



ANÁLISE GLOBAL DE RISER RÍGIDO VERTICAL TRACIONADO NO TOPO
PARA ÁGUAS ULTRA PROFUNDAS

Vinícius Ribeiro Machado da Silva

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Civil da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Gilberto Bruno Ellwanger e Maria Cascão Ferreira de Almeida

Rio de Janeiro

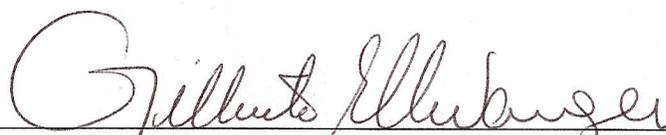
Junho de 2011

ANÁLISE GLOBAL DE RISER RÍGIDO VERTICAL TRACIONADO NO TOPO
PARA ÁGUAS ULTRA PROFUNDAS

Vinícius Ribeiro Machado da Silva

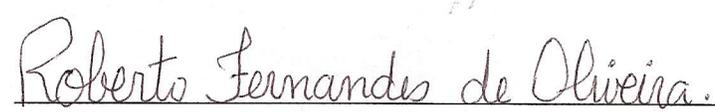
PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO CURSO
DE ENGENHARIA CIVIL DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO CIVIL.

Examinada por:


Prof. Gilberto Bruno Ellwanger, D.Sc.


Prof. Maria Cascão Ferreira de Almeida, D.Sc.


Mário Alfredo Vignoles, M.Sc.


Prof. Roberto Fernandes de Oliveira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO de 2011

Silva, Vinícius Ribeiro Machado da

Análise Global de *Riser* Rígido Vertical
Tracionado no Topo para Águas Ultra Profundas /
Vinícius Ribeiro Machado da Silva. – Rio de
Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2011.

X, 93 p.: Il.; 29,7 cm.

Orientador: Gilberto Bruno Ellwanger e Maria
Cascão Ferreira de Almeida

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola
Politécnica/ Curso de Engenharia Civil, 2011.

Referências Bibliográficas: p. 84-87

1. *Riser* Rígido. 2. TTR. 3. *Riser* Equivalente.
I. Ellwanger, Gilberto Bruno, et al. II. Universidade
Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso
de Engenharia Civil. III. Título.

“Aos meus pais”

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus, por me abençoar e proteger durante essa longa caminhada de estudos e dedicação.

Aos meus pais Jane e Isaac, exemplos da minha vida, responsáveis por tudo o que sou hoje, fontes de inspiração e motivação. Agradeço pelo amor incondicional e preocupação que sempre tiveram comigo. A conclusão de mais esta etapa da minha vida não seria possível sem a presença de vocês.

A minha namorada Rafaela, por todo amor, dedicação, apoio, paciência e compreensão em todos os momentos vividos durante esses anos de graduação.

Ao professor Gilberto Bruno Ellwanger, responsável pela minha grande motivação em desenvolver este trabalho. Agradeço pelos ensinamentos praticados, paciência e orientação desde meu 5º período, tanto no curso de Engenharia Civil quanto no PRH-35/ANP.

A professora Maria Cascão Ferreira de Almeida, primeira professora da área de estruturas na qual tive o prazer de conhecer. Grande incentivadora e maior responsável pela realização de meu intercâmbio acadêmico. Obrigado por seus ensinamentos e conselhos.

Ao professor Sílvio de Souza Lima pela ajuda concedida no final deste trabalho.

Ao engenheiro da Technip Mário Vignoles, pela paciência, incentivo e grande ajuda prestada durante a realização deste trabalho.

A Technip por disponibilizar a utilização do software para as análises.

A ANP (Agência nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) pelo apoio financeiro através do programa de recursos humanos – PRH-35.

Aos meus amigos e colegas de graduação, pelo apoio e ajuda.

A todos os professores e pessoas que contribuíram de alguma forma para a minha formação acadêmica e pessoal.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Civil.

ANÁLISE GLOBAL DE *RISER* RÍGIDO VERTICAL TRACIONADO NO TOPO
PARA ÁGUAS ULTRA PROFUNDAS

Vinícius Ribeiro Machado da Silva

Junho/2011

Orientadores: Gilberto Bruno Ellwanger e Maria Cascão Ferreira de Almeida

Curso: Engenharia Civil

Este trabalho apresenta o estudo do comportamento de um *riser* rígido vertical tracionado no topo (TTR) utilizado em uma plataforma do tipo TLP. Um programa computacional, baseado no método dos elementos finitos, é utilizado para realizar as análises dinâmicas não-lineares em que o problema está contido. Um *riser* equivalente é proposto de modo a simplificar as análises. O pós-processamento dos resultados verifica a possibilidade da utilização do *riser* em águas ultra profundas sendo avaliado seu limite de tensão através da norma API RP 2RD. Em paralelo são feitos um estudo de estabilidade de resposta e um programa para se obter os modos e as frequências naturais do *riser* em questão.

Palavras-chave: *Riser* Rígido, TTR, *Riser* Equivalente

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

GLOBAL ANALYSIS OF VERTICAL TOP TENSIONED RISER FOR ULTRA
DEEP WATERS

Vinícius Ribeiro Machado da Silva

Junho/2011

Advisors: Gilberto Bruno Ellwanger e Maria Cascão Ferreira de Almeida

Course: Civil Engineering

This work presents the study of the behavior of a vertical top tensioned riser (TTR), used in a TLP platform type. A computational program, based on the finite element method, is used to perform non-linear dynamic analysis in which the problem is in. An equivalent riser is proposed to simplify the analysis. The post-processing of the results shows the possibility of its usage in ultra deep waters, being evaluated the stress limit through the API RP 2RD standard. In parallel, a study of response stability and a program to obtain the modes and the natural frequencies of the riser in question are made.

Keywords: Rigid Riser, TTR, Equivalent Riser

Índice

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 INTRODUÇÃO E MOTIVAÇÃO.....	1
1.2 OBJETIVO PRINCIPAL	4
2. DEFINIÇÕES BÁSICAS	4
2.1 TIPOS DE UNIDADES <i>OFFSHORE</i> DE EXPLOTAÇÃO.....	4
2.2 TIPOS DE COMPLETAÇÃO	14
2.2.1 ÁRVORE DE NATAL.....	14
2.2.2 COMPLETAÇÃO SECA.....	15
2.2.3 COMPLETAÇÃO MOLHADA.....	15
2.3 SISTEMA DE <i>RISERS</i>	16
2.3.1 CLASSIFICAÇÃO DO <i>RISER</i> QUANTO À FUNCIONALIDADE	17
2.3.2 CLASSIFICAÇÃO DO <i>RISER</i> QUANTO À ESTRUTURA	17
2.3.2.1 <i>RISER</i> RÍGIDO	17
2.3.2.2 <i>RISER</i> FLEXÍVEL	18
2.4 CLASSIFICAÇÃO DO <i>RISER</i> QUANTO À CONFIGURAÇÃO.....	21
2.4.1 <i>RISER</i> EM CATENÁRIA LIVRE	21
2.4.2 <i>RISERS</i> TRACIONADOS NO TOPO (<i>TOP-TENSION RISERS</i>).....	22
2.4.3 <i>RISERS</i> HÍBRIDOS	24
3. REVISÃO DOS CONCEITOS DA TEMÁTICA DE ESTUDO	30
3.1 COMPORTAMENTO DE UMA TLP.....	30
3.2 <i>TOP TENSIONED RISER</i> (TTR).....	34
3.3 CARREGAMENTOS ATUANTES SOBRE UM <i>RISER</i> RÍGIDO VERTICAL.....	39
3.3.1 CARGAS ESTÁTICAS	40
3.3.2 CARGAS DINÂMICAS	43
3.4 ANÁLISE GLOBAL.....	50
3.4.1 ANÁLISE ESTÁTICA	51
3.4.2 ANÁLISE DINÂMICA	52
4. APLICAÇÃO: <i>TOP TENSIONED RISER</i> DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS ULTRA PROFUNDAS	54
4.1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA.....	54
4.2 MODELAGEM DO <i>RISER</i>	55
4.2.1 PROPRIEDADES EQUIVALENTES	57

4.2.2	CARREGAMENTOS AMBIENTAIS E CARACTERÍSTICAS DO MODELO DE <i>RISER</i>	58
4.3	ESTUDO DOS PARÂMETROS DE ANÁLISE.....	62
4.3.1	FATOR DE TRAÇÃO.....	62
4.3.2	<i>OFFSET</i> ESTÁTICO.....	63
4.3.3	CASOS DE ANÁLISE.....	64
5.	APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS	66
5.1	ESTABILIDADE DA RESPOSTA.....	66
5.2	ANÁLISE DE TENSÕES DOS CASOS DE ESTUDO.....	68
5.3	ANÁLISE DAS FREQUÊNCIAS NATURAIS.....	76
6.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES	82
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	84
	ANEXO A – PLANILHA MATHCAD DE ANÁLISE DAS FREQUÊNCIAS E DOS MODOS DE VIBRAÇÃO DO TTR.....	88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Hutton(1) e Magnólia(19) (OFFSHORE MAGAZINE, 2010).....	2
Figura 2 - Exemplo de TLP com TTR e seu sistema de tracionamento do tipo <i>Pull-Style</i>	3
Figura 3 – Exemplo de Jaqueta.....	5
Figura 4 – Troll-A.....	6
Figura 5 – Exemplo de Torre Complacente.....	7
Figura 6 - Plataforma auto-elevável no litoral do Maranhão (PETRO & QUÍMICA, 2011).....	8
Figura 7 – Exemplo de Semi-submersíveis: a) Sistema convencional de ancoragem b) Sistema <i>Taut-Leg</i>	9
Figura 8 – Exemplo de FPSO.....	10
Figura 9 – a) TLP e b) Mini-TLP.....	11
Figura 10 - SPAR Perdido.....	12
Figura 11 - MONO-BR (TPN, 2011).....	13
Figura 12 - FPSO-BR (TPN, 2011).....	14
Figura 13 – Árvore de natal seca.....	15
Figura 14 – Árvore de natal molhada.....	16
Figura 15 – Seção transversal de um <i>pipe-in-pipe</i> (ALVES, 2009).....	18
Figura 16 – <i>Riser</i> de aplicação dinâmica (a); <i>Riser</i> de aplicação estática: <i>Rough bore</i> (b) e <i>Smooth bore</i> (c).....	19
Figura 17 – Exemplo de IPB (<i>Integrated Production Bundle</i>) (TECHNIP,2011).....	21
Figura 18 – <i>Riser</i> em catenária livre (OFFSHORE MAGAZINE, 2010).....	22
Figura 19 – Flutuador integrante (esq.) e não integrante (dir.).....	23

Figura 20 – Sistemas de <i>riser</i> de produção para águas profundas – <i>Top-Tension</i> (OFFSHORE MAGAZINE, 2010)	23
Figura 21 – <i>Riser Tower</i> utilizado em um FPSO com <i>Turret</i>	24
Figura 22 – <i>Bundle</i> rígido do <i>riser tower</i>	25
Figura 23 – Canteiro de montagem do <i>bundle</i> rígido do campo de Girassol	26
Figura 24 – Montagem do <i>bundle</i> rígido do campo de Girassol	27
Figura 25 – Sistema de <i>risers</i> com boião	28
Figura 26 – Outras configurações de <i>risers</i> (OFFSHORE MAGAZINE, 2010)	29
Figura 27 – Passeio da TLP com seu respectivo <i>set-down</i> (PINHO, 2001).....	30
Figura 28 – a) RAO referente ao movimento de <i>SURGE</i> para <i>head seas</i> (CHEDZOY, 2003); b) Graus de liberdade de uma unidade flutuante (GUIGON, 2011).....	31
Figura 29 – RAO referente ao movimento de <i>PITCH</i> para <i>head seas</i> (CHEDZOY, 2003)	31
Figura 30 – RAO referente ao movimento de <i>HEAVE</i> para <i>head seas</i> (CHEDZOY, 2003)	32
Figura 31 – Configuração do <i>deck</i> com o sistema de tracionamento, juntas e o <i>jumper</i> flexível (adaptado de DNV-OS-F101, 2001)	33
Figura 32 - Configuração geral de um TTR de produção DNV-OS-F101 (2001)	34
Figura 33 – Exemplos de: a) <i>riser</i> de perfuração; b) <i>riser</i> de produção.....	35
Figura 34 – <i>Casing</i> simples ou duplo.....	36
Figura 35 – Formação de VIV em elementos cilíndricos.....	37
Figura 36 – Tracionador hidráulico.....	38
Figura 37 – Cargas ambientais atuantes sobre a TLP e seus respectivos <i>risers</i> (PINHO, 2001) 39	
Figura 38 – Ilustração dos parâmetros para consideração das pressões (SANTOS, 1998).....	41
Figura 39 – Perfil de correntes marinhas (ALVES <i>et al.</i> , 2010).....	42
Figura 40 – Movimento bidimensional da onda linear (CHAKRABARTI, 2005)	44
Figura 41 – Fórmulas para teoria de onda linear (CHAKRABARTI, 2005)	45
Figura 42 – Representação da Teoria de Onda de Stokes de Segunda Ordem.....	46
Figura 43 – Regiões de aplicabilidade da função Stream, Stokes 5ª Ordem e teoria de onda linear (API RP2A, 2000).....	47
Figura 44 – Fluxograma simplificado de análise desacoplada de um <i>riser</i>	51
Figura 45 – Configuração do TTR de estudo	54
Figura 46 – Convenção de coordenadas do DEEPLINES para a unidade flutuante (GUIGON, 2011)	56
Figura 47 – Equivalência do <i>riser</i>	57
Figura 48 – Perfil de corrente centenária	59
Figura 49 – Modelo realizado no DEEPLINES	61
Figura 50 – Detalhe do tracionador modelado no DEEPLINES.....	62
Figura 51 – Resposta da curvatura para casos FT	66
Figura 52 – Resposta da curvatura para casos <i>Off</i>	67
Figura 53 – Erro da resposta da curvatura.....	67
Figura 54 – Evolução das tensões de Von Mises no <i>Casing</i> , para os casos FT	69
Figura 55 – Evolução das tensões de Von Mises no <i>Tubing</i> , para os casos FT	69
Figura 56 – Evolução das tensões de Von Mises no <i>Casing</i> , para os casos <i>Off</i>	71
Figura 57 – Evolução das tensões de Von Mises no <i>Tubing</i> , para os casos <i>Off</i>	71
Figura 58 – Ampliação das tensões de Von Mises no topo do <i>Casing</i> , para os casos <i>Off</i>	72
Figura 59 – Ampliação das tensões de Von Mises no fundo do <i>Casing</i> , para os casos <i>Off</i>	72

Figura 60 – Ampliação das tensões de Von Mises no topo do <i>Tubing</i> , para os casos <i>Off</i>	73
Figura 61 – Ampliação das tensões de Von Mises no fundo do <i>Tubing</i> , para os casos <i>Off</i>	73
Figura 62 – Comparativo das máximas tensões de Von Mises no <i>Casing</i> e no <i>Tubing</i> , para os casos FT e <i>Off</i> segundo API RP 2 RD (1998).....	74
Figura 63 – Critério adotado conforme API RP 2 RD (1998) para a análise de tensões	75
Figura 64 – Planilha Mathcad – Períodos e frequências naturais.....	76
Figura 65 – Planilha Mathcad – Modos de vibração	77
Figura 66 – Planilha Mathcad – Verificação quanto à ortogonalidade – Matriz de massa	78
Figura 67 – Planilha Mathcad – Verificação quanto à ortogonalidade – Matriz de rigidez.....	79
Figura 68 – Resultados DEEPLINES – Períodos e frequências naturais.....	80

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Dados da onda centenária	58
Tabela 2 - Características geométricas e do material	59
Tabela 3 - Discretização do modelo	60
Tabela 4 - Fatores de Tração	63
Tabela 5 - Offsets Selecionados	64
Tabela 6 - Casos <i>Off</i>	65
Tabela 7 - Casos FT	65

ÍNDICE DE ABREVIACÕES

ANM – Árvore de Natal Molhada

DICAS – Sistema de Ancoragem Diferenciado (*Differentiated Anchoring System*)

FPSO – Unidade de Produção, Armazenamento e Transferência (*Floating Production Storage Offloading*)

FSO – Unidade de Armazenamento e Transferência (*Floating Storage Offloading*)

MODU – Unidade Móvel de Perfuração *Offshore* (*Mobile Offshore Drilling Unit*)

RAO – Operador de Amplitude de Resposta (*Response Amplitude Operator*)

ROV – Veículo Controlado Remotamente (*Remote Operated Vehicle*)

SCR – *Riser* de Aço em Catenária (*Steel Catenary Riser*)

TLP – Plataforma de Pernas Tracionadas (*Tension Leg Platform*)

TTR – *Riser* Tracionado no Topo (*Top Tension Riser*)

VIV – Vibração Induzida por Vórtice (*Vortex Induced Vibration*)

1. INTRODUÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO E MOTIVAÇÃO

A necessidade de exploração do petróleo em águas cada vez mais profundas leva ao desenvolvimento de novas tecnologias nas mais diversas áreas do conhecimento humano. Entre as diversas áreas da ciência, a simulação do comportamento global dos *risers*, tubos responsáveis pela condução de fluidos entre a plataforma e o leito marinho, em condições ambientais extremas ou operacionais, se destaca por apresentar grandes desafios computacionais e de modelagem. Qualquer falha no sistema de *risers* pode causar sérios danos ao ambiente marinho e provocar a interrupção da produção de óleo, incorrendo em altos custos tanto no reparo do sistema quanto na recuperação do meio ambiente. Desta maneira, entende-se que o sistema de *risers* é uma das partes mais críticas em um projeto de estruturas *offshore*.

Na região do pré-sal, no Brasil, região na qual abriga os maiores desafios tecnológicos na área *offshore*, diversas alternativas de sistemas de exploração do petróleo estão sendo avaliadas para futura implantação. A exploração desta região foi dividida em duas fases, Fase 0 e Fase 1 (A e B). A Fase 0, que começou em 2008 e tem previsão de término em 2016, é caracterizada pela aquisição de dados. Ela vai definir os limites das descobertas visando desenvolver a caracterização da área geológica que consiste o pré-sal. A Fase 0, então, irá alimentar a Fase 1 que é dividida em duas etapas, A e B. Durante a Fase 1A serão utilizados conceitos de produção já dominados e adaptados para as condições do pré-sal. Esta fase funcionará como um laboratório para o desenvolvimento de novas tecnologias. A Fase 1B visa completar o desenvolvimento do campo do pré-sal com o uso intensivo de novas tecnologias. É esperada a utilização de unidades de produção com equipamentos de perfuração dedicados e novas soluções que garantam o escoamento do fluido, a injeção alternada de água e gás e/ou CO₂ para melhorar a recuperação de óleo dos campos e o uso de sistemas de completação seca.

No que se refere à utilização dos sistemas de completação seca pode-se destacar algumas de suas vantagens, que são bem conhecidas dentro da indústria do petróleo, por exemplo, por ter um conjunto de válvulas mais simples que controlam a produção do poço, ter fácil manutenção e também fácil acesso, minimizando os custos associados. Como exemplo nesta redução de custos temos a otimização do tempo para realizar as

tarefas de perfuração, completção e intervenção (*workover*), onde necessitam da plataforma de perfuração que tem uma taxa diária de aluguel bastante elevada. De forma a reduzir os custos dessas atividades em águas ultra profundas, aumenta-se o interesse em plataformas do tipo *Spar-buoy* e TLP, que tem como característica baixos movimentos de *heave* (movimento vertical) que permitem a utilização de árvores de natal secas, bem como o uso de *risers* rígidos verticais que realizam o escoamento do fluido do fundo do mar até a unidade flutuante.

A TLP preenche o espaço entre as plataformas fixas e os sistemas flutuantes de produção. Ela combina a redução de custos iniciais associados com os sistemas flutuantes de produção e os benefícios operacionais atribuídos às plataformas fixas. A primeira TLP do mundo foi construída em 1984 pela *Conoco Oil Company* e foi usada para desenvolver o campo de Hutton, no mar do Norte. Localizado em uma lâmina d'água de 148 metros, o campo de Hutton poderia ser explorado facilmente usando uma plataforma fixa de aço, mas, para a empresa Conoco, as severas condições ambientais associadas ao Mar do Norte configuravam um ótimo cenário para o teste inicial do projeto de TLP's. Muitos investimentos foram feitos em tecnologia até que pudesse ser viabilizada a instalação de uma TLP em uma lâmina d'água de 1425 metros, em 2005, no campo de Magnólia, no Golfo do México. Esta é a maior profundidade de instalação alcançada por uma TLP até o momento.



Figura 1 - Hutton(1) e Magnólia(19) (OFFSHORE MAGAZINE, 2010)

O emprego dos TTR's (*Top Tensioned Risers*), *risers* rígidos verticais que utilizam tracionadores no topo permite a utilização de sistemas de completação seca. O tracionamento provido previne a compressão do riser e ainda limita a interferência entre os *risers*. O estudo deste tipo de *riser* é feito pela PETROBRÁS para viabilizar sua futura utilização nos campos de exploração do pré-sal.

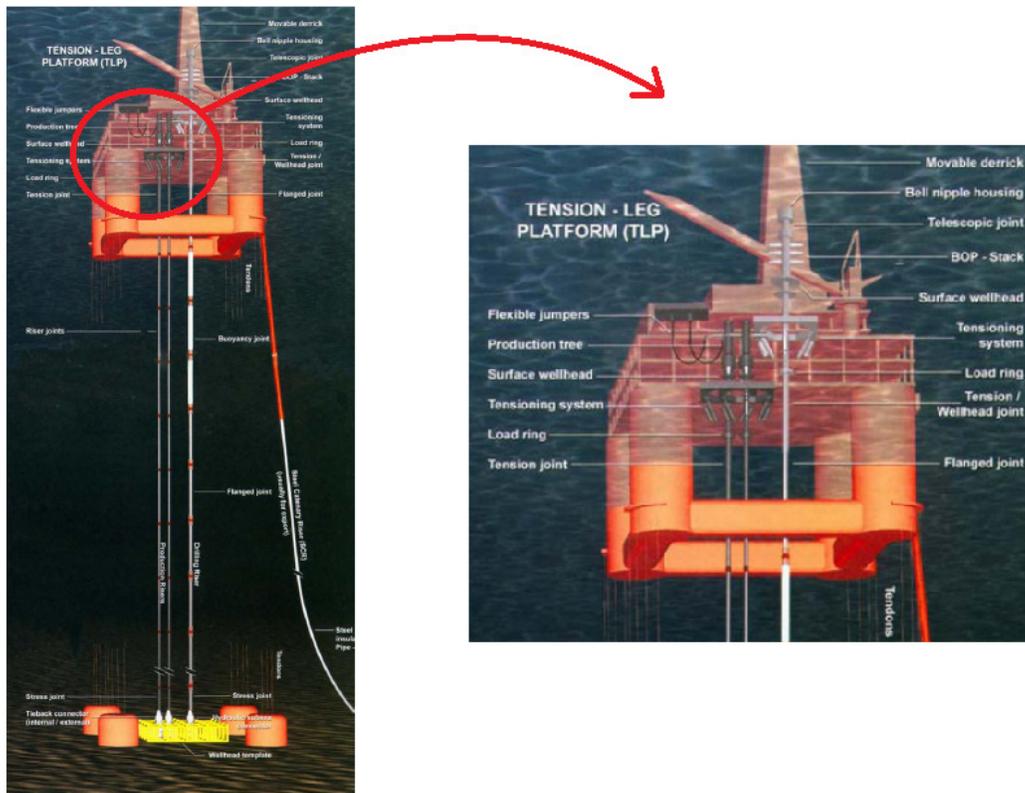


Figura 2 - Exemplo de TLP com TTR e seu sistema de tracionamento do tipo *Pull-Style*

Este cenário, com as novas descobertas do pré-sal trazendo consigo toda a sua complexidade e impasses tecnológicos e de altos investimentos em tecnologia e desenvolvimento, aumenta, ainda mais, a necessidade de estudos sobre temas relacionados a essa área, garantindo a confiabilidade necessária para a perfeita utilização e funcionamento de seus sistemas estruturais.

1.2 OBJETIVO PRINCIPAL

Este trabalho tem como objetivo realizar a análise global de um *riser* rígido vertical do tipo TTR (*Top Tensioned Riser* – Riser Tracionado no Topo) de produção, utilizado em uma plataforma do tipo TLP (*Tension Leg Platform* – Plataforma de Pernas Tracionadas). Um estudo de seu comportamento será feito considerando a variação de alguns parâmetros da análise (fator de tracionamento e *offset* estático). A verificação das tensões e do colapso será feita segundo critérios da norma API RP 2RD (1998). Um modelo será realizado em um programa dedicado a esse tipo de análise, DEEPLINES, que é fundamentado na teoria dos elementos finitos realizando análises dinâmicas não-lineares, que permitirá a extração de esforços no *riser* para sua verificação.

O trabalho ainda apresenta a elaboração de uma planilha Mathcad onde possibilita a extração das frequências naturais e modos de vibração do *riser* estudado, onde leva em consideração a não-linearidade do problema devido à tração imposta no topo.

2. DEFINIÇÕES BÁSICAS

2.1 TIPOS DE UNIDADES *OFFSHORE* DE EXPLOTAÇÃO

As unidades *offshore* utilizadas na exploração e produção de petróleo e gás situam-se em diferentes regiões do oceano, instaladas tanto em águas rasas quanto em águas ultra profundas e, ainda, enfrentando diferentes classes de agressividade ambiental. Dependendo desses condicionantes, o arranjo estrutural destas unidades deve ser avaliado e definido para cada região. Baseado na geometria e no comportamento dessas unidades *offshore*, pode-se dividi-las nas seguintes categorias:

- Estruturas fixas
 - a) Plataformas tipo jaquetas
 - b) Plataforma de gravidade
 - c) Torre Complacente
 - d) Plataformas auto-eleváveis

- Estruturas flutuantes
 - e) Semi-submersível
 - f) FPSO
 - g) TLP e mini-TLP

- h) SPAR
- i) MONO BR
- j) FPSO BR

a) Plataformas tipo jaquetas

Comumente chamadas de jaquetas, esse tipo de plataforma constituiu o primeiro tipo de estrutura utilizado na exploração do petróleo. São estruturas treliçadas em aço fixadas por estacas cravadas no solo marinho e instaladas em lâminas d'água de até 500 m. Podem operar sozinhas (mandando óleo diretamente para terra através de tubulação) ou com navio acoplado à plataforma.

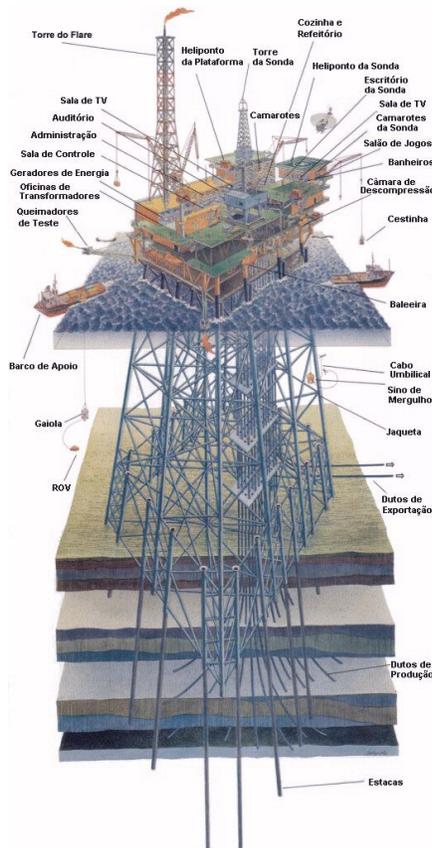


Figura 3 – Exemplo de Jaqueta

b) Plataforma de gravidade

É mais frequentemente usada onde a viabilidade de instalação de estacas é remota. É, basicamente, estrutura construída em concreto (mais comum) e/ou aço na qual se apóiam no fundo do mar por gravidade. O nome plataforma de gravidade vem da grande estabilidade horizontal que essa estrutura tem contra as forças ambientais que nela atuam, onde essa estabilidade se dá pelo seu elevado peso. São instaladas em lâminas d'água de até 400 m. Logo abaixo, como exemplo, tem-se a plataforma Troll-A, o mais alto e mais pesado objeto móvel já construído pelo homem.



Figura 4 – Troll-A

Ela está localizada a 43 milhas (69,2 km) da Noruega, no conturbado mar do norte. Sua maior parte fica embaixo da água, e foi construída para suportar as piores condições do ambiente marinho, podendo ser atingida por ondas de 100 pés (30,5 m) de altura.

c) Torre Complacente

O custo das jaquetas aumenta significativamente com a profundidade devido ao aumento do tamanho de sua base e do aumento necessário de espessura dos componentes tubulares da estrutura para resistir à pressão externa. Conseqüentemente, as jaquetas são geralmente consideradas não econômicas para lâminas d'água além de 460 metros. Então, uma alternativa para esta configuração é a plataforma do tipo torre complacente (*Compliant Tower – CT*). Ela, conforme mostra a figura abaixo, consiste,

essencialmente, de uma torre estreita e flexível fixada a uma fundação com pilares capazes de suportar uma superestrutura convencional para operações de perfuração e produção. Geralmente, são utilizadas em lâminas d'água entre 300 e 600 metros e possuem capacidade de suportar grandes forças laterais.

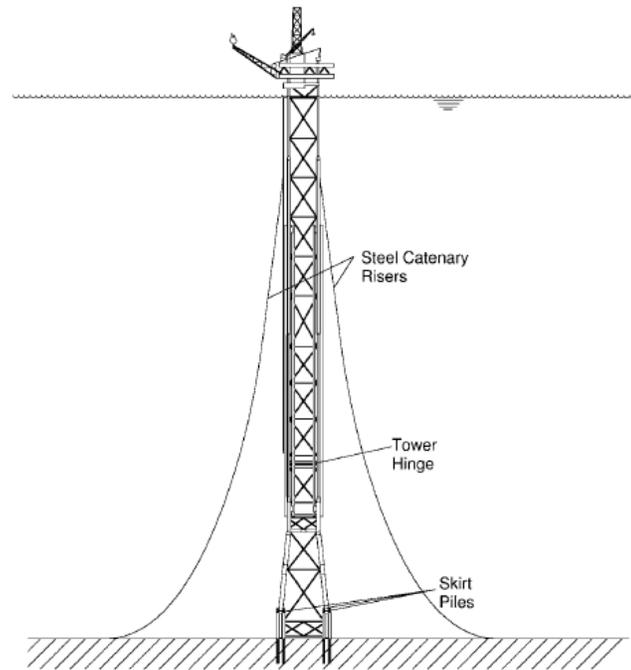


Figura 5 – Exemplo de Torre Complacente

d) Plataformas auto-eleváveis

São dotadas de balsas equipadas com três (às vezes quatro) pernas, de seção transversal triangular (às vezes retangular), que acionadas mecânica ou hidraulicamente podem movimentar-se, permitindo uma maior flexibilidade com relação à profundidade e posição de operação. São plataformas móveis, sendo transportadas por rebocadores ou com propulsão própria. Essas plataformas ainda continuam limitadas a pequenas profundidades para sua instalação.

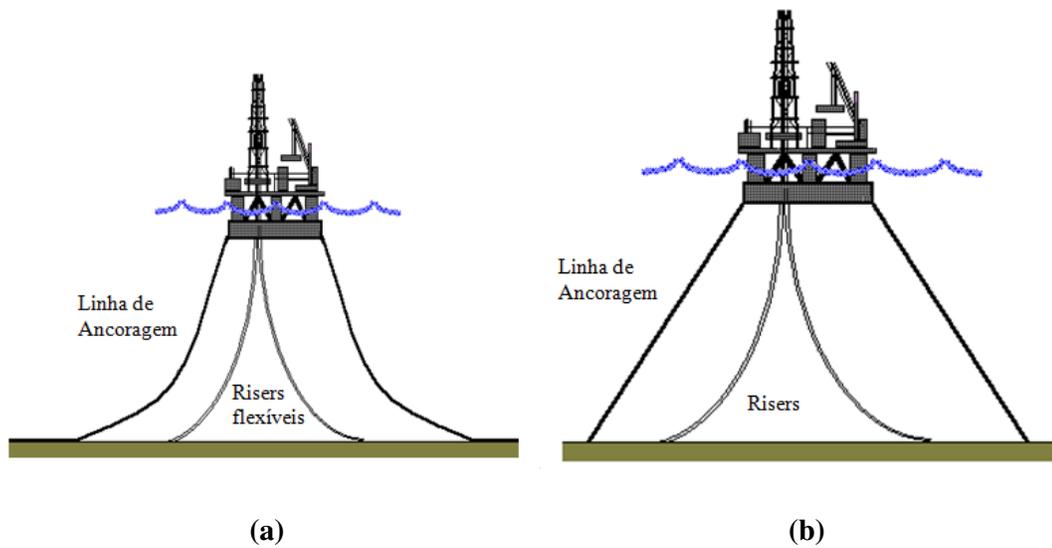


Figura 6 - Plataforma auto-elevável no litoral do Maranhão (PETRO & QUÍMICA, 2011)

e) Semi-submersível

É parte integrante dos sistemas de exploração flutuante, a qual proporciona a possibilidade de exploração de poços de petróleo em águas profundas. Alavancou de forma significativa a indústria de exploração de petróleo, principalmente no Brasil.

Consiste em dois flutuadores compartimentados em tanques com finalidades de oferecer lastro e flutuação à plataforma. Estes flutuadores são denominados pontões, ou em inglês *pontoons*. Sobre estes flutuadores se apoiam as colunas, também chamadas de pernas, que sustentam os conveses. A plataforma é mantida na locação através de linhas de ancoragem que podem ser do tipo convencional, instaladas em catenária, ou do tipo *Taut-Leg*, na qual a linha de ancoragem fica esticada. Ela também pode manter a posição, através de propulsores controlados por um sistema de posicionamento dinâmico por satélite, e é normalmente usado durante a fase de perfuração ou completação (sonda de perfuração MODU – *Mobile Offshore Drilling Unit*).



**Figura 7 – Exemplo de Semi-submersíveis: a) Sistema convencional de ancoragem
b) Sistema *Taut-Leg*.**

f) FPSO

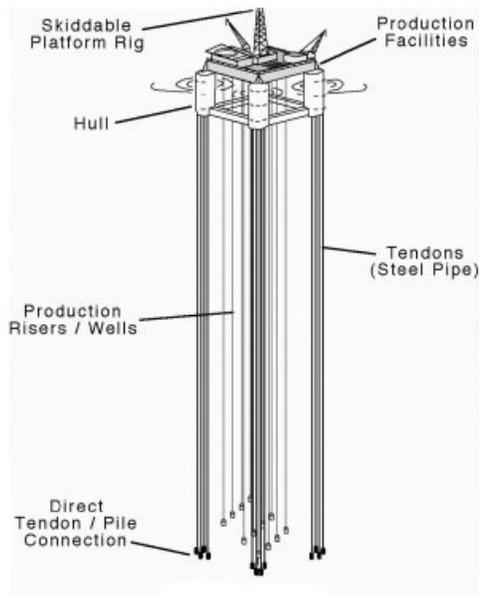
Os FPSO's (*Floating, Production, Storage and Offloading*) são navios com capacidade de processar e armazenar petróleo ou gás natural sendo o tipo de sistema de exploração flutuante mais completo atualmente. Tem as mesmas características de operação e projeto das semi-submersíveis, mas com a vantagem do armazenamento do óleo produzido. O posicionamento é mais crítico, pois a área atingida pelas ondas é maior. Os navios são muitas vezes utilizados como suporte de outras unidades (plataformas) para armazenar o óleo; neste caso adquire o nome de FSO (*Floating Storage and Offloading*).



Figura 8 – Exemplo de FPSO

g) TLP e mini-TLP

A TLP é, basicamente, uma unidade flutuante de produção ancorada no fundo do mar por cabos tracionados (pernas). Uma das pontas dessas pernas é conectada a um sistema de fundação com estacas no fundo do mar, enquanto a outra ponta é conectada à plataforma. A flutuação dessa plataforma é maior que o peso, o que faz com que essas pernas estejam sempre tracionadas. O projeto de fundação da TLP pode parecer complicado quando comparado com os sistemas de ancoragem tradicional de navios adotados pelos sistemas flutuantes de produção, mas as vantagens são consideráveis. A restrição do movimento de *heave* (vertical) permite à plataforma utilizar um sistema de completação seca em conjunto com um sistema de *risers* rígidos verticais, utilizados por plataformas fixas. Assim, as operações de perfuração e completação são semelhantes às das plataformas fixas. Existem também, derivadas das TLP's, as mini-TLP's, que como seu próprio nome insinua, são pequenas TLP's de custo relativamente baixo desenvolvidas para pequenos campos de produção de óleo em águas profundas. Ela pode ser utilizada como uma plataforma satélite ou como uma plataforma de produção antecipada para maiores descobertas em águas ultra-profundas. A primeira mini-TLP foi instalada no Golfo do México em 1998.



(a)



(b)

Figura 9 – a) TLP e b) Mini-TLP.

h) SPAR

As plataformas SPAR são constituídas de um único cilindro de grande diâmetro que dá suporte ao *deck*. Elas têm um *topside* (superfície do deck onde se localizam equipamentos de perfuração e produção) típico de uma plataforma fixa, três tipos de *risers* (produção, perfuração e exportação), e um casco no qual é ancorado à superfície do solo marinho utilizando um sistema de seis a vinte linhas de ancoragem. Devido à sua forma possuem baixo movimento vertical (*heave*), possibilitando, assim, operações que são restritivas no sentido vertical como a utilização de *risers* rígidos e a utilização de poço equipado por completação seca.

A primeira SPAR, chamada Neptune, foi instalada em 1997 em uma profundidade de 558 metros. O desenvolvimento tecnológico foi tão acelerado que em menos de quinze anos a SPAR Perdido bateu o recorde de profundidade de instalação em 2010, chegando aos seus 2383 metros de lâmina d'água. A Figura 10 apresenta a foto da SPAR Perdido sendo rebocada para sua instalação no Golfo do México, em águas ultra profundas.



Figura 10 - SPAR Perdido

i) MONO-BR

A plataforma mono-coluna adaptada às condições brasileiras, conhecida como Mono-BR, deverá atender às especificações de movimentos reduzidos em ondas, permitindo o uso de SCR's (*Steel Catenary Risers*). De fato, estes movimentos são inferiores aos de uma plataforma semi-submersível, com capacidade de carga equivalente. Para alcançar este objetivo, utilizou-se uma saia externa, que aumenta a massa adicional e o amortecimento da unidade, além de um tanque do tipo *moon-pull*, interno à estrutura. O *moon-pull* tem a sua altura e abertura inferior projetadas com o objetivo de sintonizar o período natural do movimento vertical fora da faixa dos períodos mais críticos de onda, reduzindo o movimento vertical da unidade. Nesta concepção, os SCR's serão conectados à unidade pela saia externa do casco. Outro aspecto importante é a redução do risco de alagamento progressivo da unidade em situação de avaria. Os elementos estruturais do casco desta unidade estão sendo projetados para serem construídos em pequenos módulos, aproveitando sua forma axissimétrica.

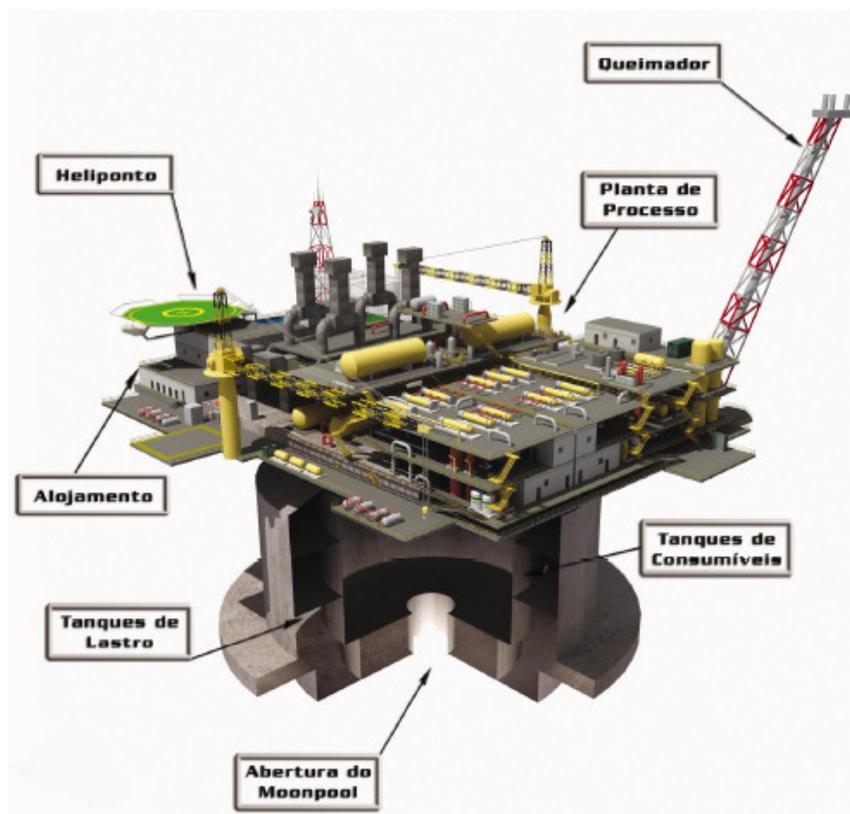


Figura 11 - MONO-BR (TPN, 2011)

j) FPSO-BR

No projeto do FPSO-BR busca-se um casco otimizado para a redução de seus movimentos durante a operação e que permita a estocagem de óleo em seus tanques internos para ser empregada em regiões onde não existam oleodutos ou para locais em que é interessante manter esta alternativa em razão de um possível contingenciamento. Existem duas versões para este projeto, uma para a aplicação com um sistema de ancoragem DICAS (*Differentiated Anchoring System*), que permite mudanças restritas no aproamento da unidade, e outra com a utilização do sistema *Turret*, em que a mudança do aproamento é ilimitada, mas na qual os SCR's são conectados à estrutura do *Turret*. Estas unidades são projetadas para se movimentarem menos que navios convencionais, principalmente com relação ao movimento de jogo (*roll*), com a utilização de tanques laterais elevados. Os movimentos de *heave* e *pitch* podem ser reduzidos, utilizando o princípio dos tanques do tipo *moon-pull* para permitir a utilização de SCR's. O projeto do FPSO-BR também apresenta como vantagem a

facilidade de construção, a adequação estrutural de arranjo com a planta a ser instalada e seu menor custo.



Figura 12 - FPSO-BR (TPN, 2011)

2.2 TIPOS DE COMPLETAÇÃO

Logo após o término da perfuração de um poço, é necessário deixá-lo em condições de operar, de forma segura, durante toda a sua vida de produção ou injeção. O termo completação refere-se ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás, ou ainda injetar fluidos nos reservatórios.

A completação de um poço de petróleo permite que o reservatório seja conectado de maneira segura e controlada à plataforma de produção.

2.2.1 ÁRVORE DE NATAL

A árvore de natal é um equipamento constituído por um conjunto de válvulas, cuja principal função é permitir o controle do poço de produção ou injeção. Conforme o tipo

de completação usada, a árvore de natal pode ser do tipo molhada ou seca. A molhada é instalada na cabeça do poço no fundo do mar e a seca é instalada no topo do *riser* na plataforma. Figuras ilustrativas destes dois tipos serão apresentadas nos tópicos subsequentes.

2.2.2 COMPLETAÇÃO SECA

Quando a árvore de natal fica instalada na plataforma de produção, ou seja, fora da água, este sistema é denominado de completação seca. O conjunto de válvulas que controla a produção do poço é simples e de fácil manutenção, bem como o acesso ao poço. Este tipo de completação é limitado à utilização de plataformas fixas e às unidades flutuantes que tenham movimentos verticais extremamente reduzidos, assim, não comprometem a integridade dos *risers* rígidos que conectam a árvore de natal, na plataforma, à cabeça do poço, no fundo do mar.

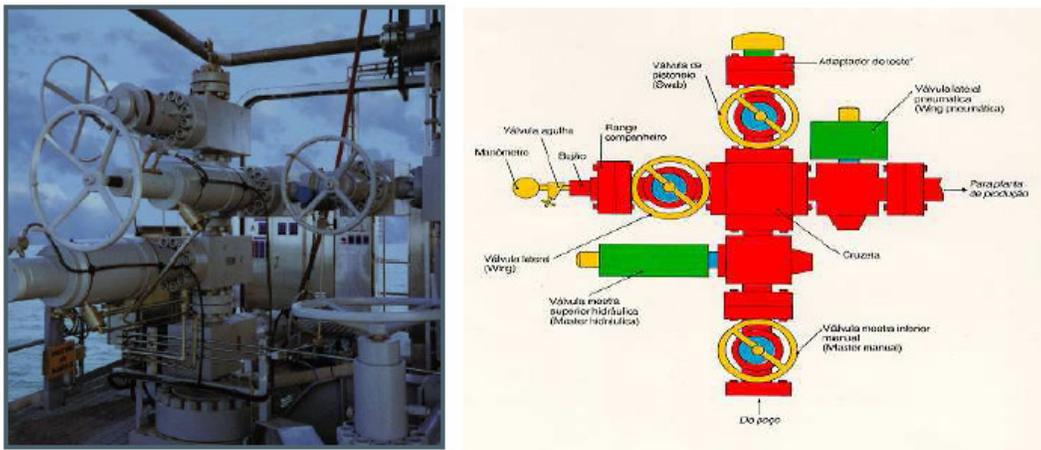


Figura 13 – Árvore de natal seca

2.2.3 COMPLETAÇÃO MOLHADA

Quando a árvore de natal fica instalada no fundo do mar (ANM – Árvore de Natal Molhada), este sistema é denominado de completação molhada. O conjunto de válvulas que controla a produção do poço é bem mais sofisticado em relação ao de completação

seca, sendo a manutenção do equipamento e o acesso ao poço mais complicados. A ANM é instalada com o auxílio de um ROV (*Remote Operated Vehicle* – Veículo Operado Remotamente), uma vez que não é viável que mergulhadores ultrapassem a linha dos 300 metros de profundidade, onde graves problemas de saúde poderiam ser desencadeados devidos à pressão. Este sistema de completação é utilizado em conjunto tanto com *risers* rígidos (na forma de SCR's – *Steel Catenary Risers*) ou com *risers* flexíveis, havendo, então, a possibilidade de utilização de plataformas do tipo Semi-submersíveis e FPSO's.



Figura 14 – Árvore de natal molhada

2.3 SISTEMA DE *RISERS*

Chama-se de *riser* o trecho suspenso do duto que conecta a unidade de exploração e produção a um equipamento no fundo do leito marinho. O *riser* desempenha um papel fundamental dentro do sistema de exploração e produção de óleo e gás, devendo-se

garantir sua integridade e confiabilidade em suas diferentes aplicações. Como requisitos mínimos, o *riser* deve ser estanque para o transporte de fluido, deve resistir a todos os carregamentos e combinações dos mesmos, deve executar sua função pelo tempo de serviço e seu material deve ser compatível com o fluido, o ambiente e com os requisitos de controle de corrosão.

2.3.1 CLASSIFICAÇÃO DO *RISER* QUANTO À FUNCIONALIDADE

- *RISER* DE PRODUÇÃO: utilizado para transferir os fluidos produzidos (óleo e gás) da cabeça do poço até a plataforma.
- *RISER* DE INJEÇÃO: pode injetar água no reservatório para ajudar a manter sua pressão, ou pode injetar gás para aumentar o diferencial de pressão entre a árvore de natal molhada e o topo do *riser*.
- *RISER* DE EXPORTAÇÃO: transfere fluido processado da plataforma até a terra ou outra unidade.
- *RISER* DE PERFURAÇÃO: tem como principal função proteger a coluna da broca de perfuração do poço, bem como conduzir o influxo de fluidos indesejáveis originados na perfuração para que sejam eliminados. Também conduz lama especial para estabilizar o poço perfurado e manter uma pressão maior que a do reservatório, evitando assim uma possível elevação do óleo durante a perfuração, ou, como é mais conhecido, um *blow out*.

2.3.2 CLASSIFICAÇÃO DO *RISER* QUANTO À ESTRUTURA

2.3.2.1 *RISER* RÍGIDO

Os *risers* rígidos são tubos de aço formados por uma série de juntas que podem ser soldadas ou mesmo rosqueadas. Pode estar envolvido por flutuadores para diminuir o seu peso, quando em lâminas d'água profundas. Essas estruturas possuem usualmente

grande rigidez e resistência a cargas axiais, radiais e de flexão. Podem ser dispostos verticalmente (*Top Tensioned Riser - TTR*) ou em catenária (*Steel Catenary Riser - SCR*).

Os dutos do tipo TTR serão amplamente estudados, deixando sua apresentação para o item 4.2.

Os dutos rígidos em catenária (SCR) poderão ser do tipo *pipe-in-pipe*, que consistem basicamente de dois tubos de aço concêntricos com um espaçamento anular entre eles. Este anular contém algum material de propriedade isolante (exemplo: gás inerte, espuma polimérica, etc.) para impedir a perda de calor do fluido de produção para o meio externo. O duto de aço mais interno, ou *inner pipe*, tem como função escoar a produção de óleo ou gás. O duto mais externo, *outer pipe*, tem como função proteger o anular e o *inner pipe* do meio externo. A parte que garante resistência mecânica do *pipe-in-pipe* é caracterizada pelos seus tubos interno e externo, uma vez que o material contido no anular não exerce nenhuma função estrutural.

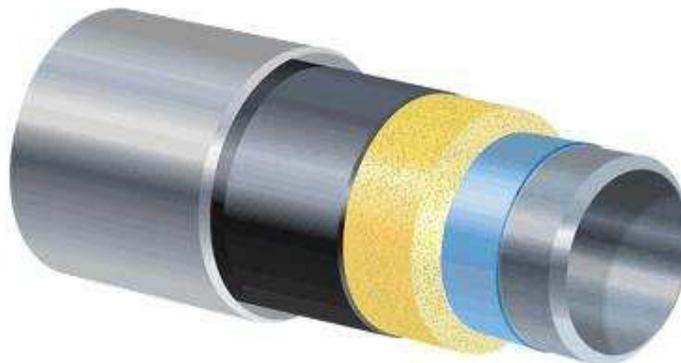


Figura 15 – Seção transversal de um *pipe-in-pipe* (ALVES, 2009)

2.3.2.2 RISER FLEXÍVEL

Os *risers* flexíveis são dutos especiais compostos por uma superposição de camadas plásticas, que fornecem estanqueidade interna e externa, e de camadas metálicas espiraladas, responsáveis pela resistência à ação dos diversos carregamentos mecânicos aos quais as linhas flexíveis estão submetidas ao longo da sua vida útil. Sua principal característica é a baixa rigidez à flexão.

O flexível, dependendo de sua função, poderá ser do tipo:

- *Rough bore* (duto de parede rugosa): *riser* flexível, com carcaça, destinado ao transporte de fluido contendo gás (utilizado na produção de óleo e gás);
- *Smooth bore* (duto de parede lisa): *riser* flexível, sem carcaça, destinado ao transporte de fluido sem gás (utilizado como linhas injetoras de água).

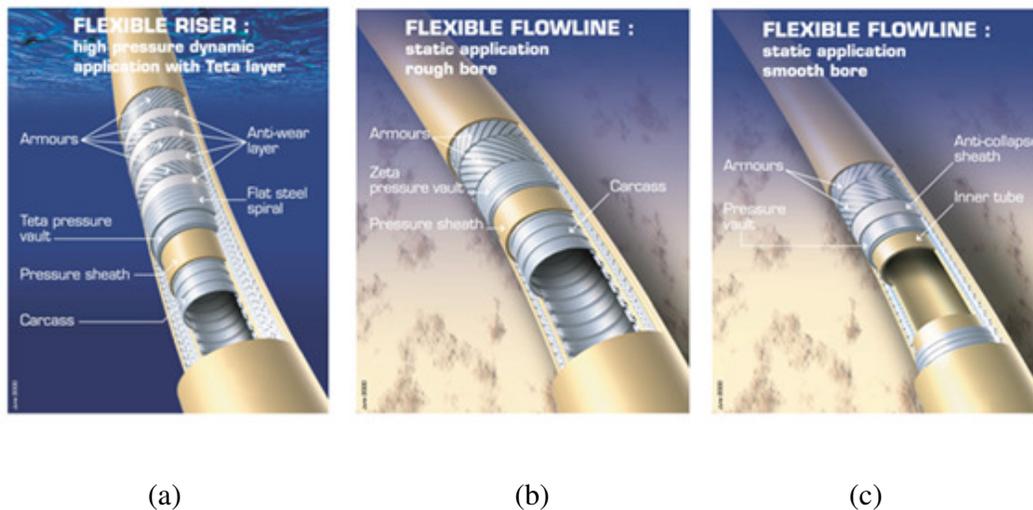


Figura 16 – Riser de aplicação dinâmica (a); Riser de aplicação estática: *Rough bore* (b) e *Smooth bore* (c)

A seguir, são apresentadas as camadas que compõem um *riser* flexível, bem como suas respectivas funções, referentes à Figura 16. Importante observar que nem todas as camadas apresentadas abaixo irão compor uma única linha flexível, tudo irá depender da função prevista em projeto ao longo de sua vida útil.

- Carcaça: resiste ao colapso hidrostático e às compressões mecânicas radiais.
- Camada de pressão: assegura a estanqueidade interna e transmite o esforço da pressão interna.
- Tubo interno: tem a mesma função da camada de pressão.

- Armadura de pressão: tem a função de resistir à pressão interna, às compressões mecânicas radiais e ao colapso hidrostático (no caso de estrutura *smooth bore*). Como efeito secundário proporciona o confinamento da carcaça para aumentar a resistência ao colapso hidrostático (no caso de estrutura *rough bore*).
- Espiral: auxilia a armadura de pressão, sendo uma camada formada por fios de aço espiralados.
- Camada anti-colapso: transmite a pressão externa para a armadura de pressão.
- Armadura de tração: resiste aos esforços axiais.
- Capa externa: garante a estanqueidade, protegendo as camadas internas.

Um novo conceito de *riser* flexível, patenteado pela TECHNIP, fruto do desenvolvimento tecnológico, pode ser visto com os IPB's (*Integrated Production Bundle*). Pode ser, por exemplo, um tubo flexível com um sistema de aquecimento elétrico para aumentar a temperatura do fluido interno. Esta solução será utilizada no campo de Papa-Terra para aumentar a temperatura do fluido produzido após longas paradas, a fim de reduzir a sua viscosidade, permitindo assim que a produção de óleo seja reiniciada mais rapidamente (TECHNIP, 2011).

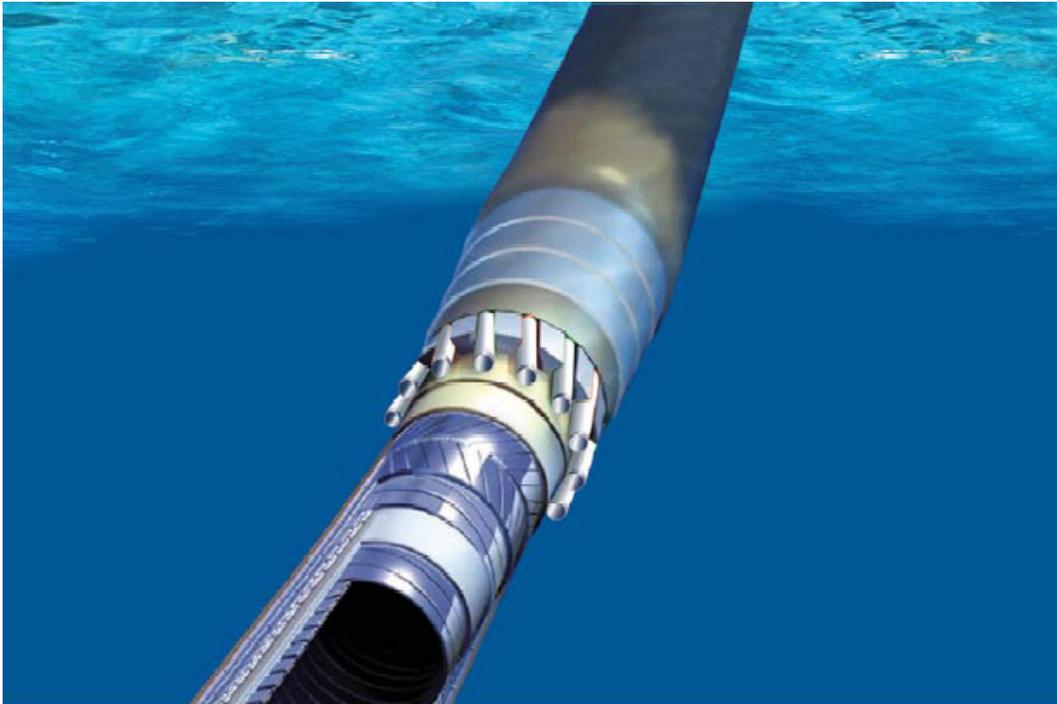


Figura 17 – Exemplo de IPB (*Integrated Production Bundle*) (TECHNIP,2011)

2.4 CLASSIFICAÇÃO DO *RISER* QUANTO À CONFIGURAÇÃO

Os *risers* podem estar dispostos em diferentes configurações. A configuração a ser utilizada depende de alguns fatores como custo de manutenção, viabilidade de instalação e até mesmo atendimento aos critérios de projeto, no que diz respeito aos esforços solicitantes gerados. Algumas das principais configurações encontradas na literatura serão apresentadas a seguir.

2.4.1 *RISER* EM CATENÁRIA LIVRE

A configuração mais comum encontrada no Brasil é a catenária livre, conforme mostrado na Figura 18. Tanto o *riser* flexível quanto o *riser* rígido podem ser utilizados neste tipo de configuração, tendo como diferença principal o ângulo de saída da

catenária, podendo variar de 5 a 7 graus para o flexível e para o rígido ficando em torno de 20 graus.

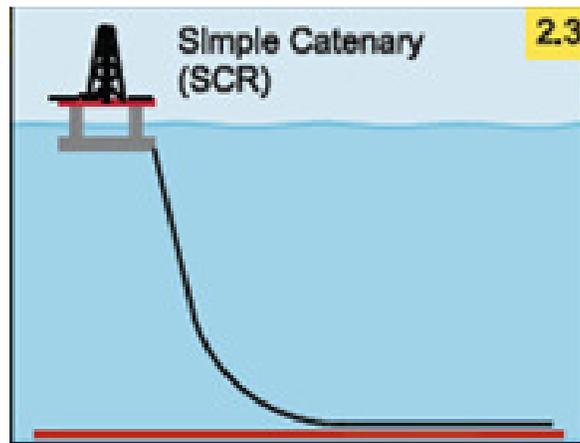


Figura 18 – Riser em catenária livre (OFFSHORE MAGAZINE, 2010)

2.4.2 RISERS TRACIONADOS NO TOPO (TOP-TENSION RISERS)

Neste tipo de configuração geralmente são utilizados *risers* rígidos de aço tracionados no topo por flutuadores ou por tracionadores hidráulicos. A configuração que utiliza tracionadores hidráulicos será abordada em detalhes no item 3.2.

A utilização de flutuadores no *riser* exerce a mesma função dos tracionadores hidráulicos. Eles mantêm uma tração constante no *riser*, de forma a evitar a flambagem e limitar sua movimentação. Este tipo de dispositivo flutuante é bastante empregado em *risers* que serão utilizados em plataformas do tipo SPAR. O flutuador pode ser integrante ao não, conforme CHAKRABARTI (2005). O flutuador integrante é fixado diretamente na junta de *riser*, enquanto que o não integrante consiste de um duto interno chamado de *stem* (haste) o qual fixa os flutuadores.

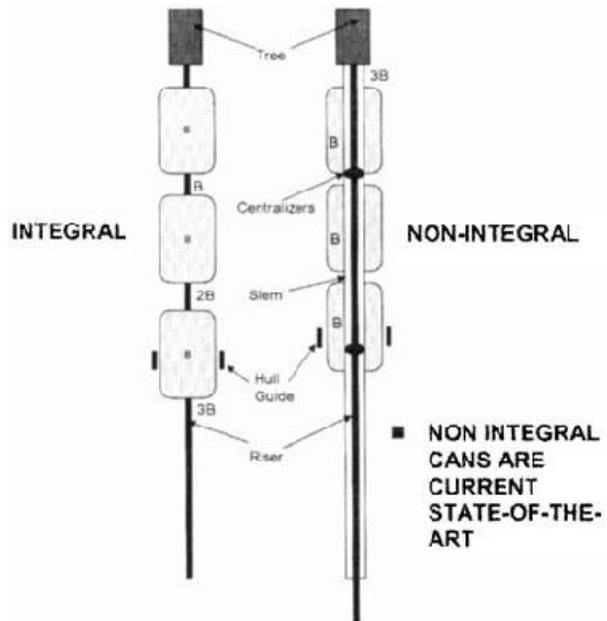


Figura 19 – Flutuador integrante (esq.) e não integrante (dir.)

O quadro da Figura 20 apresenta os principais tipos de TTR utilizados para águas ultra profundas (OFFSHORE MAGAZINE, 2010).

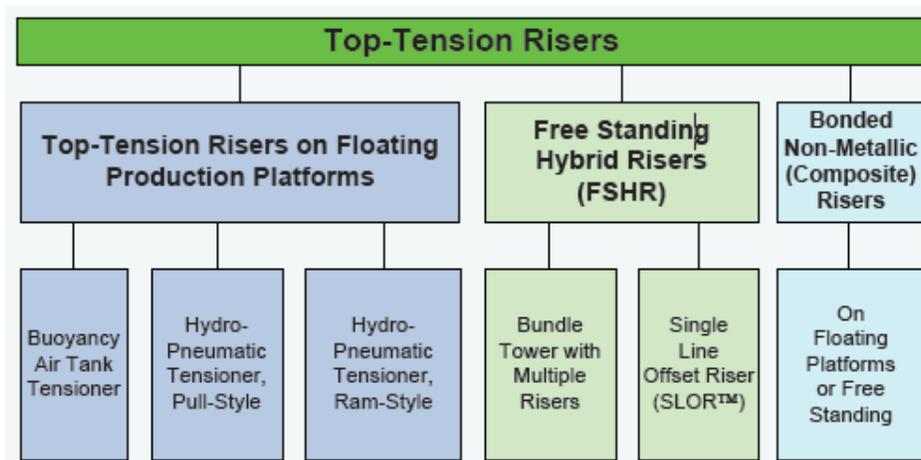


Figura 20 – Sistemas de riser de produção para águas profundas – *Top-Tension* (OFFSHORE MAGAZINE, 2010)

2.4.3 RISERS HÍBRIDOS

Os *risers* híbridos estão sendo bastante estudados para aplicações atuais e futuras. Recebe esse nome de híbrido por misturar dois tipos de *risers* com estruturas diferentes: os rígidos e os flexíveis. Dentro desse conjunto destacam-se os seguintes tipos:

- a) *Riser Tower*
- b) *Riser* com bóia de sub-superfície – Boião

a) *Riser Tower*

Este sistema é formado por um *riser* rígido que se estende desde o fundo do mar até 100 metros abaixo do nível d'água, e que em seu topo é ligado a um tanque flutuante que promove a auto-sustentação do *riser* vertical. A ligação deste *riser* com a plataforma se dá através de linhas flexíveis.

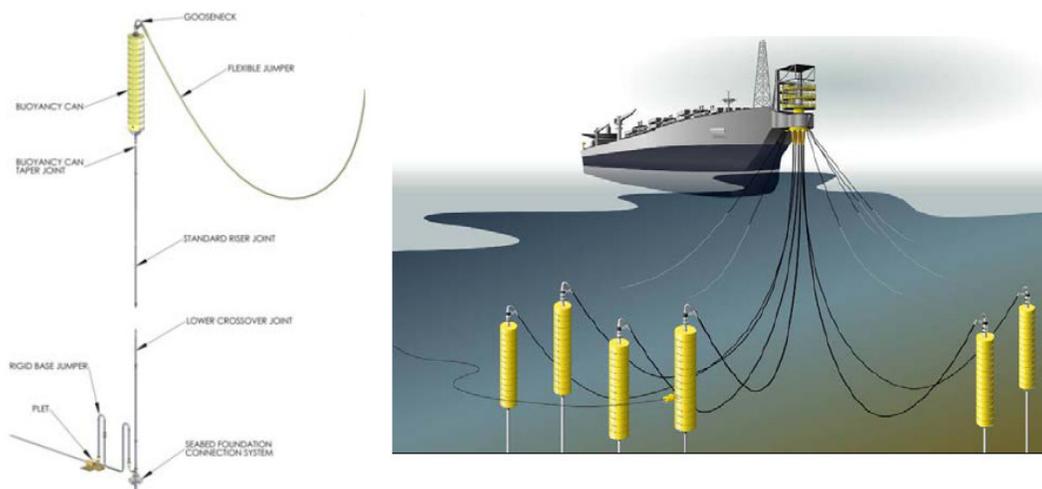


Figura 21 – *Riser Tower* utilizado em um FPSO com *Turret*

Os movimentos impostos pela plataforma não são transmitidos diretamente ao longo do duto flexível para a extremidade do duto vertical. Desta forma, diz-se que as

extremidades do duto estão desacopladas. A resposta quase-estática é boa no que diz respeito à fadiga e ainda há a possibilidade de instalação do sistema submarino e dos *risers* antes da chegada da plataforma. Os problemas atrelados a este sistema ficam por conta da instalação e interferência entre as linhas e a dificuldade de acomodar futuros *risers*.

O *bundle* rígido permite a montagem dos dutos que compõem determinada interligação submarina em um único tubo condutor.



Figura 22 – *Bundle* rígido do *riser tower*

Este tipo de torre tem sido desenvolvido e implantado, por exemplo, no campo Girassol (Angola). Material isolante na forma de blocos de espuma sintética circunda o núcleo e separa os tubos e condutos de fluidos quentes e frios, protegendo-os quanto a trocas térmicas e funcionando também como um sistema de flutuação. A torre se liga a aparelhos flutuantes no seu topo promovendo o tracionamento da mesma. O tracionamento garante que a estrutura não sofra grandes excursões, com relação a sua posição vertical inicial, que ultrapassariam seus limites aceitáveis. Deve sempre haver tração suficiente para assegurar a estabilidade, não importa o peso da estrutura e o peso dos dutos/*risers* pendurados na estrutura.

O *riser tower* recebe baixos carregamentos advindos da embarcação flutuante, além de prover alta proteção térmica e ser pouco sensível à fadiga. Por outro lado, seu projeto é bastante complexo, e também deve ser avaliado se existem canteiros disponíveis para a fabricação e montagem do *bundle* rígido e se há embarcações capazes de operar este tipo de duto.



Figura 23 – Canteiro de montagem do *bundle* rígido do campo de Girassol



Figura 24 – Montagem do *bundle* rígido do campo de Girassol

c) *Riser* com bóia de superfície – Boião

Este sistema, segundo GRAVINA (2011), consiste de uma grande bóia submersa, ancorada abaixo da superfície d'água, suportando *risers* de aço em catenária (SCR's) entre o fundo do mar e a bóia, e *jumpers* flexíveis conectando os SCR's à unidade flutuante. A bóia deste sistema é ancorada no fundo do mar por quatro tendões e estacas de fundação adequadas.

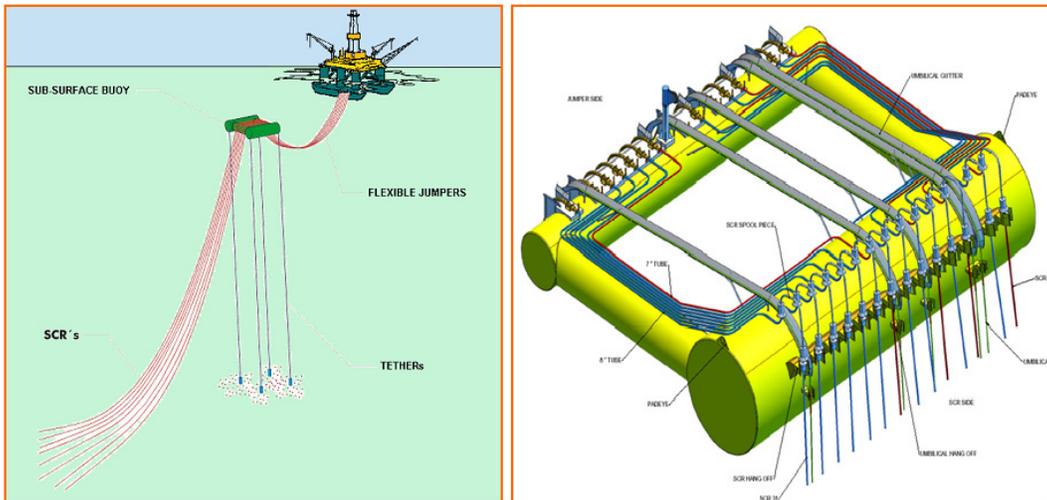


Figura 25 – Sistema de risers com boião

Este sistema resolve os principais problemas encontrados na utilização de um único tipo de riser em águas profundas: a necessidade de maiores diâmetros para linhas flexíveis, o que inviabiliza o transporte e produção, e para os risers rígidos em catenária (SCR), a presença de esforços concentrados na região de topo e em contato com o solo, com o desacoplamento dos movimentos do topo. Este sistema também permite a instalação dos risers antes da chegada da plataforma, possibilitando, assim, um ganho no prazo de interligação dos poços à plataforma, e conseqüentemente, a antecipação da produção do campo.

2.4.4 OUTRAS CONFIGURAÇÕES DE RISERS

Outras configurações, não mencionadas acima, que fazem uso de bóias, arcos e tendões, podem ser vistas no quadro da Figura 26 (OFFSHORE MAGAZINE, 2010).

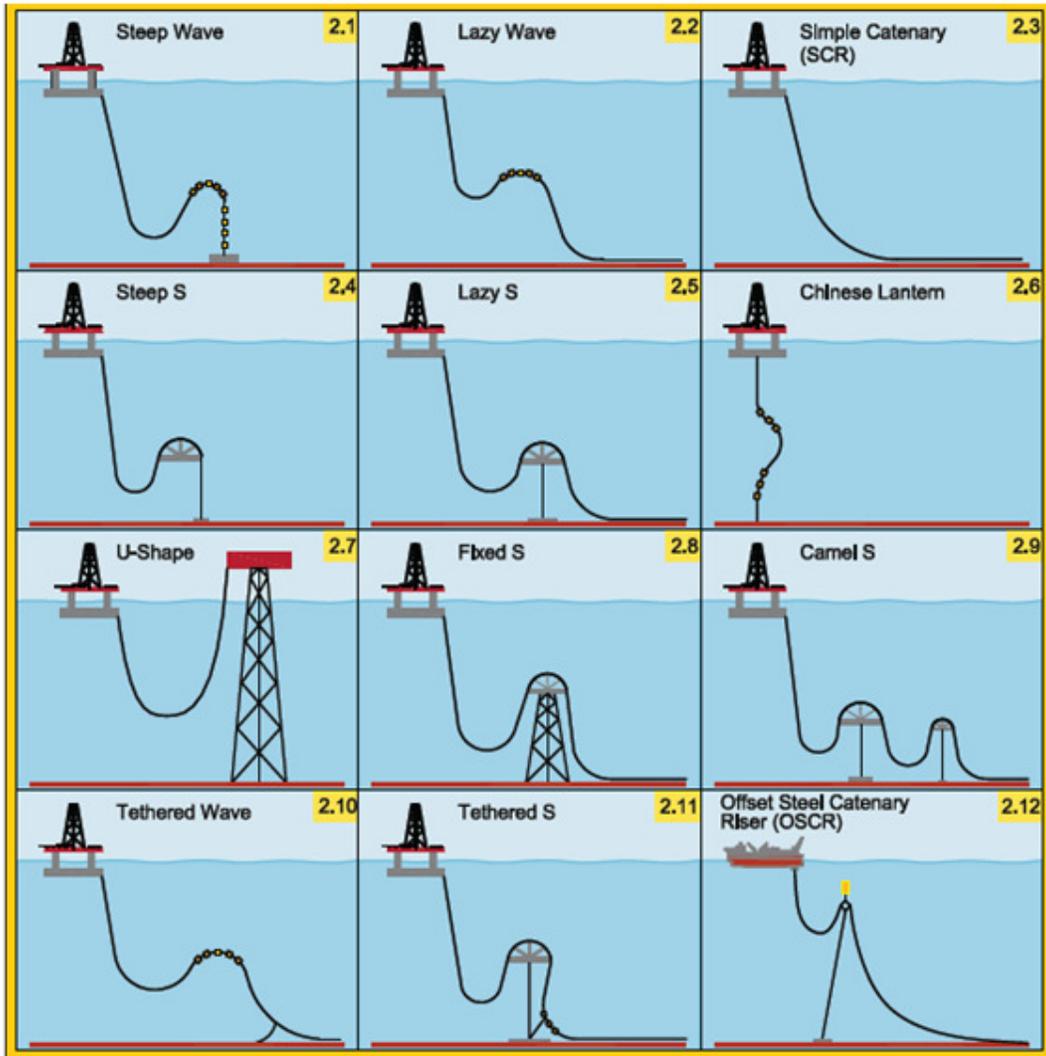


Figura 26 – Outras configurações de risers (OFFSHORE MAGAZINE, 2010)

3. REVISÃO DOS CONCEITOS DA TEMÁTICA DE ESTUDO

3.1 COMPORTAMENTO DE UMA TLP

Cada unidade de exploração tem seus próprios requisitos para o projeto do sistema de *risers*. Cada uma tem suas peculiaridades como seus movimentos característicos, maneiras de guiar e suportar os *risers*, bem como a aplicação do tracionamento necessário.

Os movimentos mais significativos para a TLP são *surge* e *sway*, e um fenômeno de assentamento que ocorre durante o passeio da plataforma, causado pelo movimento de pêndulo invertido característico da mesma, chamado de *set-down*.

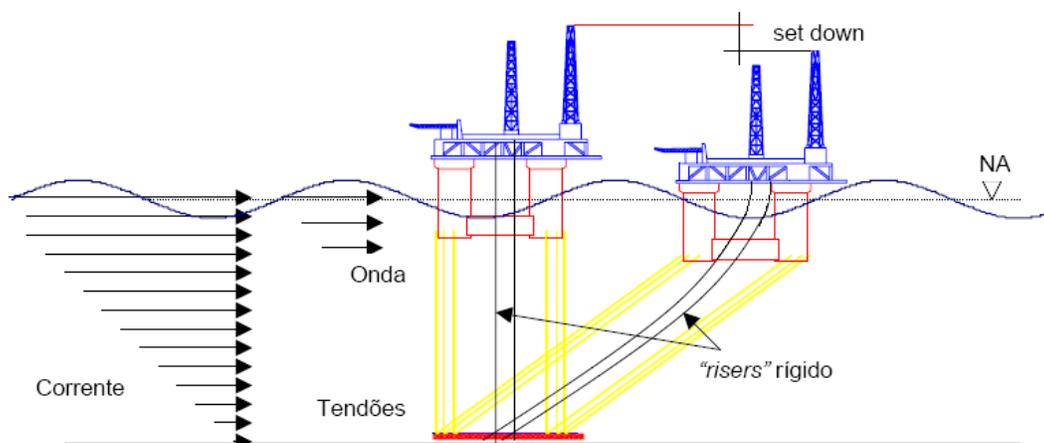


Figura 27 – Passeio da TLP com seu respectivo *set-down* (PINHO, 2001)

Uma unidade flutuante apresenta 6 graus de liberdade, caracterizados por 3 translações (arremesso, desvio e afundamento ou em inglês, *surge*, *sway* e *heave*) e 3 rotações (jogo, arfagem e guinada, ou em inglês, *roll*, *pitch* e *yaw*). O RAO (*Response Amplitude Operator*) representa a resposta da plataforma, nos seus 6 graus de liberdade, de acordo com a altura de onda e o ângulo de incidência, para diferentes períodos de onda. As Figuras 28 a 30 ilustram RAO's para *head seas* (onda incidente com direção de proa para popa) de diferentes plataformas flutuantes: barcaça tipo navio (*Barge type Vessel*), SPAR e TLP. Pode-se observar que o movimento de *heave* da TLP, bem como seu

movimento de *pitch*, são praticamente zero, fator muito importante para viabilizar a utilização de um sistema de completação seca.

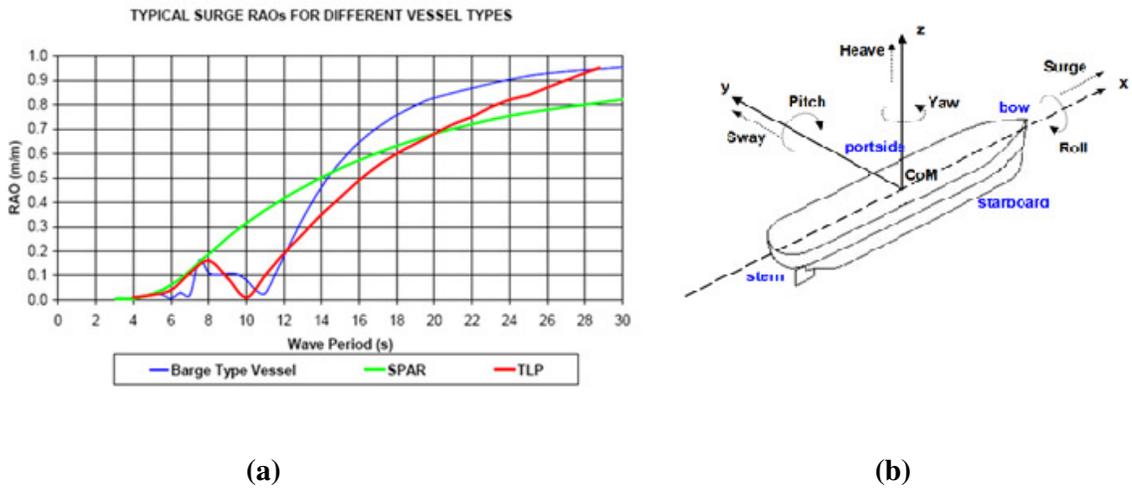


Figura 28 – a) RAO referente ao movimento de *SURGE* para *head seas* (CHEDZOY, 2003); b) Graus de liberdade de uma unidade flutuante (GUIGON, 2011)

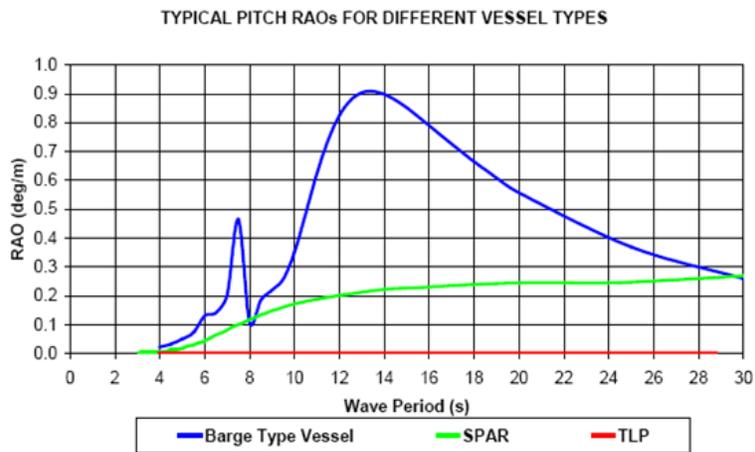


Figura 29 – RAO referente ao movimento de *PITCH* para *head seas* (CHEDZOY, 2003)

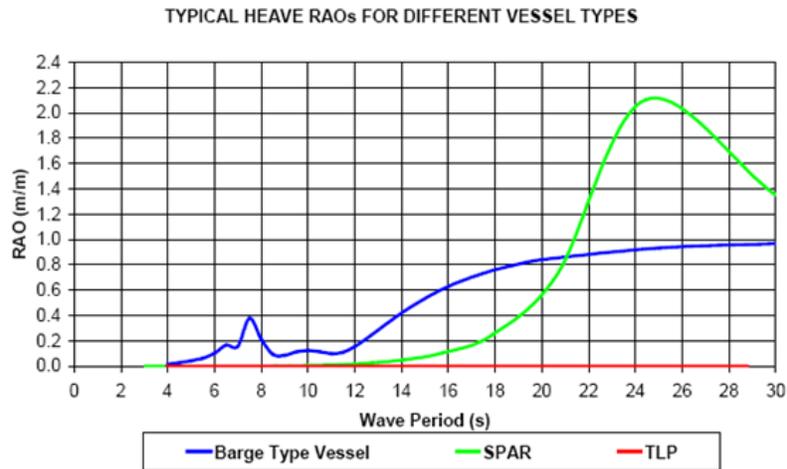


Figura 30 – RAO referente ao movimento de *HEAVE* para *head seas* (CHEDZOY, 2003)

A forma mais comum de casco para uma plataforma do tipo TLP consiste em quatro colunas verticais ligadas por pontões (*pontoons*) horizontais formando um quadrado no nível da quilha. Tendões verticais fixados ao fundo e conectados a cada coluna fazem a ancoragem do casco no fundo do mar. Essas colunas e pontões circundam o local de acomodação dos TTR's, mas não oferecem qualquer proteção aos *risers* contra as condições ambientais naquele local.

Um componente crítico de uma TLP é seu sistema de tendões, o qual atua como um sistema de ancoragem vertical, sendo tracionado a todo o momento por uma parcela da força de empuxo. A configuração do tendão é sensível à profundidade e ao tamanho da plataforma. Há pouco tempo atrás, as TLP's tinham uma limitação de lâmina d'água de 1500 metros devido ao desafio de prover uma rigidez axial de seus tendões adequada para atender aos critérios característicos de movimento da plataforma. No entanto, estudos e desenvolvimentos estão sendo realizados para encontrar soluções para este problema. Hoje, já existe tecnologia para contornar este fato (Alves *et al.*, 2010), permitindo o projeto de TLP's para lâminas d'água ultra profundas.

Para acomodar os movimentos relativos entre o *riser* e a plataforma, *jumpers* flexíveis são utilizados para conectar a árvore de natal e a cabeça do tubo de produção no *deck*. Os *risers* são tracionados individualmente por tracionadores hidropneumáticos

posicionados no *deck*. As linhas de *riser* se movem livremente entre o ponto de tracionamento e a cabeça do poço no fundo do mar, onde estão fixados. A interface entre *riser* e plataforma pode variar bastante dependendo do tipo de unidade flutuante. Em uma plataforma SPAR, por exemplo, devido ao seu grande calado, o *riser* requer uma junta de quilha (*keel joint*) para controlar as altas tensões nessa região devido a grandes curvaturas, geradas por grandes *offsets* e movimentos dinâmicos de *pitch*. Essa *keel joint* não é necessária na TLP, pois seu calado e suas excursões laterais (devido a seu sistema de ancoragem com tendões) são bem menores. A única interface entre *riser* e a plataforma ocorre no tracionador que normalmente incorpora um centralizador, no qual é através deste que os movimentos de *surge* e *sway* são transmitidos ao *riser*.

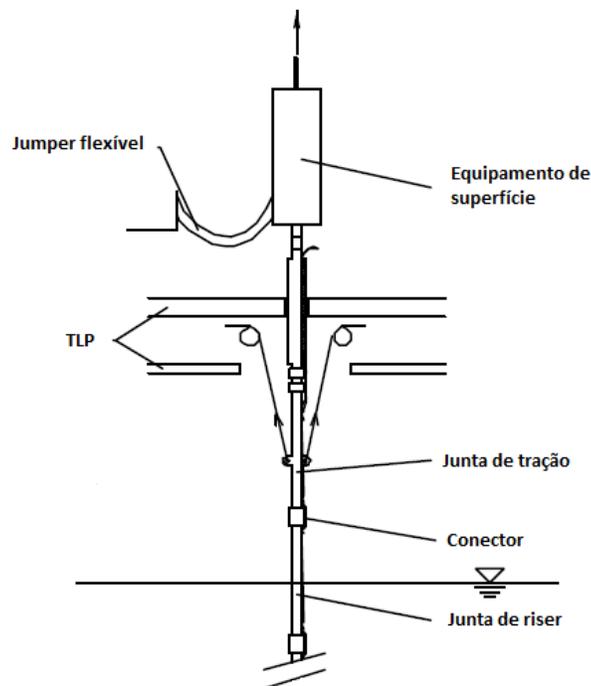


Figura 31 – Configuração do *deck* com o sistema de tracionamento, juntas e o *jumper* flexível (adaptado de DNV-OS-F101, 2001)

3.2 TOP TENSIONED RISER (TTR)

Top Tensioned Risers, ou em português *risers* tracionados no topo, são usados como dutos que conectam as plataformas de produção e os equipamentos utilizados no fundo do mar, permitindo a utilização do sistema de produção com completação seca (árvore de natal seca), sendo utilizados tanto em SPARS como em TLPs.

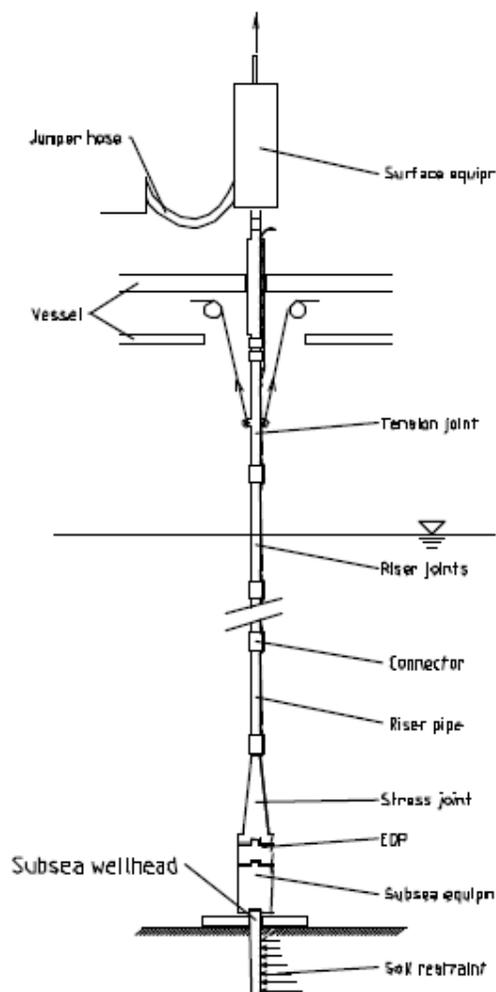


Figura 32 - Configuração geral de um TTR de produção DNV-OS-F101 (2001)

Este tipo de *riser* é utilizado como *riser* de perfuração e completação em MODUs (*Mobile Offshore Drilling Unit*) ou como *risers* de produção em SPAR's e TLP's.

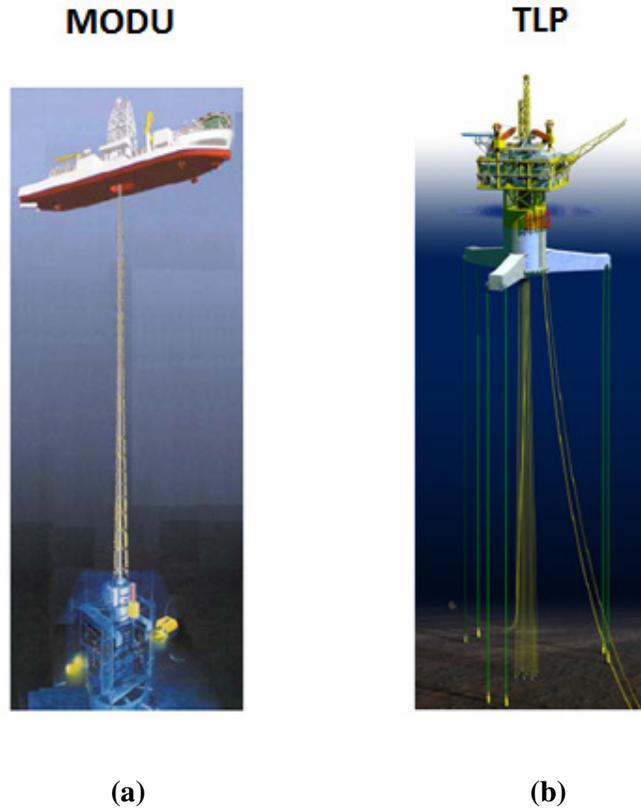


Figura 33 – Exemplos de: a) riser de perfuração; b) riser de produção

A configuração TTR depende da função do *riser* (perfuração, produção, etc.) e do número de tubos selecionados (*casing* simples ou duplo). No caso de *casing* simples a seção do *riser* é constituída por um tubo de produção chamado de *tubing* e é protegido externamente por um tubo externo chamado de *casing*. O *casing* duplo é formado quando a seção transversal apresenta dois *casings* concêntricos. O grande problema em utilizar *casings* duplos é no significativo aumento de peso do *riser*. Isso implica na limitação do sistema de tracionamento, pois, para lâminas d'água ultra profundas o *riser* pode ficar tão pesado que não seria possível encontrar no mercado um tracionador que suportasse toda essa carga. Isso implicaria também no tamanho desses tracionadores, demandando uma maior área para o posicionamento dos mesmos na plataforma, além de aumentar os custos do *riser* (THOMAS *et al.*, 2004).

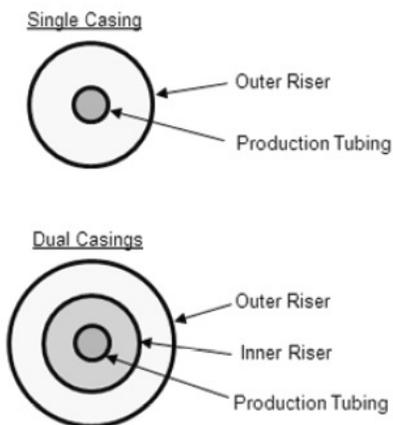


Figura 34 – Casing simples ou duplo

O corpo principal é montado com segmentos rígidos conhecidos como juntas. Essas juntas podem ser de aço, titânio, alumínio ou materiais compósitos, embora o aço seja o mais usado. Sucessivas juntas são ligadas por conectores como: roscas, flanges, grampos e pinos.

O passeio (*offset*) da plataforma induz tensões na base do *riser* e no seu topo. À medida que a profundidade aumenta, a influência do movimento da embarcação nas seções do *riser* perto do fundo do mar será menor. No entanto, sob certas condições locais, as correntes em águas profundas podem induzir significantes deflexões e tensões na parte do *riser* junto ao fundo do mar.

Ondas induzem danos por fadiga e interferência de *risers*, e isso é um dos parâmetros que rege o dimensionamento no projeto de *risers* em águas ultra profundas. O fenômeno do desprendimento de vórtices resulta em uma força oscilatória transversal ao fluxo, denominada de força de sustentação aplicada sobre o *riser*, que oscila com uma determinada frequência. Se uma das frequências naturais do *riser* estiver perto da frequência de desprendimento dos vórtices, então esta força fará com que ele comece a vibrar podendo entrar em ressonância. Este fenômeno é chamado de Vibração Induzida por Vórtice (VIV), ou do inglês *Vortex Induced Vibration*. Este é um fenômeno que deve ser tratado com muito cuidado, pois é chave na determinação de danos causados por fadiga, e conseqüentemente, na determinação da vida útil do *riser*. Este trabalho não

entrará em detalhes com relação a este fenômeno, deixando para consulta os trabalhos referenciados em SANTOS (1998) e LIMA (2007).

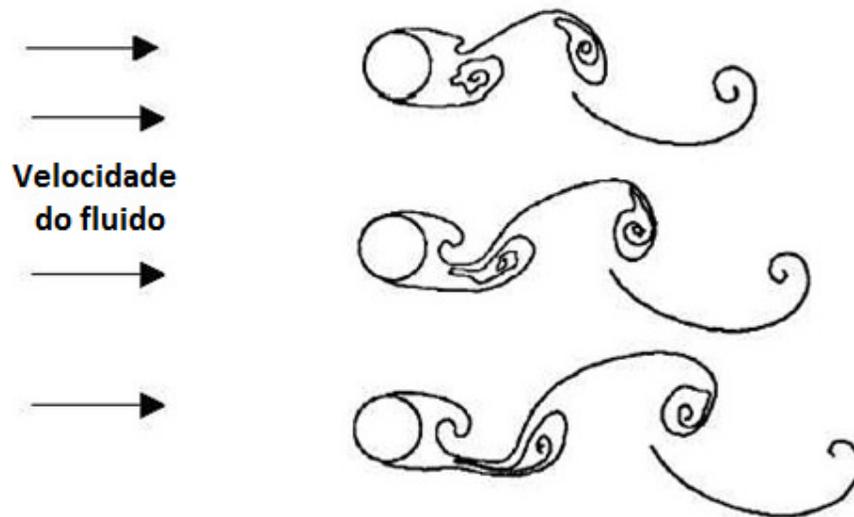


Figura 35 – Formação de VIV em elementos cilíndricos

A tração requerida dos tracionadores aumenta à medida que se caminha para águas mais profundas. Isso implica na necessidade de tracionadores que suportem o peso do *riser*, prevenindo a compressão no fundo e diminuindo a interferência entre os *risers*. A necessidade de trações mais elevadas vai afetar o tamanho do sistema de tracionamento.

O *riser* é suportado por sistemas de tracionamento como: tracionadores hidráulicos, tracionadores RAM-style e contrapesos.

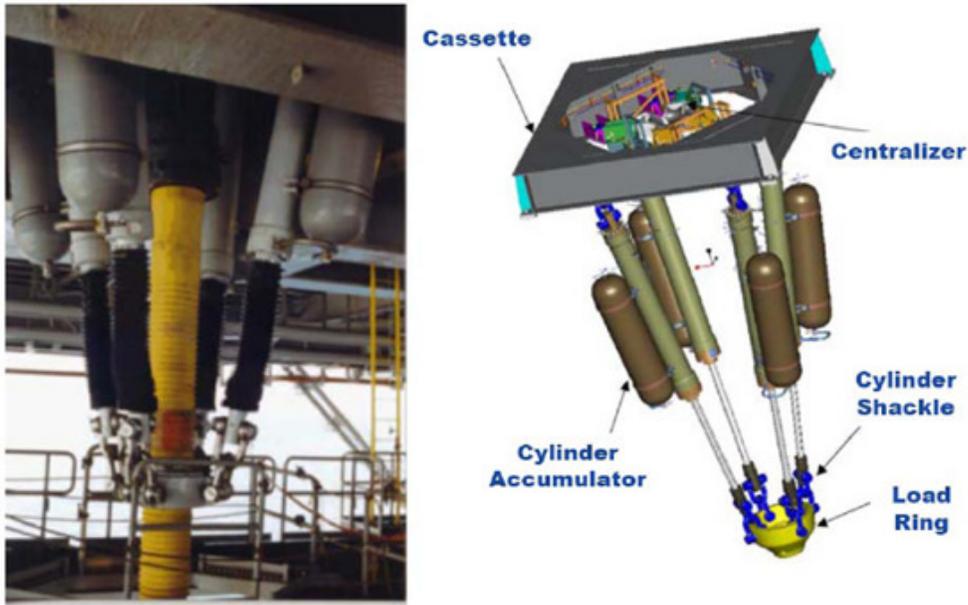


Figura 36 – Tractionador hidráulico

A tração de topo no *riser* se torna significativa para profundidades que ultrapassam os 1500-2000m, onde sistemas de *risers* compósitos podem ter alguma vantagem se comparado aos *risers* metálicos. Em certas profundidades a arquitetura do TTR deve ser otimizada para reduzir as tensões de topo, como por exemplo, usar *risers* com *casings* simples ao invés de duplos.

Outra característica presente e limitante do projeto de *risers* em TLP's é o *stroke*. O *stroke* é o movimento do *riser* em relação à plataforma podendo ser para cima (*up-stroke*) ou para baixo (*down-stroke*) em relação à plataforma. O cálculo do *stroke* máximo do *riser* relativo ao *deck* da plataforma é importante para que se avalie a capacidade de *stroke* do tracionador.

Para uma TLP, o *up-stroke* e o *down-stroke* são considerados baseando-se nas contribuições da expansão térmica, tolerâncias de fabricação e instalação, posição inicial do casco da plataforma com relação ao poço e no passeio da plataforma.

Para um projeto de TTR, podemos citar alguns de seus principais critérios de projeto, por exemplo:

- Movimentos limites da unidade flutuante;

- *Stroke* máximo e mínimo permitido do sistema de tracionamento;
- Máxima tensão no topo do *riser*;
- Tamanho do *stress joint* (enrijecedor);
- Crescimento do comprimento das juntas dos *risers*;
- Interface da corrente com o arranjo e a VIV.

3.3 CARREGAMENTOS ATUANTES SOBRE UM *RISER* RÍGIDO VERTICAL

Um *riser* recebe diferentes tipos de carregamentos, diretos ou indiretos, devido ao ambiente marinho no qual ele está inserido, além de cargas como seu peso próprio e empuxo. Ele deve resistir a estas solicitações garantindo sua integridade estrutural durante toda sua vida útil. Logo abaixo pode ser vista uma ilustração de alguns carregamentos atuantes no *riser*, que serão discutidos em maiores detalhes nos itens posteriores.

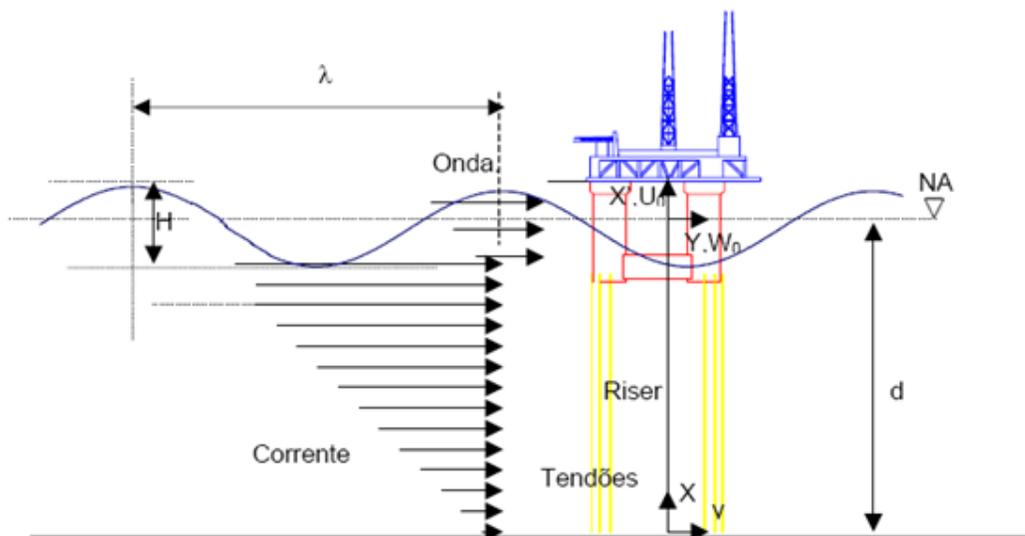


Figura 37 – Cargas ambientais atuantes sobre a TLP e seus respectivos *risers* (PINHO, 2001)

3.3.1 CARGAS ESTÁTICAS

I) PESO PRÓPRIO, EMPUXO E PRÉ-TRAÇÃO

O peso próprio do *riser* é dado por unidade de comprimento, levando em conta todos os tubos que compreendem sua seção transversal. É de suma importância que ele seja bem definido, pois pode impactar bastante nos resultados da estática e ainda mais nos da dinâmica, uma vez que nesta última é realizada a montagem da matriz de massa que é levada em conta na equação de equilíbrio dinâmica.

O empuxo é definido como uma força, aplicada no centro de gravidade de um corpo, que se opõe ao sentido do peso próprio, e é igual ao volume de fluido deslocado pelo corpo vezes a densidade do fluido no qual está imerso.

$$\text{Empuxo} = \rho_{\text{fluido}} \times V_{\text{deslocado}}$$

A pré-tração, aplicada pelos tracionadores, tem bastante influência no comportamento do TTR, tanto que é um dos parâmetros de estudo deste trabalho. Ela faz com que o *riser* trabalhe sempre tracionado, evitando sua flambagem.

II) PRESSÃO NO TOPO E PRESSÃO EXTERNA

No topo do *riser* (Figura 38) pode atuar uma pressão estática e independente do peso específico do fluido interno, a qual é somada à pressão interna.

$$P_i = P_t + \delta_{\text{fluido}} \times (L - z)$$

onde:

P_i - pressão interna na cota z ;

P_t - pressão no topo;

δ_{fluido} - peso específico do fluido interno;

z - cota.

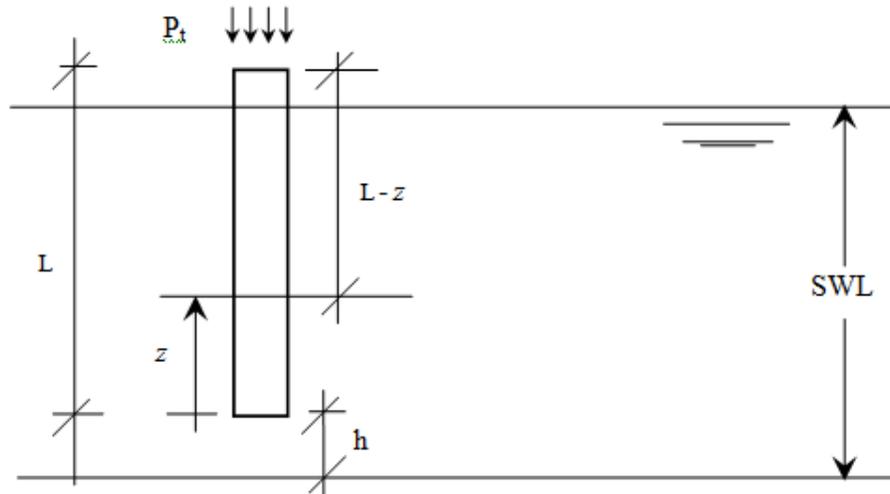


Figura 38 – Ilustração dos parâmetros para consideração das pressões (SANTOS, 1998)

III) CORRENTE

As correntes marinhas podem ser geradas por diversos fatores, tais como: marés, ventos, quedas de pressão barométrica e diferenças de densidade entre diferentes regiões do mar. Na verdade, o que realmente interessa para o cálculo de um *riser* é o perfil de corrente no local de instalação. A velocidade da corrente e sua direção podem variar com a profundidade. Normalmente o maior valor de velocidade se dá na superfície. O perfil de corrente é fornecido ao longo da profundidade formando uma poligonal, e é aplicado estaticamente durante as análises.

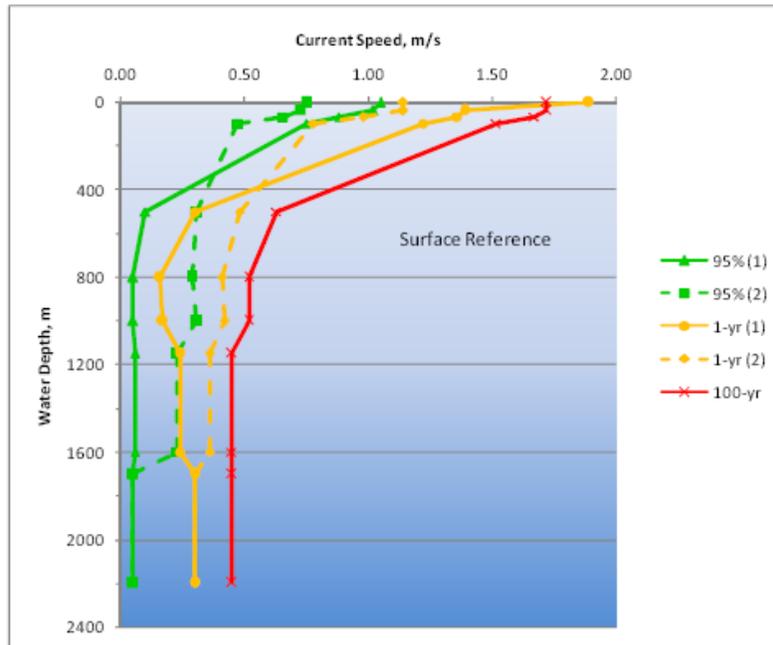


Figura 39 – Perfil de correntes marinhas (ALVES *et al.*, 2010)

IV) INDUÇÃO DE ESFORÇOS PELO MOVIMENTO IMPOSTO CORRESPONDENTE AO *OFFSET* ESTÁTICO DA PLATAFORMA

Ainda na análise estática, considera-se que a plataforma tenha um deslocamento lateral devido à ação de vento, onda e corrente, que pode ser chamado de passeio ou simplesmente de *offset*. Geralmente o passeio, seja ela em condições normais, extremas ou anormais (caso de amarra rompida) é obtido como sendo uma porcentagem da lâmina d'água em questão. Existem programas que realizam o cálculo do *offset* máximo de uma plataforma, o que não foi o caso deste trabalho. Foram considerados, então, valores de *offsets* como porcentagens referentes à lâmina d'água em questão, conforme encontrado em TLP DESIGN (1992).

Esse deslocamento lateral é transmitido ao *riser* no ponto de conexão com a plataforma, induzindo esforços no mesmo. No caso da TLP, para cada deslocamento horizontal, haverá um deslocamento vertical associado. A componente vertical do deslocamento não irá induzir esforços no TTR, uma vez que o mecanismo do sistema de

tracionamento mantém constante a tração no *riser*, sendo, então, importante na avaliação do *stroke* máximo.

3.3.2 CARGAS DINÂMICAS

I) ONDA

As ondas irregulares em alto mar geralmente são geradas pelos ventos, e podem, de uma forma aproximada, ser representadas por ondas regulares descritas por uma teoria determinística. As elevações da superfície do mar são representadas geralmente por:

- Onda regular, determinística ou monocromática: tenta representar, de uma forma aproximada, a elevação da superfície do mar caracterizada, geralmente, apenas por um único harmônico, representado por uma altura e um período. Neste caso, a elevação do mar pode ser representada por um seno (teoria de Airy) ou por uma forma mais complexa (teoria não-linear);
- Onda Irregular ou Onda Aleatória: é representada por um somatório de ondas regulares lineares com diferentes amplitudes, frequências e fases.

Este trabalho está fundamentado na teoria de onda determinística, deixando ao leitor a consulta em CHAKRABARTI (2005) para a obtenção de maiores informações sobre a consideração da aleatoriedade da elevação da superfície do mar.

A onda regular não representa fielmente a realidade, uma vez que a superfície do mar é aleatória, porém toma um tempo muito menor nas análises realizadas. O volume de análises dinâmicas para um projeto de *risers* geralmente é grande. Várias condições de carregamento são consideradas para os casos de operação, instalação e fadiga. Valendo-se de onda regular, normalmente, é utilizado um tempo de análise igual a cinco vezes o período da onda adotada; em contra partida, no caso de utilizar onda irregular, deve ser considerado um tempo maior de simulação, de tal forma a garantir que as diferentes ondas tenham sido geradas a partir de um espectro de mar (JONSWAP, OCHI-HUBBLE, etc. encontrados em CHAKRABARTI, 2005). Esta forma mais realista,

porém, pode ser utilizada na validação dos resultados para o caso onde foram obtidos os maiores esforços solicitantes segundo a análise baseada na teoria de onda regular.

Conforme citado anteriormente, a onda determinística pode ser linear ou não-linear. A teoria linear, mais conhecida como Teoria de Airy, representa a onda como uma senoide, e seu perfil de superfície livre é dado segundo a seguinte equação bi-dimensional, com propagação na direção x :

$$\eta = a \times \text{sen}(kx - \omega t)$$

onde a , ω e k são constantes e:

a – amplitude da onda

ω – frequência de oscilação da onda

k – número da onda definido por $2\pi/L$

L – comprimento de onda

As equações para as propriedades de onda regular podem ser vistas na tabela apresentada na Figura 41, obtida em CHAKRABARTI (2005).

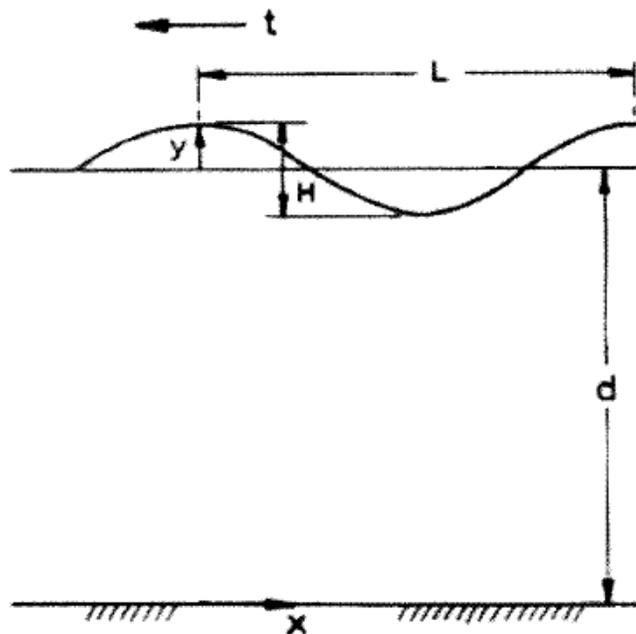


Figura 40 – Movimento bidimensional da onda linear (CHAKRABARTI, 2005)

Quantity	Finite depth	Deep water
Dispersion relationship	$\omega^2 = gk \tanh kd$	$\omega^2 = gk$
Wave profile	$\eta = \frac{H}{2} \cos[k(x - ct)]$	$\eta = \frac{H}{2} \cos[k(x - ct)]$
Horizontal velocity	$u = \frac{gkH \cosh k(y + d)}{2\omega \cosh kd} \cos[k(x - ct)]$	$u = \frac{gkH}{2\omega} \exp(ky) \cos[k(x - ct)]$
Vertical velocity	$v = \frac{gkH \sinh k(y + d)}{2\omega \cosh kd} \sin[k(x - ct)]$	$v = \frac{gkH}{2\omega} \exp(ky) \cos[k(x - ct)]$
Horizontal acceleration	$\dot{u} = \frac{gkH \cosh k(y + d)}{2 \cosh kd} \sin[k(x - ct)]$	$\dot{u} = \frac{gkH}{2} \exp(ky) \cos[k(x - ct)]$
Vertical acceleration	$\dot{v} = -\frac{gkH \sinh k(y + d)}{2 \cosh kd} \cos[k(x - ct)]$	$\dot{v} = \frac{gkH}{2} \exp(ky) \cos[k(x - ct)]$
Dynamic pressure	$p = \rho g \frac{H \cosh k(y + d)}{2 \cosh kd} \cos[k(x - ct)]$	$p = \rho g \frac{H}{2} \exp(ky) \cos[k(x - ct)]$

Figura 41 – Fórmulas para teoria de onda linear (CHAKRABARTI, 2005)

Uma teoria não-linear para uma onda monocromática procura representar a superfície do mar de uma forma mais realista onde a crista e o cavado têm diferentes amplitudes, ao contrário da representação simplificada da teoria linear de Airy. Durante vários anos surgiram várias aproximações: Stokes de 2ª ordem, Stokes de 3ª ordem, Stokes de 5ª ordem, Cnoidal, Solitária, Stream Function, etc. Por exemplo, o perfil da onda de segunda ordem é dado ao longo de componentes individuais. Tem-se a primeira onda com certa frequência e altura (primeira ordem). A segunda onda é menor em magnitude e tem uma frequência que é a metade da especificada na primeira (segunda ordem). Estas ondas são então combinadas, fazendo com que se tenha uma crista mais acentuada e um vale mais prolongado, conforme pode ser observado na Figura 42.

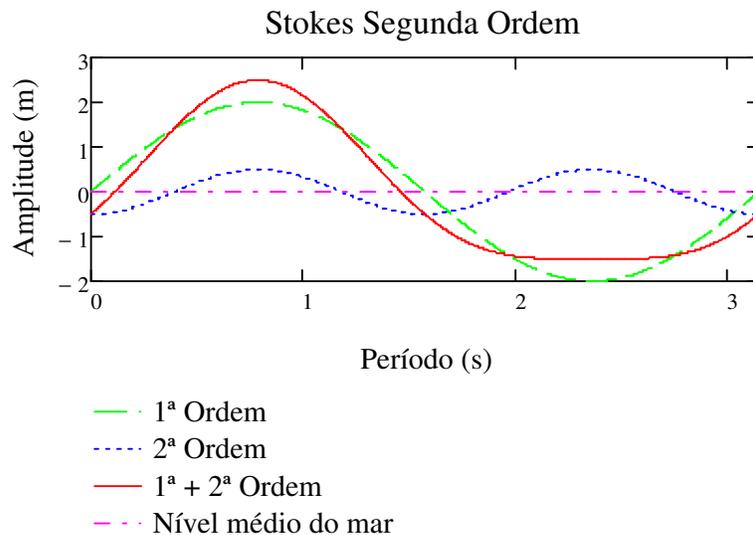


Figura 42 – Representação da Teoria de Onda de Stokes de Segunda Ordem

O mesmo acontece para Stokes de Quinta Ordem. Esta teoria é aplicada para grandes ondas em águas profundas. A onda é formada pela soma de cinco ordens de onda que tem sempre uma magnitude menor e metade da frequência da onda de ordem anterior.

A onda não-linear de Stokes tem um efeito significativo em estruturas que estão perto da superfície. Para um ponto mais distante do nível médio d'água, as ondas têm um comportamento mais parecido com a onda linear, e por causa desse efeito é que muitos componentes estruturais em águas profundas podem ser projetados considerando esse tipo de onda linear. No entanto, para a escolha do tipo de onda deve ser seguido o critério indicado na Figura 43 e proposto em API RP2A (2000).

É importante salientar:

- 1) Neste projeto final foi sempre adotada a teoria não-linear de Stokes de 5ª ordem;
- 2) As ondas do tipo não-linear não podem ser somadas para representar um mar irregular.

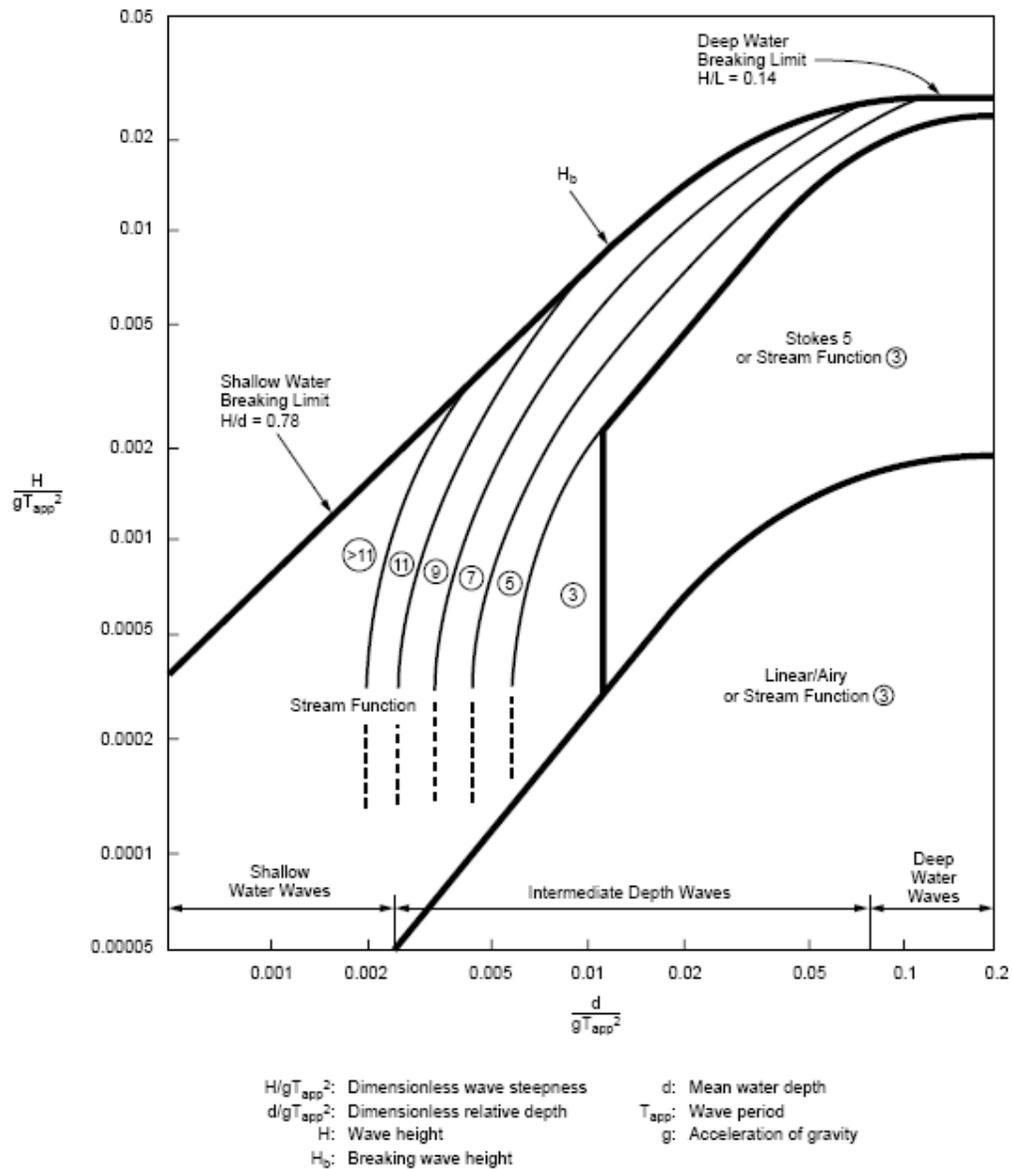


Figura 43 – Regiões de aplicabilidade da função Stream, Stokes 5ª Ordem e teoria de onda linear (API RP2A, 2000)

A ação direta da onda sobre o *riser* é considerada através do cálculo das velocidades e acelerações da partícula do fluido, e posterior determinação da carga aplicada no *riser*. Mas a principal contribuição da onda é a sua ação sobre o casco, causando movimentos em diferentes faixas de frequência, afetando diretamente o comportamento do *riser*.

A equação de Morison é uma fórmula empírica para a determinação das forças devidas a onda e corrente por unidade de comprimento em corpos esbeltos, que leva em consideração os efeitos viscosos. A força calculada pela equação de Morison (1950) para um cilindro vertical, sem considerar as velocidades e acelerações do mesmo, é dada pela seguinte expressão:

$$f = \rho C_M \frac{\pi D^2}{4} a + \frac{1}{2} \rho D C_D |v|v$$

onde:

f – força exercida pela onda

ρ – densidade do fluido

C_M – coeficiente de inércia

C_D – coeficiente de arrasto

D – diâmetro da estrutura

a – aceleração da onda

v – velocidade da onda

Se a estrutura se move, ela irá oscilar devido às cargas dinâmicas do sistema. Uma forma modificada da equação de Morison é escrita para descrever a força por unidade de comprimento experimentada pela estrutura unicamente devido ao seu movimento:

$$f = m\ddot{x} + \rho C_A \frac{\pi D^2}{4} \ddot{x} + \frac{1}{2} \rho D C_D |\dot{x}|\dot{x}$$

onde:

f – força gerada devido ao movimento

ρ – densidade do fluido

C_A – coeficiente de massa adicionada

C_D – coeficiente de arrasto

D – diâmetro da estrutura

\ddot{x} – aceleração da estrutura

\dot{x} – velocidade da estrutura

m – massa da estrutura por unidade de comprimento

O primeiro termo na parte direita da equação representa a inércia do cilindro, enquanto que os últimos dois termos são a força de inércia hidrodinâmica e a força de arrasto devido ao movimento da estrutura.

Os deslocamentos de uma estrutura submetida ao movimento oscilatório do fluido devem ser incorporados ao cálculo das cargas de onda. A equação de Morison original foi modificada de modo a levar em consideração as velocidades e as acelerações relativas entre o fluido e a estrutura, resultando em:

$$F = F_d + F_i$$

Nesta equação F_d é a força de arrasto obtida como

$$F_d = \frac{1}{2} \rho D C_D |v - \dot{x}| (v - \dot{x})$$

e F_i é a força de inércia dada por

$$F_i = \rho \frac{\pi D^2}{4} (C_M a - C_A \ddot{x})$$

A parcela da força $\rho \frac{\pi D^2}{4} C_A \ddot{x}$ é normalmente transferida para o lado esquerdo da equação sendo que o coeficiente $\rho \frac{\pi D^2}{4} C_A$ é diretamente incorporado à massa da estrutura sob a denominação de massa adicional (M_A) resultando:

$$M_{\text{total}} = M + M_A$$

Assim, a força dinâmica na estrutura se dá da seguinte forma:

$$F = \rho C_M \frac{\pi D^2}{4} a + \frac{1}{2} \rho D C_D |v - \dot{x}| (v - \dot{x})$$

II) INDUÇÃO DE ESFORÇOS PELO MOVIMENTO IMPOSTO NO TOPO DEVIDO À MOVIMENTAÇÃO DA PLATAFORMA

Conforme a onda incide sobre a plataforma, esta última se movimenta, transferindo esses movimentos ao *riser* através do seu ponto de conexão com a plataforma. A resposta da plataforma quando uma onda incide sobre ela é determinada pelo seu RAO (conforme já visto em tópicos anteriores) uma vez sendo feita uma análise desacoplada, ou seja, as linhas de ancoragem não são modeladas, mas apenas o *riser* e a plataforma. O ponto chave desta análise é encontrar alturas e períodos de onda que fornecerão as respostas que induzirão aos maiores esforços no *riser*.

3.4 ANÁLISE GLOBAL

A análise global simula o comportamento do *riser* representando todo o seu comprimento, desde a conexão na plataforma até a região do solo marinho. Neste caso, usualmente, não são representados muitos detalhes, pois, se busca a resposta do *riser* como um todo. Na análise global é necessário que sejam definidas as características geométricas e físicas do *riser*, bem como as características do ambiente em que está contido.

A análise das linhas, então, pode ser feita de duas maneiras: análise acoplada ou desacoplada.

Na análise acoplada o modelo é completo. Todo o sistema é modelado de uma vez, plataforma, *risers* e linhas de ancoragem, representando todas as interações existentes entre as estruturas modeladas, no que implica em um custo computacional bem maior. A prática comum no projeto de *risers* é a realização de uma análise desacoplada, conforme adotada neste trabalho.

A análise desacoplada trata os movimentos do casco da plataforma separadamente do comportamento estrutural dinâmico não-linear das linhas de ancoragem e *risers*. Os movimentos do casco podem, por exemplo, ser obtidos através de programas como DYNASIM ou WAMIT, referenciados em COELHO (2011) e WAMIT (2011) respectivamente, onde as linhas são representadas por um modelo simplificado

composto por coeficientes escalares de massa, rigidez, amortecimento e carregamento que são introduzidos na equação de movimento do flutuante. Como resultado obtém-se o RAO, que será utilizado como dado de entrada em programas como ANFLEX, ORCAFLEX, FLEXCOM, ou no caso deste trabalho, DEEPLINES, referenciados respectivamente em ANFLEX (1996), ORCINA (2011), MCS (2011) e PRINCIPIA (2009). Assim, pode ser feita a modelagem do *riser* em elementos finitos, levando em conta todos os tipos de cargas estáticas e dinâmicas pertencentes à análise.

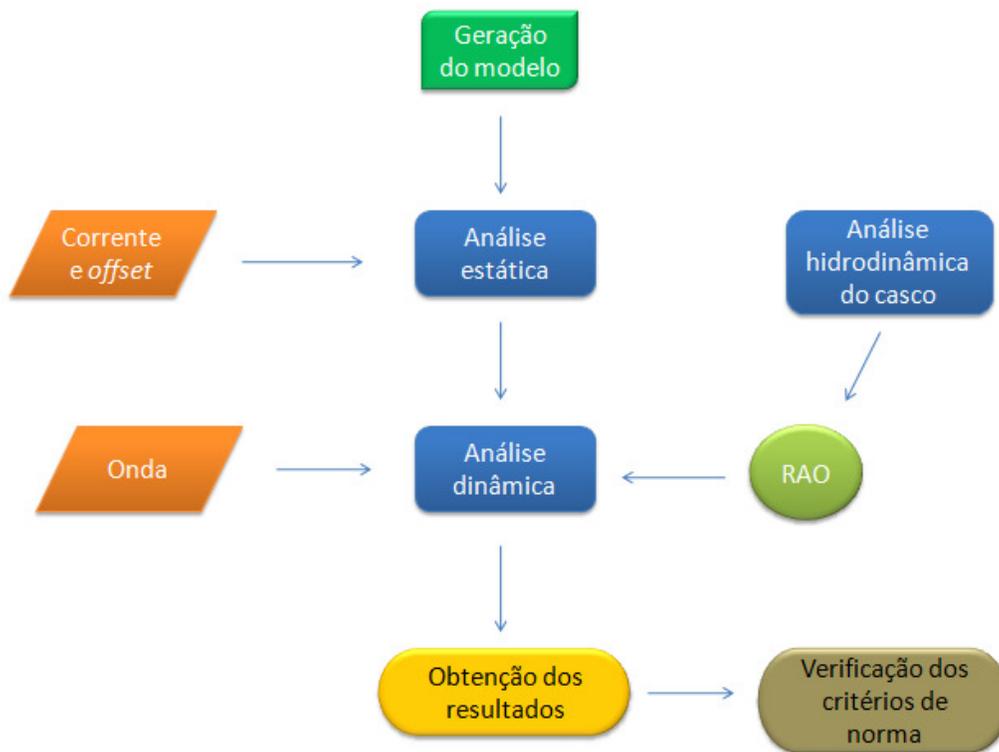


Figura 44 – Fluxograma simplificado de análise desacoplada de um riser

3.4.1 ANÁLISE ESTÁTICA

Inicialmente, seja qual for o programa utilizado para análise de *riser*, é feita uma análise não-linear quase-estática para a determinação da configuração de equilíbrio sob ação das parcelas estáticas do carregamento, conforme já descritas (peso próprio e empuxo, corrente, pré-tração e *offset* estático da plataforma). As fontes de não-linearidade em problemas de engenharia *offshore* se apresentam principalmente nos grandes deslocamentos das unidades flutuantes ancoradas. É importante perceber que a análise

deve ser não-linear, descrevendo melhor o comportamento e os resultados quando comparado com o que acontece de fato na realidade. A análise é feita de forma incremental sendo obtido o equilíbrio a cada passo de iteração, ou seja, sempre referente à posição deformada da estrutura, muito diferente de uma análise linear que leva em conta apenas a posição indeformada da estrutura.

3.4.2 ANÁLISE DINÂMICA

A partir da configuração estática final, após obter êxito no equilíbrio em todos os passos, é feita uma análise não-linear dinâmica no domínio do tempo, que se inicia a partir dos resultados obtidos no último passo da análise estática. Esta análise inclui todas as parcelas estáticas do carregamento e acrescenta a parcela dinâmica devido à ação das ondas.

A equação diferencial que governa o movimento de um sistema com muitos graus de liberdade pode ser encontrada abaixo. A resposta dinâmica da estrutura requer a integração desse sistema de equações.

$$M\ddot{x} + C\dot{x} + Kx = F(t)$$

onde:

M é a matriz de massa;

K é a matriz de rigidez onde estão incluídas a rigidez geométrica e a rigidez elástica;

C é a matriz de amortecimento;

F(t) é o vetor de carga;

\ddot{x} , \dot{x} e x são os vetores de acelerações, velocidades e deslocamentos.

Os vetores são determinados para cada grau de liberdade dos nós da malha de elementos finitos empregada na discretização espacial.

Para determinar a solução da equação dinâmica, muitos métodos de integração numérica podem ser utilizados. Métodos de integração no tempo têm como característica fundamental aproximar as derivadas que aparecem no sistema de equações do movimento, e gerar uma solução passo a passo com intervalo de tempo Δt . A solução dos deslocamentos, no final de cada intervalo, fornece as condições para o começo do intervalo seguinte. Um dos métodos de integração numérica comumente utilizado para determinar a resposta das estruturas é o Método de Newmark. Este método é o utilizado no programa DEEPLINES para resolver a equação diferencial de equilíbrio dinâmico, fornecendo aproximações das acelerações, velocidades e deslocamentos nos instantes seguintes, a partir das aproximações obtidas nos instantes anteriores.

Para garantir o equilíbrio dinâmico, ao fim de cada intervalo de tempo, utiliza-se uma formulação incremental-iterativa, o Método de Newton-Raphson, que resolve o problema não-linear considerado. Este método também é utilizado na análise estática.

4. APLICAÇÃO: *TOP TENSIONED RISER* DE PRODUÇÃO PARA ÁGUAS ULTRA PROFUNDAS

4.1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

O estudo aqui apresentado trata do projeto de um *riser* utilizado em águas ultra profundas, aproveitando toda a atenção que está sendo dada à região do pré-sal e todo o desenvolvimento tecnológico que está sendo mobilizado em torno da mesma.

O problema apresenta a análise do comportamento global de um *riser* tracionado no topo (TTR – *Top Tensioned Riser*), aplicado em uma TLP utilizada para exploração de petróleo em águas ultra profundas, com 2200 metros de profundidade. A Figura 45 apresenta um esquema do *riser* em questão.

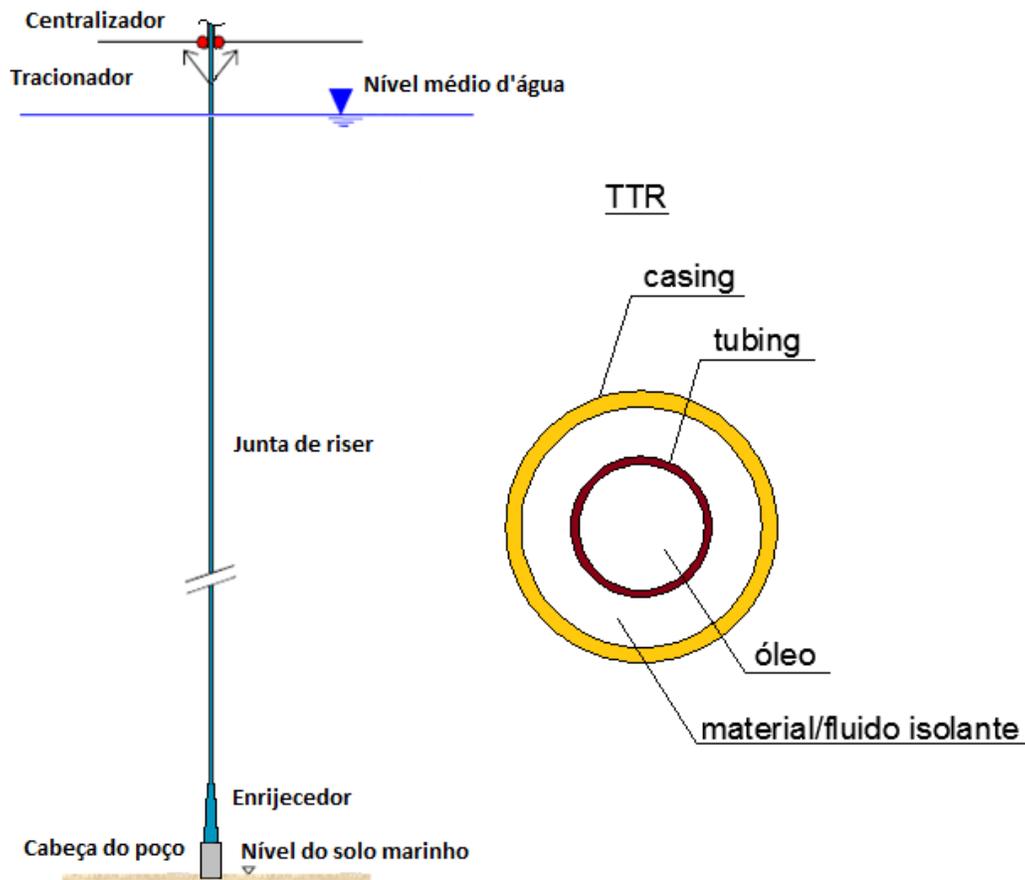


Figura 45 – Configuração do TTR de estudo

O *riser* é constituído por várias juntas, que são unidas por flanges, formando uma grande coluna de produção, que trabalha sempre tracionada para evitar sua compressão. No topo há um tracionador, onde é aplicada uma tração que permanece constante independente da movimentação do *riser* e do próprio movimento que é imposto pela plataforma. Este tracionador se conecta a dois pontos: à plataforma e ao *riser*. O único ponto de conexão do *riser* com a plataforma é no centralizador, onde os movimentos da unidade flutuante são transmitidos a ele. Deve-se perceber que o movimento vertical do *riser* é liberado, ou seja, a possível movimentação vertical sofrida pela plataforma, que neste caso será praticamente nula por se tratar de uma TLP, não é transmitida ao *riser*. No fundo tem-se um enrijecedor, que minimiza as curvaturas sofridas pela coluna. O acréscimo de espessura e de diâmetro se dá apenas no *casing*, permanecendo o *tubing* com suas dimensões originais.

A seção transversal do *riser* é composta de dois cilindros metálicos. O interno é chamado de *tubing*, destinando-se à produção de óleo, e o mais externo é chamado de *casing*, que protege o *tubing* do contato direto com a água do mar, suportando toda a pressão externa exercida pela coluna d'água. Entre os cilindros existe um espaço chamado de anular, que é preenchido por um isolante térmico, que minimiza a perda de temperatura do óleo quente que passa pelo *tubing*. Um gás, como o hidrogênio, foi considerado neste trabalho para a realização das análises. A troca térmica entre o óleo e o meio externo é um problema que deve ser estudado com bastante cautela, para que se possa garantir o perfeito escoamento do óleo impedindo a formação de parafina, e a consequente parada de produção deste *riser*. Este assunto não será abordado neste trabalho, e será assumido que a troca térmica atende aos critérios de projeto.

4.2 MODELAGEM DO RISER

O programa utilizado neste trabalho foi o DEEPLINES. Ele é um programa comercial desenvolvido pela PRINCIPIA e pelo IFP (*Institut Français du Pétrole* – Instituto Francês do Petróleo). É um programa dedicado a realizar análises de estruturas marinhas esbeltas, ou seja, estruturas em que uma de suas dimensões é muito maior do

que as outras (por exemplo: *risers* flexíveis, *risers* rígidos, umbilicais, linhas de ancoragem, etc.).

Deve-se tomar conhecimento de algumas convenções adotadas pelo programa para que a modelagem seja feita de maneira correta e coerente. No que se refere à unidade flutuante, adota-se a convenção de coordenadas indicadas na Figura 46.

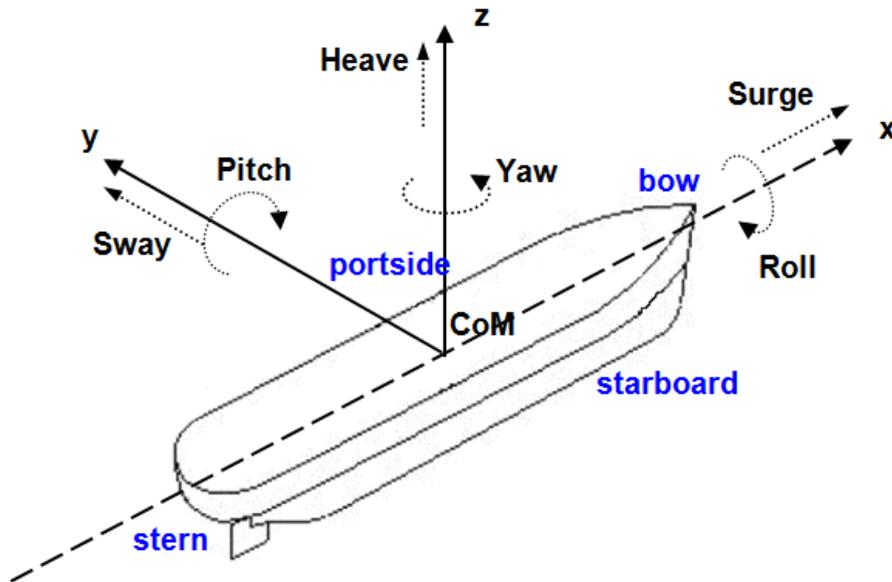


Figura 46 – Convenção de coordenadas do DEEPLINES para a unidade flutuante (GUIGON, 2011)

Quando os dados de um RAO são recebidos, é de extrema importância verificar o comportamento da unidade flutuante frente a uma incidência de onda advinda de diferentes direções. A não uniformidade de convenções entre os diferentes programas, bem como possíveis erros na obtenção do RAO, podem fazer com que a movimentação da embarcação não represente muito bem o que de fato acontece na realidade.

Para a modelagem do *riser* foi escolhido um elemento de barra, contendo seis graus de liberdade em cada nó, onde se levam em conta as rigidezes axial, flexional e de torção da estrutura.

Um recurso bastante interessante e que foi muito útil na modelagem e nas análises foi o dispositivo de tracionamento do *riser*. Ele funciona aplicando certo valor de tração em um ponto definido no *riser*. Essa tração se mantém constante com a movimentação da embarcação, devido à relaxação ou alongamento dos cabos que compõe o sistema de tracionamento definido no programa. Esse dispositivo representa muito bem o comportamento de um tracionador hidráulico utilizado em TTR's.

4.2.1 PROPRIEDADES EQUIVALENTES

As propriedades físicas e mecânicas do *riser* foram inseridas no programa de forma equivalente. O DEEPLINES, bem como alguns outros programas com a mesma finalidade, ainda não tem um tipo de elemento que consiga levar em consideração as propriedades físicas e mecânicas do *tubing* e do *casing* juntos. Frente a isso, essas propriedades são tratadas de forma equivalente no programa.

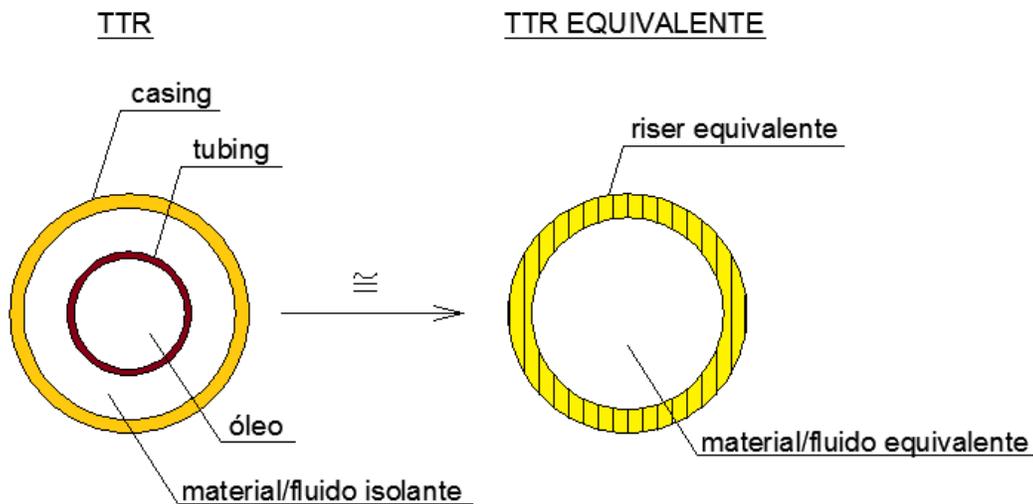


Figura 47 – Equivalência do *riser*

A equivalência nada mais é do que tratar um *riser* que contém várias camadas de forma equivalente, assim como é feito em análises globais realizadas em *risers* flexíveis. As propriedades equivalentes devem ser utilizadas de forma cautelosa, necessitando sempre

de verificação para avaliar se a equivalência é válida ou não. Abaixo, é mostrado como algumas propriedades foram tratadas de forma a obter a equivalência desejada:

Rigidez axial: $EA_{eqv} = EA_{tubing} + EA_{casing}$

Rigidez flexional: $EI_{eqv} = EI_{tubing} + EI_{casing}$

Rigidez torcional: $GJ_{eqv} = GJ_{tubing} + GJ_{casing}$

Massa do riser: $Massa_{eqv} = Massa_{tubing} + Massa_{casing}$

É importante destacar que no riser equivalente não existirá um diâmetro externo e uma espessura que irão corresponder a todas as rizezas equivalentes calculadas; estas devem ser inseridas separadamente no programa. Deve-se tomar cuidado quanto à inserção dos dados do riser considerado, sabendo exatamente como o programa os utilizará, de forma a bem representar o caso estudado.

4.2.2 CARREGAMENTOS AMBIENTAIS E CARACTERÍSTICAS DO MODELO DE RISER

A caracterização do problema para um caso extremo, bem como parte dos dados, foi extraído de ALVES *et al.*(2010). O restante das informações foi obtido dentro dos estudos realizados anteriormente. Os dados ambientais extremos podem ser vistos logo abaixo.

Dados da onda centenária:

Onda	Altura (m)	Período (s)
100 anos	14,2	11,5

Tabela 1 - Dados da onda centenária

Dados da corrente centenária:

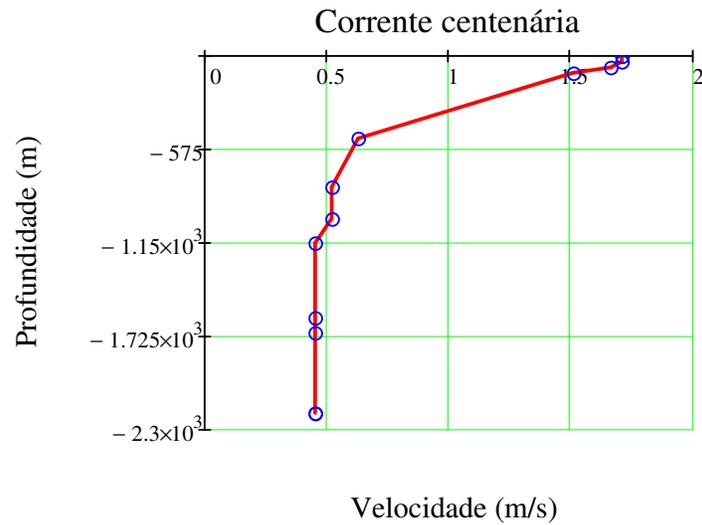


Figura 48 – Perfil de corrente centenária

Deve-se observar que o carregamento de vento será considerado dentro dos *offsets* aplicados à plataforma.

A seguir, são apresentadas as características geométricas e do material do *riser* em questão, e também sua discretização para a realização do modelo.

Casing / Tubing	Diâmetro (mm)	Espessura (mm)	Classe do Material (ksi)
Casing	324	18,6	95
Tubing	168	8,9	110
Enrijecedor	324 / 422	18,6 / 67,6	95

Tabela 2 - Características geométricas e do material

Segmentos	Descrição dos Segmentos	Compr. do Segmento (m)	Nº de elementos	Compr. dos elementos (m)	φ externo (m) Casing	φ externo (m) Tubing
1	Junta de riser acima do tracionador	22	22	1	0,324	0,168
2	Junta de riser abaixo do tracionador	30	30	1	0,324	0,168
		1	1	1		
		2	1	2		
		4	1	4		
		8	1	8		
		16	1	16		
		32	1	32		
		1992	66	30.2		
		32	1	32		
		16	1	16		
		8	1	8		
		4	1	4		
		2	1	2		
		1	1	1		
		50	50	1		
3	Enrijeedor	15	15	1	0,324/0,422	0,168

Tabela 3 - Discretização do modelo

Pressão de projeto: 34 MPa

Propriedades hidrodinâmicas:

$C_d = 1,2$ (coeficiente de arrasto)

$C_m = 2$ (coeficiente de inércia)

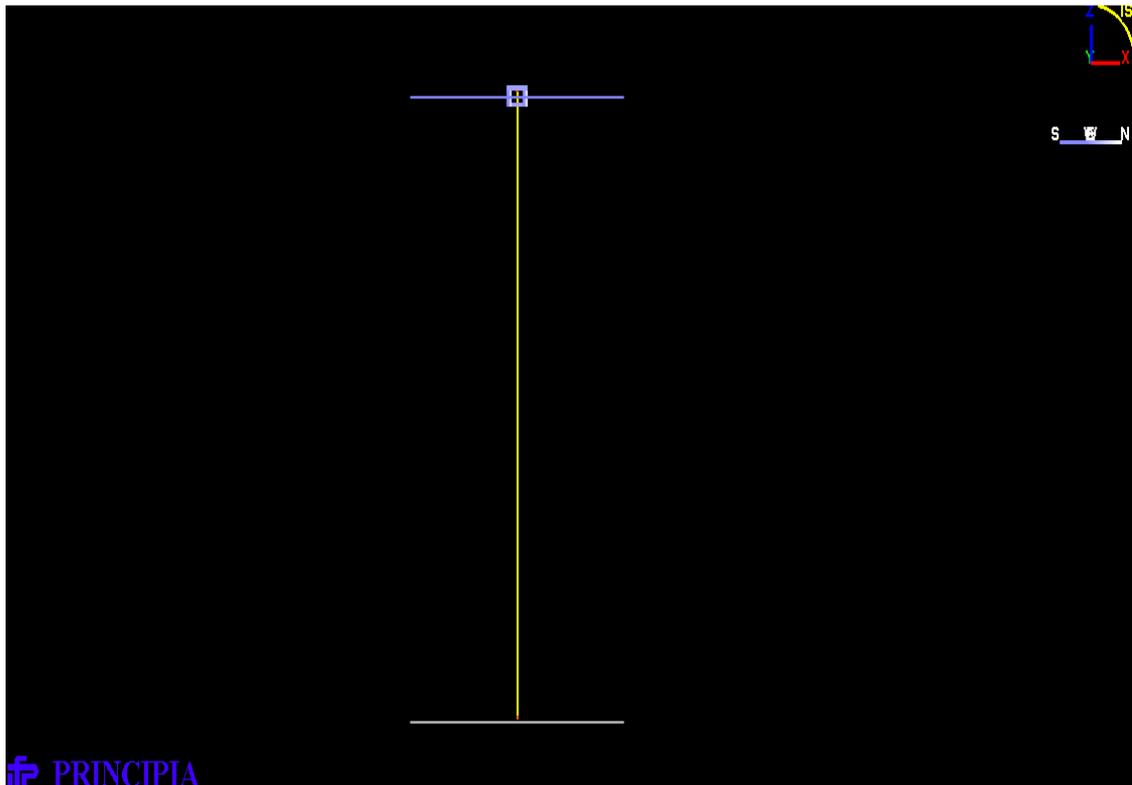


Figura 49 – Modelo realizado no DEEPLINES

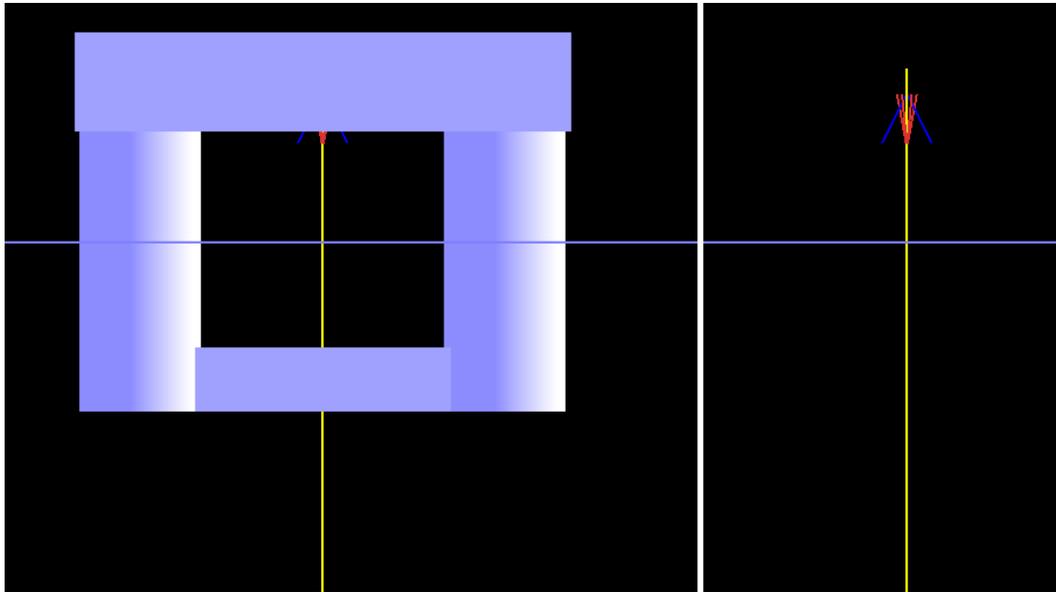


Figura 50 – Detalhe do tracionador modelado no DEEPLINES

Algumas hipóteses foram adotadas para a realização das análises:

- A movimentação do *tubing* em relação ao *casing* é solidária.
- A modelagem da cabeça do poço não foi realizada, sendo o modelo truncado no enrijecedor (limite inferior do modelo).
- O limite superior do modelo foi considerado o único ponto de contato entre o *riser* e a plataforma, o centralizador.

4.3 ESTUDO DOS PARÂMETROS DE ANÁLISE

4.3.1 FATOR DE TRAÇÃO

A tração no topo do *riser* é uma componente chave das análises para avaliar sua resposta global. A tração a ser aplicada sobre o *riser* é obtida avaliando-se o peso total da coluna de *riser* situada abaixo do ponto de aplicação da tração, pelo sistema de tracionamento, e então se aplica o chamado fator de tração (FT) sobre este peso, que agora corresponderá ao valor de tração desejado. A coluna de *riser* que se situa acima do ponto de tracionamento não deve ser levada em conta no peso total onde será

aplicado o FT. A equação que relaciona os pesos da coluna com o FT pode ser vista abaixo:

$$\text{Fator de tração: } FT = \frac{T-W2}{W1}$$

onde:

T - Tração

W2 – Peso da coluna de *riser* acima do sistema tracionamento (trecho comprimido)

W1 – Peso da coluna de *riser* abaixo do sistema de tracionamento (trecho totalmente tracionado)

Valores típicos de fator de tração ficam entre 1,2 e 1,6.

Neste trabalho, será avaliada a resposta do *riser* com relação aos seguintes fatores de tração previamente selecionados, baseado no que foi encontrado em livros, artigos e práticas de projeto:

Fatores de Tração (FT) Selecionados
1.2
1.4
1.6
1.8
2.0

Tabela 4 - Fatores de Tração

4.3.2 *OFFSET* ESTÁTICO

O *offset* estático, ou passeio, é caracterizado pelo deslocamento sofrido por uma unidade flutuante, no qual depende das cargas ambientais atuantes na mesma, do sistema de ancoragem, da geometria do casco abaixo da linha d'água, e da parte do casco emersa e sujeita à ação dos ventos.

Este trabalho abordará o estudo do comportamento do TTR para diferentes valores de *offsets* estáticos aplicados à TLP. Os valores selecionados foram baseados segundo bibliografia consultada como visto em TLP DESIGN (1992) e ALVES *et al.*(2010).

Offsets Selecionados (% LDA)
1
2
4
6
8

Tabela 5 - Offsets Selecionados

*LDA = Lâmina D'água

4.3.3 CASOS DE ANÁLISE

Foram realizadas análises quase-estáticas e dinâmicas no domínio do tempo, considerando os efeitos de não-linearidade contidos no problema. Em cada caso estudado foram utilizados a mesma onda e perfil de corrente centenários, ambos apresentados no item 4.2.2. Foi considerado o carregamento colinear de corrente e onda. A direção e o sentido da onda considerada foi a que incide na plataforma pela proa (*headseas*), direção na qual esta plataforma tem suas maiores respostas (movimentação de *surge*). O mesmo foi feito com a corrente, e ainda, para ser mais conservador, todo o seu perfil, ao longo da profundidade, foi orientado na mesma direção e sentido da onda. Como já mencionado em itens anteriores, a teoria de onda adotada foi a teoria de Stokes 5ª ordem.

Com o intuito de avaliar a sensibilidade do *riser*, os casos indicados nas Tabelas 6 e 7 foram avaliados. Deve-se observar que o *offset* é dado na mesma direção de incidência da onda sobre a plataforma.

Caso	% LDA	Offset (m)	Desloc. Vertical (m) (p/baixo)	FT
Off_1%	1	22	0.112	1.4
Off_2%	2	44	0.447	1.4
Off_4%	4	88	1.788	1.4
Off_6%	6	132	4.026	1.4
Off_8%	8	176	7.162	1.4

Tabela 6 - Casos *Off*

*LDA = Lâmina D'água

Caso	Fatores de tração	Tração à aplicar (kN)	Offset (m)
FT_1.2	1.2	3030	132
FT_1.4	1.4	3535	132
FT_1.6	1.6	4040	132
FT_1.8	1.8	4545	132
FT_2	2.0	5050	132

Tabela 7 - Casos FT

5. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

5.1 ESTABILIDADE DA RESPOSTA

Como hipótese de projeto, o tempo de simulação da análise foi considerado como cinco vezes o período de onda utilizado. No *help* do programa DEEPLINES, o mesmo valor do tempo de simulação é recomendado nesta situação. Este valor de tempo garante que a resposta dinâmica já tenha saído de sua fase transiente, no entanto, pode ainda não garantir sua total estabilização.

Para o conjunto de casos apresentados anteriormente, foi realizado um estudo para avaliar em que tempo a resposta do *riser* poderia ser considerada estável, e assim validar ou não a hipótese de cinco vezes o período de onda. Os dados obtidos e apresentados nas Figuras 51 e 52 são referentes ao histórico da curvatura desenvolvida na base do enrijecedor.

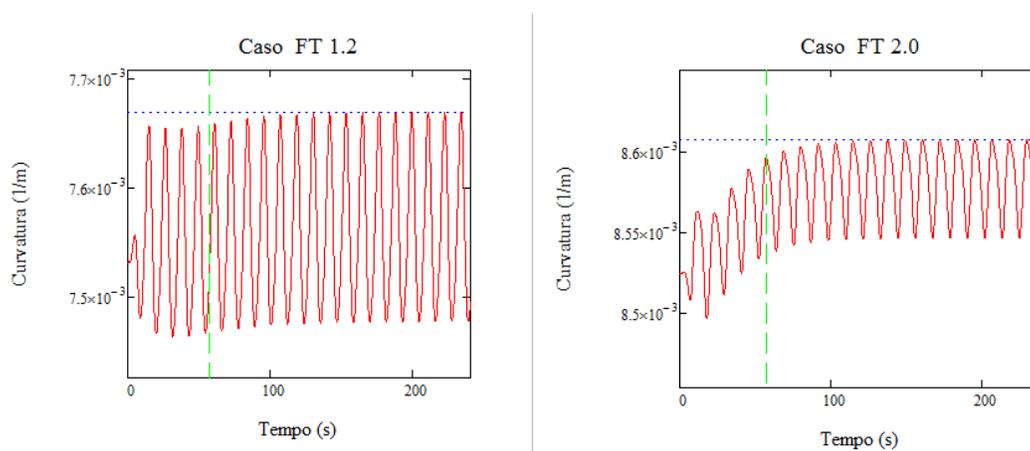


Figura 51 – Resposta da curvatura para casos FT

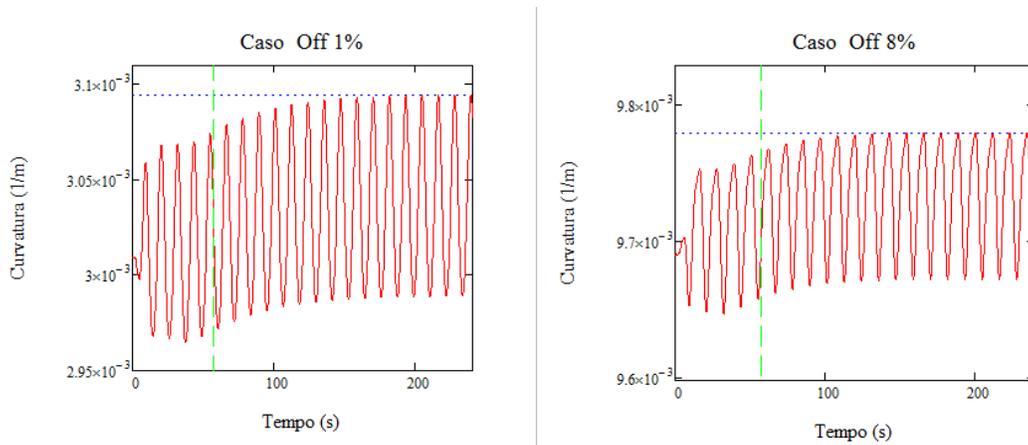


Figura 52 – Resposta da curvatura para casos *Off*

A análise foi levada até 240 segundos (praticamente 21 vezes o período de onda) para garantir a total estabilidade da resposta. Nas Figuras 51 e 52 a linha verde tracejada corresponde ao valor de cinco vezes o período de onda utilizado (57,5 segundos) e a linha pontilhada azul, ao valor da curvatura considerada estável. Nota-se que há uma diferença entre a resposta estável e a resposta no tempo recomendado, para ambos os tipos de casos apresentados. Visualmente, esta diferença parece ser significativa, mas a escala do gráfico é que pode confundir a princípio. Para que se faça uma melhor avaliação destes resultados, os erros das respostas para os casos FT e *Off* são apresentados no gráfico abaixo.

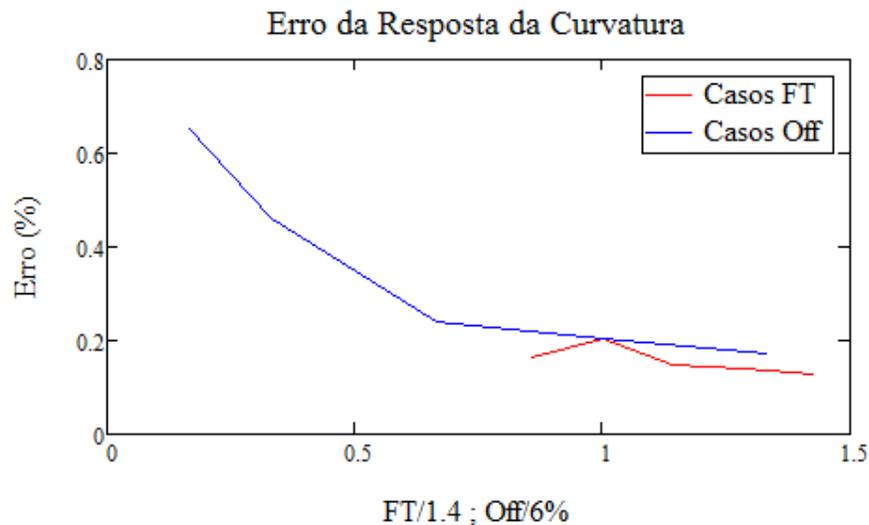


Figura 53 – Erro da resposta da curvatura

Para os casos FT a abscissa do gráfico foi normalizada com relação ao fator de 1.4, e para os casos *Off* o mesmo foi feito, porém a normalização agora é feita com relação à 6%. Com a realização desta normalização se torna possível a visualização da sensibilidade do erro segundo a variação realizada para os casos FT e *Off*. Existe um caso FT e um caso *Off* que são iguais (FT 1.4 e *Off* 6%), logo representam o mesmo ponto no gráfico apresentado. Para o caso *Off* de menor *offset* (*Off* 1%) foi encontrado o maior erro relativo à resposta estabilizada (0,65%). A tendência do erro, para estes casos *Off*, é de diminuir uma vez que as respostas se estabilizam mais rapidamente com o aumento do *offset*. Os casos FT seguem a mesma tendência, com o aumento do fator de tração, exceto para o caso FT 1.4 que apresenta ligeiro aumento do erro relativo.

Os erros indicados no gráfico da Figura 53 são bastante pequenos do ponto de vista de engenharia, e podendo ser considerados significativos se fossem da ordem de 3 à 5%. Nestas condições, pode-se afirmar, que a recomendação da utilização de cinco vezes o valor do período de onda utilizado é válida e os erros não representam grandes prejuízos no resultado das análises.

A verificação e a validação dos resultados obtidos com a adoção do tempo de análise recomendado são bastante importantes, visto ser usual o emprego deste tempo de simulação em projetos de *risers*. Mesmo com a variação de alguns parâmetros da simulação, os erros permaneceram aceitáveis, assim, mostra-se que o valor de cinco vezes o período poderia ser adotado como padrão para as análises dinâmicas do problema apresentado neste trabalho. Nas análises realizadas a seguir, foram utilizadas as respostas estabilizadas com o tempo de 240 segundos.

5.2 ANÁLISE DE TENSÕES DOS CASOS DE ESTUDO

Após a realização da análise global do TTR equivalente, o programa de simulação permitiu que fossem extraídos os valores máximos de tração e curvatura que, então, foram transformados em esforços no *tubing* e no *casing* separadamente. A tensão equivalente foi obtida pelo critério de Von Mises para todo o trecho do *riser* considerado, de acordo com a API RP 2 RD (1998), com o auxílio de uma planilha Mathcad (SILVA, 2011).

As máximas trações e curvaturas não acontecem necessariamente no mesmo momento, porém, adotando um critério conservativo, este evento é considerado, imaginando-se a pior situação que o *riser* possa experimentar. As tensões obtidas, para cada caso, são mostradas nos gráficos apresentados nas Figuras 54 a 61.

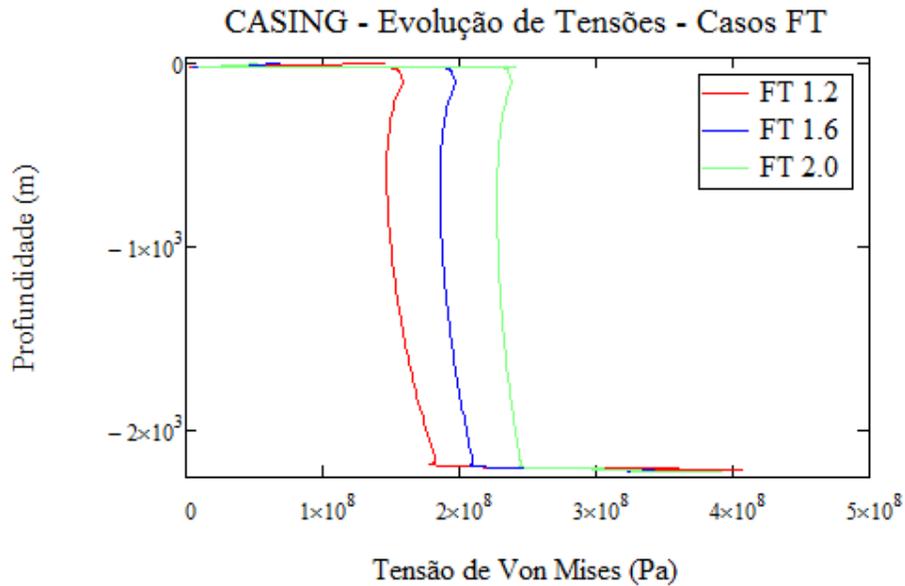


Figura 54 – Evolução das tensões de Von Mises no *Casing*, para os casos FT

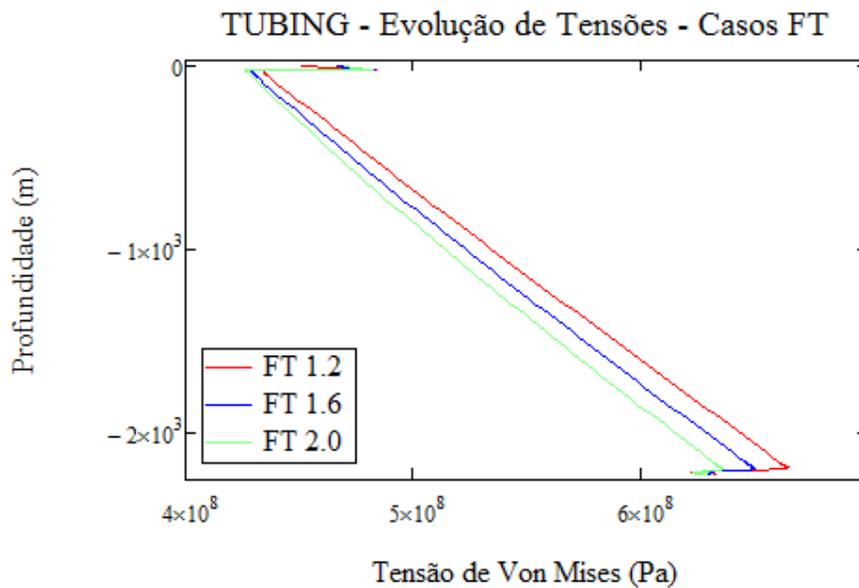


Figura 55 – Evolução das tensões de Von Mises no *Tubing*, para os casos FT

A primeira informação que os gráficos apresentam são os pontos onde acontecem picos de tensões locais, ocorrendo na região próxima ao ponto de tracionamento e ao ponto de conexão do *riser* com a plataforma, e na região do enrijeecedor. Essas regiões representam locais críticos dentro do projeto, e merecem uma atenção especial tanto na modelagem quanto na análise. A malha de elementos finitos nestes locais deve ser refinada o suficiente para bem representar a transição das tensões e minimizar o erro da resposta. Pode-se observar que o *tubing* sempre permanece com tensões maiores que o *casing* e que suas curvas de tensões são diferentes devido às características geométricas de cada seção.

Nos casos FT, onde o fator de tração do *riser* é variado, ocorre um aumento das tensões como um todo no *casing*, porém no *tubing*, esse aumento não é sentido em todos os seus pontos. Com o aumento da tração axial, o *riser* fica mais rígido. Imagine, por exemplo, uma corda de violão sendo tracionada. A força necessária para deslocá-la lateralmente aumenta à medida que a tração aplicada também aumenta. O ganho na rigidez pode ser visto mais facilmente na matriz de rigidez geométrica utilizada nas análises não-lineares realizadas, onde fica totalmente dependente das trações mobilizadas. Assim, aumentando a tração, diminuem-se os deslocamentos laterais do *riser*, mobilizando maiores esforços internos nas seções dos tubos. No entanto, nos dois últimos terços do *tubing* as tensões diminuem com o aumento da tração no *riser*, enquanto as tensões no terço superior aumentam, indicando um fenômeno importante no projeto para este tubo, que desenvolve as maiores tensões a serem suportadas pelo conjunto.

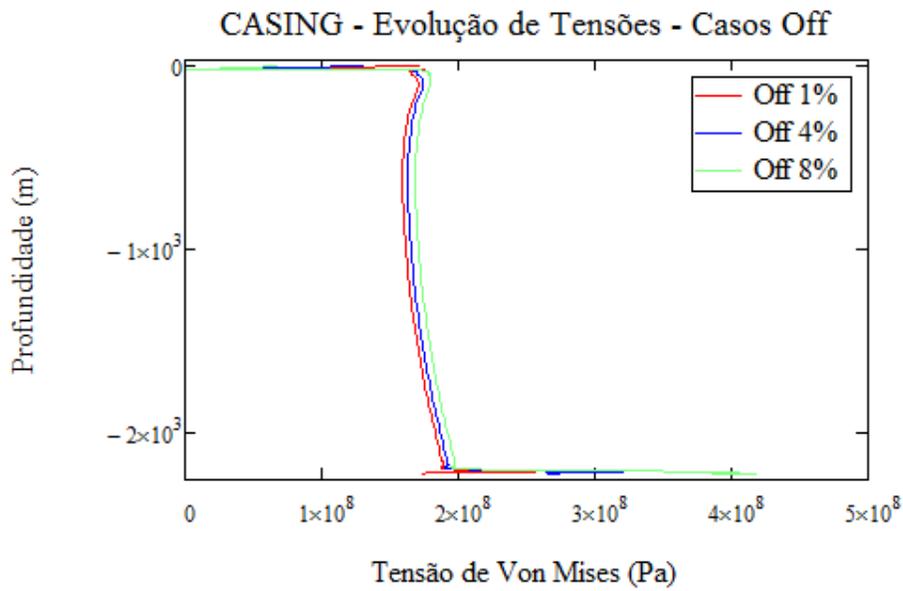


Figura 56 – Evolução das tensões de Von Mises no *Casing*, para os casos *Off*

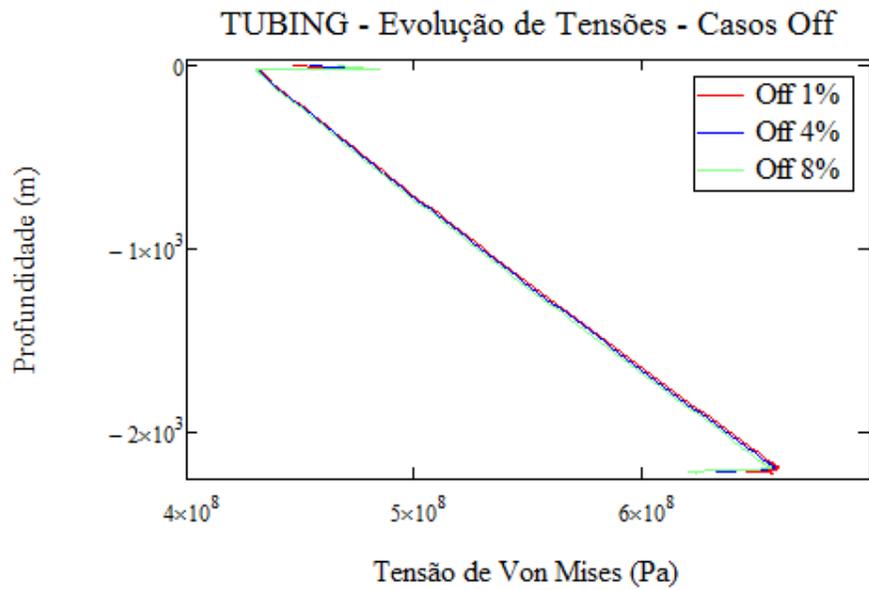


Figura 57 – Evolução das tensões de Von Mises no *Tubing*, para os casos *Off*

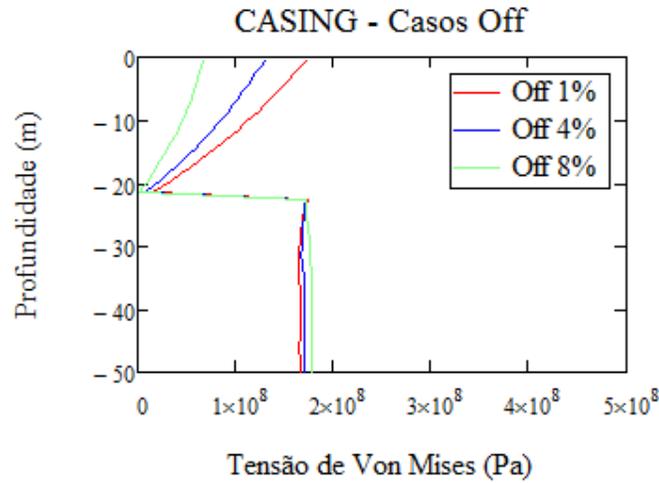


Figura 58 – Ampliação das tensões de Von Mises no topo do *Casing*, para os casos *Off*

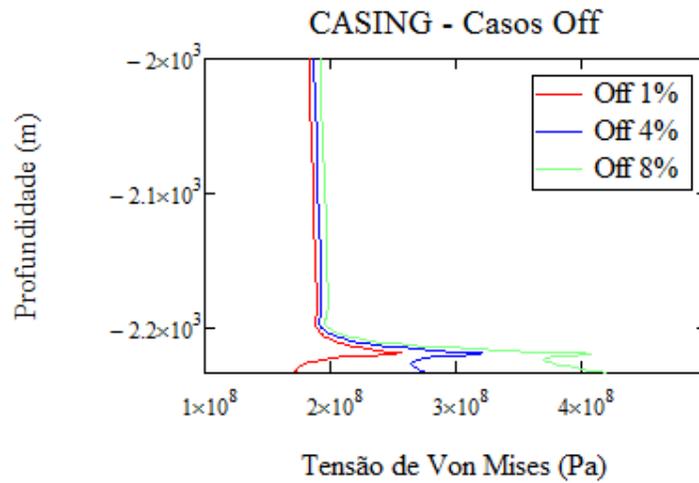


Figura 59 – Ampliação das tensões de Von Mises no fundo do *Casing*, para os casos *Off*

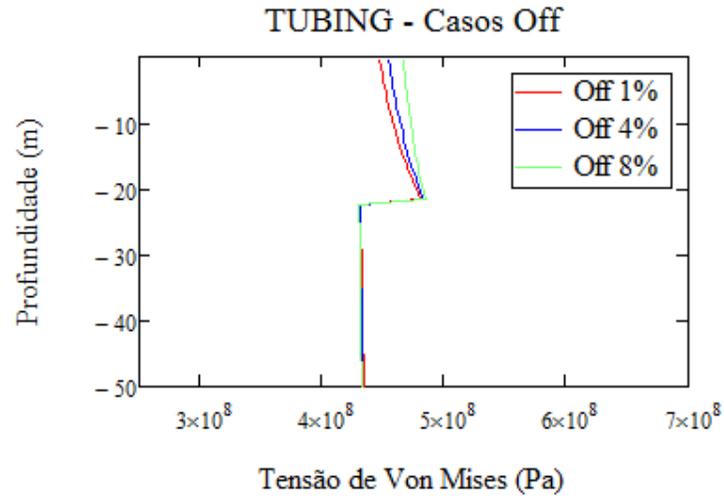


Figura 60 – Ampliação das tensões de Von Mises no topo do *Tubing*, para os casos *Off*

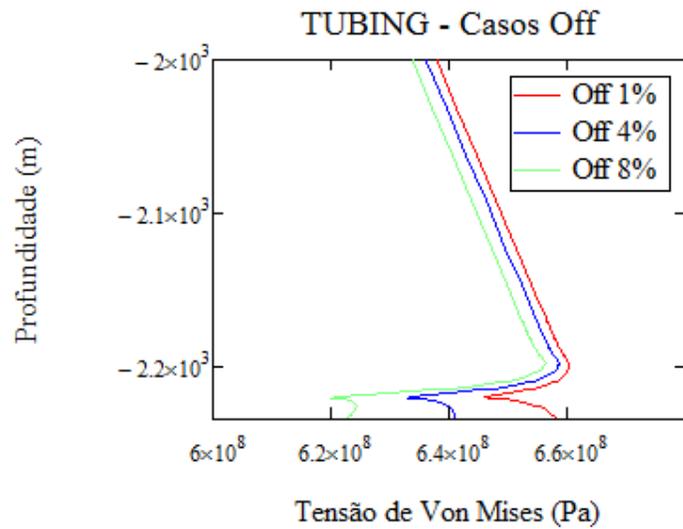


Figura 61 – Ampliação das tensões de Von Mises no fundo do *Tubing*, para os casos *Off*

Nos casos *Off*, onde o *offset* estático da plataforma é variado, um aumento significativo nas tensões pode ser visto na região do enrijecedor no *casing*, mas as tensões no *tubing* praticamente não são alteradas. Já era previsto que com o aumento do deslocamento lateral estático da plataforma, maiores curvaturas seriam geradas na base do *riser*, e como o enrijecedor do *casing* tem maior inércia à flexão, tende a absorver mais os esforços internos gerados. É exatamente esta a razão de sua utilização, diminuir as curvaturas que seriam geradas sem ele e proporcionar uma transição de tensões mais suave. O *tubing*, em contrapartida, não é sensível a esse deslocamento lateral da plataforma, uma vez que suas tensões permanecem quase que inalteradas.

As maiores tensões encontradas no *tubing* e no *casing*, para qualquer caso analisado, ocorrem região do enrijecedor, e seus valores podem ser visualizados no gráfico da Figura 62. O mesmo recurso de normalização da abscissa dos gráficos anteriores, mostrados no estudo da estabilidade da resposta, foi utilizado também neste que segue, onde mostra a sensibilidade das máximas tensões desenvolvidas de acordo com o conjunto de casos simulados.

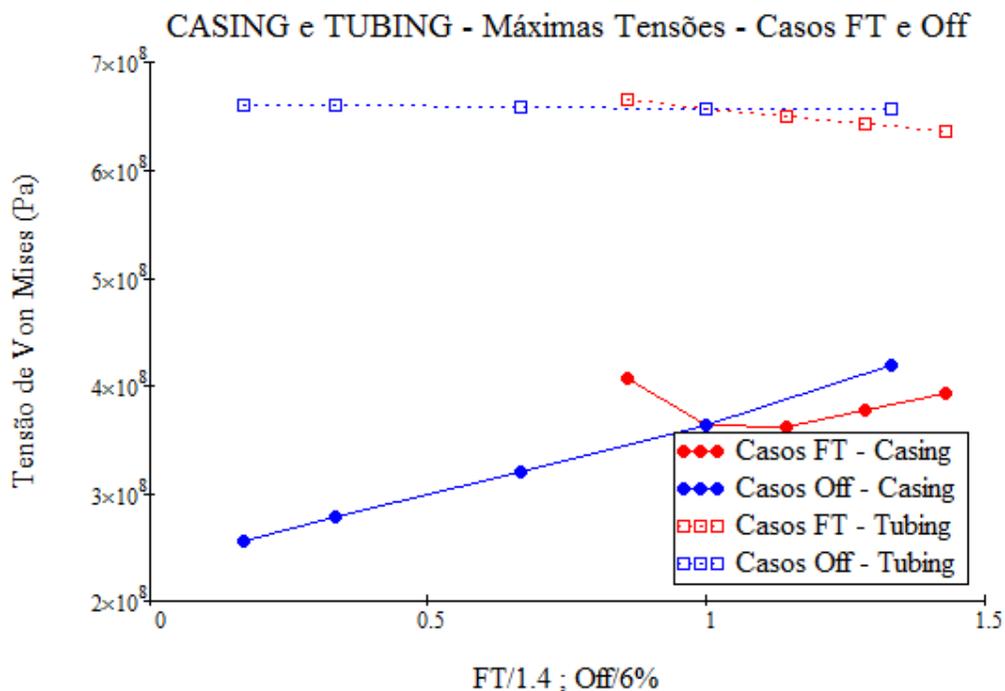


Figura 62 – Comparativo das máximas tensões de Von Mises no *Casing* e no *Tubing*, para os casos FT e *Off* segundo API RP 2 RD (1998)

No *casing*, para os casos FT, existe um valor de tração que minimiza sua tensão máxima, e que a partir deste valor as tensões tendem a aumentar. Nesta situação, o fator de 1.6 aplicado ao *riser* foi o responsável pela menor tensão máxima desenvolvida, representando 12,5% de diferença com relação à maior (caso FT 1.2). Nos casos *Off* a tensão máxima aumenta com o aumento do *offset*, o que era esperado, conforme já explicado anteriormente, sendo seu crescimento praticamente linear.

No *tubing*, o comportamento das curvas também é linear para ambos os casos. Nos casos FT, com o aumento da tração sua tensão máxima diminui, e nos casos *Off* há uma certa diminuição também, porém pouco acentuada, representando sua falta de sensibilidade com a variação do *offset*. O comportamento destas curvas pode ser entendido conforme as explicações dadas para os gráficos de evolução das tensões.

Para todos os casos estudados, o *tubing* e o *casing* atenderam aos critérios de tensões máximas adotados para o estudo, conforme estabelecido em API RP 2 RD (1998) e reproduzido na Figura 63, tendo como limite os valores de 758 MPa e 655 MPa, respectivamente.

5.2.4 Allowable Stress in Plain Pipe

5.2.4.1 For plain round pipe, where transverse shear and torsion are negligible, the three principal stress components of primary membrane stress (average stress across pipe wall) are σ_{pr} , $\sigma_{p\theta}$, and σ_{pz} , where r , θ , and z refer to radial, hoop, and axial stresses. Thus,

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{pr} - \sigma_{p\theta})^2 + (\sigma_{p\theta} - \sigma_{pz})^2 + (\sigma_{pz} - \sigma_{pr})^2} \leq C_f \sigma_a \quad (5)$$

5.2.4.2 Moreover, for a thick walled pipe,

$$\sigma_{pr} = \frac{(P_o D_o + P_i D_i)}{D_o + D_i} \quad (6)$$

$$\sigma_{p\theta} = (P_i - P_o) \frac{D_o}{2t} - P_i \quad (7)$$

$$\sigma_{pz} = \frac{T}{A} \pm \frac{M}{2I} (D_o - t) \quad (8)$$

where

P_i = internal pressure.

P_o = external pressure.

D_o, D_i = outside, inside diameters.

t = pipe wall thickness.

$$A = \frac{\pi}{4} (D_o^2 - D_i^2).$$

T = true wall tension in pipe at section being analyzed.

M = global bending moment in pipe.

$$I = \text{moment of inertia} = \frac{\pi}{64} (D_o^4 - D_i^4).$$

Note that the criteria for $(\sigma_p + \sigma_b)_e$ and $(\sigma_p + \sigma_b + \sigma_q)_e$ are never controlling for this case.

Figura 63 – Critério adotado conforme API RP 2 RD (1998) para a análise de tensões

5.3 ANÁLISE DAS FREQUÊNCIAS NATURAIS

Uma planilha Mathcad (ANEXO A) foi elaborada com o objetivo de extrair as frequências naturais e os modos de vibração do *riser* em questão, e então comparar estes valores com os obtidos com o DEEPLINES.

No sentido de simplificar o problema, o trecho de *riser* modelado acima do ponto de tracionamento foi excluído e a malha de elementos finitos foi reduzida, devido a problemas de convergência do Mathcad quando se considera um grande número de elementos nos cálculos. O enrijecedor foi mantido com os mesmos 15 elementos, e o trecho compreendido entre o tracionador e o enrijecedor (2198 metros) foi dividido em 40 elementos. Os resultados obtidos, tanto com a planilha Mathcad quanto com o DEEPLINES, podem ser observados nas Figuras 64 a 68.

Frequências naturais (rad/s):		Períodos naturais (s):		Frequências naturais (Hz):	
	1		1		1
1	0.121	1	51.93727	1	0.01925
2	0.243	2	25.89652	2	0.03862
3	0.364	3	17.26719	3	0.05791
4	0.485	4	12.96195	4	0.07715
5	0.605	5	10.38343	5	0.09631
6	0.725	6	8.6677	6	0.11537
7	0.844	7	7.44487	7	0.13432
8	0.962	8	6.53009	8	0.15314
9	1.079	9	5.82072	9	0.1718
10	1.196	10	5.25518	10	0.19029
11	...	11	...	11	...

Figura 64 – Planilha Mathcad – Períodos e frequências naturais

Modos de vibração normalizados em relação à massa:

	1	2	3	4	5
1	$-1.044 \cdot 10^{-7}$	$2.079 \cdot 10^{-7}$	$3.099 \cdot 10^{-7}$	$-4.097 \cdot 10^{-7}$	$-5.066 \cdot 10^{-7}$
2	0	0	0	0	0
3	$2.059 \cdot 10^{-7}$	$-4.099 \cdot 10^{-7}$	$-6.111 \cdot 10^{-7}$	$8.078 \cdot 10^{-7}$	$9.99 \cdot 10^{-7}$
4	$-4.141 \cdot 10^{-7}$	$8.245 \cdot 10^{-7}$	$1.229 \cdot 10^{-6}$	$-1.625 \cdot 10^{-6}$	$-2.009 \cdot 10^{-6}$
5	0	0	0	0	0
6	$4.105 \cdot 10^{-7}$	$-8.172 \cdot 10^{-7}$	$-1.218 \cdot 10^{-6}$	$1.611 \cdot 10^{-6}$	$1.991 \cdot 10^{-6}$
7	$-9.278 \cdot 10^{-7}$	$1.847 \cdot 10^{-6}$	$2.753 \cdot 10^{-6}$	$-3.64 \cdot 10^{-6}$	$-4.501 \cdot 10^{-6}$
8	0	0	0	0	0
9	$6.137 \cdot 10^{-7}$	$-1.222 \cdot 10^{-6}$	$-1.821 \cdot 10^{-6}$	$2.408 \cdot 10^{-6}$	$2.977 \cdot 10^{-6}$
10	$-1.644 \cdot 10^{-6}$	$3.273 \cdot 10^{-6}$	$4.879 \cdot 10^{-6}$	$-6.45 \cdot 10^{-6}$	$-7.975 \cdot 10^{-6}$
11	0	0	0	0	0
12	$8.155 \cdot 10^{-7}$	$-1.623 \cdot 10^{-6}$	$-2.42 \cdot 10^{-6}$	$3.199 \cdot 10^{-6}$	$3.955 \cdot 10^{-6}$
13	$-2.561 \cdot 10^{-6}$	$5.099 \cdot 10^{-6}$	$7.6 \cdot 10^{-6}$	$-1.005 \cdot 10^{-5}$	$-1.242 \cdot 10^{-5}$
14	0	0	0	0	0
15	$1.016 \cdot 10^{-6}$	$-2.022 \cdot 10^{-6}$	$-3.014 \cdot 10^{-6}$	$3.984 \cdot 10^{-6}$	$4.926 \cdot 10^{-6}$
16	$-3.678 \cdot 10^{-6}$	$7.322 \cdot 10^{-6}$	$1.091 \cdot 10^{-5}$	$-1.443 \cdot 10^{-5}$...

Figura 65 – Planilha Mathcad – Modos de vibração

Verificação quanto a ortogonalidade:

$$\Phi^T \cdot \text{Massa_escolhido} \cdot \Phi =$$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	-0	-0	0	0	0	-0	-0	-0	-0
2	-0	1	0	-0	-0	-0	0	0	0	0
3	-0	0	1	-0	-0	0	-0	0	-0	-0
4	0	-0	-0	1	-0	-0	0	0	0	0
5	0	-0	-0	-0	1	-0	0	0	0	0
6	0	-0	0	-0	-0	1	0	0	0	0
7	-0	0	-0	0	0	0	1	-0	-0	0
8	-0	0	0	0	0	0	-0	1	0	-0
9	-0	0	-0	0	0	0	-0	0	1	-0
10	-0	0	-0	0	0	0	0	-0	-0	1
11	-0	0	-0	0	0	0	-0	-0	-0	-0
12	0	-0	0	-0	-0	-0	0	0	0	-0
13	0	-0	0	-0	-0	-0	0	0	0	0
14	-0	0	-0	0	0	0	-0	-0	-0	-0
15	-0	0	-0	0	0	0	-0	-0	-0	-0
16	0	-0	0	-0	-0	-0	0	0	0	...

Figura 66 – Planilha Mathcad – Verificação quanto à ortogonalidade – Matriz de massa

Verificação quanto a ortogonalidade:

	1	2	3	4
1	0.0146	-0	-0	0
2	-0	0.0589	0	-0
3	-0	0	0.1324	-0
4	0	-0	-0	0.235
5	0	-0	-0	0
6	0	-0	-0	0
7	-0	0	0	-0
8	-0	0	0	-0
9	-0	0	0	-0
10	-0	0	0	-0
11	-0	0	0	-0
12	0	-0	-0	0
13	0	-0	-0	-0
14	-0	0	0	0
15	-0	0	0	0
16	0	-0	0	...

$\Phi^T \cdot K_{\text{escolhido}} \cdot \Phi =$

Figura 67 – Planilha Mathcad – Verificação quanto à ortogonalidade – Matriz de rigidez

Convergence after 598 iterations - errmax = 0.24384D-10
 Looking for the greatest 20 eigenperiod(s)

Mode number	Eigenvalue	Frequency (Hz)	Period (s)
1	0.01460	0.01923	51.99802
2	0.01460	0.01923	51.99778
3	0.05891	0.03863	25.88683
4	0.05891	0.03863	25.88671
5	0.13314	0.05807	17.21989
6	0.13314	0.05807	17.21982
7	0.23783	0.07762	12.88399
8	0.23783	0.07762	12.88393
9	0.37376	0.09730	10.27743
10	0.37376	0.09730	10.27738
11	0.54195	0.11717	8.53495
12	0.54195	0.11717	8.53491
13	0.74365	0.13725	7.28609
14	0.74366	0.13725	7.28605
15	0.98039	0.15759	6.34572
16	0.98040	0.15759	6.34569
17	1.25393	0.17822	5.61104
18	1.25394	0.17822	5.61101
19	1.56634	0.19919	5.02038
20	1.56635	0.19919	5.02036

Figura 68 – Resultados DEEPLINES – Períodos e frequências naturais

Os resultados obtidos com a planilha Mathcad compararam-se satisfatoriamente com os extraídos do DEEPLINES. Os primeiros períodos naturais são idênticos até a primeira casa decimal, e depois se diferenciam nesta mesma casa devido a considerações expostas a seguir. Cada programa de computador tem suas peculiaridades e considerações nos cálculos elaborados. A resolução deste problema apresentado leva em conta a não-linearidade apresentada pela tração imposta ao *riser*, fazendo-se valer da utilização da matriz de rigidez geométrica. Esta matriz depende diretamente do valor das trações em cada elemento, sendo assim de fundamental importância que estes sejam exatamente os mesmos calculados na planilha e no programa, pois os resultados são bastante sensíveis a pequenas divergências de seus valores. O objeto de tracionamento utilizado no programa apresenta certa rigidez à rotação promovida pelos cabos

tracionados, sendo esse valor não contabilizado nos cálculos da planilha Mathcad. Outra causa provável da diferença nos resultados pode ser em relação à matriz de massa e a matriz de massa adicionada consideradas. Há certas divergências no que se refere à consideração da massa rotacional nestas matrizes. A contribuição do cisalhamento na matriz de rigidez também altera os resultados sensivelmente.

Os resultados obtidos com a planilha Mathcad também podem ser verificados através da avaliação de uma propriedade muito importante que os modos de vibração apresentam. Segundo LIMA *et al.* (2008), esta propriedade, chamada de ortogonalidade dos modos de vibração, é a base do método da superposição modal, um dos mais utilizados métodos de solução de problemas dinâmicos. Tanto a Figura 66 quanto a Figura 67 apresentam matrizes diagonais, sendo que a diagonal da Figura 67 é composta pelos autovalores obtidos, onde também podem ser comparados com os obtidos pelo DEEPLINES, mostrados na Figura 68. Os resultados, novamente, apresentam boas concordâncias em seus valores.

6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES

A partir do estudo realizado, algumas conclusões podem ser obtidas mediante os resultados apresentados e analisados anteriormente.

A recomendação do tempo de simulação a ser adotado nas análises dinâmicas (cinco vezes o período de onda) poderia ser seguida sem maiores prejuízos nos resultados obtidos. É importante, no entanto, que tempos adotados menores que estes sejam analisados cuidadosamente, uma vez que se faz necessária a dissipação da fase transiente da resposta para se obter resultados mais realistas. Na verdade, cada caso é um caso, ou seja, considerando um sistema com uma dinâmica diferente da apresentada, talvez os erros gerados fossem significativos com a hipótese do tempo de simulação considerada. O comportamento dinâmico do sistema de cada projeto é diferente, sendo necessária a avaliação da hipótese de tempo adotada nas análises.

A escolha de um fator de tração (FT) configura-se como um ponto a ser reavaliado quando não for atendido o critério de projeto, estabelecido para o *casing*, por norma adotada. A utilização de um fator de tração ideal se apresenta como uma opção na tentativa de minimizar a tensão máxima obtida no *casing*. *Offsets* irreais adotados para as diferentes condições de análise podem hiper-dimensionar o enrijecedor, havendo, então, a necessidade de sua obtenção através de análises realizadas por programas específicos, que fornecerão a deriva da plataforma estudada para cada tipo de situação enfrentada pela mesma.

O *tubing* merece grande atenção e cuidado, por transportar o fluido de exploração e por apresentar as maiores tensões em todo o comprimento do *riser*. Pode ser necessária a utilização de aços que nem mesmo sejam fabricados no Brasil, assim como o adotado neste trabalho. Ele não é sensível quanto à variação de *offsets*. Com a análise de dois casos, variando-se apenas o fator de tração, poder-se-ia construir uma reta de tensões máximas no *tubing*, funcionando como suporte na escolha do FT ideal.

Com a elaboração da planilha Mathcad para realizar os mesmos cálculos do DEEPLINES, melhora-se a compreensão do programa comercial. A linha de raciocínio, as considerações feitas e os métodos de análises utilizados mostram a importância de o engenheiro saber quais as limitações do programa. Senso crítico e análise da

consistência dos resultados são fundamentais na avaliação da resposta que um programa comercial nos fornece.

Sugestão para trabalhos futuros:

- Realizar análises de fadiga provocadas por VIV (*Vortex Induced Vibration*) com os dados das frequências e modos de vibração obtidos, verificando a necessidade ou não da utilização de supressores de vórtices.
- Verificar o *riser* em questão quanto à sua ruptura e colapso. Pode-se, também, verificar o limite de tensão aceitável por outras normas como DNV ou ABS, comparando os resultados obtidos e avaliando seu conservadorismo.
- Realizar análises dinâmicas no domínio da frequência e comparar os resultados com os obtidos neste trabalho.
- Avaliar a viabilidade de utilização de *casing* duplo, apontando vantagens e desvantagens em relação ao *riser* proposto neste trabalho.
- Propor uma maneira de análise do TTR sem que sejam levados em conta propriedades equivalentes.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

2HOFFSHORE. Disponível em: <http://www.2hoffshore.com>. Acesso em: 23 fev. 2011, 09:00:30.

ALVES, L.S., *Efeitos Térmicos Transientes e Walking em Dutos Submarinos*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2009.

ALVES, L.H.M., MOURELLE, M.M, GOULART, R.O, et al., “TLP – A dry tree solution for pre-salt in Santos basin”, *International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*, 20656, Shanghai, China, Junho 2010.

ANFLEX, *Manual de Utilização*, Petrobras, Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello, SUPEN, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1996.

API RP 2A, *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design*, American Petroleum Institute, Junho, 2000.

API RP 2RD, *Design of Risers for Floating Production Systems (FPSs) and Tension-Leg Platforms (TLPs)*, American Petroleum Institute, Junho, 1998.

CHAKRABARTI, S. K., *Hydrodynamics of Offshore Structures*, 1 ed. Amsterdam, Elsevier, 2005.

CHEDZOY, C., LIM, F., “Design challenges of deepwater dry tree riser systems for different vessel types”, *International Society of Offshore and Polar Engineers*, 2003-JSC-335, Honolulu, Maio, 2003.

COELHO, G.C.L, “Manual do sistema Dynasim Versão 1.4 – Análise Dinâmica de Sistemas Ancorados”. Disponível em: <http://www.tecgraf.puc-rio.br/~lula/manual/dynasim.pdf> . Acesso em: 07 jun. 2011, 17:35:30.

DNV-OS-F101, *Submarine Pipeline Systems*, DNV - DET NORSKE VERITAS, Outubro, 2007.

DNV-OS-F201, *Dynamic Risers*, DNV - DET NORSKE VERITAS, Janeiro, 2001.

ELLWANGER, G.B., “Tecnologias de Exploração de Petróleo com Ênfase em Fundações Offshore - Módulo 7”, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Julho, 2007.

FROUFE, L.M., *Análise Comparativa de Critérios de Dimensionamento de Risers Rígidos*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006.

GRAVINA, C.E. “Instalações de Produção”, Disponível em: http://www.ceunes.ufes.br/downloads/2/erikagravina-Aula1_Inst_Prod.ppt. Acesso em: 20 jan. 2011, 15:00:30.

GUIGON, B., “Deeplines – Basics”, Curso básico de DEEPLINES, TECHNIP, Janeiro, 2011.

HARRISON, R.I., HELLE, Y., “Understanding the response of pipe-in-pipe deepwater riser systems”, *International Society of Offshore and Polar Engineers*, ISSN 1098-6189, Lisboa, Portugal, Julho, 2007.

INTERLANDI, C., *Análise de Estabilidade Global de um Duto Rígido Submarino: Comparação entre Métodos Analítico e Numérico*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2008.

KYRIAKIDES, E., CORONA, E., *Mechanics of Offshore Pipelines – Vol.1 Buckling and Collapse*, 1 ed., Oxford, UK, Elsevier, 2007.

LIMA, A.J., *Análise de Dutos Submarinos Sujeitos a Vibrações Induzidas por Vórtices*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007.

LIMA, A.L., *Avaliação de Metodologias de Análise de Unidades Estacionárias de Produção de Petróleo Offshore*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006.

LIMA, S.S., SANTOS, S.H.C., *Análise Dinâmica das Estruturas*, 1 ed., Rio de Janeiro, RJ, Editora CIÊNCIA MODERNA, 2009.

MCS Kenny, "FLEXCOM". Disponível em: <http://www.mcskenny.com/mcskenny/software-solutions/flexcom.html>. Acesso em: 07 jun. 2011, 17:45:30.

OFFSHORE MAGAZINE, Nº. 70, Issue 2, Fevereiro, 2010.

OFFSHORE MAGAZINE, Nº. 70, Issue 11, Novembro, 2010.

ORCINA Ltd., "ORCAFLEX Manual – Version 9.4a", Disponível em: <http://www.orcina.com/SoftwareProducts/OrcaFlex/Documentation/OrcaFlex.pdf>. Acesso em: 07 jun. 2011, 17:40:30.

PETRO & QUÍMICA, Revista. Disponível em: http://www.petroequimica.com.br/edicoes/ed_252/ed_252b.html. Acesso em: 24 jun. 2011, 13:40:30.

PINHO, A. L. S., *Redução de Tensões em Risers Rígidos de Plataformas TLP*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2001.

PRINCIPIA, IFP, "DeepLines 4.4 – Theory Manual", França, Outubro, 2009

RIBEIRO, E. J. B., *Análise Global do Riser Rígido Vertical de Produção em Plataformas Spar Buoy*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1999.

SANTOS, C. M. P. M., *Análise de Risers e Linhas de Ancoragem*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1998.

SILVA, L.F.T., *Análise Determinística Tridimensional de Risers no Domínio da Frequência*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007.

SILVA, V.R.M., “Análise de Tensões – *Tubing e Casing*”, Planilha Mathcad, Junho, 2011

TECHNIP. Disponível em: <http://www.technip.com/en/media-center/brochures#5>. Acessado em: 23 jun. 2011, 16:55.

TLP DESIGN, *Technology seminar, American Society of Mechanical Engineers, OMAE and Petroleum Divisions*, American Society of Mechanical Engineers, OMAE and Petroleum Divisions, Houston, 1992.

THOMAS, D.W., HATTON, S., “Design and optimization of top tension risers for ultra deep water”, *Floating Production Systems Conference*, Londres, Novembro 2004.

TPN, “Tanque de Provas Numérico”, Disponível em: <http://tpn.usp.br/site/projetos/monobr.html>. Acesso em: 15 fev. 2011, 13:00:30.

WAMIT, “WAMIT – User Manual”. Disponível em: <http://www.wamit.com/manual6.4/Preface.pdf>. Acesso em: 07 jun. 2011, 17:30:30.

ANEXO A – PLANILHA MATHCAD DE ANÁLISE DAS FREQUÊNCIAS E DOS MODOS DE VIBRAÇÃO DO TTR



Universidade Federal do Rio de Janeiro

Departamento de Mecânica Aplicada e Estruturas
Engenharia Civil

Projeto Final

Aluno: Vinícius Ribeiro Machado da Silva
DRE:105058295

ANÁLISE DAS FREQUÊNCIAS E MODOS DE VIBRAÇÃO DO TTR

Unidades utilizadas: N e metro



ESCOLHER A MATRIZ DE MASSA: (1) Contínua, (2) Discreta

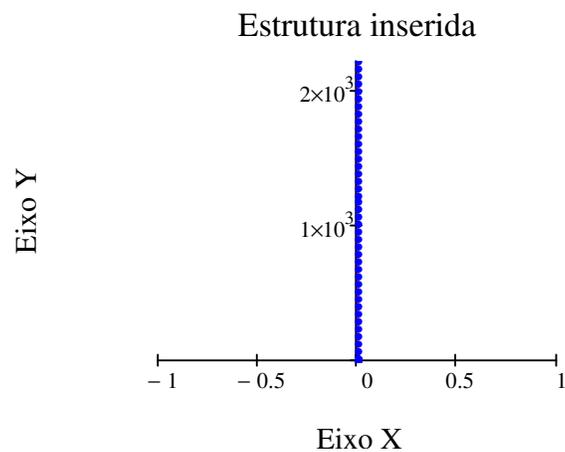
matriz_de_massa := 2

INSERIR MATRIZ DE MASSA ADICIONADA: (1) Sim, (2) Não

massa_adicionada := 1

INSERIR MATRIZ DE RIGIDEZ GEOMÉTRICA: (1) Sim, (2) Não

rigidez_geometrica := 1



Principais matrizes utilizadas no programa:

Matriz de rigidez do elemento de barra

$$k_{e(i)} := \begin{bmatrix} \frac{E \cdot A_1}{L(i)} & 0 & 0 & -\frac{E \cdot A_1}{L(i)} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{12E \cdot I_1}{(L(i))^3} & \frac{6 \cdot E \cdot I_1}{(L(i))^2} & 0 & -\frac{12E \cdot I_1}{(L(i))^3} & \frac{6 \cdot E \cdot I_1}{(L(i))^2} \\ 0 & \frac{6 \cdot E \cdot I_1}{(L(i))^2} & \frac{4 \cdot E \cdot I_1}{L(i)} & 0 & -\frac{6 \cdot E \cdot I_1}{(L(i))^2} & \frac{2 \cdot E \cdot I_1}{L(i)} \\ -\frac{E \cdot A_1}{L(i)} & 0 & 0 & \frac{E \cdot A_1}{L(i)} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{12E \cdot I_1}{(L(i))^3} & -\frac{6 \cdot E \cdot I_1}{(L(i))^2} & 0 & \frac{12E \cdot I_1}{(L(i))^3} & -\frac{6 \cdot E \cdot I_1}{(L(i))^2} \\ 0 & \frac{6 \cdot E \cdot I_1}{(L(i))^2} & \frac{2 \cdot E \cdot I_1}{L(i)} & 0 & -\frac{6 \cdot E \cdot I_1}{(L(i))^2} & \frac{4 \cdot E \cdot I_1}{L(i)} \end{bmatrix}$$

Matriz de massa discreta

$$m_{2(i)} := \begin{bmatrix} \frac{m_1 \cdot L(i)}{2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{m_1 \cdot L(i)}{2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{m_1 \cdot L(i)^3}{24} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{m_1 \cdot L(i)}{2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{m_1 \cdot L(i)}{2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{m_1 \cdot L(i)^3}{24} \end{bmatrix}$$

Matriz de massa adicionada

$$ma(i) := m_{add,i} \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{L(i)}{2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{L(i)}{2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Matriz de rigidez geométrica:

$$kg(i) := N_i \cdot \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{36}{30 \cdot L(i)} & \frac{1}{10} & 0 & -\frac{36}{30 \cdot L(i)} & \frac{1}{10} \\ 0 & \frac{1}{10} & \frac{4 \cdot L(i)}{30} & 0 & \frac{-1}{10} & \frac{-L(i)}{30} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{36}{30 \cdot L(i)} & \frac{-1}{10} & 0 & \frac{36}{30 \cdot L(i)} & \frac{-1}{10} \\ 0 & \frac{1}{10} & \frac{-L(i)}{30} & 0 & \frac{-1}{10} & \frac{4 \cdot L(i)}{30} \end{pmatrix}$$



Frequências naturais (rad/s):

Períodos naturais (s):

Frequências naturais (Hz):

w =

	1
1	0.121
2	0.243
3	0.364
4	0.485
5	0.605
6	0.725
7	0.844
8	0.962
9	1.079
10	1.196
11	1.311
12	1.424
13	1.536
14	1.647
15	1.755
16	...

T =

	1
1	51.93727
2	25.89652
3	17.26719
4	12.96195
5	10.38343
6	8.6677
7	7.44487
8	6.53009
9	5.82072
10	5.25518
11	4.7943
12	4.41198
13	4.09016
14	3.81595
15	3.57989
16	...

freq =

	1
1	0.01925
2	0.03862
3	0.05791
4	0.07715
5	0.09631
6	0.11537
7	0.13432
8	0.15314
9	0.1718
10	0.19029
11	0.20858
12	0.22666
13	0.24449
14	0.26206
15	0.27934
16	...



Modos de vibração:

modo =

	1	2	3	4	5
1	$-5.891 \cdot 10^{-5}$	$1.093 \cdot 10^{-4}$	$1.58 \cdot 10^{-4}$	$-2.084 \cdot 10^{-4}$	$-2.533 \cdot 10^{-4}$
2	0	0	0	0	0
3	$1.162 \cdot 10^{-4}$	$-2.156 \cdot 10^{-4}$	$-3.115 \cdot 10^{-4}$	$4.109 \cdot 10^{-4}$	$4.995 \cdot 10^{-4}$
4	$-2.336 \cdot 10^{-4}$	$4.335 \cdot 10^{-4}$	$6.265 \cdot 10^{-4}$	$-8.265 \cdot 10^{-4}$	$-1.005 \cdot 10^{-3}$
5	0	0	0	0	0
6	$2.316 \cdot 10^{-4}$	$-4.297 \cdot 10^{-4}$	$-6.211 \cdot 10^{-4}$	$8.192 \cdot 10^{-4}$	$9.957 \cdot 10^{-4}$
7	$-5.234 \cdot 10^{-4}$	$9.712 \cdot 10^{-4}$	$1.404 \cdot 10^{-3}$	$-1.852 \cdot 10^{-3}$	$-2.25 \cdot 10^{-3}$
8	0	0	0	0	0
9	$3.462 \cdot 10^{-4}$	$-6.425 \cdot 10^{-4}$	$-9.285 \cdot 10^{-4}$	$1.225 \cdot 10^{-3}$	$1.489 \cdot 10^{-3}$
10	$-9.275 \cdot 10^{-4}$	$1.721 \cdot 10^{-3}$	$2.487 \cdot 10^{-3}$	$-3.281 \cdot 10^{-3}$	$-3.988 \cdot 10^{-3}$
11	0	0	0	0	0
12	$4.601 \cdot 10^{-4}$	$-8.536 \cdot 10^{-4}$	$-1.234 \cdot 10^{-3}$	$1.627 \cdot 10^{-3}$	$1.978 \cdot 10^{-3}$
13	$-1.445 \cdot 10^{-3}$	$2.681 \cdot 10^{-3}$	$3.875 \cdot 10^{-3}$	$-5.111 \cdot 10^{-3}$	$-6.212 \cdot 10^{-3}$
14	0	0	0	0	0
15	$5.73 \cdot 10^{-4}$	$-1.063 \cdot 10^{-3}$	$-1.537 \cdot 10^{-3}$	$2.027 \cdot 10^{-3}$	$2.463 \cdot 10^{-3}$
16	$-2.075 \cdot 10^{-3}$	$3.85 \cdot 10^{-3}$	$5.564 \cdot 10^{-3}$	$-7.339 \cdot 10^{-3}$...

Modos de vibração normalizados em relação à massa:

	1	2	3	4	5
1	$-1.044 \cdot 10^{-7}$	$2.079 \cdot 10^{-7}$	$3.099 \cdot 10^{-7}$	$-4.097 \cdot 10^{-7}$	$-5.066 \cdot 10^{-7}$
2	0	0	0	0	0
3	$2.059 \cdot 10^{-7}$	$-4.099 \cdot 10^{-7}$	$-6.111 \cdot 10^{-7}$	$8.078 \cdot 10^{-7}$	$9.99 \cdot 10^{-7}$
4	$-4.141 \cdot 10^{-7}$	$8.245 \cdot 10^{-7}$	$1.229 \cdot 10^{-6}$	$-1.625 \cdot 10^{-6}$	$-2.009 \cdot 10^{-6}$
5	0	0	0	0	0
6	$4.105 \cdot 10^{-7}$	$-8.172 \cdot 10^{-7}$	$-1.218 \cdot 10^{-6}$	$1.611 \cdot 10^{-6}$	$1.991 \cdot 10^{-6}$
7	$-9.278 \cdot 10^{-7}$	$1.847 \cdot 10^{-6}$	$2.753 \cdot 10^{-6}$	$-3.64 \cdot 10^{-6}$	$-4.501 \cdot 10^{-6}$
8	0	0	0	0	0
9	$6.137 \cdot 10^{-7}$	$-1.222 \cdot 10^{-6}$	$-1.821 \cdot 10^{-6}$	$2.408 \cdot 10^{-6}$	$2.977 \cdot 10^{-6}$
10	$-1.644 \cdot 10^{-6}$	$3.273 \cdot 10^{-6}$	$4.879 \cdot 10^{-6}$	$-6.45 \cdot 10^{-6}$	$-7.975 \cdot 10^{-6}$
11	0	0	0	0	0
12	$8.155 \cdot 10^{-7}$	$-1.623 \cdot 10^{-6}$	$-2.42 \cdot 10^{-6}$	$3.199 \cdot 10^{-6}$	$3.955 \cdot 10^{-6}$
13	$-2.561 \cdot 10^{-6}$	$5.099 \cdot 10^{-6}$	$7.6 \cdot 10^{-6}$	$-1.005 \cdot 10^{-5}$	$-1.242 \cdot 10^{-5}$
14	0	0	0	0	0
15	$1.016 \cdot 10^{-6}$	$-2.022 \cdot 10^{-6}$	$-3.014 \cdot 10^{-6}$	$3.984 \cdot 10^{-6}$	$4.926 \cdot 10^{-6}$
16	$-3.678 \cdot 10^{-6}$	$7.322 \cdot 10^{-6}$	$1.091 \cdot 10^{-5}$	$-1.443 \cdot 10^{-5}$...

$\Phi =$

Verificação quanto a ortogonalidade:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	-0	-0	0	0	0	-0	-0	-0	-0
2	-0	1	0	-0	-0	-0	0	0	0	0
3	-0	0	1	-0	-0	0	-0	0	-0	-0
4	0	-0	-0	1	-0	-0	0	0	0	0
5	0	-0	-0	-0	1	-0	0	0	0	0
6	0	-0	0	-0	-0	1	0	0	0	0
7	-0	0	-0	0	0	0	1	-0	-0	0
8	-0	0	0	0	0	0	-0	1	0	-0
9	-0	0	-0	0	0	0	-0	0	1	-0
10	-0	0	-0	0	0	0	0	-0	-0	1
11	-0	0	-0	0	0	0	-0	-0	-0	-0
12	0	-0	0	-0	-0	-0	0	0	0	-0
13	0	-0	0	-0	-0	-0	0	0	0	0
14	-0	0	-0	0	0	0	-0	-0	-0	-0
15	-0	0	-0	0	0	0	-0	-0	-0	-0
16	0	-0	0	-0	-0	-0	0	0	0	...

$\Phi^T \cdot \text{Massa_escolhido} \cdot \Phi =$

Verificação quanto a ortogonalidade:

	1	2	3	4
1	0.0146	-0	-0	0
2	-0	0.0589	0	-0
3	-0	0	0.1324	-0
4	0	-0	-0	0.235
5	0	-0	-0	0
6	0	-0	-0	0
7	-0	0	0	-0
8	-0	0	0	-0
9	-0	0	0	-0
10	-0	0	0	-0
11	-0	0	0	-0
12	0	-0	-0	0
13	0	-0	-0	-0
14	-0	0	0	0
15	-0	0	0	0
16	0	-0	0	...

$$\Phi^T \cdot K_{\text{escolhido}} \cdot \Phi =$$