



ANÁLISE DE INSTALAÇÃO DE *RISERS LAZY WAVE* EM ÁGUAS
ULTRAPROFUNDAS

Filipe de Oliveira Orlando

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientador: Fabrício Nogueira Corrêa

Rio de Janeiro

Março de 2019

ANÁLISE DE INSTALAÇÃO DE *RISERS LAZY WAVE* EM ÁGUAS
ULTRAPROFUNDAS

Filipe de Oliveira Orlando

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:

Prof. Fabrício Nogueira Corrêa, D.Sc.

Prof. Breno Pinheiro Jacob, D.Sc.

Prof. Mauro Henrique Alves de Lima Junior, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2019

Orlando, Filipe de Oliveira

Análise de Instalação de *Risers Lazy Wave* em Águas Ultraprofundas / Filipe de Oliveira Orlando. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019

XIII, 75 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Fabrício Nogueira Corrêa

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 73-75.

1. Análises de Instalação. 2. Dutos Flexíveis. 3. *Lazy Wave*. I. Corrêa, Fabrício Nogueira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

*Esta dissertação é dedicada
à minha família.*

AGRADECIMENTOS

À minha família pelo suporte e incentivo.

Ao Prof. Fabricio Nogueira Corrêa pela valiosa orientação e companheirismo.

À minha namorada pela compreensão nos momentos de ausência.

Aos colegas de Subsea 7 pela colaboração para que isso se tornasse realidade.

Aos colegas de mestrado, que foram fundamentais para a conclusão dessa etapa.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE DE INSTALAÇÃO DE *RISERS LAZY WAVE* EM ÁGUAS
ULTRAPROFUNDAS

Filipe de Oliveira Orlando

Março/2019

Orientador: Fabrício Nogueira Corrêa

Programa: Engenharia Civil

Este trabalho apresenta o estudo de instalação de dutos flexíveis instalados em águas ultraprofundas. Neste contexto, é apresentado a configuração *Lazy Wave*, que é uma configuração de *Riser* eficiente de dutos flexíveis para águas profundas.

Serão realizadas avaliações numéricas com objetivo de descrever como é realizada a análise de instalação de dutos flexíveis, onde será utilizado o software ORCAFLEX com pretensão de analisar os passos críticos e as condições da análise durante a instalação de dutos flexíveis em grandes profundidades garantindo uma janela de instalação favorável para instalação, mostrando os principais pontos a serem levados em consideração para o sucesso da operação.

Serão apresentados estudos para diferentes passos da instalação, considerando a incidência de ondas em diferentes direções, alturas e períodos também, de maneira a apresentar a metodologia de instalação apresentando a metodologia estudada.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

INSTALLATION ANALYSIS OF A *LAZY WAVE* RISER
IN ULTRA DEEP WATERS

Filipe de Oliveira Orlando

March/2019

Advisor: Fabrício Nogueira Corrêa

Department: Civil Engineering

This work presents the study of the flexible pipeline installation in ultra deep waters. In this context, the Lazy Wave configuration methodology is presented, which is an efficient configuration of flexible pipelines for deep waters.

Numerical analyses will be carried out in order how the flexible pipeline installation is realized, the ORCAFLEX software will be used for the model, with the aim of analysing the critical steps and boundary conditions will be presented, ensuring the installation window and showing the main steps to consider in the installation analysis for the success of the operation.

Studies will be presented for different installation steps, considering the incidence of waves in different directions, heights and periods as well, in order to present the installation methodology.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Contexto e Motivação	1
1.2 Objetivos	3
1.3 Estrutura do Texto	3
2. DUTOS SUBMARINOS	5
2.1 Introdução	5
2.2 Dutos submarinos	6
2.2.1 Dutos Rígidos	7
2.2.2 Dutos Flexíveis	8
2.2.3 Umbilicais.....	13
2.2.4 Rigidez a Flexão	14
2.2.5 Normas aplicáveis.....	16
2.3 Risers	17
3. DESCRIÇÃO DOS MÉTODOS DE INSTALAÇÃO.....	21
3.1 Introdução	21
3.2 Instalação Dutos Rígidos	21
3.3 Instalação Dutos Flexíveis	23
3.4 Equipamentos.....	28
3.4.1 Tracionadores	29
3.4.2 Guinchos.....	30
3.4.3 Guindastes	31
3.5 Principais Operações.....	33
3.5.1 Conexão Vertical Direta de 1ª Extremidade.....	33
3.5.2 Conexão Vertical Direta de 2ª Extremidade.....	35
3.5.3 Pull in / Pull Out	36
3.5.4 Conexão entre Dutos	39

4. METODOLOGIA DE ANÁLISE DE INSTALAÇÃO DE <i>LAZY WAVE</i>	40
4.1 Introdução	40
4.2 Carregamentos	41
4.2.1 Vento	41
4.2.2 Onda	42
4.2.3 Correntes Marítimas	43
4.3 Comportamento Dinâmico das Embarcações	44
4.4 Análise Acoplada e Desacoplada.....	47
4.4.1 Etapas da Análise.....	50
4.4.2 Conexão Entre Linha e Embarcação	51
4.4.3 Critério de aceitação	52
5. ESTUDO DE CASO.....	53
5.1 Introdução	53
5.2 Modelagem	53
5.2.1 Características da Embarcação	53
5.2.2 Visão geral do modelo.....	54
5.2.3 Condições Meteoceanográficas	56
5.2.4 Dinâmica das análises.....	57
5.3 Tabela de estado de mar limitantes.....	59
5.3.1 50% dos Flutuadores Instalados	59
5.3.2 100% dos Flutuadores Instalados	61
5.3.3 Formação da <i>Lazy Wave</i>	64
5.4 Aproamento da Embarcação.....	67
5.5 Discussões gerais	68
6. CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	71
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1-1 - Evolução da Produção de Petróleo no Mar do Norte - [1]	2
Figura 1.1-2 - Evolução das Profundidades de Exploração no Brasil - [2]	2
Figura 2.1-1 - Arranjo Submarino - [4]	6
Figura 2.2-1 – Duto Rígido com Revestimento - [6].....	8
Figura 2.2-2 - Duto Flexível Tipo <i>Bonded</i> - [7]	9
Figura 2.2-3 - Duto Flexível Tipo <i>Unbonded</i> - [8].....	9
Figura 2.2-4 – Seção Típica de um Duto Flexível - [10].....	10
Figura 2.2-5 – Seção Típica de um Duto Flexível [11].....	11
Figura 2.2-6 – Gaiola de Passarinho [12].....	12
Figura 2.2-7 –Umbilical - [3]	13
Figura 2.2-8 – Gráfico “Momento x Curvatura”	15
Figura 2.2-9 – Curva de histerese - [14].....	16
Figura 2.3-1 – Exemplo de um <i>Riser</i> - [15].....	18
Figura 2.3-2 – Exemplos de <i>Risers</i> Flexíveis - [3].....	19
Figura 3.2-1 – S-Lay - [16].....	21
Figura 3.2-2 – J-Lay - [16]	22
Figura 3.2-3 – Reel Lay – [17]	23
Figura 3.3-1 – Calha para Overboard - Fonte: Subsea 7	24
Figura 3.3-2 – Instalação pela Popa com Calha Rotativa- Fonte: Subsea 7	24
Figura 3.3-3 – Instalação pelo Costado com Torre - Fonte: Subsea 7.....	25
Figura 3.3-4 – PLSV com MoonPool - Fonte: Subsea 7	25
Figura 3.3-5 – Moon Pool – Esquemático – [18]	26
Figura 3.3-6 – Cesta de armazenamento – Esquemático - Fonte: SUT.....	26
Figura 3.3-7 – Cesta de armazenamento - Fonte: SUT	26
Figura 3.3-8 – Bobinas – Esquemático - Fonte: SUT.....	27
Figura 3.3-9 – Bobinas - Fonte: SUT	27
Figura 3.3-10 – Carretel - Esquemático Fonte: SUT.....	28
Figura 3.3-11 – Carretel – Fonte: SUT	28
Figura 3.4-1 – Tracionador – Fonte: Subsea 7	29
Figura 3.4-2 – Principais Componentes dos Tracionadores	30
Figura 3.4-3 – Guincho – [19].....	31
Figura 3.4-4 - Exemplo de Guindaste – [20].....	32

Figura 3.4-5 - Exemplo de Curva de Carga de Guindastes – [21].....	32
Figura 3.4-6 - Gráfico comparativo Com e Sem <i>Heave Compensator</i>	33
Figura 3.5-1 –Pré-acoplamento CVD 1ª ext.....	34
Figura 3.5-2 –Esquemático CVD 1ª ext.	35
Figura 3.5-3 –Pré-acoplamento CVD 2ª ext.....	36
Figura 3.5-4 - Extremidade saindo do PLSV com calha rotativa.....	37
Figura 3.5-5 - Esquemático Pull in 1ª ext.....	38
Figura 3.5-6 – Esquemático Pull in 2ª ext.	38
Figura 3.5-7 – Conexão entre Dutos.....	39
Figura 4.1-1 - Esquemático <i>Lazy Wave</i> na posição final.....	40
Figura 4.2-1 – Definição de Ondas – [24].....	42
Figura 4.3-1 – Movimentos da Embarcação - [27].....	44
Figura 4.3-2 – Exemplo de RAO – [29].....	45
Figura 4.3-4 – Navios operando em DP próximos a Plataforma – [29]	46
Figura 4.4-1 – Modelo Análise Acoplada – [31].....	47
Figura 4.4-2 - Modelo Análise Desacoplada - [31].....	48
Figura 4.4-3 – RAO PLSV Orcaflex	49
Figura 4.4-4 – Deslocamentos RAO Orcaflex.....	49
Figura 4.4-5 – Passos da Operação.....	50
Figura 4.4-6 – Conexão entre Linha e Embarcação	51
Figura 5.2-1 – Características do PLSV	54
Figura 5.2-2 – Incidência das Ondas	57
Figura 5.4-1 – Tensão de Topo x Hs 0° 50% dos flutuadores	67
Figura 5.4-2 – Tensão de Topo x Hs 90° 50% dos flutuadores	67
Figura 5.4-3 – Tensão de Topo Máxima – 50% dos flutuadores	68
Figura 5.5-1 – Gráfico Real 50% das bóias instaladas	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.2-1 – Rigidez a flexão para uma Linha Alagada	15
Tabela 5.2-1 – Características do PLSV.....	54
Tabela 5.2-2 - Estruturas Supostas para a Análise	55
Tabela 5.2-3 - Características do Enrijecedor de Topo do <i>Riser</i>	55
Tabela 5.2-4 - Características dos Enrijecedores dos <i>Risers</i>	55
Tabela 5.2-5 - Características dos Conectores.....	55
Tabela 5.2-6 - Características dos Flutuadores Utilizados	56
Tabela 5.2-7 - Parâmetros de Mar Utilizados.....	56
Tabela 5.2-8 – Passo 1 à 13 da Instalação	57
Tabela 5.3-1 – Mínima Tração Dinâmica 50% dos flutuadores.....	59
Tabela 5.3-2 – Máxima Tração Dinâmica 50% dos flutuadores	60
Tabela 5.3-3 – Raio de Curvatura TDP 50% flutuadores.....	60
Tabela 5.3-4 – Máximos e Mínimos 50% dos Flutuadores.....	61
Tabela 5.3-5 – Hs Limite 50% dos flutuadores	61
Tabela 5.3-6 – Mínima Tensão Dinâmica 100% dos flutuadores	62
Tabela 5.3-7 – Máxima Tração Dinâmica 100% dos flutuadores	62
Tabela 5.3-8 – Raio de Curvatura TDP 100% flutuadores.....	63
Tabela 5.3-9 – Máximos e Mínimos 100% dos Flutuadores.....	63
Tabela 5.3-10 – Hs Limite 100% dos flutuadores	64
Tabela 5.3-11 – Mínima Tração Dinâmica Formação da <i>Lazy Wave</i>	65
Tabela 5.3-12 – Máxima Tensão Dinâmica Formação da <i>Lazy Wave</i>	65
Tabela 5.3-13 – Raio de Curvatura TDP Formação da <i>Lazy Wave</i>	66
Tabela 5.3-14 – Máximos e Mínimos – Formação da <i>Lazy Wave</i>	66
Tabela 5.3-15 – Hs Limite Formação da <i>Lazy Wave</i>	66
Tabela 5.5-1 – Janela de Instalação Real.....	69

NOMENCLATURA

A&R	Abandono & Recolhimento
ANM	Árvore de Natal Molhada
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BAP	Base Adaptadora de Produção
DNV	<i>Det Norske Veritas</i>
EI	Rigidez Flexional
HLS	<i>Horizontal Lay System</i>
LDA	Lâmina d'água
MBR	<i>Minimum Bending Radius</i>
MCV	Módulo de Conexão Vertical
PLEM	<i>Pipeline End Manifold</i>
PLET	<i>Pipeline End Termination</i>
PLSV	<i>Pipe Laying Support Vessel</i>
RAO	<i>Response Amplitude Operator</i>
ROV	<i>Remotely Operated Vehicle</i>
TDP	<i>Touch Down Point</i>
UEP	Unidade Estacionária de Produção
VLS	<i>Vertical Lay System</i>

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

Devido à escassez das reservas de petróleo em terra e também em águas rasas, a exploração está prosseguindo cada vez mais para águas profundas e para isso as necessidades de novas tecnologias são necessárias, para tornar viável a exploração de novos campos.

A exploração e produção offshore (no mar) de óleo e gás é muito antiga. As primeiras atividades teriam ocorrido em 1947, no Golfo do México, Estados Unidos. Elas eram realizadas a partir da adaptação de equipamentos e técnicas da exploração em terra. Desde então, até hoje, ocorreram muitas transformações tecnológicas e operacionais nesse segmento. Portanto, muitos recursos antes considerados inacessíveis, ou inviáveis economicamente, passaram a ser objeto de maior interesse e se tornaram reservas economicamente recuperáveis.

O intenso desenvolvimento de tecnologias associado ao segmento offshore resulta em inovações tecnológicas e operacionais que vêm permitindo uma constante redução de custos na exploração e produção. A necessidade de acessar outras bacias sedimentares está associada ao esgotamento de oportunidades em ambientes tradicionais.

O Mar do Norte é um dos maiores exemplos de exploração offshore e sempre foi grande referência neste tipo de exploração e produção. A região atingiu sua maturidade, conforme pode ser visto na Figura 1.1-1. A produção atingiu o seu pico em 1999, no entanto, teria se mantido praticamente constante entre os anos de 1995 e 2002. Desde então a produção é decrescente e vem se aproximando de um patamar que corresponde à metade daquele pico histórico. As reservas do Mar do Norte vêm se esgotando, fazendo com que as empresas que ali operam ou atuavam busquem novas fronteiras exploratórias.

[1]

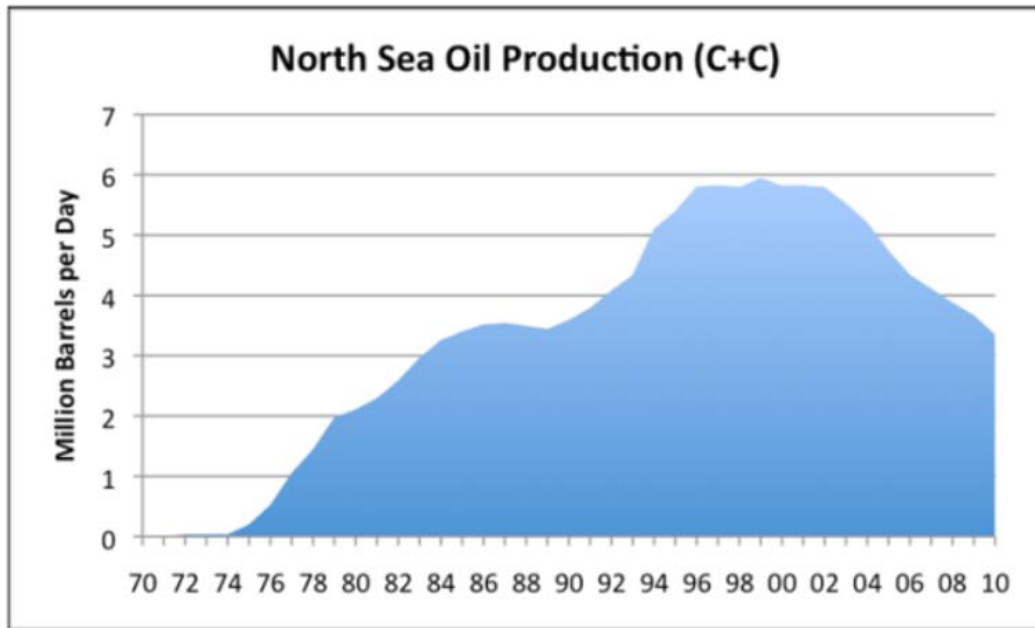


Figura 1.1-1 - Evolução da Produção de Petróleo no Mar do Norte - [1]

Assim, as novas iniciativas de projetos offshore envolvem exploração em maiores profundidades e atividades na África e nas Américas do Sul e do Norte, principalmente. Constata-se que o potencial de exploração nestas áreas ainda é grande. Os recursos localizados na camada pré-sal podem ampliar esse potencial no mundo e no Brasil, conforme é mostrado a evolução de novos campos, representado na Figura 1.1-2. [1]

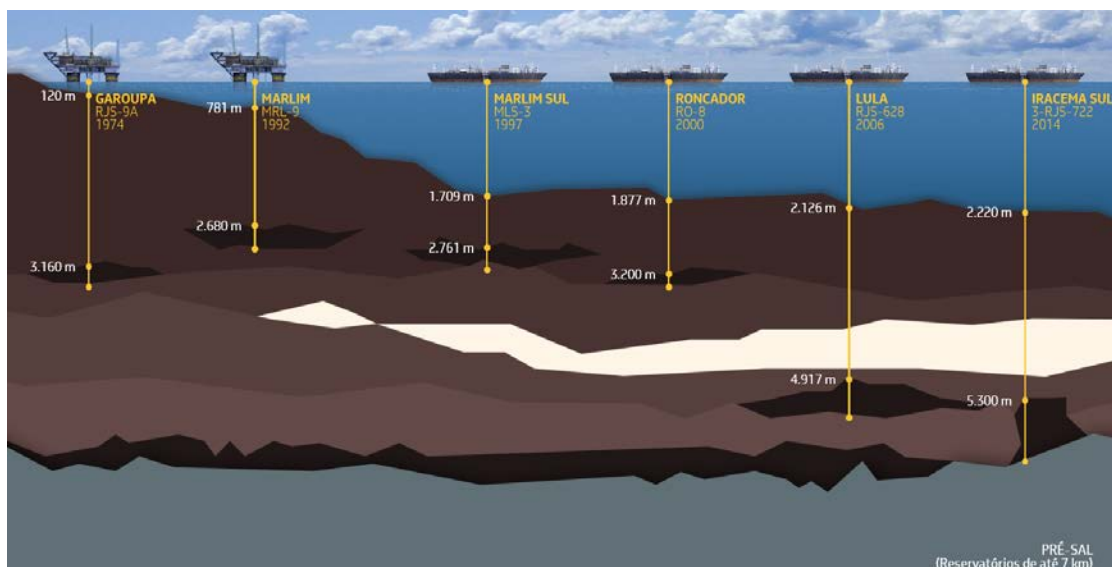


Figura 1.1-2 - Evolução das Profundidades de Exploração no Brasil - [2]

Com base no exposto acima, a motivação do trabalho se dá pelo fato do Brasil receber em grande escala a instalação de risers do sistema *Lazy Wave*, um sistema onde é possível garantir eficiência de *risers* em grandes LDAs.

1.2 OBJETIVOS

Nesse contexto, o objetivo desta dissertação consiste em apresentar a análise de instalação para dutos flexíveis levando-se em consideração a configuração *Lazy Wave*. Para isto serão gerados modelos e análises avaliando as principais etapas da instalação de um riser flexível pelo método de instalação vertical em águas profundas, tomando como base dados de uma operação da costa brasileira mostrando a possibilidade da embarcação operar acima do H_s usual.

Serão realizadas avaliações numéricas com objetivo de descrever a análise de instalação de dutos flexíveis com o software ORCAFLEX com pretensão de analisar os passos críticos e as condições da análise durante a instalação de dutos flexíveis em grandes profundidades garantindo uma janela de instalação favorável para instalação, mostrando os principais pontos. Serão apresentados estudos para diferentes passos da instalação, considerando a incidência de ondas em diferentes direções, alturas e períodos também, de maneira a apresentar a metodologia de instalação apresentando a metodologia estudada.

Como resultado, pretende-se estudar de forma mais aprofundada a instalação de risers *Lazy Wave* garantindo que os principais riscos sejam minimizados e também garantir um maior aproveitamento de produção da embarcação durante a instalação de dutos flexíveis, otimizando futuramente o cronograma do projeto e até mesmo antecipar a produção dos poços.

1.3 ESTRUTURA DO TEXTO

O Capítulo 2 descreve sobre os dutos submarinos, os quais são resumidamente apresentados suas características e as diferenças entre dutos flexíveis e rígidos, além de normas e diferentes configurações para de *Risers*, mostrando qual a principais aplicações.

O capítulo 3 iniciará mostrando os diferentes métodos de instalação de dutos, bem como uma descrição dos navios utilizados para a execução destas tarefas, brevemente será abordado a instalação de dutos rígidos para posterior comparação com a de dutos flexíveis. Após apresentar as possíveis metodologias de instalação serão descritos

brevemente os principais equipamentos necessários para instalação e as principais operações relacionadas a plataformas e poços submarinos.

O capítulo 4 apresenta um estudo de caso que foca na instalação de um riser *Lazy Wave*. Serão mostrados os principais carregamentos que influenciam nas análises de instalação de dutos. Análises estáticas e dinâmicas foram realizadas no software Orcaflex para atingir uma janela de mar admissível para instalação. No final é apresentado uma viabilidade da condição de contorno com o contato linha x PLSV, além disso será mostrado os critérios de aceitação para o projeto.

O capítulo 5 apresenta os resultados dos passos analisados, verificando a viabilidade da instalação, juntamente com os principais pontos estudados dos resultados obtidos.

Finalmente, o capítulo 6 apresenta as principais conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2. DUTOS SUBMARINOS

2.1 INTRODUÇÃO

Um sistema de produção submarino consiste basicamente em um poço submarino, árvore de produção submarina, *tie-in* no sistema de fluxo, equipamentos e instalações de controle para operar o poço. Ele pode variar com a complexidade de um único poço de satélite com uma linha de fluxo ligada a uma plataforma fixa, FPSO ou instalações terrestres, até vários poços em um modelo ou agrupados em torno de um *manifold* que se transportam para uma instalação fixa ou flutuante ou diretamente para instalações terrestres.

À medida que os campos de petróleo e gás se movem mais para águas profundas, a tecnologia de perfuração e produção avança ao mesmo tempo. As técnicas convencionais, ou seja, utilizadas no passado restringem a exploração do poço em águas profundas, sendo assim novas tecnologias são necessárias em função das altas cargas hoje encontradas. As últimas tecnologias submarinas geram novos sistemas de engenharia, o que mostra que a indústria está associada ao desenvolvimento do processo geral [3]. O sistema de produção submarino (Figura 2.1-1) consiste nos seguintes componentes:

- sistemas de perfuração submarinos;
- árvores de natal submarinas e sistemas de poço;
- sistemas umbilical e *risers*;
- coletores submarinos e sistemas de *jumper*;
- sistemas de fluxo;
- sistemas de controle;
- instalação submarina.



Figura 2.1-1 - Arranjo Submarino - [4]

2.2 DUTOS SUBMARINOS

O uso de dutos é a forma a maneira mais econômica para transferência de fluidos. Tem sido um dos principais meios de transportar fluidos de forma eficiente, seja óleo, gás ou água.

Os dutos são os responsáveis pela movimentação dos fluidos produzidos e/ou injetados em um campo de petróleo e gás. Na produção temos o fluxo de óleo e gás da ANM e/ou *manifold* para a UEP. Na injeção temos o fluxo de líquidos e gás da UEP para o *manifold* e/ou ANM [5].

Com base no exposto acima, os dutos submarinos podem ser classificados da seguinte forma:

- *Flowlines* – transportam óleo e/ou gás dos poços até os *manifolds*; transportam óleo e/ou gás dos *manifolds* até a plataforma; transportam água e outras substâncias das plataformas de produção, através de *manifolds* de injeção, até a cabeça de poços de injeção.
- *Infield Flowlines* - transportam óleo e/ou gás entre plataformas;
- *Export Pipelines* - transportam óleo e/ou gás das plataformas de produção até a costa.

O projeto de um duto normalmente é feito em três estágios: *projeto conceitual*, *projeto preliminar* e *detalhamento*. O objetivo de cada um varia dependendo do projeto. Essas fases podem ser descritas abaixo.

No projeto conceitual, as possibilidades técnicas, restrições de projeto e a definição de como será a execução. As dificuldades são listadas e a quando inviável, o projeto é descartado. São identificadas as informações requeridas para as próximas etapas do projeto e construção. O projeto conceitual permite ainda uma estimativa de custo inicial.

O projeto preliminar define alguns outros pontos (exemplo: dimensões e materiais). Nesta etapa, são emitidos relatórios técnicos que fornecem detalhes suficientes para fabricação do duto e instalação.

Na fase de detalhamento, é fornecido todos os dados técnicos necessários para a execução do projeto. Entre os principais propósitos dessa fase estão: otimizar a rota de instalação de duto garantindo menor custo de fabricação, definir espessuras e/ou camadas dos dutos otimizando seu design e seus revestimentos se necessário (geralmente utilizado para dutos rígidos); além de atender aos requerimentos de resistência, estabilidade das linhas no fundo, vibrações induzidas por vórtices e colapso global durante a instalação [5].

2.2.1 Dutos Rígidos

As linhas rígidas são constituídas por tubos de aço carbono e, a depender do fluido que será transportado podem ser de ligas especiais, inibindo a corrosão, abrasão e/ou erosão. Também podem ser revestidas externamente com a finalidade de manter a temperatura do fluido transportado, evitando assim atingir a temperatura de formação de hidratos ou depósitos orgânicos (e.g., parafinas), garantindo o escoamento da produção de forma econômica.

Os dutos rígidos são amplamente utilizados em instalações submarinas por ter capacidade estrutural elevada e maior resistência ao colapso. A vantagem é o baixo custo de fabricação em relação aos dutos flexíveis. Os dutos rígidos demandam mais horas de instalação, pois possui maior rigidez à flexão dificultando a instalação. A instalação pode

ser feita soldada *in loco* por tubos de 12m ou enrolado em uma base já soldados para posterior instalação, os métodos de instalação serão abordados adiante.

Os aços utilizados para fabricação de dutos rígidos geralmente possuem:

- Alta resistência à tração;
- Boa ductilidade;
- Boa resistência à fratura;
- Boa soldabilidade;

A escolha do duto rígido requer a distinção do balanço de suas propriedades. Um exemplo é como manter a temperatura para escoamento do fluido. A tubulação caso esteja a baixa temperatura pode ter seu comportamento afetado e consequentemente provocar fragilização do mesmo. Da mesma maneira, caso o duto transporte fluídos com alta temperatura, a tubulação fica sujeita a flambagem devido sua expansão térmica [6].

Portanto nesses casos é necessário um revestimento externo para mitigar sua fragilização e garantir escoamento do fluido, como representado na Figura 2.2-1.



Figura 2.2-1 – Duto Rígido com Revestimento - [6]

2.2.2 Dutos Flexíveis

Os dutos flexíveis são estruturas constituídas principalmente por camadas poliméricas e metálicas com arranjo helicoidal onde cada camada atua com uma determinada função e movimentam-se de acordo com os esforços aplicados ao duto, com isso é possível fazer curvas com pequenos raios comparados aos dutos rígidos. Por isso, os dutos flexíveis levam uma grande vantagem sobre os dutos rígidos quando comparados em suas análises dinâmicas.

Estes dutos são classificados de acordo com sua construção. Podem ser:

- *Bonded ou vulcanizados*: as camadas são coladas como num processo de vulcanização, conforme Figura 2.2-2. Com isso, as camadas atuam de maneira uniforme, trabalhando como uma única camada. Algumas de suas principais vantagens são:
 - Pequeno raio de curvatura;
 - Acoplamentos curtos e confiáveis;



Figura 2.2-2 - Duto Flexível Tipo *Bonded* - [7]

- *Unbonded ou independentes (camadas não aderentes)*: possuem camadas em contato com adjacentes, onde são permitidos movimentos entre as mesmas e tem funções distintas na sua operação (Figura 2.2-3).

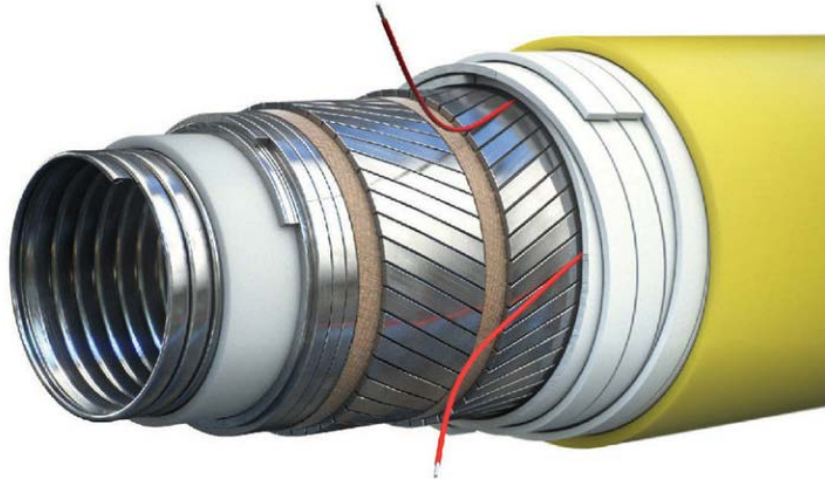


Figura 2.2-3 - Duto Flexível Tipo *Unbonded* - [8]

Os tipos unbonded são divididos com relação a sua camada mais interna e este nível de segregação foi proposto conforme a norma API 17J [9]:

- *Smooth Bore*: possuem camadas da barreira de pressão, como a camada mais interna. Sua principal aplicação é para a utilização sem a presença de gases, como injeção de água ou de produtos químicos.

- *Rough Bore*: possuem a carcaça metálica como primeira camada. Sua principal aplicação é para campos de produção com grande volume de vazão. Geralmente usado para injeção de gás e produção de óleo.

Os dutos flexíveis possuem grande resistência mecânica aos esforços de torção, tração, pressão interna e externa, além de oferecer baixa rigidez para seu manuseio. Os flexíveis são projetados de acordo com o seu tipo de aplicação. As camadas básicas desse duto, estão conforme abaixo, representados pela Figura 2.2-4:

- Carcaça metálica;
- Barreira de vedação;
- Armadura de pressão;
- Armadura de tração;
- Capa externa;

Além dessas podem existir camadas intermediárias de plástico e proteção da camada externa.



Figura 2.2-4 – Seção Típica de um Duto Flexível - [10]

Abaixo uma breve explicação sobre as camadas (YONG, B., QIANG, B. *et al* 2010).

- *Carcaça metálica intertravada*: principal função resistir ao colapso quando é submetido ao duto de pressão externa, seja hidrostática ou por esforços oriundos da instalação. É composta por uma fita de aço intertravada e o material mais utilizado é o aço inox. Enrolada em um ângulo de aproximadamente 90° é fabricada através do dobramento das fitas metálicas onde são enroladas

helicoidalmente devido essas camadas serem intertravadas, há um aumento significativo da resistência ao colapso além do aumento da rigidez axial do duto.

- *Barreira de vedação:* é uma camada polimérica depositada por extrusão sobre a carcaça interna. Sua função é vedação interna, ou seja, tem como principal função impossibilitar que o fluido passe para as camadas seguintes. O material deve ser de resistência térmica e química ao fluido a ser transportados, o mais utilizado é a poliamida. Podendo também ser utilizado o polietileno de alta densidade, o nylon 11 e 12, entre outros.
- *Armaduras de pressão:* tem como principal sua principal função sustentar os esforços radiais, oriundos da barreira de pressão e/ou pela armadura de tração. É confeccionada com aço cujo perfil pode ser Z, C ou T (Figura 2.2-5).

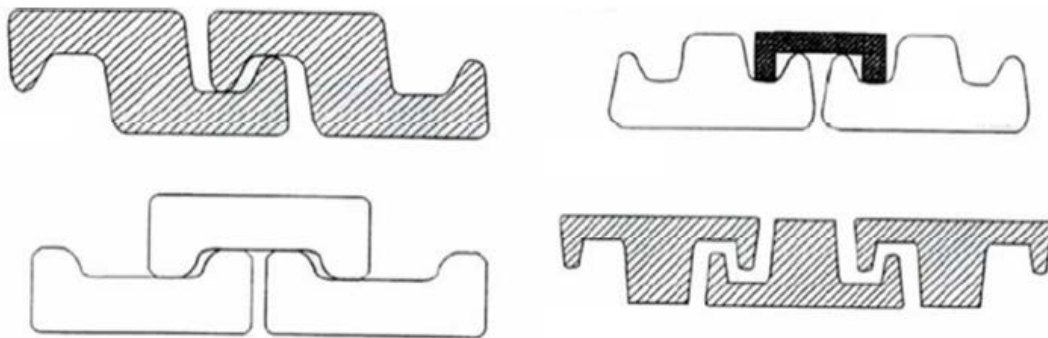


Figura 2.2-5 – Seção Típica de um Duto Flexível [11]

- *Camada intermediária de Plástico:* tem como principal função diminuir o atrito entre as camadas de aço, com o objetivo de reduzir a abrasão das mesmas no caso de utilização da linha sobre o carregamento gerado pelo efeito dinâmico dos risers.
- *Armadura de tração:* são duas camadas de aço enroladas em sentidos opostos, com ângulos que variam entre 35° e 55° em relação ao eixo do tubo, balanceados a fim de evitar que o duto flexível sofra torção ao receber algum carregamento, a principal função da armadura é resistir a tração. As armaduras com seção retangular geralmente são utilizadas em dutos, para permitir um melhor assentamento das camadas de modo que a resistência seja maior, enquanto as armaduras de seção transversal cilíndricas são utilizadas em cabos umbilicais, devido a conformação ser mais simples e ao seu menor peso.

- *Capa externa*: função de proteger a camada da estrutura contra a corrosão ou abrasão, unir as subcamadas das armaduras e evitar que a água do mar entre nas camadas inferiores garantindo assim estanqueidade para que o anular da linha não alague. É feita de polietileno de alta densidade.

Além das camadas apresentadas, existem outras que compõe os dutos flexíveis como por exemplo, a fita anti-flambagem, isolamento térmico e proteção anti-abrasiva. A fita anti-flambagem é de alta resistência utilizada entre as armaduras de tração, com objetivo de resistir a uma possível expansão das armaduras de tração. O nome desta patologia é chamado de “gaiola de passarinho” que é mostrada na Figura 2.2-6.



Figura 2.2-6 – Gaiola de Passarinho [12]

O isolamento térmico é utilizado normalmente em linhas de produção de óleo para evitar formações de parafinas devido à perda de calor para o ambiente. Tem a função de limitar essa perda de calor e é composto de fita de espuma expandida de poliuretano.

Ainda pode ocorrer à proteção anti-abrasiva (*outerwrap*), que tem como principal função proteger o *riser* contra as abrasões induzidas pelos movimentos dinâmicos e o contato direto com o fundo do mar, ou seja, é uma proteção para o *TDP* da linha.

2.2.3 Umbilicais

O umbilical é um conjunto de mangueiras que transportam desde fluidos hidráulicos e de injeção química, assim como cabos elétricos transmissores de sinais e potência. Sua função é acionar os mecanismos de abertura e fechamento do poço, garantindo a extração óleo e gás submarinos [3].

A estrutura dos umbilicais se assemelha à estrutura de um *riser* flexível, sendo seu núcleo diferente, conforme mostrado na Figura 2.2-7. Existem diferentes tipos de cabos umbilicais, como por exemplo, flat pack, circular com armaduras, circular com tubes, cabos elétricos de potência, entre outros.



Figura 2.2-7 –Umbilical - [3]

O núcleo dos umbilicais possui grande número de mangueiras hidráulicas, normalmente com nove mangueiras de 3/8”, três mangueiras de 1/2” e um cabo elétrico, é o mais comum utilizados nos sistemas de interligação brasileiros. Geralmente, as mangueiras de comando hidráulico são constituídas de três partes: um liner polimérico, reforçadores que podem ser um tecido trançado de aramida ou armaduras de aço, além de uma capa externa plástica. As mangueiras hidráulicas devem ser capazes de operar continuamente mesmo em uma situação de núcleo alagada, então os umbilicais devem suportar a pressão externa sem prejuízo a funcionalidade. [3]

As principais aplicações dos umbilicais são:

- Comando hidráulico das ANMs;

- Transporte de produtos químicos para injeção nas tubulações de coleta através de pontos de injeção instalados nas ANMs;
- Coleta de sinais de sensores de ANM (transmissores de pressão e temperatura etc);
- Comando hidráulico de válvulas submarinas de oleodutos e gasodutos de exportação;
- Transmissão de energia elétrica em baixa tensão, para acionamento de módulos eletrônicos de comando em *manifolds*;
- Transmissão de energia elétrica entre plataformas, geralmente de alta tensão;
- Transmissão de energia hidráulica para acionamento de válvulas em *manifolds*.

2.2.4 Rigidez a Flexão

Como já descrito anteriormente, os dutos flexíveis são estruturas compostas por várias camadas. Com a diminuição de temperatura durante sua instalação, o módulo de elasticidade do duto altera, fazendo com que a linha fique mais rígida. [13].

Devido à complexidade de fabricação de cada duto flexível, têm-se diferentes valores de rigidez à flexão para diferentes curvaturas. Isso se dá devido ao escorregamento entre as camadas tensoras que ocorre após determinado nível de deformação. No gráfico da Figura 2.2-8 pode-se identificar dois trechos lineares e um trecho de transição dos valores de rigidez à flexão. Primeiramente temos a rigidez pré escorregamento (do ponto 0 ao 1) que é o trecho de maior rigidez à flexão. Logo após encontra-se a transição (do ponto 1 ao 3) e finalmente a rigidez pós escorregamento (do ponto 3 ao 4).

A rigidez flexional é dada pelo coeficiente angular do gráfico da Figura 2.2-8. Esta propriedade mecânica representa a resistência da estrutura a ser deformada pelas tensões provenientes da flexão aplicada ao produto, portanto quanto maior a rigidez à flexão menor será a curvatura assumida para um mesmo momento fletor aplicado.

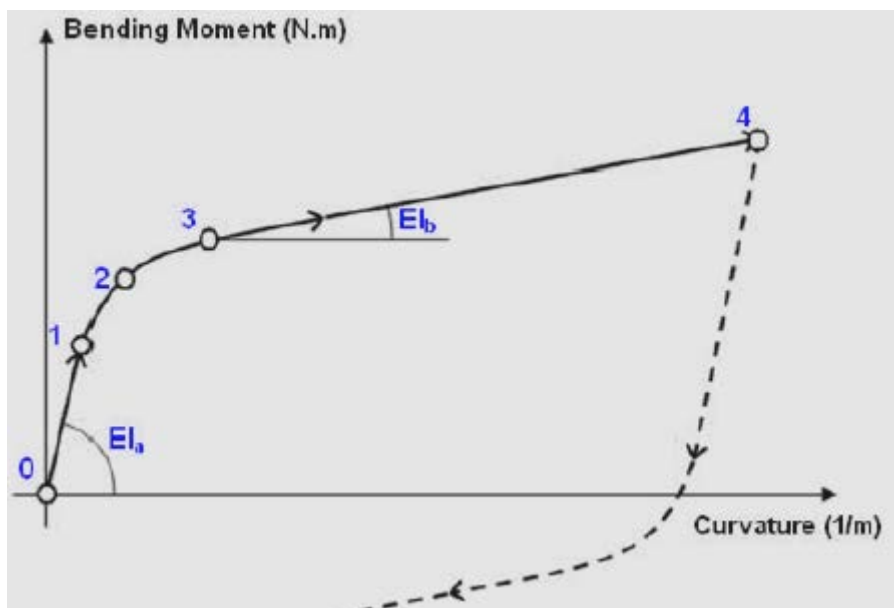


Figura 2.2-8 – Gráfico “Momento x Curvatura”

A rigidez a flexão é sensível às condições de pressão e temperatura internas e externas da estrutura. Portanto é sempre importante verificar a rigidez corrigida do flexível para temperatura e pressão de instalação. Quanto maior a pressão e menor a temperatura (quanto maior a profundidade) mais rígida se torna a estrutura.

Além da rigidez corrigida para o ambiente externo também devemos representar bem as condições internas da estrutura, normalmente são fornecidos pelo fabricante quatro casos onde os primeiros dois são utilizados para análise de instalação, um exemplo pode ser visto conforme Tabela 2.2-1.

Tabela 2.2-1 – Rigidez a flexão para uma Linha Alagada

Ponto	Capa externa estanque		Anular das armaduras alagado (caso accidental)	
	Curvatura [1/m]	Momento Fletor [N.m]	Curvatura [1/m]	Momento Fletor [N.m]
0	0	0	0	0
1	0.00501	2535	0.00025	125
2	0.01524	4330	0.00075	213
3	0.03053	5307	0.00151	262
4*	0.61162	9806	0.61162	4985

O caso 1 representa a linha com pressão interna igual a pressão atmosférica (linha vazia) e o caso 2 representa a linha com a pressão interna equalizada com a pressão externa (linha alagada). A Figura 2.2-9 mostra o dado característico da curva Momento

fletor x curvatura de uma linha alagada. Note que também é fornecida a rigidez para o caso de alagamento do anular, que só deve ser utilizado em caso acidental.

À medida que a curvatura retorna a sua posição, as camadas também voltam a sua configuração inicial, ou seja, as camadas retornam ao regime estático induzindo uma força de atrito maior. Quando o momento de flexão exceder o dobro do momento do atrito, um novo deslizamento na direção contrária ocorre, gerando a curva de histerese. [13].

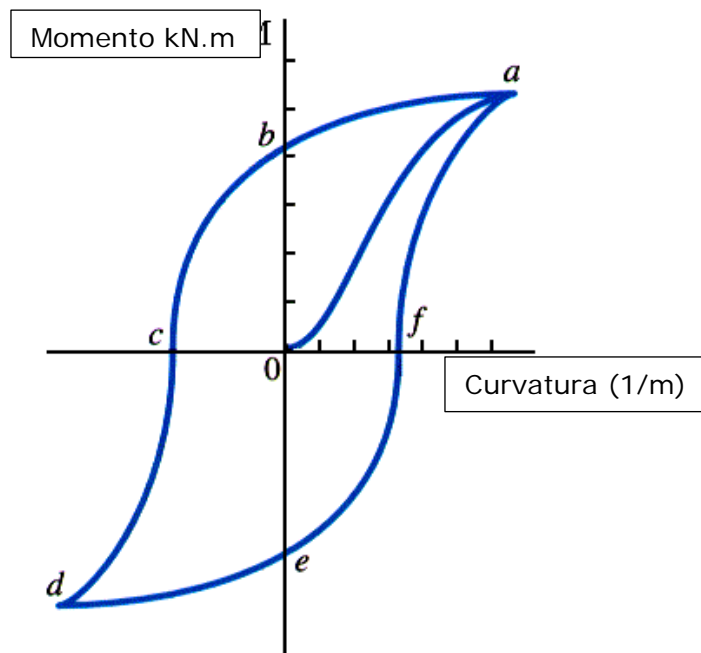


Figura 2.2-9 – Curva de histerese - [14]

Em análises dinâmicas devemos considerar o histórico de deformação da estrutura para definir a rigidez à flexão em cada instante. Normalmente não existe valor de rigidez à flexão corrigida ou curva de histerese fornecida para umbilicais.

2.2.5 Normas aplicáveis

Os projetos de fabricação e testes de dutos flexíveis são baseados nas normas abaixo:

Abaixo as normas aplicáveis para dutos flexíveis:

- API-RP17B – Recommended Practice for Flexible Pipe
- API-SPEC 17J – Specification for Unbonded Flexible Pipe
- ISO -13628-2 – Petroleum and Gas Industries- Part 2 – Flexible Pipe Systems for Subsea Applications

Abaixo as normas aplicáveis para umbilicais:

- API-RP17I – Recommended Practice for Flexible Umbilicals
- API-SPEC 17E – Specification for Umbilicals

2.3 RISERS

Risers são dutos que ligam uma estrutura offshore de superfície FPSO ou UEP, ao ponto onde o duto toca o leito submarino conhecido como *TDP (Touch down point)*. Existem essencialmente dois tipos de *risers*, os rígidos e os flexíveis. A partir da combinação destes dois tipos é possível a fabricação de um *riser* híbrido. Os dimensionamentos destas estruturas devem levar em consideração os carregamentos estruturais e ambientais (principalmente, ondas e correntes marítimas), estas forças atuantes na estrutura devem ser mantidas dentro dos limites aceitáveis em relação as:

- Forças de tensão;
- Secções VIV;
- Supressão fadiga de onda;

O comprimento do *riser* é diretamente proporcional ao seu custo de fabricação e instalação, ou seja, isto leva a uma tendência de que o mesmo seja o mais curto possível, porém deve-se levar em consideração que ele tenha flexibilidade suficiente para permitir grandes excursões da plataforma sem que haja excesso de esforços não previstos durante a fase do projeto e conseqüentemente danos as estruturas conectadas a unidade flutuante.

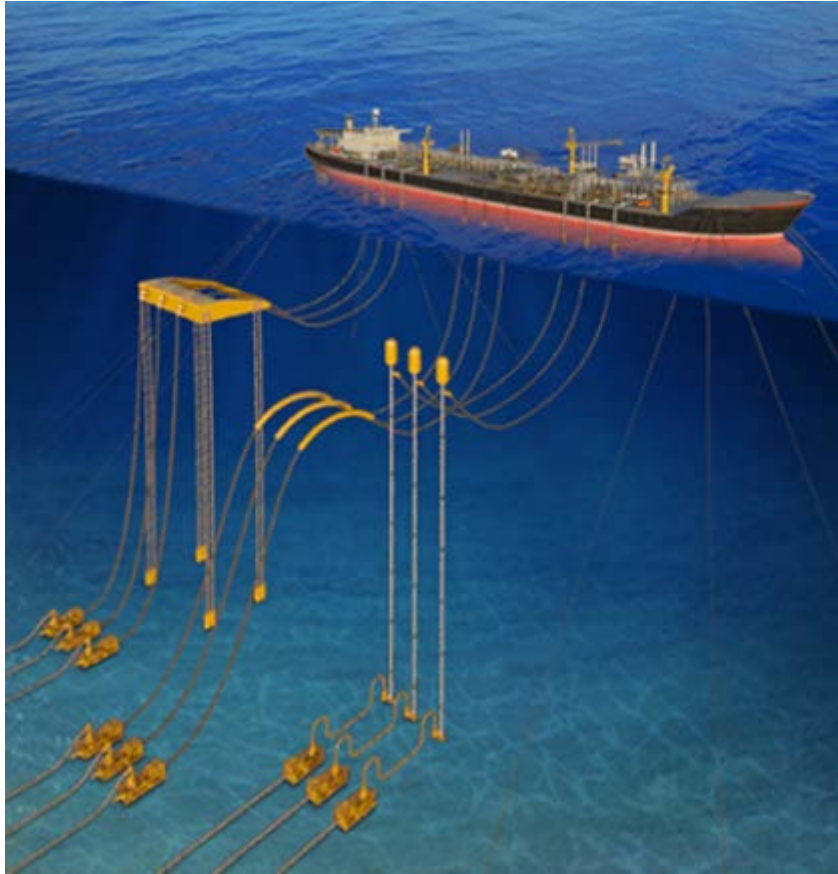


Figura 2.3-1 – Exemplo de um *Riser* - [15]

A função do sistema *riser* de uma unidade de produção é executar múltiplas funções, tanto nas fases de perfuração quanto na produção. Suas funções são desempenhar:

- Produção;
- Injeção;
- Importação;
- Circulação de fluidos;

Os *risers* flexíveis devem suportar os movimentos vertical e horizontal, tornando-os ideais para uso com instalações flutuantes. São usados originalmente para conectar equipamentos de produção para uma instalação flutuante para produção e exportação fluídos.

Podem ser instalados em várias configurações diferentes. O projeto de configuração deve ser realizado de acordo com os requisitos de produção e as condições ambientais específicas para o campo. A análise estática deve ser realizada para determinar a configuração do *riser*, sendo assim essa análise serve de base para determinar a configuração do riser. Os principais pontos a serem considerados nesta etapa são: Comportamento global, geometria, integridade estrutural, rigidez e continuidade, meios

de suporte e custos de materiais. As seis configurações principais para risers flexíveis são mostradas na Figura 2.3-2. Os designs das configurações incluem uma série de fatores, como a profundidade da água, a localização do acesso do navio, o arranjo submarino do campo, como número e tipo de risers e layout de ancoragem, e em particular os dados ambientais e as características do movimento do navio.

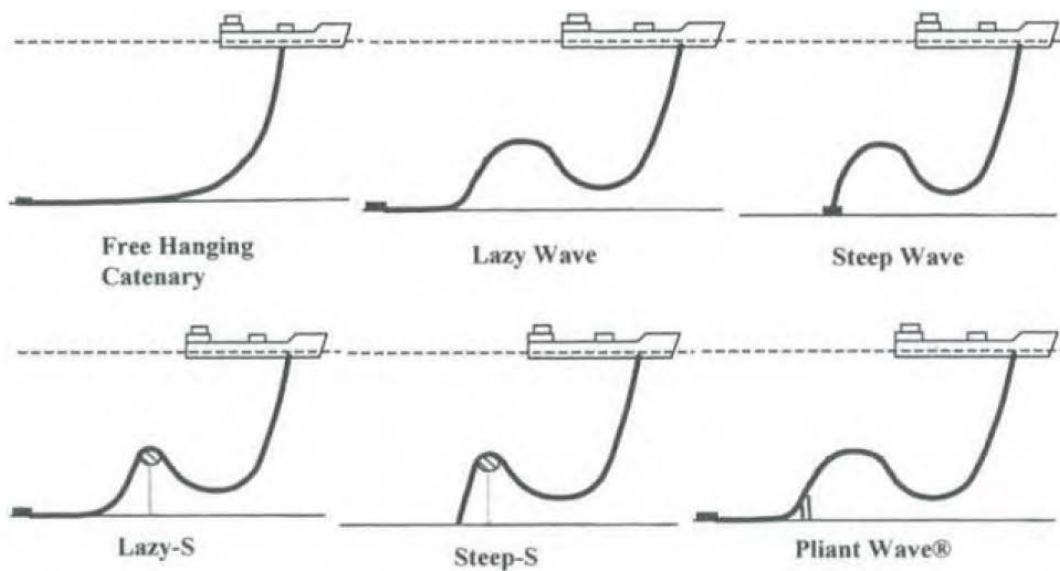


Figura 2.3-2 – Exemplos de *Risers* Flexíveis - [3]

- *Free Hanging Catenary* ou Catenária Simples:

Esta é a configuração mais simples de um *riser* flexível. Também é a mais barata, devido à facilidade de instalação, pois necessita de uma infra-estrutura submarina mínima. No entanto, uma catenária simples é exposta a carregamentos severos devido ao movimento vertical do TDP. Uma catenária simples sob grandes movimentos da unidade flutuante é susceptível a sofrer compressão e uma possível flambagem no TDP. Em águas mais profundas, a tensão de topo é maior devido ao longo comprimento de *riser* suportado[3].

- *Lazy Wave e Steep Wave*:

Lazy Wave e *Steep Wave* são muito parecidas. Nestes dois tipos são adicionados flutuadores ao longo de um trecho intermediário do *riser* formando uma corcova com a finalidade de desacoplar o movimento entre o *riser* e TDP e aliviar a carga de topo. *Lazy Waves* são preferidas a *Steep Wave* porque requerem infra-estrutura submarina menor. No entanto, *Lazy Waves* estão sujeitas a alterações de configuração se a densidade interna

do fluido do duto mudar durante a vida do *riser*. Por outro lado, *Steep Wave* requerem uma base submarina e um enrijecedor de curvatura, e ainda são capazes de manter sua configuração, mesmo que a densidade do fluido do riser mude. Os flutuadores são feitos de espuma sintética que possui a propriedade desejável de baixa absorção de água. As bóias precisam ser instaladas firmemente ao duto para evitar dilatação excessiva que possa alterar a configuração do riser e induzir danos nas camadas metálicas do duto. Por outro lado, a instalação das bóias não deve causar danos significativos à camada externa do duto, pois isso pode ocasionar em entrada de água pelo local danificado. Os flutuadores tendem a perder a flutuabilidade ao longo do tempo, e as configurações de ondas são projetadas de forma inerente para acomodar até 10% de perda de flutuabilidade. [3].

- *Lazy S e Steep S*

Estas duas configurações possuem semelhança entre si no trecho entre a superfície e a boia. Nas *Lazy S* e *Steep S* riser há uma única bóia submarina e a mesma é fixada por meio de correntes a uma estrutura no fundo do mar. A bóia remove o problema com o TDP, pois, absorve a variação de tensão induzida pelos movimentos da unidade flutuante e o isso garante baixa variação no TDP. As configurações "S" são consideradas apenas se nenhuma das configurações anteriores for adequada, principalmente devido à complexidade de sua instalação. A resposta do *riser* é conduzida pela hidrodinâmica da bóia e a modelagem complexa é necessária devido às grandes forças de inércia em ação. No caso de grandes movimentos da embarcação, a *Lazy S* pode resultar em problemas de compressão no TDP, deixando a *Steep S* como alternativa. [3].

3. DESCRIÇÃO DOS MÉTODOS DE INSTALAÇÃO

3.1 INTRODUÇÃO

O presente item abordará os métodos usuais de lançamento de dutos rígidos e flexíveis, serão abordadas suas principais características, apresentando particularidades inerentes a cada método, e como eles podem ser aplicados nos cenários *offshore*.

Além disso, será apresentado as principais operações de dutos flexíveis.

3.2 INSTALAÇÃO DUTOS RÍGIDOS

Existem muitos métodos para a instalação de dutos rígidos. Os principais métodos são S-Lay, J-Lay e Reel Lay e serão descritos abaixo.

- S-LAY

O método S-LAY consiste na construção da linha no convés da embarcação, na posição quase horizontal proporcionando estações de soldagem de trabalho dispostas em série. Tubos de 12 metros passam por estações de soldagem, sendo soldados e inspecionados na horizontal.

O navio sustenta o duto através de tracionadores para dutos rígidos e são instalados ré, ou popa, assumindo o formato em “S” conforme Figura 3.2-1. Esse procedimento gera duas áreas de flexão acentuadas que merecem uma atenção especial para os procedimentos de instalação, a primeira é próxima ao navio e chama-se *overbend* e a região próxima ao fundo do mar é a *sagbend*.

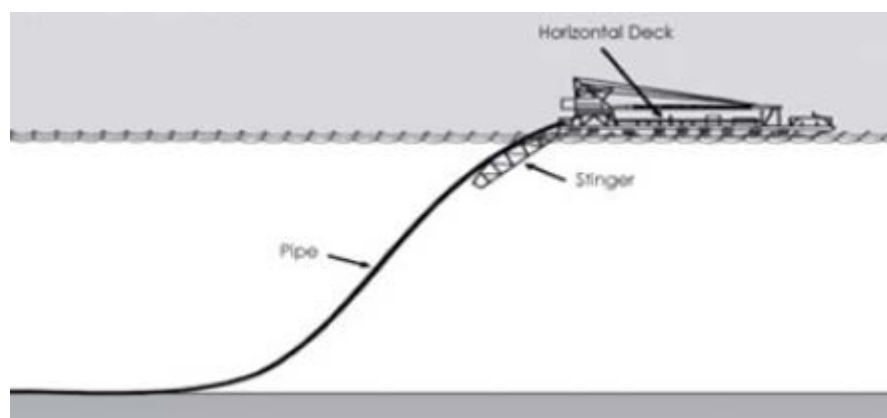


Figura 3.2-1 – S-Lay - [16]

- J-LAY

Esse método é semelhante ao método citado anteriormente e foi criado com o intuito de eliminar a grande curvatura no *overbend*, presente no método de lançamento S-Lay. A diferença está na rampa de lançamento em formato “J” e por ser construída na posição quase vertical, chamada torre de lançamento, não apresentando a região de *overbend*, conforme Figura 3.2-2.

Sua desvantagem está nas operações que não podem ser realizadas totalmente em série, reduzindo a produtividade do método, porém geralmente as cargas de topo podem ser maiores consideração ao método anterior, porém esse aspecto em posição vertical permite o a instalação de dutos rígidos em águas mais profundas.

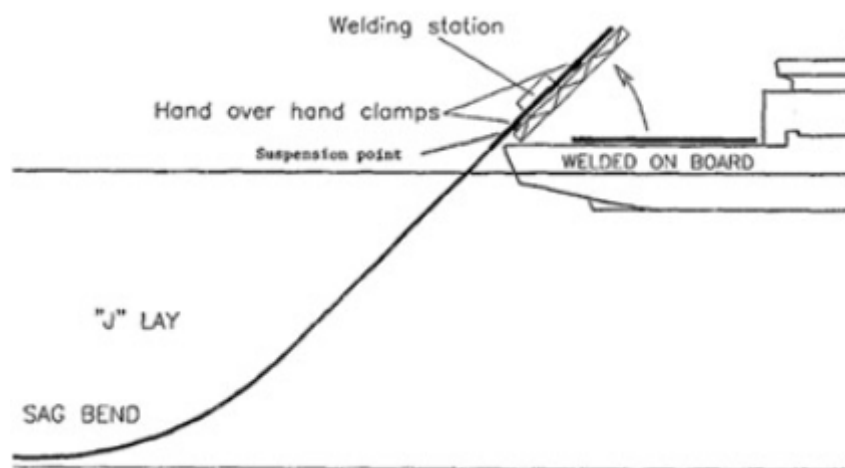


Figura 3.2-2 – J-Lay - [16]

- REEL LAY

O método Reel Lay é a instalação e lançamento por carretel, conforme Figura 3.2-3 – Reel Lay – [17]. A linha é fabricada em uma base em terra e armazenada em carretéis de grande diâmetro. Este método é muito utilizado para águas profundas garantindo que a embarcação não interrompa a instalação. Neste caso são necessárias mais viagens do campo para a base e vice-versa, porém enquanto a embarcação executa o projeto a base continua sua produção para a próxima mobilização da embarcação. A vantagem é a velocidade de instalação comparado com os outros métodos, uma vez que as soldas são realizadas em uma base para posterior carregamento no navio.

A desvantagem desse método é o diâmetro máximo do duto, que não pode ser tão grande como os outros métodos, devido as etapas de enrolamento e desenrolamento dos dutos que geram deformações.

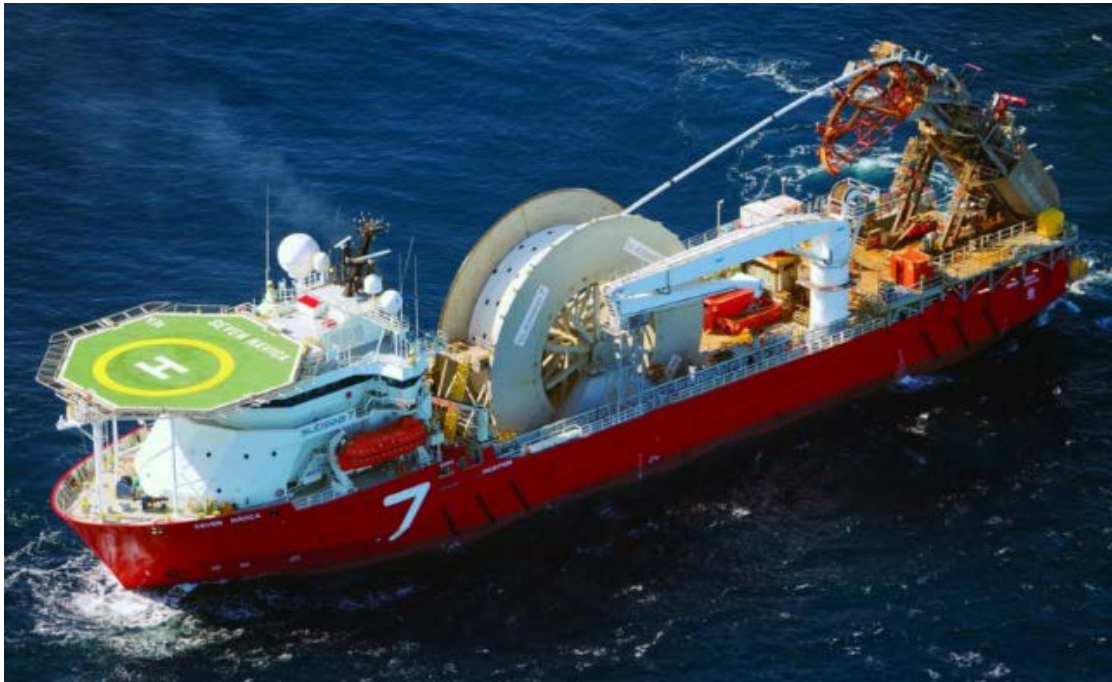


Figura 3.2-3 – Reel Lay – [17]

3.3 INSTALAÇÃO DUTOS FLEXÍVEIS

O PLSV (*Pipelay Support Vessel*) é o navio responsável pela instalação de linhas flexíveis, junto com outros equipamentos responsáveis pelo escoamento de petróleo localizados no fundo do mar. Para realizar essas operações existem diversos tipos de configurações de navios, que diferem quanto ao tipo de lançamento e o tipo de armazenamento das linhas. Os dutos flexíveis podem ser instalados alagados ou vazios onde é definido durante a fase de projeto essas condições juntamente com o fabricante. Alguns gasodutos podem exigir a instalação de diferentes fluídos para evitar o colapso da tubulação ou para garantir a estabilidade da linha instalada.

O procedimento de instalação é empregado para cada projeto e depende da configuração do sistema e das particularidades dos seus componentes. Em geral, existem dois principais tipos de instalação de linhas flexíveis:

- HLS (*horizontal lay system*): instalação horizontal é quando os tracionadores estão posicionados na horizontal, onde é usando uma calha para o auxílio do *overboard* (operação onde a linha ou equipamento é posicionado para fora da embarcação);

Nesta metodologia as linhas e seus acessórios geralmente são instalados pela popa (Figura 3.3-2), a calha é usada para auxiliar na movimentação de extremidades e

equipamentos para fora da embarcação garantindo que o raio mínimo de instalação do flexível não seja infringido garantindo segurança para a operação, para o *overboard* a calha pode ser fixa, conforme Figura 3.3-1 ou rotativa (Figura 3.3-2Figura 3.3-1) e dependendo do projeto pode ser utilizada somente como auxiliar na instalação. Todo esse equipamento deve ser mantido em boas condições e as superfícies que entrarem em contato com o produto não devem possuir corrosão ou possuir cantos vivos.



Figura 3.3-1 – Calha para Overboard - Fonte: Subsea 7



Figura 3.3-2 – Instalação pela Popa com Calha Rotativa- Fonte: Subsea 7

- VLS (*vertical lay system*): instalação vertical usando uma torre de montagem vertical com os tracionadores posicionados nesta torre;

A torre pode ser posicionada no costado (Figura 3.3-3), ou no moonpool (Figura 3.3-4) que é um acesso pelo centro do navio, conforme Figura 3.3-5. Os navios têm diferentes características e o preço de cada embarcação (diária) varia geralmente de acordo com a capacidade da tração de topo.



Figura 3.3-3 – Instalação pelo Costado com Torre - Fonte: Subsea 7



Figura 3.3-4 – PLSV com MoonPool - Fonte: Subsea 7

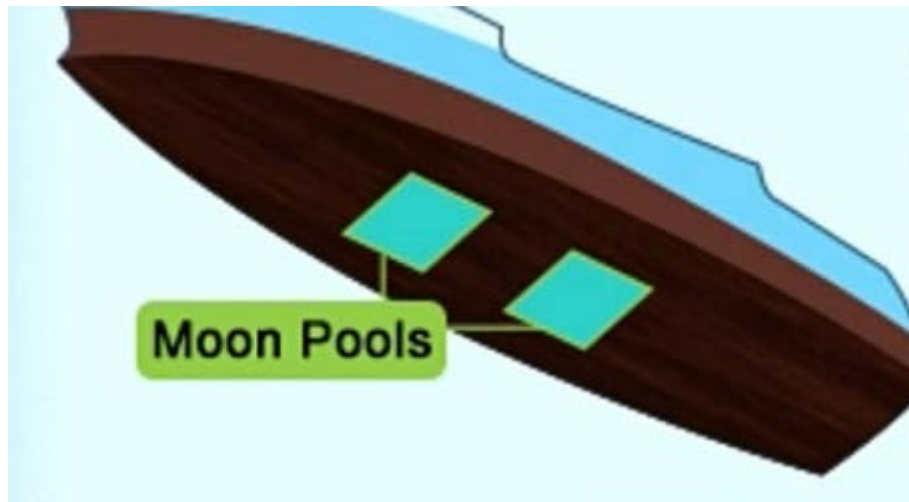


Figura 3.3-5 – Moon Pool – Esquemático – [18]

Os navios possuem três diferentes tipos de armazenamento de linhas flexíveis, podem ser em cestas, bobinas e carretéis.

- *Cestas:* são localizadas nos porões do navio e tem uma capacidade de grande armazenamento de linhas flexíveis, são sempre em formatos circulares e o armazenamento é feito na horizontal em torno de uma coluna central garantindo que o MBR do duto não seja ultrapassado. A Figura 3.3-6 apresenta uma seção esquemática das linhas na cesta e a Figura 3.3-7 uma foto real da mesma.

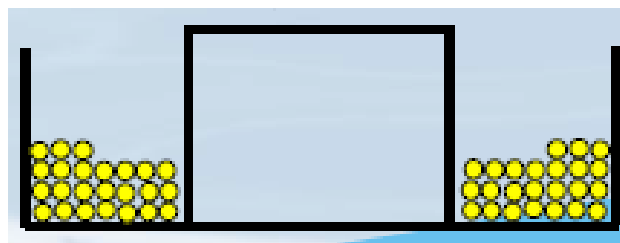


Figura 3.3-6 – Cesta de armazenamento – Esquemático - Fonte: SUT



Figura 3.3-7 – Cesta de armazenamento - Fonte: SUT

- **Bobinas:** as bobinas são localizadas no convés principal, sendo posicionados na vertical (apoiadas na *Reel Drive* que é um sistema alimentado eletricamente, hidráulicamente etc. que faz com que a bobina pague ou recolha a linha), porém possuem uma capacidade menor de armazenamento da linha. Tem como vantagem a flexibilidade de armazenamento, além do lançamento onde após o carregamento do navio a ordem de instalação pode ser alterada de acordo com o interesse da operadora do navio, ou seja, se tiver mais de um projeto carregado a operadora/instaladora tem a flexibilidade de escolha por qual projeto começar. A Figura 3.3-8 apresenta uma seção esquemática das linhas em bobinas e a Figura 3.3-9 a foto real de uma bobina.

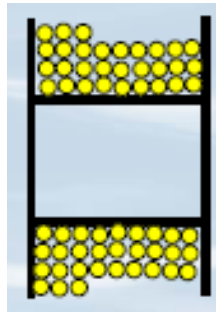


Figura 3.3-8 – Bobinas – Esquemático - Fonte: SUT



Figura 3.3-9 – Bobinas - Fonte: SUT

- *Carretel*: o carretel se assemelha a bobina, porém tem maior capacidade de armazenamento devido a maiores dimensões de largura quanto ao diâmetro, é posicionado convés principal do navio, e sua desvantagem é a necessidade de a linha ser enrolada tensionada e ocupa uma grande área no convés da embarcação. Porém tem grande capacidade de armazenamento.

A Figura 3.3-10 apresenta uma seção esquemática das linhas em um carretel e a Figura 3.3-11 a foto real.

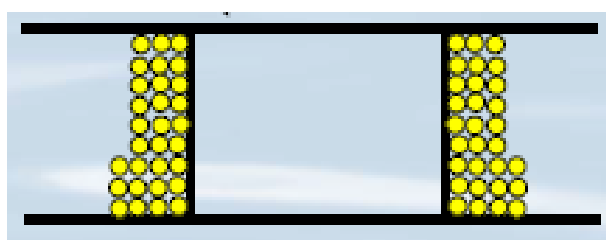


Figura 3.3-10 – Carretel - Esquemático Fonte: SUT



Figura 3.3-11 – Carretel – Fonte: SUT

3.4 EQUIPAMENTOS

O lançamento de linhas flexíveis possui grandes desafios, principalmente em águas profundas, onde o principal requisito dos sistemas de lançamento é suportar altas cargas de trações de topo devido a necessidade de instalação, muitas vezes cheios de água pois quanto maior lâmina d'água a embarcação deverá sustentar maior comprimento de

duto. Com isso é exigido diversos equipamentos para que seja possível ser efetuado o lançamento como tracionadores, guinchos, guindaste e equipamentos de suporte.

3.4.1 Tracionadores

São responsáveis pela sustentação da carga das linhas durante o recolhimento/lançamento das mesmas. Geralmente, hoje são utilizados dois tracionadores em série de forma a aumentar a capacidade de sustentação e lançamento dos dutos. Os tracionadores podem ser posicionados na horizontal (HLS) ou vertical (VLS) conforme já explicado, neste caso em uma torre para a instalação, a Figura 3.4-1 mostra um tracionador real.

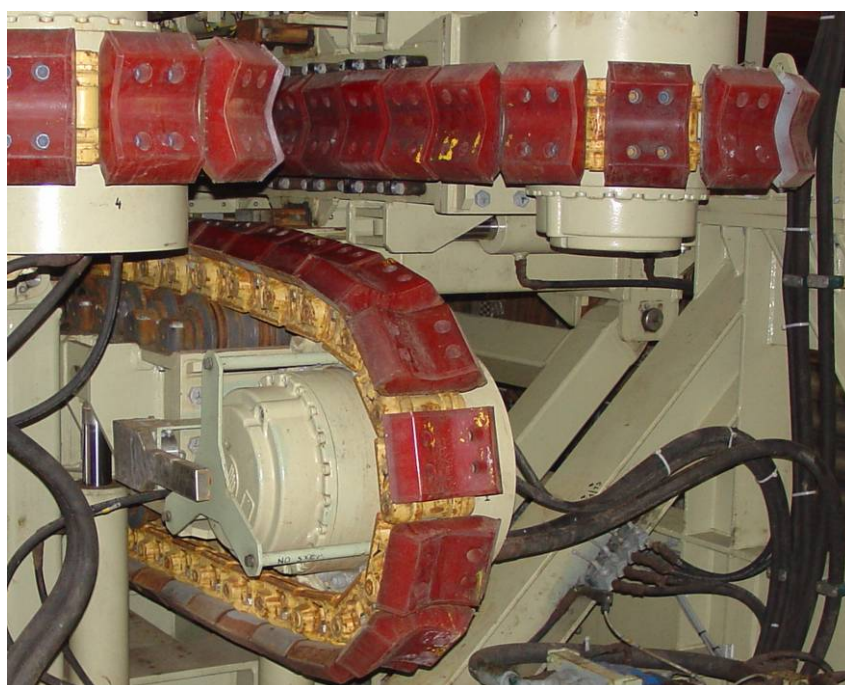


Figura 3.4-1 – Tracionador – Fonte: Subsea 7

Existem três diferentes configurações de *tracks*: três *tracks* em “Y”, quatro *tracks* em “X” e dois *tracks*. O comprimento dos tracionadores é diretamente proporcional a capacidade de sustentação de carga, quanto maior o *track*, será maior a área de contato entre a linha e as sapatas garantindo menos necessidade de aperto.

As principais funções dos tracionadores são:

- Pagar e recolher o flexível de maneira segura e controlada sem afetar a função ou desempenho do flexível/umbilical;

- Segurar o produto com segurança, sendo utilizado como freio quando necessário realizar trabalhos no fundo do mar;
- Controlar por meio de sensores de carga a carga dos dutos instalados garantindo que a mesma esteja de acordo com o projeto;

Na Figura 3.4-2 é mostrado alguns dos componentes dos tracionadores de linhas flexíveis. O Cilindro de aperto é responsável por realizar a pressão de aperto necessária para o projeto, enquanto a “esteira” fará com que os *tracks* fiquem em contato com o duto sendo responsável por pagar e recolher o flexível.

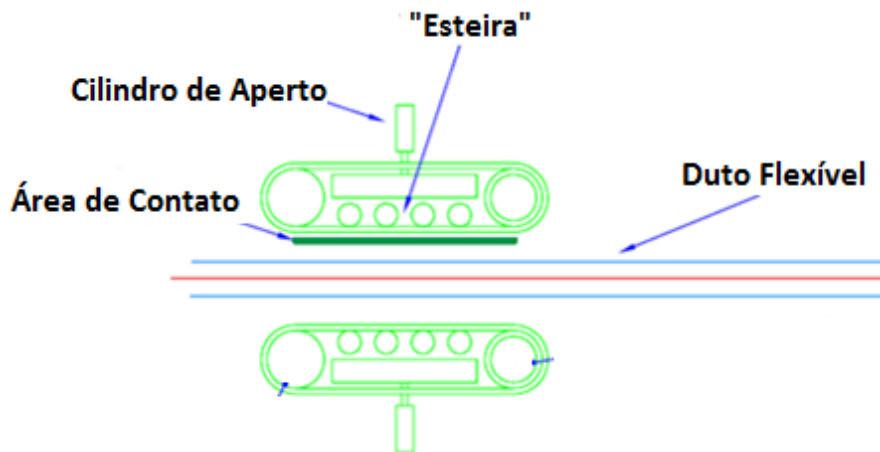


Figura 3.4-2 – Principais Componentes dos Tracionadores

3.4.2 Guinchos

Utilizados principalmente nas operações de abandono e recolhimento, são parte fundamental do sistema de instalação. Quando o tracionador não está sustentando o duto, o mesmo é suportado pelo guincho, que deve ter comprimento e capacidade de carga suficientes para viabilizar a realização das operações em águas ultraprofundas. Também

são utilizados como ferramenta essencial para manobras de *overboard* de acessórios e extremidades dos dutos (Figura 3.4-3).



Figura 3.4-3 – Guincho – [19]

3.4.3 Guindastes

São utilizados para manuseio dos acessórios e equipamentos, o guindaste é utilizado para a elevação e movimentação de cargas, além de materiais pesados. O guindaste possibilita sua utilização na área para conexão de módulos verticais (MCVs), *PLETs*, *PLEMs*, BAPs e *manifolds*, a Figura 3.4-4 apresenta um guindaste no momento de instalação de um grande equipamento submarino. O guindaste é responsável pelo posicionamento de estruturas no fundo do mar garantindo precisão na manobra. Uma das partes mais críticas da operação com guindastes durante a instalação de grandes estruturas é a passagem do equipamento pela *splash zone*, ou seja, a transição do ar para a água. Neste momento os esforços aplicados mudam drasticamente até o momento em que a estrutura fique total submersa.

Os gráficos de carga para diferentes configurações da lança devem ser previamente conhecidos para execução segura das manobras requeridas. A Figura 3.4-5 apresenta a um exemplo de relação “Capacidade x Raio de Alcance” de um guindaste offshore.



Figura 3.4-4 - Exemplo de Guindaste – [20]

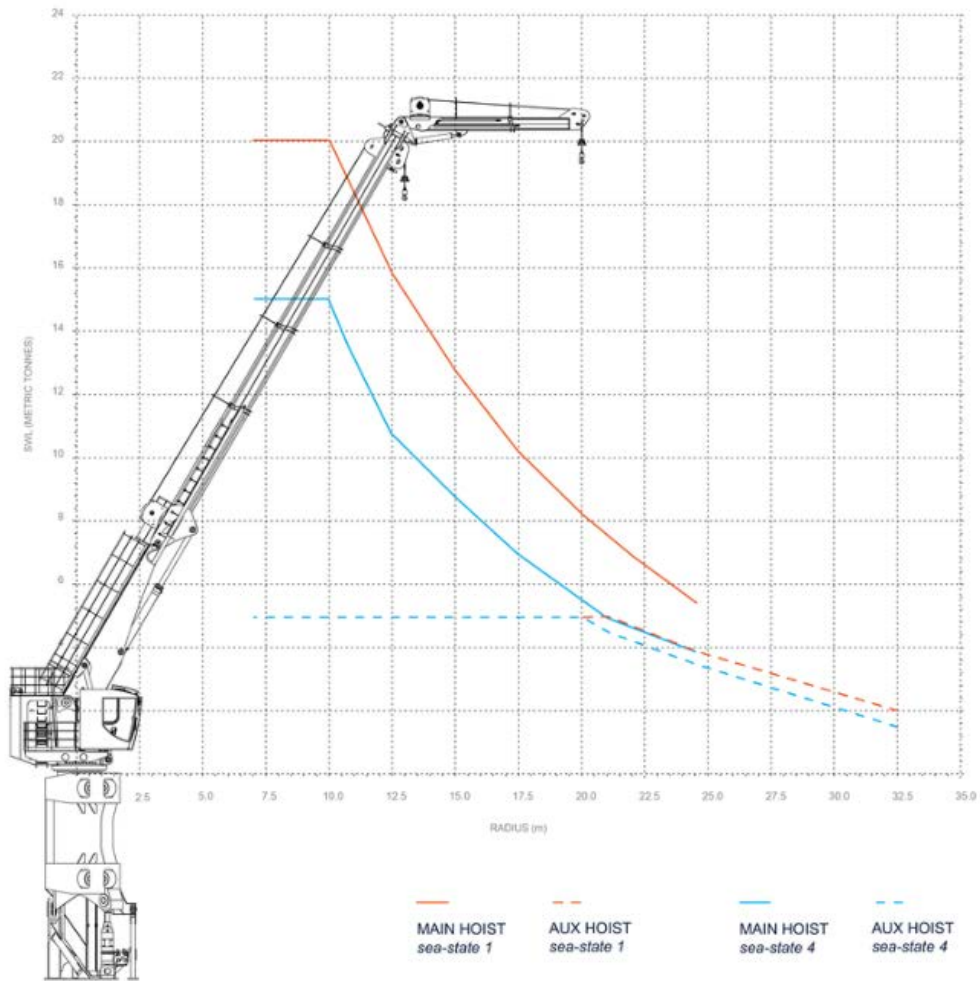


Figura 3.4-5 - Exemplo de Curva de Carga de Guindastes – [21]

Durante a utilização do guindaste, dependendo do estado de mar existe uma dificuldade de utilização do mesmo devido aos movimentos das embarcações, com isso existem algumas maneiras de mitigar esses movimentos, o mais conhecido é o *heave compensator* que é projetado para controlar a posição da extremidade do guindaste transformando em um ponto quase estático. Esse sistema reduz o movimento, porém é praticamente impossível compensar todos os movimentos relacionados a embarcação. Seus principais objetivos são limitar a velocidade para posicionamento de equipamentos submarinos no fundo e reduzir a amplitude do movimento de cargas e permitir um melhor trabalho do *ROV*. A Figura 3.4-6 apresente a diferença de um guindaste com o compensador de *heave* ligado e desligado.

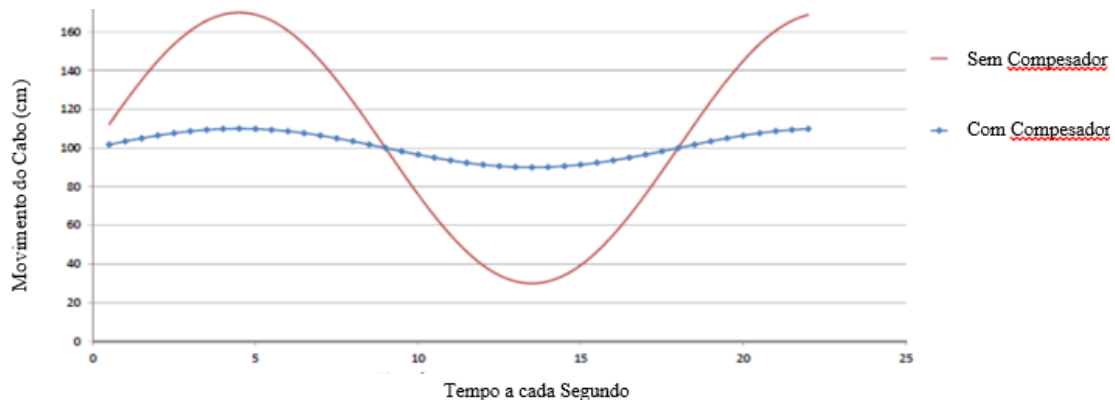


Figura 3.4-6 - Gráfico comparativo Com e Sem *Heave Compensator*

3.5 PRINCIPAIS OPERAÇÕES

A instalação de linhas flexíveis consiste em algumas operações que serão explicadas abaixo resumidamente. Existem inúmeras operações que um PLSV pode executar, porém somente as principais serão mostradas.

3.5.1 Conexão Vertical Direta de 1ª Extremidade

Conexão vertical direta consiste do acoplamento do MCV no hub da BAP. É a 1ª extremidade do duto que é conectada ao Módulo de Conexão Vertical e a linha é lançada

pelo tracionador até que o equipamento esteja próximo ao poço, onde é realizado o acoplamento com auxílio do guindaste e ROV (Figura 3.5-1).

Para se encontrar uma configuração de instalação é necessário conhecer os seguintes itens:

- Peso do equipamento a ser instalado;
- Peso por metro da linha;
- Peso dos acessórios;
- Raio de curvatura do duto;

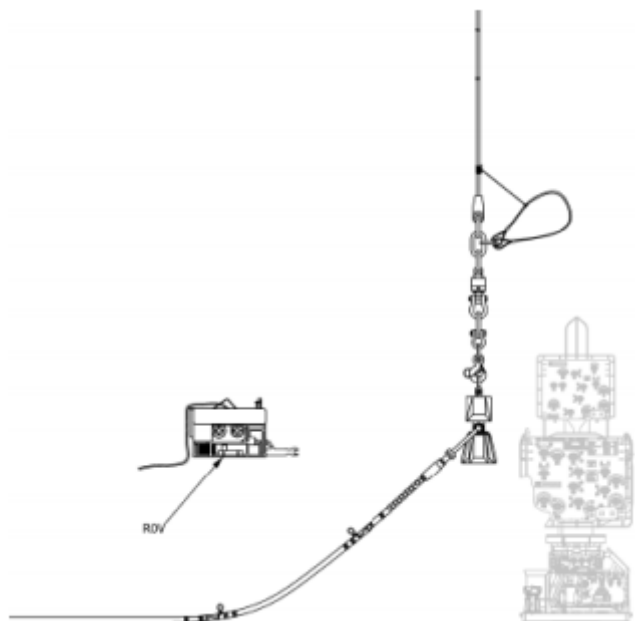


Figura 3.5-1 –Pré-acoplamento CVD 1ª ext.

Dependendo da rigidez da linha pode ser necessário a inclusão de peso morto ou de flutuadores para encontrar a condição de equilíbrio ideal, podendo prosseguir com o acoplamento no poço do equipamento submarino, conforme Figura 3.5-2. Para essa manobra, como a 2ª extremidade do duto ainda está conectada ao PLSV (tracionador ou guincho), a condição de equilíbrio também pode ser encontrada pagando ou recolhendo linha no PLSV, alterando o centro de gravidade do conjunto no fundo.

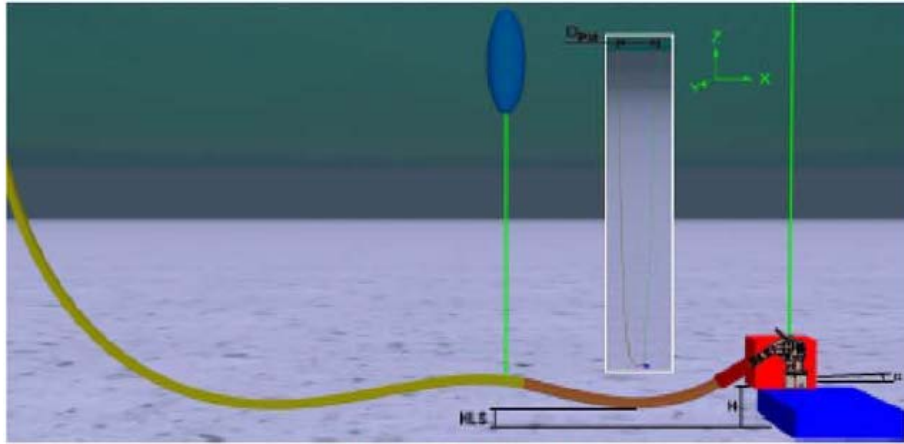


Figura 3.5-2 –Esquemático CVD 1ª ext.

3.5.2 Conexão Vertical Direta de 2ª Extremidade

Consiste na 2ª extremidade do duto que é conectada ao MCV na mesa de trabalho e o conjunto linha + MCV é lançado sustentado pelo guincho A&R até que o equipamento esteja próximo ao poço, onde é realizado o acoplamento com auxílio do guindaste, guinchos e ROV (Figura 3.5-3). Na linha são instalados cabos para ajudar na condição de equilíbrio do equipamento no fundo, com auxílio do guindaste ou outro guincho auxiliar. Pode também ser realizada uma transferência para o guindaste no fundo para que seja utilizado o compensador de ondas.

Para se encontrar uma configuração de instalação são necessários os seguintes itens:

- Peso do equipamento a ser instalado;
- Peso por metro da linha;
- Peso misto da catenária, caso aplicável;
- Peso dos acessórios;
- Raio de curvatura do duto;
- Profundidade de instalação;

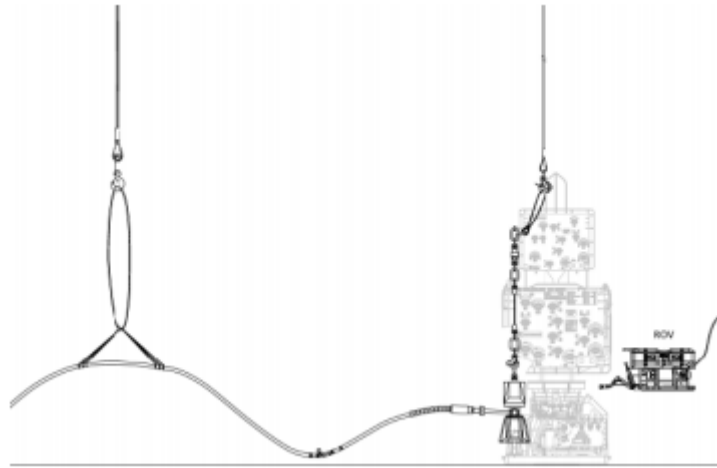


Figura 3.5-3 –Pré-acoplamento CVD 2ª ext.

As cargas geradas por essa operação podem ser encontradas pela seguinte fórmula:

$$MDL_{CVD2^a} = \frac{[(S * P_{\text{água}}) + (L_{\text{fora}} * P_{\text{ar}}) + [(P_{A_{\text{submerso}}} * 0,87) + P_{AE_{\text{ar}}}] * FAD]}{1000} \quad (3.1)$$

Onde:

MDL_{CVD2^a} = Carga dinâmica máxima para a operação (t)

FAD = Fator de Amplificação dinâmica do PLSV

P_{ar} = Peso por metro da linha cheia no ar (kg/m)

$P_{\text{água}}$ = Peso por metro da linha cheia na água (kg/m)

L_{fora} = Comprimento da linha fora d'água até a mesa de trabalho (m)

$P_{A_{\text{submerso}}}$ = Somatório do Peso no ar dos acessórios e equipamentos submersos (kg)

$P_{AE_{\text{ar}}}$ = Somatório no ar dos acessórios e equipamentos

S = Comprimento da catenária suspensa (m)

3.5.3 Pull in / Pull Out

As operações de “pull-in” e “pull out” são manobras executadas para interligar poços satélites, coletores (manifold's submarinos) e sistemas de escoamento de importação ou exportação, através da transferência de dutos flexíveis ou rígidos, do PLSV para a UEP, em caso de “pull-in”, e da UEP para o PLSV, em caso de “pull-out”.

Essas operações são constituídas por manobras realizadas entre uma UEP (Unidade Estacionária de Produção) e um navio de instalação de linha (*Pipe Laying Support Vessel* - PLSV), sendo a execução dessas operações sempre precedida de uma

mobilização e preparação dos sistemas de içamento (guincho principal -pull in machine- e guinchos auxiliares).

- **Pull in de 1ª extremidade / Pull out de 2ª Extremidade**

Pull-in é a operação de transferência de um *riser* do navio de lançamento (PLSV) para conexão na boca de sino da unidade de produção. Tem a finalidade de ligar uma unidade de produção a um duto submarino ou linha de fluxo.

Pull in de 1ª ext. e a passagem da 1ª extremidade do duto do PLSV para a plataforma, a Figura 3.5-4 apresenta a primeira extremidade da linha na calha rotativa previamente o pull in de 1ª extremidade. Na desinstalação, é basicamente o processo inverso e se denomina pull out de 2ª extremidade. A Figura 3.5-5 apresenta um esquemático de como funciona o pull in de 1ª ext./pull out de 2ª ext.



Figura 3.5-4 - Extremidade saindo do PLSV com calha rotativa

Para se encontrar uma configuração de instalação são necessários os seguintes itens:

- Comprimento dos tramos *riser* e *flowline*;
- Comprimento do I-tube da plataforma, quando existente;
- Ângulo de saída do suporte na plataforma;
- Lamina d'água no TDP, referente a saída do suporte da plataforma;
- Calado da plataforma;

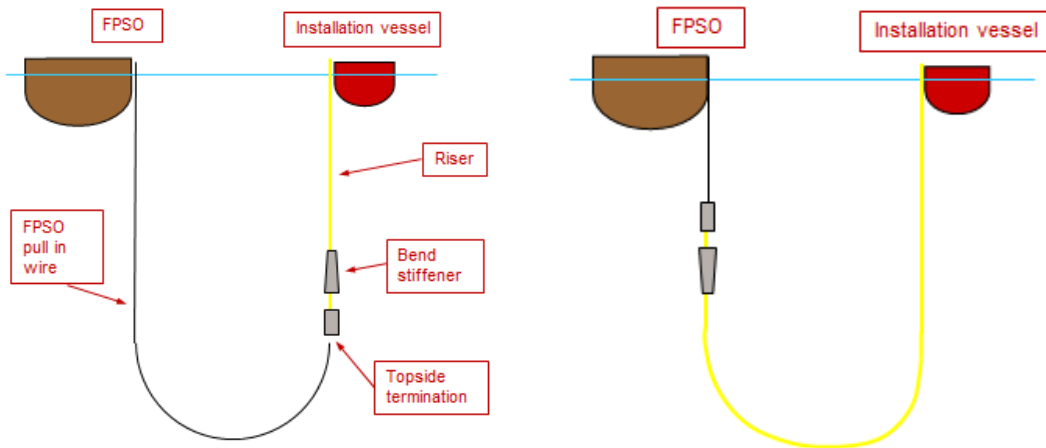


Figura 3.5-5 - Esquemático Pull in 1ª ext

- **Pull in de 2ª extremidade / Pull out de 1ª extremidade**

É a passagem da 2ª extremidade do duto do PLSV para a plataforma, neste caso é necessário o recebimento do cabo da plataforma para realizar a transferência do PLSV para a UEP (Figura 3.5-6). Essa manobra é realizada a uma distância próxima da UEP de acordo com o projeto. Os pontos críticos dessa operação são o MBR no TDP e a profundidade de transferência do guincho do PLSV para o guincho da plataforma.

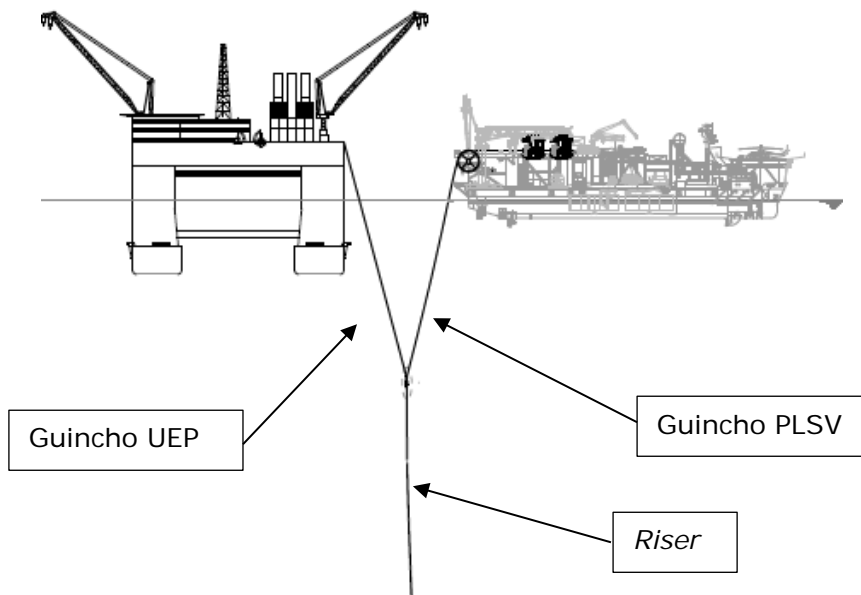


Figura 3.5-6 – Esquemático Pull in 2ª ext.

3.5.4 Conexão entre Dutos

A conexão entre dutos consiste na ligação de dois flanges com mesma especificação definidos na frase de projeto para a classe de pressão (5000psi, 10000psi, 15000psi etc) de trabalho de cada duto.

Todos os flanges usados em equipamentos de interligações submarinas devem ter um anel de vedação projetado e designado para garantir a união dos dois flanges, sem que haja vazamentos de fluídos ou gás. A Figura 3.5-7 apresenta uma conexão intermediária entre dutos flexíveis.



Figura 3.5-7 – Conexão entre Dutos

4. METODOLOGIA DE ANÁLISE DE INSTALAÇÃO DE *LAZY WAVE*

4.1 INTRODUÇÃO

A instalação é uma etapa muito importante para garantir que a configuração da *Lazy Wave* fique na posição de projeto. Para isso, é feito uma análise da instalação com objetivo de gerar o procedimento executivo mostrando o passo a passo que o navio PLSV deverá executar durante a instalação. Essas etapas representam os casos mais críticos para a operação, sendo necessário um trabalho específico para que essas etapas sejam realizadas da forma mais segura possível.

Para este trabalho foi suposto uma linha de produção de óleo, onde primeiro será feito uma conexão no poço produtor (CVD 1^a), posteriormente será realizada a instalação dos dutos, finalizando com a conexão do *riser* com a plataforma (pull in de 2^a ext), conforme Figura 4.1-1.

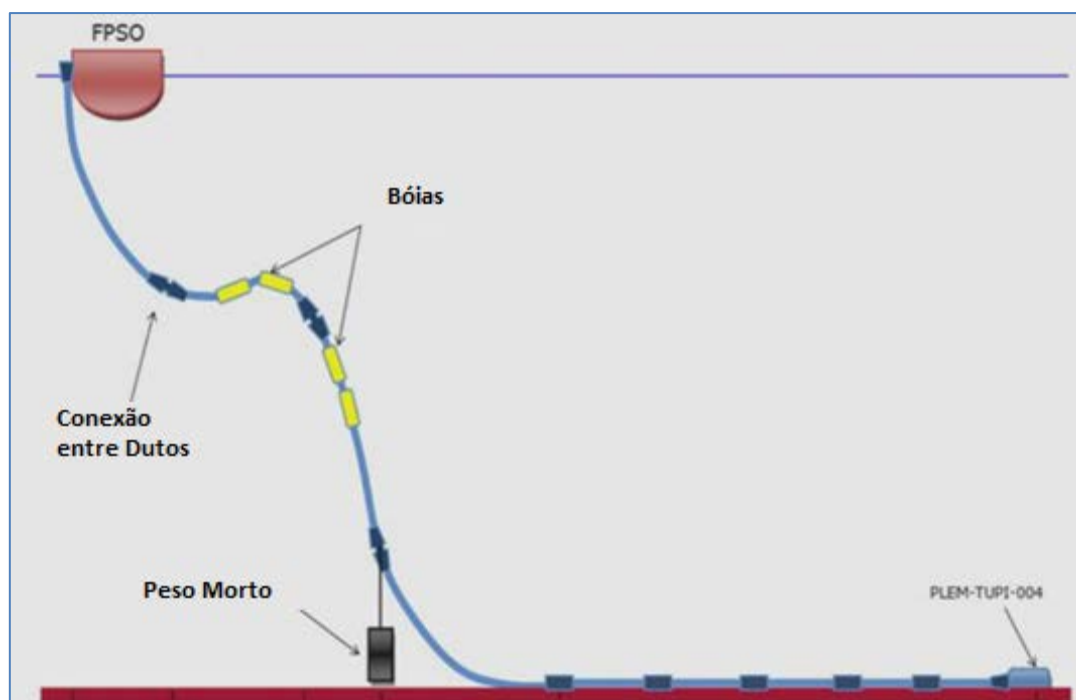


Figura 4.1-1 - Esquemático *Lazy Wave* na posição final

O objetivo deste capítulo é apresentar como proceder a análise do *riser* em configuração *Lazy Wave* desde a concepção dos carregamentos até a modelagem

numérica, além disso, serão mostrados quais são os principais casos que geralmente fazem parte de uma análise de projeto juntamente com seus critérios de aceitação.

4.2 CARREGAMENTOS

Durante a operação de lançamento, o duto é submetido a uma série de esforços provenientes de seu próprio peso, de sua configuração de catenária e da pressão de aperto dos tracionadores, além de efeitos de correntes marítimas, da pressão externa devido à profundidade, movimentos do navio de instalação e da consequente força de contato entre o duto e o leito marinho.

A pressão externa imposta pela coluna d'água é determinante no projeto do duto. A integridade do mesmo deve ser garantida para a profundidade de instalação e operação. [22]

Abaixo será abordado de maneira breve os principais carregamentos ambientais que devem ser considerados dependendo do tipo de cada análise.

4.2.1 Vento

O vento é uma variável muito importante na avaliação do comportamento do sistema flutuante que estará sustentando o duto, seja este uma plataforma ou navio de lançamento.

Existem duas maneiras de considerar o vento nos projetos:

- Força de vento estática, constante no tempo;
- Força de vento variável no tempo, que é calculada em função de uma componente estática.

O vento afeta o comportamento da corrente superficial. A camada em que ocorre influência direta da ação do vento tem uma determinada profundidade. Esta profundidade, denominada Camada de Ekman, e varia aproximadamente entre 10 e 150 metros. Abaixo da superfície, a velocidade da corrente, devido à ação do vento, decai exponencialmente [23].

4.2.2 Onda

As ondas são diretamente proporcionais aos movimentos da embarcação, por isso, é necessário saber de antemão os períodos de onda que apresentam maior dificuldade para o processo de instalação, bem como a altura de onda crítica para o projeto.

A onda é caracterizada pelas seguintes grandezas:

- Amplitude: se refere à altura da onda, marcada pela distância entre o ponto de equilíbrio da onda até a crista. Crista indica o ponto máximo da onda enquanto vale representa o ponto mínimo. [24]
- Comprimento de onda (λ): é a distância entre dois vales ou duas cristas sucessivas.
- Velocidade (v): depende do meio em que ela está se propagando.
- Frequência (f): corresponde ao número de oscilações da onda em determinado intervalo de tempo.
- Período (T): é o período que corresponde ao tempo de um comprimento de onda.

Além das grandezas que definem o comportamento de onda descrito acima, deve-se levar em consideração o estado do mar, que é caracterizado por dois tipos de espectro:

- Estado de Mar Regular;
- Estado de Mar Irregular.

O estado de mar regular é caracterizado por um único sentido de incidência de ondas enquanto o estado de mar irregular considera dois ou mais sentidos de incidência de ondas em um determinado caso.

A Figura 4.2-1 apresenta um esquemático de ondas com os itens descritos acima.

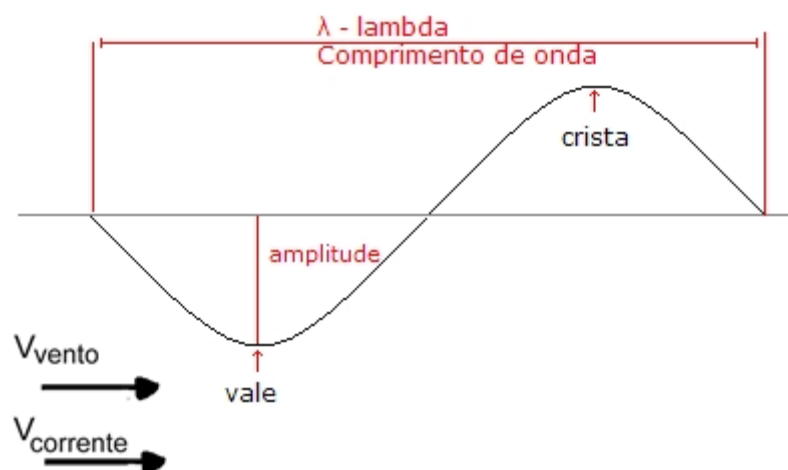


Figura 4.2-1 – Definição de Ondas – [24]

O período é o inverso da frequência e é definido pela seguinte fórmula:

$$T = \frac{1}{f} \quad (4.1)$$

Enquanto para a velocidade pode ser calculada pelas seguintes fórmulas:

$$v = \frac{\lambda}{T} \quad (4.2)$$

$$v = \lambda * f \quad (4.3)$$

4.2.3 Correntes Marítimas

As correntes marítimas são definidas através de valores de velocidade e ângulos de incidência. Geralmente é aplicado incrementalmente à estrutura. As correntes marítimas podem ser consideradas primordialmente como carregamento estático, porém em outros casos existem efeitos dinâmicos associados as mesmas. [25]

No caso de corpos flutuantes, a formulação de Morison pode ser aplicada, tais como membros reticulados de plataformas ou linhas de ancoragem e *risers*, a corrente marítima pode ser considerada diretamente no cálculo da parcela de arrasto.

$$\mathbf{F} = \frac{1}{2} \rho_w D C_d |\dot{\mathbf{u}} - \dot{\mathbf{x}}| (\dot{\mathbf{u}} - \dot{\mathbf{x}}) + \rho_w \frac{\pi D^2}{4} C_m \ddot{\mathbf{u}} - \rho_w \frac{\pi D^2}{4} C_a \ddot{\mathbf{x}} \quad (4.4)$$

Nesta expressão:

ρ_w é a massa específica do fluido;

D é uma dimensão transversal característica do corpo (usualmente o diâmetro de um membro cilíndrico);

e $\dot{\mathbf{u}}$, $\dot{\mathbf{x}}$, $\ddot{\mathbf{u}}$ e $\ddot{\mathbf{x}}$ são respectivamente as velocidades e acelerações do fluido e do corpo. O primeiro termo do lado direito desta equação (proporcional às velocidades) corresponde, portanto à parcela de arraste; o segundo e terceiro termos (proporcionais às acelerações) correspondem à parcela de inércia. Geralmente considera-se que a formulação de Morison é mais aplicável quando a força de arrasto é significativa, e os efeitos viscosos preponderam sobre os inerciais; este é usualmente o caso em corpos esbeltos. [26]

Dependendo da direção da corrente marítima, a corrente pode influenciar no momento aplicado na conexão entre o duto e o navio, por exemplo, se a corrente estiver no mesmo sentido do movimento da embarcação, a tendência é que o momento fletor no

topo seja aliviado. Por outro lado, se a corrente for no sentido contrário, o momento fletor aumentará.

O perfil de velocidade e direção da corrente ao longo da profundidade é afetado por efeitos de circulação oceânica, que é provocada por diversos fatores, sendo assim correntes não foram consideradas nas análises por representar uma variável adicional que pode tanto aumentar a excursão admissível da embarcação quanto diminuí-la, em função das suas direções de incidência. No entanto, geralmente essa influência é pequena.

4.3 COMPORTAMENTO DINÂMICO DAS EMBARCAÇÕES

O navio está sujeito a 6 tipos de movimentos, três translacionais – *surge* (avanço), *sway* (desvio) e *heave* (afundamento) – e três rotacionais – *roll* (jogo), *pitch* (arfagem) e *yaw* (guinada), conforme Figura 4.3-1.

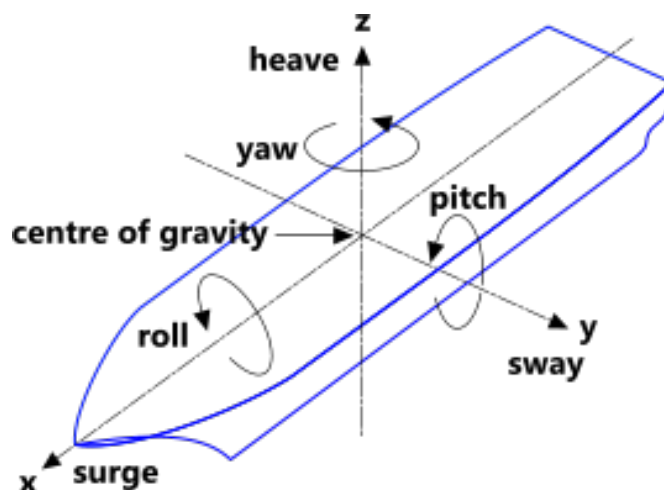


Figura 4.3-1 – Movimentos da Embarcação - [27]

Para cada movimento, um cálculo de RAO é feito. O RAO (*responde amplitude operator*) pode ser descrito como movimento do navio para cada frequência de excitação, de acordo com o Hs. O RAO é a resposta da embarcação sob a ação de uma onda de amplitude unitária para várias direções de incidência da onda sobre o navio e para diferentes períodos de onda.

Cada navio possui uma tabela de informações que contempla a relação de seus seis graus de liberdade com a amplitude da onda e suas respectivas fases. O RAO varia com o calado e movimento da embarcação, com a direção de incidência e com o período da onda. [22] O movimento é equacionado da seguinte maneira:

$$z = R.A.\cos (wt - \phi) \quad (4.5)$$

Onde:

z = deslocamento (em unidades de comprimento para surge, sway, heave e em graus para roll, pitch e yaw)

A = amplitude da onda (em unidade de comprimento)

w = frequência (em radianos / segundo)

t = tempo (em segundos)

R, ϕ são as amplitudes e fases do RAO

A correta definição de direção e sentido do RAO é muito importante para garantir a confiabilidade nos resultados obtidos. O comportamento de um navio, quando exposto as ondas, depende de uma série de fatores, como forma do mesmo, distribuição de peso, posição do centro de gravidade etc. O RAO de uma embarcação deve ser avaliado para que uma melhor compreensão da resposta a uma determinada excitação, seja obtida [22]. A Figura 4.3-2 apresenta a variação de um exemplo de RAO para Pitch e Surge.

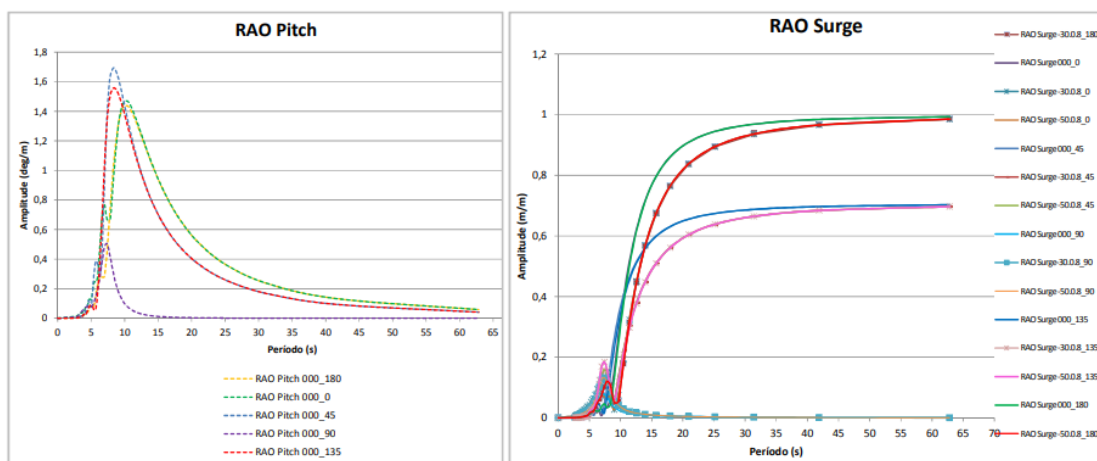


Figura 4.3-2 – Exemplo de RAO – [29]

Para o estudo foi considerado que a embarcação possui um sistema de Posicionamento Dinâmico (DP), ou seja, um sistema que controla automaticamente a posição de uma embarcação por meio de propulsão ativa. Sendo assim somente as respostas de primeira ordem são consideradas nas análises (*Heave, roll e pitch*).

O sistema utiliza diversas variáveis capazes de tornar seu posicionamento mais preciso, utilizando equipamentos como GPS, DGPS, Anemômetros, Giroscópios etc. [28]

Os principais objetivos de um sistema de DP são:

- Compensar as mudanças de posição do navio causadas pelos carregamentos ambientais de segunda ordem, porém as ondas não são compensadas pelo sistema de DP;

- Manter as variações de posição e aproamento da embarcação dentro de limites aceitáveis;
- Minimizar o uso do sistema de propulsão para evitar consumo excessivo de combustível.



Figura 4.3-3 – Navios operando em DP próximos a Plataforma – [29]

Conforme citado anteriormente a abordagem deste trabalho refere-se à instalação de dutos flexíveis, e para esta tarefa o navio de lançamento deve ser capaz de manter seu posicionamento independente das condições ambientais. As embarcações podem ser classificadas pelo tipo de sistema de DP, ou seja, a classe que possui que são divididas conforme:

- *DP Classe 1:* Não possui redundância. Perda de posição pode ocorrer no caso de uma falha única.
- *DP Classe 2:* DP Classe 2 Tem redundância de componentes ativos. De modo que num caso de pior falha (*worst case failure*) não ocorra perda de posição.
- *DP Classe 3:* DP Classe 3 Possui redundância de todos os componentes (ativos e estáticos) e separação física desses componentes. A perda de posição não deve ocorrer a partir de um cenário de pior falha (*worst case failure*). A principal diferença do DP Classe 3 para o DP Classe 2 está na separação do compartimento de DP, que é estanque e a prova de fogo, separados por uma porta A60, capaz de suportar até 60 minutos de chamas [30].

4.4 ANÁLISE ACOPLADA E DESACOPLADA

Para garantir uma completa representação do modelo de um sistema estrutural, é necessário considerar a interação entre seus componentes, sendo assim, serão descritas brevemente as metodologias em projetos de unidades flutuantes ancoradas e durante a instalação de dutos que podem ser consideradas.

- Metodologia Acoplada

Um modelo hidrodinâmico de corpo rígido representa o casco, e como o nome já diz é acoplado a um modelo que representam os *risers* e linhas de ancoragem, conforme Figura 4.4-1. Este cenário apresenta dois comportamentos de forma integrada e não em etapas distintas.

A metodologia acoplada incorpora em uma única estrutura o modelo hidrodinâmico para a representação do casco da unidade, integrado com um modelo de elementos finitos para representar de maneira precisa as linhas de ancoragem e *risers*. [26].

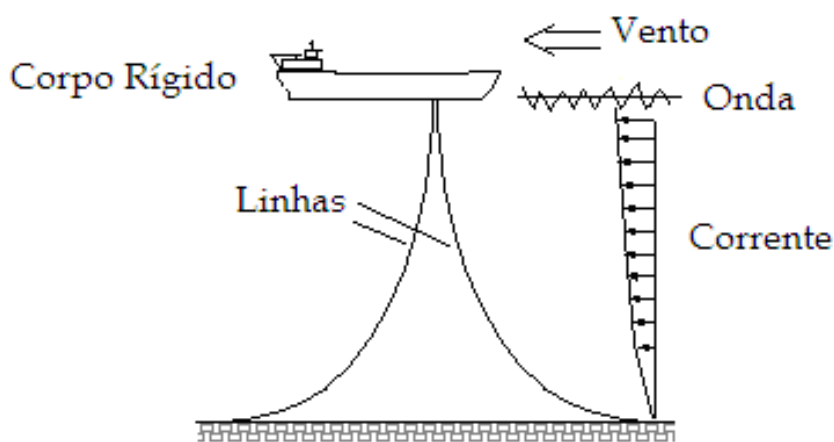


Figura 4.4-1 – Modelo Análise Acoplada – [31]

- Metodologia Desacoplada

Consiste em adotar um procedimento onde há pouca integração entre os modelos de análise do casco da plataforma, das linhas de ancoragem ou dos *risers* [26].

A metodologia desacoplada consiste em duas etapas:

- Etapa 1:** é realizada uma análise hidrodinâmica para a obtenção dos movimentos na embarcação, e uma tração estimada desconsiderando o comportamento não-linear

dinâmico. As linhas são representadas pela massa, rigidez e amortecimento, introduzidos na equação do movimento flutuante.

- b. Etapa 2: nesta etapa as linhas são representadas por um modelo em elementos finitos, com a intenção de obter respostas estruturais. As simplificações são introduzidas para fazer com que a interação do comportamento dinâmico não-linear destes componentes não seja considerada, o que pode não garantir um resultado tão preciso, ou seja, é ignorado o fato de que o casco, as linhas de ancoragem e os *risers* sejam compostos por um sistema integrado.

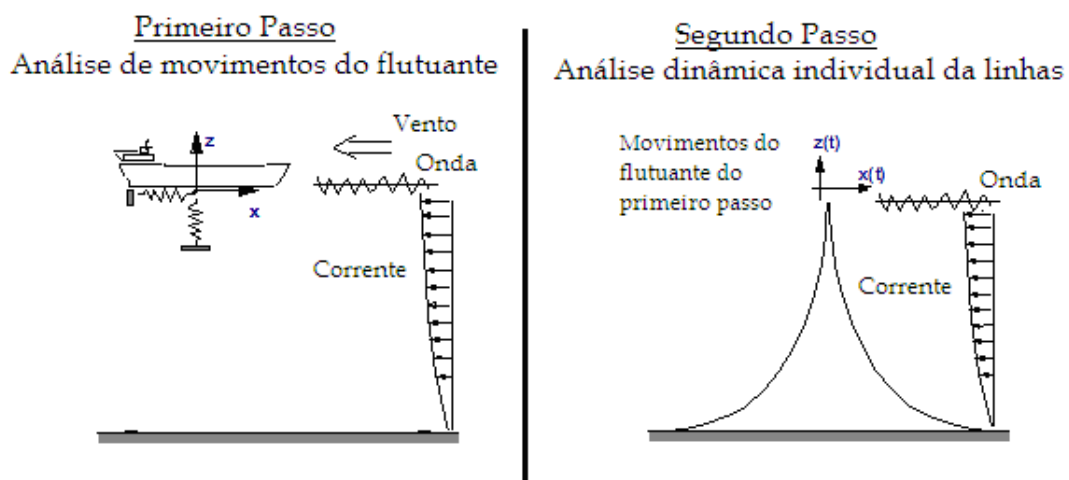


Figura 4.4-2 - Modelo Análise Desacoplada - [31]

Em função do objetivo proposto neste trabalho para as modelagens de *Lazy Wave* foram realizadas análises desacopladas. Portanto os deslocamentos do RAO da embarcação são inseridos dentro da configuração do navio para diferentes incidências de ondas e a amplitude de movimento para diferentes períodos de onda, conforme Figura 4.4-3 e Figura 4.4-4.

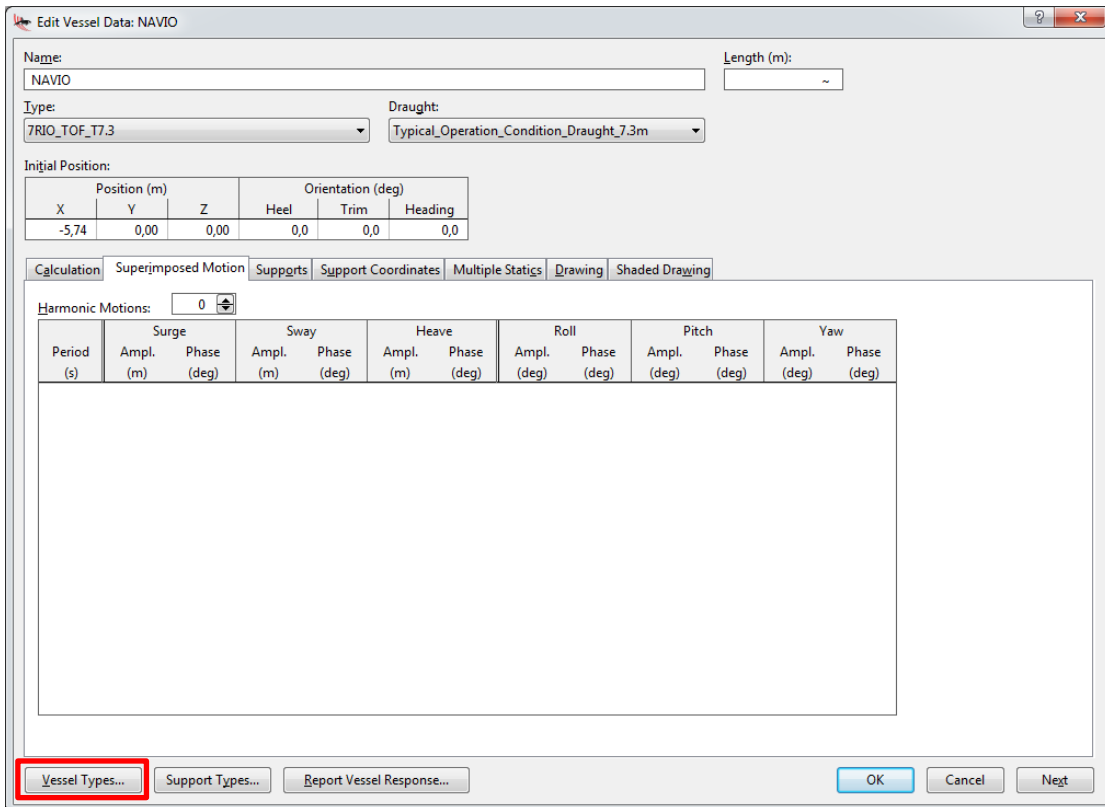


Figura 4.4-3 – RAO PLSV Orcaflex

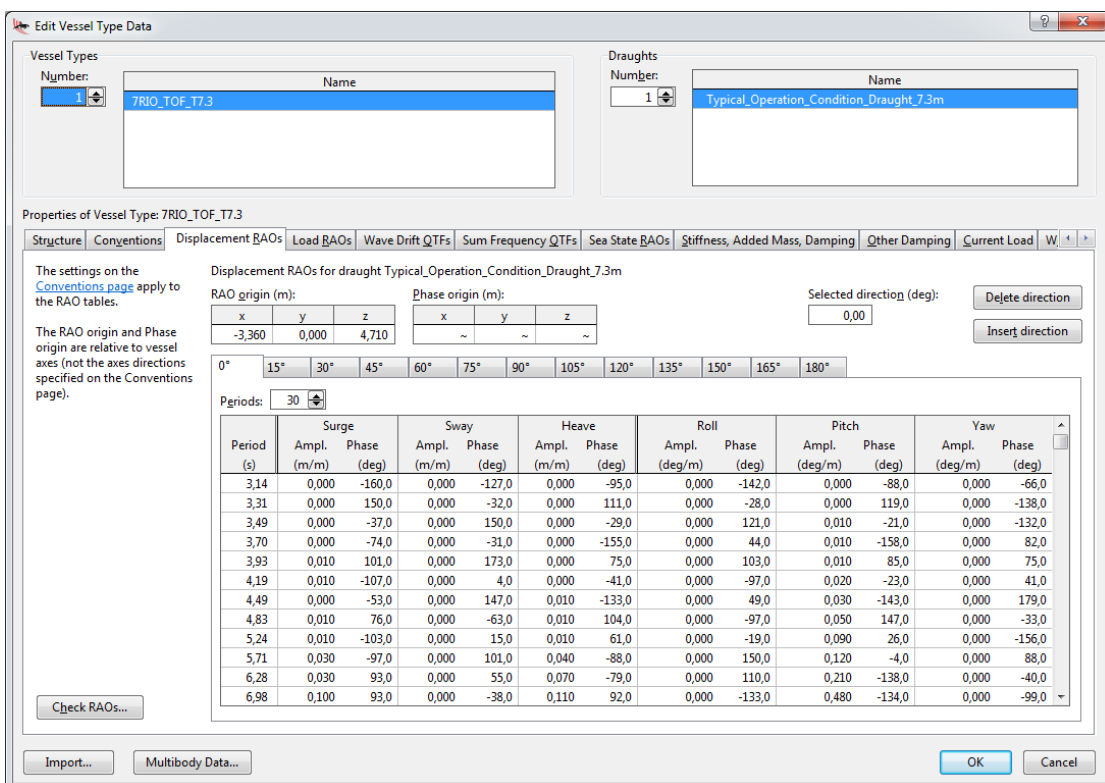


Figura 4.4-4 – Deslocamentos RAO Orcaflex

4.4.1 Etapas da Análise

Geralmente para a instalação total do *riser*, são analisadas as principais etapas da instalação, como por exemplo, instalação de flutuadores, acessórios, conexão flangeadas entre dutos, entre outros.

Para o estudo de caso que será apresentado adiante foram consideradas 13 etapas críticas, essa quantidade de etapas é definida considerando os pontos mais importantes da instalação da *Lazy Wave*. A motivação disso é apresentar o passo a passo da operação de forma mais detalhada e otimizada. A Figura 4.4-5 – Passos da Operação mostra todos os passos para a instalação da linha.

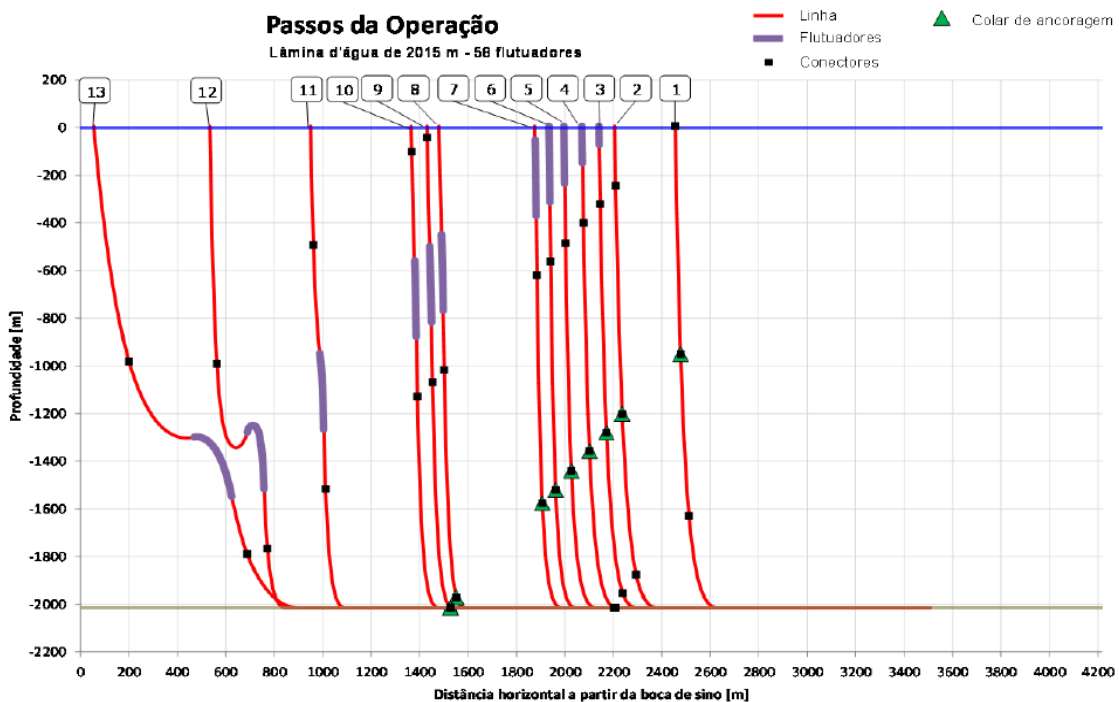


Figura 4.4-5 – Passos da Operação

- Descrição das Etapas:
 1. Conexão entre linhas;
 2. Primeiro flutuador instalado;
 3. 25% dos flutuadores instalados;
 4. 50% dos flutuadores instalados;
 5. 75% dos flutuadores instalados;
 6. 100% dos flutuadores instalados;
 7. Último flutuador instalado atinge a profundidade de 50m;
 8. Conexão entre linhas;

9. Pouso do colar de ancoragem;
10. 50m de linha no solo após o pouso do colar de ancoragem;
11. Metade da linha lançada;
12. Final do lançamento da linha;
13. PLSV se posiciona para o pull-in.

Definida a configuração e as etapas a serem estudadas, as simulações dinâmicas são realizadas para garantir que o duto estará respeitando os critérios de aceitação estabelecidos, isto é, nesta fase são definidos os carregamentos ambientais limites ao qual o duto pode ser submetido durante o lançamento, limitando assim as operações caso esses valores admissíveis sejam ultrapassados.

4.4.2 Conexão Entre Linha e Embarcação

O navio é modelado de acordo com as características da embarcação, a Figura 4.4-6 representa as coordenadas onde a linha é conectada, neste caso na altura real do tracionador inferior, lembrando que neste caso foi simulado uma instalação de torre (VLS) pelo moonpool da embarcação.

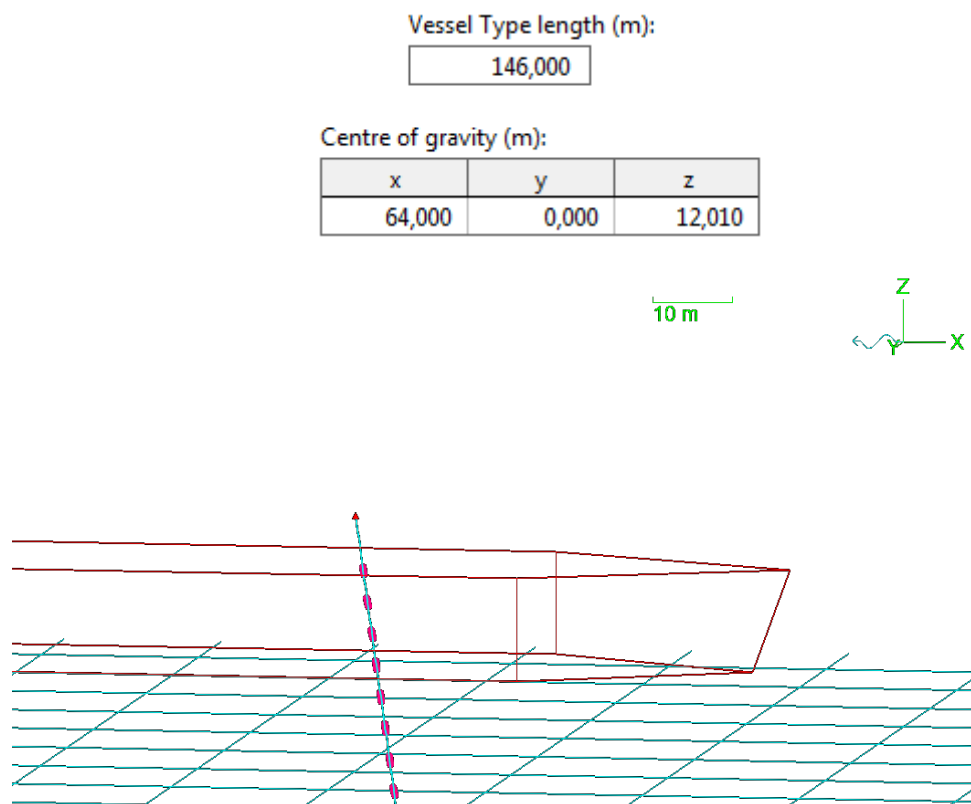


Figura 4.4-6 – Conexão entre Linha e Embarcação

4.4.3 Critério de aceitação

A compressão induzida pela movimentação da embarcação em função das ondas durante o lançamento de flexíveis nas configurações com boias instaladas na linha é um dos principais fatores que influenciam nas análises, portanto é verificada a ocorrência de trações mínimas no topo da linha para evitar flambagem. Esse limite existe pelo fato dos dutos flexíveis serem sensíveis aos esforços de compressão, onde caso ocorra, as armaduras de tração podem se desalinhar causando problemas a integridade do duto. Como referência é utilizada uma carga de 50t como limitante da carga mínima. A principal maneira de mitigar a compressão da linha é a instalação de peso morto, caso seja necessário a sua utilização outro passo deve ser incluído na análise, porém é necessário desinstalar em outro passo futuro.

Além disso o raio mínimo de curvatura do duto é analisado durante o estudo, principalmente no TDP e durante a formação da corcova da *Lazy Wave*. O raio de curvatura mínimo para o flexível é normalmente dado como um raio estático (controlado pelo deslocamento do duto) e um raio dinâmico (controlado por carga). O MBR dos umbilicais são geralmente dados em função da tensão efetiva versus a curvatura do duto. O MBR para armazenamento (estático) é definido como um limite elástico e deve ser monitorado nas análises para sempre respeitar o valor mínimo admissível de cada produto.

Outro critério importante é a tração máxima dinâmica de topo no PLSV, esse fator não pode ultrapassar a capacidade de instalação dos tracionadores e guinchos A&R do navio. Caso a tração seja maior, o projeto não é viável para o navio estudado. Neste caso o PLSV possui uma capacidade de suportar até 500t.

5. ESTUDO DE CASO

5.1 INTRODUÇÃO

Na presente seção serão apresentados os resultados obtidos das avaliações explicitando as principais respostas do método nas análises dinâmicas, uma vez que os resultados das análises estáticas são informados no item 4.4.1. Tabelas de estados de mar limitantes e suas respectivas cargas máximas e mínimas dinâmicas no topo serão apresentadas, para alguns passos críticos da instalação, além das amplificações dinâmicas que são aplicadas nestas cargas, resultando nos valores extremos para diferentes incidências de onda.

Adicionalmente, os resultados visam demonstrar, para os cenários estudados, o comportamento global do duto, indicando a viabilidade da instalação dos mesmos em águas ultraprofundas, garantindo ao máximo que o navio realize a instalação sem interrupções causadas por mau tempo e também garantindo uma maior segurança das operações.

5.2 MODELAGEM

Para a modelagem numérica do problema foi utilizado o software Orcaflex versão 9.8, desenvolvido pela empresa Orcina, capaz de realizar simulações estáticas e dinâmicas de diversos sistemas offshore; como por exemplo análises de comportamento global de linhas rígidas e flexíveis, análises de ancoragem, análises de instalação de equipamentos submarinos, análises de fadiga, etc. O software permite a realização de análises não lineares no domínio do tempo, possibilitando a avaliação estrutural de sistemas *offshore* submetidos a carregamentos de ondas, correntes e deslocamentos prescritos.

O Orcaflex fornece uma análise rápida e precisa de sistemas de catenárias para *riser* flexíveis e umbilicais abaixo d'água, com correntes marinhas e movimentos expostos externamente. É baseado no modelo de elementos finitos, além de ser capaz de lidar com grandes desvios do flexível em relação a configuração inicial, onde um elemento de massa concentrado é utilizado o que simplifica a formulação matemática e permite um desenvolvimento rápido e eficiente do programa [32].

5.2.1 Características da Embarcação

A seção esquemática do PLSV usado usadas para a geração do modelo da análise é mostrada na Figura 5.2-1, e as características geométricas são mostradas na Tabela

5.2-1. Como pode-se perceber será utilizado um PLSV com torre vertical onde a linha será instalada pelo moonpool da embarcação.

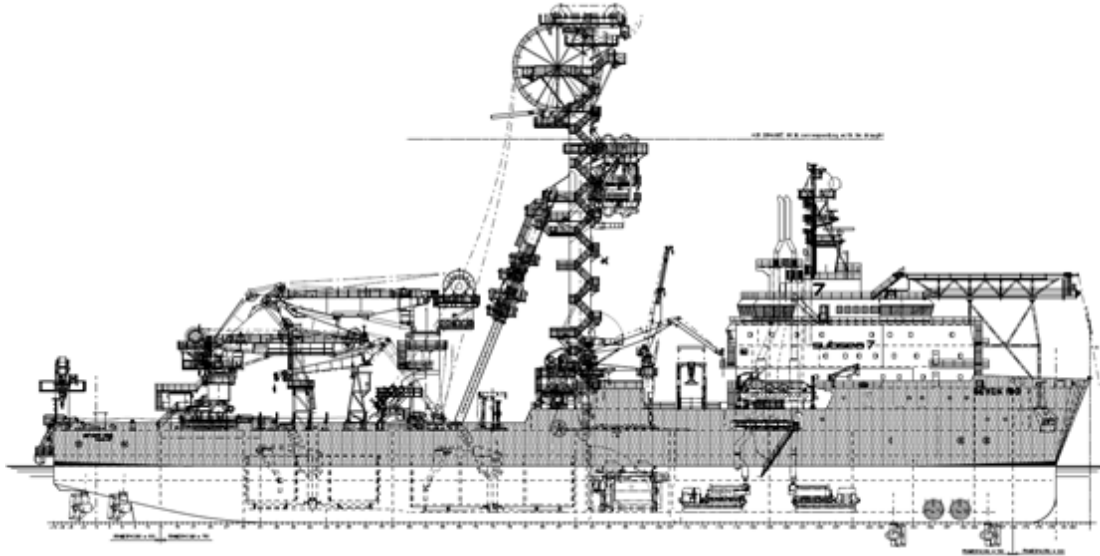


Figura 5.2-1 – Características do PLSV

Tabela 5.2-1 – Características do PLSV

Geometria	Valor (m)
Calado	8,3
Boca	24,0
Comprimento	146,0

5.2.2 Visão geral do modelo

A análise começa com o início do lançamento do *riser*, é considerado um FPSO instalado em uma região com profundidade de 2000m.

O modelo construído é composto por elementos de linhas. Estes elementos de linha são utilizados para representar o duto flexível, nesse caso o *riser* e acessórios.

A Tabela 5.2-2 apresenta as características dos *risers* flexíveis que foram utilizados na análise.

Tabela 5.2-2 - Estruturas Supostas para a Análise

Diâmetro Externo	Diâmetro Interno	Peso Cheio na água	Peso Cheio no ar	MBR	Rigidez a Flexão
<i>Riser de topo – Comprimento 400m</i>					
232,12 mm	4"	80 kg/m	124 kg/m	3,2m	24,42 kN.m ²
<i>Riser Intermediário – Comprimento 1640m</i>					
189,94 mm	4"	50 kg/m	78,5 kg/m	2,6m	10,68 kN.m ²
<i>Riser Flow – Comprimento 1060m</i>					
185,94 mm	4"	43 kg/m	72 kg/m	1,5m	10,05 kN.m ²

A Tabela 5.2-3, Tabela 5.2-4, Tabela 5.2-5 apresentam os dados dos acessórios em cada extremidade dos dutos flexíveis. Esses acessórios e dutos são modelados como elementos de linha.

Tabela 5.2-3 - Características do Enrijecedor de Topo do Riser

Enrijecedor de topo	
Peso no ar (kg)	4300
Comprimento (m)	6,0

Tabela 5.2-4 - Características dos Enrijecedores dos Risers

Enrijecedor	
Peso no ar (kg)	1250
Comprimento (m)	2,6

Tabela 5.2-5 - Características dos Conectores

Conectores	
Peso no ar (kg)	1160
Comprimento (m)	890

Os flutuadores são modelados conforme a norma DNV-RP-H103. Nela é encontrado o coeficiente de arrasto de acordo com a área do flutuador. A Tabela 5.2-6 apresenta os dados dos flutuadores utilizados para a *Lazy Wave*.

Tabela 5.2-6 - Características dos Flutuadores Utilizados

Flutuadores	
Altura (m)	1,90
Diâmetro (m)	1,83
Distância entre flutuadores – centro (m)	5,60
Peso no ar (kg)	2840
Empuxo (kg)	1500
Quantidade de Flutuadores	58

5.2.3 Condições Meteoceanográficas

A Tabela 5.2-7 mostra os parâmetros e valores utilizados para definir as condições de mar utilizadas na análise.

Tabela 5.2-7 - Parâmetros de Mar Utilizados

Parâmetro	Valores	Unidade
Altura de onda (Hs)	1,0	m
	1,5	
	2,0	
	2,5	
	3,0	
Período (Tp)	6	s
	7	
	8	
	9	
	10	
	11	
	12	
	14	
Tipo de Onda	Onda Regular tipo AIRY	-
Incidência das ondas	0	graus
	30	
	60	
	90	
	120	
	150	
	180	

Todas as análises seguirão a convenção de ângulo de incidência conforme Figura 5.2-2.



Figura 5.2-2 – Incidência das Ondas

5.2.4 Estudo Dinâmico

A análise dinâmica é realizada de acordo com a condição estática de cada caso a ser estudado, os 13 passos analisados são apresentados na tabela Tabela 5.2-8, que mostra as principais etapas da instalação onde exista algum risco para a operação, além disso outros passos são apresentados como movimentações indispensáveis para viabilidade da operação.

A Tabela 5.2-8 apresenta o movimento do PLSV, juntamente com comprimento de linha paga no passo, comprimento acumulado a partir da conexão *riser x flowline*, ângulo de topo no PLSV, sua tração de topo e número de flutuadores.

Tabela 5.2-8 – Passo 1 à 13 da Instalação

Passo	1	2	3	4	5	6	7
Dist. Horizontal (m)	175	175	156	136	133	111	112
Saída da linha até TDP (m)							
Distância PLSV – I-tube	2455	2205	2140	2070	1995	1933	1875
Movimento Do PLSV	-	250	65	70	75	62	58
Linha paga	-	251	78	78	84	78	58
Comprimento total (m)	2933	3184	3262	3341	3425	3503	3561
Ângulo de topo	1	1	1	1	1	1	1
Tração estática de topo	194	198	180	157	134	112	104
Total de flutuadores	0	1	15	29	44	58	58

Passo	8	9	10	11	12	13
Dist. Horizontal da Saída da linha até TDP (m)	111	67	116	144	312	845
Distância PLSV – I-tube	1480	1462	1365	950	534	55
Movimento Do PLSV	395	18	97	415	416	479
Linha paga	397	50	60	390	500	0
Comprimento total (m)	3958	4008	4068	4458	4958	4958
Ângulo de topo	1	0,5	1	1	1	5,1
Tração estática de topo	110	106	106	105	135	141
Total de flutuadores	58	58	58	58	58	58

As análises dinâmicas neste trabalho consideram o efeito das ondas sobre o PLSV conectado ao duto. O cruzamento dos RAOs e o espectro de ondas, que se dispõe a reproduzir o estado de mar real. As análises dinâmicas são realizadas a partir de uma análise estática e os dados de entrada que devem ser acrescentados são as propriedades das ondas, os RAOs das embarcações modeladas e os coeficientes de arrasto do duto. As ondas consideradas nas análises dinâmicas foram modeladas segundo a Teoria Linear de Ondas desenvolvida por AIRY (espectro de onda regular) que fornece uma boa aproximação às características de ondas para uma vasta gama de parâmetros e demanda consideravelmente menos tempo computacional do que a utilização de ondas irregulares [32].

A equação abaixo apresenta o espectro AIRY, que será adotado nas simulações dinâmicas deste trabalho:

$$u = E(z) a \omega \cos(\omega t - \phi - kx) \quad (5.1)$$

Onde:

a amplitude da onda

ω frequência angular

ϕ atraso da fase

k número de ondas

x distancia a origem da onda

z medido para cima a partir do nível médio da água

$E(z)$ fator de escala dado por $E(z) = \cosh(k(d+z)) / \sinh(kd)$, onde:

d profundidade média da água. É um termo de decaimento exponencial que modela o fato de que a velocidade do fluido diminui conforme o ponto se torna mais profundo. No entanto, para $z > 0$ (ou seja, acima do nível médio da água) $E(z)$ é maior que 1, de modo que amplifica a velocidade.

Além do citado acima é possível reproduzir pelo Orcaflex os seguintes espectros:

- JONSWAP;
- ISSC (ou Bretschneider ou Pierson-Moskowitz);
- Ochi-Hubble, Torsethaugen, Gaussian Swell;
- Usuário defina um espectro para as ondas ou até mesmo um histórico de ondas já conhecidas;

5.3 TABELA DE ESTADO DE MAR LIMITANTES

Nesta seção, os resultados são apresentados na forma da máxima altura significativa de onda (H_s), em função do posicionamento relativo da embarcação e período de onda (T_p). Essas informações são de grande importância pois indicam o limite de mar aceitável para a instalação para quais o equipamento de lançamento deve respeitar.

Serão apresentados 3 passos para operação e mostrado os resultados de acordo com os critérios de aceitação. Foram escolhidas operações consideradas mais críticas onde a análise dinâmica terá total influência.

- Passo 2: 50% dos flutuadores instalados;
- Passo 4: 100% dos flutuadores instalados;
- Passo 11: Último passo previamente a formação da *Lazy Wave*;

5.3.1 50% dos Flutuadores Instalados

O passo indicado é um passo crítico para a operação, uma vez que a tração de topo reduz de acordo com a quantidade de flutuadores instalados podendo levar a cargas compressivas no topo, o que já citado anteriormente, pois é um dos principais problemas durante a instalação de dutos com bóias instaladas na linha.

- Mínima tração dinâmica

A Tabela 5.3-1 apresenta a mínima tração dinâmica para o passo estudado. Podendo-se concluir que somente com ondas na incidência de 90° e período de 9s estão muito próximas do mínimo admissível (50t), mostrando que não há problemas para a operação.

Tabela 5.3-1 – Mínima Tração Dinâmica 50% dos flutuadores

Mínima Tração Dinâmica (t)								
Dir [deg]	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	148	147	128	132	139	138	133	132
30	147	139	127	136	136	131	128	128
60	142	136	123	105	103	109	114	118
90	136	98	72	52	72	91	105	112
120	141	139	127	113	107	110	115	119
150	145	140	128	134	138	132	130	129
180	147	146	131	132	140	138	135	133

- Máxima tração dinâmica

A Tabela 5.3-2 apresenta a máxima tração encontrada para o passo, mostrando uma situação bem confortável para esse critério, pois conforme já mencionado, o PLSV tem capacidade para até 500t.

Tabela 5.3-2 – Máxima Tração Dinâmica 50% dos flutuadores

Máxima Tração Dinâmica (t)								
Dir [deg]	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	166	165	182	178	173	175	179	181
30	165	173	183	174	180	181	184	186
60	172	177	187	202	207	205	198	197
90	175	213	247	256	222	218	206	203
120	172	174	187	202	206	204	198	197
150	168	172	187	177	175	180	184	185
180	166	167	185	183	170	173	177	180

- Raio de Curvatura do duto

A Tabela 5.3-3 apresenta os raios de curvatura da linha no TDP para esse passo. Pode-se concluir que por mais que seja um valor muito baixo somente para a incidência de onda a 90° e período de 9s o valor encontrado não oferece risco para a operação já que o valor mínimo é de 1,5m.

Tabela 5.3-3 – Raio de Curvatura TDP 50% flutuadores

Raio de curvatura TDP (m)								
Dir [deg]	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	8,68	8,68	7,43	7,65	7,96	7,60	6,98	6,70
30	8,57	8,09	7,38	7,96	7,57	6,96	6,47	6,27
60	8,26	7,97	6,94	5,47	5,09	5,23	5,37	5,47
90	7,87	5,48	3,42	2,81	3,33	4,31	4,91	5,15
120	8,15	7,97	7,15	6,01	5,39	5,33	5,47	5,57
150	8,62	8,05	7,32	7,67	7,77	7,13	6,72	6,45
180	8,75	8,53	7,48	7,57	7,92	7,72	7,25	6,90

- Resumo das cargas

A Tabela 5.3-4 apresenta as máximas e mínimas trações dinâmicas encontradas na análise.

Tabela 5.3-4 – Máximos e Mínimos 50% dos Flutuadores

Máximo & Mínimo	Tensão Topo
Tração Estática no Topo	157
Mínima Tração Dinâmica para 150° and 180° [t]	127
Máxima Tração Dinâmica para 150° and 180° [t]	187
Mínima Tração Dinâmica Todas Direções [t]	52
Máxima Tração Dinâmica Todas Direções [t]	256

- Estado de mar admissível

A Tabela 5.3-5 é a combinação dos critérios de aceitação onde apresenta o estado de mar admissível para a instalação, onde percebe-se que de acordo com os critérios estabelecidos, esta etapa da operação não oferece grande risco ao produto se respeitado essas condições. Neste caso Hs de 3,0m é aceitável em todas as direções e períodos de ondas.

Tabela 5.3-5 – Hs Limite 50% dos flutuadores

Dir [deg]	Hs Limite [m]							
	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
30	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
60	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
90	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
120	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
150	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
180	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

5.3.2 100% dos Flutuadores Instalados

Outro passo crítico para a operação é a instalação de todos os flutuadores do projeto. Como no passo anterior não foi necessária a instalação de peso morto, é analisado novamente a necessidade de instalação de peso morto em função de cargas mínimas dinâmicas no topo, uma vez que a tendência é reduzir ainda mais a tração de topo pelo fato do empuxo dos flutuadores atuarem sobre o duto.

- Mínima tração dinâmica

A Tabela 5.3-6 apresenta a mínima tração dinâmica para o passo estudado. Podendo-se concluir que a tabela abaixo é a que garante um valor mínimo aceitável sem

trazer risco para a operação. Durante as análises, para alguns casos foi necessário restringir a janela operacional, pois caso fosse utilizada tal condição o mínimo ficaria abaixo de 50t, o que não é esta dentro dos critérios de aceitação.

Tabela 5.3-6 – Mínima Tração Dinâmica 100% dos flutuadores

Mínima Tração Dinâmica (t)								
Dir [deg]	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	102	98	76	76	90	88	81	78
30	101	91	75	87	84	78	74	73
60	95	84	69	56	53	61	55	60
90	85	61	52	50	61	59	56	52
120	91	86	72	54	57	52	57	61
150	98	90	73	85	87	80	76	74
180	100	98	77	87	89	88	83	80

- Máxima tração dinâmica

A Tabela 5.3-7 – Máxima Tração Dinâmica 100% dos flutuadores apresenta a máxima tração dinâmica para o passo estudado, mostrando que a operação está mais distante da capacidade do PLSV em comparado com o passo anterior, conforme já era esperado devido ao empuxo dos flutuadores.

Tabela 5.3-7 – Máxima Tração Dinâmica 100% dos flutuadores

Máxima Tração Dinâmica (t)								
Dir [deg]	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	122	123	145	145	134	136	141	144
30	122	134	146	143	142	145	149	150
60	129	136	154	166	169	163	168	164
90	137	162	169	171	161	164	167	172
120	131	135	150	174	166	172	167	164
150	125	133	150	146	135	143	148	150
180	123	125	146	155	129	134	140	144

- Raio de Curvatura do duto

A Tabela 5.3-8 apresenta o raio de curvatura do duto no TDP. Pode-se perceber que para o passo estudado o raio de curvatura no fundo não apresenta risco para a operação por estar distante do mínimo admissível. A tendência é que conforme os flutuadores são instalados na linha o raio de curvatura do *riser* aumente.

Tabela 5.3-8 – Raio de Curvatura TDP 100% flutuadores

Raio de Curvatura TDP (m)								
Dir [deg]	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	22,73	22,81	17,78	16,49	19,45	18,92	16,76	16,07
30	22,35	21,17	17,68	18,52	18,56	16,47	14,57	14,42
60	21,20	19,65	15,96	12,47	10,52	11,44	9,69	11,08
90	19,72	14,18	11,98	11,04	12,49	10,96	9,85	9,52
120	21,85	19,42	16,76	10,99	11,40	9,27	9,90	11,33
150	23,45	20,82	17,39	17,55	19,38	16,77	15,11	14,88
180	23,34	22,41	18,22	17,17	20,31	19,56	17,39	16,54

- Resumo das cargas

A Tabela 5.3-9 apresenta as máximas e mínimas tensões dinâmicas encontradas para as análises com 100% dos flutuadores instaladas.

Tabela 5.3-9 – Máximos e Mínimos 100% dos Flutuadores

Máximo & Mínimo	Tração Topo
Tração Estática no Topo	112
Mínima Tração Dinâmica para 150° and 180° [t]	73
Máxima Tração Dinâmica para 150° and 180° [t]	155
Mínima Tração Dinâmica Todas Direções [t]	50
Máxima Tração Dinâmica Todas Direções [t]	174

Na Tabela 5.3-10 pode-se perceber uma restrição de mar maior comparado ao passo anterior. A restrição é dada por uma combinação dos critérios de aceitação, ou seja, caso a altura de onda for maior que o estabelecido durante a instalação, a operação não estará segura.

Tabela 5.3-10 – Hs Limite 100% dos flutuadores

Hs Limite [m]								
Dir [deg]	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
30	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
60	3,0	3,0	3,0	2,5	2,5	2,5	3,0	3,0
90	3,0	2,0	1,5	1,5	1,5	2,0	2,5	3,0
120	3,0	3,0	3,0	3,0	2,5	3,0	3,0	3,0
150	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
180	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

Foi constatado durante as análises que o principal limitante do estado de mar foram as cargas mínimas, o que poderia comprimir o produto durante a instalação.

Para este caso não foi necessária a instalação de peso morto visto que as cargas não estão próximas de 50t na maioria das combinações das análises, ou seja, se o aproamento da embarcação para as incidências de ondas for respeitado nos ângulos 0°, 30°, 150° e 180° não existirá problemas de compressão no duto durante a instalação. Esse aproamento geralmente é o mais utilizado em função dos movimentos de primeira ordem serem menores.

5.3.3 Formação da *Lazy Wave*

Outro passo muito importante é a formação da *Lazy Wave*. Até certo momento da instalação o *riser* é uma “catenária simples”, onde estará prestes a iniciar a formação da corcova da configuração conforme o navio irá aumentando o ângulo de saída da linha no PLSV.

- Mínima tração dinâmica

A Tabela 5.3-11 representa a mínima tração para o passo. Mostrando que as cargas aumentaram em relação ao passo anterior, sendo assim estão mais confortáveis em relação a esse critério de aceitação (50t).

Tabela 5.3-11 – Mínima Tração Dinâmica Formação da *Lazy Wave*

Mínima Tração Dinâmica (t)								
Dir [deg]	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	143	143	134	136	138	137	135	134
30	143	140	134	138	136	134	132	133
60	142	138	131	123	121	123	126	128
90	139	122	98	101	108	116	122	126
120	141	139	132	124	122	123	126	128
150	143	139	133	136	137	134	133	133
180	144	142	134	135	139	138	136	135

- Máxima tração dinâmica

A Tabela 5.3-12 apresenta as cargas máximas antes da formação da corcova da *lazy wave* mostrando que as cargas estão dentro do critério de aceitação (500t).

Tabela 5.3-12 – Máxima Tração Dinâmica Formação da *Lazy Wave*

Máxima Tração Dinâmica (t)								
Dir [deg]	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	149	149	158	156	154	155	157	158
30	150	153	158	155	157	158	160	160
60	150	154	162	169	171	168	166	164
90	153	171	194	190	183	175	171	167
120	151	154	161	168	170	168	166	164
150	149	153	160	156	155	158	160	160
180	149	150	159	158	153	155	157	158

- Raio de Curvatura do duto

A Tabela 5.3-13 apresenta o raio de curvatura do duto no passo estudado, pode-se perceber que os valores são altos comparados aos passos anteriores. Isso se deve a configuração *lazy wave* estar quase formada, minimizando o raio de curvatura no *TDP*.

Tabela 5.3-13 – Raio de Curvatura TDP Formação da Lazy Wave

Raio de Curvatura TDP (m)								
Dir [deg]	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	33,01	32,84	32,31	31,94	32,85	32,14	31,23	31,50
30	33,46	32,50	32,17	32,54	32,39	31,71	30,75	31,08
60	33,15	32,79	31,54	29,97	29,35	29,47	29,30	30,05
90	32,92	29,74	26,75	26,17	26,67	27,85	28,34	29,42
120	32,72	32,61	31,53	30,18	29,46	29,45	29,34	30,09
150	33,43	33,26	31,65	32,09	32,39	31,54	30,97	31,30
180	33,03	33,67	31,72	31,95	33,04	32,12	31,52	31,84

- Resumo das cargas

A Tabela 5.3-14 apresenta as máximas e mínimas tensões dinâmicas encontradas para as análises na etapa precedente a formação da corcova.

Tabela 5.3-14 – Máximos e Mínimos – Formação da Lazy Wave

Máximo & Mínimo	Tensão Topo
Tração Estática no Topo	146
Mínima Tração Dinâmica para 150° and 180° [t]	132
Máxima Tração Dinâmica para 150° and 180° [t]	160
Mínima Tração Dinâmica Todas Direções [t]	98
Máxima Tração Dinâmica Todas Direções [t]	194

Tabela 5.3-15 – Hs Limite Formação da Lazy Wave

Hs Limit based on Selected Criteria [m]								
Dir [deg]	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
30	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
60	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
90	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
120	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
150	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
180	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

Pode-se concluir que não existem riscos para a operação se respeitado as condições de mar informadas. Os próximos passos são a aproximação do PLSV da plataforma para o pull in de 2ª extremidade no FPSO, cada vez mais que o navio se

aproxima da UEP é favorável para o MBR da linha pois o raio de curvatura aumenta. Porém a tendência é que a tensão de topo aumente em função do ângulo na saída da linha no PLSV, sendo assim é necessário avaliar a capacidade do equipamento para que a carga não exceda o valor máximo admissível.

5.4 APROAMENTO DA EMBARCAÇÃO

Os gráficos das Figura 5.4-1 e Figura 5.4-2 representam a relação de tração no topo do riser, mostrando o diferente período e altura das ondas. Foi estudado o passo com 50% dos flutuadores instalados, uma vez que das três etapas analisadas foi a que obteve o maior FAD (fator de amplificação dinâmica) para a carga de topo.

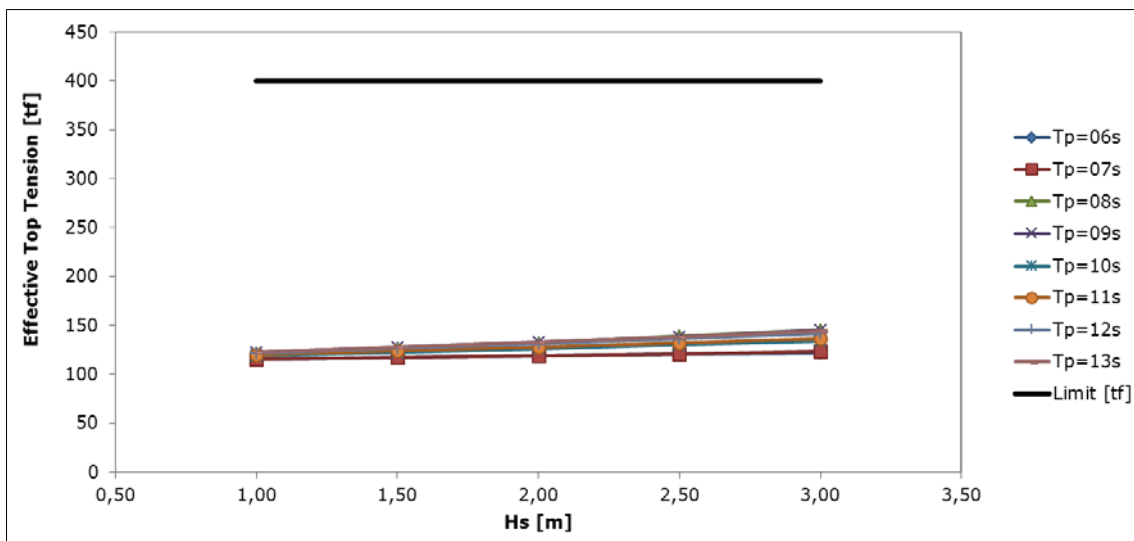


Figura 5.4-1 – Tensão de Topo x Hs 0° 50% dos flutuadores

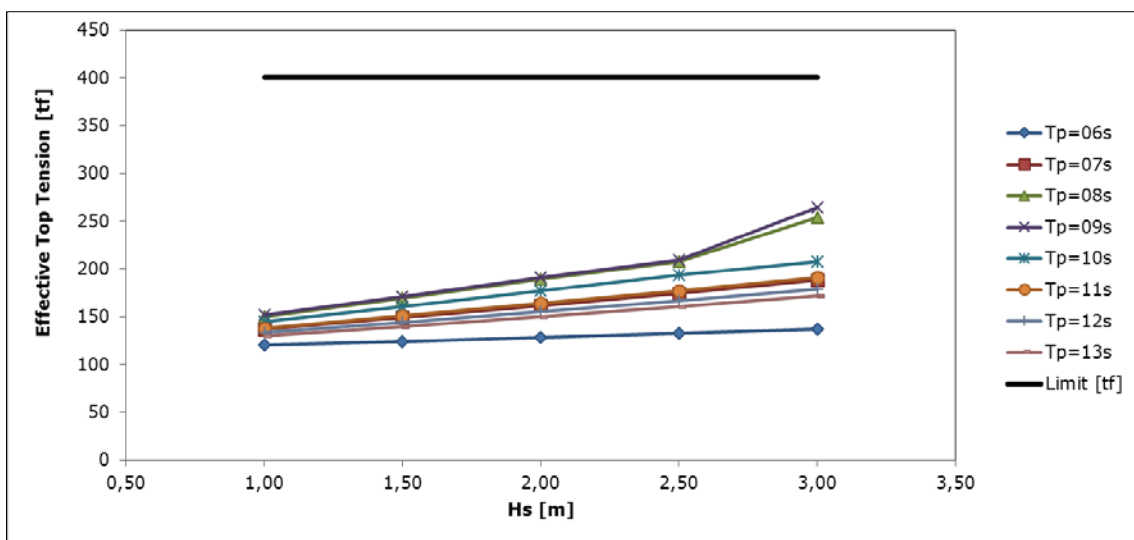


Figura 5.4-2 – Tração de Topo x Hs 90° 50% dos flutuadores

Pode-se perceber que a tração de topo na embarcação com ângulo 0° em relação a incidência das ondas, tende a variar menos do que as ondas que incidem na direção de 90° na embarcação. Ou seja, quanto mais próximo da angulação estiver de 0° ou 180°, mais seguro é para a instalação da linha.

Outro ponto observado, é em relação aos períodos das ondas, onde o intervalo de 6s não tem grandes alterações de tensão de topo, uma vez que a embarcação se movimenta pouco em função da proximidade das ondas.

Pode ser observado que a máxima tensão dinâmica de acordo com a análise, com isso pode-se perceber que para períodos de 8s a 10s se o navio não estiver no aproamento favorável para a instalação a tensão máxima irá aumentar significativamente.

Figura 5.4-3 – Tração de Topo Máxima – 50% dos flutuadores

Máxima Tração Dinâmica (t)								
Dir [deg]	Tp [s]							
	6	7	8	9	10	11	12	13
0	166	165	182	178	173	175	179	181
30	165	173	183	174	180	181	184	186
60	172	177	187	202	207	205	198	197
90	175	213	247	256	222	218	206	203
120	172	174	187	202	206	204	198	197
150	168	172	187	177	175	180	184	185
180	166	167	185	183	170	173	177	180

5.5 DISCUSSÕES GERAIS

Com base no exposto nos resultados acima, deve ser analisado a janela de instalação, ou seja, condições ambientais favoráveis para a instalação do duto. As embarcações recebem as previsões de ondas e a intensidade dos ventos diariamente, dependendo dos casos até a corrente marítima é fornecida, porém a medição pela embarcação também é levada em consideração por ser mais confiável.

A Tabela 5.5-1 apresenta um exemplo de como as informações são repassadas ao navio instalador.

Tabela 5.5-1 – Janela de Instalação Real

BRT	CONF		WINDS				TOTAL SEA				WIND WAVES			SWELL			WEATHER		
	Date Time	Conf	Dir (°)	Ws10m (kts)	Ws50m (kts)	Wg100m (kts)	Dir (°)	Hs (m)	Hmax (m)	Tz (s)	Tp (s)	Dir (°)	H (m)	T (s)	Dir (°)	H (m)	T (s)	Vis (km)	T2m (°C)
				>=25				>=2,0											
TUE																			
02/10 06	●		32	18	22	27	27	2,4	6,0	9,7	31	1,1	3,9	80	2,1	8,2	10,0	24	
02/10 09	●		24	16	20	24	24	2,2	5,9	9,2	24	0,9	3,7	79	2,0	8,1	10,0	24	
02/10 12	●		07	12	15	18	18	2,1	6,3	9,0	8	0,6	2,6	75	2,0	7,9	10,0	24	
02/10 15	●		18	8	10	12	12	2,0	6,7	9,0	17	0,3	2,3	73	2,0	8,0	10,0	25	
02/10 18	●		26	6	8	10	10	1,9	6,9	9,0	28	0,1	2,1	73	1,9	8,1	10,0	25	
02/10 21	●		23	9	11	14	14	1,9	6,7	9,0	22	0,2	2,6	74	1,8	8,2	10,0	24	

Com base na tabela acima, é realizada uma comparação com a análise de instalação gerada. As cores são referenciadas pela altura das ondas (H_s), as quais apresentam a condição de instalação, onde vermelho indica uma condição restrita, quando o valor de H_s é acima de 2,0. Ou seja, a análise gerada nesse trabalho vai além das condições geralmente utilizadas. Isso mostra que é possível trabalhar com condições de mar mais severas.

Caso os valores estejam respeitando a análise e o navio esteja aprofundado na melhor direção para o passo estudado, a instalação poderá seguir sem problemas. Caso contrário é necessário aguardar as condições de mar para viabilizar a instalação.

Outro ponto, é que foi coletado a carga real no momento da instalação para a maior carga de topo encontrada dos passos analisados dinamicamente (50% dos flutuadores). Na Figura 5.5-1 pode-se perceber a carga real encontrada no tracionador.

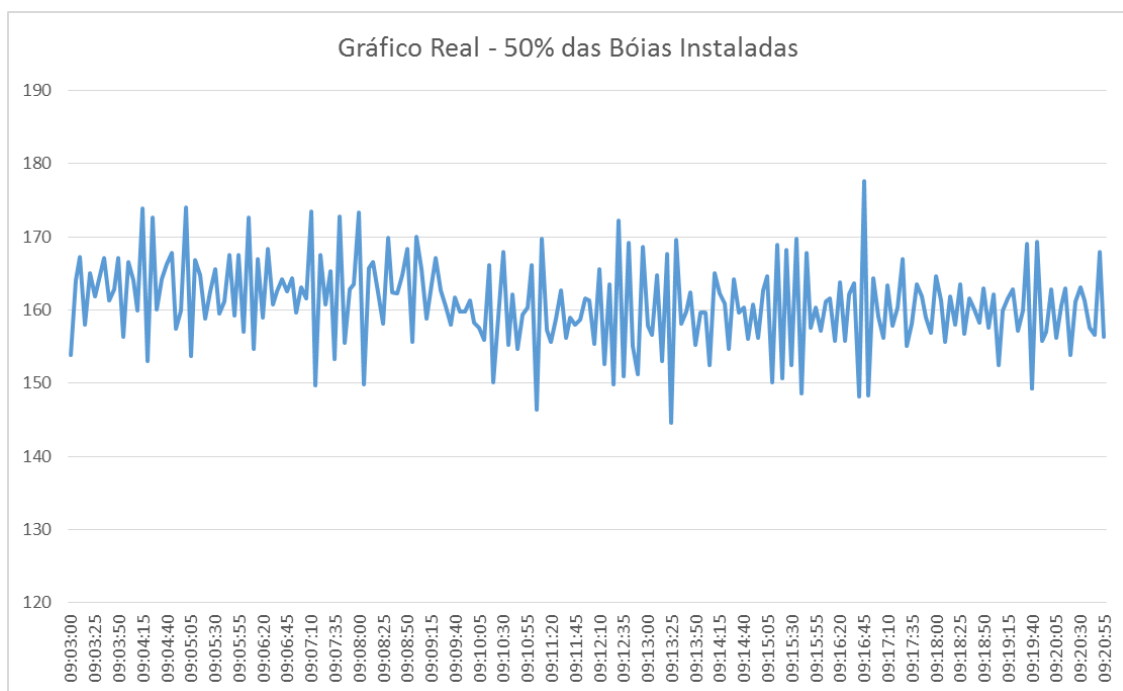


Figura 5.5-1 – Gráfico Real 50% das bóias instaladas

Conclui-se então, que a carga de topo máxima ficou dentro do esperado nas análises, pouco acima da carga estática, isto se deve ao estado de mar ser respeitado durante a instalação da linha neste passo.

6. CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

De acordo com o material apresentado nos capítulos deste trabalho, pode-se afirmar que os objetivos propostos no item 1.2 foram alcançados e cumpridos. Nos próximos parágrafos são descritas as considerações finais e conclusões do trabalho estudado, além de sugestões para trabalhos futuros.

O estudo de caso teve o foco principal na análise de dutos flexíveis na configuração *Lazy Wave* em ambientes explorados offshore com grandes profundidades, mostrando as condições de contorno para a análise, garantindo que a análise represente a maior fidelidade possível e aceitável dentro dos parâmetros que foram mencionados.

Primeiramente, discutiu-se sobre os dutos submarinos, além do processo de fabricação, suas funções e principais aplicações na indústria offshore. Um ponto importante que foi levado em consideração, é a influência da temperatura e pressão hidrostática no fundo do mar em relação ao raio de curvatura dos dutos. Também foram mostradas diferentes configurações de *Risers*, explicando suas vantagens e desvantagens, além de apresentar qual configuração é mais favorável para cada caso.

Em seguida, os métodos de instalação dos dutos rígidos e flexíveis foram apresentados, correlacionando as principais características de cada metodologia exibida. Além disso, foram apontados os principais equipamentos utilizados nas operações de instalação, com o objetivo de apresentar as principais funções de cada equipamento na instalação de dutos.

Uma metodologia foi apresentada para verificar a possibilidade de instalação por um PLSV específico. As principais operações foram apresentadas para uma concepção de como funciona a instalação de dutos flexíveis e umbilicais com base em diferentes condições de estado de mar para ondas regulares, ou seja, em uma única direção e carregamentos ambientais.

Na metodologia estudada, foram realizadas diversas análises globais estáticas e dinâmicas utilizando o software de modelagem numérica Orcaflex. Com as análises realizadas, conclui-se que de acordo com a análise, é possível realizar a instalação em condições de mar adversas, ou seja, acima de 2,0m o que é considerado crítico hoje em dia e muito utilizado como limitante para algumas operações. O aproamento da embarcação é essencial para definir as condições, isso para que as embarcações operem

dentro das condições de ondas propostas e até mesmo sem limitações dos períodos (T_p) das ondas, garantindo que a operação possa ser executada com segurança e sem interrupções. Devido ao custo desse tipo de embarcação ser alto e diretamente proporcional ao custo total do projeto, a garantia de uma operação ininterrupta é essencial para gerar ganhos financeiros para a empresa instaladora e também para a operadora, uma vez que a produção pode ser antecipada.

Com base no estudo de caso gerado e no gráfico real da operação, pode-se concluir que o modelo é válido para trabalhos futuros, sendo de importante contribuição para cenários de instalação offshore.

Como sugestão para trabalhos futuros, seria realizar a modelagem real do tracionador alterando o contato entre o duto e a embarcação. Para isso seria necessário modelar o tracionador como ele realmente trabalha para garantir maior precisão nas análises.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] VIEGAS, T.. Rio De Janeiro, jan 2011. Seção “Exploração e produção de petróleo e gás em águas profundas: Evolução e tendências I”. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2011/08/15/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-em-aguas-profundas-evolucao-e-tendencias-i/>>. Acesso em: 15 ago. 2018
- [2] MARTIJN, V. D., MAYANTS, A., SEREBRYAKOV, A., SERGIENKO, A. “Designing large-diameter pipelines for deepwater installation”. *Deep Offshore Technology International Conference and Exhibition*, Amsterdam, 30 nov – 02 dez. 2010.
- [3] BAI, Y., BAI, Q, *Subsea Pipelines and Risers*, 1ed. United States, 2005
- [4] GABRIEL, P. dez 2015. Seção “Dutos Submarinos”. Disponível em: <<https://tecpetro.com/2015/12/14/dutos-submarinos/>> Acesso em: 23 ago. 2018
- [5] SILVA, D. M., 2009, “Ferramentas Computacionais para Análise e Projeto de Instalação de Dutos Submarinos”, Dissertação de doutorado. UFRJ. Rio de Janeiro, 2009
- [6] CHARNAUX, C. R., 2008, “Influência da instalação de sapatas de anodo sobre a flambagem de dutos sujeitos ao enrolamento”, PUC, Rio de Janeiro, 2009
- [7] PSA NORWAY, 2009, *State of the art Bonded Flexible Pipes*. In: Report 2008-4SUB-0189, Asker, Norway, 2009.
- [8] HOLST T., LARSEN T., STRAARUP A., GLEJBOL K., et al “*Direct Electrical Heating of a Flexible Pipe*”. Offshore Technology Conference, Houston, USA, 2-5 May, 2016
- [9] API 17J, Specification for Unbonded Pipe. 2009, American Petroleum Institute
- [10] RUBIN, A., Gudme, J., "Qualification of Steel Wire for Flexible Pipes", In: *61ST ANNUAL CONFERENCE & EXPOSITION - CORROSION*, NAC Expo 2006, paper n° 06149 , March 12-16, San Diego, Califórnia, USA, 2006.
- [11] API-RP-17B, Recommended Practice for Flexible pipe. 1998, American Petroleum Institute
- [12] TALGATTI, O. L. Instabilidade Radial em Dutos Flexíveis com Defeitos na Bandagem de Alta Resistência Sujeitos a Cargas Axiais Compressivas. Dissertação de mestrado, UFRGS, Porto Alegre, RS. 2013

- [13] THORLEY, R. F. D. Análise De Instalação De Dutos Flexíveis Por Conexão Vertical Direta. Dissertação de mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro. 2015
- [14] MUNDIM, K. C., fev 2001. Seção “Histerese Magnetica”. Disponível em: <<http://www.ensinoadistancia.pro.br/EaD/Eletromagnetismo/HistereseMagnetica/HistereseMagnetica.html/>>. Acesso em: 21 dez. 2018
- [15] OILSTATES. Seção “Riser Products”. Disponível em: <<https://oilstates.com/offshore/riser-products/>> . Acesso em: 05 jan. 2019
- [16] RIGZONE. Seção “How Does Offshore Pipeline Installation Work?”. Disponível em: <https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=311&c_id=>. Acesso em: 08 jan. 2019
- [17] MARITIME, B. set. 2017. Seção “Offshore World”. Disponível em: <<https://www.bairdmaritime.com/work-boat-world/offshore-world/574-new-reel-lay-vessel-for-subsea-7>> Acesso em: 08 jan. 2019
- [18] VISPUTE, S. abr. 2018. Seção “what-is-moon-pool-how-does-it-work” Disponível em: <https://wheelzine.com/what-is-moon-pool-how-does-it-work> Acesso em: 7 jul. 2018
- [19] MACGREGOR, abr. 2018. Seção “GUINCHO PARA NAVIO” Disponível em: <http://www.nauticexpo.com/pt/prod/mac-gregor/product-30588-515266.html> Acesso em: 15 mar. 2019
- [20] ONIRIA, L. set 2016. Seção “Operação de guindastes Offshore” Disponível em: <<https://oniria.com.br/os-5-principais-riscos-na-operacao-de-guindastes-offshore/>> Acesso em: 19 dez 2018
- [21] BARGE MASTER. Out. 2018. Seção “Products” Disponível em: <<https://www.barge-master.com/products/bm-t40/>> Acesso em 20 jan. 2019
- [22] XAVIER, M. L. "Instalação de dutos flexíveis em águas ultraprofundas", Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro. 2006.
- [23] MATTOS, D. H. “Estudo do comportamento de Dutos Rígidos durante a Instalação em águas Profundas”. Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro. 2012
- [24] MARTINS, L. Seção. “Ondulatórias (ondas)”. Disponível em: <<https://www.infoescola.com/fisica/ondulatoria-ondas/>> Acesso em: 17 mar. 2018

- [25] CHAKRABARTI, S.K., 2005, *Handbook of Offshore Engineering*, Volume I and II, ELSEVIER.
- [26] GIRÓN, A. R., “Projeto Integrado De Sistemas De Ancoragem E Risers Em Plataformas Flutuantes De Produção De Petróleo”. Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro. 2013.
- [27] MARKIDES, C. N. 2015 Seção. “Applied Thermal Engineering”. Disponível em: https://www.researchgate.net/figure/Definition-of-ship-motion-surge-sway-heave-roll-pitch-yaw_fig3_274095894 Acesso em: 19 fev 2019
- [28] VISION MARINE. jul 2016 Seção “Posicionamento Dinâmico (DP)” Disponível em: <http://www.visionmarinettraining.com.br/sistema-de-posicionamento-dinamico/> Acesso em: 16 dez. 2018.
- [29] BRAZ, R. mai 2017. Seção: “navio-plataforma-chega-regiao-do-pre-sal” Disponível em: <<http://ralphbraz.blogspot.com/2017/05/navio-plataforma-chega-regiao-do-pre.html>>. Acesso em 16 out 2018
- [30] VISION MARINE. set 2016 Seção “Revalidation, Posicionamento Dinâmico (DP)” Disponível em: <http://www.visionmarinettraining.com.br/classes-de-dp/> . Acesso em: 20 dez. 2018.
- [31] NOTAS DE AULA. Análise e Projeto de Estruturas Offshore II, Programa de Engenharia Civil. UFRJ, Rio de Janeiro. 2013.
- [32] ORCINA, Orcaflex User Manual, U.K., 2006.