000	0.1450	-93.0000	0.2640	-22.0000	0.3840	-94.0000	0.3680	84.0000	0.0402	-179.0000
0.6283	0.0972	-99.0000	0.0941	-97.0000	0.1900	-23.0000	0.3870	-98.0000	0.3750	79.0000	0.0385	-178.0000
0.6614	0.0367	-103.0000	0.0363	-100.0000	0.1250	-23.0000	0.3690	-106.0000	0.3560	70.0000	0.0361	-177.0000
0.6981	0.1200	29.0000	0.0203	38.0000	0.0723	-21.0000	0.3100	-116.0000	0.2910	58.0000	0.0329	-174.0000
0.7392	0.9500	25.0000	0.0525	33.0000	0.0304	-19.0000	0.2180	-125.0000	0.1950	49.0000	0.0293	-172.0000
0.7854	0.7100	8.0000	0.0534	14.0000	0.0050	-173.0000	0.1280	-126.0000	0.1100	48.0000	0.0246	-175.0000
0.8378	0.8200	-30.0000	0.0352	-28.0000	0.0357	170.0000	0.0675	-117.0000	0.0569	59.0000	0.0147	150.0000
0.8666	0.4900	-70.0000	0.0339	-69.0000	0.0486	166.0000	0.0491	-109.0000	0.0404	67.0000	0.0116	32.0000
0.8976	0.2300	-103.0000	0.0452	-103.0000	0.0575	160.0000	0.0352	-102.0000	0.0277	75.0000	0.0238	-65.0000
0.9308	0.3300	-118.0000	0.0600	-120.0000	0.0597	152.0000	0.0223	-100.0000	0.0165	79.0000	0.0223	-106.0000
0.9666	0.2400	-123.0000	0.0702	-129.0000	0.0534	141.0000	0.0093	-108.0000	0.0057	74.0000	0.0184	-132.0000
1.0053	0.7800	-122.0000	0.0731	-130.0000	0.0395	130.0000	0.0037	114.0000	0.0045	-83.0000	0.0158	-160.0000
1.0472	0.8800	-116.0000	0.0703	-125.0000	0.0221	117.0000	0.0119	86.0000	0.0121	-96.0000	0.0151	173.0000
1.0927	0.6600	-107.0000	0.0647	-116.0000	0.0064	106.0000	0.0155	77.0000	0.0149	-107.0000	0.0158	161.0000
1.1424	0.0515	-99.0000	0.0562	-107.0000	0.0047	-109.0000	0.0141	65.0000	0.0119	-116.0000	0.0194	160.0000
1.1968	0.0386	-93.0000	0.0406	-99.0000	0.0063	-154.0000	0.0065	56.0000	0.0064	-108.0000	0.0219	157.0000
1.2566	0.0206	-84.0000	0.0209	-85.0000	0.0012	121.0000	0.0029	82.0000	0.0033	-100.0000	0.0200	157.0000
1.3963	0.0040	29.0000	0.0067	-32.0000	0.0005	-64.0000	0.0018	-107.0000	0.0017	71.0000	0.0069	117.0000
1.5708	0.0119	-77.0000	0.0112	-93.0000	0.0003	165.0000	0.0007	97.0000	0.0006	-69.0000	0.0070	-178.0000
1.7952	0.0012	47.0000	0.0005	-99.0000	0.0000	67.0000	0.0000	84.0000	0.0001	39.0000	0.0057	-139.0000
2.0944	0.0001	-155.0000	0.0010	64.0000	0.0000	80.0000	0.0001	-116.0000	0.0000	159.0000	0.0018	-92.0000

COG - P51												
Origem (m)	0.0000	0.0000	26.6000		Direção da Plataforma (°)	180						
Ponto de Suspensão (m)	6.5000	44.8000	10.2000									
	Surge		Sway		Heave		Roll		Pitch		Yaw	
Frequência angular (rad/s)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)
Heading 67,500000												
0.2513	0.3820	-90.0000	0.9080	-90.0000	0.9610	0.0000	0.1170	90.0000	0.0381	-90.0000	0.0091	180.0000
0.2565	0.3760	-90.0000	0.8940	-90.0000	0.9880	0.0000	0.0884	94.0000	0.0274	-83.0000	0.0093	179.0000
0.2618	0.3700	-90.0000	0.8800	-90.0000	1.0300	-1.0000	0.0612	102.0000	0.0180	-68.0000	0.0096	178.0000
0.2674	0.3640	-90.0000	0.8650	-90.0000	1.1000	-2.0000	0.0358	113.0000	0.0096	-45.0000	0.0099	178.0000
0.2732	0.3580	-90.0000	0.8510	-90.0000	1.2400	-6.0000	0.0183	163.0000	0.0084	24.0000	0.0101	178.0000
0.2762	0.3550	-90.0000	0.8430	-90.0000	1.3400	-11.0000	0.0245	-155.0000	0.0130	46.0000	0.0103	178.0000
0.2793	0.3520	-90.0000	0.8360	-90.0000	1.4000	-22.0000	0.0423	-140.0000	0.0202	51.0000	0.0105	178.0000
0.2824	0.3490	-89.0000	0.8290	-89.0000	1.3100	-37.0000	0.0585	-142.0000	0.0262	48.0000	0.0106	178.0000
0.2856	0.3470	-89.0000	0.8240	-89.0000	1.0200	-53.0000	0.0587	-143.0000	0.0263	47.0000	0.0108	178.0000
0.2889	0.3440	-90.0000	0.8170	-90.0000	0.6570	-61.0000	0.0525	-130.0000	0.0248	59.0000	0.0109	178.0000
0.2922	0.3410	-90.0000	0.8100	-90.0000	0.4160	-48.0000	0.0575	-112.0000	0.0276	72.0000	0.0111	178.0000
0.2992	0.3340	-90.0000	0.7940	-90.0000	0.4190	-12.0000	0.0793	-99.0000	0.0364	82.0000	0.0114	177.0000
0.3065	0.3280	-90.0000	0.7790	-90.0000	0.5050	-4.0000	0.1000	-96.0000	0.0448	84.0000	0.0117	177.0000
0.3142	0.3210	-90.0000	0.7630	-90.0000	0.5570	-2.0000	0.1200	-94.0000	0.0529	86.0000	0.0120	177.0000
0.3307	0.3070	-90.0000	0.7300	-90.0000	0.6050	-1.0000	0.1580	-93.0000	0.0691	87.0000	0.0125	177.0000
0.3491	0.2920	-90.0000	0.6940	-90.0000	0.6210	0.0000	0.1950	-92.0000	0.0853	88.0000	0.0129	176.0000
0.3696	0.2750	-89.0000	0.6530	-89.0000	0.6210	0.0000	0.2310	-92.0000	0.1020	88.0000	0.0131	176.0000
0.3927	0.2570	-89.0000	0.6070	-89.0000	0.6120	0.0000	0.2660	-91.0000	0.1190	88.0000	0.0128	175.0000
0.4189	0.2360	-89.0000	0.5530	-89.0000	0.5950	-1.0000	0.2990	-91.0000	0.1370	88.0000	0.0116	172.0000
0.4333	0.2240	-89.0000	0.5240	-89.0000	0.5840	-2.0000	0.3140	-91.0000	0.1470	88.0000	0.0105	169.0000
0.4488	0.2110	-89.0000	0.4920	-89.0000	0.5700	-3.0000	0.3290	-91.0000	0.1570	88.0000	0.0091	166.0000
0.4654	0.1980	-89.0000	0.4570	-88.0000	0.5530	-4.0000	0.3430	-91.0000	0.1670	88.0000	0.0070	158.0000
0.4833	0.1830	-89.0000	0.4190	-88.0000	0.5310	-6.0000	0.3560	-91.0000	0.1780	88.0000	0.0044	138.0000
0.5027	0.1670	-90.0000	0.3790	-88.0000	0.5020	-8.0000	0.3680	-91.0000	0.1900	88.0000	0.0034	73.0000
0.5236	0.1500	-90.0000	0.3350	-88.0000	0.4640	-11.0000	0.3780	-91.0000	0.2030	88.0000	0.0077	27.0000
0.5464	0.1300	-92.0000	0.2870	-87.0000	0.4130	-16.0000	0.3870	-91.0000	0.2180	87.0000	0.0152	14.0000
0.5712	0.1080	-95.0000	0.2350	-87.0000	0.3480	-20.0000	0.3930	-91.0000	0.2330	85.0000	0.0255	8.0000
0.5984	0.0811	-101.0000	0.1770	-88.0000	0.2720	-25.0000	0.3950	-92.0000	0.2480	82.0000	0.0391	4.0000
0.6283	0.0474	-112.0000	0.1130	-89.0000	0.1950	-28.0000	0.3910	-94.0000	0.2570	74.0000	0.0569	1.0000
0.6614	0.0092	-164.0000	0.0412	-90.0000	0.1250	-28.0000	0.3710	-98.0000	0.2470	62.0000	0.0799	-1.0000
0.6981	0.0324	57.0000	0.0312	73.0000	0.0715	-24.0000	0.3200	-104.0000	0.2020	47.0000	0.1080	-3.0000
0.7392	0.0514	34.0000	0.0876	73.0000	0.0323	-16.0000	0.2400	-109.0000	0.1320	32.0000	0.1430	-4.0000
0.7854	0.0484	18.0000	0.1190	72.0000	0.0043	8.0000	0.1550	-112.0000	0.0690	25.0000	0.1830	-5.0000
0.8378	0.0314	3.0000	0.1280	73.0000	0.0182	173.0000	0.0826	-111.0000	0.0269	32.0000	0.2300	-6.0000
0.8666	0.0209	-12.0000	0.1230	73.0000	0.0277	176.0000	0.0522	-110.0000	0.0155	53.0000	0.2640	-10.0000
0.8976	0.0122	-47.0000	0.1110	73.0000	0.0353	176.0000	0.0261	-108.0000	0.0121	86.0000	0.2630	-18.0000
0.9308	0.0131	-108.0000	0.0915	74.0000	0.0397	174.0000	0.0047	-110.0000	0.0131	103.0000	0.2420	-21.0000
0.9666	0.0215	-137.0000	0.0668	76.0000	0.0394	171.0000	0.0122	80.0000	0.0133	98.0000	0.2220	-22.0000
1.0053	0.0292	-153.0000	0.0411	82.0000	0.0339	166.0000	0.0252	81.0000	0.0114	71.0000	0.1940	-24.0000
1.0472	0.0307	-169.0000	0.0203	95.0000	0.0244	163.0000	0.0341	80.0000	0.0089	15.0000	0.1520	-28.0000
1.0927	0.0213	177.0000	0.0054	125.0000	0.0141	163.0000	0.0358	74.0000	0.0069	-51.0000	0.0888	-30.0000
1.1424	0.0091	178.0000	0.0057	-97.0000	0.0067	168.0000	0.0271	66.0000	0.0041	-107.0000	0.0376	-6.0000
1.1968	0.0023	-164.0000	0.0055	-47.0000	0.0011	47.0000	0.0157	77.0000	0.0020	138.0000	0.0231	45.0000
1.2566	0.0033	83.0000	0.0106	30.0000	0.0043	-27.0000	0.0100	79.0000	0.0027	72.0000	0.0164	90.0000
1.3963	0.0207	113.0000	0.0267	103.0000	0.0022	-24.0000	0.0013	-105.0000	0.0018	75.0000	0.0216	-139.0000
1.5708	0.0003	-167.0000	0.0054	-175.0000	0.0001	153.0000	0.0007	-96.0000	0.0000	-176.0000	0.0089	171.0000
1.7952	0.0009	-94.0000	0.0041	-27.0000	0.0000	48.0000	0.0003	154.0000	0.0001	-102.0000	0.0133	-120.0000
2.0944	0.0004	37.0000	0.0032	2.0000	0.0000	118.0000	0.0003	-177.0000	0.0000	42.0000	0.0040	99.0000

COG - P51												
Origem (m)	0.0000	0.0000	26.6000		Direção da Plataforma (°)	180						
Ponto de Suspensão (m)	6.5000	44.8000	10.2000									
	Surge		Sway		Heave		Roll		Pitch		Yaw	
Frequência angular (rad/s)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)
Heading 90,000000												
0.2513	0.0000	64.0000	0.9830	-90.0000	0.9620	0.0000	0.1310	90.0000	0.0000	-29.0000	0.0000	-20.0000
0.2565	0.0000	-178.0000	0.9680	-90.0000	0.9900	0.0000	0.0995	94.0000	0.0000	-177.0000	0.0000	-20.0000
0.2618	0.0000	-172.0000	0.9520	-90.0000	1.0300	-1.0000	0.0702	101.0000	0.0000	-170.0000	0.0000	-11.0000
0.2674	0.0000	-156.0000	0.9370	-90.0000	1.1000	-2.0000	0.0426	111.0000	0.0000	-154.0000	0.0000	-10.0000
0.2732	0.0000	-111.0000	0.9210	-90.0000	1.2400	-6.0000	0.0214	151.0000	0.0000	-111.0000	0.0000	-15.0000
0.2762	0.0000	-108.0000	0.9130	-90.0000	1.3400	-11.0000	0.0251	-165.0000	0.0000	-107.0000	0.0000	-11.0000
0.2793	0.0000	-119.0000	0.9050	-90.0000	1.4100	-22.0000	0.0434	-145.0000	0.0000	-118.0000	0.0000	-10.0000
0.2824	0.0000	18.0000	0.8970	-89.0000	1.3100	-37.0000	0.0611	-146.0000	0.0000	19.0000	0.0000	-41.0000
0.2856	0.0000	-11.0000	0.8920	-89.0000	1.0200	-53.0000	0.0612	-147.0000	0.0000	-10.0000	0.0000	-56.0000
0.2889	0.0000	-37.0000	0.8850	-90.0000	0.6590	-61.0000	0.0532	-134.0000	0.0000	-36.0000	0.0000	-95.0000
0.2922	0.0000	-50.0000	0.8760	-90.0000	0.4170	-49.0000	0.0573	-115.0000	0.0000	-49.0000	0.0000	-13.0000
0.2992	0.0000	-25.0000	0.8590	-90.0000	0.4180	-13.0000	0.0801	-100.0000	0.0000	-25.0000	0.0000	-19.0000
0.3065	0.0000	-4.0000	0.8430	-90.0000	0.5040	-4.0000	0.1020	-96.0000	0.0000	-4.0000	0.0000	-22.0000
0.3142	0.0000	1.0000	0.8260	-90.0000	0.5560	-2.0000	0.1230	-94.0000	0.0000	1.0000	0.0000	-16.0000
0.3307	0.0000	2.0000	0.7900	-90.0000	0.6050	-1.0000	0.1640	-93.0000	0.0000	2.0000	0.0000	-5.0000
0.3491	0.0000	1.0000	0.7500	-90.0000	0.6210	0.0000	0.2020	-92.0000	0.0000	3.0000	0.0000	1.0000
0.3696	0.0000	0.0000	0.7060	-89.0000	0.6220	0.0000	0.2390	-92.0000	0.0000	3.0000	0.0000	2.0000
0.3927	0.0000	-2.0000	0.6550	-89.0000	0.6140	-1.0000	0.2750	-91.0000	0.0000	2.0000	0.0000	-8.0000
0.4189	0.0000	-4.0000	0.5960	-89.0000	0.5980	-1.0000	0.3070	-91.0000	0.0000	3.0000	0.0000	-96.0000
0.4333	0.0000	-6.0000	0.5640	-89.0000	0.5880	-2.0000	0.3230	-91.0000	0.0000	4.0000	0.0000	159.0000
0.4488	0.0000	-7.0000	0.5280	-89.0000	0.5750	-3.0000	0.3370	-91.0000	0.0000	4.0000	0.0000	164.0000
0.4654	0.0000	-9.0000	0.4900	-88.0000	0.5590	-4.0000	0.3500	-91.0000	0.0001	5.0000	0.0000	145.0000
0.4833	0.0000	-12.0000	0.4480	-88.0000	0.5380	-6.0000	0.3610	-91.0000	0.0001	6.0000	0.0000	-180.0000
0.5027	0.0000	-14.0000	0.4030	-88.0000	0.5110	-9.0000	0.3710	-91.0000	0.0001	8.0000	0.0000	-178.0000
0.5236	0.0000	-17.0000	0.3530	-87.0000	0.4750	-12.0000	0.3780	-91.0000	0.0001	11.0000	0.0000	-166.0000
0.5464	0.0000	-22.0000	0.3000	-87.0000	0.4240	-17.0000	0.3830	-91.0000	0.0001	13.0000	0.0000	-150.0000
0.5712	0.0000	-29.0000	0.2410	-86.0000	0.3590	-22.0000	0.3840	-91.0000	0.0001	16.0000	0.0000	-146.0000
0.5984	0.0000	-38.0000	0.1760	-86.0000	0.2810	-27.0000	0.3820	-91.0000	0.0001	19.0000	0.0000	-144.0000
0.6283	0.0000	-53.0000	0.1040	-85.0000	0.2010	-30.0000	0.3750	-91.0000	0.0001	22.0000	0.0000	-143.0000
0.6614	0.0000	-83.0000	0.0229	-82.0000	0.1280	-31.0000	0.3560	-93.0000	0.0001	21.0000	0.0000	-149.0000
0.6981	0.0000	92.0000	0.0659	86.0000	0.0730	-27.0000	0.3140	-97.0000	0.0000	4.0000	0.0000	-176.0000
0.7392	0.0000	18.0000	0.1500	83.0000	0.0360	-15.0000	0.2440	-103.0000	0.0000	-40.0000	0.0000	174.0000
0.7854	0.0000	-34.0000	0.2210	81.0000	0.0143	7.0000	0.1600	-108.0000	0.0000	-74.0000	0.0000	174.0000
0.8378	0.0000	-67.0000	0.2690	77.0000	0.0013	-139.0000	0.0774	-113.0000	0.0000	-90.0000	0.0000	174.0000
0.8666	0.0000	-79.0000	0.2790	75.0000	0.0105	-145.0000	0.0401	-116.0000	0.0000	-93.0000	0.0000	169.0000
0.8976	0.0000	-89.0000	0.2730	71.0000	0.0211	-146.0000	0.0089	-120.0000	0.0000	-90.0000	0.0000	161.0000
0.9308	0.0000	110.0000	0.2470	67.0000	0.0309	-151.0000	0.0127	57.0000	0.0000	112.0000	0.0000	159.0000
0.9666	0.0000	151.0000	0.2030	63.0000	0.0365	-160.0000	0.0223	57.0000	0.0000	164.0000	0.0000	157.0000
1.0053	0.0000	166.0000	0.1440	61.0000	0.0351	-171.0000	0.0211	70.0000	0.0000	-177.0000	0.0000	153.0000
1.0472	0.0000	170.0000	0.0840	66.0000	0.0264	177.0000	0.0239	108.0000	0.0000	177.0000	0.0000	142.0000
1.0927	0.0000	-173.0000	0.0396	86.0000	0.0134	162.0000	0.0380	118.0000	0.0000	179.0000	0.0000	105.0000
1.1424	0.0000	-151.0000	0.0131	158.0000	0.0003	138.0000	0.0422	103.0000	0.0000	-165.0000	0.0000	-2.0000
1.1968	0.0000	145.0000	0.0342	-127.0000	0.0034	-81.0000	0.0224	79.0000	0.0000	138.0000	0.0000	-23.0000
1.2566	0.0000	117.0000	0.0459	-114.0000	0.0040	22.0000	0.0066	105.0000	0.0000	-138.0000	0.0000	-17.0000
1.3963	0.0000	13.0000	0.0382	-103.0000	0.0038	13.0000	0.0044	-96.0000	0.0000	2.0000	0.0000	-13.0000
1.5708	0.0000	-41.0000	0.0143	90.0000	0.0006	170.0000	0.0017	-76.0000	0.0000	4.0000	0.0000	-179.0000
1.7952	0.0000	-110.0000	0.0074	-43.0000	0.0000	-140.0000	0.0006	134.0000	0.0000	-129.0000	0.0000	50.0000
2.0944	0.0000	9.0000	0.0070	-163.0000	0.0000	4.0000	0.0007	18.0000	0.0000	8.0000	0.0000	-80.0000

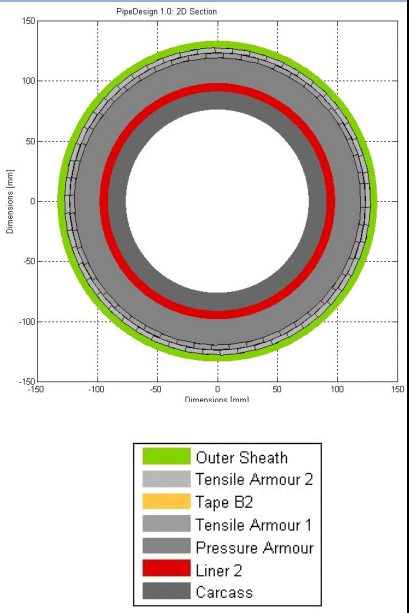
COG - P51												
Origem (m)	0.0000	0.0000	26.6000		Direção da Plataforma (°)	180						
Ponto de Suspensão (m)	6.5000	44.8000	10.2000									
	Surge		Sway		Heave		Roll		Pitch		Yaw	
Frequência angular (rad/s)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)
Heading 112,500000												
0.2513	0.3820	90.0000	0.9080	-90.0000	0.9610	0.0000	0.1170	90.0000	0.0381	90.0000	0.0091	0.0000
0.2565	0.3760	90.0000	0.8940	-90.0000	0.9880	0.0000	0.0884	94.0000	0.0274	97.0000	0.0093	-1.0000
0.2618	0.3700	90.0000	0.8800	-90.0000	1.0300	-1.0000	0.0612	102.0000	0.0180	112.0000	0.0096	-2.0000
0.2674	0.3640	90.0000	0.8650	-90.0000	1.1000	-2.0000	0.0358	113.0000	0.0096	135.0000	0.0099	-2.0000
0.2732	0.3580	90.0000	0.8510	-90.0000	1.2400	-6.0000	0.0183	163.0000	0.0084	-156.0000	0.0101	-2.0000
0.2762	0.3550	90.0000	0.8430	-90.0000	1.3400	-11.0000	0.0245	-155.0000	0.0131	-134.0000	0.0103	-2.0000
0.2793	0.3520	90.0000	0.8360	-90.0000	1.4000	-22.0000	0.0423	-140.0000	0.0202	-129.0000	0.0105	-2.0000
0.2824	0.3490	91.0000	0.8290	-89.0000	1.3100	-37.0000	0.0585	-142.0000	0.0262	-132.0000	0.0106	-2.0000
0.2856	0.3470	91.0000	0.8240	-89.0000	1.0200	-53.0000	0.0587	-143.0000	0.0263	-132.0000	0.0108	-2.0000
0.2889	0.3440	90.0000	0.8170	-90.0000	0.6570	-61.0000	0.0525	-130.0000	0.0248	-121.0000	0.0109	-2.0000
0.2922	0.3410	90.0000	0.8100	-90.0000	0.4160	-48.0000	0.0575	-112.0000	0.0276	-108.0000	0.0111	-2.0000
0.2992	0.3340	90.0000	0.7940	-90.0000	0.4190	-12.0000	0.0793	-99.0000	0.0364	-98.0000	0.0114	-3.0000
0.3065	0.3280	90.0000	0.7790	-90.0000	0.5050	-4.0000	0.1000	-96.0000	0.0448	-96.0000	0.0117	-3.0000
0.3142	0.3210	90.0000	0.7630	-90.0000	0.5570	-2.0000	0.1200	-94.0000	0.0529	-94.0000	0.0120	-3.0000
0.3307	0.3070	90.0000	0.7300	-90.0000	0.6050	-1.0000	0.1580	-93.0000	0.0691	-93.0000	0.0125	-3.0000
0.3491	0.2920	90.0000	0.6940	-90.0000	0.6210	0.0000	0.1950	-92.0000	0.0853	-92.0000	0.0129	-4.0000
0.3696	0.2750	91.0000	0.6530	-89.0000	0.6210	0.0000	0.2310	-92.0000	0.1020	-92.0000	0.0131	-4.0000
0.3927	0.2570	91.0000	0.6070	-89.0000	0.6120	0.0000	0.2660	-91.0000	0.1190	-92.0000	0.0128	-5.0000
0.4189	0.2360	91.0000	0.5530	-89.0000	0.5950	-1.0000	0.2990	-91.0000	0.1370	-92.0000	0.0116	-8.0000
0.4333	0.2240	91.0000	0.5240	-89.0000	0.5840	-2.0000	0.3140	-91.0000	0.1470	-92.0000	0.0105	-11.0000
0.4488	0.2110	91.0000	0.4920	-89.0000	0.5700	-3.0000	0.3290	-91.0000	0.1570	-92.0000	0.0091	-14.0000
0.4654	0.1980	91.0000	0.4570	-88.0000	0.5530	-4.0000	0.3430	-91.0000	0.1670	-92.0000	0.0070	-22.0000
0.4833	0.1830	91.0000	0.4190	-88.0000	0.5310	-6.0000	0.3560	-91.0000	0.1780	-92.0000	0.0044	-42.0000
0.5027	0.1670	90.0000	0.3790	-88.0000	0.5020	-8.0000	0.3680	-91.0000	0.1900	-92.0000	0.0034	-107.0000
0.5236	0.1500	90.0000	0.3350	-88.0000	0.4640	-11.0000	0.3780	-91.0000	0.2030	-92.0000	0.0077	-153.0000
0.5464	0.1300	88.0000	0.2870	-87.0000	0.4130	-16.0000	0.3870	-91.0000	0.2180	-93.0000	0.0152	-166.0000
0.5712	0.1080	85.0000	0.2350	-87.0000	0.3480	-20.0000	0.3930	-91.0000	0.2330	-95.0000	0.0255	-172.0000
0.5984	0.0811	79.0000	0.1770	-88.0000	0.2720	-25.0000	0.3950	-92.0000	0.2480	-98.0000	0.0391	-176.0000
0.6283	0.0474	68.0000	0.1130	-89.0000	0.1950	-28.0000	0.3910	-94.0000	0.2570	-105.0000	0.0569	-179.0000
0.6614	0.0092	16.0000	0.0412	-90.0000	0.1250	-28.0000	0.3710	-98.0000	0.2470	-118.0000	0.0799	179.0000
0.6981	0.0324	-123.0000	0.0312	73.0000	0.0715	-24.0000	0.3200	-104.0000	0.2020	-133.0000	0.1080	177.0000
0.7392	0.0514	-146.0000	0.0876	73.0000	0.0323	-16.0000	0.2400	-109.0000	0.1320	-148.0000	0.1430	176.0000
0.7854	0.0484	-162.0000	0.1190	72.0000	0.0043	8.0000	0.1550	-112.0000	0.0690	-155.0000	0.1830	175.0000
0.8378	0.0314	-177.0000	0.1280	73.0000	0.0182	173.0000	0.0826	-111.0000	0.0269	-148.0000	0.2300	174.0000
0.8666	0.0209	168.0000	0.1230	73.0000	0.0277	176.0000	0.0522	-110.0000	0.0155	-127.0000	0.2640	170.0000
0.8976	0.0122	133.0000	0.1110	73.0000	0.0353	176.0000	0.0261	-108.0000	0.0121	-94.0000	0.2630	162.0000
0.9308	0.0131	72.0000	0.0915	74.0000	0.0397	174.0000	0.0047	-110.0000	0.0131	-77.0000	0.2420	159.0000
0.9666	0.0215	43.0000	0.0668	76.0000	0.0394	171.0000	0.0122	80.0000	0.0133	-82.0000	0.2220	158.0000
1.0053	0.0292	27.0000	0.0411	82.0000	0.0339	166.0000	0.0252	81.0000	0.0114	-109.0000	0.1940	156.0000
1.0472	0.0307	11.0000	0.0203	95.0000	0.0244	163.0000	0.0341	80.0000	0.0089	-165.0000	0.1520	152.0000
1.0927	0.0213	-3.0000	0.0054	125.0000	0.0141	163.0000	0.0358	74.0000	0.0069	129.0000	0.0888	150.0000
1.1424	0.0091	-2.0000	0.0057	-97.0000	0.0067	168.0000	0.0271	66.0000	0.0041	73.0000	0.0376	174.0000
1.1968	0.0023	16.0000	0.0055	-47.0000	0.0011	47.0000	0.0157	77.0000	0.0020	-42.0000	0.0231	-135.0000
1.2566	0.0033	-97.0000	0.0106	30.0000	0.0043	-27.0000	0.0100	79.0000	0.0027	-108.0000	0.0164	-90.0000
1.3963	0.0207	-67.0000	0.0267	103.0000	0.0022	-24.0000	0.0013	-105.0000	0.0018	-105.0000	0.0216	41.0000
1.5708	0.0003	13.0000	0.0054	-175.0000	0.0001	153.0000	0.0007	-96.0000	0.0000	4.0000	0.0089	-9.0000
1.7952	0.0009	86.0000	0.0041	-27.0000	0.0000	48.0000	0.0003	154.0000	0.0001	78.0000	0.0133	60.0000
2.0944	0.0004	-143.0000	0.0032	2.0000	0.0000	118.0000	0.0003	-177.0000	0.0000	-138.0000	0.0040	-81.0000

COG - P51												
Origem (m)	0.0000	0.0000	26.6000		Direção da Plataforma (°)	180						
Ponto de Suspensão (m)	6.5000	44.8000	10.2000									
	Surge		Sway		Heave		Roll		Pitch		Yaw	
Frequência angular (rad/s)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)
Heading 135,000000												
0.2513	0.7060	90.0000	0.6950	-90.0000	0.9580	0.0000	0.0837	90.0000	0.0761	90.0000	0.0137	0.0000
0.2565	0.6950	90.0000	0.6840	-90.0000	0.9850	0.0000	0.0610	95.0000	0.0566	96.0000	0.0142	0.0000
0.2618	0.6840	90.0000	0.6730	-90.0000	1.0200	-1.0000	0.0403	106.0000	0.0387	106.0000	0.0147	1.0000
0.2674	0.6730	90.0000	0.6620	-90.0000	1.0900	-2.0000	0.0213	123.0000	0.0221	120.0000	0.0153	1.0000
0.2732	0.6620	90.0000	0.6510	-90.0000	1.2300	-6.0000	0.0141	-166.0000	0.0132	177.0000	0.0158	1.0000
0.2762	0.6560	90.0000	0.6450	-90.0000	1.3300	-11.0000	0.0229	-138.0000	0.0192	-148.0000	0.0161	1.0000
0.2793	0.6500	90.0000	0.6390	-90.0000	1.4000	-21.0000	0.0372	-130.0000	0.0320	-137.0000	0.0165	1.0000
0.2824	0.6450	91.0000	0.6340	-89.0000	1.3100	-37.0000	0.0493	-133.0000	0.0434	-139.0000	0.0168	1.0000
0.2856	0.6400	91.0000	0.6300	-89.0000	1.0100	-53.0000	0.0497	-134.0000	0.0434	-140.0000	0.0171	1.0000
0.2889	0.6350	90.0000	0.6250	-90.0000	0.6490	-60.0000	0.0471	-121.0000	0.0392	-128.0000	0.0175	1.0000
0.2922	0.6290	90.0000	0.6190	-90.0000	0.4140	-47.0000	0.0528	-107.0000	0.0430	-111.0000	0.0178	1.0000
0.2992	0.6170	90.0000	0.6080	-90.0000	0.4260	-12.0000	0.0707	-98.0000	0.0585	-99.0000	0.0185	1.0000
0.3065	0.6050	90.0000	0.5960	-90.0000	0.5110	-4.0000	0.0873	-95.0000	0.0732	-96.0000	0.0193	1.0000
0.3142	0.5920	90.0000	0.5840	-90.0000	0.5610	-2.0000	0.1030	-94.0000	0.0876	-95.0000	0.0202	1.0000
0.3307	0.5660	90.0000	0.5590	-90.0000	0.6080	0.0000	0.1340	-93.0000	0.1150	-93.0000	0.0220	1.0000
0.3491	0.5380	90.0000	0.5320	-90.0000	0.6220	0.0000	0.1650	-92.0000	0.1430	-92.0000	0.0241	1.0000
0.3696	0.5060	91.0000	0.5010	-89.0000	0.6220	0.0000	0.1950	-92.0000	0.1710	-92.0000	0.0265	1.0000
0.3927	0.4710	91.0000	0.4660	-89.0000	0.6110	0.0000	0.2250	-91.0000	0.2000	-91.0000	0.0291	1.0000
0.4189	0.4310	91.0000	0.4270	-89.0000	0.5930	-1.0000	0.2550	-91.0000	0.2280	-91.0000	0.0320	1.0000
0.4333	0.4080	91.0000	0.4040	-89.0000	0.5800	-1.0000	0.2700	-91.0000	0.2430	-91.0000	0.0336	1.0000
0.4488	0.3850	91.0000	0.3810	-89.0000	0.5650	-2.0000	0.2860	-91.0000	0.2580	-91.0000	0.0351	1.0000
0.4654	0.3590	91.0000	0.3550	-89.0000	0.5470	-3.0000	0.3000	-91.0000	0.2730	-91.0000	0.0367	1.0000
0.4833	0.3310	91.0000	0.3280	-89.0000	0.5230	-5.0000	0.3150	-91.0000	0.2880	-91.0000	0.0381	1.0000
0.5027	0.3020	91.0000	0.2980	-89.0000	0.4930	-7.0000	0.3300	-91.0000	0.3040	-91.0000	0.0394	0.0000
0.5236	0.2690	91.0000	0.2650	-89.0000	0.4530	-10.0000	0.3450	-91.0000	0.3200	-91.0000	0.0404	0.0000
0.5464	0.2340	90.0000	0.2300	-89.0000	0.4010	-14.0000	0.3590	-91.0000	0.3360	-92.0000	0.0410	0.0000
0.5712	0.1950	89.0000	0.1900	-90.0000	0.3370	-18.0000	0.3730	-92.0000	0.3530	-93.0000	0.0410	0.0000
0.5984	0.1500	86.0000	0.1450	-93.0000	0.2640	-22.0000	0.3840	-94.0000	0.3680	-96.0000	0.0402	1.0000
0.6283	0.0972	81.0000	0.0941	-97.0000	0.1900	-23.0000	0.3870	-98.0000	0.3750	-101.0000	0.0385	2.0000
0.6614	0.0367	77.0000	0.0363	-100.0000	0.1250	-23.0000	0.3690	-106.0000	0.3560	-110.0000	0.0360	3.0000
0.6981	0.0212	-151.0000	0.0204	38.0000	0.0724	-21.0000	0.3100	-116.0000	0.2910	-122.0000	0.0329	6.0000
0.7392	0.0495	-155.0000	0.0525	33.0000	0.0304	-19.0000	0.2180	-125.0000	0.1950	-131.0000	0.0293	8.0000
0.7854	0.0471	-172.0000	0.0534	14.0000	0.0050	-173.0000	0.1280	-126.0000	0.1100	-132.0000	0.0246	5.0000
0.8378	0.0282	150.0000	0.0352	-28.0000	0.0357	170.0000	0.0675	-117.0000	0.0569	-121.0000	0.0147	-30.0000
0.8666	0.0249	110.0000	0.0339	-69.0000	0.0486	166.0000	0.0491	-109.0000	0.0404	-113.0000	0.0116	-148.0000
0.8976	0.0323	77.0000	0.0452	-103.0000	0.0575	160.0000	0.0352	-102.0000	0.0277	-105.0000	0.0238	115.0000
0.9308	0.0433	62.0000	0.0600	-120.0000	0.0597	152.0000	0.0223	-100.0000	0.0165	-101.0000	0.0223	74.0000
0.9666	0.0524	57.0000	0.0702	-129.0000	0.0534	141.0000	0.0093	-108.0000	0.0057	-106.0000	0.0184	48.0000
1.0053	0.0578	58.0000	0.0731	-130.0000	0.0395	130.0000	0.0037	114.0000	0.0045	97.0000	0.0158	20.0000
1.0472	0.0588	64.0000	0.0703	-125.0000	0.0221	117.0000	0.0119	86.0000	0.0121	84.0000	0.0151	-7.0000
1.0927	0.0566	73.0000	0.0647	-116.0000	0.0064	106.0000	0.0155	77.0000	0.0149	73.0000	0.0158	-19.0000
1.1424	0.0515	81.0000	0.0562	-107.0000	0.0047	-109.0000	0.0141	65.0000	0.0119	64.0000	0.0194	-20.0000
1.1968	0.0386	87.0000	0.0406	-99.0000	0.0063	-154.0000	0.0065	56.0000	0.0064	72.0000	0.0219	-23.0000
1.2566	0.0206	96.0000	0.0209	-85.0000	0.0012	121.0000	0.0029	82.0000	0.0033	80.0000	0.0200	-23.0000
1.3963	0.0040	-151.0000	0.0067	-32.0000	0.0005	-64.0000	0.0018	-107.0000	0.0017	-109.0000	0.0069	-63.0000
1.5708	0.0119	103.0000	0.0112	-93.0000	0.0003	165.0000	0.0007	97.0000	0.0006	111.0000	0.0070	2.0000
1.7952	0.0012	-133.0000	0.0005	-99.0000	0.0000	67.0000	0.0000	84.0000	0.0001	-141.0000	0.0057	41.0000
2.0944	0.0001	25.0000	0.0010	64.0000	0.0000	80.0000	0.0001	-116.0000	0.0000	-21.0000	0.0018	88.0000

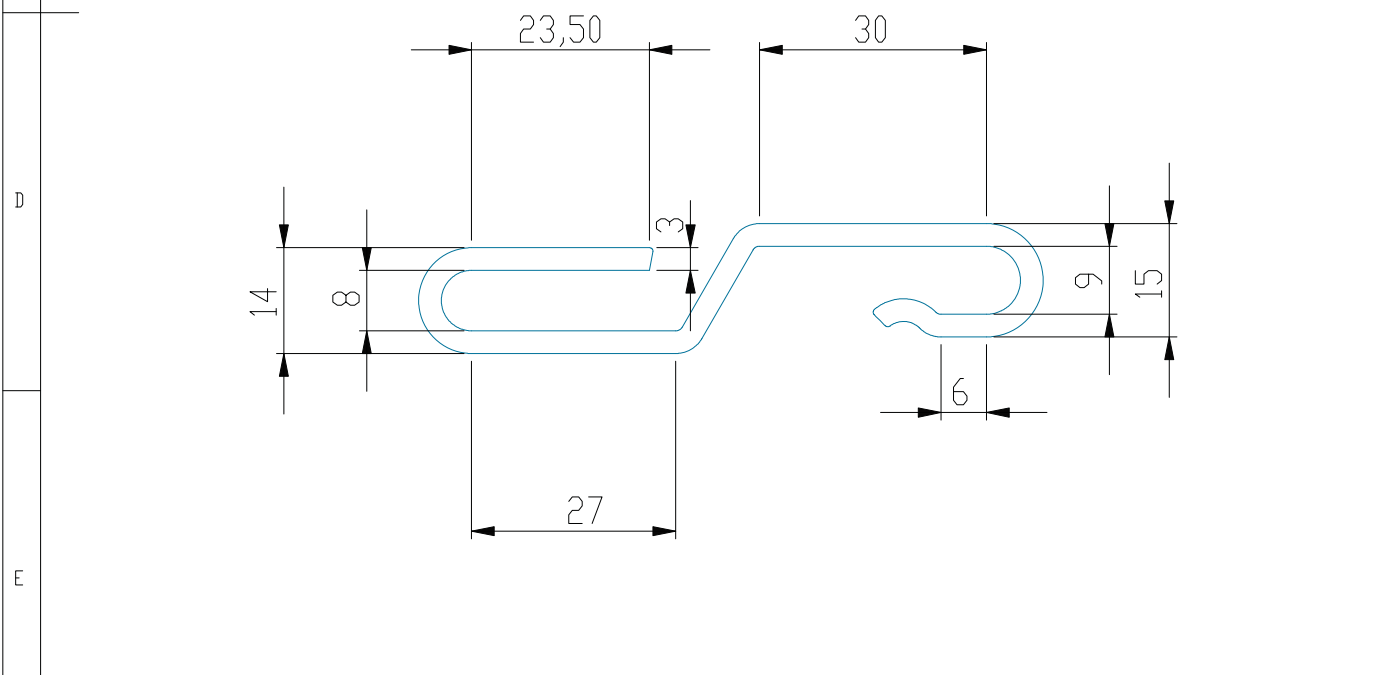
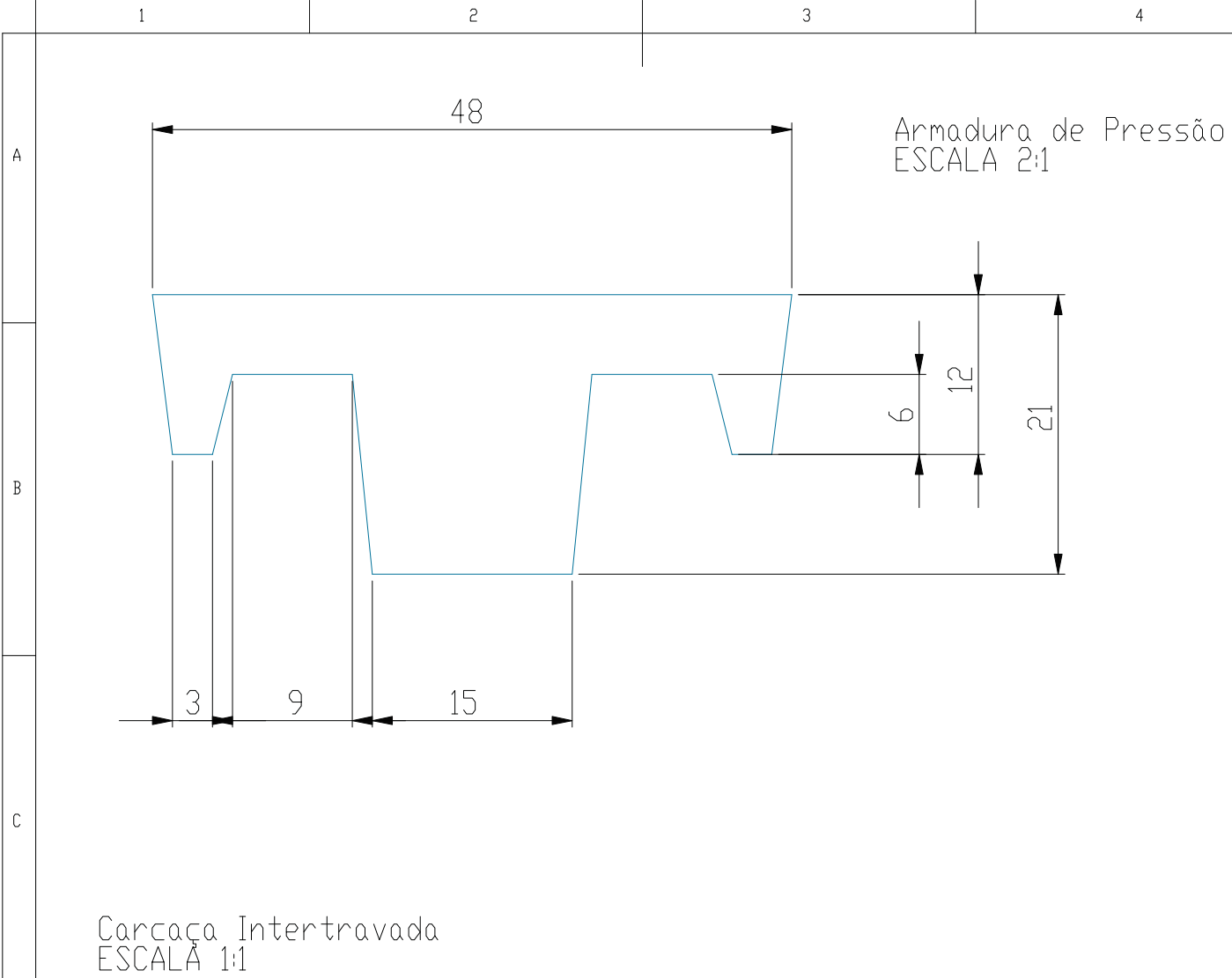
COG - P51												
Origem (m)	0.0000	0.0000	26.6000		Direção da Plataforma (°)	180						
Ponto de Suspensão (m)	6.5000	44.8000	10.2000									
	Surge		Sway		Heave		Roll		Pitch		Yaw	
Frequência angular (rad/s)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)
Heading 157,500000												
0.2513	0.9220	90.0000	0.3760	-90.0000	0.9550	0.0000	0.0418	90.0000	0.1060	90.0000	0.0103	0.0000
0.2565	0.9080	90.0000	0.3700	-90.0000	0.9800	0.0000	0.0295	97.0000	0.0816	94.0000	0.0108	1.0000
0.2618	0.8930	90.0000	0.3640	-90.0000	1.0100	-1.0000	0.0185	112.0000	0.0582	102.0000	0.0112	3.0000
0.2674	0.8790	90.0000	0.3580	-90.0000	1.0800	-2.0000	0.0090	141.0000	0.0362	111.0000	0.0117	3.0000
0.2732	0.8640	90.0000	0.3520	-90.0000	1.2200	-5.0000	0.0097	-143.0000	0.0189	148.0000	0.0122	3.0000
0.2762	0.8560	90.0000	0.3490	-90.0000	1.3100	-10.0000	0.0153	-126.0000	0.0208	-169.0000	0.0125	3.0000
0.2793	0.8480	90.0000	0.3460	-90.0000	1.3800	-21.0000	0.0231	-122.0000	0.0356	-148.0000	0.0128	3.0000
0.2824	0.8410	91.0000	0.3430	-89.0000	1.2900	-36.0000	0.0296	-126.0000	0.0510	-148.0000	0.0131	3.0000
0.2856	0.8350	91.0000	0.3410	-89.0000	1.0000	-52.0000	0.0300	-126.0000	0.0509	-150.0000	0.0134	3.0000
0.2889	0.8280	90.0000	0.3380	-90.0000	0.6360	-59.0000	0.0296	-115.0000	0.0431	-137.0000	0.0138	3.0000
0.2922	0.8200	90.0000	0.3350	-90.0000	0.4130	-44.0000	0.0336	-104.0000	0.0461	-116.0000	0.0141	3.0000
0.2992	0.8040	90.0000	0.3290	-90.0000	0.4380	-11.0000	0.0437	-97.0000	0.0649	-101.0000	0.0149	3.0000
0.3065	0.7880	90.0000	0.3220	-90.0000	0.5210	-4.0000	0.0530	-95.0000	0.0833	-97.0000	0.0157	3.0000
0.3142	0.7720	90.0000	0.3160	-90.0000	0.5700	-2.0000	0.0621	-94.0000	0.1010	-95.0000	0.0166	4.0000
0.3307	0.7370	90.0000	0.3030	-90.0000	0.6140	0.0000	0.0800	-93.0000	0.1350	-93.0000	0.0186	4.0000
0.3491	0.6990	90.0000	0.2880	-90.0000	0.6280	0.0000	0.0978	-92.0000	0.1690	-92.0000	0.0212	4.0000
0.3696	0.6570	91.0000	0.2710	-90.0000	0.6270	0.0000	0.1150	-92.0000	0.2020	-92.0000	0.0244	4.0000
0.3927	0.6090	91.0000	0.2530	-89.0000	0.6160	0.0000	0.1340	-91.0000	0.2350	-91.0000	0.0285	3.0000
0.4189	0.5540	91.0000	0.2310	-89.0000	0.5980	-1.0000	0.1530	-91.0000	0.2660	-92.0000	0.0338	4.0000
0.4333	0.5240	91.0000	0.2200	-89.0000	0.5860	-2.0000	0.1630	-91.0000	0.2810	-92.0000	0.0371	4.0000
0.4488	0.4910	91.0000	0.2070	-89.0000	0.5710	-2.0000	0.1730	-91.0000	0.2960	-92.0000	0.0409	4.0000
0.4654	0.4560	92.0000	0.1930	-89.0000	0.5530	-3.0000	0.1830	-91.0000	0.3100	-91.0000	0.0453	5.0000
0.4833	0.4180	92.0000	0.1780	-89.0000	0.5310	-5.0000	0.1940	-91.0000	0.3240	-91.0000	0.0505	4.0000
0.5027	0.3760	92.0000	0.1620	-89.0000	0.5010	-7.0000	0.2050	-91.0000	0.3360	-91.0000	0.0566	4.0000
0.5236	0.3320	92.0000	0.1430	-90.0000	0.4630	-10.0000	0.2170	-92.0000	0.3480	-91.0000	0.0637	4.0000
0.5464	0.2840	93.0000	0.1230	-91.0000	0.4120	-14.0000	0.2300	-92.0000	0.3580	-91.0000	0.0722	4.0000
0.5712	0.2310	92.0000	0.1000	-94.0000	0.3480	-18.0000	0.2420	-94.0000	0.3670	-91.0000	0.0822	3.0000
0.5984	0.1730	92.0000	0.0726	-99.0000	0.2750	-22.0000	0.2540	-97.0000	0.3720	-92.0000	0.0942	2.0000
0.6283	0.1070	90.0000	0.0395	-110.0000	0.2010	-24.0000	0.2590	-102.0000	0.3720	-95.0000	0.1080	2.0000
0.6614	0.0346	87.0000	0.0078	157.0000	0.1340	-24.0000	0.2480	-112.0000	0.3510	-100.0000	0.1260	1.0000
0.6981	0.0362	-106.0000	0.0390	68.0000	0.0791	-22.0000	0.2080	-125.0000	0.2970	-107.0000	0.1480	0.0000
0.7392	0.0882	-107.0000	0.0609	48.0000	0.0368	-16.0000	0.1420	-138.0000	0.2180	-111.0000	0.1730	-1.0000
0.7854	0.1180	-107.0000	0.0614	35.0000	0.0056	7.0000	0.0764	-146.0000	0.1410	-112.0000	0.1980	-4.0000
0.8378	0.1270	-105.0000	0.0462	25.0000	0.0185	168.0000	0.0299	-140.0000	0.0771	-110.0000	0.2100	-8.0000
0.8666	0.1230	-105.0000	0.0348	18.0000	0.0280	172.0000	0.0166	-121.0000	0.0495	-109.0000	0.1970	-8.0000
0.8976	0.1120	-105.0000	0.0219	5.0000	0.0354	173.0000	0.0121	-87.0000	0.0251	-107.0000	0.2060	-4.0000
0.9308	0.0946	-104.0000	0.0102	-39.0000	0.0395	172.0000	0.0125	-69.0000	0.0046	-106.0000	0.2100	-8.0000
0.9666	0.0713	-104.0000	0.0141	-124.0000	0.0390	169.0000	0.0112	-77.0000	0.0115	77.0000	0.1960	-12.0000
1.0053	0.0457	-101.0000	0.0243	-156.0000	0.0334	165.0000	0.0078	-119.0000	0.0234	80.0000	0.1700	-18.0000
1.0472	0.0252	-90.0000	0.0261	-176.0000	0.0238	161.0000	0.0080	167.0000	0.0323	80.0000	0.1300	-27.0000
1.0927	0.0116	-84.0000	0.0180	170.0000	0.0135	162.0000	0.0101	122.0000	0.0343	72.0000	0.0716	-44.0000
1.1424	0.0012	-112.0000	0.0076	173.0000	0.0060	168.0000	0.0088	85.0000	0.0240	65.0000	0.0162	-65.0000
1.1968	0.0014	-151.0000	0.0027	-162.0000	0.0010	36.0000	0.0034	-3.0000	0.0146	80.0000	0.0113	154.0000
1.2566	0.0084	-110.0000	0.0029	106.0000	0.0043	-22.0000	0.0036	-114.0000	0.0089	78.0000	0.0193	167.0000
1.3963	0.0196	-54.0000	0.0200	114.0000	0.0021	-29.0000	0.0024	-98.0000	0.0007	-101.0000	0.0273	-166.0000
1.5708	0.0031	99.0000	0.0013	-116.0000	0.0002	-170.0000	0.0001	48.0000	0.0006	-119.0000	0.0050	180.0000
1.7952	0.0018	170.0000	0.0022	-134.0000	0.0000	62.0000	0.0002	45.0000	0.0001	175.0000	0.0083	-108.0000
2.0944	0.0032	161.0000	0.0012	-172.0000	0.0000	180.0000	0.0001	7.0000	0.0002	162.0000	0.0044	114.0000

COG - P51												
Origem (m)	0.0000	0.0000	26.6000		Direção da Plataforma (°)	180						
Ponto de Suspensão (m)	6.5000	44.8000	10.2000									
	Surge		Sway		Heave		Roll		Pitch		Yaw	
Frequência angular (rad/s)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)	Amplitude (m/m)	Fase (°)
Heading 180,000000												
0.2513	0.9980	90.0000	0.0000	83.0000	0.9530	0.0000	0.0000	-114.0000	0.1180	90.0000	0.0000	166.0000
0.2565	0.9820	90.0000	0.0000	154.0000	0.9780	0.0000	0.0000	-21.0000	0.0918	94.0000	0.0000	175.0000
0.2618	0.9660	90.0000	0.0000	151.0000	1.0100	-1.0000	0.0000	-25.0000	0.0666	101.0000	0.0000	-176.0000
0.2674	0.9510	90.0000	0.0000	144.0000	1.0800	-2.0000	0.0000	-27.0000	0.0427	109.0000	0.0000	-180.0000
0.2732	0.9350	90.0000	0.0000	-103.0000	1.2100	-5.0000	0.0000	79.0000	0.0227	139.0000	0.0000	177.0000
0.2762	0.9260	90.0000	0.0000	-99.0000	1.3100	-10.0000	0.0000	81.0000	0.0218	180.0000	0.0000	177.0000
0.2793	0.9180	90.0000	0.0000	-122.0000	1.3800	-20.0000	0.0000	61.0000	0.0361	-154.0000	0.0000	179.0000
0.2824	0.9100	91.0000	0.0000	31.0000	1.2900	-36.0000	0.0000	-172.0000	0.0529	-152.0000	0.0000	-173.0000
0.2856	0.9040	91.0000	0.0000	-13.0000	0.9940	-52.0000	0.0000	165.0000	0.0529	-155.0000	0.0000	-159.0000
0.2889	0.8960	90.0000	0.0000	-45.0000	0.6290	-58.0000	0.0000	134.0000	0.0434	-141.0000	0.0000	-173.0000
0.2922	0.8870	90.0000	0.0000	-60.0000	0.4140	-43.0000	0.0000	119.0000	0.0456	-119.0000	0.0000	-175.0000
0.2992	0.8700	90.0000	0.0000	53.0000	0.4450	-10.0000	0.0000	-130.0000	0.0651	-102.0000	0.0000	-176.0000
0.3065	0.8530	90.0000	0.0000	48.0000	0.5270	-4.0000	0.0000	-134.0000	0.0846	-97.0000	0.0000	-163.0000
0.3142	0.8350	90.0000	0.0000	40.0000	0.5740	-2.0000	0.0000	-141.0000	0.1030	-95.0000	0.0000	-170.0000
0.3307	0.7970	90.0000	0.0000	27.0000	0.6180	-1.0000	0.0000	-153.0000	0.1400	-93.0000	0.0000	-171.0000
0.3491	0.7550	90.0000	0.0000	18.0000	0.6310	0.0000	0.0000	-162.0000	0.1750	-93.0000	0.0000	-174.0000
0.3696	0.7090	91.0000	0.0000	9.0000	0.6300	0.0000	0.0000	-170.0000	0.2090	-92.0000	0.0000	-175.0000
0.3927	0.6560	91.0000	0.0000	1.0000	0.6200	0.0000	0.0000	-176.0000	0.2420	-92.0000	0.0000	-174.0000
0.4189	0.5960	91.0000	0.0000	-8.0000	0.6030	-1.0000	0.0000	178.0000	0.2740	-92.0000	0.0000	-177.0000
0.4333	0.5620	91.0000	0.0000	-13.0000	0.5910	-2.0000	0.0000	175.0000	0.2890	-92.0000	0.0000	-177.0000
0.4488	0.5250	91.0000	0.0000	-17.0000	0.5770	-2.0000	0.0000	173.0000	0.3030	-92.0000	0.0000	177.0000
0.4654	0.4860	92.0000	0.0000	-22.0000	0.5600	-4.0000	0.0000	170.0000	0.3160	-92.0000	0.0000	180.0000
0.4833	0.4430	92.0000	0.0000	-27.0000	0.5380	-5.0000	0.0000	169.0000	0.3280	-92.0000	0.0000	-174.0000
0.5027	0.3970	92.0000	0.0000	-31.0000	0.5100	-8.0000	0.0000	169.0000	0.3380	-92.0000	0.0000	-177.0000
0.5236	0.3470	93.0000	0.0000	-34.0000	0.4720	-11.0000	0.0000	171.0000	0.3470	-91.0000	0.0000	-174.0000
0.5464	0.2920	93.0000	0.0000	-36.0000	0.4220	-14.0000	0.0000	176.0000	0.3530	-91.0000	0.0000	-170.0000
0.5712	0.2330	94.0000	0.0000	-35.0000	0.3590	-19.0000	0.0000	-176.0000	0.3570	-91.0000	0.0000	-170.0000
0.5984	0.1680	94.0000	0.0000	-36.0000	0.2860	-23.0000	0.0000	-166.0000	0.3580	-91.0000	0.0000	-169.0000
0.6283	0.0966	94.0000	0.0000	-42.0000	0.2100	-25.0000	0.0000	-158.0000	0.3540	-92.0000	0.0000	-163.0000
0.6614	0.0154	96.0000	0.0000	-52.0000	0.1400	-26.0000	0.0000	-156.0000	0.3370	-94.0000	0.0000	-168.0000
0.6981	0.0703	-94.0000	0.0000	83.0000	0.0831	-23.0000	0.0000	-160.0000	0.2950	-99.0000	0.0000	-176.0000
0.7392	0.1480	-97.0000	0.0000	68.0000	0.0414	-14.0000	0.0000	-164.0000	0.2280	-103.0000	0.0000	178.0000
0.7854	0.2090	-99.0000	0.0000	59.0000	0.0149	7.0000	0.0000	-159.0000	0.1520	-106.0000	0.0000	176.0000
0.8378	0.2450	-102.0000	0.0000	70.0000	0.0031	158.0000	0.0000	-132.0000	0.0780	-109.0000	0.0000	172.0000
0.8666	0.2470	-104.0000	0.0000	77.0000	0.0111	-162.0000	0.0000	-118.0000	0.0442	-110.0000	0.0000	173.0000
0.8976	0.2360	-106.0000	0.0000	78.0000	0.0210	-154.0000	0.0000	-110.0000	0.0151	-110.0000	0.0000	177.0000
0.9308	0.2130	-108.0000	0.0000	-128.0000	0.0312	-154.0000	0.0000	62.0000	0.0071	59.0000	0.0000	173.0000
0.9666	0.1770	-110.0000	0.0000	-132.0000	0.0381	-160.0000	0.0000	60.0000	0.0206	63.0000	0.0000	168.0000
1.0053	0.1290	-113.0000	0.0000	-136.0000	0.0382	-170.0000	0.0000	54.0000	0.0238	68.0000	0.0000	159.0000
1.0472	0.0720	-114.0000	0.0000	-117.0000	0.0300	179.0000	0.0000	59.0000	0.0214	97.0000	0.0000	137.0000
1.0927	0.0260	-96.0000	0.0000	-88.0000	0.0166	167.0000	0.0000	87.0000	0.0361	116.0000	0.0000	73.0000
1.1424	0.0077	30.0000	0.0000	-97.0000	0.0030	160.0000	0.0000	77.0000	0.0400	99.0000	0.0000	8.0000
1.1968	0.0312	75.0000	0.0000	-134.0000	0.0028	-64.0000	0.0000	63.0000	0.0217	82.0000	0.0000	-11.0000
1.2566	0.0400	83.0000	0.0000	63.0000	0.0034	11.0000	0.0000	86.0000	0.0076	96.0000	0.0000	-6.0000
1.3963	0.0287	87.0000	0.0000	7.0000	0.0042	12.0000	0.0000	-122.0000	0.0050	-100.0000	0.0000	13.0000
1.5708	0.0119	-51.0000	0.0000	-80.0000	0.0006	172.0000	0.0000	-86.0000	0.0013	-65.0000	0.0000	-138.0000
1.7952	0.0099	-175.0000	0.0000	-90.0000	0.0000	-112.0000	0.0000	97.0000	0.0005	177.0000	0.0000	113.0000
2.0944	0.0071	66.0000	0.0000	89.0000	0.0000	-3.0000	0.0000	-88.0000	0.0005	66.0000	0.0000	-23.0000

ANEXO B – *DATASHEET* DO TUBO

Camada	Espessura (mm)	Número de Arames	Ângulo de Assentamento [°]	Diâmetro Interno [mm]	Diâmetro Externo [mm]
Carcaça Intertravada	15	1	70	152.4	182.4
Camada Polimérica Interna	7	-	-	182.4	196.4
Armadura de Pressão	21	1	70	196.4	238.4
Armadura de Tração 1	4	52	45	238.4	246.4
Fita	0.17	-	-	246.4	246.74
Armadura de Tração 2	4	54	-45	246.74	254.74
Camada Polimérica Externa	6	-	-	254.74	266.74
Camada	Material	Nome Comercial	Fornecedor	Densidade (kg/m³)	Tensão de Escoamento (MPa)
Camada Polimérica Externa	HDPE	HDPE	Hivorex	952.5	-
Armadura de Tração	Aço de alto carbono		Gerdau	7850	650
Armadura de Pressão	Aço de alto carbono		Gerdau	7850	650
Camada Polimérica Interna	PA12	L 25 W 40	Grilamid	1020	-
Carcaça Intertravada	Aço inox 316L		Arcelor	7990	290
Camada	Condutividade Térmica (W/m.K)	Calor Específico (J/kg.K)	Coef. De poisson	Módulo de Young (GPa)	Tensão de Ruptura (MPa)
Camada Polimérica Externa	0.49	1.8	0.45	1.4	-
Armadura de Tração	51.9	486	0.3	207	900
Armadura de Pressão	51.9	486	0.3	207	900
Camada Polimérica Interna	0.25	2.6	0.47	0.45	-
Carcaça Intertravada	16.2	500	0.3	193	558
Modelo Mk III					
Característica	Valor	Unidade			
Diâmetro Interno	152	mm			
Diâmetro Externo	267	mm			
Raio Mínimo de Armazenamento	2	m			
Raio Mínimo de Operação	3	m			
Condutividade Térmica Efetiva	16	w/m°C			
Peso Vazio no Ar	99	kgf/m			
Peso Cheio no Ar	118	kgf/m			
Peso inundado (Falha na Capa Externa)	58	kgf/m			
Peso Cheio na Água	60	kgf/m			
Peso Vazio na Água	42	kgf/m			
Pressão de Burst	156	MPa			
Fator de Segurança para o Burst	1	-			
Pressão de Colapso Molhado	83	MPa			
Profundidade de Colapso Molhado	8.272	m			
Fator de Segurança para o Colapso Molhado	4	-			
Pressão de Colapso Seco	309	MPa			
Profundidade de Colapso Seco	30.743	m			
Fator de Segurança para o Colapso Seco	15	-			
Tração de Falha	4.483	kN			
Rigidez Axial	356.66	kN			
Rigidez Flexional	77	kN*m²			
Rigidez Torsional CW	6.646	kN*m²			
Rigidez Torsional CC	6.646	kN*m²			

ANEXO C – PERFIS DAS ARMADURAS



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS SURFACE FINISH: TOLERANCES: LINEAR: ANGULAR:				FINISH:			DEBUR AND BREAK SHARP EDGES		DO NOT SCALE DRAWING		REVISION	
F		NAME		SIGNATURE		DATE				TITLE: RISER 6"		
	DRAWN	E. MALTA				11/12						
	CHK'D											
	APPV'D											
	MFG											
	Q.A							MATERIAL:		DWG NO. PERFIS_RISER		A
								WEIGHT:		SCALE:2:1		SHEET 1 OF 1