

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Ana Luísa Formosinho Castello Branco

Projeto de dutos submarinos e análise de sua integridade física em condições críticas e condição de operação.

Projeto de Graduação

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

Orientador: Arthur Braga

Rio de Janeiro
Novembro de 2021

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Rogério e Viviane, por todo o apoio, carinho e dedicação ao longo de toda a minha vida. Também agradeço ao meu irmão, Rodrigo, por ter se feito presente em todos os momentos difíceis para me orientar e ajudar.

Agradeço a toda a minha família por ter sido um grande exemplo de determinação, persistência e honestidade.

Agradeço ao meu parceiro de vida, Davi, por todo incentivo ao longo da minha trajetória demonstrando apoio e amor incondicional em todos os momentos.

Agradeço ao meu orientador, Arthur Braga, pela confiança, apoio e dedicação ao longo do desenvolvimento do projeto.

Agradeço aos meus colegas Jorge Ricardo Loverdos e Leonardo Marzullo por todos os ensinamentos, por todo apoio e por toda ajuda que dedicaram ao projeto e a minha formação.

Agradeço a todos os meus amigos da Reptiles Baja, em especial Caroline Santório, Juliana Bastos, Luísa Imbroísi, Matheus Hoffman por todo o apoio, incentivo, orientação e ajuda ao longo da minha participação na equipe e no desenvolvimento do projeto de conclusão.

RESUMO

Projeto de dutos submarinos e análise de sua integridade física em condições críticas e condição de operação.

O presente trabalho tem como objetivo desenvolver os cálculos e discorrer sobre as considerações necessárias para garantir a integridade física dos dutos utilizados na exploração de petróleo submetidos constantemente a alta pressão. Para isto, será feito uso de normas ASME VIII DIV I de vasos de pressão (visto que a tubulação é um caso particular de uma estrutura contendo líquidos e gases submetida a pressão) juntamente a ASME 31.3 para determinação da espessura de tubulações de processos, e da API RP 1111 para verificar se o valor de espessura calculado se adequa às especificações de projeto.

Além disso, o trabalho contempla a abordagem de diferentes modos de falha aos quais os dutos estão sujeitos durante operação, e o cálculo de suas respectivas pressões críticas que podem acarretar o comprometimento da integridade da estrutura.

Para isto, foi avaliada a confiabilidade dos valores obtidos para as pressões críticas e admissíveis, e em seguida, validou-se a análise com o auxílio do *software* comercial PV Elite. Também, foi utilizado o método de elementos finitos por meio do *software* Ansys, o que tornou possível verificar que a metodologia adotada resultou em um projeto de estrutura segura e adequada para sua aplicação.

Palavras chaves: Colapso. Rompimento. Condição Crítica. Condição Operação. Pressão Admissível. Espessura. Tubulação.

ABSTRACT

Design of subsea pipelines and physical integrity analysis while submitted to critical conditions and operational conditions.

This work has as its main goal to calculate and discuss the considerations needed to guarantee the physical integrity of pipelines in offshore oil exploitation, which are constantly submitted to high pressure. To do so, this study was based on ASME VIII DIV I standards for pressure vessels (as the pipelines are structures containing liquids or gases while submitted to pressure) as well as ASME 31.3 standards to determine the thickness of pipeline wall, and API RP 1111 to verify if the required value of thickness obtained is adequate to the conditions specified for the design.

Also, this work contemplates a study of different the failure modes to which pipelines are submitted while operating, as well as the methods employed to estimate their respective critical pressure condition that may lead to the structural.

Therefore, the reliability of the results obtained for the critical condition and for the maximum operational pressure was evaluated and validated using the commercial software PV Elite, as well as by finite element method through the software Ansys. Through this validation, it was possible to conclude that the methodology adopted for the design methodology resulted in a safe and adequate structure for its application.

Key Words: Collapse. Rupture. Critical Condition. Operational Condition. Operational Pressure. Thickness. Pipes.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	1
1. INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS	1
1.1 BRASIL E A EXPLORAÇÃO <i>OFFSHORE</i>	1
1.2 PRINCIPAIS TIPOS DE PLATAFORMAS	1
1.3 SISTEMA DE PRODUÇÃO SUBMARINO	3
1.4 ESTRUTURAS TUBULARES SUBMARINAS	5
1.5 SOLDAGEM E INSTALAÇÃO	9
2. DUTOS RÍGIDOS	11
2.1 CÁLCULO DA ESPESSURA	11
2.2 EFEITO DA CORROSÃO	11
2.3 EFEITO DA ÁGUA DO MAR	14
2.4 EFEITO DE GASES DILUÍDOS	14
2.5 DIMENSIONAMENTO	15
2.6 MATERIAIS	17
2.7 ESTUDO DE CASO	20
3. MODOS DE FALHA DE DUTOS RÍGIDOS	23
3.1 FLEXÃO PURA	23
3.2 PRESSÃO EXTERNA	24
3.3 PRESSÃO INTERNA.....	25
3.4 TRAÇÃO.....	27
3.5 COMPRESSÃO	27
4. NORMA DE PROJETO DE DUTOS SUBMARINOS	28
4.1 API RP 1111.....	28
5. CONTENÇÃO DE FLAMBAGEM	33
5.1 ANÉIS DE REFORÇO	34
6. MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS	41
6.2 METODOLOGIA DOS ELEMENTOS FINITOS	42
6.3 TIPOS DE ELEMENTOS.....	43

6.4	PROCEDIMENTO GERAL.....	44
7.	ANÁLISE ESTRUTURAL.....	46
7.1	MOTIVAÇÃO.....	46
7.2	SOFTWARE ANSYS.....	46
7.3	CONSTRUÇÃO DA GEOMETRIA	47
7.4	ESCOLHA DO ELEMENTO	47
7.5	CONVERGÊNCIA DE MALHA.....	48
7.6	SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS	49
8.	CONCLUSÃO	55
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	56

Lista de Figuras

Figura 1- Plataforma Fixa (Petrobras, 2014).....	1
Figura 2 - Plataforma Semissubmersível (Petrobras, 2014).....	2
Figura 3 - Navio Plataforma FPSO (Petrobras, 2014)	3
Figura 4 – Manifold (Panorama Offshore, 2021)	3
Figura 5 - ANC (Geogas, 2021).....	4
Figura 6 - ANM (Panorama Offshore, 2021).....	4
Figura 7 - Flowline (Iden, 2021).....	5
Figura 8 - Risers Flexíveis (Petrobras, 2014).....	5
Figura 9 - Estrutura típica dutos flexíveis (Alves, 2018)	6
Figura 10 - Estrutura dutos rígidos (Schlumberger, 2011)	8
Figura 11 - Corrosão Uniforme (IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 2021)	13
Figura 12 - Corrosão por Pites (Losinox Aço Inox, 2019).....	13
Figura 13 - Corrosão sob Tensão (de Oliveira, 2012)	14
Figura 14 - Obtenção do fator A (ASME, 2019).....	21
Figura 15 - Obtenção do fator B (ASME, 2019).....	22
Figura 16 - Ovalização por flexão pura (Bai, 2014)	23
Figura 17 - Efeito da pressão externa na superfície circular. (Bai, 2014)	24
Figura 18 - Seção tubular submetida a pressão interna (Bai, 2014)	26
Figura 19 - Flambagem Local de Dutos Sob Pressão Externa.....	33
Figura 20 - Dados inseridos no PV Elite.....	37
Figura 21 - Exemplo Elemento de Sólido (Mirlisenna, 2021)	43
Figura 22 - Exemplo Elemento de Casca. (Ramezani & Neitzert, 2013)	44
Figura 23 - Exemplo Elemento de barra (Costa, 2018)	44
Figura 24 - Segmento de tubulação no solidworks.....	47
Figura 25 - Malha tubulação.....	48
Figura 26 - Condição operação tubulação	49
Figura 27 - Resultado condição operação.....	50
Figura 28 - Resultado para pressão admissível.	51
Figura 29 - Resultado pressão rompimento API 1111	52
Figura 30 - Resultado pressão colapso API 1111	53
Figura 31 - Resultado pressão colapso segundo Bai	54

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Dimensões e características do duto.	20
Tabela 2 - Propriedades Duto	24
Tabela 3 - Parâmetros para cálculo da pressão de colapso	25
Tabela 4 - Parâmetros para cálculo da pressão interna crítica	26
Tabela 5 - Pressões de colapso segundo API 1111.....	30
Tabela 6 - Parâmetros para análise de flambagem.....	31
Tabela 7 - Relação da espessura do duto e a pressão admissível.	34
Tabela 8 - Pressão admissível com a nova espessura	35
Tabela 9 - Modos de falha com a nova espessura.....	35
Tabela 10 - Parâmetros críticos com a nova espessura segundo a API 1111 .	36
Tabela 11 - Dados Inseridos no PV Elite.....	37
Tabela 12 - Pressões admissíveis obtidas pela simulação	38
Tabela 13 - Pressões amissíveis obtidas analiticamente	38
Tabela 14 - Dimensões e posicionamento do anel de reforço	39
Tabela 15 - Dimensões finais tubulação	47
Tabela 16 - Análise de convergência de malha.....	49
Tabela 17 - Pressões de operação.	50
Tabela 18 - Pressões Admissíveis	51
Tabela 19 - Pressões críticas	52
Tabela 20 - Pressões Críticas dos Modos de Falha	53

Introdução

Com o intuito de buscar a autossuficiência do país no consumo de combustível fóssil, o Brasil investiu amplamente na exploração de petróleo no mar, trazendo grandes riscos a economia nacional quando comparada a exploração na terra, pois o retorno econômico de uma jazida só pode ser quantificado após a perfuração do poço. A perfuração de um poço de petróleo no mar exige um grande investimento de recursos em plataformas, embarcações, mão de obra e conhecimento. (de Moraes, 2013)

Com a descoberta de jazidas no pré-sal pela Petrobras em 2006, a exploração de óleo e gás vem se tornando cada vez mais desafiadora, pois a extração em águas profundas e ultra profundas possui uma série de dificuldades, como as operações realizadas por meio de veículos operados remotamente (ROV), grandes distâncias (tanto entre a plataforma e o campo quanto da plataforma até a costa) e as condições do ambiente marinho. (de Moraes, 2013)

Para suportar o ambiente severo das águas profundas (correntes marinhas, alta pressão etc.), presença de contaminantes nos hidrocarbonetos (CO_2 , H_2S) e as longas distâncias da costa, a melhoria de equipamentos e estruturas foi alcançada por meio do contato entre diversas disciplinas e estudos científicos, conseqüente da interação da indústria petrolífera com universidades e outras instituições pesquisadoras. A ampliação contínua do conhecimento e de desenvolvimento de novas tecnologias é o que torna a exploração de petróleo em águas profundas uma atividade tão complexa, pois deve-se manter um alto nível de qualidade, segurança e funcionabilidade de todos os setores que a compõem. (de Moraes, 2013)

Atualmente, o Brasil conta com tecnologia de ponta para a exploração, o que garante a autossuficiência do país em relação ao combustível fóssil e exportação para outras nações. Dentre os inúmeros equipamentos e estruturas que são responsáveis pelo crescimento do país nesse cenário, se destaca a Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência (FPSO), que se trata de um grande navio utilizado para a exploração e armazenamento de petróleo e gás natural. O FPSO viabiliza a extração de óleo em locais muito distantes da costa, contando com *risers* flexíveis ou rígidos como dutos responsáveis por unir a estrutura flutuante ao sistema submarino de produção, composto por dutos

rígidos e outros equipamentos (árvore de natal submarina, *manifolds*, umbilicais para controle, etc.).

Por serem utilizadas na exploração em águas profundas e ultra profundas, as estruturas de tubulação são submetidas a ambientes de alta pressão e carregamentos durante seu funcionamento. Deste modo, é de extrema importância que haja uma análise criteriosa durante a concepção desses dutos, pois o colapso dessa estrutura pode ter consequências desastrosas para o meio ambiente e pode gerar grandes prejuízos financeiros para a exploradora. (de Moraes, 2013)

1. INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS

1.1 Brasil e a exploração *offshore*

Atualmente, o Brasil está posicionado como um dos maiores exploradores e produtores mundiais de petróleo graças à descoberta, em 2006, das grandes jazidas de petróleo no pré-sal. Isto possibilitou que o Brasil não só suprisse a demanda interna por óleo e gás, mas também que se tornasse um grande exportador de petróleo, mobilizando diversos setores da economia nacional. (de Moraes, 2013)

1.2 Principais Tipos de Plataformas

1.2.1 Plataformas Fixas

São constituídas por estruturas modulares de aço sob um convés elevado em relação ao nível do mar, e ancoradas no fundo do mar (impossibilitando a mobilidade no oceano). São capazes de perfurar até 1500 pés, sendo utilizadas em águas de até 200 metros de profundidade. Seu custo de construção e manutenção é considerado alto, sendo utilizada somente em campos de longo prazo. Além disso, elas não possuem capacidade de armazenamento do óleo e do gás extraídos, sendo necessária a utilização de oleodutos submarinos para levar o produto extraído para a costa. (de Moraes, 2013)



Figura 1 - Plataforma Fixa (Petrobrás, 2014).

1.2.2 Plataforma Semissubmersível

Assim como a plataforma fixa, a semissubmersível é constituída por um convés apoiado em estruturas. Neste caso, essas estruturas são colunas apoiadas em flutuadores submersos na água do mar. Ela é mantida em repouso por sistema de ancoragem, no qual utiliza-se cabos de aço para “amarrar” a plataforma no fundo do mar, e sensores de posição que, com auxílio de propulsores no casco, mantém a plataforma na posição desejada. (de Moraes, 2013)



Figura 2 - Plataforma Semissubmersível (Petrobrás, 2014)

1.2.3 Navio-Plataforma FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading)

O navio-plataforma tem como função produzir, armazenar e transportar o óleo e o gás natural extraídos dos poços. Este tipo de plataforma é utilizado na exploração de campos em águas profundas e ultra profundas (2500 metros de profundidade) com ambientes severos. Ela é mantida estacionária por um sistema de propulsores comandados por sistemas de posicionamento GPS. (de Moraes, 2013)



Figura 3 - Navio Plataforma FPSO (Petrobrás, 2014)

1.3 Sistema de Produção Submarino

1.3.1 *Manifold*

Consiste em uma estrutura composta por válvulas que direciona a produção dos poços para o duto coletor de modo a transportar o óleo extraído para a unidade de produção. Também, esta estrutura tem como função a distribuição da injeção de água durante a produção. Graças a ele, é possível minimizar a quantidade de dutos (*risers* e umbilicais), permitindo que mais de um poço tenha o mesmo sistema de injeção de água e de transporte de óleo e gás. (Panorama Offshore, 2021)



Figura 4 – Manifold (Panorama Offshore, 2021)

1.3.2 Linhas de Ancoragem

Como o nome sugere, elas têm como objetivo ancorar a plataforma no fundo do oceano. Se trata de estruturas esbeltas que mantêm as plataformas, na medida do possível, em suas posições originais. Podem ser compostas por cabos de aço ou de poliéster.

1.3.3 Árvore de Natal

Consiste em um conjunto de válvulas que regulam o fluxo e vazão da extração de petróleo. Existem dois tipos, a Árvore de Natal Convencional (ANC) e a Árvore de Natal Molhada (ANM), a segunda é utilizada na exploração de petróleo *offshore*. (Panorama Offshore, 2021)



Figura 5 - ANC (Geogas, 2021)



Figura 6 - ANM (Panorama Offshore, 2021)

1.3.4 *Flowline*

São dutos rígidos submarinos apoiados horizontalmente no fundo no leito marinho, que tem como função o transporte do óleo e do gás extraídos dos poços. Eles são conectados aos *risers* para que o produto extraído possa ser encaminhado a plataforma. (Bai, 2014)

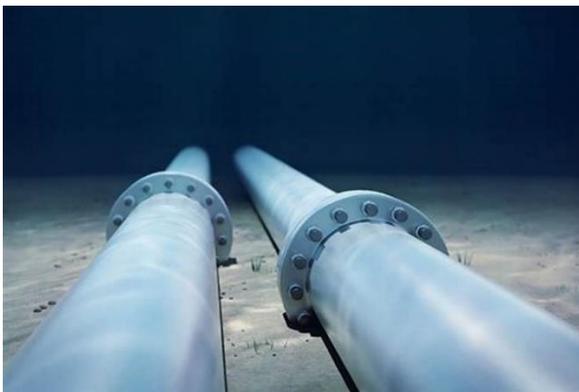


Figura 7 - *Flowline* (Iden, 2021)

1.3.5 *Risers Flexíveis*

Dutos flexíveis em catenária responsáveis pelo transporte do óleo e do gás extraídos até a superfície. (de Moraes, 2013)

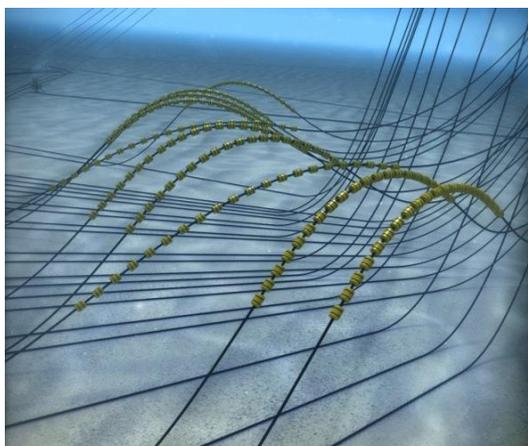


Figura 8 - *Risers Flexíveis* (Petrobrás, 2014)

1.4 Estruturas Tubulares Submarinas

A concepção do projeto de um duto precisa levar em conta diversos aspectos tanto estruturais e de produção, quanto do ambiente ao qual ele será submetido. Vazão, pressão, temperatura, fluido, dados geofísicos e instalação

são exemplos das diversas considerações de um projeto de uma estrutura tubular, seja ela rígida ou flexível. Além disso, é necessário estabelecer estrategicamente a rota pela qual o duto será posicionado, observando os aspectos do leito marinho e avaliando tanto o custo quanto o posicionamento dos demais componentes que interagirão com os dutos. Por exemplo, um duto rígido deve ser posicionado de tal modo que sua conexão com um *riser* não haja cruzamento de linhas de tubulação. (Bai, 2014)

1.4.1 Dutos Flexíveis

As estruturas flexíveis de dutos permitiram que a exploração de petróleo em águas profundas e ultra profundas fosse possível, pois ela é capaz de suportar os carregamentos resultantes da movimentação da plataforma na superfície. (de Moraes, 2013)

Eles são utilizados como transporte de fluidos para grandes distâncias (*flowline*), para pequenos trechos (*jumper*) e para transporte de fluido entre a estrutura submarina de extração até a plataforma (*risers*). Além do transporte de óleo, o duto flexível pode servir de aqueduto, para injeção de água no poço e gasoduto, para injeção de gases no reservatório (de Moraes, 2013). A estrutura típica de um duto flexível é dada por:



Figura 9 - Estrutura típica dutos flexíveis (Alves, 2018)

1.4.1.1 Carcaça

Corresponde a uma camada de aço utilizada quando há presença de gases no fluido. Ela garante a resistência ao colapso da segunda camada (camada polimérica), e aumenta a resistência de toda a estrutura aos esforços sofridos durante a sua instalação. Caso não haja gases no fluido, uma camada anti colapso é utilizada em sua substituição. (Bai, 2014)

1.4.1.2 Barreira de Pressão Interna

Corresponde a uma camada termoplástica que tem como função fornecer resistência a corrosão, ao ataque químico dos fluídos e de abrasão. (Bai, 2014)

1.4.1.3 Armadura de Pressão

Corresponde a uma camada de aço que tem como principal função resistir aos esforços radiais consequentes da pressão interna, aos esforços compressivos e as tensões resultantes da instalação. Além disso, ela reforça a resistência promovida pela carcaça quando há exposição a pressão externa. (Bai, 2014)

1.4.1.4 Armadura de Tração

São camadas metálicas que tem como objetivo equilibrar os efeitos causados pela torção, resistir às cargas trativas e resistir à pressão interna. (Bai, 2014)

1.4.1.5 Capa Externa

É uma camada de material polimérico que tem como objetivo garantir que não haja passagem de água e areia do ambiente externo, protegendo as demais camadas de processos corrosivos e erosivos. (Bai, 2014)

1.4.2 Estrutura de Dutos Rígidos

São estruturas tubulares responsáveis pelo transporte do petróleo extraído do poço (oleodutos), injeção de gás no poço ou transporte do gás extraído (gasoduto), e injeção de água nos reservatórios (aquedutos). Essas estruturas são utilizadas desde os primeiros projetos de exploração de petróleo *offshore*, como transportadores do óleo e do gás do oceano para a terra (*Trunk*

Lines), como interligação entre unidades de produção ou *manifolds* (*Loading Lines*), como conexão entre plataformas (*Interfield Lines*) e como transportador de hidrocarbonetos entre o poço e a plataforma (*flowlines*). (Bai, 2014)

Fatores externos como os carregamentos aos quais os dutos serão submetidos devido ao efeito de correntes marítimas e de atividades sísmicas, e como a temperatura da água no fundo do oceano devem ser considerados durante a concepção do projeto, pois caso não sejam, podem comprometer tanto a integridade da estrutura tubular, quanto acarretar numa parada inesperada da produção. Além disso, deve-se realizar uma análise corrosiva criteriosa, de modo a prever e conter a formação de corrosão na estrutura (Bai, 2014). Deste modo, a estrutura típica de um duto rígido é dada por:

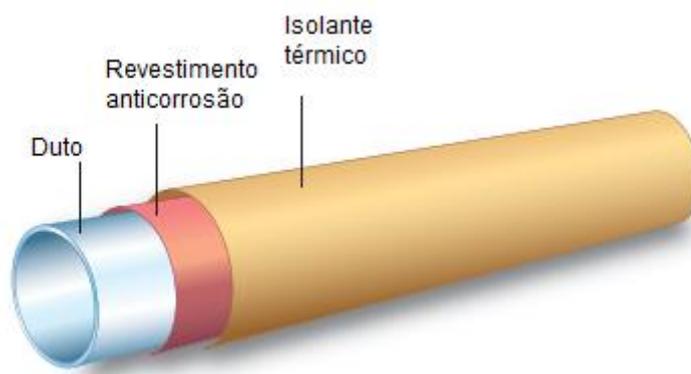


Figura 10 - Estrutura dutos rígidos (*Schlumberger, 2011*)

1.4.2.1 Revestimento Anticorrosão

Tem como objetivo ser uma barreira física entre o duto e o mar de modo a impedir o início de um processo corrosivo. Um bom revestimento anticorrosão deve ser capaz de aderir ao duto impedindo a passagem de água para a estrutura. Além disso, ela deve ser capaz de suportar as tensões as quais o duto é submetido, e às condições de pressão e temperatura do leito marinho. Os tipos mais comuns de revestimento utilizados na indústria são os de polietileno, pois aderem ao tubo e possuem grande resistência a corrosão. Também, adota-se a proteção catódica de modo a complementar a proteção nas regiões nas quais exista algum tipo de dano ou que permita a passagem de água, tornando a proteção da estrutura mais eficiente e confiável (ALBERT, 2011).

1.4.2.2 Isolamento térmico

Um dos grandes problemas consequentes da baixa temperatura no leito marinho é a alteração da temperatura do fluido transportado pela tubulação. Esta diminuição de temperatura pode favorecer a formação de hidratos e de depósitos de parafina na tubulação. Esta formação de sedimentos pode resultar no entupimento parcial ou completo da linha, gerando altos prejuízos na produção e gerando alto custo de manutenção. Para reduzir a influência da temperatura no fluido, adota-se um revestimento isolante térmico no exterior da estrutura. (ALBERT, 2011)

1.5 Soldagem e Instalação

A instalação do duto tem grande influência na concepção do projeto, pois a espessura do duto deve ser dimensionada de forma a garantir que a estrutura seja capaz de suportar os diversos esforços aos quais ela é submetida nesta etapa. Existem diversos métodos de instalação de dutos (J-Lay, Reel-Lay e S-Lay) e cada um deles possui suas particularidades em termos de métodos de soldagem e instalação.

1.5.1 Método S-Lay

Comumente utilizado em exploração de águas rasas, ele conta com uma embarcação para o processo de instalação do duto. Neste método, a estrutura tubular é armazenada na embarcação e apoiada em um berço de roletes para que os segmentos de linha possam ser soldados uns aos outros, e para que seja possível realizar uma inspeção de qualidade. Em seguida, a estrutura é transferida para o stinger horizontal, que se trata de uma treliça localizada na área externa da embarcação que funciona como uma rampa para o lançamento da linha.

1.5.2 Método J-Lay

O método J-Lay é muito semelhante ao S-Lay e foi criado para a instalação de linhas submarinas em águas profundas. Nele, o stinger horizontal é trocado para um stinger vertical semelhante a uma torre de lançamento, e sua inclinação varia conforme a profundidade do leito no qual a linha será instalada

(quanto mais profundo, mais próximo a vertical). Na embarcação, os segmentos de duto são armazenados verticalmente para serem soldados.

1.5.3 Método Reel-Lay

O método Reel-Lay é considerado um dos métodos mais eficientes de instalação de dutos submarinos e isto se deve ao fato de ela transportar dutos que foram soldados em terra. Sua grande vantagem é a velocidade de lançamento, que, quando comparada aos demais métodos, é muito superior.

Na embarcação, a linha é armazenada em um carretel, o que o torna um método complexo, uma vez que impacta diretamente na escolha do diâmetro dos dutos. Deste modo, este método só é utilizado para instalar linhas de pequenos diâmetros e grandes espessuras, pois grandes diâmetros poderiam resultar na plastificação ao enrolar a linha no carretel.

2. DUTOS RÍGIDOS

2.1 Cálculo da espessura

Para a determinação da espessura da tubulação, é necessário conhecer os esforços aos quais o duto será submetido, como pressão interna, pressão externa, esforços longitudinais e flexão. O valor adotado para esta dimensão deve garantir que o duto não romperá devido à pressão interna e não colapsará ou flambará devido à pressão externa (mais adiante serão discutidos os modos de falha de forma mais detalhada). Para isto, o material adotado para a construção da estrutura tem grande influência, já que é possível adotar espessuras menores para a parede de dutos de forma segura graças a disponibilidade de materiais com propriedades capazes de suportar as cargas. (Bai, 2014)

A orientação para a escolha da espessura varia de acordo com a norma adotada no projeto, porém, de forma simplificada, pode-se concluir que a parede do duto é obtida através da seguinte análise:

$$t = t_{min} + t_{corr} + t_{fab} \quad [2.1]$$

Na qual:

- t : Espessura total
- t_{min} : Espessura mínima necessária para conter as pressões internas e externas
- t_{corr} : Sobre Espessura de corrosão
- t_{fab} : Espessura de fabricação do tubo.

2.2 Efeito da corrosão

A corrosão é resultado de uma série de reações químicas e eletroquímicas resultantes do contato entre o metal o ambiente. A corrosão causa degradação física e mecânica do metal, sendo um processo irreversível que progride até destruir por completo o material. Além das perdas diretas, a corrosão é responsável por perdas indiretas, como as paradas não programadas de

equipamentos e dutos, perdas de eficiência devido a alteração nas propriedades estruturais e contaminação de fluidos por resíduos. Deste modo, para garantir que estruturas metálicas que estão em contato direto com meios corrosivos não tenham perdas que comprometam sua integridade física, é importante conhecer as diversas formas de corrosão, as propriedades dos materiais em questão e conhecer técnicas de como proteger a estrutura. (Gentil, 1982)

O efeito da corrosão em dutos submarinos pode resultar na perda da espessura de sua parede, causando perda de resistência mecânica quando submetido a alta pressão, podendo causar seu colapso. Portanto, é de extrema importância conhecer as principais causas e efeitos da corrosão em uma estrutura, para que assim seja possível aplicar medidas preventivas, como acrescentar uma sobre espessura de corrosão na tubulação ou reduzir a taxa de corrosão (Gentil, 1982). Este projeto não contempla o efeito da corrosão em dutos emergindo do mar ou da salinidade da superfície, podendo ser desconsiderada ocorrência de corrosão externa.

2.2.1 Corrosão Eletroquímica

É referente a ocorrência de transporte de cargas elétricas por um meio. Ocorrem em meios com presença de umidade ou de água. Esta é a forma de corrosão que mais causa prejuízos na indústria por ser mais frequente. Para a corrosão eletroquímica ocorrer, é necessário que haja um anodo e um catodo, que são dois metais com diferença de potencial, um eletrólito, que é um meio condutor de corrente elétrica (água e umidade), e o circuito metálico, que é referente ao contato dos metais com o eletrólito. A interação desses quatro componentes causa o desgaste do metal anódico, enquanto o metal catódico é protegido. (Gentil, 1982)

2.2.2 Corrosão Uniforme

É a forma de corrosão que deteriora igualmente toda uma superfície de um metal a uma taxa constante, causando redução em sua espessura. É uma forma comum de corrosão podendo causar perda global do material, porém, seu aparecimento pode ser facilmente previsto e controlado. A formação deste tipo de corrosão é consequente de irregularidades microscópicas do material, que

resultam em anodos e catodos distribuídos por sua superfície enquanto em contato com o eletrólito. (Gentil, 1982)



Figura 11 - Corrosão Uniforme (IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 2021)

2.2.3 Corrosão por Pites

Esta forma de corrosão resulta na formação de cavidades profundas de pequeno diâmetro no material sem perda de espessura. É uma forma de corrosão perigosa pois possui distribuição irregular ao longo da peça e progride ao longo do tempo de forma acelerada, tornando difícil de estimar a vida útil do metal. Sua ocorrência é resultante de “pilhas passivo-ativo” que se trata de regiões do metal altamente anódicas quando comparada às regiões catódicas. Podem ocorrer em regiões de descontinuidade de revestimentos contra corrosão, podem ser consequentes de irregularidades causadas pela corrosão uniforme ou por defeitos da camada passivadora do material. (Gentil, 1982)



Figura 12 - Corrosão por Pites (Losinox Aço Inox, 2019)

2.2.4 Corrosão sob tensão

Ocorre devido ao surgimento de trincas de forma perpendicular a direção da tração consequentes do contato com o meio corrosivo. Essas trincas aumentam gradativamente até resultarem na quebra da estrutura. Esse tipo de corrosão não causa perda de espessura e de massa. (Gentil, 1982)

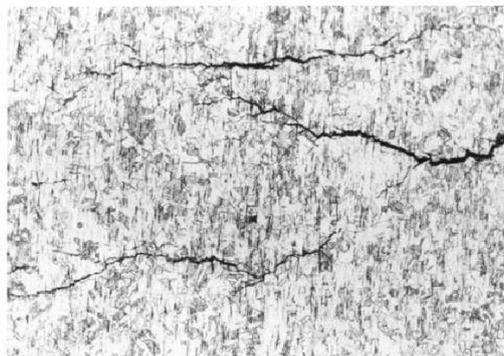


Figura 13 - Corrosão sob Tensão (de Oliveira, 2012)

2.2.5 Corrosão química

Resultante de reações químicas que ocorrem diretamente no material pelo meio corrosivo sem envolver transporte de cargas elétricas. (Gentil, 1982)

2.3 Efeito da Água do mar

Costuma-se injetar água dentro do campo de modo a promover equilíbrio de pressões internas e externas do reservatório durante a extração de petróleo. A água injetada pode ser proveniente da própria extração após a separação do óleo, ou pode-se utilizar também a água do mar, que é um dos grandes responsáveis pela corrosão interna dos dutos submarinos (de Moraes, 2013). A presença de água salgada na tubulação favorece a formação de incrustações, que por sua vez favorecem a proliferação de bactérias redutoras de sulfato na superfície de contato com o metal, promovendo a corrosão induzida por microrganismos. (Gentil, 1982)

2.4 Efeito de Gases Diluídos

Gases, como sulfeto de hidrogênio (H_2S) e gás carbônico (CO_2), diluídos na mistura de água salgada e petróleo podem resultar em espécies que reagem

com o ferro da superfície metálica das tubulações, podendo formar precipitados, ocasionando a corrosão dos dutos responsáveis pela extração e pela transferência do óleo. (Gentil, 1982)

2.5 Dimensionamento

Durante a fabricação, instalação e operação, dutos são submetidos a diversos esforços e condições do ambiente que podem comprometer sua integridade física caso não sejam levados em consideração durante a concepção da estrutura. Deste modo, deve-se atentar a:

2.5.1 Tensão circunferencial

$$\sigma_h < \eta_h SMYS k_t \quad [2.2]$$

Na qual:

- η_h : Fator de uso (pela ASME B31.8, $\eta_h = 0,71$)
- SMYS: Tensão de escoamento mínima
- k_t : Fator de depreciação causada pela temperatura (segundo a tabela da ASME B31.8, $k_t = 1.00$ para temperaturas abaixo de 121°C).

$$\sigma_h = \frac{(p_i - p_e)D}{2t} \quad [2.3]$$

Na qual:

- p_i : Pressão internas
- p_e : Pressão externas
- D : Diâmetro externo
- t : Espessura da parede.

2.5.2 Critério da tensão equivalente (Von Mises)

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_h^2 - \sigma_1\sigma_h + 3\tau_c^2} \leq \eta_e SMYS \quad [2.4]$$

Na qual:

- η_e : Fator de uso (pela ASME B31.8, $\eta_e = 0,90$),
- σ_1 : Tensão longitudinal característica (pela ASME B31.4 e ASME B31.8, é limitada a 60% da tensão de escoamento do duto)
- σ_h : Tensão circunferencial característica
- τ_c : Tensão cisalhante tangencial característica.

2.5.3 Colapso Hidrostático

A pressão externa limite é equivalente a pressão de colapso:

$$p_l^3 - p_{el} \cdot p_l^2 - \left(p_p^2 + p_{el} \cdot p_p \cdot f_0 \cdot \frac{D}{t} \right) \cdot p_l + p_{el} \cdot p_p^2 = 0 \quad [2.5]$$

Na qual:

- $p_{el} = \frac{2E}{(1-\nu^2)} \cdot \left(\frac{t}{D} \right)^3$
- $p_p = \eta_{fab} \cdot SMYS(T) \cdot \frac{2t}{D}$
- $f_0 = \frac{D_{max} - D_{min}}{D}$
- D : Diâmetro médio
- $SMYS(T)$: Limite escoamento mínimo na direção circunferencial
- E : Módulo de Young
- ν : coeficiente de Poisson
- η_{fab} : Fator de depreciação de fabricação

2.5.4 Contenção contra flambagem

É comum, devido às condições extremas de operação e instalação, que haja o risco de flambagem da estrutura tubular. Deste modo, é preciso estudar a necessidade de utilizar anéis de contenção, a qual é realizada da seguinte forma:

$$p_o - p_i \geq f_p P_{pr} \quad [2.6]$$

Na qual:

- P_{pr} : Propagação de pressão no duto ($P_{pr} = 24 \cdot SMYS \left(\frac{t}{D} \right)^{2.4}$)
- f_p : Fator de propagação de flambagem (0,80)

- t : Espessura do tubo
- D : Diâmetro externo

2.6 Materiais

Para a escolha do material de qualquer equipamento, é necessário conhecer a aplicação de cada tipo de material, suas propriedades, sua disponibilidade no mercado, seu custo e os fatores externos aos quais ele será submetido de modo a atender os requisitos de serviço de forma segura e econômica. (Silva Telles, 2003)

2.6.1 Propriedades Mecânicas

As propriedades mecânicas mais influentes na escolha do material são a ductilidade, limite de escoamento e limite de resistência. (Silva Telles, 2003)

2.6.2 Corrosão

Processos corrosivos, em geral, produzem resíduos contaminantes no fluido que escoam pelo equipamento. Deste modo, é necessário determinar o nível máximo de contaminação por resíduo de corrosão que se considera tolerável na produção. Além disso, deve-se conhecer as propriedades do material de modo que sua resistência mecânica não seja comprometida pelos processos corrosivos, evitando acidentes e prejuízos na produção. (Silva Telles, 2003)

2.6.3 Esforços Mecânicos e Tensões

O material deve ser capaz de suportar a solicitação de esforços sem que sua integridade física seja comprometida, isto é, suas propriedades mecânicas e dimensões devem ser compatíveis com as tensões resultantes dos esforços (como pressão, peso e cargas externas) nele exercidos. (Silva Telles, 2003)

2.6.4 Aços e suas aplicações

2.6.4.1 Aço-Carbono

O aço-carbono é comumente utilizado na indústria de óleo e gás por ter preço menor quando comparado aos demais, ser fácil de adquirir, possuir boa resistência mecânica e por ser fácil de manusear e soldar. As propriedades do aço-carbono variam conforme a concentração de carbono em sua composição.

Quanto maior o teor de carbono, maior sua dureza, maiores os limites de resistência e escoamento, porém menor será sua ductilidade. (Silva Telles, 2003)

O contato com umidade, com água e com oxigênio produz em sua superfície corrosão uniforme, podendo ser agravadas por agentes poluidores como SO_3 e SO_2 . Em regiões marítimas, os cloretos e H_2S são responsáveis pela corrosão do aço-carbono e quando o material está submerso em água salgada, ele é altamente afetado pela corrosão generalizada ou pela corrosão por pites, exigindo revestimento anticorrosivo ou proteção catódica. (Gentil, 1982)

Em serviços com hidrocarbonetos, há grande presença de impurezas formadas por compostos sulfurados e dependendo do emprego do equipamento ou peça de aço-carbono, o material pode ser utilizado até 280°C . Além disso, cloretos misturados com hidrocarbonetos podem ter grandes efeitos corrosivos quando abaixo do ponto de orvalho, pois ocasiona a formação de HCl diluído. (Gentil, 1982)

2.6.4.2 Aços Liga

Aços liga são todos aqueles que possuem elementos (elementos de liga) além daqueles que existem dos aços-carbono. Esse material é consideravelmente mais caro quando comparado ao custo do aço-carbono, e seu valor aumenta conforme o teor de elementos de liga. Desta forma, ele só é empregado quando suas propriedades são insubstituíveis pelas de outro material. (Silva Telles, 2003)

Os aços liga são comumente utilizados em serviços acima ou abaixo dos limites de temperatura de serviço do aço-carbono, e dentro desses limites quando necessária uma maior resistência à fluência ou corrosão (por serem mais resistentes a corrosão do que o aço carbono, são utilizados na indústria alimentícia e farmacêutica para reduzir a quantidade de resíduos de corrosão contaminantes). Além disso, ele é utilizado em situações que requerem grandes esforços mecânicos (como pressões elevadas) por sua alta resistência. (Silva Telles, 2003)

2.6.4.3 Aços Inoxidáveis

Aços inoxidáveis são aqueles que não enferrujam devido a adição cromo de ao menos 12% até 26% a sua composição. Eles são aços de alta liga contendo, também, até 22% de Níquel. Eles são mais caros que os aços-carbono e que alguns aços de baixa liga. São empregados em casos semelhantes aos aços-liga quando não há possibilidade de utilizar nenhum outro material. O aço inoxidável mais importante e utilizado é o austenítico, que possui grande resistência a corrosão, boa resistência a fluência e grande resistência a fadiga mecânica. (Silva Telles, 2003)

2.6.5 Seleção da Grade do Material

Para a seleção do material que constituirá a estrutura dos dutos submarinos, é necessário levar em consideração o custo, resistência mecânica, soldabilidade e resistência a corrosão. Esta análise é uma etapa complexa, visto que é necessário avaliar os custos de fabricação, instalação e operação. (Silva Telles, 2003)

É intuitivo concluir que o custo dos aços aumenta conforme sua grade, porém isto não significa que o custo-benefício para esses aços seja insatisfatório. O aumento da grade do material pode proporcionar reduções na espessura da tubulação, e conseqüentemente, uma redução no peso e no custo de fabricação. Apesar de aços de grade alta possuírem menor soldabilidade quando comparados ao de grades inferiores, a redução de peso proporciona também uma redução das tensões durante a instalação. Por esta razão, a seleção do material se torna uma tarefa complexa, visto que sempre existirão vantagens e desvantagens para cada escolha. Deste modo, deve-se sempre prezar pela otimização da grade do material, que se refere a escolha de materiais que proporcionem a minimização dos custos de fabricação e instalação e que possuam propriedades mecânicas que suportem as demandas da operação. (Silva Telles, 2003)

2.7 Estudo de caso

O estudo de caso deste projeto contemplará somente a análise de dutos rígidos submarinos (*flowlines*), apoiados horizontalmente no leito submarino, submetidos somente aos efeitos das pressões interna e externa, tendo como base as dimensões e características de uma das linhas de tubulação típica para lâminas d'água de até 1000 m.

Tabela 1 - Dimensões e características do duto.

Diâmetro Externo [mm]	Margem de Corrosão [mm]	Material	SMYS [MPa]	SMTS [MPa]	Pressão Interna [MPa]	Pressão Externa [MPa]
323,8	3,00	API-5L B	245	415	20	10

Para determinar a espessura mínima do duto para conter a pressão interna, utiliza-se a ASME B31.3 como referência na qual está descrito o procedimento que deve ser utilizado calcular a espessura, como exposto na fórmula abaixo:

$$t = \frac{PD}{2(SEW + PY)} \quad [2.7]$$

Na qual:

- P : Pressão interna
- D : Diâmetro externo
- W : Fator de redução de junta pela solda ($W = 1$)
- Y : $Y = 0,4$ para o aço API 5L B,
- $S = F \cdot E \cdot S_y$
- F : Fator de obtenção da tensão admissível aplicável ($F = 0,75$)
- E : Fator de qualidade ($E = 1$).

Para uma pressão interna de 20 MPa, o valor calculado para espessura mínima da parede do duto é de $t = 19,7 \text{ mm}$.

Em seguida, utiliza-se a ASME VIII DIV. I como guia para avaliar se a espessura calculada é suficiente para conter a ação da pressão externa no duto. Como já se conhece o valor de diâmetro externo, material e a espessura inicial

do duto, estima-se um valor para a distância L entre dois apoios e determina-se as seguintes razões:

Para $L = 1000 \text{ mm}$:

$$\frac{L}{D_0} = \frac{1000}{323,8} = 3,09 \quad e \quad \frac{D_0}{t} = \frac{323,8}{19,7} = 16,5$$

Com base na figura 14 é possível utilizar essas razões para identificar o valor correspondente ao fator A:

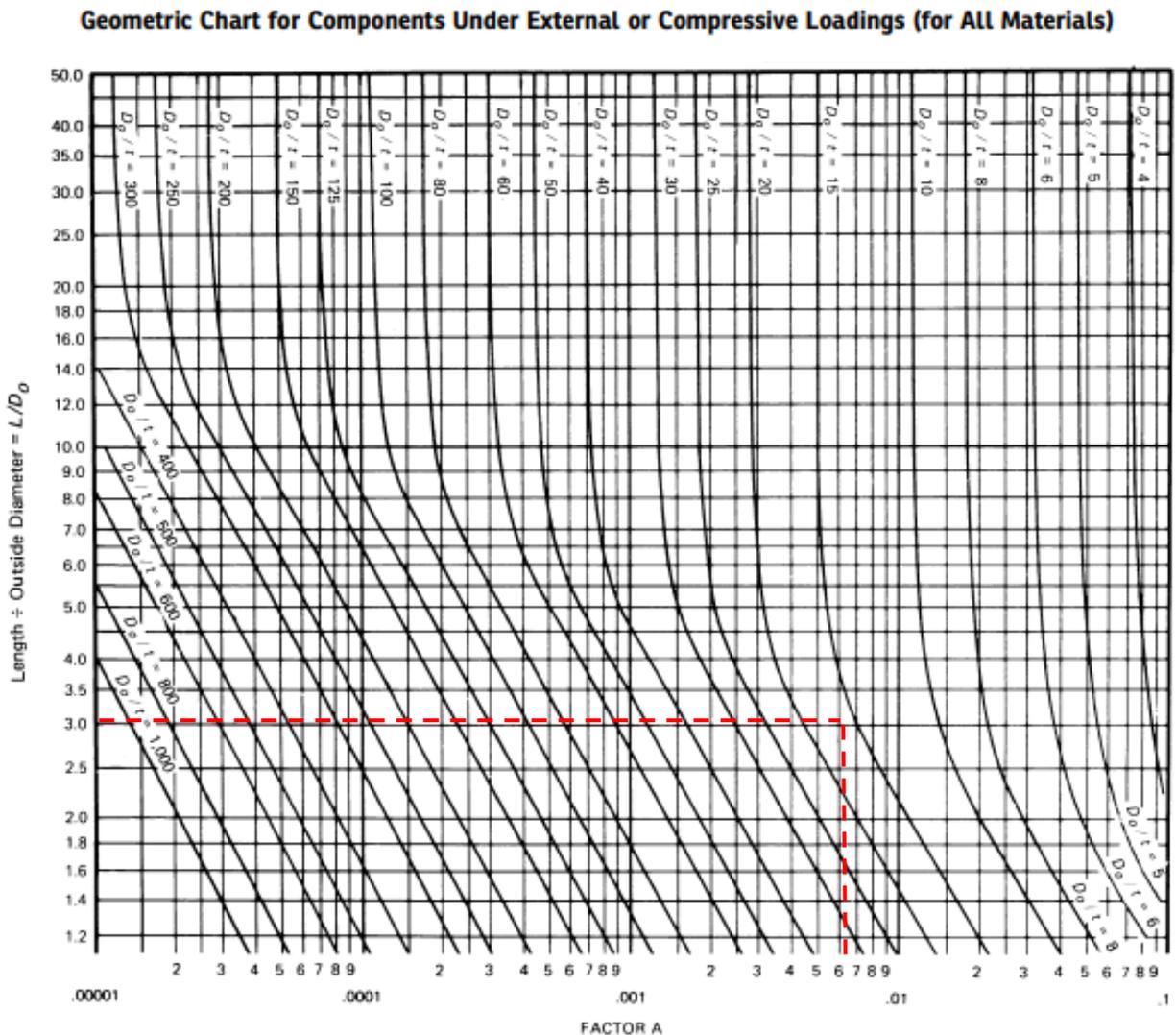


Figura 14 - Obtenção do fator A (ASME, 2019)

Para $A = 0,0065$, materiais de aço carbono ou aços de baixa liga, limites de escoamento superiores a 207 MPa e temperaturas até 150°C, pode-se obter o valor referente ao fator B pela Figura 15:

Chart for Determining Shell Thickness of Components Under External Pressure Developed for Carbon or Low Alloy Steels With Specified Minimum Yield Strength 207 MPa and Higher

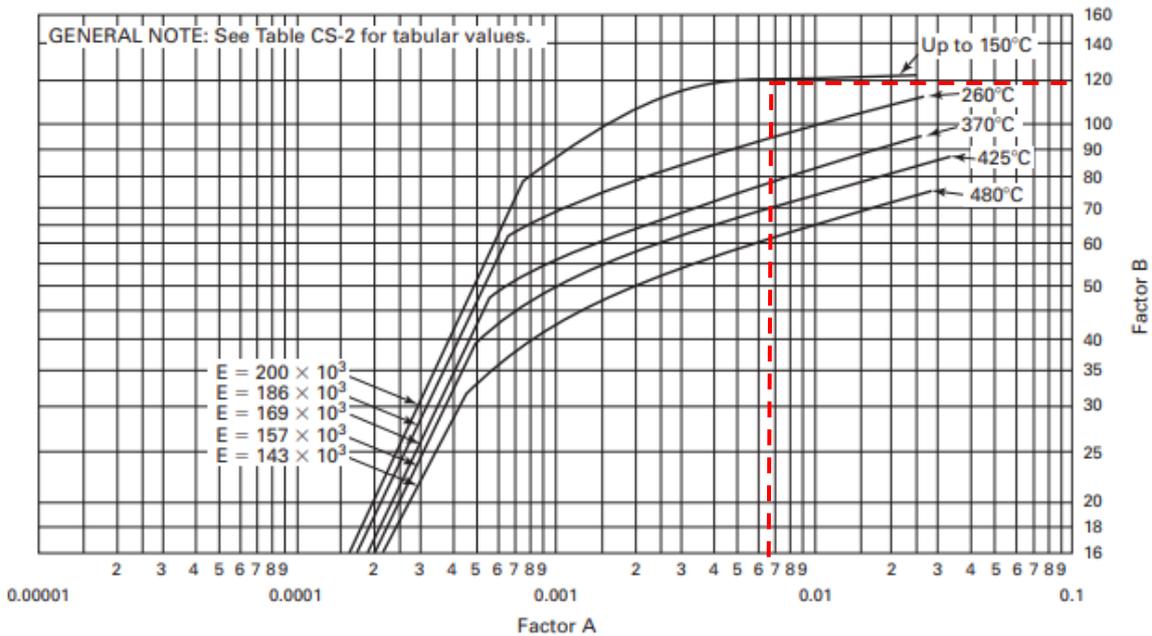


Figura 15 - Obtenção do fator B (ASME, 2019)

Ao obter o fator B (aproximadamente 120 MPa), é possível calcular a pressão externa admissível de operação do duto:

$$P_a = \frac{4B}{3\left(\frac{D_0}{t}\right)} = 4 \cdot \frac{120}{3\left(\frac{323,8}{19,7}\right)} = 9,7 \text{ MPa} \quad [2.8]$$

Como a pressão externa atuando no duto é de 10 MPa, a espessura inicial de 19,6 mm não é adequada para contê-la. Mais adiante este valor será ajustado para que a estrutura tubular não sofra os efeitos da flambagem causada pela pressão externa.

3. MODOS DE FALHA DE DUTOS RÍGIDOS

Para o dimensionamento de dutos submarinos, considera-se sempre o cenário mais crítico que a estrutura possa ser submetida durante sua operação. Desta forma, o projetista garante que a estrutura será capaz de suportar todos os esforços de forma segura, sem comprometer suas propriedades e sua integridade física. Atualmente, com a experiência adquirida pela indústria de exploração *offshore*, sabe-se que os maiores carregamentos a que um duto submarino é submetido são: flexão, força longitudinal durante a instalação; e pressão interna e pressão externa durante a operação (Bai, 2014). A seguir, discutiremos os modos de falha aos quais um duto submarino está sujeito. A metodologia de análise engloba cálculos sugeridos por diversas normas de engenharia, como API, ASME, DNV e ABS.

3.1 Flexão Pura

Dutos, quando submetidos a flexão pura, sofrem com a ovalização de sua seção transversal podendo resultar em uma falha estrutural. (Bai, 2014)

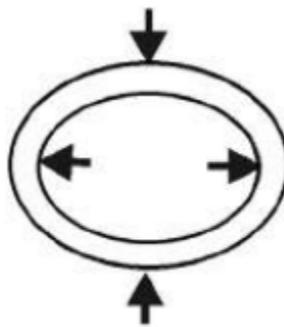


Figura 16 - Ovalização por flexão pura (Bai, 2014)

A ocorrência desse modo de falha varia conforme a razão de diâmetro e espessura de parede do duto, e a capacidade do duto a resistir a flexão pura pode ser calculada por:

$$M_{C(F=0,P=0)} = \left(1.05 - 0.0015 \cdot \frac{D}{t}\right) \cdot SMYS \cdot D^2 \cdot t \quad [3.1]$$

Na qual:

- D : Diâmetro médio
- t : Espessura do duto
- $SMYS$: Limite de escoamento mínimo

Tabela 2 - Propriedades Duto

Diâmetro Médio [mm]	SMYS [MPa]	Espessura Duto [mm]
304	245	19,7

Logo:

$$M_c = 458,32 Nm$$

3.2 Pressão Externa

A exposição do duto a pressão externa resulta em uma alteração na sua superfície circular (consequente de imperfeições geométricas ou do material), devido a grandes tensões circunferenciais em suas extremidades inferiores e superiores. (Bai, 2014)

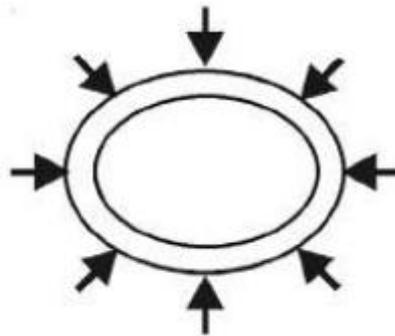


Figura 17 - Efeito da pressão externa na superfície circular. (Bai, 2014)

Assim como no modo de falha anterior, a tensão circunferencial de falha varia conforme a razão de diâmetro e espessura de parede, e a pressão crítica de colapso por pressão externa para razões baixas (menores que 10) é dada por:

$$p_c^3 - p_{el} \cdot p_c^2 - \left(p_p^2 + p_{el} \cdot p_p \cdot f_0 \cdot \frac{D}{t} \right) \cdot p_c + p_{el} \cdot p_p^2 = 0 \quad [3.2]$$

Na qual, como avaliado anteriormente:

- $p_{el} = \frac{2E}{(1-\nu^2)} \cdot \left(\frac{t}{D}\right)^3$;
- $p_p = SMYS \cdot \frac{2t}{D}$;
- $f_0 = \frac{D_{max} - D_{min}}{D}$;
- D : Diâmetro médio;
- $SMYS(T)$: Limite de escoamento mínimo na direção circunferencial;
- E : Módulo de Young;
- ν : Coeficiente de Poisson.

Tabela 3 - Parâmetros para cálculo da pressão de colapso

Módulo de Young [GPa]	SMYS [MPa]	Diâmetro Médio [mm]	Espessura Duto [mm]	Coeficiente de Poisson
200	245	304	19,7	0,3

Tem-se:

$$p_{el} = 119,50$$

$$p_p = 31,74$$

$$f_0 = 0,129$$

$$p_c = 12,16 \text{ MPa}$$

3.3 Pressão Interna

O duto, quando submetido a altos valores de pressão interna, pode sofrer rompimento de sua seção transversal. (Bai, 2014)

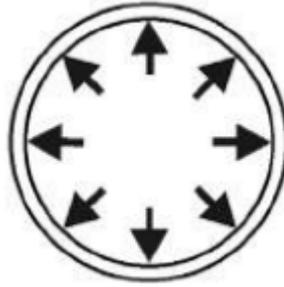


Figura 18 - Seção tubular submetida a pressão interna (Bai, 2014)

Isto ocorre pois há uma redução de espessura da parede do duto resultante da expansão da seção transversal devido à pressão interna. O aumento da tensão circunferencial, conseqüente da redução de espessura resulta no rompimento da estrutura tubular. A pressão de rompimento pode ser calculada de acordo com a relação sugerida pela API RP 1111:

$$P_b = 0.90(SMTS + SMYS) \cdot \frac{t}{D - t} \quad [3.3]$$

Na qual:

- *SMTS*: Tensão de falha
- *SMYS*: Limite de escoamento mínimo
- *D*: Diâmetro externo
- *t*: Espessura do duto.

Esta relação utilizada para cálculo da pressão crítica interna foi extraída da API RP 1111, que será abordada posteriormente ao longo do projeto.

Tabela 4 - Parâmetros para cálculo da pressão interna crítica

SMTS [MPa]	SMYS [MPa]	Diâmetro Externo [mm]	Espessura Duto [mm]
415	245	323,8	19,7

Logo:

$$P_b = 41,15 \text{ MPa}$$

3.4 Tração

Assim como na pressão interna, dutos submetidos a tração sofrem a redução de espessura. Como consequência dos esforços longitudinais, a parede da seção transversal diminui e dependendo da força de tração, pode resultar na falha do duto. (Bai, 2014) A força máxima de tração é dada por:

$$F_T = SMTS \cdot A \quad [3.4]$$

Na qual:

- A : Área transversal do duto $A = 0,0155 \text{ m}^2$

Logo:

$$F_T = 7,81 \text{ kN}$$

3.5 Compressão

O duto, quando submetido a forças compressivas altas, pode falhar por flambagem localizada (Bai, 2014). Assim como no caso de força trativa, a força máxima compressiva pode ser calculada por:

$$F_C = SMTS \cdot A \quad [3.5]$$

$$F_C = 7,81 \text{ kN}$$

4. NORMA DE PROJETO DE DUTOS SUBMARINOS

4.1 API RP 1111

O *American Petroleum Institute* (API) desenvolve diversas normas e práticas recomendadas (RP) que são frequentemente utilizadas no projeto de equipamentos e estruturas da indústria de óleo e gás e em sua manutenção. Suas normas e recomendações têm como objetivo guiar o projetista de modo a garantir a funcionabilidade, segurança e otimização da estrutura nos mais variados projetos de engenharia, além de prezar pela preservação do meio ambiente. Novas edições revisadas são publicadas periodicamente de modo a atualizar as informações e aprimorar os métodos contidos nela. (American Petroleum Institute, 2021)

A API RP 1111 foi desenvolvida com o intuito de promover conhecimento na área de transporte de hidrocarbonetos de forma econômica e segura na exploração de petróleo *offshore*, e garantir a integridade física das estruturas tubulares para uma operação eficiente para condições de pressão externa. Sua criação foi motivada pela existência de normas que levavam a estruturas superdimensionadas e prezavam por resultados muito conservadores para dutos submarinos submetidos a alta pressão. (American Petroleum Institute, 2021)

4.1.1 Pressões de Críticas de Projeto

Nesta etapa do projeto, será utilizado o valor de espessura calculado na seção 2 do projeto para conter a pressão interna segundo a ASME VIII DIV I, assim como os demais parâmetros pré-determinados.

4.1.1.1 Pressão Interna

A API RP 1111 determina que a pressão de rompimento do duto é calculada em função das propriedades do material, da espessura da parede e do diâmetro médio do duto:

$$P_b = \frac{0.90(SMYS + SMTS)t}{D - t} = 41,15 \text{ MPa} \quad [4.1]$$

4.1.1.2 Pressão Externa

Tubulações utilizadas na exploração *offshore* de petróleo podem ser submetidas a situações nas quais a pressão externa é maior que a pressão interna. Este gradiente de pressão pode resultar na flambagem ou até mesmo no colapso da estrutura tubular. (Bai, 2014)

Para que não ocorra colapso do duto, as pressões que atuam nela precisam obedecer a seguinte equação:

$$f_o P_c \geq (P_o - P_i) \quad [4.2]$$

Na qual:

- f_o : Fator de colapso ($f_o = 0.7$)
- P_c : Pressão de colapso
- P_o : Pressão hidrostática externa
- P_i : Pressão interna do duto

A pressão de colapso é aproximada pela seguinte relação (API RP 1111, 2015):

$$P_c = \frac{P_y P_e}{\sqrt{P_y^2 + P_e^2}} \quad [4.3]$$

$$P_y = 2 \cdot SMYS \left(\frac{t}{D} \right) \quad [4.4]$$

$$P_e = \frac{2E \left(\frac{t}{D} \right)^3}{(1 - \nu^2)} \quad [4.5]$$

Na qual:

- P_e : Pressão de colapso elástico do duto
- P_y : Pressão de colapso por escoamento

Tabela 5 - Pressões de colapso segundo API 1111

Pressão de Colapso Elástico (P_e)	Pressão de Colapso por Escoamento (P_y)	Pressão de Colapso (P_c)
119,5 MPa	31,74 MPa	30,67 MPa

A pressão de colapso, P_c , disponibilizada na Tabela 5, precisa satisfazer a seguinte condição:

$$P_c \geq \frac{P_o - P_i}{f_0} = \frac{10}{0,7} = 14,3 \text{ MPa}$$

$$30,67 \text{ MPa} \geq 14,3 \text{ MPa}$$

Deste modo, conclui-se que de acordo com a API RP 1111, a espessura adotada é segura em relação ao colapso da estrutura tubular devido aos efeitos da pressão externa.

4.1.1.3 Flambagem

Segundo a API RP 1111, para evitar a flambagem resultante da flexão em conjunto com a pressão externa, deve-se obedecer a seguinte relação:

$$\frac{\varepsilon}{\varepsilon_b} + \frac{P_o - P_i}{f_c P_c} \leq g(\delta) \quad [4.6]$$

Na qual:

- f_c corresponde ao fator de colapso para pressão externa e cargas fletoras ($f_c = \frac{f_0}{g(\delta)}$);
- $g(\delta)$ corresponde ao fator de redução ao colapso ($g(\delta) = (1 + 20(\delta))^{-1}$);
- δ representa a ovalidade do duto ($\delta = \frac{D_{max} - D_{min}}{D_{max} + D_{min}}$);
- ε representa a deformação admissível por flexão na presença de pressão externa, e, segundo a ASME B31.4, corresponde a 2% da ductilidade do material;

- ε_b representa a deformação de flambagem por flexão pura ($\varepsilon_b = \frac{t}{2D}$).

Tabela 6 - Parâmetros para análise de flambagem.

Fator de Colapso (f_c)	Ovalidade (δ)	Fator de Redução ao Colapso ($g(\delta)$)	Deformação de Flambagem (ε_b) [mm]
1,61	6,50%	0,44	0,0304

A deformação admissível por flambagem é calculada pela inequação 20:

$$\varepsilon \leq \left(g(\delta) - \frac{P_o - P_i}{f_c P_c} \right) \varepsilon_b$$

$$\varepsilon \leq 0,0066mm$$

Além dos cuidados mencionados anteriormente, a API RP 1111 recomenda que medidas contra a propagação de flambagem sejam tomadas, visto que as estruturas não são perfeitamente circulares, podendo resultar na falha dos dutos (este assunto será abordado com mais profundidade na seção 5 do projeto). Para isto, estuda-se a necessidade de anéis de reforço para conter a flambagem para um valor pré-determinado de espessura tubular:

$$P_o - P_i \geq f_p P_p \quad [4.7]$$

Na qual, $P_p = 24 \cdot SMYS \left[\frac{t}{D} \right]^{2.4}$ e f_p corresponde ao fator de propagação de flambagem ($f_p = 0.80$).

$$P_p = 7,10 MPa$$

$$P_o - P_i = 10 MPa$$

$$f_p P_p = 0,8 \cdot 7,10 = 5,68 MPa$$

$$10 MPa > 5,68 MPa$$

Isto significa que é recomendado a utilização de anéis para enrijecer a estrutura tubular para uma espessura de 19,7 mm ou aumentar a espessura da tubulação.

5. CONTENÇÃO DE FLAMBAGEM

A flambagem corresponde a uma flexão resultante de forças de compressão. É um mecanismo de falha muito comum em estruturas esbeltas quando submetidas a cargas compressivas, devido à instabilidade estrutural por elas causadas, se assemelhando a uma encurvadura da estrutura. A flambagem pode ser localizada, quando ocorre somente em uma pequena região da estrutura, ou pode ser globalizada, que corresponde ao caso em que toda a estrutura flamba como um todo. (Meggiolaro & Castro, 2009)

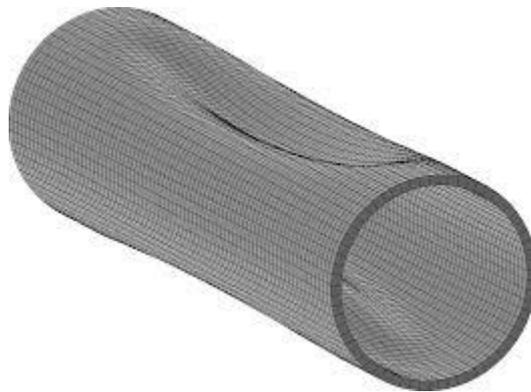


Figura 19 - Flambagem Local de Dutos Sob Pressão Externa (Selker, 2013)

Para conter a flambagem pode-se fazer uso de anéis na estrutura tubular de modo a promover rigidez com o intuito de garantir que eles terão capacidade suficiente de suportar a pressão externa atuante. Quando se descarta a utilização destes anéis, normalmente a resistência é compensada no aumento da espessura da parede do duto. Esta medida traz simplicidade na estrutura e na manufatura destes dutos, e conseqüentemente resulta na redução do custo quando comparado aos dutos enrijecidos. (Bai, 2014)

Entretanto, na indústria *offshore*, pelas condições de serviço impostas pelo ambiente, muitas vezes não é possível renunciar aos anéis, pois a pressão externa é alta podendo causar flambagem localizada, visto que as estruturas não são perfeitamente circulares. Além disso, com a utilização dos anéis, é possível reduzir a espessura dos dutos, tornando-os mais leves quando comparados aos dutos simples, e a flambagem e o colapso da estrutura podem ser evitados desde que o projeto seja realizado de forma apropriada. (Bai, 2014)

5.1 Anéis de Reforço

Na seção anterior do projeto, pôde-se concluir que uma espessura de 19,7 mm não seria capaz de conter os efeitos da pressão externa segundo a ASME VIII DIV I e da propagação de flambagem segundo a API RP 1111. Deste modo, deve-se fazer alguns ajustes de projeto para adequar a estrutura aos efeitos da pressão externa.

5.1.1 Ajuste da espessura da tubulação

Nesta etapa do projeto, será necessário realizar um processo recursivo para obter um valor adequado para a espessura de parede do duto capaz de conter a flambagem. Utiliza-se como base a ASME VIII DIV I para fazer essa adequação, já que a espessura de 19,7 milímetros não é suficiente para conter os efeitos da pressão externa, como visto na seção 2 do projeto:

Tabela 7 - Relação da espessura do duto e a pressão admissível.

Comprimento do Intervalo [mm]	Espessura do duto [mm]	Fator A	Fator B	Pressão Admissível [MPa]	Pressão de Propagação de Flambagem [MPa]
1000	20	0,0065	120	9,88	7,36
1000	21	0,0065	120	10,38	8,28
1000	22	0,0071	120	10,87	9,26

A espessura de 22 mm é suficiente para conter a pressão externa segundo a ASME VIII DIV I. Agora, verifica-se se pela API RP 1111 ela é suficiente para conter a propagação de flambagem.

$$P_o - P_i \geq f_p P_p$$

$$P_o - P_i \geq 0.8 \cdot 9,26 = 7,40$$

$$10 \text{ MPa} > 7,40 \text{ MPa}$$

Assim, pode-se concluir que para uma espessura de 22 mm, mesmo que a estrutura seja capaz de conter a pressão externa, ainda há recomendação de adotar anéis de reforço na estrutura tubular.

5.1.2 Novas condições de projeto

Após determinar a espessura mínima que o duto deve ter para suportar a pressão externa a qual ele é submetido, deve-se verificar se ela, somada à sobre espessura de corrosão ($22 + 3 = 25 \text{ mm}$), corresponde a uma espessura comercial. Deste modo, verificou-se que há dutos de 323,8 mm de diâmetro externo com parede de 25,4 mm disponíveis no mercado. Assim, as contas para condições de projeto devem ser refeitas para este novo valor de espessura. A pressão externa admissível, segundo os cálculos sugeridos pela ASME VIII DIV I, para uma espessura de 22,4 mm (descontando a margem de corrosão) será dada pela tabela 8:

Tabela 8 - Pressão admissível com a nova espessura

Espessura do duto [mm]	Fator A	Fator B	Pressão Admissível [MPa]
22,4	0,0073	121	11,16

Em seguida, serão recalculados os parâmetros críticos de modo de falha obtidos na seção 3 do projeto, na tabela 9, e os obtidos segundo a API RP 1111 na seção 4, na tabela 10.

Tabela 9 - Modos de falha com a nova espessura

Pressão Colapso [MPa]	Pressão rompimento [MPa]
14,22	47,69

Tabela 10 - Parâmetros críticos com a nova espessura segundo a API 1111

Pressão Colapso [MPa]	Pressão rompimento [MPa]
35,70	47,69

Em seguida, será reavaliada a recomendação da utilização dos anéis de reforço segundo a API RP 1111:

$$P_o - P_i \geq f_p P_p$$

$$\text{para } t = 22,4 \text{ mm } P_p = 11,48$$

$$P_o - P_i \geq 0,8 \cdot 11,48 = 9,18$$

$$10 \text{ MPa} > 9,18 \text{ MPa}$$

Deste modo, conclui-se a espessura é suficiente para conter os efeitos da pressão externa segundo a ASME VIII DIV I, mas para a API RP 1111 ainda é recomendada a adoção de anéis de reforços na estrutura tubular para conter a propagação de flambagem. Para concluir se é necessária a inclusão dos anéis, a análise contará com o auxílio do *software* PV Elite, de modo a observar os reais efeitos estruturais dessa adição.

5.1.3 PV Elite

O *software* PV Elite é amplamente utilizado em projetos de vasos de pressão na indústria de óleo e gás. Ele auxilia na análise das pressões e cargas atuantes de modo a facilitar as escolhas de dimensões adequadas de modo que sua integridade física seja preservada e segurança de sua operação garantida. Seus cálculos são realizados com embasamento nas normas internacionais mais utilizadas e relatórios das análises são automaticamente gerados de modo a resumir os equacionamentos. (Hexagon, 2021)

Os dados inseridos no PV Elite para os valores de diâmetro externo e sobre espessura de corrosão foram os mesmos utilizados nas análises anteriores, e a espessura utilizada foi a calculada de 22,4 mm, de modo a verificar se o valor encontrado para a pressão admissível analiticamente

corresponde com o previsto pelas simulações numéricas. Além disso, o PV Elite irá auxiliar na avaliação da necessidade de adoção de anéis de rigidez, assim como no dimensionamento deles.

5.1.3.1 Validação das pressões admissíveis

Nesta etapa do projeto, o PV Elite foi utilizado para analisar a confiabilidade dos resultados analíticos. Para isto, uma primeira simulação foi realizada sem a adoção de anéis de reforço, utilizando somente os seguintes parâmetros disponíveis na tabela 11:

Tabela 11 - Dados Inseridos no PV Elite

Espessura Nominal [mm]	Margem de Corrosão [mm]	Diâmetro Externo [mm]	Comprimento Segmento [mm]	Pressão Externa [MPa]	Pressão Interna [MPa]	Material
25,4	3,00	323,8	1000	10	20	API-5L B

Observe abaixo os dados inseridos no PV Elite:

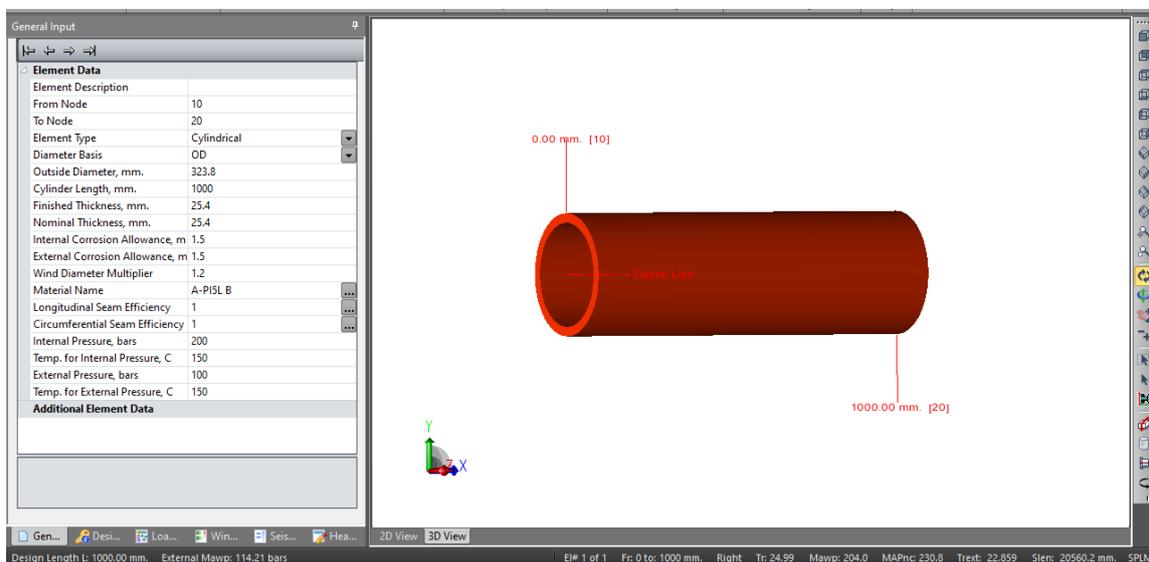


Figura 20 - Dados inseridos no PV Elite

Os resultados de pressão externa e pressão interna admissíveis obtidos por meio das simulações do *software* estão descritas na tabela 12 abaixo:

Tabela 12 - Pressões admissíveis obtidas pela simulação

Pressão Colapso [MPa]	Pressão rompimento [MPa]
11,40	20,4

Além disso, para fazer esta análise comparativa de resultados, é importante lembrar os valores obtidos nos cálculos executados anteriormente, que se encontram na tabela 13 abaixo:

Tabela 13 - Pressões amissíveis obtidas analiticamente

Pressão Colapso [MPa]	Pressão rompimento [MPa]
11,16	20,2

Para avaliar quantitativamente se os resultados obtidos são compatíveis, o cálculo do erro percentual foi feito:

$$e(\%) = \frac{|X_{Analítico} - X_{Numérico}|}{X_{Analítico}} \cdot 100 \quad [5.1]$$

Na qual:

- $X_{Numérico}$: Pressão admissível obtida por meio do PV Elite
- $X_{Analítico}$: Pressão admissível encontrada por meio das fórmulas

Para a pressão externa admissível, tem-se:

$$e(\%) = \frac{|11,16 - 11,4|}{11,16} \cdot 100 = 2,15\%$$

Para a pressão interna admissível, tem-se:

$$e(\%) = \frac{|20,20 - 20,40|}{20,20} \cdot 100 = 0,99\%$$

Os valores obtidos para os erros percentuais são satisfatórios, podendo ser consequências das interpolações e aproximações feitas durante a leitura dos gráficos, comprovando que o duto está seguro para os efeitos da pressão externa de acordo com a ASME VIII DIV I.

5.1.3.2 Anel de Reforço

Para os valores de pressões admissíveis calculadas e para as dimensões adotadas, a API RP 1111 recomenda o uso de anéis de reforço na estrutura tubular para conter a propagação de flambagem ou o aumento da espessura da estrutura. O PV Elite será utilizado para definir as dimensões do anel para garantir que o momento de inércia de área requerido seja alcançado para que assim seja possível avaliar a real necessidade da implementação dos anéis de reforço. O momento de inércia requerido pelo anel é dado pela seguinte relação:

$$I_{req} = D_{ext}^2 \cdot \frac{L(t + A_{anel})}{10,9} \cdot A_{req} \quad [5.2]$$

Na qual:

- D_{ext} : Diâmetro externo do duto
- L : Distância que o anel será posicionado
- t : Espessura do duto
- A_{anel} : Área da seção transversal do anel
- A_{req} : Coeficiente obtido por meio do procedimento exemplificado na seção 2. (ASME, 2019)

A tabela 14 abaixo contém as medidas adotadas para o anel que satisfazem o momento de inércia de área requerido e seu posicionamento para realização da simulação:

Tabela 14 - Dimensões e posicionamento do anel de reforço

Espessura [mm]	Diâmetro Interno [mm]	Diâmetro Externo [mm]	Posicionamento [mm]
14	323,8	370,0	500

A figura 21 representa o posicionamento do anel:

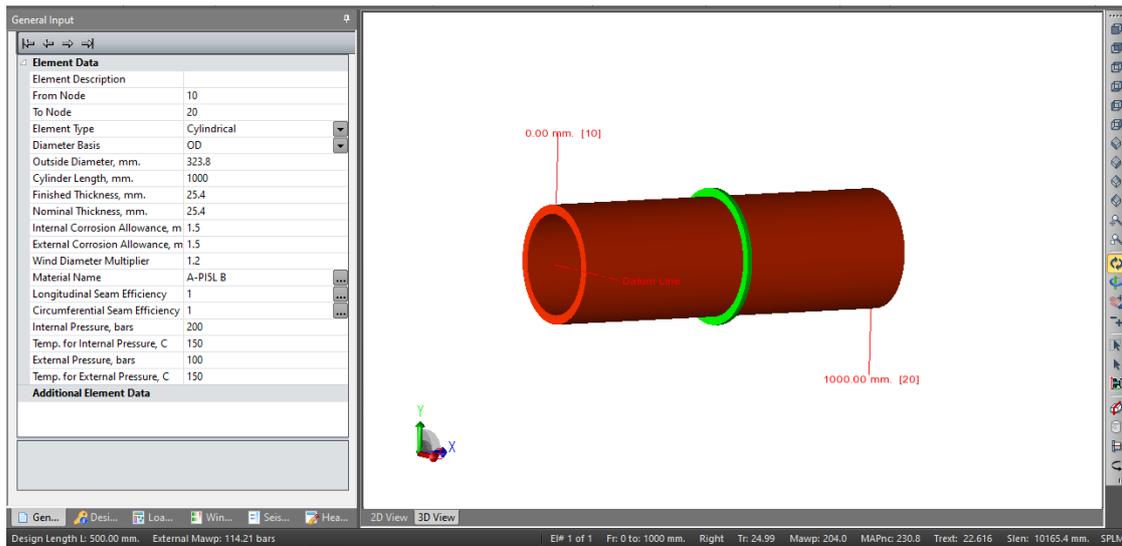


Figura 21 - Posicionamento anel de reforço

Como resultado da simulação, foi possível observar na memória de cálculo uma redução de aproximadamente 1,3% na espessura requerida para suportar os efeitos da pressão externa. Já os valores de pressões internas e externas admissíveis são iguais às obtidas para o caso sem a adoção do anel de reforço. Isto indica que a estrutura está segura para as condições de operação utilizando 22,4 mm de espessura (descontando a margem de corrosão) e adotando o anel de reforço, porém apresenta melhorias muito pequenas para a estrutura tubular. Portanto, como não há consequências significativas no desempenho da estrutura que justifiquem o custo de implementação dos anéis de reforço, optou-se pela não utilização deles.

Deste modo, estes resultados serão reavaliados com o auxílio de análises computacionais a fim de concluir se a estrutura tubular simples (sem os anéis) é capaz de suportar os efeitos das pressões atuantes nas diversas condições estudadas ao longo do projeto.

6. MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS

6.1 Introdução a Análise Estrutural

A análise estrutural é uma etapa fundamental em projetos de estruturas de engenharia. Após a concepção do projeto, na qual se avalia as necessidades de funcionalidade, o desempenho esperado e as condições de segurança para evitar falha, realiza-se a análise estrutural de modo a adequar e garantir que a estrutura suporte as condições as quais é submetida. Em seguida, com esta etapa concluída, o projeto é documentado para que assim seja possível iniciar a fabricação da estrutura. (ESSS, 2021)

Para solucionar projetos de engenharia, utiliza-se métodos tradicionais, nos quais os resultados são obtidos de forma analítica, por meio de equacionamentos, e experimentalmente, por meio de testes nos quais um modelo é criado e submetido a uma situação de ensaio controlado de modo a obter dados a respeito do comportamento da estrutura. (ESSS, 2021)

Apesar de serem comumente utilizados, os métodos tradicionais possuem seus desafios. O analítico, mesmo sendo uma metodologia bem fundamentada, possui grandes dificuldades em relação a complexidade das geometrias estudadas. Normalmente, ele trabalha com simplificações dessas geometrias, tornando os resultados menos precisos, podendo comprometer a análise detalhada do comportamento do componente. Já o método experimental, por ter que contar com a fabricação de um protótipo em escala reduzida para a realização da análise, várias repetições do procedimento são necessárias para que se atinja resultados confiáveis, aumentando o custo de projeto. Além disso, ambos métodos exigem um longo período para serem executados, pois envolvem tempo de fabricação do modelo e de cálculo das soluções analíticas. (ESSS, 2021)

Os métodos numéricos têm como objetivo utilizar códigos para realizar um estudo virtual do equipamento. Ele corresponde a uma solução intermediária aos métodos tradicionais, e por meio de modelos matemáticos, realiza um ensaio virtual para obter respostas gráficas e numéricas a respeito do comportamento da estrutura. Apesar de o modelo numérico apresentar uma solução aproximada, ele corresponde a uma solução próxima do modelo físico com respostas muito mais rápidas e com custo muito mais baixo quando comparado ao método

experimental. Outra vantagem, é que este método possibilita a parametrização do modelo, permitindo a alteração de variáveis geométricas e condições de operação de modo a observar o comportamento da estrutura, cobrindo um número maior de cenários. Mesmo sendo uma boa estratégia de estudar a estrutura, este método não substitui os tradicionais, e sim os complementa, de modo a obter o melhor projeto de engenharia. No estudo de estruturas submarinas, por exemplo, é interessante realizar uma análise numérica visto que é possível observar o comportamento das estruturas sob condições extremas de pressão externa por meio das simulações. (ESSS, 2021)

A análise estrutural é iniciada a partir do design preliminar do projeto, e com a geometria definida, é feita uma discretização da estrutura, na qual ela é convertida em uma malha formada por elementos conectados por pontos nodais, de modo a desenvolver o modelo matemático que representa a análise de elementos finitos. Em seguida, são definidos os carregamentos aplicados e as restrições de movimento da estrutura para que o modelo seja capaz de calcular os esforços sofridos pelo componente, para que assim o projetista possa obter os resultados necessários. (ESSS, 2021)

Para interpretar os resultados, o engenheiro deve avaliar alguns critérios para poder concluir se a estrutura é adequada determinada aplicação, sendo eles: resistência (comparação de tensões atuantes com as admissíveis); rigidez (controle de deslocamentos da estrutura); durabilidade (análise de fadiga); e estabilidade (análise de flambagem). (ESSS, 2021)

6.2 Metodologia dos Elementos Finitos

A metodologia dos elementos finitos envolve a solução de equações diferenciais de modo a resolver problemas de engenharia com diversas características. É um método de aproximação que transforma um problema complexo em um conjunto de problemas menores. Nele, tem-se uma malha com número finito de elementos, nos quais as equações diferenciais não são resolvidas diretamente. Elas são substituídas por um método numérico que forneça uma solução aproximada, porém condizente com a realidade. Em outras palavras, o método dos elementos finitos transforma um sistema contínuo com um número infinito de variáveis em um sistema discretizado com um número finito de variáveis desconhecidas. Seus elementos serão utilizados para

caracterizar uma sequência de equações que trará o resultado global do sistema. (ESSS, 2021)

6.3 Tipos de Elementos

6.3.1 Elementos de Sólido

Utilizado em estruturas tridimensionais, nas quais todas as dimensões possuem tamanho semelhante. Pode ser formado por hexaedros, prismas ou tetraedros, como demonstrado na figura 21. (Mirlisenna, 2021)

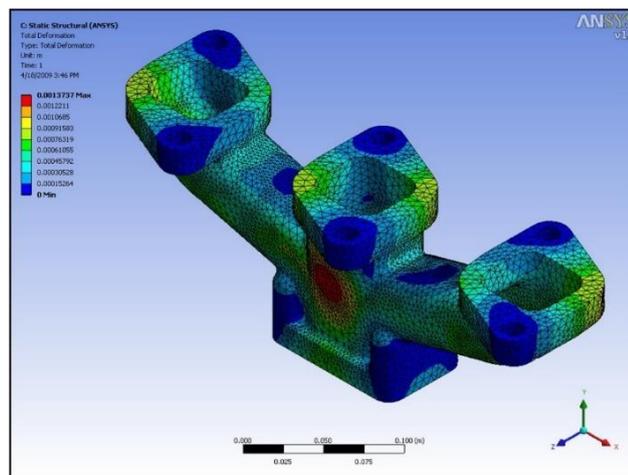


Figura 21 - Exemplo Elemento de Sólido (Mirlisenna, 2021)

6.3.2 Elementos de Casca

Utilizado em estruturas bidimensionais, nas quais uma dimensão possui tamanho consideravelmente menor que as duas demais. São formados por elementos triangulares ou de quadriláteros, como demonstrado na figura 22. (Mirlisenna, 2021)

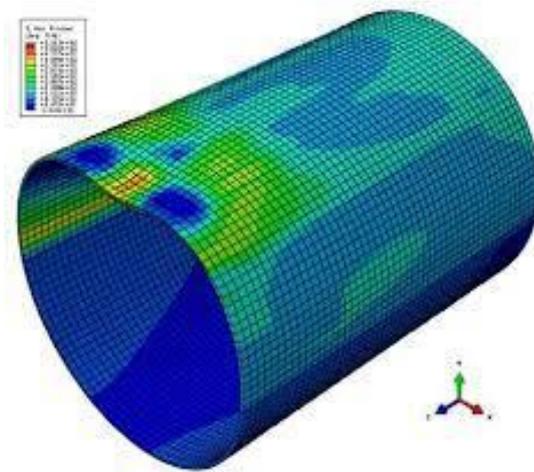


Figura 22 - Exemplo Elemento de Casca. (Ramezani & Neitzert, 2013)

6.3.3 Elementos de Barra

Utilizados em estruturas unidimensionais, nas quais uma dimensão é muito maior que as duas demais, observe a figura 23. (Mirlisenna, 2021)

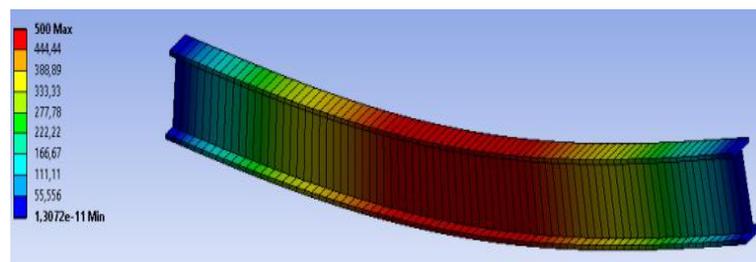


Figura 23 - Exemplo Elemento de barra (Costa, 2018)

6.4 Procedimento Geral

6.4.1 Decisões Preliminares

Na etapa de decisões preliminares, é necessário definir o objetivo da estrutura, quais análises precisarão ser realizadas, definir qual tipo de elemento melhor se enquadra para a realização das simulações, definir se há não linearidades na atuação do componente, magnitude dos carregamentos aos quais a peça será submetida e definir as restrições do modelo. (ESSS, 2021)

O método dos elementos finitos está atrelado a um custo computacional e um tempo de solução, deste modo, é interessante explorar as condições de simetria da peça para reduzir o modelo. Isto permite realizar uma análise mais refinada do elemento e obter um resultado confiável. (ESSS, 2021)

6.4.2 Pré-Processamento

Corresponde a etapa de tratamento da geometria, na qual são realizadas simplificações. Nela, a geometria é convertida para os elementos de sólidos, de casca ou de barra, as propriedades do material utilizado são definidas, e os carregamentos e as restrições são inseridos. (ESSS, 2021)

Nesta etapa, também é interessante realizar uma análise de convergência de malha para verificar o número de nós necessário para obter resultados confiáveis sem utilizar um custo e um tempo operacional desnecessário. (ESSS, 2021)

6.4.3 Solução

Após os parâmetros do pré-processamento serem definidos, a simulação é iniciada e o próprio *software* irá resolver as equações. Em seguida, os resultados são dados de forma numérica e gráfica, para que assim seja possível interpretá-los. (ESSS, 2021)

6.4.4 Pós-Processamento

Nesta etapa, os resultados das análises são avaliados e a coerência das simulações são verificadas e conclui-se se atenderam às expectativas. Caso necessário, adequações são aplicadas e as análises refeitas, de modo a aproximar o modelo o máximo possível da realidade. (ESSS, 2021)

6.4.5 Interpretação dos Dados

Por fim, verifica-se se a estrutura é adequada para atender os critérios da análise e sua aplicação. (ESSS, 2021)

7. ANÁLISE ESTRUTURAL

7.1 Motivação

A ASME VIII DIV. I é utilizada como guia para projetos de vasos de pressão submetidos a no máximo 20 MPa de pressão interna ou externa. Caso este valor seja excedido, é necessário utilizar a divisão dois da norma de modo a garantir a integridade física da estrutura. Como a pressão interna do estudo de caso corresponde a 20 MPa e a externa 10 MPa, o projeto se enquadra na divisão 1, mas devido à proximidade do valor da pressão interna com o limite imposto pela norma, o método dos elementos finitos será aplicado por meio de simulações computacionais.

Neste projeto, as simulações computacionais serão realizadas de modo a verificar se as bibliografias utilizadas para calcular as pressões de rompimento e de colapso da estrutura tubular realmente trazem resultados seguros para o projeto de tubulações submarinas submetidas a alta pressão. Além disso, será possível concluir se o projeto dos dutos, quando feitos seguindo normas internacionais de projetos de engenharia, traduzem a maneira mais segura de desenvolver o design de dutos submarinos.

7.2 Software Ansys

O *software* Ansys permite a realização de simulações de projetos de engenharia de modo a trazer confiabilidade no desenvolvimento. Isto se deve pela possibilidade de analisar diversos cenários de funcionamento, identificando problemas estruturais ou de projeto que poderiam ser enfrentados na prática. Deste modo, é possível que ajustes sejam feitos no próprio Ansys de modo a tornar o componente ou o sistema mais adequado para sua aplicação.

Atualmente, o Ansys é utilizado nos mais diversos projetos, como os da indústria petrolífera, aeroespacial, naval, energética e automotiva, pois suas simulações permitem uma análise detalhada de estruturas, de fluidodinâmica, de eletromagnetismo e da interação de diferentes campos de estudo simultaneamente. Além disso, o *software* permite a importação de geometrias CAD para suas análises, facilitando o estudo das estruturas.

7.3 Construção da Geometria

O estudo de caso contempla um segmento de tubulação submarina apoiado em um plano horizontal, que corresponde ao leito submarino. Para a construção da estrutura, utilizou-se o *software solidworks* devido a facilidade e compatibilidade de exportar geometrias para o *software Ansys* para realização da análise numérica.

As dimensões para construção da estrutura foram adotadas com base nas análises realizadas anteriormente nas seções dois e cinco. As dimensões adotadas estão contidas na tabela 15.

Tabela 15 - Dimensões finais tubulação

Comprimento [mm]	Diâmetro Externo [mm]	Espessura de parede [mm]	Margem de Corrosão [mm]
1000,00	323,8	22,40	3,00

Sua representação geométrica é ilustrada pela figura 24 abaixo:

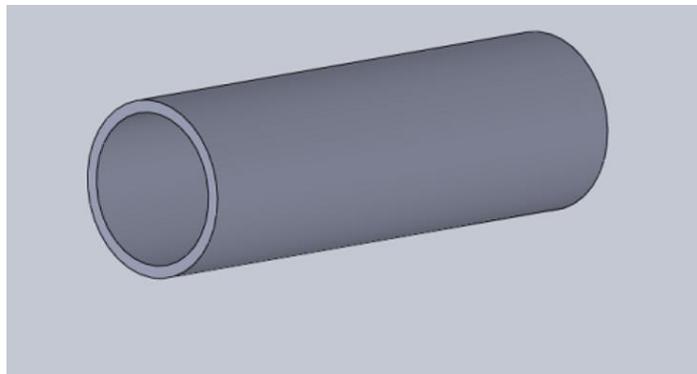


Figura 24 - Segmento de tubulação no solidworks

7.4 Escolha do Elemento

Neste estudo de caso, por se tratar da análise de uma estrutura tubular, a qual possui comprimento e diâmetro muito superiores quando comparados a espessura, optou-se por adotar o elemento de casca. A utilização do elemento de viga se mostrou inadequada para a aplicação, uma vez que a estrutura possui um diâmetro externo de 323,8 mm. O elemento de sólido, por sua vez, poderia

ter sido adotado, uma vez que não se trata de um duto de parede fina. Entretanto o gasto computacional não justificaria as diferenças nos resultados. Deste modo, manteve-se a escolha inicial de adotar o elemento de casca.

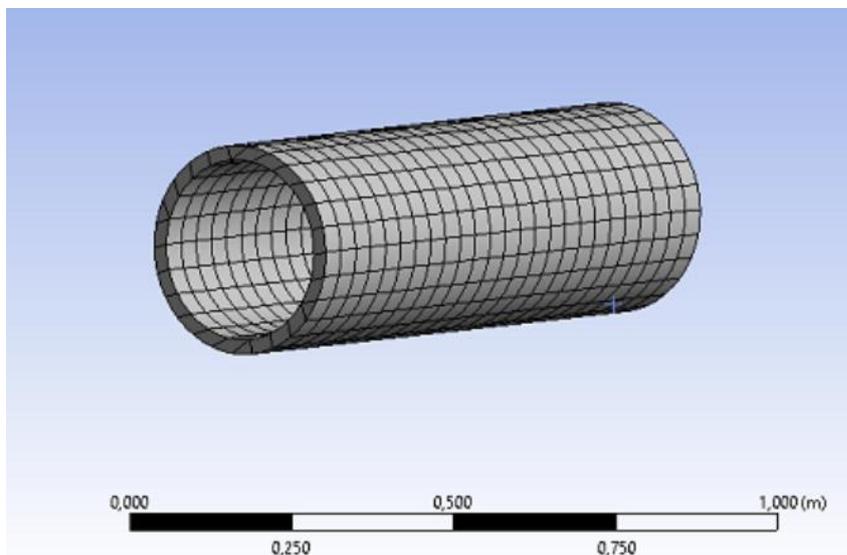


Figura 25 - Malha tubulação

7.5 Convergência de Malha

Esta etapa do projeto tem como objetivo reduzir ao máximo o gasto computacional das simulações sem comprometer os resultados. Para isto, realiza-se a análise de convergência de malha, de modo a verificar a partir de qual tamanho de elemento o refino da malha não apresenta mudanças significativas nas tensões obtidas.

Este procedimento é importante pois, como exposto anteriormente, as análises computacionais apresentam alto custo de operação. Assim, esta verificação preliminar torna a aplicação deste método economicamente viável para projetos de engenharia sem perder a confiabilidade dos resultados.

Para execução desta etapa, aplicou-se na estrutura tubular a condição de operação de pressões interna e externa, como ilustrado na figura 26. Além disso, para as condições de apoio, utilizou-se suporte fixo nas duas extremidades das tubulações de modo a representar uma situação de engaste, visto que a estrutura tubular não tem liberdade de movimentação em nenhum dos três eixos.

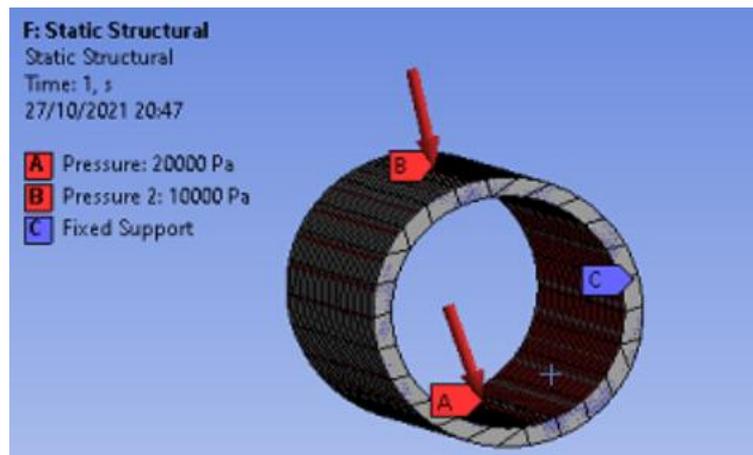


Figura 26 - Condição operação tubulação

A tabela 16 abaixo representa as tensões obtidas para seus respectivos tamanhos de elementos adotados:

Tabela 16 - Análise de convergência de malha.

Tamanho do Elemento [m]	Deformação [m]	Tensão [MPa]
0,04	4,408 e-8	80,41
0,035	4,402 e-8	81,07
0,030	4,398 e-8	81,51
0,025	4,401 e-8	82,40
0,020	4,395 e-8	82,71

Deste modo, é possível concluir que, para obter resultados confiáveis nas análises, elementos de 0,02 m suficientes visto que há pouca variação entre os resultados das simulações, tornando desnecessário um maior refino da malha.

7.6 Simulações Computacionais

Para as simulações computacionais, foram utilizadas as condições de pressão obtidas por meios das normas e pelos estudos de modos de falha

calculados ao longo do projeto, de modo a verificar se a estrutura desenvolvida realmente tem o comportamento previsto.

7.6.1 Pressões de Operação

Esta condição de simulação foi executada anteriormente durante a análise de convergência de malha na seção 7.5. As pressões utilizadas estão contidas na tabela 17 abaixo:

Tabela 17 - Pressões de operação.

Pressão Interna [MPa]	Pressão Externa [MPa]
20,00	10,00

A figura 27 abaixo ilustra o comportamento da estrutura tubular quando submetidas às pressões de operação. Pode-se observar que nesta condição, a tensão máxima a qual a tubulação é submetida é de aproximadamente 82,71 MPa. Isto indica que a estrutura está segura contra o escoamento visto que possui um fator de segurança de aproximadamente 3.

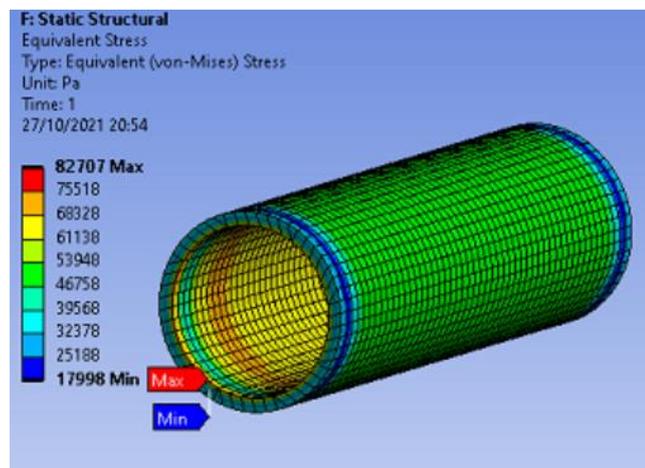


Figura 27 - Resultado condição operação.

7.6.2 Pressões Admissíveis

Para o caso de pressões admissíveis, optou-se por utilizar os valores obtidos analiticamente para pressões interna e externa como exposto na tabela 18 abaixo:

Tabela 18 - Pressões Admissíveis

Pressão Interna [MPa]	Pressão Externa [MPa]
20,20	11,16

A figura 28 abaixo ilustra o comportamento da estrutura tubular quando submetidas às pressões admissíveis expostas acima. Nesta condição, a tensão máxima a qual a tubulação é submetida é de 74,41 Mpa. Assim como no caso anterior, a estrutura está segura contra o escoamento para as pressões admissíveis visto que seu fator de segurança é de aproximadamente 3,30.

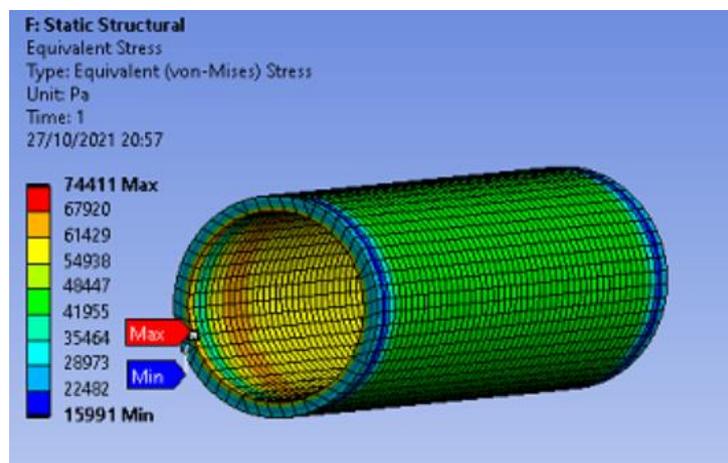


Figura 28 - Resultado para pressão admissível.

7.6.3 Pressões Críticas API 1111

Os valores de pressões críticas utilizados nessa análise foram os mesmos obtidos na seção 4 deste projeto e podem ser encontrados na tabela 19 abaixo. Nesta análise, será simulado separadamente cada uma das condições críticas.

Tabela 19 - Pressões críticas

Pressão Rompimento [MPa]	Pressão de Colapso [MPa]
47,69	32,93

Abaixo, na figura 29, pode-se observar o resultado da simulação na qual utiliza-se a pressão de rompimento para pressão interna e a pressão de operação para a pressão externa. A tensão máxima obtida foi de 317,56 MPa.

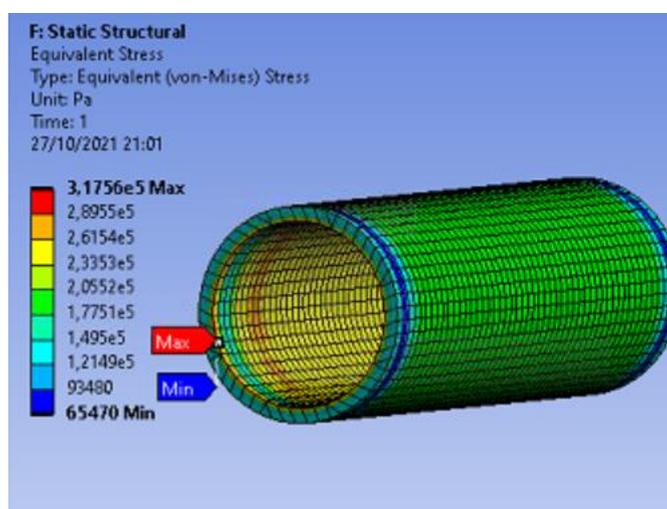


Figura 29 - Resultado pressão rompimento API 1111

Nesta condição, foi possível concluir que a espessura e a pressão externa atuando na tubulação não são capazes de conter os efeitos do escoamento, visto que a tensão máxima obtida excede o 245 MPa. Entretanto, sabendo que a tração máxima admitida pelo material é dada por 415 MPa, foi possível concluir que a estrutura não se romperá.

Já a figura 30 representa a situação na qual a pressão interna de operação é utilizada juntamente a pressão de colapso para a pressão externa. Neste caso, a pressão máxima obtida corresponde a 121,66 MPa. Deste modo, foi possível concluir que a tensão resultante da pressão crítica de colapso obtida pela API RP 1111 não excede o limite de escoamento do material, indicando que a

estrutura está segura para esta condição (fator de segurança de aproximadamente 2).

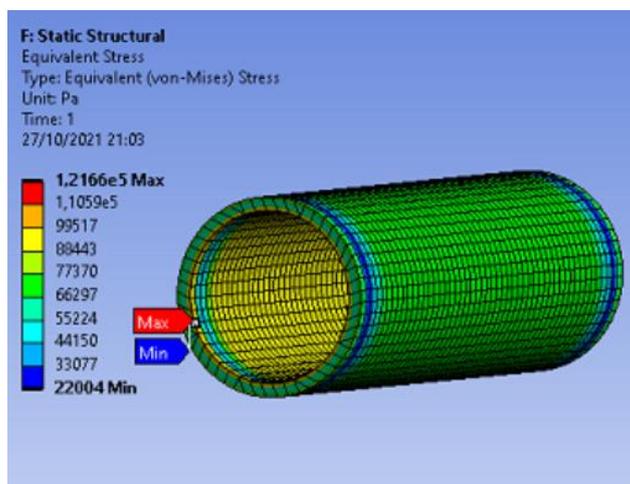


Figura 30 - Resultado pressão colapso API 1111

7.6.4 Pressões Crítica dos Modos de Falha Segundo Bai

Neste caso, foi realizada uma simulação, representando somente a influência da pressão críticas de colapso segundo Bai (2014) na estrutura tubular, visto que o cálculo para obtenção da pressão de rompimento recomendado pela bibliografia é o mesmo utilizado pela API RP 1111. Os valores disponibilizados na tabela 20 abaixo foram obtidos na seção 3 deste projeto.

Tabela 20 - Pressões Críticas dos Modos de Falha

Pressão Colapso [MPa]	Pressão rompimento [MPa]
14,22	47,69

Foi utilizada a pressão de colapso para a pressão externa e a condição de operação para a pressão interna. A tensão máxima obtida neste caso foi de 46,86 MPa. Este resultado indica que a espessura e a pressão interna de operação possuem plena capacidade de suportar os efeitos da pressão externa crítica calculada segundo Bai (2014) (fator de segurança de aproximadamente 5,22).

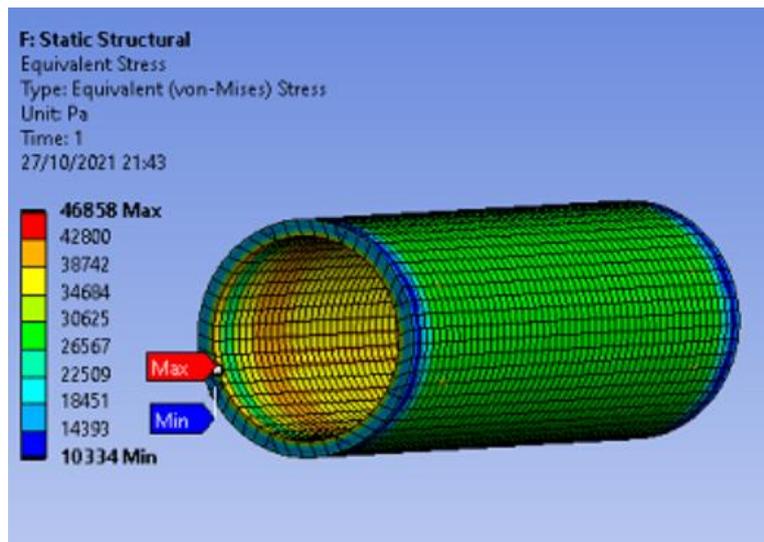


Figura 31 - Resultado pressão colapso segundo Bai

8. CONCLUSÃO

Os resultados obtidos para os fatores de segurança nas condições de operação e de pressões admissíveis indicam que a estrutura é segura para sua aplicação. Mesmo os fatores de segurança sendo superiores ao mínimo exigido pela norma, a espessura da parede da tubulação não foi reduzida, uma vez que não há dutos comerciais disponíveis com a parede requerida pelos cálculos desenvolvidos ao longo do projeto.

Para as simulações considerando a situação crítica de rompimento da tubulação segundo a API RP 1111, mesmo observando altas tensões máximas nos resultados, optou-se por não aumentar a espessura de parede, visto que incrementaria no custo do projeto e resultaria em uma estrutura superdimensionada para a condição de operação. Além disso, para a pressão crítica de colapso calculada, a estrutura desenvolvida demonstrou ter plena capacidade de suportar as tensões máximas resultantes.

Já os resultados obtidos para pressão de colapso segundo Bai (2014) não apresentaram a mesma confiabilidade que os obtidos pela API RP 1111, uma vez que a tensão máxima calculada é muito inferior ao limite de escoamento, indicando que a espessura da estrutura poderia ser reduzida significativamente. Esta alteração no projeto poderia comprometer a segurança da estrutura nas demais condições.

Deste modo, conclui-se que a utilização da API RP 1111, ASME VIII DIV I e ASME 31.3 para dimensionamento da tubulação, cálculo das condições de operação e cálculo das condições críticas resultam em uma estrutura segura e adequada. Além disso, é possível afirmar que as ferramentas utilizadas para validação das escolhas feitas ao longo do projeto foram fundamentais para confirmação da capacidade estrutural da tubulação nas condições impostas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBERT, Alexander P; LANIER, Daniel L.; PERILLOUX, Brian L.; STRONG, Andrew; Pipeline Market. Oilfield Review Spring, Schlumberger, Estados Unidos, p. 4-13, 2011.

Alves, H. (Maio de 2018). Considerações sobre os possíveis mecanismos de corrosão no espaço anular de dutos flexíveis. São Paulo, Brasil.

American Petroleum Institute. (2021). Fonte: API:
<https://www.api.org/products-and-services/standards>

API - American Petroleum Institute. API RP 1111: Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design). Texas: API. 2015. 78 p.

ASME - The American Society of Mechanical Engineers. ASME VIII: Rules for Construction of Pressure Vessels Division 1. New York: ASME .2019. 796 p.

ASME - The American Society of Mechanical Engineers. ASME B31.3: Process Piping. New York: ASME 2018. 538 p.

Azevedo, Á. (2003). *Método dos Elementos Finitos*. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Bai. (2014). *Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation*. Oxford: Gulf Professional Publishing.

Barbosa, E. (2012). Materiais para Fabricação de Equipamentos de Processo. *Iluminart*, 21.

Costa, T. (11 de 07 de 2018). *Infinite Simulation*. Fonte: Infinite Simulation:
<https://infinite963.wordpress.com/2018/07/11/esforco-cortante-e-momento-fletor-em-viga-bi apoiada-comparativo-da-solucao-analitica-viga-online-com-ansys/>

de Moraes, J. M. (2013). *Petróleo em Águas Profundas: Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore*. Brasília: Ipea.

de Oliveira, A. R. (2012). *Corrosão e Tratamento de Superfície*. Belém.

ESSS. (2021). Fonte: ESSS: <https://www.esss.co/>

Gentil, V. (1982). *Corrosão*. Rio de Janeiro : Travessa do Ouvidor.

Geogas. (2021). *Geogas*. Fonte: <https://geogas.com.br/services/>

Hexagon. (2021). *Hexagon*. Fonte: <https://hexagonppm.com/pt-br/offerings/products/pv-elite>

Iden, M. (06 de 08 de 2021). *Pipeline Technology Journal*. Fonte: <https://www.pipeline-journal.net/news/turkeys-largest-gas-discovery-be-connected-pipeline-main-grid>

IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas. (2021). Fonte: IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas:

http://www.ipt.br/centros_tecnologicos/CTMM/laboratorios_e_sessoes/23-laboratorio_de_corrosao_e_protecao___lcp.htm

Losinox Aço Inox. (6 de 03 de 2019). Fonte: Losinox Aço Inox: <http://blog.losinox.com.br/2019/03/06/corrosao-por-pite-em-aco-inox-saiba-identificar/>

Meggiolaro, M. A., & Castro, J. (2009). *FADIGA: Técnicas e Práticas de Dimensionamento Estrutural sob Cargas Reais de Serviço Volume 1*. Carolina do Sul: CreateSpace.

Mirlisenna, G. (07 de 11 de 2021). *ESSS*. Fonte: Site da ESSS: <https://www.esss.co/blog/metodo-dos-elementos-finitos-o-que-e/>

Pannoni, F. (2015). *Princípios da Proteção de Estruturas Metálicas em Situações de Corrosão e Incêndio*.

Panorama Offshore. (2021). *Panorama Offshore*. Fonte: <https://www.panoramaoffshore.com.br/o-manifold-na-extracao-de-petroleo/>

Petrobras. (2014). *Petrobras*. Fonte: Site da Petrobras:
<https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>

Ramezani, M., & Neitzert, T. (2013). *Strain Based Evaluation of Dents in Pressurized Pipes*. International Journal of Mechanical and Mechatronics Engineering.

Salgado, A. L., & Azevedo, D. (Fevereiro de 2016). CORROSÃO NAS ESTRUTURAS METÁLICAS DE TUBOS FLEXÍVEIS UTILIZADOS PARA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO OFFSHORE. Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Schlumberger. (2011). *Oilfield Review*. Oilfield Review.

Selker, R. (2013). *Local buckling collapse of marine pipelines*. Mekelweg.

Setti, D., Barbosa, L. F., & da Silva, T. (Maio de 2014). Avaliação da flambagem local e verificação do colapso no lançamento de dutos rígidos submarinos. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro .

Silva Telles, P. (2003). *Materiais para Equipamentos de Processo*. Rio de Janeiro : Editora Interciência.

Srag, A., El-Butchand, & Elsayed, T. (2015). Buckling of thin walled long steel pipes subjected to external pressure in process industries. *IJISSET - International Journal of Innovative Science, Engineering & Technology*, 10.