

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

**DIMENSIONAMENTO MECÂNICO DE UM DUTO SUBMARINO
APLICADO NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO OFFSHORE**

Giovanni dos Santos Ribeiro de Miranda

2022

DIMENSIONAMENTO MECÂNICO DE UM DUTO SUBMARINO APLICADO NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO OFFSHORE

Giovanni dos Santos Ribeiro de Miranda

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

Orientador: Prof. Fernando Pereira Duda.


RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
SETEMBRO DE 2022

**DIMENSIONAMENTO MECÂNICO DE UM DUTO SUBMARINO
APLICADO NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO OFFSHORE**

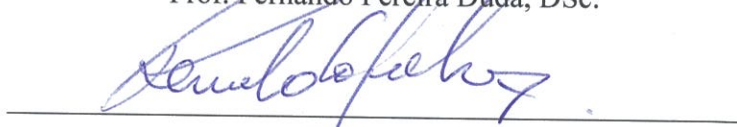
Giovanni dos Santos Ribeiro de Miranda

PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO MECÂNICO.

Aprovado por:



Prof. Fernando Pereira Duda, DSc.



Prof. Reinaldo De Falco, Eng.



Prof. Vitor Ferreira Romano, DSc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2022

Miranda, Giovanni dos Santos Ribeiro

Dimensionamento mecânico de um duto submarino aplicado na produção de petróleo *offshore*/ Giovanni dos Santos Ribeiro de Miranda – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2022.

XIII, 74 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Fernando Pereira Duda, DSc.

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Mecânica, 2022.

Referências Bibliográficas: p. 61.

1. Dimensionamento mecânico 2. Duto de exportação. 3. DNV-ST-F101. I. Duda, Fernando Pereira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Mecânica. III. Projeto de um duto submarino aplicado na produção de petróleo offshore.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Ana Cláudia e João Gilvan, que me deram educação, incentivo, saúde, amor e toda a força necessária para vencer as batalhas da vida. Sinto muito orgulho de tudo que representam e por servirem como base e fonte de inspiração para mim.

Dedico este trabalho aos meus avós, Clarice dos Santos Ribeiro (in memorian) e Agostinho Ribeiro (in memorian), Anastesia Miranda (in memorian), que sempre estiveram comigo em todos os momentos da minha vida, me deram amor, sabedoria e certamente estariam muito felizes com essa conquista.

A minha namorada, Agata, pela paciência, amor, carinho e por estar ao meu lado em todos os momentos em que precisei de você. Agradeço pelo apoio, auxílio e incentivo ao longo dos anos de faculdade, que foram essenciais para chegar até aqui.

Agradeço a UFRJ e a todos os professores que me forneceram o conhecimento necessário para minha formação. Especial agradecimento para o professor Fernando Pereira Duda pela orientação deste trabalho.

Aos meus colegas de trabalho da Wood, em especial, Helio Oliveira, Luan Richa e Daniel Carneiro, por me darem todo o suporte e apoio no desenvolvimento deste projeto.

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

Dimensionamento mecânico de um duto submarino aplicado na produção de petróleo *offshore*

Giovanni dos Santos Ribeiro de Miranda

Setembro/2022

Orientador: Fernando Pereira Duda.

Curso: Engenharia Mecânica

Este trabalho apresenta uma base teórica ampla dos principais aspectos do projeto de um duto submarino, tendo como foco principal, a apresentação objetiva e detalhada das seções relevantes da norma DNV-ST-F101 relacionadas ao dimensionamento mecânico do mesmo. Foram reunidos os principais fatores, considerações, recomendações e formulações pertinentes, de forma que o leitor consiga utilizar este trabalho como um guia prático complementar a norma.

O estudo de caso desenvolvido neste projeto serve como ferramenta para uma análise prática da norma, onde o objetivo é determinar a espessura de parede do duto considerando os estados limites de contenção de pressão interna, colapso do sistema e propagação de colapso. Foram feitas análises detalhadas de todos os parâmetros considerados para uso nas formulações apresentadas e avaliação criteriosa dos resultados.

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

Mechanical design of a submarine pipeline used in offshore application

Giovanni dos Santos Ribeiro de Miranda

Setembro/2022

Advisor: Fernando Pereira Duda

Course: Mechanical Engineering

This paper presents a broad theoretical background of the main aspects of pipeline design, with the main focus on a simplified and detailed presentation of the relevant sections of DNV-ST-F101 related to mechanical design. The main factors, considerations, recommendations and relevant formulations have been brought together so that the reader can use this work as a practical guide to complement the standard.

The case study developed in this project serves as a tool for a practical analysis of the standard, where the objective is to determine the wall thickness of the duct considering the limit states of internal pressure containment, system collapse and collapse propagation. Detailed analysis of all parameters considered for use in the formulations presented and careful evaluation of the results were performed.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVOS E ESCOPO	1
1.2	CONTEXTUALIZAÇÃO	2
1.2.1	O petróleo	2
1.2.2	Os dutos	3
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	6
2.	FASES DO PROJETO DE UM DUTO SUBAMRINO.....	7
2.1	FEL 2 – Projeto conceitual	10
2.2	FEL 3 Projeto Básico.....	11
2.3	Projeto executivo	11
3.	INTRODUÇÃO AOS DUTOS SUBMARINOS	12
3.1	Dimensionamento mecânico.....	13
3.2	Análise de estabilidade	14
3.3	Análise de vãos livres e fadiga	15
3.4	Análise termomecânica.....	16
3.5	Materiais e processos de fabricação.....	18
3.5.1	Aços para dutos.....	18
3.5.1	Tubos com costura	19
3.5.2	Tubos sem costura	19
3.6	Isolamento térmico	20
3.7	Métodos de instalação de duto submarino.....	20
3.7.1	Método S-lay.....	21
3.7.2	Método J-lay	22
3.7.3	Método reel	23
3.7.4	Método de arraste.....	24

4.	DIMENSIONAMENTO MECÂNICO DO DUTO.....	25
4.1	Generalidades	25
4.2	Considerações sobre a espessura de parede	25
4.3	Revisão teórica - Critérios de dimensionamento	26
4.3.1	Revisão teórica - Resistência à pressão interna	28
4.3.2	Revisão teórica - Critério de colapso e propagação de colapso.....	29
4.4	Dimensionamento mecânico segundo DNV-ST-F101	33
4.4.1	Estados limites para o cálculo da espessura de parede	33
4.4.2	Condições e carregamentos de projeto	33
4.4.3	Matriz de casos para o dimensionamento mecânico do duto.....	34
4.4.4	Categorização dos fluidos transportados	36
4.4.5	Categorização da classe de localização.....	37
4.4.6	Classes de segurança e fatores em geral	37
4.4.7	Efeitos da temperatura nas propriedades do material	39
4.4.8	Identificação e cálculo das pressões atuantes	40
4.4.8.1	Pressão de projeto <i>PD</i>	41
4.4.8.2	Pressão incidental <i>Pinc</i> e pressão incidental local <i>Pli</i>	41
4.4.8.3	Pressão de teste local <i>Plt</i>	42
4.4.8.4	Pressão externa <i>Pe</i>	42
4.4.8.5	Pressão de teste hidrostático na fábrica <i>Pmpt</i>	43
4.4.9	Validação da contenção de pressão interna	43
4.4.10	Validação do colapso do sistema	44
4.4.11	Validação do critério de propagação de colapso	45
4.4.12	Cálculo da espessura segundo estados limites	46
4.4.12.1	Cálculo de espessura pelo critério de pressão interna.....	46
4.4.12.2	Cálculo de espessura pelo critério de propagação de colapso	48
5.	ESTUDO DE CASO.....	49

5.1	Geral	49
5.2	Premissas	49
5.3	Informações gerais.....	51
5.4	Dados de projeto	51
5.5	Dados específicos dos tubos que compõem o duto	52
5.6	Dados, fatores e considerações	52
5.6.1	Considerações sobre o material do duto	53
5.6.2	Premissas adotadas e cálculos preliminares para a matriz de casos	54
6.	RESULTADOS	56
6.1	Análise de sensibilidade	57
6.1.1	Efeito da mudança de material adotado	57
6.1.2	Variação da profundidade	59
7.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES	60
8.	BIBLIOGRAFIA	61
	ANEXO A – INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE DUTOS	62
	Sistema de limpeza e monitoramento	62
	Inibidores de hidratos	62
	Sistema de <i>pigging</i>	62
	- PIG de limpeza	63
	- PIG instrumentado	63
	Sistema para prevenção de corrosão.....	64
	- Revestimentos anticorrosivos.....	64
	- Proteção catódica em dutos submarinos	65
	ANEXO B – SISTEMA DE PRODUÇÃO OFFSHORE.....	67
	Layout Submarino	67
	Outros equipamentos e subsistemas	69
	PLET e PLEM	69

Árvore de natal molhada (ANM).....	70
Manifold	71
Jumper	71
Umbilicais e sistema de controle	73

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da produção, exportação e importação de petróleo.....	3
Figura 2 – Distribuição da malha dutoviária do Brasil.....	5
Figura 3 – Distribuição da malha dutoviária no sudeste	5
Figura 4 – Diagrama do ciclo de vida de um empreendimento de duto.....	7
Figura 5 – Graus de influência e investimentos das etapas do projeto de um duto.....	9
Figura 6 – Representação das camadas de um duto flexível	12
Figura 7 – Representação de duto em vão livre (<i>free-span</i>).....	15
Figura 8 – Vista superior de um duto após flambagem lateral.....	17
Figura 9 – Representação de um duto apoiado em um <i>sleeper</i>	18
Figura 10 – Esquemático do método de instalação S-lay	21
Figura 11 – Esquemático do método de instalação J-lay.....	22
Figura 12 – Esquemático do método de instalação Reel	23
Figura 13 – Esquemático do método de instalação por arraste	24
Figura 14 – Dimensionamento mecânico – espessura de parede	25
Figura 15 – Representação de um preenchimento de vala	27
Figura 16 – Pressões atuantes no duto.....	28
Figura 17 – Trecho de tubo em colapso	30
Figura 18 – Gráfico proposto pela norma para obtenção $f_y/u, temp$	40
Figura 19 – Representação dos pontos de referência	41
Figura 20 – Perfil batimétrico do duto analisado	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz de casos	35
Tabela 2 – Categorização dos fluidos transportados	36
Tabela 3 – Categorização da classe de localização	37
Tabela 4 – Fator de resistência do material	38
Tabela 5 – Fatores de classe de resistência do material	38
Tabela 6 – Fator de resistência devido ao carregamento.....	38
Tabela 7 – Fator de segurança associado a fabricação do tubo	38
Tabela 8 – Informações gerais.....	51
Tabela 9 – Dados de projeto	51
Tabela 10 – Dados do tubo	52
Tabela 11 – Parâmetros e fatores adotados	52
Tabela 12 – Propriedades mecânicas do material escolhido	53
Tabela 13 – Matriz de casos com premissas adotadas.....	54
Tabela 14 – Resultados para a matriz de caso considerada	56
Tabela 15 – Resultados para DNV Grade 485	57
Tabela 16 – Resultados para DNV Grade 415	58
Tabela 17 – Resumo comparativo	58
Tabela 18 – Resultados considerando 200 m de profundidade para Aço DNV grade 450	59

1. INTRODUÇÃO

Os desafios da exploração de petróleo em águas ultra profundas, mais especificamente na área do pré-sal, têm sido enfrentados pelas empresas produtoras e vem sendo objeto de estudo em universidades e laboratórios de pesquisa em todo o Brasil. Em vista disso, a busca por soluções de melhoria da produção e redução de custos operacionais estão sendo desenvolvidas e aplicadas nos diversos campos produtores no país.

Uma das soluções utilizadas por muitas empresas ao longo dos anos e que vem sendo amplamente estudada e melhorada é a aplicação de dutos submarinos de longos comprimentos para desenvolvimento dos campos, otimizando a produção e transporte do petróleo. Observando a crescente demanda por mão de obra qualificada nesta área, os novos engenheiros têm grandes desafios pela frente e devem conhecer grande parte dos aspectos que envolvem o projeto deste componente tão importante.

Com isso, surgiu a iniciativa de trazer para este trabalho de conclusão de curso uma visão ampla dos fundamentos para o projeto de um duto submarino, bem como informações complementares sobre alguns aspectos do sistema de produção de petróleo *offshore*. O leitor ingressante no ramo será beneficiado com uma base teórica introdutória sobre o assunto presente neste trabalho, que o auxiliará no início da vida profissional, assim como terá o conhecimento mais profundo no projeto mecânico de dutos, um estudo importantíssimo no ramo.

1.1 OBJETIVOS E ESCOPO

O presente trabalho visa apresentar uma análise detalhada e objetiva da norma DNV-ST-F101 e utilizá-la para realizar o dimensionamento mecânico de um duto submarino utilizado para transporte de petróleo em águas ultra profundas. Além do estudo focado nesse procedimento, este trabalho também apresenta uma introdução sobre os diversos aspectos acerca do projeto de um duto submarino.

São apresentadas e descritas as principais análises feitas no projeto básico, materiais e métodos de fabricação, acessórios em geral como revestimentos anticorrosivos e térmicos, métodos de instalação, além da identificação e descrição dos outros equipamentos e dispositivos que são usados para a exploração de petróleo *offshore*.

Para tal, serão abordados conceitos fundamentais sobre o projeto com base na metodologia FEL (*Front End Loading*), apresentação dos principais equipamentos que

formam um *layout* submarino, formas de instalação de dutos e o estudo envolvendo o dimensionamento mecânico de um duto submarino, utilizando a norma DNV-ST-F101.

Nesse sentido, o objetivo é fornecer ao leitor conteúdo suficiente e simplificado dos diversos aspectos do projeto e da norma em si, para que ele possa iniciar a carreira no ramo da engenharia de dutos, ou áreas correlatas, com os conhecimentos básicos necessários para isso.

1.2 CONTEXTUALIZAÇÃO

1.2.1 O petróleo

O petróleo e seus derivados vêm sendo explorado pela humanidade desde o século XIX e tem sido a principal matriz energética global ao longo das décadas até o presente. Ele é uma mistura formada por compostos orgânicos gerados pela decomposição de matéria orgânica ao longo de milhões de anos e que geralmente é submetida a métodos de separação, transformação e refino com o intuito de obtenção de fracionados, como a gasolina, diesel, querosene e outros itens derivados, como plásticos, roupas, asfalto, etc.

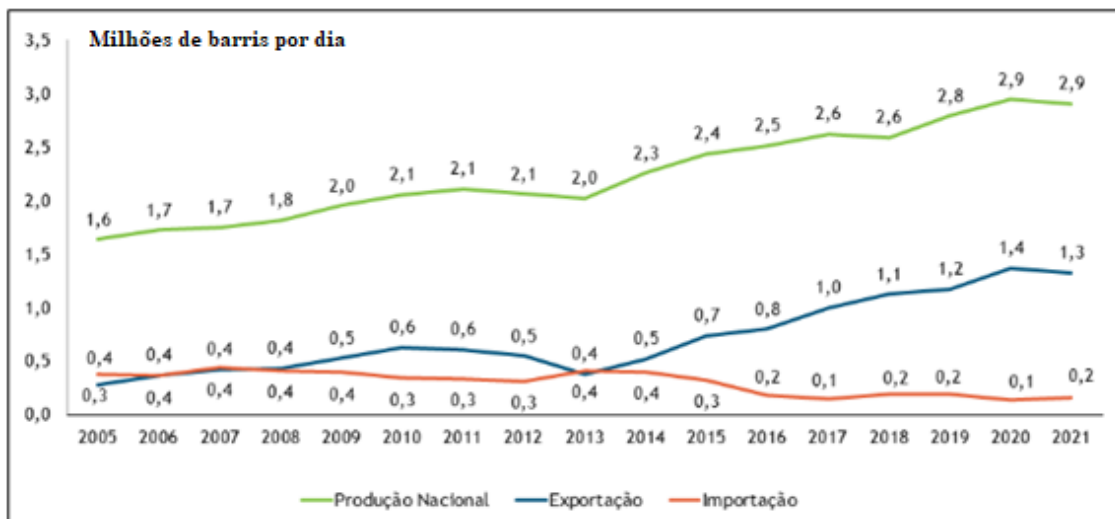
Ele é encontrado na natureza em regiões e condições específicas e, muitas vezes, representa um desafio enorme para as empresas produtoras. Especificamente no Brasil, o pré-sal, descoberto em 2006 pela Petrobras, é uma grande reserva de petróleo e de gás natural encontrada, geralmente, em águas ultra profundas, com 2500 m de lâmina d'água, sob uma extensa camada de sal que atinge até dois mil metros de espessura, o que dificulta sua exploração. Essa reserva brasileira localiza-se em uma faixa litorânea de aproximadamente 800 quilômetros de extensão que compreende os estados do Espírito Santo e Santa Catarina, perpassando os estados do Rio de Janeiro e São Paulo. O petróleo encontrado nessa região é de alta qualidade e localiza-se numa área de três bacias sedimentares: Bacia de Santos; Bacia de Campos e Bacia do Espírito Santo.¹

Através da análise do gráfico da Figura 1, torna-se possível perceber que a produção de petróleo vem crescendo ao longo dos anos. No período compreendido entre 2005 e 2021, 32% da produção nacional era destinada a exportação, já as importações ficaram na média de 13% do total. A partir de 2013, a produção de petróleo teve um crescimento expressivo resultando em um aumento de 3,3 vezes no volume exportado e uma queda de 50% na importação. Com o aumento da produção desse recurso ao longo dos anos no

¹ Veja mais em: <https://brasilescola.uol.com.br/brasil/presal.htm>

Brasil, o uso de dutos para seu transporte, tanto em mar como em terra, vem acompanhando em ritmo parecido.

Figura 1 – Evolução da produção, exportação e importação de petróleo



Fonte: IBP com dados ANP²

1.2.2 Os dutos

A importância dos dutos para a sociedade moderna vem crescendo cada vez mais junto com o crescimento populacional e a crescente demanda por petróleo e seus derivados. Segundo França, 2009, duto é a forma mais segura e eficiente de transportar produtos de petróleo, não havendo, ainda, outra forma mais otimizada disponível.

Os dutos possuem relevante papel direto e indireto em todas as atividades da sociedade como transporte de gás para consumo doméstico e industrial, envio de petróleo diretamente dos campos de produção *offshore* para o continente através dos chamados dutos de exportação, ligação em terra entre terminais de estocagem e as refinarias, entre outras aplicações.

As características principais de um duto, com relação a sua construção e tipo de aplicação é que eles podem ser terrestres ou submarinos, enterrados ou não, podem transportar líquidos, como petróleo e seus derivados, água, etc, ou gases, como o gás natural. Além do petróleo e gás, que são os mais comuns, podemos encontrar atualmente a utilização de dutos na área de renováveis, com o transporte de hidrogênio verde. Com relação ao transporte de gases, esse recebe o nome de gasoduto.

2 Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/producao-importacao-e-exportacao-de-petroleo/>

Em suma, segundo ANTT, pode-se resumir os tipos de dutos da seguinte forma:

Oleoduto: É a rede de tubulação utilizada para transportar petróleo e derivados líquidos de petróleo, hidrocarboneto e biocombustíveis. Os materiais são movimentados através de um sistema de bombeamento por pressão.

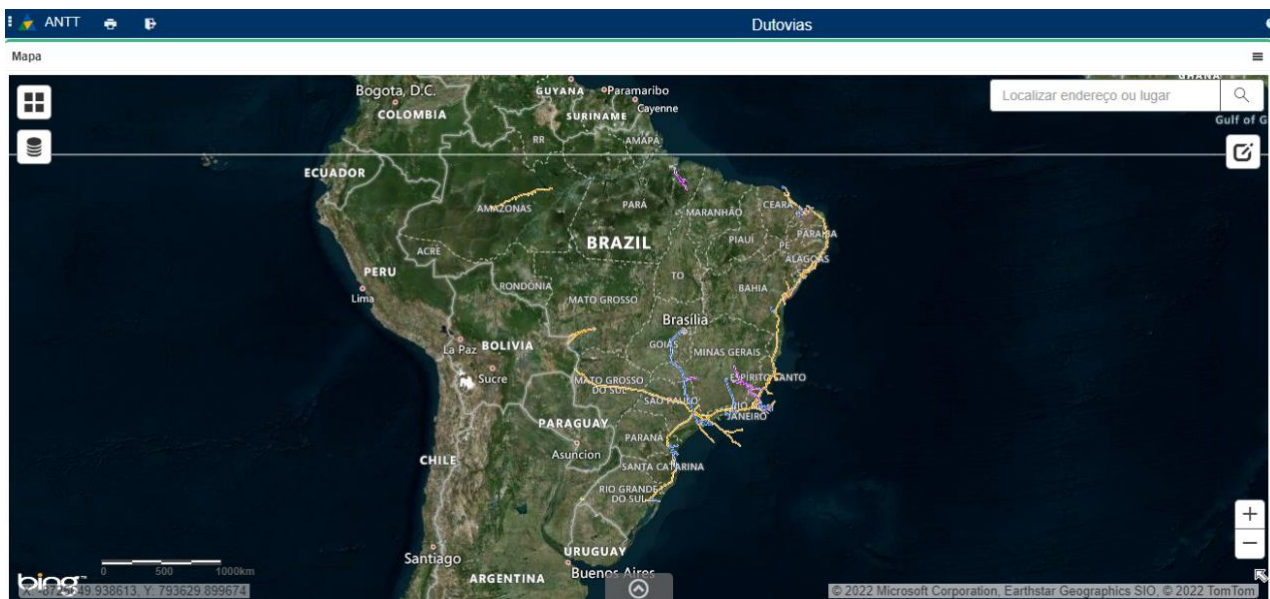
Gasoduto: É a rede de tubulação utilizada no transporte de gás natural. O gás é transportado através do aumento da pressão, de modo a “empurrar” o elemento para o ponto onde haja menor pressão. Há estações locais que retiram o gás dos dutos para utilização em determinada região ou estado.

Mineroduto: É a rede de tubulação responsável por transportar minérios pelas dutovias. Interligam, geralmente, minas e portos, com o objetivo de fazer o escoamento de produtos para exportação. Também é utilizado no transporte de água entre estações. Transportam principalmente sal-gema, minério de ferro e concentrado Fosfático.

Assim como outros tipos de transporte, os dutos possuem vantagens e desvantagens. Podemos citar como vantagem, a característica desse meio de possuir um retorno rápido do investimento com sua construção em si e de seus sistemas constituintes por meio do baixo custo operacional (OPEX) gerado por esse tipo de transporte, além de causar poucos impactos ambientais e ser muito seguro. Já a sua desvantagem é o custo alto inicial (CAPEX) despendido para seu projeto e instalação.

Na Figura 2 é apresentado a distribuição da malha dutoviária no Brasil e, na Figura 3, pode-se observar em detalhe os dutos e gasodutos usados na produção de petróleo *offshore* e também sua distribuição para os diferentes terminais de estocagem e refinarias. Vale destacar que a maior concentração desses dutos fica localizado na região sudeste, indo da bacia de Santos até o Espírito Santo, principalmente nos campos do pré-sal.

Figura 2 – Distribuição da malha dutoviária do Brasil



Fonte: ANTT³

Figura 3 – Distribuição da malha dutoviária no sudeste



Fonte: ANTT⁵

Hoje, parte significativa do gás natural que sai de poços do pré-sal tem de ser reinjetada nos campos, pois ainda não há como escoar, processar e distribuir todo o energético produzido, tornando evidente a necessidade de expansão desse modal no Brasil.

³ Disponível em <http://geo.antt.gov.br/sitedutovias/>. Acessado em 07/06/2022

Como pôde ser constatado, os dutos para movimentação de petróleo, seus derivados e gás natural são pontos críticos na logística de todo o processo da indústria petrolífera, tendo papel importante na economia de um país. O projeto de construção de um empreendimento de duto deve ser muito bem executado e operado para prevenção de acidentes pois eles interrompem o processo causando prejuízos, enormes transtornos operacionais, contaminações ambientais e exposição de pessoas ao risco de contaminações, incêndios e explosões.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está organizado com uma estrutura para facilitar o entendimento do leitor acerca do projeto de um duto submarino e do sistema de produção de petróleo offshore.

O capítulo [2] apresenta as fases do projeto de um duto submarino utilizando a metodologia FEL (*Front End loading*).

O capítulo [3] apresenta uma introdução aos dutos submarinos, trazendo informações sobre as análises feitas para seu projeto, formas de fabricação dos tubos e métodos de instalação.

O capítulo [4] será dedicado ao estudo do dimensionamento mecânico de um duto submarino, com a apresentação da teoria sobre os critérios de projeto e a referência bibliográfica da norma DNV-ST-F101.

O capítulo [5] será dedicado a apresentar o estudo de caso deste trabalho.

O capítulo [6] traz os resultados do estudo de caso.

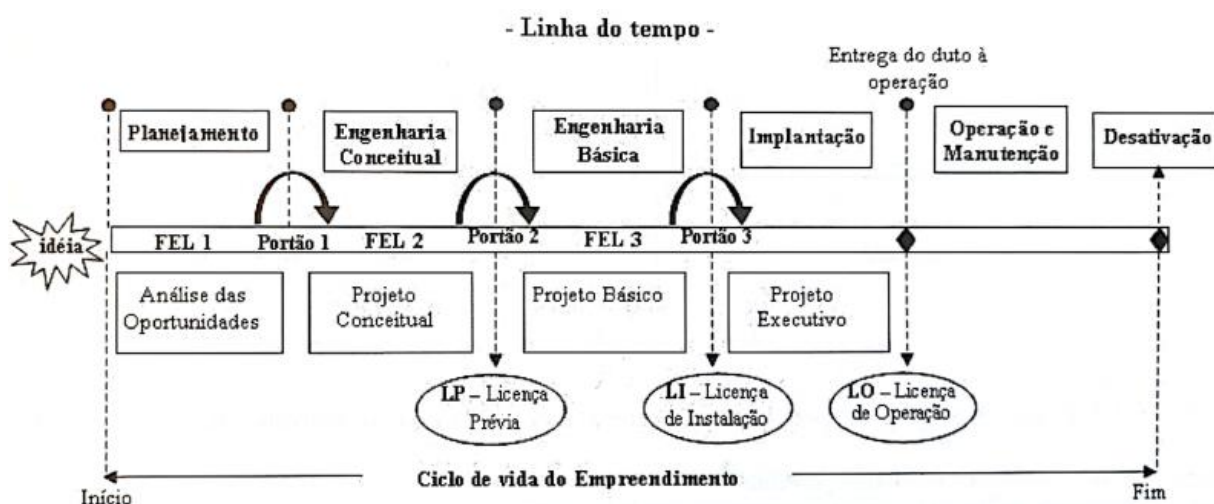
O capítulo [0] traz as conclusões do trabalho e sugestões para um possível complemento.

Os ANEXOS A e ANEXO B apresenta informações complementares sobre procedimentos realizados em dutos e também informações sobre o sistema de produção de petróleo offshore como identificação e descrição das funções dos equipamentos e dispositivos, bem como a organização desses no campo de exploração.

2. FASES DO PROJETO DE UM DUTO SUBAMRINO

Uma das metodologias usadas na gestão de projetos é a metodologia FEL (*Front End Loading*) que, em particular, pode ser muito bem implementada em um empreendimento de duto. A importância desta metodologia para um empreendimento deste porte é a valorização das fases iniciais do projeto, podendo garantir seu sucesso ou fracasso. As fases do projeto, segundo esta metodologia, compreendem o período desde a geração da ideia até a entrada de operação do duto e podem ser observadas em uma linha do tempo na Figura 4.

Figura 4 – Diagrama do ciclo de vida de um empreendimento de duto



Fonte: França, 2009

Como pode ser observado, até a fase de implantação, também chamado de projeto executivo ou projeto de detalhamento, existem ainda três fases de planejamento importantíssimas, com seus portões, que representam as decisões a serem tomadas ao final de cada uma. Segundo Rennó e Lemgruber, 2009, na etapa de planejamento, onde estão incluídas as fases FEL 1, análise das oportunidades, FEL 2, projeto conceitual e FEL 3, projeto básico, é definido o que será feito, como será feito, quem fará e que recursos são necessários. Para avançar em cada uma dessas fases existem alguns requisitos mínimos de informação, os quais ao final serão verificados quanto ao nível desejado, de forma que se possa dar prosseguimento à fase subsequente.

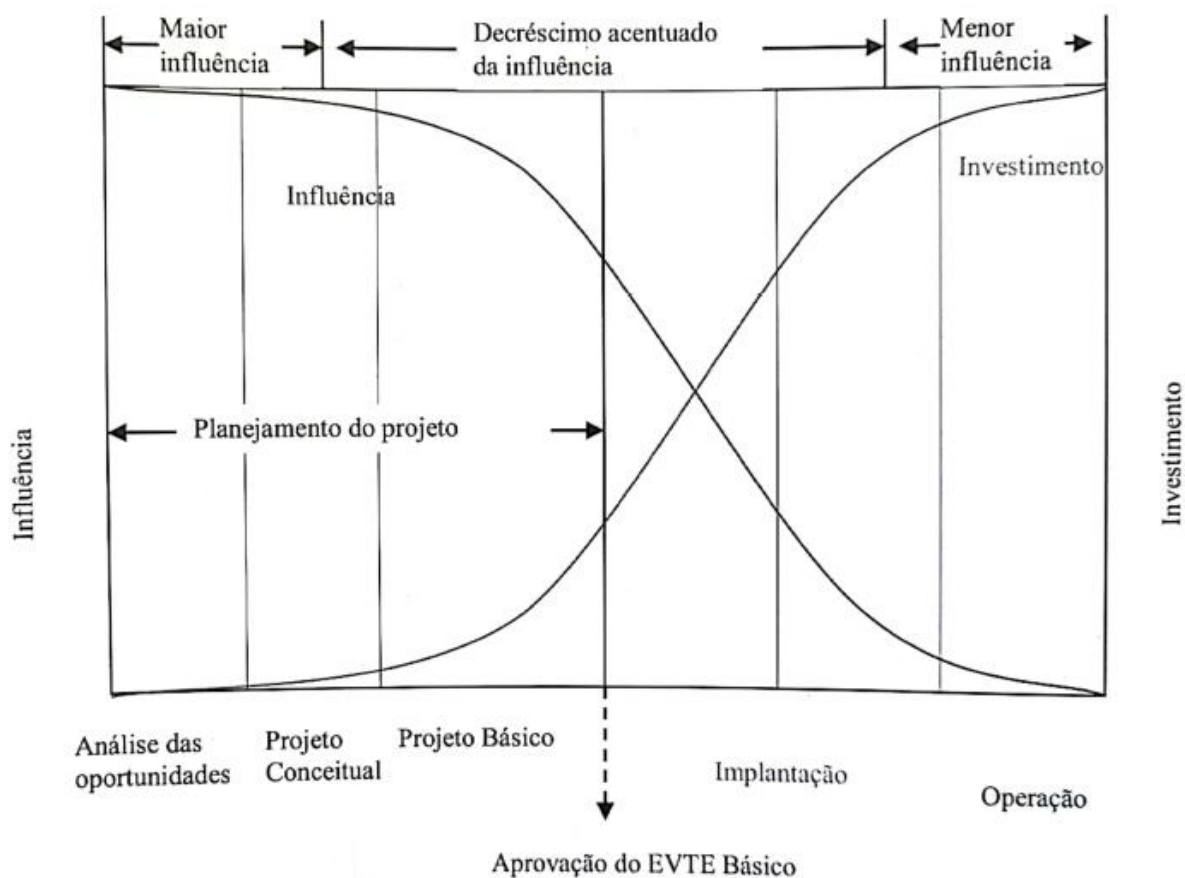
Com relação à passagem pelos portões, ou seja, a tomada de decisão que envolve o avanço ou não para a próxima fase do projeto, ela é composta por quatro opções a se considerar: cancelar, adiar, reavaliar ou continuar o empreendimento. Isso é necessário pois os investimentos nas fases iniciais são baixos, permitindo ao dono do empreendimento a flexibilidade de mudanças drásticas sem perda de muitos recursos.

Ainda segundo Rennó e Lemgruber, 2009, o empreendimento é cancelado caso não seja mais viável ou não se alinhe aos objetivos estratégicos da empresa. Ele é adiado em razão de decisões de negócio; novas informações poderão permitir que o empreendimento seja reativado no futuro. O empreendimento é reavaliado, caso haja a necessidade de estudos adicionais antes de o projeto prosseguir para a fase seguinte, e é reapresentado após a conclusão dos estudos. Por fim, o empreendimento prosseguirá, passando para a fase seguinte de implantação se as análises forem favoráveis.

Conforme se avança nas fases do projeto, os recursos exigidos vão aumentando e a possibilidade de mudanças diminuindo, assim como o grau de influência nos resultados finais. É dessa forma que a metodologia FEL auxilia o dono do empreendimento, permitindo uma abordagem faseada e visual do progresso físico do projeto do duto, dando a possibilidade de avaliar os recursos despendidos e se o investimento pode valer a pena ou não antes de avançar para as próximas etapas.

Na Figura 5 é possível observar a relação entre o grau de investimento e o grau de influência nos resultados finais com o avanço das fases de projeto de um empreendimento de duto. Nota-se o alto grau de influência na etapa de planejamento associado a um baixo grau de investimento, ou seja, as tomadas de decisões iniciais, onde poucos recursos são despendidos, têm alto grau de influência nos resultados finais do empreendimento. Conforme os avanços nas fases de projeto, após a aprovação do EVTE (Estudo de Viabilidade Técnico-Econômico), os parâmetros de investimento e influência se alternam, ou seja, na fase de implantação ou projeto executivo, os investimentos se tornam cada vez mais altos e o grau de influência nos resultados finais diminui, mostrando assim, a importância das decisões iniciais para o sucesso do projeto.

Figura 5 – Graus de influência e investimentos das etapas do projeto de um duto



Fonte: França, 2009

Nas subseções seguintes serão apresentadas, de forma sucinta, os trabalhos, levantamentos, análises e documentos que são feitos em cada uma das etapas do projeto de um duto submarino, partindo do pressuposto que já foram coletados e reunidos todos os dados e informações de natureza técnica, econômica, social e ambiental, na primeira fase do projeto FEL 1, e a decisão de dar prosseguimento ao projeto foi tomada. Vale destacar que as informações aqui apresentadas têm como base o livro Engenharia de Dutos, organizado por José Luiz de França Freire, com conteúdo desenvolvido por diversos autores renomados em seus campos de atuação.

2.1 FEL 2 – Projeto conceitual

Esta fase tem como objetivos, elaborar documentos de natureza preliminar que dão suporte às primeiras estimativas de custos do projeto, verificação dos pontos de saída e chegada do duto, viabilidade de instalação e permitem a realização do estudo de viabilidade técnica e econômica preliminar (EVTE preliminar). Segundo Azevedo, 2009, o completo desenvolvimento dessa fase do projeto fornece importantes parâmetros para o projeto básico e as principais atividades a serem executadas no projeto conceitual são:

- Avaliação do escoamento (*flow assurance* preliminar);
- Pesquisa de dados disponíveis de geofísica;
- Pesquisa de dados disponíveis de geotecnia;
- Pesquisa de dados disponíveis de meteoceanografia;
- Avaliação dos dados disponíveis para o projeto tais como pressão, temperatura, propriedades dos fluidos, etc.;
- Estudo do *layout* preliminar;
- Estudo dos pontos de saída e chegada do duto;
- Listagem dos acessórios do duto;
- Estudo preliminar de viabilidade de instalação do duto;
- Levantamento dos regulamentos da ANP e normas ambientais aplicáveis.

Ao término do projeto conceitual, as seguintes atividades vão dar suporte para o início do projeto básico do duto:

- Folha de dados do duto conceitual;
- Rota preliminar do duto;
- Consolidação dos dados de projeto;
- Relatório do projeto;
- Análise da legislação aplicável;
- Análise preliminar das restrições ambientais;
- Análise preliminar da viabilidade de instalação.

Após todo o trabalho ser desenvolvido, os documentos vão dar base para o desenvolvimento do EVTE preliminar e se este indicar a viabilidade econômica do projeto, a empresa dona do empreendimento segue para a fase do projeto básico.

2.2 FEL 3 Projeto Básico

O objetivo desta fase é desenvolver o projeto de engenharia do duto com base na documentação resultante do projeto conceitual e envolve consolidação dos dados levantados, consolidação da rota do duto, confirmação da viabilidade de instalação e preparação de novo EVTE. Nesta fase, é possível realizar as estimativas de CAPEX (*Capital Expenditure*) definitivo do projeto. Existem algumas fases dentro do projeto básico. São elas:

- Especificação de dados do duto, que é a fase necessária para fornecer as bases do projeto (*Basis of Design*);
- Avaliação de fluxo e fluido (*flow assurance* final);
- Seleção de rota do duto;
- Dimensionamento mecânico;
- Análise de estabilidade (*On-bottom stability*);
- Análise de vãos livres (*free-spans assessments*);
- Análise termomecânica;
- Seleção dos revestimentos anticorrosivos, isolantes térmicos e proteção catódica;
- Análise dos métodos de instalação do duto.

2.3 Projeto executivo

O projeto executivo ou detalhado, assim como o comissionamento, são as últimas etapas antes do início das operações e o objetivo principal é realizar a engenharia de detalhamento do duto, especificação técnica e compra de materiais. Algumas vezes o projeto básico e o projeto executivo não têm separação clara como a apresentada aqui, devido a prazos curtos de entrega do projeto e outros fatores. Pode-se destacar algumas fases do projeto executivo como:

- Compra dos materiais, feita a partir das RM's (Requisições de materiais);
- Especificações técnicas (ET's);
- Desenhos de rota definitivos;
- Análise de instalação;
- Análise crítica e análise de risco (AC e AR);
- Documentação e relatório de projeto (*Databook*).

3. INTRODUÇÃO AOS DUTOS SUBMARINOS

Os dutos em geral são componentes responsáveis pela movimentação dos fluidos produzidos ou injetados nos poços de exploração em um layout submarino. Quando referido no trecho de ligação entre o leito marinho e a UEP (Unidade Estacionária de Produção), o duto é chamado de *Riser* (trecho dinâmico), enquanto que o trecho que fica em contato com o solo, é chamado de *Flowline* (trecho estático). Os *flowlines* são ligados a outros equipamentos como PLET's, PLEM's, manifolds, etc. Para informações sobre layout submarino, equipamentos e outros assuntos relevantes para o conhecimento da produção offshore, consultar ANEXO A e ANEXO B.

Os dutos podem ser enterrados ou simplesmente apoiados no solo, podendo ter comprimentos que variam entre trechos curtos, na área de um campo de produção, até dezenas de quilômetros quando interligam diferentes campos. Os dutos que interligam diretamente a produção offshore com os sistemas em terra são chamados dutos de exportação. Os dutos que para interligação entre campos são chamados *tie-back*.

Com relação a construção do componente em si, o duto submarino pode ser de dois tipos:

- Duto flexível
- Duto rígido

A construção do tipo flexível é feita com diversas camadas de materiais distintos que formam a carcaça do duto. Ele tem algumas vantagens comparado ao rígido como instalação mais fácil e muito mais barata, enquanto suas desvantagens são alto custo do duto, processo de fabricação mais complexo e com poucos fornecedores capacitados, tempo de entrega, etc.

Figura 6 – Representação das camadas de um duto flexível



Fonte: Mecânica oficial⁴

⁴ Disponível em: <https://www.mecanicaoficial.com/>

O duto rígido caracteriza-se pela fabricação em aço, no formato tubular simples, com ou sem solda longitudinal, com diâmetros nominais padrões e espessura calculada seguindo alguns critérios de projeto como falha ao colapso, critério de máxima pressão interna, propagação de flambagem, entre outros fatores que serão abordados no estudo de caso.

Este componente também deve ser projetado para suportar carregamentos decorrentes da instalação, do modo como é disposto no solo (análise de vão livre), da interação direta com o solo, carregamentos termomecânicos devido às mudanças das condições de processo, como em situação de parada de produção e posterior retomada, além de seleção e cálculo do isolamento térmico.

Para manter a integridade do duto ao longo de toda a sua vida útil, são selecionados revestimentos anticorrosivos, cálculo e implementação do sistema de proteção catódica, sistema de limpeza e monitoramento.

A seguir serão apresentadas, de forma sucinta, os aspectos citados acima como as principais análises e cálculos que são executadas para o projeto básico de um duto submarino, bem como os materiais de construção, revestimentos, isolantes térmicos e os sistemas de limpeza e monitoramento. Vale destacar que as análises e cálculos aqui apresentados, e também no estudo detalhado no capítulo [4], são relacionados ao duto do tipo rígido.

3.1 Dimensionamento mecânico

Nesta etapa, busca-se determinar a espessura de parede a partir da escolha do material e diâmetro nominal já definido no estudo de garantia de escoamento (*flow assurance*). Os critérios de dimensionamento da espessura de parede são definidos por normas como a DNV-ST-F101, API RP-1111, ASME B31 e a ISO-13623, e levam em conta a pressão de projeto interna e pressão externa na profundidade de instalação, assim como efeitos de propagação de flambagem. Vale ressaltar que os carregamentos impostos pelo método de instalação escolhido devem ser avaliados, mas não são critérios de dimensionamento, assim como as outras análises apresentadas a seguir. O projeto mecânico é base para as outras análises e estudos, por isso é uma das primeiras etapas a serem realizadas, sendo objeto de estudo deste trabalho.

3.2 Análise de estabilidade

Esta análise visa fazer uma verificação da condição de estabilidade do duto, ou seja, analisar se ele permanecerá em sua posição a qual foi inicialmente instalado no solo marinho, tanto na vertical (verificação da flutuabilidade) quanto na horizontal (estabilidade lateral) devido às condições ambientais.

Na primeira situação faz-se uma análise de empuxo simples, em que é calculado o peso submerso do duto, considerando a sua geometria em si (diâmetro e espessura) assim como os revestimentos anticorrosivos e isolantes térmicos que eventualmente sejam instalados em seu corpo, além da consideração do fluido que está sendo transportando na situação de operação e também do crescimento de vida marinha ao redor do conjunto. O objetivo é verificar se o peso submerso do conjunto supera a força de empuxo causada pela água, na profundidade em que ele é instalado. Na ocasião em que isso não ocorre, a solução é aumentar o peso submerso. O que se pode imaginar num primeiro momento é aumentar a espessura de aço, porém, isso poderia encarecer demais o empreendimento. Como alternativa economicamente viável, foi desenvolvido o método de revestimento do conjunto com concreto. A espessura de concreto deve ser tal que o peso submerso do conjunto supere a força de empuxo em um fator recomendado por norma. Cabe mencionar que essa alternativa só é possível em determinados métodos de instalação.

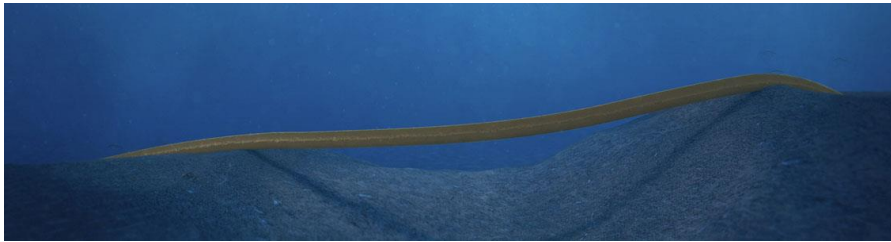
Com relação à estabilidade lateral, são avaliados os carregamentos devidos às condições de mar como correntes marinhas e ondas que podem ocorrer ao longo de toda a vida útil do duto. Nessa análise, são levados em consideração o peso submerso do conjunto, como já explicado anteriormente, a interação do conjunto com o solo marinho (atrito) e das velocidades máximas de corrente marinha na região geográfica em que o duto é instalado, assim como a ocorrência de espectros de onda medidos ao longo de alguns anos na localidade.

As correntes marinhas e ondas, quando passam pelo duto, geram forças de arrasto que podem mover lateralmente o duto. A quantidade de movimento lateral permissível varia de acordo com o projetista e deve ter como base critério normativo. Vale destacar que além das forças de arrasto, também são geradas forças de sustentação, que influenciam na verificação da estabilidade vertical e devem ser levados em conta nesta análise. Uma das normas mais aplicadas no Brasil para análise de estabilidade de dutos é a DNV-RP-F109 – *On-bottom stability design of submarine pipelines*.

3.3 Análise de vãos livres e fadiga

Quando o duto é instalado no solo marinho, ele tende a acompanhar as variações topográficas e irregularidades do solo, porém, podem haver trechos ao longo da rota em que o duto ficará suspenso entre dois apoios, causando os vãos livres (*free-spans*) como mostrado na Figura 7.

Figura 7 – Representação de duto em vão livre (*free-span*)



Fonte: DNV⁵

Nessa situação, o duto está sujeito a tensões adicionais que devem ser previstas em projeto, e também sob ação de correntes marinhas que podem fazer este trecho do duto vibrar, podendo levar a ocorrência da falha por fadiga. A verificação dessa condição é chamada de análise de VIV (*vortex induced vibration*) e o software mais conhecido mundialmente para este fim é o FatFree, da DNV. Vale destacar que a análise de VIV também é feita para outros componentes pertencentes ao *layout* submarino, como por exemplo, o *jumper*, visto que esse componente fica naturalmente em um estado de vão livre sujeito às correntes marinhas, como explicado em mais detalhes no ANEXO B – SISTEMA DE PRODUÇÃO OFFSHORE.

O objetivo desta análise é verificar os vãos admissíveis em que o duto pode ser instalado segundo critério de fadiga e compará-los com os vãos livres esperados durante as fases de projeto, e com os vãos livres decorrentes da instalação e, caso necessário, realizar medidas mitigadoras como instalação de suportes no solo marinho. Para isso, dados geotécnicos permitem a modelagem da interação entre duto e solo na região dos apoios, e dados de meteoceanografia fornecem os histogramas de corrente de fundo. Para conhecer o relevo do solo marinho em que o duto será depositado, são feitos levantamentos geofísicos e geotécnicos. Com estes dados, é possível avaliar a fadiga para a fase de instalação, considerando o duto vazio, para a fase de teste hidrostático, quando o duto está cheio de água e para a fase de operação. Uma das normas mais utilizadas para a análise de vãos livres é a DNV-RP-F105.

⁵ Disponível em: <https://www.dnv.com/services/digital-free-span-assessment-118086>

3.4 Análise termomecânica

Esta análise é feita levando em consideração as variações de temperatura e pressão, de operação e projeto do duto ao longo de sua vida. De maneira imediata, elas causam expansão, quando o duto é aquecido, e contração, quando resfriado. Essas variações podem ser caracterizadas da seguinte forma:

- Gradiente de temperatura formado ao longo do duto devido a troca térmica com a água do mar, ou seja, existe um perfil de temperatura descendente ao longo da rota, partindo da extremidade em que está o poço (zona mais quente) indo em direção à UEP (chegada com temperatura menor). Geralmente, o reservatório está em altas temperaturas (por vezes chegando a mais de 100 °C).
- Ciclos térmicos causados por parada e retomada da produção.

Um dos efeitos relacionados às variações de temperatura é a possibilidade de ocorrência do pipeline *walking*, que em resumo, é quando o duto rígido como um todo, se move em alguma direção axial preferencial, saindo de sua posição original. Ele ocorre devido à ciclos térmicos de aquecimento e resfriamento em combinação com características do solo marinho, como a resistência axial, a presença de inclinações acentuadas, ou em combinação com situações específicas do layout submarino que resultem em força trativa em alguma extremidade do duto.

Em situações de parada (*shutdown*), o fluido no interior do duto tem sua temperatura reduzida e é aumentada com a retomada da operação. Esses ciclos térmicos somados a variações de elevação na rota do duto, como em subida de rampas, assim como variação de pressão interna, forças axiais resultantes de conexão direta com *risers* (em caso de conexão direta), entre outros, podem provocar o surgimento do fenômeno.

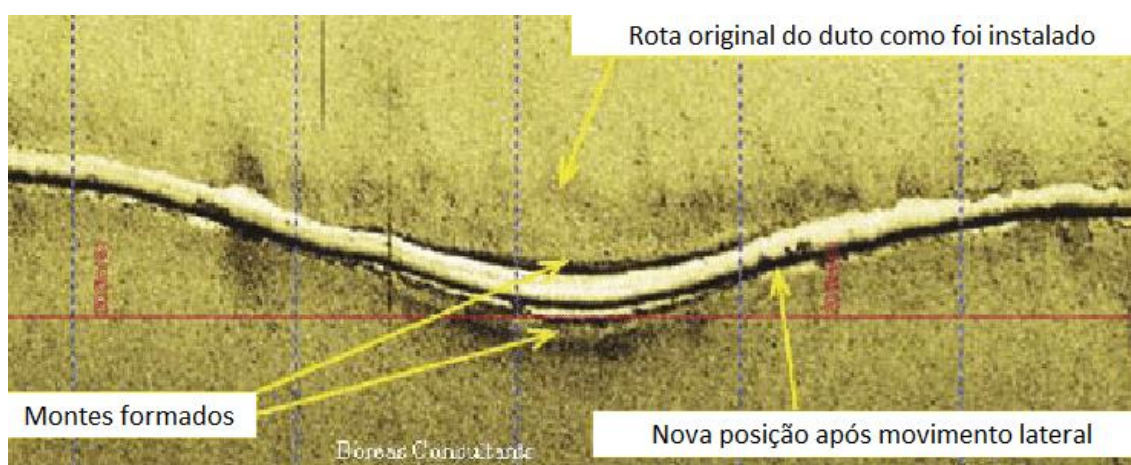
Quando o duto está sujeito a este fenômeno, ele pode causar problemas como a movimentação excessiva dos equipamentos aos quais ele está conectado, como PLETs e PLEMs. A princípio isso pode não parecer um problema, mas se considerarmos que o PLET pode estar ligado a um *manifold* através de um *jumper* rígido tipo “M”, por exemplo, este sofrerá deformações que podem levá-lo ao colapso.

Para diminuir os efeitos nocivos do fenômeno, o duto pode ser ancorado por estacas torpedos ou estacas de sucção, ligadas por correntes que são conectadas às suas extremidades ou em locais específicos ao longo de sua rota. Esse fenômeno vem sendo bastante estudado nos últimos anos quando a ocorrência dele se tornou mais evidente nos

campos em que as temperaturas dos reservatórios são mais altas, conforme descrito nos artigos OTC17945⁶ e OTC20750⁷.

Outro efeito relacionado à análise termomecânica envolve o estudo da ocorrência de flambagens causados pela expansão térmica somada a restrições impostas pelo atrito do duto com o solo. Isso pode causar a curvatura de trechos curtos em vários pontos do duto de forma a aliviar as forças compressivas, efeito chamado de *global buckling* ou flambagem global. A curvatura também pode ocorrer com a elevação acima do nível do solo em dutos submarinos enterrados (*upheaval buckling*) ou curvatura lateral (*lateral buckling*), apresentado na Figura 8.

Figura 8 – Vista superior de um duto após flambagem lateral



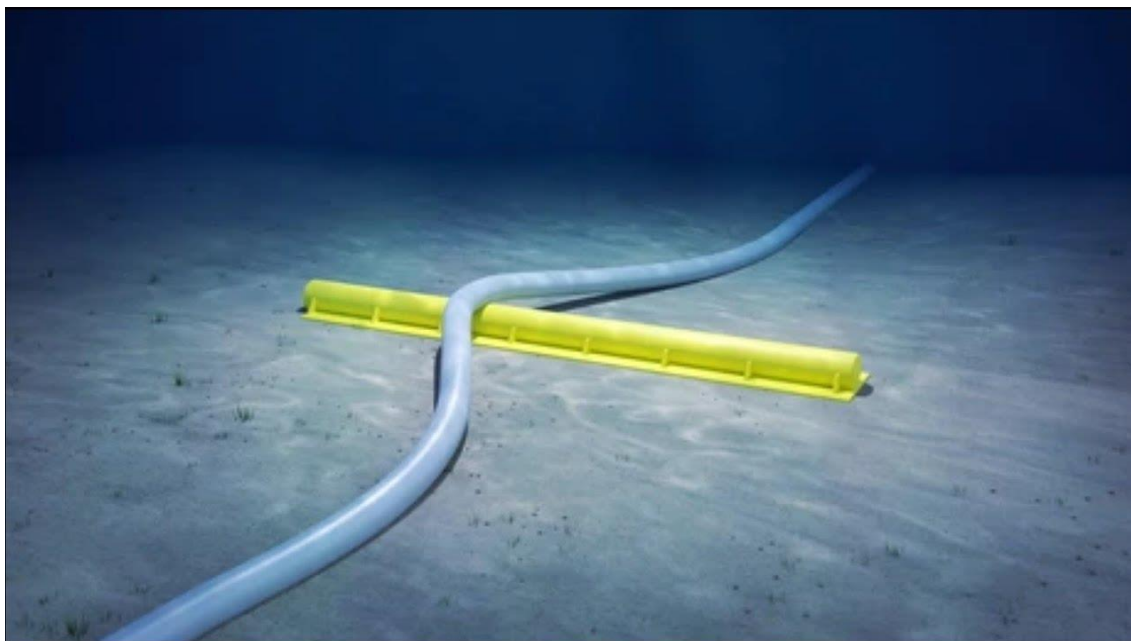
Fonte: Adaptado de Bruton et. al, 2007

Para evitar possíveis danos ao duto, são feitas análises para se determinar os locais adequados para indução de flambagem, ou seja, locais estratégicos ao longo da rota onde haverá uma flambagem lateral controlada. Outra solução é estudar a flambagem conforme critérios de integridade pós flambagem. Caso este efeito não cause risco à integridade do duto, a flambagem livre no solo pode ser permitida. Um dos métodos aplicados é o uso de dormentes (sleepers), que são estruturas metálicas em formato cilíndrico, posicionados no solo marinho, em que o duto é apoiado, forçando-o a uma curvatura. Isso favorece a movimentação em cima do dormente e de forma controlada.

⁶ M. Carr, F. Sinclair, D. Burton, 2006, Pipeline Walking-Understanding the Field Layout Challenges, and Analytical Solutions Developed for the SAFEBUCK JIP, Offshore Technology Conference, Houston (OTC17945).

⁷ S. Bruton, F. Sinclair, M. Carr, 2010, Lessons Learned From Observing Walking of Pipelines with Lateral Buckles, Including New Driving Mechanisms and Updated Analysis Models, Offshore Technology Conference, Houston (OTC 20750)

Figura 9 – Representação de um duto apoiado em um *sleeper*



Fonte: DNV

3.5 Materiais e processos de fabricação

Os dutos rígidos são construídos a partir da união soldada de diversas seções de tubos, normalmente fabricados em comprimento padrão de 12,2 m, com diâmetro nominal e espessuras padronizadas de acordo com os fabricantes. Eles podem ser confeccionados com ou sem costura. Os aços usados comumente para a fabricação desses tubos são os da classe API e são do tipo alta resistência e baixa liga (ARBL).

3.5.1 Aços para dutos

A norma API 5L é uma das mais conhecidas para aplicação em dutos e ela rege as especificações e designações dos aços desenvolvidos para essa aplicação. A norma abrange os graus A25; A; B; X42; X46; X52; X56; X60; X65; X70; X80; X90; X100; e X120, onde nos graus “X” o número que acompanha a designação corresponde a tensão de escoamento mínima em ksi. Por exemplo, para o aço X120, a tensão de escoamento mínima corresponde a 120 ksi ou 690 MPa.

A norma DNV-ST-F101 também é bastante utilizada em dutos e possui suas especificações e designações para tubos do tipo sem costura fabricados em aço carbono-manganês, 22-Cr e 25-Cr. A norma designa o aço carbono de forma semelhante a API 5L, porém, o número do grau representa a tensão de escoamento em MPa. Os graus abrangidos são: Grade 245, 290, 320, 360, 390, 390, 415, 450, 485, 555.

Os aços tipo Alta Resistência e Baixa Liga (ARBL) são os mais recomendados para o tipo de aplicação em questão pois alinham elevados níveis de resistência, boa tenacidade e soldabilidade. Possuem em sua composição química elementos de liga como Mn, Cr, Ni, Mo, Cu, V, Nb, Ti e Zr, que são empregados em várias combinações para se obter as propriedades mecânicas desejadas. Os teores de carbono variam entre 0,05% e 0,12%.

A escolha do aço para aplicação em dutos depende de diversos fatores e estes devem ser cuidadosamente analisados pois na construção de um gasoduto/oleoduto, o aço representa aproximadamente metade do valor da obra. Com os aços de maior tensão de escoamento, por exemplo, é possível obter menores espessuras de parede dos dutos e, portanto, menor quantidade de aço empregada na construção.

3.5.1 Tubos com costura

Os tubos com essa característica são fabricados a partir de chapas conformadas em formato cilíndrico, seguido de soldagem (costura) ao longo do eixo longitudinal. Os principais processos de fabricação de tubos com costura são:

- Conformação UOE e costura longitudinal a arco submerso – UOE-SAW;
- Dobramento contínuo e costura longitudinal por resistência elétrica – ERW;
- Dobramento e soldagem helicoidais a arco submerso – SAW-helicoidal
- Prensagem ou calandragem com costura longitudinal a arco submerso.

3.5.2 Tubos sem costura

Estes tubos são fabricados por laminação a quente e, como o nome sugere, não necessitam de soldagem para chegar ao seu formato final. Os principais processos de fabricação desses tubos são:

- Lingotamento contínuo de barras circulares;
- Laminação de perfuração (processo Mannesmann);
- Laminação com plugue;
- Laminação com Mandril;
- Laminação peregrina.

Os tubos sem costura possuem excelente circularidade, boa precisão dimensional e alta confiabilidade. Este processo de fabricação possui limitação quanto aos maiores diâmetros, devido a limitação dos equipamentos.

3.6 Isolamento térmico

O isolamento térmico é fundamental para um duto submarino, pois, na situação em que não houvesse isso ou ele fosse inadequadamente selecionado, a queda temperatura do petróleo contribuiria para o aumento de sua viscosidade, aumentando a perda de carga, prejudicando, assim, o escoamento. Além disso, em situações de parada (*shutdown*), o petróleo fica estagnado na linha por longas horas, tendo sua temperatura continuamente em queda, podendo chegar na temperatura em que é propício para a formação de parafina e outros compostos que favorecem o entupimento do duto.

Existem dois tipos de isolamento térmico aplicados em dutos submarinos. São eles o sistema molhado (*wet insulation*), que fica em contato direto com a água do mar e o solo, e o seco que fica no duto interno em sistemas do tipo *pipe-in-pipe*, ou seja, duto dentro de outro duto.

O sistema de isolamento térmico molhado fica sobre o revestimento anticorrosivo e estará sujeito aos carregamentos de instalação, pressão hidrostática local e temperatura, portanto, deve possuir um bom equilíbrio entre resistência mecânica e condutividade térmica. A determinação do material isolante e espessura de revestimento são definidos durante os estudos de escoamento (*flow assurance*). Os isolantes térmicos mais comuns para serem aplicados em dutos submarinos são:

- Polipropileno de alta densidade, com condutividade térmica de 0,22 W/mK;
- Polipropileno sintático, com condutividade térmica de 0,17 W/mK;
- Polipropileno em espuma, com condutividade térmica de 0,12 W/mK;
- Poliuretano (PU) de alta densidade, com condutividade térmica de 0,19 W/mK;
- Poliuretano sintático, com condutividade térmica de 0,15 W/mK;
- Poliuretano em espuma; com condutividade térmica aproximadamente de 0,12 W/mK, podendo chegar a 0,030 W/mK.

O poliuretano em espuma não é usualmente utilizado em isolamento térmico molhado devido à grande absorção de água, sendo melhor aplicado em sistema pipe-to-pipe.

3.7 Métodos de instalação de duto submarino

A instalação de dutos submarinos é feita por embarcações adaptadas especialmente para essa função. Algumas embarcações são adaptadas para terem linha de montagem do duto, com área para soldagem dos tubos, área de inspeção da solda, área de pintura e

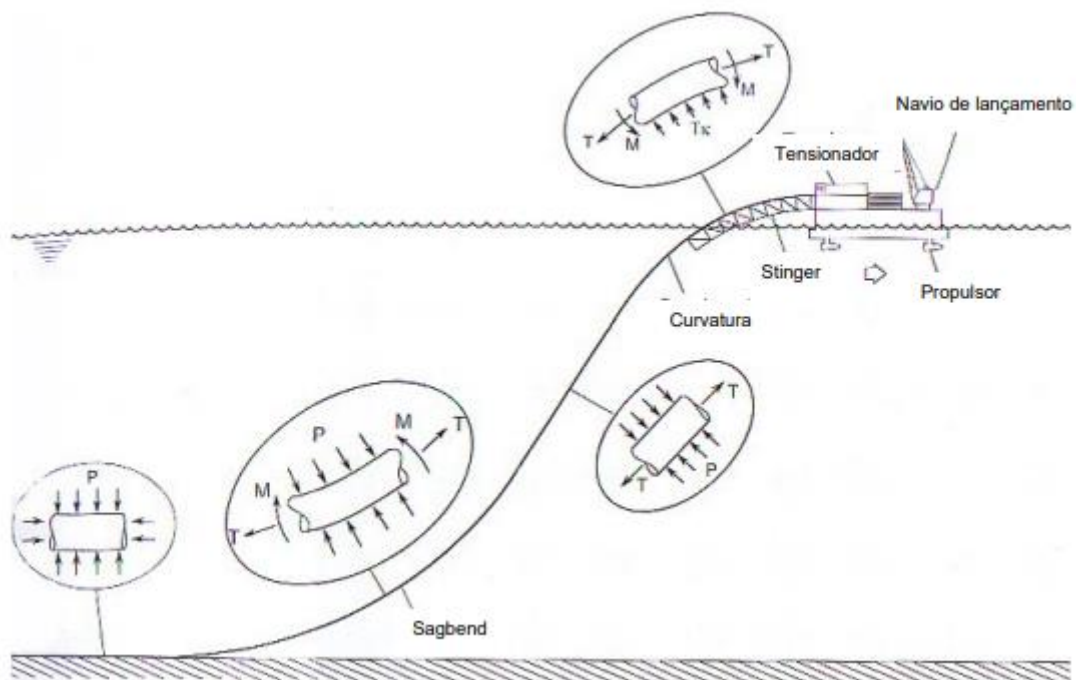
revestimento, etc. Existem 4 métodos de instalação de dutos e cada um tem suas características, aplicações, limitações e custos, além de gerarem esforços diferentes que devem ser levados em conta no dimensionamento mecânico do duto.

3.7.1 Método S-lay

Foi o primeiro método a ser utilizado para instalação dos primeiros dutos submarinos no mundo. Sua aplicação é para águas rasas e o termo “S” se refere ao perfil que é formado no duto durante sua instalação. Ele somente é aplicado em águas rasas justamente pela configuração que o duto adota, que em caso de grandes profundidades, as tensões de flexão enormes.

A embarcação de instalação é preparada para fazer toda a etapa final de construção do duto como já mencionado e ela é continuamente carregada com seções de tubos por outras embarcações. Possui como dispositivos e estruturas de instalação o tensionador e o stinger, que é a estrutura responsável pela transição suave do duto de uma posição horizontal para um ângulo de lançamento. Esta transição é necessária a fim de evitar concentrações de curvatura que possam viabilizar uma flambagem localizada.

Figura 10 – Esquemático do método de instalação S-lay



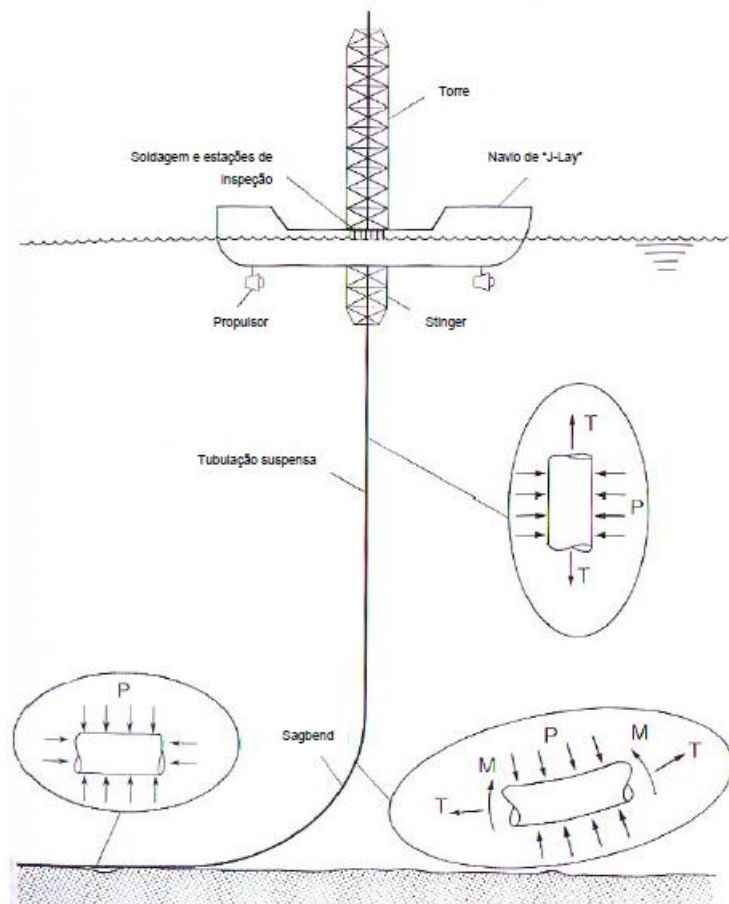
Fonte: Kyriakides, 2007

3.7.2 Método J-lay

O Método J-lay é similar ao S-lay, porém o método de lançamento do duto é diferente, sendo quase na vertical. Ele é usado em águas profundas, como no caso da grande maioria dos reservatórios exploráveis no Brasil. Como o nome sugere, o formato que o duto adquire quando instalado é o característico “J”. Ele apresenta apenas uma curvatura, contudo, esta curvatura possui um raio menor se comparado ao do método “S”, impondo tensões maiores durante a instalação.

Da mesma forma como citado no método acima, as embarcações são preparadas para construção final do duto, possuindo diversas áreas de trabalho como em uma fábrica. As seções de tubo chegam por intermédio de outras embarcações e a instalação é contínua e ininterrupta até que se termine a instalação. A embarcação se move lentamente enquanto o duto é lançado, seguindo a rota pré-determinada. Toda a operação é muito complexa e as embarcações possuem controle ativo de estabilidade e mapeamento preciso da rota definida.

Figura 11 – Esquemático do método de instalação J-lay



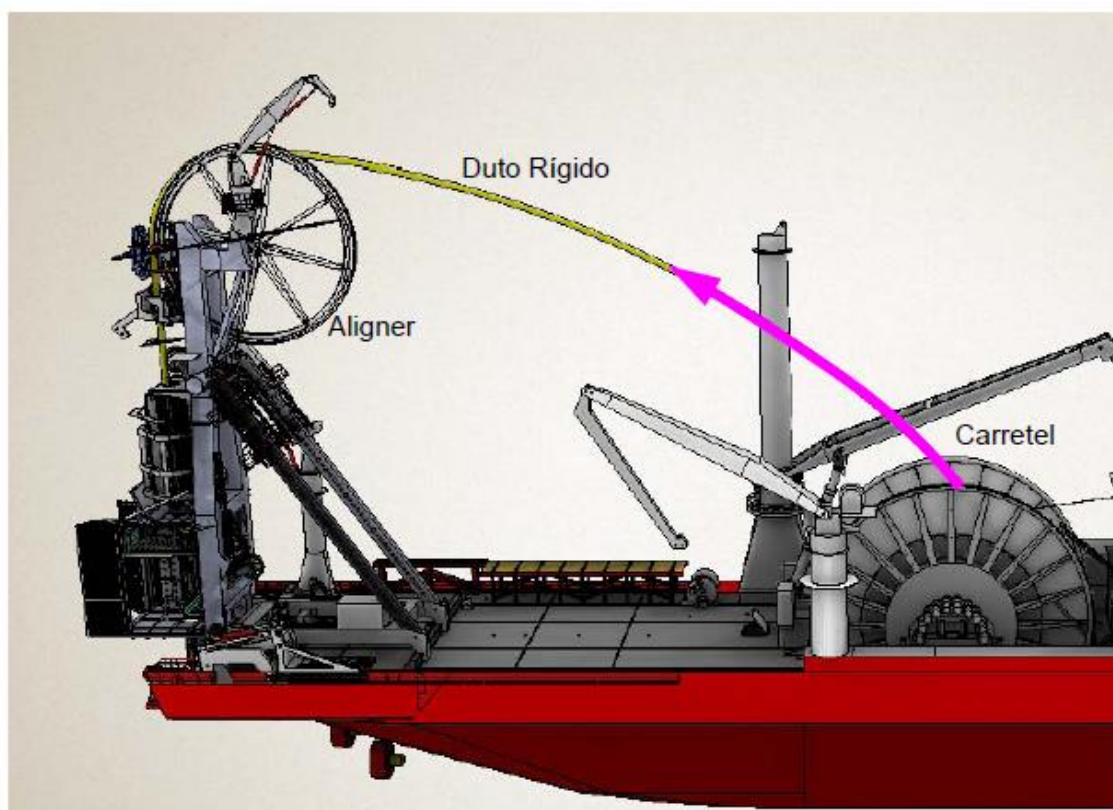
Fonte: Kyriakides, 2007

3.7.3 Método reel

O método de instalação reel pode ser similar ao S-lay ou J-lay na forma de lançamento do duto ao mar, porém, a característica principal é que, enquanto nesses dois métodos o duto tem sua construção final na própria embarcação e posterior lançamento, como em uma linha de montagem, no tipo reel o duto é construído em sua forma final ainda em terra e vai gradualmente sendo enrolado em um grande carretel que fica na embarcação.

O duto então é transportado enrolado neste grande carretel e conforme a instalação começa, ele vai sendo gradualmente desenrolado e lançado ao mar, conforme representado na Figura 12. Este tipo de método de instalação provoca deformações severas nos dutos, portanto, o dimensionamento mecânico assim como o material devem ser cuidadosamente estudados para prever essa condição. Além disso, o duto rígido não pode ter revestimento de concreto para lastro com esse método de instalação. Ele é bastante utilizado para instalação de dutos flexíveis.

Figura 12 – Esquemático do método de instalação Reel

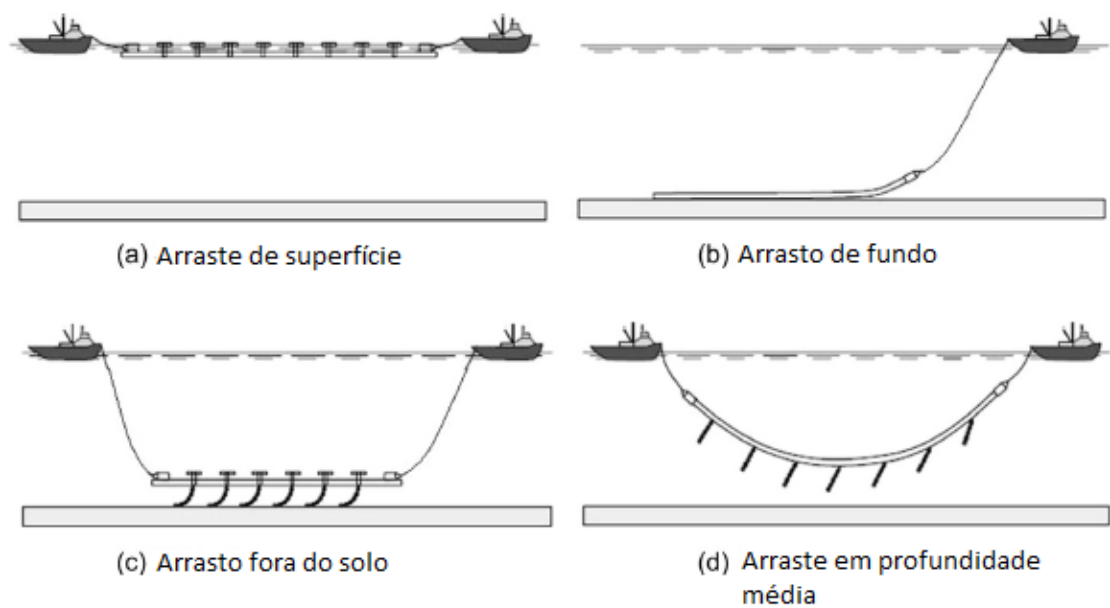


Fonte: Maxwell Brandão de Cerqueira

3.7.4 Método de arraste

Neste método, o duto é construído totalmente em terra e rebocado por embarcações até o local de instalação. As extremidades do duto ficam presas às embarcações e são utilizados flutuadores para que o duto fique suspenso, podendo ficar acima da superfície da água ou abaixo. Há casos em que o duto fica simplesmente apoiado no solo marinho e ele é arrastado pela embarcação até o local final.

Figura 13 – Esquemático do método de instalação por arraste



Fonte: Adaptado de Yong bai

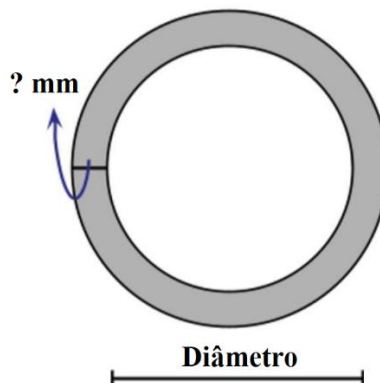
4. DIMENSIONAMENTO MECÂNICO DO DUTO

Este capítulo será dedicado a abordar o projeto mecânico segundo norma DNV-ST-F101. O objetivo nas próximas seções é, primeiramente, apresentar algumas considerações sobre espessura de parede e os critérios de dimensionamento para seu cálculo. Após isso, serão apresentadas as características principais da norma, associadas ao cálculo de espessura de parede, como fatores de segurança recomendados, tipos de carregamentos considerados, equações, etc. Será feita uma abordagem detalhada e objetiva dos diversos aspectos da norma.

4.1 Generalidades

Como já introduzido na seção [3.1] o projeto mecânico de um duto submarino envolve o cálculo da espessura segundo algum critério embasado pela norma de projeto escolhida e definida no conjunto de documentos das bases de projeto (*Basis of Design*). O conteúdo apresentado a seguir é necessário para o entendimento das questões relacionadas a norma, abordada na seção [4.4].

Figura 14 – Dimensionamento mecânico – espessura de parede



Fonte: Autor

4.2 Considerações sobre a espessura de parede

A espessura de parede do duto submarino deve ser tal que, acrescida da sobre espessura de corrosão e margem de tolerância de fabricação, em primeira instância, resista a pressão interna e a pressão externa devido a coluna hidrostática equivalente na profundidade de instalação. Além disso, a espessura calculada e adotada deve ser avaliada quanto as tensões originadas do método de instalação e dos vãos livres formados devido

ao perfil irregular do solo marinho, no caso do duto ser simplesmente apoiado (seção [3.3]).

A sobreespessura de corrosão citada acima se refere a uma espessura adicional que tem por objetivo garantir que o duto irá operar dentro de sua faixa de segurança pela vida útil esperada, em virtude dos efeitos da corrosão. Essa sobre espessura é determinada por metodologias de cálculo que tentam prever a taxa de corrosão que o duto terá em um determinado tempo, com base nas características de operação, e tem como orientação, experimentos realizados em laboratório ou em campo, podendo utilizar como forma de estimativa preliminar, experiências de operações anteriores.

Em suma, a espessura de parede do duto é formada por uma parcela calculada para resistir à pressão interna e externa, uma parcela referente a corrosão e uma parcela que leva em conta a tolerância dimensional no processo de fabricação.

$$t_{calculada} = t_{projeto} + t_{corr} + t_{fab}$$

Vale ressaltar que a espessura de parede calculada não é a espessura real adotada para o duto, pois deve-se observar a padronização de diâmetros e espessuras de parede segundo catálogo do fabricante. Em vista disso, deve-se sempre optar pela escolha da espessura disponível no catálogo imediatamente acima da calculada. Como exemplo, numa situação hipotética de duto com dimensões normalizadas segundo API-5L, com diâmetro nominal de 24" e espessura calculada de 24,2 mm, a espessura padronizada imediatamente acima que deve ser escolhida é a de 25,4 mm, mesmo tendo disponível a de 23,8 mm num possível catálogo do fabricante. Portanto, 24,2 mm seria a *espessura calculada*, e 25,4 mm seria a *espessura adotada*.

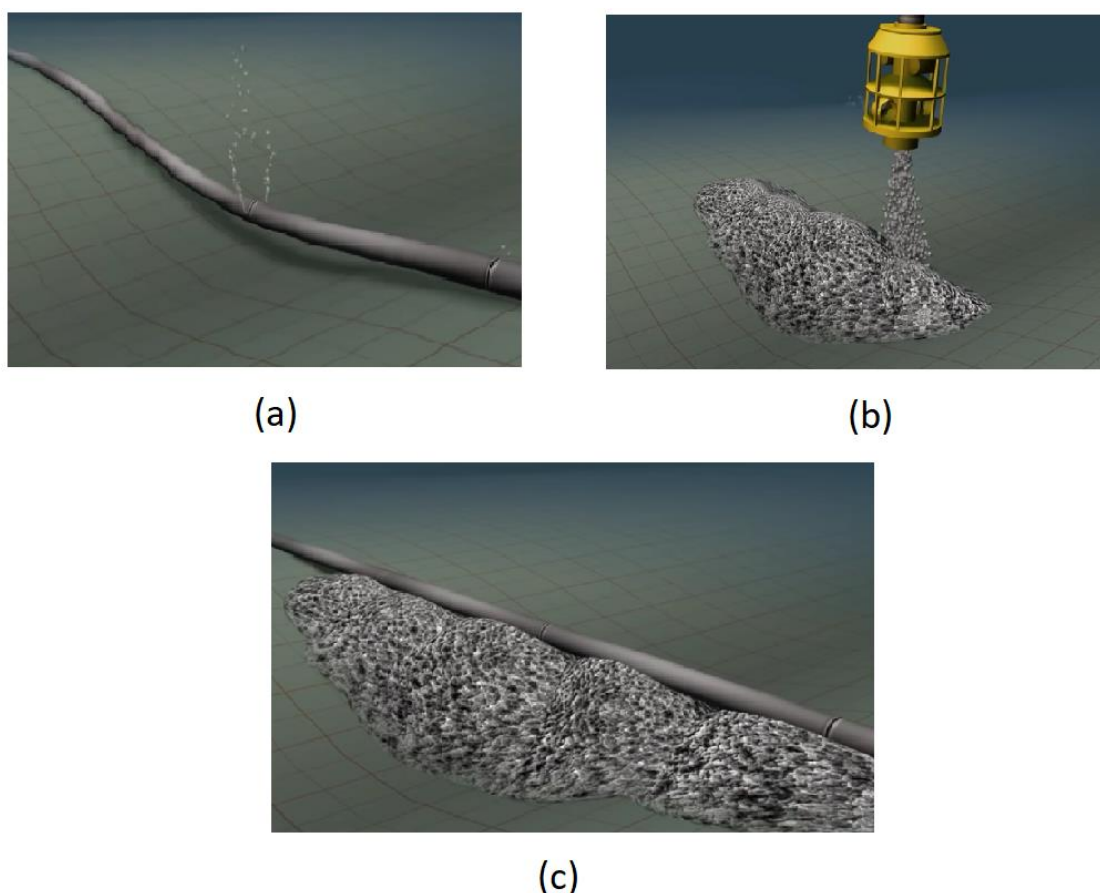
4.3 Revisão teórica - Critérios de dimensionamento

Como já mencionado anteriormente, o critério de dimensionamento do duto deve abranger a resistência do mesmo às tensões devido aos efeitos da pressão interna e externa. O dimensionamento de um duto à pressão externa deverá atender ao critério de colapso podendo, também, atender ao critério de propagação de colapso.

Geralmente, em dutos usados na produção de petróleo offshore, as pressões internas e externas são bastante severas, gerando tensões que superam as tensões geradas por outras situações mais comuns, previstas e controladas, como nos métodos de instalação S-Lay e J-Lay, e quando o duto é apoiado no solo marinho, onde pode haver formação dos vãos livres.

Nessas situações, busca-se executar cálculos de verificação, pois, a partir de uma configuração proposta (raios de curvatura nos métodos de instalação e comprimento dos vãos livres), verifica-se a eventualidade de as tensões geradas no sistema estarem acima das tensões admissíveis estabelecidas por algum critério presente em normas. Na ocasião de as tensões estarem acima das admissíveis, busca-se uma intervenção na configuração proposta, como por exemplo, o ato de preencher uma vala com pedras ou areia para que o vão livre seja diminuído ou eliminado, como mostrado na Figura 15.

Figura 15 – Representação de um preenchimento de vala



Fonte: Canal Free Documentary no Youtube⁸

Como pode ser observado, numa situação hipotética em que, após o cálculo de verificação dos vãos máximos admissíveis, constatou-se que o comprimento do vão (a) gerava tensões associadas à flexão superiores às admissíveis, sendo, então, proposto o preenchimento de vala (b) como uma solução economicamente viável, onde o duto ficará apoiado nesse trecho (c), podendo reduzir por completo as tensões associadas à flexão.

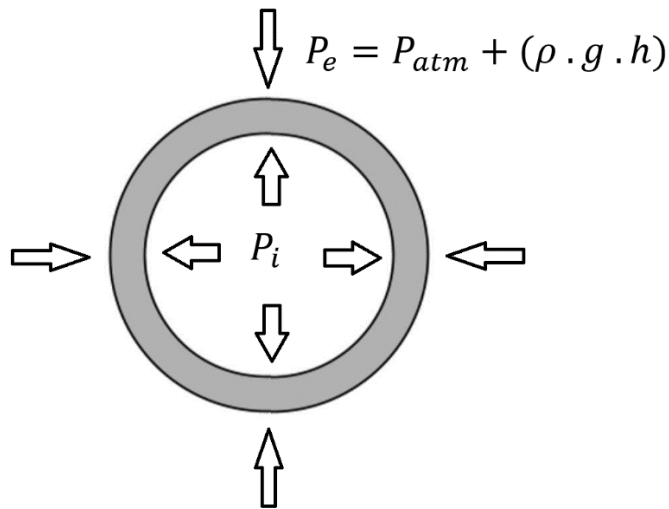
⁸ Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=iGBPgtomdjA>

Existem cálculos de verificação das tensões geradas por outros tipos de carregamentos, mas que, novamente, não são, em geral, considerados como critério de dimensionamento para o duto. A seguir, será abordado de forma geral os critérios principais para o cálculo da espessura de parede do duto, sem entrar no detalhe específico da norma DNV.

4.3.1 Revisão teórica - Resistência à pressão interna

De forma objetiva, considerando comportamento elástico, material contínuo e ausência de trincas e outros defeitos, o duto pode ser tratado como um vaso de pressão, cujo estado de tensões se resume a tensão circunferencial e longitudinal devido a pressão interna. Caso se enquadre na teoria de paredes finas, e o duto submarino esteja submetido a uma pressão interna maior que a pressão externa local da coluna hidrostática na profundidade de instalação, essas tensões podem ser calculadas de forma básica da seguinte forma:

Figura 16 – Pressões atuantes no duto



Fonte: Autor

$$\sigma_c = \frac{(P_i - P_e) \cdot D}{2 \cdot t} \quad (1)$$

$$\sigma_l = \frac{(P_i - P_e) \cdot D}{4 \cdot t} \quad (2)$$

$$P_e = P_{atm} + (\rho \cdot g \cdot h) \quad (3)$$

Onde:

σ_c = tensão circunferencial

σ_l = tensão longitudinal

D = diâmetro interno

t = espessura de parede

P_i = pressão interna

P_e = pressão externa devido a coluna hidrostática na profundidade de instalação

P_{atm} = pressão atmosférica no nível do mar

h = profundidade onde o duto será instalado

Quando o duto não se enquadra na teoria de parede fina, ou seja, quando a espessura de parede é tal que permite uma variação de tensão considerável ao longo, partindo da fibra interna até a fibra externa (teoria de paredes grossas), existem algumas fórmulas que foram desenvolvidas para considerar esse efeito. A formulação de Lamé para o cálculo da espessura, aqui levando em consideração o efeito da pressão externa, é uma das mais usuais e é apresentado a seguir:

$$t = \frac{D}{2} \left(1 - \sqrt{\frac{\sigma_{adm} - (P_i - P_e)}{\sigma_{adm} + (P_i - P_e)}} \right) \quad (4)$$

Onde:

σ_{adm} = tensão admissível

As formulações presentes em normas não são simplificadas como as apresentadas anteriormente pois elas levam em conta diversos parâmetros, fatores de segurança e considerações baseadas em experimentações feitas ao longo de anos por entidades renomadas, de forma a garantir a segurança operacional duto. Porém, tem como base, a teoria apresentada aqui de forma resumida.

4.3.2 Revisão teórica - Critério de colapso e propagação de colapso

Devido às pressões hidrostáticas a que estão sujeitos os dutos submarinos, estes devem ser avaliados quanto a possibilidade de falha por colapso e sua eventual propagação. Para dutos instalados em águas rasas, geralmente, o critério determinante é o da pressão interna, ou seja, as tensões geradas por esse efeito levam a uma espessura de parede em que o critério de colapso e propagação são atendidos em todos os aspectos.

Quando instalado em águas ultra profundas, como nos campos brasileiros do pré-sal, onde são observadas profundidades de 2000 m de lâmina d'água, pode ser que a espessura calculada pelo critério da pressão interna não seja suficiente para resistir ao colapso imposto pela alta pressão externa. Nessa situação, o projetista pode determinar a espessura segundo o critério de colapso ou ao de propagação de colapso.

Por colapso, entende-se a deformação permanente ou amassamento de trecho do duto, quando o carregamento externo excede o seu limite de colapso em virtude de diversos fatores que podem ser previstos ou não. A Figura 17 mostra a foto de um trecho de tubo sob colapso contendo um acessório chamado *buckle arrestor*.

Segundo, Netto, 2017, os parâmetros que possuem maior influência no colapso dos dutos submarinos são a razão diâmetro-espessura do duto (D/t), as propriedades do material, imperfeições geométricas, anisotropias no escoamento e tensões residuais oriundas do processo de fabricação.

Figura 17 – Trecho de tubo em colapso



Fonte: Paper_Rio_IBP1021_05⁹

Ainda segundo Netto, 2017, o dimensionamento de projeto pelo critério de colapso envolve, de maneira simplista, propor para um determinado diâmetro a combinação de espessura de parede e tensão de escoamento - com uma determinada tolerância

⁹ Disponível em: <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/20854956>

geométrica associada - capaz de prover resistência ao colapso do duto quando submetido ao diferencial de pressão em operação.

Como mencionado, o colapso pode iniciar a partir de certos parâmetros como imperfeições geométricas, propriedades do material, entre outros fatores. Além disso, ele pode iniciar a partir de um dano local, que pode ser causado por esforços decorrentes da instalação, cargas acidentais como queda de objetos, apoio irregular do duto em uma rocha pontiaguda no fundo do mar, etc. Quando ocorre o dano, ele pode, sob efeito da pressão externa, mudar sua configuração e se propagar ao longo do duto, causando o colapso ou amassamento de grande extensão.

A pressão mínima necessária para manter o colapso em propagação ao longo do duto é chamada de pressão de propagação e só depende do material do tubo e da geometria. Segundo Azevedo, 2009, a pressão de início de colapso (pressão de iniciação de colapso) é a pressão necessária para desencadear o colapso. Esta pressão é maior que a de propagação e depende do material do tubo, da geometria e do dano inicial.

Para minimizar o dano devido a propagação do colapso nos casos em que o critério de colapso é atendido mas o critério de propagação de colapso não é, são instalados acessórios chamados de *buckle arrestors* (Figura 17). Eles são dispositivos estruturais em formato de anel que são incorporados ao duto através de soldagem e tem função de limitar a extensão do dano e impedir a propagação do colapso. A ideia é que, caso um dano ocorra e a pressão externa seja superior a pressão de propagação de colapso, este estará limitado à extensão, correspondente à distância entre dois *buckle arrestors*. Esta distância entre dois *buckle arrestors* é determinada segundo literatura e está prevista em norma.

O duto dimensionado pelo critério de propagação de colapso terá sua espessura de parede tal que, uma vez que um dano local ocorra, este não se propague. Já um duto dimensionado pelo critério colapso, terá sua espessura de parede tal que, se um dano ocorrer, este se propagará, danificando a extensão correspondente a distância entre dois *buckle arrestors*. (Azevedo, 2009)

Notadamente, no critério de propagação de colapso, a espessura de parede requerida é maior, não havendo a necessidade da instalação de *buckle arrestors*, e é a solução mais segura, porém, o duto se torna mais pesado e caro. Em contrapartida, no critério de colapso, apesar da espessura ser menor, os dispositivos devem ser instalados ao longo de todo o duto, e na ocorrência de um dano, este poderá se estender, podendo causar a

paralisação da operação ou até mesmo vazamento do conteúdo, caso o duto não seja bem dimensionado.

Em resumo, o cálculo da espessura de parede para resistência a pressão externa deve ser feito para esses dois critérios e o projetista, junto da operadora, devem escolher qual o melhor para a necessidade do empreendimento, visto que cada um deles terá um custo associado e desafios de instalação.

4.4 Dimensionamento mecânico segundo DNV-ST-F101

A norma usa como critério dimensionante os chamados estados limites últimos, associados às condições ou cenários de carregamentos que levam às piores situações de projeto a que o duto pode estar submetido. Por definição, o estado limite último é aquele que quando excedido pode ter consequências associadas à falha grave ou catastrófica, demandando maiores fatores de segurança.

Segundo Oazen, 2012, o conceito de estado limite pode ser entendido como o limiar que discerne estruturas íntegras das não íntegras. Pode-se pensar o estado limite como uma linha que separa uma região segura de uma região de falha. Podemos caracterizar o duto como possuindo uma resistência estrutural característica, que caso seja superada pelos carregamentos impostos previstos, ele estará localizado na região de falha (estrutura não íntegra), caso contrário, se encontra na região segura (estrutura íntegra).

Para o cálculo dos diversos estados limites, a norma utiliza o método dos Fatores de Projeto de Carga e Resistência (*Load and Resistance Factor Design*). Este método relaciona as incertezas de projeto com fatores de segurança parciais, que são associados a cargas características e efeitos de resistência. Esses fatores de segurança são encontrados em tabelas ao longo da norma e serão destacados neste capítulo para facilitar a consulta quando o leitor necessitar.

4.4.1 Estados limites para o cálculo da espessura de parede

Segundo DNV-ST-F101, os estados limites aplicáveis para o cálculo da espessura de parede de um duto submarino são destacados abaixo, conforme tabela 5-7 da mesma:

- Contenção de pressão interna (*Pressure containment*)
- Colapso do sistema (*System collapse*)
- Propagação de colapso ou propagação de flambagem (*Propagation buckling*)

4.4.2 Condições e carregamentos de projeto

A norma considera que dentro dos estados limites, devem ser avaliadas as possíveis condições ou cenários aos quais o duto estará sujeito em sua vida útil, e devem, também, ser considerados os carregamentos de projeto mais desfavoráveis ocorrendo simultaneamente para essas condições.

Existe uma seção dedicada a apresentar, de forma genérica, as possíveis condições e categorização dos carregamentos que devem ser considerados nos cálculos dos diversos

estados limites. Para fins de conhecimento, essas condições e categorias serão apresentados a seguir de forma resumida.

Algumas condições ou cenários típicos são:

- Condição de transporte
- Condição de instalação
- Condição como instalado (*as laid*)
- Condição de teste hidrostático
- Condição de operação
- Condição de parada de produção (*shutdown*)

As condições de transporte e de instalação não são relevantes para os estados limites relacionados ao dimensionamento mecânico.

As categorias de carregamentos são as seguintes:

- Carregamento funcional
- Carregamentos ambientais
- Carregamentos de interferência

- Os carregamentos ou cargas funcionais são aquelas associadas a própria existência física do duto submarino no local de instalação e também tem relação com seu funcionamento. Nesta categoria está incluído o carregamento devido aos efeitos das pressões interna e externa, relevante para o cálculo do dimensionamento mecânico.

- Os carregamentos ambientais são aqueles causados pelo ambiente à volta do duto e que não são categorizados como carregamento funcional, como a ação de ondas, correntes marinhas, terremotos, etc.

- Já os carregamentos do tipo interferência são os carregamentos induzidos ao duto fruto da ação de terceiros como a colisão de embarcações, colisão de âncora, queda de objetos, danos causados ao duto por atividade pesqueira, etc.

O projetista deve prever e selecionar as condições, cenários e parâmetros relevantes e aplicáveis para o estado limite que está sendo avaliado.

4.4.3 Matriz de casos para o dimensionamento mecânico do duto

A Tabela 1 resume os estados limites e condições aplicáveis para o cálculo da espessura de parede, bem como os parâmetros que levam a situação de carregamento mais desfavorável para o estado limite e condição associada, baseado em efeitos decorrentes das pressões interna e externa.

Cabe ressaltar que a espessura de parede selecionada deve ser maior do que as mínimas espessuras calculadas segundo os estados limites de contenção de pressão interna e colapso do sistema. A espessura de parede selecionada pode ou não atender ao estado de propagação de flambagem, como já explicado na seção [4.3.2].

Como exemplo do que está apresentado na Tabela 1, será avaliado, a seguir, a seleção das condições e combinação de parâmetros desfavoráveis para dois estados limite.

Tabela 1 – Matriz de casos

Estado limite	Condições	Parâmetros críticos considerados
Contenção de pressão interna	Condição operacional	Tensão de escoamento na temperatura de projeto
		Totalmente corroído
		Maior pressão possível
	Condição de teste hidrostático	Tensão de escoamento não fatorada
		Considerado não corroído
		Considerada pressão de teste
Colapso do sistema	Condição operacional	Tensão de escoamento na temperatura reduzido com fator de segurança
		Totalmente corroído
		Pressão interna mínima observada durante operação
	Condição como instalado	Tensão de escoamento não fatorada
		Considerado não corroído
		Duto vazio
Propagação de flambagem	Condição operacional	Tensão de escoamento na temperatura reduzido com fator de segurança
		Totalmente corroído
		Pressão interna mínima observada durante operação
	Condição como instalado	Tensão de escoamento não fatorada
		Considerado não corroído
		Duto vazio

Fonte: Autor

Selecionando o estado limite de contenção de pressão interna, as duas condições aplicáveis e relevantes ocorrem quando o duto está em operação e na condição de teste hidrostático. Na condição de operação, os parâmetros críticos adotados que afetam o cálculo da espessura devido a pressão interna, e que, combinados, levam à situação mais desfavorável para essa condição são:

- Tensão de escoamento fatorada pela temperatura de projeto – A tensão de escoamento diminui com o aumento da temperatura, portanto, deve-se adotar no cálculo o valor de tensão associado à temperatura de projeto.
- Totalmente corroído – Esse parâmetro considera a situação em que o duto está no fim da vida e que não há mais a sobreesspessura de corrosão.
- Pressão interna– Será adotado a pressão interna máxima quando em operação, desconsiderando o efeito da pressão externa.

Para o estado limite de colapso do sistema, pode-se observar que na condição “como instalado” o duto está vazio, ou seja, a pressão interna seria a pressão atmosférica à qual o duto estava inserido quando foi construído, selado e instalado. Isso é considerado para que o efeito da pressão externa devido a coluna hidrostática seja máximo, evidenciando o pior cenário para essa condição.

A tabela 1 será utilizada como matriz de casos para apresentação dos resultados do estudo.

4.4.4 Categorização dos fluidos transportados

Os fluidos transportados pelo duto devem ser categorizados de acordo com o risco potencial dado pela Tabela 2, resumida da norma.

Tabela 2 – Categorização dos fluidos transportados

Categoria	Descrição
A	Fluidos não inflamáveis baseados em água
B	Fluidos inflamáveis e/ou tóxicos transportados em temperatura ambiente e pressão atmosférica
C	Fluidos não inflamáveis que são gases não tóxicos em temperatura ambiente e pressão atmosférica
D	Fluidos não tóxicos, gás natural em fase única
E	Fluidos inflamáveis e/ou tóxicos que são gases na temperatura ambiente e pressão atmosférica e são transmitidos como gases e/ou líquidos, ou como fluidos supercríticos.

Fonte: Adaptado de DNV-ST-F101

A norma afirma que caso o fluido transportado não esteja categorizado acima, este deve receber a categoria correspondente ao fluido mais parecido com ele. No caso, o petróleo transportado a altas temperaturas e pressões seria categorizado como E.

4.4.5 Categorização da classe de localização

O duto deve ser classificado em classes de localização segundo Tabela 3, resumida da norma.

Tabela 3 – Categorização da classe de localização

Classe de localização	Definição
1	Área onde não há atividade humana frequente ao longo do duto
2	Local onde parte do duto/riser está localizado em área próxima de plataforma ou em áreas com atividade humana, como em chegada de praias.

Fonte: Adaptado de DNV-ST-F101

4.4.6 Classes de segurança e fatores em geral

A tabela 2-3 da norma apresenta as três classes de segurança (baixa, mediana e alta), que tem o objetivo de categorizar as consequências associadas a uma falha do duto. As classes serão utilizadas nos cálculos dos estados limites e estão apresentadas de forma sucinta a seguir.

- Onde a falha implica riscos insignificantes para a vida humana, para o ambiente e para a economia, a classe de segurança é considerada BAIXA.
- Onde a falha implica baixo risco para a vida humana, poluição ambiental moderada ou grandes consequências para a economia, a classe de segurança é considerada MEDIANA.
- Onde a falha implica risco para a vida humana, poluição ambiental significativa ou consequências muito altas para a economia, a classe de segurança é considerada ALTA.

As Tabela 4, Tabela 5, Tabela 6 e Tabela 7, apresentam o fator de resistência do material em função do estado limite (Y_m), fatores de resistência de classe de segurança ($Y_{SC,PC}$, $Y_{SC,LB}$, $Y_{SC,DC}$), fator de resistência do material em função do carregamento (α_U), e fator máximo de fabricação (α_{fab}).

Tabela 4 – Fator de resistência do material

Categoria do estado limite	SLS/ULS/ALS	Estado limite de fadiga
γ_m	1,15	1,00

Fonte: Adaptado de DNV-ST-F101

Nota: Os três estados limites para cálculo da espessura de parede estão categorizados como “Estado limite último” (ULS), portanto, o valor de fator de resistência do material é 1,15.

Tabela 5 – Fatores de classe de resistência do material

Estado limite	fatores de resistência	Classe de segurança		
		Baixa	Mediana	Alta
Contenção de pressão interna	$\gamma_{SC,PC}$	1,046	1,138	1,308
Colapso do sistema	$\gamma_{SC,LB}$	1,04	1,14	1,26
Propagação de colapso	$\gamma_{SC,DC}$	2,0	2,5	3,3

Fonte: Adaptado de DNV-ST-F101

Da Tabela 5, é possível notar que os fatores são determinados pelo estado limite avaliado e a classe de segurança adotada para o projeto.

Tabela 6 – Fator de resistência devido ao carregamento

Cenário de carregamento	α_U
Teste de pressão do sistema	1,00
Outro	0,96

Fonte: Adaptado de DNV-ST-F101

Tabela 7 – Fator de segurança associado a fabricação do tubo

Tipo de fabricação do tubo	Sem costura	UO, JCO, TRB, ERW e HFW	UOE e JCOE
α_{fab}	1,00	0,93	0,85

Fonte: Adaptado de DNV-ST-F101

A Tabela 7 fornece o valor do fator em função do tipo de processo de fabricação do tubo que irá compor o duto, pois diferentes métodos, introduzem diferentes tipos de tensão e afetam a resistência do material. A seção [3.5] fornece informações sobre os tipos de materiais e fabricação de tubos com costura e sem costura, que tem relação com as siglas apresentadas na tabela.

4.4.7 Efeitos da temperatura nas propriedades do material

As propriedades do material, aqui avaliadas, variam em função da temperatura. Nos cálculos dos estados limites, as seguintes propriedades devem ser avaliadas diante desses fatores:

- Tensão de escoamento (SMYS)
- Limite de resistência a tração (SMTS)

Nota: Para aço carbono-mangânês (C-Mn) e aço 13-Cr a variação dos parâmetros acima deve ser avaliada para temperaturas acima de 50 °C. Para aço 22-Cr e 25-Cr, devem ser consideradas as variações para temperaturas acima de 20 °C.

As normas geralmente apresentam tabelas onde é possível obter as tensões de escoamento (SMYS) e tensão limite de resistência a tração (SMST) em função da temperatura, como é o caso da ASME VIII. No caso da DNV-ST-F101, ela afirma que caso o usuário não possua informação a respeito da variação desses parâmetros, é possível utilizar um gráfico proposto para os aços citados acima, em conjunto com duas fórmulas.

$$f_y = (SMYS - f_{y,temp}) \cdot \alpha_U \quad (5)$$

$$f_u = (SMTS - f_{u,temp}) \cdot \alpha_U \quad (6)$$

Onde:

f_y = tensão de escoamento fatorada pela temperatura

f_u = limite de resistência à tração fatorado pela temperatura

$SMYS$ = Tensão de escoamento de referência (obtida em catálogo do fabricante)

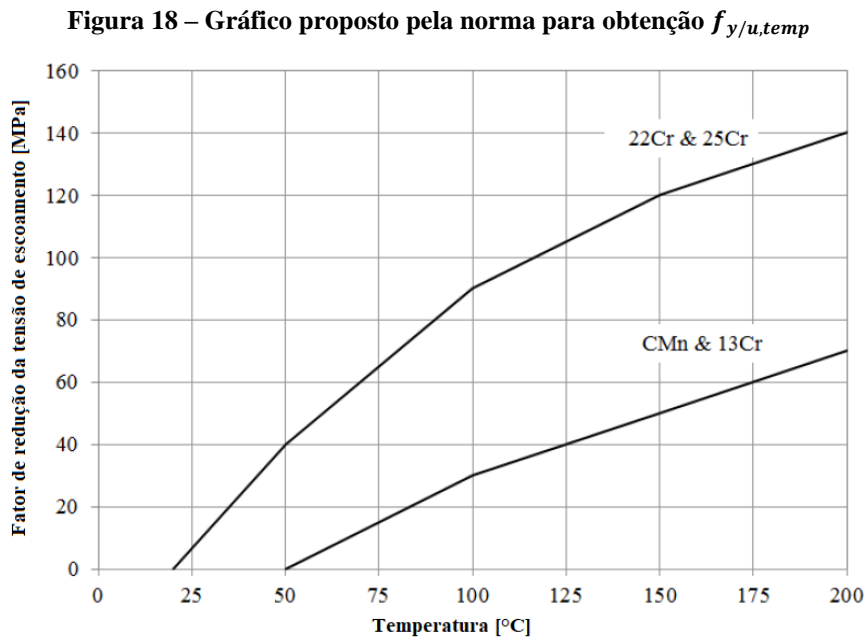
$SMTS$ = limite de resistência à tração (obtida em catálogo do fabricante)

$f_{y,temp}$ = fator de redução da tensão de escoamento em função da temperatura

$f_{u,temp}$ = fator de redução do limite de resistência a tração em função da temperatura

α_U indicado na Tabela 6.

É possível obter uma aproximação para $f_{y,temp}$ e $f_{u,temp}$ do seguinte gráfico da Figura 18 traduzido da norma:

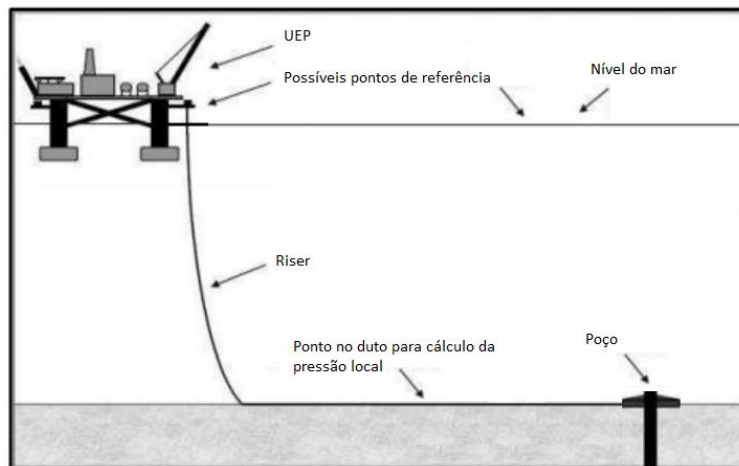


Fonte: Adaptado de DNV-ST-F101

4.4.8 Identificação e cálculo das pressões atuantes

As pressões serão identificadas com os mesmos símbolos usados na norma, sendo elas especificadas para uma elevação de referência escolhida. Entende-se por elevação de referência, um ponto entre a maior profundidade que alguma seção do duto se encontre, quando instalado, e algum ponto preferencial na UEP (Unidade Estacionária de Produção). Um exemplo de utilização do ponto de referência na UEP é quando se deseja considerar a pressão de coluna de líquido internamente ao sistema de transporte, desde o poço até ela, como ilustrado na Figura 19.

Figura 19 – Representação dos pontos de referência



Fonte: Adaptado de Thorley (2015)

4.4.8.1 Pressão de projeto P_D

A pressão de projeto pode ser igual ou maior a pressão de projeto de operação e pode ser superada pela pressão incidental em, no máximo, 10%.

4.4.8.2 Pressão incidental P_{inc} e pressão incidental local P_{li}

A pressão incidental é uma pressão interna eventual que tem uma probabilidade de ocorrência característica, sendo acima da pressão de projeto. Ela é obtida no estudo de reservatório durante a perfuração do poço ou pode ser calculada através de fatores da norma. Pode ocorrer nas situações de partida de produção e é caracterizada como uma elevação súbita na pressão estática da linha. Segundo recomendação da norma, o duto deve ser protegido por um sistema de segurança e alívio ou projetado para aguentar esta pressão incidental, ou seja, quando a pressão de projeto é igual a maior pressão incidental. É possível considerar a seguinte fórmula para a pressão incidental:

$$P_{inc} = P_D \cdot Y_{inc} \quad (7)$$

Onde:

P_D = Pressão de projeto

Y_{inc} = Fator de segurança relacionado a pressão incidental

A norma indica três valores possíveis para esse fator:

$Y_{inc} = 1,10$, para sistema de dutos típicos

$Y_{inc} = 1,05$, condição mínima de operação

$Y_{inc} = 1,00$, quando a pressão de projeto é igual a pressão de *shut-in*

A pressão incidental local é a pressão incidental considerada na profundidade do ponto de interesse do duto, em relação à elevação de referência.

$$P_{li} = P_{inc} - \rho_{cont} \cdot g \cdot (h_l - h_{ref}) \quad (8)$$

Onde:

ρ_{cont} = Massa específica do fluido interno

g = aceleração da gravidade

h_{ref} = elevação do ponto de referência (positivo se for acima do nível do mar)

h_l = elevação local ou profundidade do ponto de interesse do duto (valores negativos)

OBS: Quando não se deseja considerar a coluna de líquido interna ao sistema, o valor numérico e sinal de h_{ref} devem ser iguais aos de h_l .

4.4.8.3 Pressão de teste local P_{lt}

Pressão de teste local é a pressão de teste do sistema, considerada na elevação local de interesse, quando o duto está instalado. Esse teste é realizado antes do início da operação do empreendimento para verificar a integridade estrutural de todo o sistema. A pressão de teste local pode ser calculada por:

$$P_{lt} = \alpha_{spt} \cdot P_{li} \quad (9)$$

Onde:

α_{spt} = fator de segurança relacionado ao teste de pressão do sistema já instalado

Os valores possíveis para esse fator em função da classe de segurança durante a operação são:

$\alpha_{spt} = 1,03$, quando a classe de segurança é considerada BAIXA

$\alpha_{spt} = 1,05$, quando a classe de segurança é considerada MEDIANA ou ALTA

4.4.8.4 Pressão externa P_e

É a pressão atuante no corpo do duto devido à coluna hidrostática considerada na profundidade de interesse.

$$P_e = \rho_w \cdot g \cdot d \quad (10)$$

Onde:

ρ_w = massa específica da água do mar na profundidade considerada

d = profundidade do ponto do duto considerado

4.4.8.5 Pressão de teste hidrostático na fábrica P_{mpt}

É a pressão interna que deve ser utilizada para a realização do teste hidrostático ainda na fábrica. O objetivo do teste é a verificação da resistência mecânica do duto, utilizando água pressurizada.

$$P_{mpt} = k \cdot \frac{2 \cdot t_{min}}{D - t_{min}} \cdot \text{Min}[SMYS \cdot 0,96 ; SMTS \cdot 0,84] \quad (11)$$

Onde:

$SMYS$ = tensão de escoamento

$SMTS$ = tensão limite de resistência à tração

t_{min} = espessura de parede mínima

k assume valores de:

- 1,00 para dutos sem tampão semiesférico (*end cap*) na extremidade durante o teste (configuração onde não introdução de esforços axiais para o corpo do duto).
- 1,15 para dutos com tampão durante o teste.

4.4.9 Validação da contenção de pressão interna

A norma apresenta dois critérios que devem ser atendidos para validação do estado limite, utilizando as pressões e fatores indicados e descritos acima. Essa forma de validação tem relação com o método Fatores de Projeto de Carga e Resistência adotado por ela. O princípio é verificar se os efeitos dos carregamentos de projeto não excedam as resistências de projeto. Os dois critérios para validação do estado limite de contenção de pressão interna são:

$$P_{li} - P_e \leq \text{Min} \left(\frac{P_b(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC,PC}} ; \frac{P_{lt}}{\alpha_{spt}} - P_e ; P_{mpt} \cdot \frac{\alpha_U}{\alpha_{mpt}} \right) \quad (12)$$

$$P_{lt} - P_e \leq \text{Min} \left(\frac{P_b(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC,PC}} ; P_{mpt} \cdot \frac{\alpha_U}{\alpha_{mpt}} \right) \quad (13)$$

Onde:

t_1 = Espessura característica que tem forma de $t - t_{fab}$ para situação de pré-operação e $t - t_{fab} - t_{corr}$ para situação de operação.

t_2 = Espessura característica que tem forma de t para situação de pré-operação e $t - t_{corr}$ para situação de operação.

P_b = pressão relacionada a resistência de contenção

$$P_b(t) = \frac{2 \cdot t}{D - t} \cdot f_{cb} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \quad (14)$$

Na equação acima, t deve ser trocado por t_1 quando usado na equação (12) e por t_2 quando usado na equação (13).

D = diâmetro nominal do duto (pode ser interno ou externo dependendo da dimensão)

f_{cb} = tensão característica fatorada pela temperatura

$$f_{cb} = \text{Min} \left[f_y ; \frac{f_u}{1,15} \right] \quad (15)$$

α_{mpt} = fator de segurança relacionado ao teste hidrostático em fábrica

Os valores possíveis para esse fator em função da classe de segurança são:

$\alpha_{mpt} = 1,00$, quando a classe de segurança é considerada BAIXA

$\alpha_{mpt} = 1,088$, quando a classe de segurança é considerada MEDIANA

$\alpha_{mpt} = 1,251$, quando a classe de segurança é considerada ALTA

4.4.10 Validação do colapso do sistema

Para validação deste estado limite o seguinte critério deve ser atendido:

$$P_e - P_{min} \leq \frac{P_c(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC, LB}} \quad (16)$$

Onde:

P_{min} = pressão mínima que o duto pode experimentar em função da condição de carregamento avaliada.

P_c = pressão de colapso característica. Só depende das características físicas do tubo. Ela pode ser calculada da seguinte forma:

$$[P_c(t) - P_{el}(t)][P_c(t)^2 - P_p(t)^2] = P_c(t) \cdot P_{el}(t) \cdot P_p(t) \cdot O_0 \cdot \frac{D}{t} \quad (17)$$

Onde:

$P_{el}(t)$ = pressão de colapso elástico, dada pela equação (18)

$P_p(t)$ = pressão de colapso plástico, dada pela equação (19)

O_0 = ovalização característica durante a fabricação do tubo, dado pela equação (20) ou fornecido pelo fabricante do tubo. Efeitos de ovalização acima de 5% devem ser validados.

$$P_{el}(t) = \frac{2 \cdot E \cdot \left(\frac{t}{D}\right)^3}{1 - \nu^2} \quad (18)$$

$$P_p(t) = f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \frac{2 \cdot t}{D} \quad (19)$$

$$O_0 = \frac{D_{max} - D_{min}}{D} \quad (20)$$

$$\frac{D}{t} = \sqrt{\frac{E}{f_y (1 - \nu^2)}}$$

Onde:

E = módulo de elasticidade do aço

ν = coeficiente de Poisson do aço

f_y = menor tensão de escoamento em função da condição de carregamento

D_{max} = diâmetro nominal acrescido da tolerância de fabricação do duto

D_{min} = diâmetro nominal diminuído da tolerância de fabricação do duto

4.4.11 Validação do critério de propagação de colapso

Para validação deste estado limite o seguinte critério deve ser atendido:

$$P_e - P_{min} \leq \frac{P_{pr}(t_2)}{\Upsilon_m \cdot \Upsilon_{SC, LB}} \quad (21)$$

Onde:

P_{min} = pressão mínima que o duto pode experimentar em função da condição de carregamento avaliada. Pode-se adotar zero para a condição de “como instalado”.

$P_{pr}(t)$ = pressão de propagação, dada pela equação (22).

$$P_{pr}(t) = 35 \cdot f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \left(\frac{t}{D}\right)^{2,5} \quad (22)$$

A equação (21) acima se aplica para:

$$15 < \left(\frac{D}{t_2}\right) < 45$$

4.4.12 Cálculo da espessura segundo estados limites

Como pode ser observado nas seções [4.4.9; 4.4.11 e 4.4.11] referentes aos três estados limites dimensionantes, o parâmetro de espessura de parede é inserido de forma implícita nas equações apresentados pela norma. De fato, isso era esperado pois a norma os apresenta como equações de validação, ou seja, tendo uma espessura de parede inicial para um duto, o objetivo é verificar se este está apto a aguentar os carregamentos impostos, considerando todos os fatores de segurança e carga aplicados.

Nessa abordagem, mantendo o diâmetro nominal fixo, a espessura de parede deve ser validada pelas equações (12), (13) e (16), podendo ou não ser validada pela equação (21), como já explicado anteriormente.

A espessura de parede pode ser calculada diretamente com as equações apresentadas das seguintes formas propostas. Pode-se resolvê-las utilizando um método iterativo, onde o parâmetro t pode variar entre em um intervalo de valores possíveis encontrados em catálogos de fabricantes, onde, os dois estados limites determinantes devem ser atendidos simultaneamente. Dessa forma, a menor espessura que atenda aos dois critérios é a espessura determinada.

Outra forma é fazer uma manipulação nas equações com o objetivo de isolar esse parâmetro e calculá-lo diretamente. Isso é possível para os critérios de pressão interna e propagação de colapso. Para o cálculo da espessura de parede segundo critério de colapso do sistema, não é possível isolar o parâmetro da equação (17), porém, é possível calculá-lo utilizando o método iterativo.

Além disso, alguns parâmetros internos das fórmulas variam em função do cenário de carregamento considerado, conforme Tabela 1. As variações dos parâmetros serão abordadas no estudo de caso, sendo estes analisados e aplicados de forma prática.

Como forma de facilitar o entendimento das equações de validação, o parâmetro t será isolado nas equações relacionadas ao critério de pressão interna e propagação do colapso.

4.4.12.1 Cálculo de espessura pelo critério de pressão interna

As equações (11), (12), (13) e (14) serão reproduzidas a seguir, para facilitar a visualização e o entendimento.

$$P_{li} - P_e \leq \text{Min} \left(\frac{P_b(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC,PC}} ; \frac{P_{lt}}{\alpha_{spt}} - P_e ; P_{mpt} \cdot \frac{\alpha_U}{\alpha_{mpt}} \right) \quad (12)$$

$$P_{lt} - P_e \leq \text{Min} \left(\frac{P_b(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC,PC}} ; P_{mpt} \cdot \frac{\alpha_U}{\alpha_{mpt}} \right) \quad (13)$$

Onde:

$$P_{mpt} = k \cdot \frac{2 \cdot t_{min}}{D - t_{min}} \cdot \text{Min}[SMYS \cdot 0,96 ; SMTS \cdot 0,84] \quad (11)$$

Para efeito ilustrativo, na equação (11) o termo $\text{Min}[SMYS \cdot 0,96 ; SMTS \cdot 0,84]$ será substituído por M.

$$P_b(t) = \frac{2 \cdot t}{D - t} \cdot f_{cb} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \quad (14)$$

Observando a equação (12) e (13) é possível obter duas igualdades que levam ao cálculo da espessura:

$$P_{li,lt} - P_e = \frac{P_b(t_1)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC,PC}} \quad (23)$$

$$P_{li,lt} - P_e = P_{mpt}(t_{min}) \cdot \frac{\alpha_U}{\alpha_{mpt}} \quad (24)$$

Onde $P_{li,lt}$ assume o parâmetro P_{li} ou P_{lt} , sendo escolhido o maior entre os dois.

Pode-se isolar o parâmetro t nessas duas equações separadamente e a menor espessura calculada será selecionada inicialmente.

Primeiramente, substituindo a equação (14) na equação (23) e considerando que t na equação (14) é igual a t_1 e lembrando que t_1 pode assumir duas formas características dependendo do tipo de condição de carregamento, obtem-se:

$$t_1 = \frac{(P_{li,lt} - P_e) \cdot D \cdot \sqrt{3}}{4 \cdot f_{cb} \cdot \gamma + (P_{li,lt} - P_e) \cdot \sqrt{3}} \quad (25)$$

Onde:

$$\gamma = \frac{1}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC,PC}}$$

Caso seja avaliado na condição de operação $t_1 = t - t_{fab} - t_{corr}$, portanto:

$$t = \frac{(P_{li,lt} - P_e) \cdot D \cdot \sqrt{3}}{4 \cdot f_{cb} \cdot \gamma + (P_{li,lt} - P_e) \cdot \sqrt{3}} + t_{fab} + t_{corr} \quad (26)$$

Caso seja avaliado na pré-operação, ou seja, condição de como instalado e teste do sistema $t_1 = t - t_{fab}$, portanto:

$$t = \frac{(P_{li,lt} - P_e) \cdot D \cdot \sqrt{3}}{4 \cdot f_{cb} \cdot Y + (P_{li,lt} - P_e) \cdot \sqrt{3}} + t_{fab} \quad (27)$$

Agora substituindo (11) em (24) temos:

$$t_{min} = t = \frac{(P_{li,lt} - P_e) \cdot D}{2 \cdot F + (P_{li,lt} - P_e)} \quad (28)$$

Onde:

$$F = k \cdot M \cdot \frac{\alpha_U}{\alpha_{mpt}}$$

Com isso, para a condição de operação, a espessura calculada pelo critério de pressão interna será o menor valor entre as equações (26) e (28). Já para a condição de pré-operação, a espessura será o menor valor entre as equações (27) e (28).

4.4.12.2 Cálculo de espessura pelo critério de propagação de colapso

De forma mais direta do que para o critério de pressão interna, substituindo a equação (22) na (21) e considerando t igual a t_2 na equação (22):

$$t_2 = D \cdot \left(\frac{(P_e - P_{min}) \cdot Y_m \cdot Y_{SC,LB}}{35 \cdot f_y + \alpha_{fab}} \right)^{2,5} \quad (29)$$

Para a situação de pré-operação, $t_2 = t$ diretamente. Para a situação de operação:

$$t = D \cdot \left(\frac{(P_e - P_{min}) \cdot Y_m \cdot Y_{SC,LB}}{35 \cdot f_y + \alpha_{fab}} \right)^{2,5} + t_{corr} \quad (30)$$

5. ESTUDO DE CASO

5.1 Geral

Uma empresa operadora de campos de petróleo na bacia de campos, pretende iniciar a exploração de um reservatório distante, aproximadamente, 32 km de um navio produtor (FPSO - *Floating Production, Storage and Offloading*), já em operação, produzindo em outros campos no seu entorno.

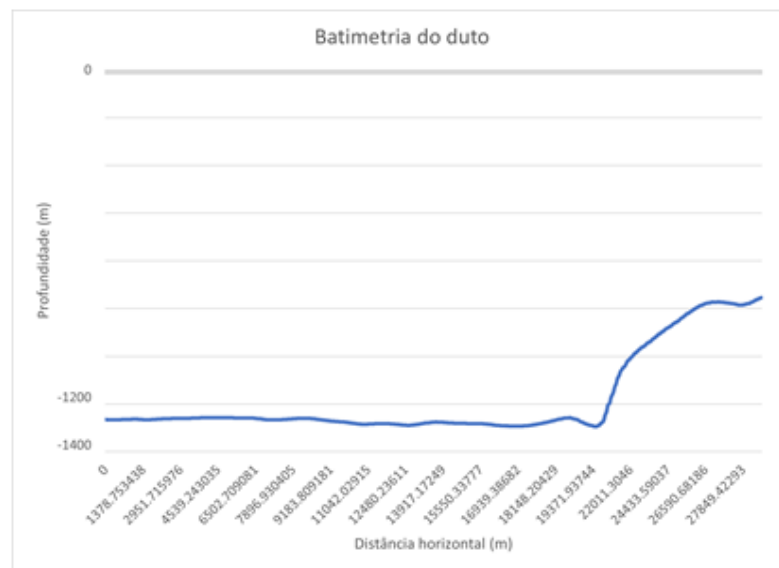
Com o objetivo de aproveitar as capacidades de produção deste navio, deseja-se projetar e instalar um duto que interligue os poços do novo campo, aqui referido como campo A, até uma zona próxima da posição do navio, chamado de campo B. Usualmente, este arranjo é chamado de tie-back.

5.2 Premissas

No campo A existe um arranjo submarino contendo 4 árvores de natal que estão posicionadas em cima dos poços, sendo estas conectadas a 1 manifold via 4 jumpers. O manifold, após receber os fluidos produzidos nos poços, direciona-os para um ramal onde estará conectado um jumper, que se conectará a um PLET. Para levar o fluido produzido do campo A até o campo B, considera-se um duto do tipo rígido conectado a este PLET no campo A e um outro PLET na chegada do campo B, distantes aproximadamente 30 km. Portanto, os únicos equipamentos que ficam conectados no duto são os PLET's em suas extremidades.

Na chegada na zona próxima ao FPSO, haverá um *manifold*, cujas conexões são ligadas a dois *flowlines*, conectados diretamente aos *risers*, que levam o petróleo até o navio. O campo A está a uma profundidade de aproximadamente 1300 m e a batimetria do duto ao longo de sua rota está apresentada na Figura 20. A batimetria fornece informações sobre o perfil que o duto adotará em função do terreno em que ele será apoiado, permitindo determinar, também, a máxima profundidade em que alguma seção do duto está localizada. Esta informação é fundamental para o cálculo da espessura de parede pois ela é a profundidade local utilizada para as fórmulas de validação dos estados limites. Será considerado que o ponto mais profundo do duto se encontra a 1300 m de lâmina d'água.

Figura 20 – Perfil batimétrico do duto analisado



Fonte: Autor

Algumas outras premissas são listadas abaixo:

- O solo da bacia onde o duto se encontra é um solo argiloso que não permite afundamento do mesmo.
- Onde constata-se a presença de vãos livres na rota do duto, estes são preenchidos com sacos de areia ou outro método, conforme Figura 15 e explicação na seção 3.3. Portanto, tensões secundárias dessa natureza são desconsideradas.
- Considera-se que na profundidade de instalação do duto a ação das ondas é irrelevante, devendo ser verificado em fase posterior ao projeto mecânico a análise da estabilidade do duto submetido a correntes marinhas, conforme explicado na seção 3.2.
- Considera-se que a instalação do duto será feita com o método mais adequado para a profundidade considerada, onde as tensões secundárias dessa natureza não superam as tensões primárias devido aos estados limites considerados para o projeto mecânico do duto.

Nota: A análise de instalação é uma das últimas atividades realizadas no projeto do duto, sendo um estudo de verificação e não um critério dimensionante na determinação da espessura de parede.

- Após o projeto mecânico do duto, deverá ser feita a análise termomecânica, conforme explicado na seção 3.4, onde serão determinados o número de *sleepers*

ao longo da rota. Eles serão projetados e posicionados de forma a não impor tensões secundárias consideráveis no duto.

Nas seções subsequentes serão apresentados os principais dados considerados para a realização do estudo de caso. Alguns dados foram considerados de trabalhos reais com aplicação semelhante a que está apresentado neste trabalho.

5.3 Informações gerais

A tabela apresenta informações gerais sobre o campo de produção e o duto em si.

Tabela 8 – Informações gerais

Descrição	Parâmetro
Localização geográfica	Bacia de campos, Rio de Janeiro, Brasil
Profundidade máxima medida	1300 m
Tipo de duto	Rígido
Material base do duto	Aço carbono ⁽¹⁾
Como instalado no solo	Simplesmente apoiado
Comprimento total	30 km
Cruzamentos com outras estruturas?	Não há cruzamentos

Nota: (1) O material será especificado e apresentado na seção de premissas e considerações

Fonte: Autor

5.4 Dados de projeto

A tabela apresenta os dados principais para de projeto utilizados no estudo.

Tabela 9 – Dados de projeto

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Massa específica máxima da água do mar (@1300m) (1)	ρ_w	1033	kg/m ³
Temperatura da água do mar (@1300m) ⁽¹⁾	t_{corr}	3	°C
Pressão de projeto	P_D	240	bar
Temperatura de projeto	T_D	100	°C
Massa específica do conteúdo interno durante operação (O fluido é o petróleo)	ρ_{cont}	870	kg/m ³
Massa específica do conteúdo interno durante teste hidrostático	ρ_h	1032	kg/m ³

Nota:	(1) Parâmetros referidos na profundidade máxima de instalação do duto (2) Pressão correspondente à coluna de líquido
-------	---

Fonte: Autor

5.5 Dados específicos dos tubos que compõem o duto

O duto é composto por diversas seções de tubos soldados. Os dados apresentados na Tabela 10 são referentes a um tubo padrão de 12,2m de comprimento, cujo diâmetro foi determinado durante a fase de estudo de avaliação de escoamento (*flow assurance*).

Tabela 10 – Dados do tubo

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Diâmetro nominal	D	273,1 (10)	mm (pol)
Sobreespessura de corrosão	t_{corr}	3	mm
Tolerância de fabricação	t_{fab}	2	mm
Ovalização (Dado do fabricante)	O_0	3%	-
Tipo de fabricação do tubo	-	Tubo sem costura	-
Módulo de elasticidade ⁽¹⁾	E	207	GPa
Coefficiente de Poisson ⁽¹⁾	ν	0,3	-
Método de execução do teste hidrostático em fábrica	-	Com tampão semi-esférico	-

Nota: (1) Valores típicos assumidos

Fonte: Autor

5.6 Dados, fatores e considerações

A Tabela 11 apresenta alguns parâmetros e fatores adotados para o estudo em função de premissas gerais.

Tabela 11 – Parâmetros e fatores adotados

Parâmetro		Símbolo	Valor
Categorização do fluido		-	E
Classe de localização		-	1
Classe de segurança		-	Mediana
Fator de segurança relacionado a pressão incidental		Y_{inc}	1,10
Fator de resistência do material		Y_m	1,15
fatores de resistência de classe de segurança	Contenção de pressão interna	$Y_{SC,PC}$	1,138
	Colapso do sistema	$Y_{SC,LB}$	1,14

Parâmetro		Símbolo	Valor
	Propagação de colapso	$\Upsilon_{SC,DC}$	2,5
Fator de segurança de resistência do material		α_U	0,96
Fator de segurança do teste hidrostático em fábrica		α_{mpt}	1,088
Fator de segurança do teste hidrostático com duto instalado		α_{spt}	1,05
Fator de segurança associado ao método do teste		k	1,15

Fonte: Autor

5.6.1 Considerações sobre o material do duto

O material para o duto é uma escolha que depende de muitos fatores como custo direto por quilograma, disponibilidade no mercado, profundidade de instalação do duto, tipo de instalação, custo com soldagem, etc. Para este estudo, será adotado o tubo com especificação DNV-ST-F101 Grade 450, com as seguintes propriedades mecânicas:

Tabela 12 – Propriedades mecânicas do material escolhido

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Tensão de escoamento mínima	$SMYS_{min}$	450	MPa
Tensão de escoamento máxima	$SMYS_{max}$	570	MPa
Limite de resistência a tração mínima	$SMTS_{min}$	535	MPa
Limite de resistência a tração máxima	$SMTS_{max}$	760	MPa

Fonte: Autor

De forma conservadora, será adotada as tensões mínimas para o escoamento e limite de resistência a tração, sendo:

$$SMYS = 450 \text{ MPa}$$

$$SMTS = 535 \text{ MPa}$$

Além disso, com base Figura 18, e considerando a temperatura de projeto igual a 100 °C, os seguintes valores do fator de redução de tensão para temperatura:

$$f_{y,temp} = f_{u,temp} = 30 \text{ MPa}$$

A escolha da especificação DNV-ST-F101 Grade 450 foi baseada no tipo de instalação utilizada para a profundidade de instalação do duto que é a do tipo J-lay. Este tipo de instalação, como descrito na seção [3.7.2], impõem grandes deformações ao duto devido à curvatura formada na transição para o solo. Com isso, o material deve aliar boa resistência mecânica para suportar as altas pressões na profundidade de instalação (1300m) e possuir boa ductibilidade para que as deformações da instalação fiquem dentro

do regime elástico. Além disso, esta é uma especificação comumente utilizada para grandes profundidades por diversas operadoras ao longo dos anos.

5.6.2 Premissas adotadas e cálculos preliminares para a matriz de casos

A Tabela 13 apresenta os parâmetros selecionados em função das premissas relacionadas a cada condição e estado limite avaliado, como apresentado na matriz de casos (Tabela 1).

Tabela 13 – Matriz de casos com premissas adotadas

Estado limite	Condições	Parâmetros críticos considerados	Nota
Contenção de pressão interna	Condição operacional	$f_{cb} = 403,2 \text{ MPa}$	1
		$t_{corr} = 0$	2
		$P_{li} = 264 \text{ bar}$	3
	Condição de teste hidrostático	$f_{cb} = 450 \text{ MPa}$	4
		$t_{corr} = 3 \text{ mm}$	5
		$P_{lt} = 277,2 \text{ bar}$	6
Colapso do sistema	Condição operacional	$f_y = 403,2 \text{ MPa}$	7
		$t_{corr} = 0$	8
		$P_{min} = 0$	9
	Condição como instalado	$f_y = 432 \text{ MPa}$	10
		$t_{corr} = 3 \text{ mm}$	11
		$P_{min} = 0$	12
Propagação de flambagem	Condição operacional	$f_y = 403,2 \text{ MPa}$	13
		$t_{corr} = 0$	14
		$P_{min} = 0$	15
	Condição como instalado	$f_y = 432 \text{ MPa}$	16
		$t_{corr} = 3 \text{ mm}$	17
		$P_{min} = 0$	18

Fonte: Autor

A seguir será apresentada a análise feita para se chegar nos valores da Tabela 13 e as premissas adotadas, de acordo com as notas numeradas.

Notas:

1 – Tensão característica fatorada para temperatura de projeto, conforme equações (5) e (6), aplicada na equação (15). Este é de fato um parâmetro crítico para o critério de contenção de pressão interna (equação (12)) pois a condição de carregamento é operacional, portanto, deve-se considerar a tensão de escoamento fatorada para a temperatura de projeto.

- 2 – Considera-se que o duto seja dimensionado para que mesmo próximo do fim da vida útil, quando o duto já perdeu a sobreespessura de corrosão, este ainda seja capaz de suportar os carregamentos previstos.
- 3 – Considerada a maior pressão que pode ocorrer no duto, sendo esta, a pressão incidental, equação (8), onde é aplicado na equação (12).
- 4 – Semelhante a nota 1, porém, o teste hidrostático, normalmente, é feito com o fluido de teste abaixo dos 50 °C, e, segundo o que foi apresentado na seção [4.4.7], nesta condição, as tensões de escoamento e limite de resistência não são fatoradas pela temperatura, sendo a tensão característica calculada conforme equação (15).
- 5 – Na condição dos testes o duto ainda possui a espessura de margem de corrosão, portanto, deve ser considerada no cálculo.
- 6 – Considerada a pressão local de teste hidrostático do sistema, conforme equação (9).
- 7 – Mesma consideração da nota 1, porém, aplicado na equação (19).
- 8 – Mesma consideração da nota 2.
- 9 – Apesar da condição indicar situação operacional, foi considerado a pressão correspondente a coluna de líquido do conteúdo interno do duto (petróleo) desde o ponto de coleta do FPSO até o ponto local avaliado, na condição de parada da produção (*shut-down*). De forma conservadora, é possível indicar esta pressão mínima como sendo 0.
- 10 – Semelhante a consideração da nota 4, porém, neste caso, o duto está na situação de como instalado, ou seja, sua temperatura de parede será igual a da água do mar, com o detalhe de que o parâmetro f_y considera o fator de segurança α_U . Parâmetro aplicado na equação (19).
- 11 – Mesma consideração da nota 5.
- 12 – A pressão mínima para a situação pode ser considerada como 0, conforme recomendação da norma. Na situação de instalação o duto se encontra vazio, sendo sua pressão interna igual a pressão atmosférica da localidade onde foi montado. Parâmetro aplicado na equação (16).
- 13 – Mesma consideração da nota 1, porém, aplicado na equação (22).
- 14 – Mesma consideração da nota 2.
- 15 – Mesma consideração da nota 12, porém, aplicado na equação (21).
- 16 – Mesma consideração da nota 10, porém, aplicado na equação (22).
- 17 – Mesma consideração da nota 5.
- 18 – Mesma consideração da nota 12, porém, aplicado na equação (21).

6. RESULTADOS

Os resultados apresentados na tabela 14, assim como os cálculos preliminares presentes na tabela 13, foram realizadas em uma planilha Mathcad, servindo unicamente como ferramenta de análise dos resultados e tomada de decisão das espessuras calculadas.

Tabela 14 – Resultados para a matriz de casos considerada

Estado limite	Condições	Mínima espessura calculada	D/t
Contenção de pressão interna	Condição operacional	9,13 mm	44,58
	Condição de teste hidrostático	5,17 mm	52,83
Colapso do sistema	Condição operacional	16,10 mm	20,85
	Condição como instalado	12,02 mm	22,73
Propagação de colapso	Condição operacional	21,68 mm	14,62
	Condição como instalado	17,52 mm	15,59

Fonte: Autor

Como pode ser observado da tabela 14, os critérios dominantes são aqueles dependentes da pressão externa, no caso, o colapso e propagação de colapso. Isso é relacionado a grande profundidade de instalação do duto, que impõem uma pressão externa capaz de superar o carregamento devido a pressão interna.

A mínima espessura permitida, segundo critério de dimensionamento, é 15,82 mm e é referente ao estado limite de colapso do sistema na condição operacional. Também é possível observar que este não é a maior espessura permitida. Para o critério de propagação de colapso, a espessura mínima requerida é 21,09 mm. Nesta condição, fica a critério da operadora decidir se irá selecionar uma espessura de parede que atenda o critério de colapso do sistema ou propagação de colapso. Caso opte pelo primeiro, haverá a necessidade de incluir os *buckle arrestors*, caso contrário, não há esta necessidade, porém, o duto fica mais pesado podendo encarecer o empreendimento.

6.1 Análise de sensibilidade

A seguir será realizado uma variação do material utilizado para o cálculo da espessura para analisar o impacto deste no dimensionamento. Também será feita uma avaliação da profundidade de instalação onde o critério de falha não é mais o colapso.

6.1.1 Efeito da mudança de material adotado

As Tabela 15 e Tabela 16 trazem as espessuras calculadas para os materiais DNV-ST-F101 Grade 485 e o DNV-ST-F101 Grade 415, respectivamente.

Tabela 15 – Resultados para DNV Grade 485

Estado limite	Condições	Mínima espessura calculada	D/t
Contenção de pressão interna	Condição operacional	8,70 mm	47,95
	Condição de teste hidrostático	4,80 mm	56,87
Colapso do sistema	Condição operacional	15,82 mm	21,30
	Condição como instalado	11,81 mm	23,12
Propagação de colapso	Condição operacional	21,09 mm	13,07
	Condição como instalado	17 mm	15,10

Fonte: Autor

Tabela 16 – Resultados para DNV Grade 415

Estado limite	Condições	Mínima espessura calculada	D/t
Contenção de pressão interna	Condição operacional	9,63 mm	41,17
	Condição de teste hidrostático	5,60 mm	48,79
Colapso do sistema	Condição operacional	16,45 mm	20,31
	Condição como instalado	12,27 mm	22,26
Propagação de colapso	Condição operacional	22,34 mm	14,12
	Condição como instalado	18,09 mm	15,10

Fonte: Autor

Tabela 17 – Resumo comparativo

Material	Diâmetro nominal mm (pol)	Mínima espessura calculada (mm)	Espessura adotada⁽¹⁾ (mm)
DNV Grade 485	273,1 (10)	15,82	15.9
DNV Grade 450	273,1 (10)	16,10	18.3
DNV Grade 415	273,1 (10)	16,45	18.3

Nota: (1) Espessuras normalizadas para tubos segundo API-5L. SILVA TELLES, 2011.

Pode-se observar da Tabela 17 que a variação do material não traz, a princípio, uma grande diferença das espessuras mínimas calculadas, porém, ao consultar as dimensões padrões segundo norma API-5L, verifica-se que existe uma grande diferença com relação a espessura adotada entre o DNV Grade 485 e os outros dois. Para um tubo API-5L com diâmetro nominal de 273,1 mm (10 pol), algumas espessuras padrões, neste exemplo e na tabela consultada, são 14,3 mm, 15,9 mm e 18,3 mm. Fica claro que a escolha pelo DNV Grade 485, parece ser óbvia, por apresentar menor espessura, levando a economia de material comparado aos outros dois tipos. Contudo, a escolha do material, como já mencionado, depende de uma série de fatores, como custo com instalação,

disponibilidade do material no mercado, etc. nem sempre sendo a menor espessura a escolha mais assertiva. Já entre o DNV Grade 450 e o 415, a escolha pelo 415 seria a melhor para a mesma espessura de parede adotada, visto que este pode ter um custo mais baixo que o 450.

6.1.2 Variação da profundidade

Tabela 18 – Resultados considerando 200 m de profundidade para Aço DNV grade 450

Estado limite	Condições	Mínima espessura permitida	D/t
Contenção de pressão interna	Condição operacional	13,38 mm	26,30
	Condição de teste hidrostático	9,01 mm	30,30
Colapso do sistema	Condição operacional	9,63 mm	41,17
	Condição como instalado	5,96 mm	45,81
Propagação de colapso	Condição operacional	8,28 mm	32,97
	Condição como instalado	11,83 mm	30,91

Fonte: Autor

Da Tabela 18 é possível observar que o critério de falha de contenção de pressão interna só passa a ser o dominante a 200 m de profundidade, mantendo o material adotado como o DNV Grade 450, evidenciando às condições extremas que a pressão externa age sobre o duto.

7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES

O projeto de um duto submarino demanda muitas etapas complexas, pessoas qualificadas envolvidas, alto custo associado, e deve ser realizado de forma responsável, seguindo todas as recomendações e critérios normativos.

No presente trabalho, foi apresentado conteúdo suficiente para possibilitar uma visão geral para o entendimento das fases do projeto de um duto submarino, as análises requeridas e normas relacionadas, os métodos de instalação, materiais utilizados, acessórios, etc. Também foi apresentado de forma sucinta, os equipamentos, sistemas e subsistemas, que junto com o duto, formam o arranjo necessário para a exploração de petróleo *offshore*.

Por fim, foi realizado um estudo de caso para o dimensionamento mecânico de um duto rígido submarino utilizado em águas profundas, onde foram analisados e aplicados de forma prática, diversos aspectos da norma e considerações de engenharia para realizar tal procedimento. Foi possível observar que na profundidade de instalação do duto, os estados limites dominantes são aqueles relacionados que possuem a pressão externa como parâmetro principal, sendo eles o colapso do sistema e o critério de propagação de colapso.

Como sugestão para trabalhos futuros, avaliar a contribuição da resistência ao colapso do sistema e propagação de colapso, proporcionada pela utilização de *clad* interior de dutos. Além disso, realizar os cálculos de espaçamento dos *buckle arrestors*, quando se verifica sua necessidade, e também do dimensionamento do componente em si.

8. BIBLIOGRAFIA

BRAESTRUP, M.W., “*Design and Installation of Marine Pipelines*”, 1 ed., Blackwell Science Ltd, 2005;

DNV-ST-F101, “*Submarine Pipeline Systems*, Det Norske Veritas, 2019.

FRANÇA, J.L.; RENNÓ; LEMGRUBER; AZEVEDO; DOMINGUES, “Engenharia de dutos”, 1 ed., ABCM, 2009;

LABANCA, E.L., “Metodologia para a seleção de arranjos submarinos baseada na eficiência operacional”. Tese M.Sc. COPPE/UFRJ, 2005;

KYRIAKIDES, S. & CORONA, E., “*Mechanics of Offshore Pipelines Vol. 1*”. e ed. Elsevier, 2007;

NETTO, C.F., “Avaliação da pressão de colapso de dutos submarinos com danos”. Tese M.Sc. COPPE/UFRJ, 2017;

OAZEN, E.V., “Fórmulas e fatores de segurança propostos para o projeto de dutos rígidos submarinos em águas ultra profundas”. Tese M.Sc. COPPE/UFRJ, 2012;

PALMER, A.C.; KING, R.A., “*Subsea Pipeline Engineering*”, 1 ed., Blackwell Science Ltd, 2005;

SILVA TELLES, P. C. (2011). “Tabelas e gráficos para projetos de tubulações industriais”. Rio de Janeiro: Interciencia.

THORLEY, D.F., “Estudo de Operações de lançamento vertical de equipamentos submarinos”. Tese M.Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.

Yong Bai, Qiang Bai, “*Subsea Engineering Handbook (Second Edition)*”, Elsevier, 2019;

ANEXO A – INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE DUTOS

Este anexo tem como objetivo fornecer desenhos complementares para facilitar o entendimento de cada cenário analisado e mostrar os dados de entrada utilizados e resultados dos cálculos para os cenários finais, com todas as alterações do sistema e a definição da bomba.

Sistema de limpeza e monitoramento

Como já discutido anteriormente, ao longo da vida do sistema de produção, incrustações como a parafina e outros compostos são formadas no interior dos equipamentos e dispositivos devido às propriedades físico-químicas do petróleo, que prejudicam o bom funcionamento do sistema. Além disso, com o passar do tempo, o duto tem sua espessura diminuída devido à processos corrosivos e erosivos causados pelo próprio transporte do fluido. Em vista disso, foram desenvolvidas técnicas de inibição à formação de hidratos, através da injeção de químicos, limpeza do sistema e monitoramento da integridade do duto, através da tecnologia de *pigs*.

Inibidores de hidratos

De maneira a inibir a formação de hidratos que venham a prejudicar o escoamento, são injetados inibidores químicos, como o etanol, em locais com potencial para isso, como em trechos onde o duto sobe um trecho longo inclinado. A injeção de tais fluidos pode ser feita durante a operação e em situações de parada, quando a probabilidade de formação é maior.

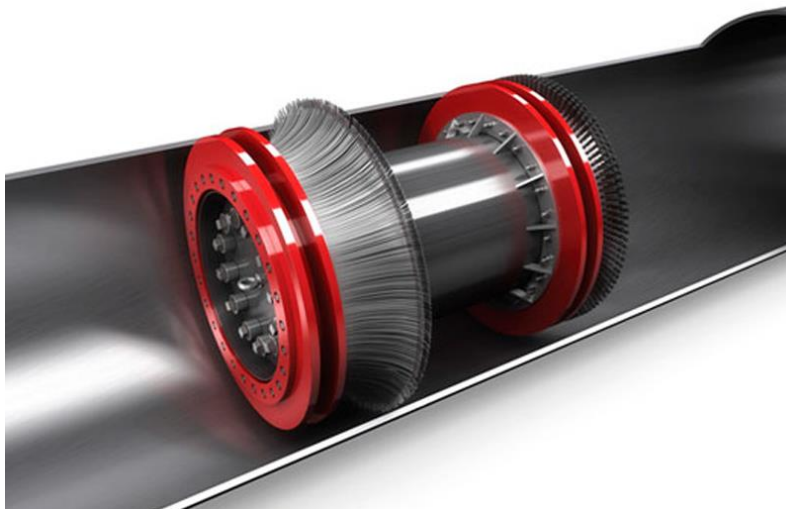
Para os dutos submarinos, existem os chamados *In-line sled*, que são dispositivos conectados diretamente ao duto e podem ser alimentados via umbilicais ou por intervenção direta da operadora com o auxílio de ROV e cabos provenientes de embarcações, quando necessário.

Sistema de *pigging*

Os PIGs são dispositivos que percorrem o interior dos dutos para realização de tarefas como limpeza e inspeção. Eles são impulsionados pelo próprio fluido bombeado ou por outros meios. Existem diversos tipos de PIGs para diversas aplicações, desde os mais

simples, como os PIGs de limpeza, até os PIGs instrumentados para inspeção da integridade estrutural do duto.

Representação de um PIG no interior de um duto



Fonte: Boing engenharia¹⁰

Para a utilização do sistema, os dutos devem ter aspectos geométricos particulares como raios de curva longos (geralmente superiores a 5 vezes o diâmetro), não podem ter conexões do tipo “T”, válvulas sem passagem plena, reduções bruscas, entre outros fatores que impeçam o deslocamento do PIG. Além disso, os dutos com esse sistema devem ter em suas extremidades, acessórios chamados de lançador e receptor de PIGs, os quais permitem que sejam introduzidos no duto e retirados ao final do processo.

- PIG de limpeza

Eles são utilizados para remoção de detritos que se acumulam no interior dos dutos devido a processos corrosivos internos ou particulados sólidos provenientes do reservatório onde o petróleo é extraído, como areia e outros sedimentos. Com isso, os pigs de limpeza proporcionam ambiente adequado para a produção e evitam paradas devido a formação de incrustações aumentam a perda de carga e podem entupir o duto.

- PIG instrumentado

Esse tipo de pig, como o nome sugere, carrega em seu corpo, instrumentos de medição para monitoramento da integridade de todo o duto como medição da espessura, detecção

¹⁰ Disponível em: <https://www.boingengenharia.com.br/limpeza-com-pigs>

de moissas, defeitos geométricos. Esses pigs utilizam métodos não destrutivos para inspeção como o MFL (Magnetic Fluxleakage) e ultrassom e são fundamentais para garantir que o duto opere em boas condições, e que sejam feitas intervenções de manutenção a fim de evitar acidentes.

Sistema para prevenção de corrosão

Na prevenção da corrosão do duto são utilizados os revestimentos anticorrosivos e também a proteção catódica. Alternativamente, caso a corrosão seja prevista mas medidas mitigadoras não são adotadas ou são apenas parcialmente, pode-se adotar uma sobreespesura de corrosão.

- Revestimentos anticorrosivos

Os revestimentos podem ser aplicados na parte interna e externa em contato direto com a superfície metálica. O revestimento quando aplicado internamente ao duto têm as funções de prevenir a corrosão devido ao contato com os fluidos transportados, resistir a erosão, diminuir incrustações e reduzir a resistência ao escoamento dos fluidos, ou seja, sua superfície deve ter baixa rugosidade, o que faz diminuir a perda de carga.

O revestimento externo tem a função de isolar a superfície metálica do duto da água do mar e do solo, evitando a corrosão, e também tem a função de promover uma barreira resistente entre as áreas anódicas e catódica. Segundo Domingues, 2009, para que sejam asseguradas estas funções, os revestimentos devem combinar diversas propriedades, dentre elas:

- Boa adesão ao tubo de aço;
- Flexibilidade para acomodar deformações impostas pelo lançamento do duto;
- Estabilidade adequada à temperatura de operação do duto;
- Impermeabilidade à água, aos sais e ao oxigênio;
- Resistência aos raios ultravioleta e à biodegradação;
- Ser neutro ao meio ambiente;
- Aplicação fácil e preço adequado.

Para receber os revestimentos, as superfícies externas e interna do duto devem ser adequadamente preparadas como processos de limpeza para remoção de contaminantes,

pré-aquecimento para remoção da umidade, processos para ajuste da rugosidade da superfície e inspeção.

O revestimento externo anticorrosivo mais comum é o em tripla camada formado por camada de epóxi em pó (FBE – Fusion Bonded Epoxi), aplicada direto à parte metálica, segunda camada adesiva a base de polietileno e anidrito maleico e terceira camada podendo ser de polietileno (PE), poliuretano (PU) ou polipropileno (PP). A diferença entre as três possibilidades de material na terceira camada se deve à temperatura de operação adequada para cada uma que é de 80 °C para o PE, 100 °C para o PU e 130 °C para o PP.

Existem ainda os revestimentos externos à base de betume (revestimento asfáltico) e alcatrão (conhecido como “*coal tar*”) que são aplicados em camada única, tendo sua espessura variando de 5 a 6 mm. Esses dois tipos de revestimento são recomendados para temperaturas de operação de até 70 °C para o revestimento asfáltico e até 85 °C para o coal tar. Possuem como característica a baixa resistência à abrasão e são pobre adesão ao aço, sendo os revestimentos de mais baixo custo. Segundo AZEVEDO, 2009, esses revestimentos não são aplicados, porém, foram muito utilizados no Brasil e todo mundo no passado e foram substituídos pelos revestimentos poliméricos em razão da qualidade superior.

Já os revestimentos internos são aplicados como pintura líquida à base de epóxi seguindo procedimentos normalizados e garantem as características desejadas para esse tipo de revestimento como já mencionado.

- Proteção catódica em dutos submarinos

A proteção catódica age como um complemento aos revestimentos anticorrosivos, sendo aplicada em áreas danificadas, áreas sem revestimento ou em áreas permeáveis à água, conferindo proteção adequada ao duto contra os efeitos corrosivos.

Ela é uma técnica usada para controlar a corrosão superficial metálica, tornando-a o cátodo de uma célula eletroquímica. Esta técnica pode ser realizada com a utilização de anodos galvânicos.

A proteção catódica com o uso de anodos galvânicos consiste em conectar eletricamente a superfície a ser protegida a um “metal de sacrifício” ou anodo. Este metal deve ser mais eletropositivo do que o material do duto para que a reação de redução (corrosão) ocorra preferencialmente nele, preservando o duto. Os anodos de alumínio são

os mais utilizados atualmente e são fabricados a partir de liga de alumínio, índio e outros componentes. Existem ainda anodos de Zinco ou de Magnésio.

Os anodos de sacrifício utilizados em dutos submarinos e têm formato de braçadeiras bipartidas, o que permite fácil e rápida montagem sobre o revestimento anticorrosivo nas embarcações instaladoras. Caso o duto possua revestimento de concreto para aumento do peso submerso, como explicado na subseção 3.2, os anodos são montados durante a aplicação do concreto no tubo e sobre o revestimento anticorrosivo.

A metodologia usada no cálculo para o projeto do sistema de proteção catódica de dutos está presente em normas internacionais como a DNV-RP-F-103 e ISO 15589-2 e consiste, resumidamente em calcular a massa de anodos e a corrente necessária para conferir proteção adequada durante toda a vida útil do duto.

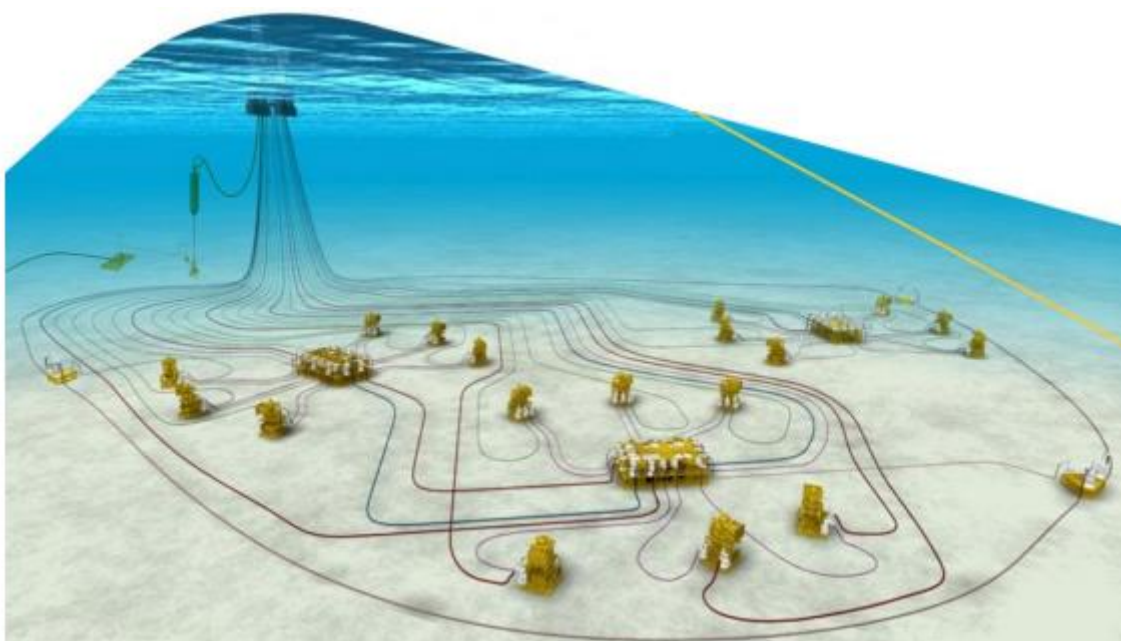
ANEXO B – SISTEMA DE PRODUÇÃO OFFSHORE

Neste anexo, serão abordados assuntos relevantes da produção de petróleo offshore que complementam as informações até aqui apresentadas, bem como a descrição e organização de outros equipamentos, que em conjunto com o duto, fazem parte do sistema de produção de petróleo submarina.

Layout Submarino

O layout submarino é o conjunto de equipamentos, dispositivos, dutos, jumpers, cabos, estruturas que formam um desenho específico ao longo de um campo de produção de petróleo e ficam instalados no fundo do mar. A escolha da arquitetura de um layout submarino visa otimizar a produção do campo e é uma das etapas fundamentais no projeto de desenvolvimento do mesmo, pois, nela, se busca o arranjo que trará a melhor eficiência operacional e que esteja alinhado com o tipo de produção do campo.

Representação de um layout submarino



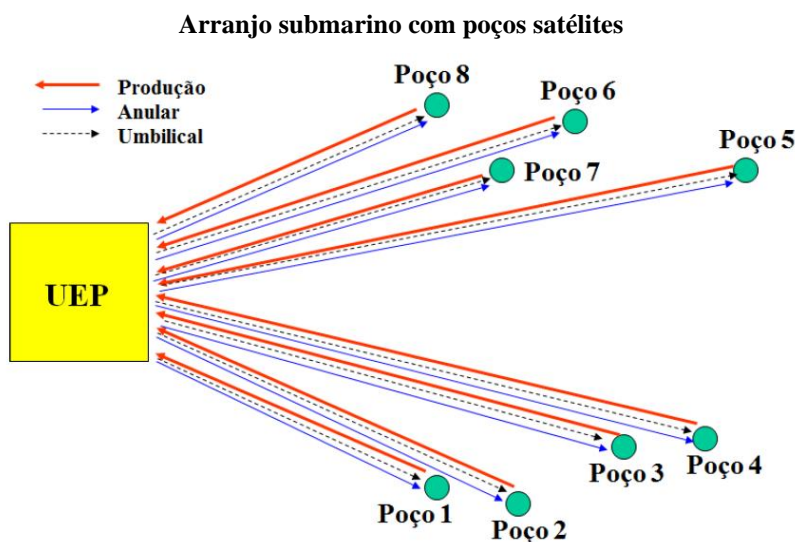
Fonte: Cássio Kuchpill (PETROBRAS)

Nesta etapa, podem ser definidos as posições dos equipamentos, as rotas de interligação, identificação das interferências, por exemplo, com outras estruturas submarinas já em funcionamento, de outra operadora ou a própria dona do ativo. O

objetivo é buscar o arranjo com menor número de componentes e traçar as rotas das linhas de produção e interligação no menor comprimento possível. A ideia é direcionar o escoamento da produção dos poços em linha reta na direção da unidade estacionária de produção (UEP).

Segundo Labanca, 2005, a combinação dos equipamentos e componentes a serem instalados no leito marinho pode ser distribuída em 3 grupos:

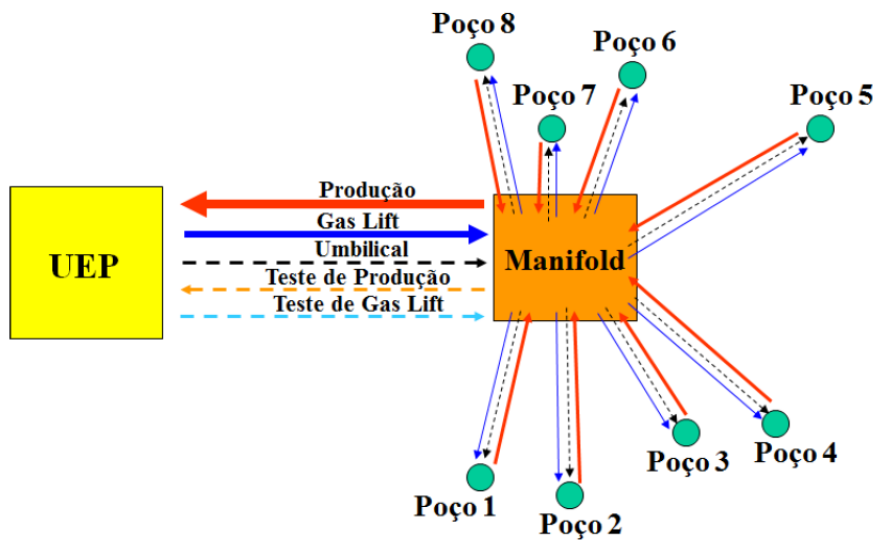
- Arranjo com poços satélites – É a ligação direta dos poços à UEP, como mostrado na figura a seguir. É o arranjo de maior eficiência operacional e de maior investimento, em função da utilização de grande quantidade de dutos e umbilicais para atender cada poço individualmente, que são posicionados pelo campo conforme a necessidade do reservatório;



Fonte: Maxwell Brandão de Cerqueira

- Arranjo com coletor (manifold) – os poços são direcionados para um coletor ou distribuidor e deste o fluido produzido é escoado para a UEP ou injetado nos poços. É o arranjo mais utilizado em águas profundas, pois reduz o número de risers chegando à UEP e consequentemente o peso/espaco na unidade. Em contrapartida, quando comparado com o satélite, tem menor eficiência operacional. Esta desvantagem é minimizada ou até mesmo eliminada, dependendo da flexibilidade operacional e da filosofia de manutenção adotada para o projeto;

Arranjo submarino com manifold



Fonte: Maxwell Brandão de Cerqueira

- Arranjo com anel coletor – um anel coletor sai da plataforma e após passar pelos poços retorna à plataforma. Possui menor confiabilidade devido ao grande número de conexões.

A escolha do layout submarino é uma das primeiras etapas no desenvolvimento do projeto, ocorrendo, normalmente, na fase conceitual, podendo demandar bastante tempo, com diversas possibilidades de posições dos equipamentos, cada uma representando um custo distinto de CAPEX e OPEX, vantagens e desvantagens.

Existem atualmente softwares destinados a esse fim, como o FLOCO¹¹ (*Field Layout Concept Optimizer*) da empresa brasileira Deep Seed Solutions, que gera conceitos de sistemas offshore, com base nas diversas possibilidades de componentes, equipamentos, subsistemas e recursos disponíveis no mercado. Esse tipo de *software* é importante pois auxilia a tomada de decisões de forma rápida e com dados confiáveis e estimativas de CAPEX muito próximos da realidade.

Outros equipamentos e subsistemas

PLET e PLEM

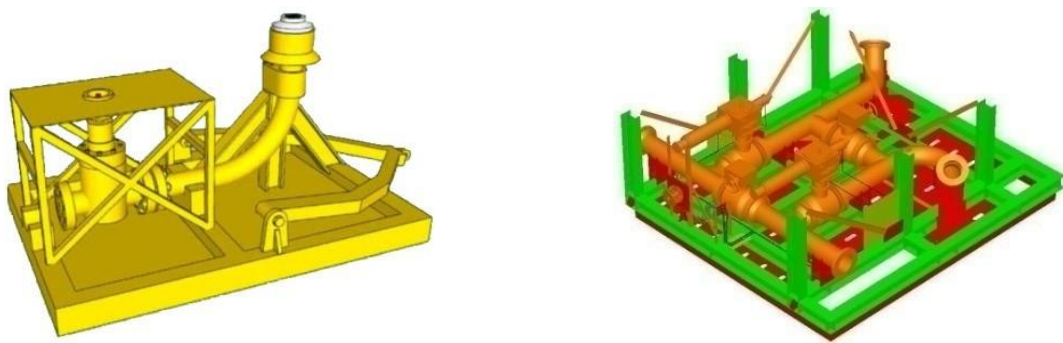
Esses equipamentos são utilizados nas terminações dos flowlines e permitem a interligação com outros equipamentos no layout submarino. O PLET (*Pipeline End Termination*) tem a característica de possuir apenas uma via para o escoamento, podendo

¹¹ Mais informações em: <https://deepseedsolutions.com/floco/>

ter uma válvula de bloqueio, atuada por ROV em sua estrutura, enquanto que o PLEM (*Pipeline End Manifold*), pode ter duas ou mais vias, permitindo a distribuição do fluxo para diferentes direções e propósitos, ou receber o fluxo vindo de várias fontes e convergir em um.

Esses equipamentos podem ter a finalidade de bloqueio do escoamento para alguma manobra como, por exemplo, a válvula de bloqueio do PLET pode ser fechada para o teste hidrostático inicial do duto. A figura a seguir apresenta uma representação de um PLET (esquerda) e um PLEM (direita).

Representação de um PLET e um PLEM



Árvore de natal molhada (ANM)

É o equipamento que fica conectado diretamente na estrutura superior do poço, chamada de cabeça de poço, ou em inglês, *wellhead*. É uma estrutura em que são instaladas diversas válvulas, sejam destinadas ao controle da produção ou para segurança.

Essas válvulas podem ser operadas diretamente da sala de controle na UEP, via umbilicais, quanto por ROV ou manualmente por mergulhadores quando a profundidade é propícia para isso. A ANM pode ser usada tanto para escoar os fluidos de produção quanto para injeção de água ou gás nos poços.

As principais funções de uma árvore de natal molhada são as seguintes:

- Fornecer interface controlável entre o poço e o sistema de controle de produção;
- Controlar vazão de produção de óleo e/ou injeção de gás/água;
- Parar o fluxo de produção ou injeção em casos de emergência;
- Monitorar parâmetros no nível do equipamento como pressão do poço, pressão anular, temperatura, detecção de areia, etc.

Manifold

É o equipamento que se interliga a diversas Árvores de Natal Molhadas (ANMs) com a finalidade de agrupar os fluidos produzidos dos respectivos poços e escoá-los para uma UEP e/ou distribuir fluidos desta para serem injetados nos poços, como água e gás. Ele é uma estrutura que possui tubulações, ramificações e válvulas em seu interior. Possui conectores ou espaços (*slots*) para as conexões com as árvores de natal, geralmente em quantidade de 4, 6, 8 ou 10, bem como um ou mais conectores (*hubs*) para ligação com o *flowline*.

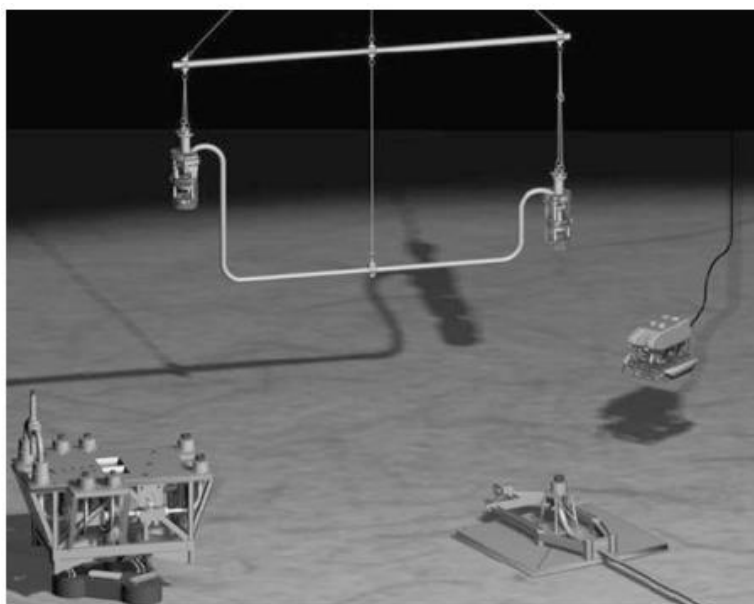
O *manifold* pode ser usado tanto para agrupar os fluidos advindos das ANM, interligados via jumpers, chamado de *manifold* de produção, quanto para enviar a produção diretamente para a UEP, nesse caso, chamado de *riser manifold*. O *manifold* pode ter um sistema dedicado ao PIG, que pode ser composto de loop, dispositivo de recebimento (PIG *receiver*) e lançamento (PIG *launcher*). O loop pode ser necessário quando o campo possui os dois tipos de *manifolds* interligados via dois *flowlines*, onde, nesse caso, o PIG de limpeza ou PIG instrumentado podem percorrer todo o circuito entre os *manifolds* e *flowlines*.

Jumper

Este componente é um trecho de tubulação responsável por interligar equipamentos, como PLET-*Manifold* ou ANM-*Manifold*, por exemplo. Eles podem ser do tipo rígido ou flexível, e a escolha entre um ou outro dependerá dos tipos de conexões dos equipamentos a que eles irão se conectar, do custo de compra e de instalação. As tubulações que ficam suspensas entre duas UEP's e tem a função de transportar fluido de uma para outra também podem ser chamadas de *jumpers*.

Com relação aos *jumpers* rígidos usados no layout submarino, eles são montados quando os outros equipamentos que ele irá interligar já foram instalados e o seu comprimento e características geométricas são função da distância entre estes equipamentos. Na figura a seguir é possível observar um jumper rígido tipo 'M' sendo instalado entre um PLET e um *Manifold*.

Representação de um *jumper*



Fonte: Yong Bai, Qiang Bai, 2019

O *jumper* rígido deve ser precisamente fabricado para que suas conexões verticais tenham a distância e altura necessárias para o correto posicionamento, já o *jumper* flexível possui maior versatilidade de instalação e conexão, podendo ter folga no comprimento de suas extremidades em relação a distância das conexões entre os equipamentos. Além disso, o *jumper* flexível permite conexão horizontal com ANM, por exemplo, já o *jumper* rígido, normalmente, só permite conexões do tipo vertical.

Vale destacar que os *jumpers* rígidos devem ser dimensionados por diversos critérios de projeto e um em especial é o critério de fadiga. Por estar submetido a condições ambientais de correntes e ondas, devido sua própria geometria e função de trabalho, que faz com que ele fique exposto a essas condições, são esperados carregamentos oscilatórios ao longo da vida devido ao fenômeno de desprendimento de vórtices (*vortex shedding*).

Este fenômeno é observado quando um fluido, como ar ou água, passa através de um corpo cilíndrico, por exemplo, e gera vórtices alternados de baixa e alta pressão no lado a jusante do objeto, que tenderá a se mover em direção à zona de baixa pressão, criando oscilações que podem levar a falha por fadiga do objeto e, neste caso em específico, do *jumper*. Para contornar isso, são instalados os dispositivos conhecidos como quebra vórtices ou *strakes*.

Foto de *strakes* instalados em um *jumper*



Fonte: VIV Solutions LLC¹²

Umbilicais e sistema de controle

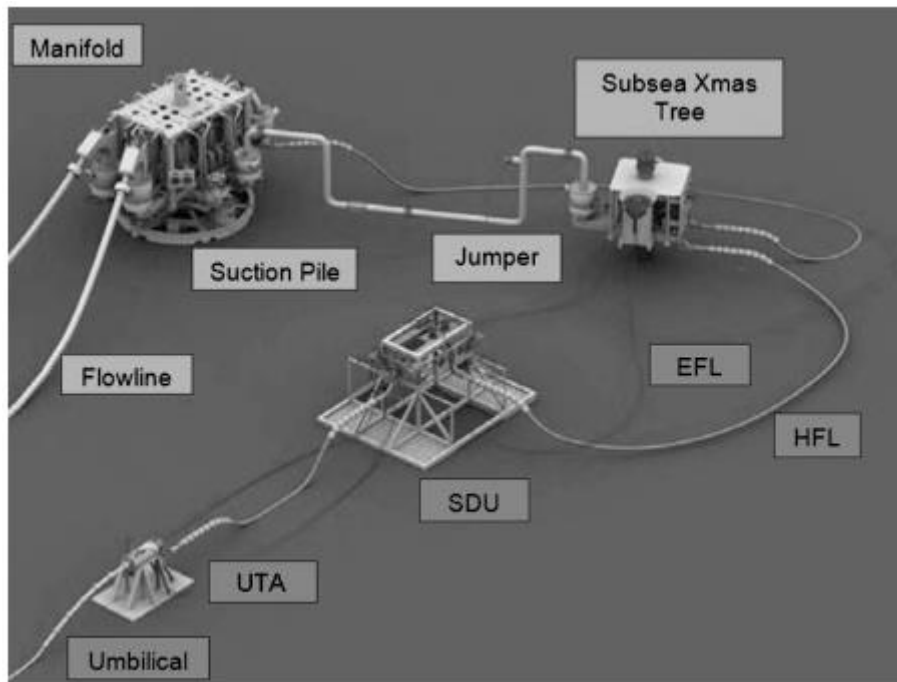
Os umbilicais são muito importantes no layout submarino pois carregam em seu interior, cabos elétricos, cabo de fluido hidráulico, cabo para transporte de químicos e fibra ótica. Os umbilicais são praticamente dutos flexíveis que carregam todos esses componentes, desde a UEP até o leito marinho, interligando os sistemas de controle e monitoramento dos equipamentos, além de permitir a injeção de químicos onde necessário.

Os principais equipamentos e estruturas para conexão do umbilical e distribuição dos cabos são as UTA's (*Umbilical Termination Assembly*), SDU (*Subsea Distribution Unit*) e os *flying leads*. De maneira sucinta, a UTA serve como ponto de recebimento do umbilical, podendo fazer a conexão direta com algum equipamento através dos *flying leads* ou direcionando o umbilical para outro ponto. Já a SDU é um equipamento maior e faz um papel similar a UTA, porém, podendo gerenciar melhor a distribuição dos cabos e tem mais espaços para fazer todo o controle dos equipamentos. Os *flying leads* são cabos que saem das UTA's e SDU's e vão se conectar aos painéis de ANM, manifolds e bombas submarinas. Correlacionando com o sistema de produção e transporte do petróleo, o umbilical seria comparado ao duto de transporte, a UTA seria comparado ao PLET ou PLEM, a SDU seria o Manifold e os *flying leads* seriam os *jumper*s.

¹² Disponível em: <https://www.vivsolutions.com/photo-gallery/>

O umbilical é a ligação direta entre a sala de controle na UEP e os equipamentos de produção. Com esse recurso, é possível fazer a alimentação elétrica da bomba submarina, controlar as válvulas hidráulicamente, monitorar os parâmetros da árvore de natal como pressão, vazão, temperatura, através dos cabos de fibra ótica e injetar químicos para inibir a formação de parafina nas tubulações.

Esquemático dos equipamentos e dispositivos em um layout



Fonte: Yong Bai, Qiang Bai, 2019