

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO PAULO

RAFAELA PATERLI

**CORROSÃO NO CENÁRIO OFFSHORE: UM ESTUDO DE CASO DE
CUSTO PARA TUBULAÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA EM FPSO**

Santos – SP
2023

RAFAELA PATERLI

**CORROSÃO NO CENÁRIO OFFSHORE: UM ESTUDO DE CASO DE CUSTO
PARA TUBULAÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA EM FPSO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito para obtenção
do título de Bacharel em Engenharia de
Petróleo pela Universidade Federal de São
Paulo.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Tatiana Martelli
Mazzo.

SANTOS – SP
2023

Ficha catalográfica elaborada por sistema automatizado
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

P295cc Paterli, Rafaela.
CORROSÃO NO CENÁRIO OFFSHORE: UM ESTUDO DE CASO
DE CUSTO PARA TUBULAÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA EM FPSO. /
Rafaela Paterli; Orientadora Tatiana Mazzo. --
Santos, 2023.
36 p. ; 30cm

TCC (Graduação - Engenharia de Petróleo) --
Instituto do Mar, Universidade Federal de São Paulo,
2023.

1. Corrosão. 2. Tubulações Offshore. 3. Água
Produzida. 4. Aço Carbono. 5. Superduplex. I. Mazzo,
Tatiana, Orient. II. Título.

CDD 665.5

Para Alexandra Elbakyan, com quem partilho as
minhas crenças mais profundas sobre como o
conhecimento deve ser compartilhado.

AGRADECIMENTOS

À minha orientadora Prof^ª. Dr^ª. Tatiana Martelli Mazzo por toda a paciência e apoio, não só na construção desse trabalho, mas ao longo de toda minha trajetória acadêmica. Sua força me inspira a ser cada dia a melhor versão que eu possa ser. Não há palavras suficientes para agradecer tudo que você fez por mim ao longo dos anos de monitoria. Você é luz por onde passa e o mundo é um lugar melhor por contar com a sua presença. Continue fazendo ciência como uma garota, eu prometo que farei engenharia da mesma forma.

Ao Prof. Dr. Elói Rotava, por ter cedido seu tempo e paciência para ser banca desse trabalho, e principalmente por ter as melhores aulas dentro da graduação. Os momentos em sala de aula sempre foram o alívio do estresse do semestre, sua dedicação para docência sempre foi admirável. Obrigada pelos excelentes semestres!

Ao time das Judites: Anderson Inacio, Barbara Santana, Thiago Lauria, Vinicius Tomazella e Welington Neto, obrigada por todo apoio ao longo do meu período de estágio e por auxiliarem na construção do conhecimento que em parte foi utilizado nesse trabalho. Vocês são profissionais incríveis e amigos melhores ainda, tirei a sorte grande de iniciar meu caminho na indústria ao lado de vocês.

E aos meus amigos Marcelo Bordonal e Myanka Daenekas, obrigada pelo apoio incondicional ao longo da graduação, por sempre acreditarem em mim e me erguerem nos piores momentos. Obrigada por todas as risadas, desabafos, paciência e principalmente por nunca me deixarem desistir no meio do caminho.

*“Let everything happen to you: Beauty and terror.
Just keep going. No feeling is final.”*

(Rainer Maria Rilke)

RESUMO

O presente trabalho destaca a importância da consideração dos efeitos da corrosão na especificação de materiais para tubulações, especialmente em ambientes *offshore*, visto que esse é um fenômeno prejudicial que pode comprometer a integridade e durabilidade dessas estruturas. Dentre os malefícios da corrosão podemos destacar a formação de trincas, aumento de custos e, em casos extremos, falhas estruturais que podem levar a vazamentos. O aço carbono, frequentemente utilizado devido ao seu custo acessível e boa soldabilidade, é altamente suscetível à corrosão quando exposto à água e ao oxigênio, especialmente em presença de contaminantes nos fluidos transportados. A água produzida, subproduto na indústria de óleo e gás, apresenta composição variável e representa um desafio adicional para a corrosão nas tubulações. Diante do desafio do alto custo de substituição das tubulações ao longo da operação, o trabalho propõe uma análise financeira da aplicação de três materiais distintos para tubulações de água produzida: aço carbono, aço carbono com revestimento em FBE (epóxi ligado por fusão) e superduplex. Como metodologia foi realizado um delineamento de tubulação, com objetivo de demonstrar, por meio de cálculos, o menor custo final ao longo de 20 anos de operação da plataforma. Como resultado, ao considerar apenas o cenário de corrosão, o material em superduplex revelou ser 60% mais econômico do que o aço carbono ao final desse período.

Palavras-chave: Corrosão. Tubulações Offshore. Água Produzida. Aço Carbono. FBE. Superduplex.

ABSTRACT

The present work emphasizes the importance of considering the effects of corrosion in the specification of materials for pipelines, especially in offshore environments, as this is a detrimental phenomenon that can compromise the integrity and durability of these structures. Among the harms of corrosion, we can highlight the formation of cracks, increased costs, and, in extreme cases, structural failures that can lead to leaks. Carbon steel, often used due to its affordable cost and good weldability, is highly susceptible to corrosion when exposed to water and oxygen, especially in the presence of contaminants in the transported fluids. Produced water, a byproduct in the oil and gas industry, has a variable composition and represents an additional challenge for corrosion in pipelines. Faced with the challenge of the high cost of pipeline replacement throughout operation, the work proposes a financial analysis of the application of three different materials for produced water pipelines: carbon steel, carbon steel with fusion-bonded epoxy (FBE) coating, and superduplex. The methodology involved a pipeline design with the aim of demonstrating, through calculations, the lowest final cost over 20 years of platform operation. As a result, considering only the corrosion scenario, the superduplex material proved to be 60% more economical than carbon steel at the end of this period.

Keywords: Corrosion. Offshore Pipelines. Produced Water. Carbon Steel. FBE. Superduplex.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Porcentagem de compostos químicos de acordo com o grau do aço.	17
Tabela 2 - Composição química do superduplex UNS S32750.	19
Tabela 3 - Dados de tamanho, diâmetro e espessura das tubulações.	20
Tabela 4 - Dados de diâmetro, comprimento, peso e SCH das tubulações.....	21
Tabela 5 - Preço do quilo do material de acordo com o diâmetro da tubulação.	22
Tabela 6 - Valor dos kits de itens soltos necessários para instalação da tubulação.	23
Tabela 7 - Soma dos pesos das tubulações de mesmo diâmetro.	24
Tabela 8 - Valor do kg de material considerado para tubulação de aço carbono.	24
Tabela 9 - Valor considerado para cada kit de aço carbono.	24
Tabela 10 - Custo estimado em tubulação de aço carbono para cada troca.....	25
Tabela 11 - Custo estimado em kits para tubulação de aço carbono em cada troca.	25
Tabela 12 - Custo estimado em escaneamento 3D e pós processamento.	25
Tabela 13 - Valor do kg de material considerado para tubulação de aço carbono com revestimento FBE.	26
Tabela 14 - Valor considerado para cada kit de aço carbono com revestimento FBE.....	26
Tabela 15 - Custo estimado em tubulação de aço carbono com revestimento FBE para cada troca.....	26
Tabela 16 - Custo estimado em kits para tubulação de aço carbono com revestimento FBE para cada troca.	27
Tabela 17 - Valor do kg de material considerado para tubulação de superduplex.	27
Tabela 18 - Valor considerado para cada kit de superduplex.	27
Tabela 19 - Custo estimado em tubulação de superduplex para cada troca.	28
Tabela 20 - Custo estimado em kits para tubulação de superduplex para cada troca.	28
Tabela 21 - Custo total para tubulação e kits de aço carbono.	28
Tabela 22 - Custo total para escaneamento 3D do primeiro cenário.	29
Tabela 23 - Custo total para tubulação e kits de aço carbono com revestimento FBE.	29
Tabela 24 - Custo total para tubulação e kits de superduplex.....	29

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
2 REFERENCIAL TEÓRICO	12
2.1 DEFINIÇÃO DE FPSO.....	12
2.2 O SISTEMA DE ÁGUA PRODUZIDA.....	13
2.3 CORROSÃO.....	15
2.4 MATERIAIS DE TUBULAÇÃO	16
2.4.1 Norma ASME B36.10M	16
2.4.2 Aço Carbono	16
2.4.2.1 ASTM A106.....	17
2.4.3 Aço Carbono com Revestimento em FBE	18
2.4.4 Super Duplex	18
2.4.4.1 ASTM A790.....	19
3. METODOLOGIA	20
3.1 DELINEAMENTO DA TUBULAÇÃO	20
3.2 DELINEAMENTO DO CENÁRIO	21
3.3 DELINEAMENTO DE CUSTOS	22
4. RESULTADOS	24
4.1 AÇO CARBONO ASTM A106 GR.B.....	24
4.2 AÇO CARBONO COM REVESTIMENTO FBE	25
4.3 SUPERDUPLEX A790 UNS S32750.....	27
4.4 COMPARATIVO DOS RESULTADOS.....	28
5. CONCLUSÃO	31
REFERÊNCIAS	32

1 INTRODUÇÃO

A corrosão é o processo de degradação de um material, geralmente metálico, originado pela ação química ou eletroquímica do ambiente, podendo estar ou não associada a esforços mecânicos. A deterioração provocada pela corrosão pode tornar o material totalmente inadequado. Assim, a consideração dos efeitos da corrosão é crucial durante a especificação de materiais em projetos, uma vez que negligenciar esse aspecto pode resultar em consequências catastróficas em casos de acidentes.

A corrosão emerge como o principal ponto de atenção quando tratamos da integridade de tubulações *offshore*, visto que sua presença está diretamente relacionada ao tipo de material, à composição dos fluidos transportados e os efeitos da maresia. O cenário mais comum é a construção dos dutos com o aço carbono, escolhido devido ao seu custo acessível e boa capacidade de soldagem, no entanto esse é um material altamente propenso a sofrer os efeitos da corrosão quando exposto à água e ao oxigênio. A presença de contaminantes como o CO₂, sais e microrganismos nos fluidos transportados irá amplificar a propensão à corrosão.

A água produzida é um subproduto da extração no setor de óleo e gás, resultando do processo de separação que ocorre ao longo do processamento primário realizado nas plataformas, sua composição varia dependendo do campo de origem. Por conter elementos como óleo, sais, gases dissolvidos e microrganismos, as tubulações por onde esse fluido percorre estão altamente propensas a sofrer danos por corrosão.

A escolha do material para as tubulações tem implicações financeiras significativas na operação, quando são considerados os custos de manutenção. O aço carbono, por possuir uma vida útil mais baixa, apresenta custos frequentes de substituição e manutenção, resultando em despesas operacionais mais elevadas a longo prazo. Já o superduplex, por ser um aço inoxidável, apresenta uma vida útil substancialmente mais longa. Embora seja inicialmente mais caro, a utilização do superduplex pode resultar em uma redução significativa nos custos totais ao longo da operação da unidade, devido à menor necessidade de trocas e manutenção, aumentando a confiabilidade e eficiência operacional.

Visando abordar a problemática do alto custo da troca de tubulações para a operação, este trabalho justifica-se pela necessidade de considerar diferentes materiais que apresentem maior resistência à corrosão em relação ao aço carbono. Materiais mais nobres muitas vezes são desconsiderados para comissionamentos de plataformas *offshore*, dado seu alto custo e extenso tempo necessário para sua fabricação. Nesse sentido, o objetivo desta pesquisa é analisar financeiramente a aplicação de três materiais distintos para uma tubulação de água produzida. De forma mais específica, buscou-se avaliar a diferença de preços entre o aço carbono, aço carbono com revestimento em epóxi ligado por fusão (FBE) e superduplex, de modo a demonstrar por meio de cálculos o menor custo final ao longo de 20 anos de operação da plataforma.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 DEFINIÇÃO DE FPSO

FPSO (*"Floating, Production, Storage and Offloading"*, em inglês) significa Unidade Flutuante de Produção, Processamento, Armazenamento e Transferência. É uma plataforma offshore que desempenha um papel essencial na exploração e produção de petróleo e gás natural em águas profundas. Essas unidades são projetadas para resistir a condições ambientais severas, incluindo ventos fortes e o mar agitado. FPSOs são projetados para operar por pelo menos 20 anos sem a necessidade de docagem, ou seja, sem a necessidade retirá-lo do ponto de ancoragem para realização de manutenção no estaleiro. O uso de FPSOs se tornou comum nas últimas décadas, sendo especialmente relevantes em ambientes hostis e águas profundas. Essas plataformas flutuantes proporcionam versatilidade e eficácia na extração de petróleo e gás, ao mesmo tempo que contribuem para reduzir os impactos ambientais. Isso ocorre porque podem ser concebidas para atender a exigentes normas de segurança e preservação ambiental. Conforme ilustrado na Fig. 1, o FPSO é um navio com componentes de processamento modular localizados no convés.

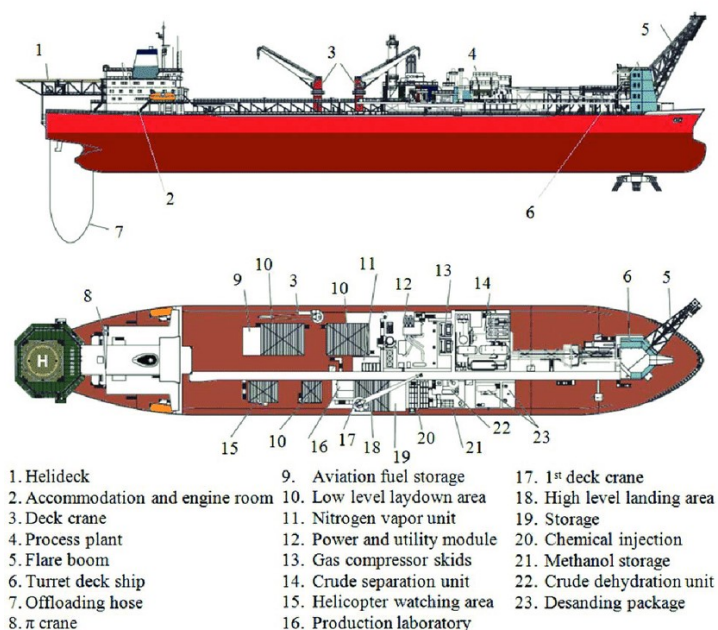


Figura 1 – Esquema básico de módulos de um FPSO. (Adesina et al. 2020, adaptado de “Floating production system,” 2009).

O petróleo produzido é enviado para a planta de processamento onde passa por diversas etapas de aquecimento e separação a fim de atender aos requisitos de medição estabelecidos em contrato. Após essas etapas, o óleo é armazenado nos tanques do FPSO e posteriormente descarregados para navios aliviadores através de um processo chamado de *offloading*. O gás associado que foi separado pode ser utilizado como combustível, em métodos de elevação artificial como *gas lift*, pode ser reinjetado no reservatório, sofrer queima no e/ou ser exportado para instalações terrestres. Água do mar também pode ser injetada no reservatório para que seja mantida a sua pressão. A água produzida é geralmente tratada e descartada no mar.

2.2 O SISTEMA DE ÁGUA PRODUZIDA

A água produzida surge como um subproduto da extração de petróleo e gás, sendo resultante do processo de separação que ocorre durante o processamento primário realizado nos módulos do FPSO. Conforme exposto por Silva (2018), a composição da água produzida está sujeita a variações que dependem das características do seu campo de origem. Águas provenientes de formações produtoras de hidrocarbonetos podem conter uma variedade de elementos, incluindo óleo, sais, gases dissolvidos, microrganismos e materiais em suspensão. Conforme destacado por Triggia et al. (2001), os níveis de sais dissolvidos na água produzida podem variar significativamente entre diferentes campos.

Entre os componentes predominantes na água produzida, é possível mencionar:

Óleo - Constituído por uma combinação de diversos componentes como BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno) e os HPAs (hidrocarbonetos poliaromáticos). Conforme apontado por Ekins et. al (2007), os hidrocarbonetos apresentam alta insolubilidade na água, portanto a maior parcela de óleo presente na água produzida está em forma dispersa.

Minerais - Compreendem constituintes inorgânicos que incluem cátions e ânions, destacando-se o Na⁺ e Cl⁻. Conforme apontado por Stewart & Arnold (2011), a concentração de sólidos varia a depender da localização geográfica, idade e do tipo

de reservatório. A água produzida ainda pode conter traços de metais pesados ou materiais radioativos de ocorrência natural.

Gases dissolvidos - Os gases identificados com maior frequência na água produzida são o gás natural, CO_2 e H_2S . O CO_2 pode ocorrer de forma natural e tem a possibilidade de ser corrosivo ou sofrer precipitação na forma de CaCO_3 . Já o H_2S pode ocorrer tanto naturalmente como através das bactérias redutoras de sulfato, podendo induzir incrustações de sulfeto de ferro e apresentando toxicidade caso inalado. Não se encontra O_2 de forma natural na água produzida, contudo, ao ser trazida à superfície o oxigênio é incorporado à sua composição, podendo desencadear problemas de corrosão e formação de sólidos insolúveis através de reações de oxidação (Stewart & Arnold, 2011).

A água produzida exige tratamentos específicos para atender às exigências ambientais e operacionais, destacando-se os tratamentos para remoção do óleo presente na água, podendo este se encontrar nas formas livre ou emulsionada. Entre essas formas, há uma preocupação especial com o óleo emulsionado, dada a sua complexidade de remoção. As emulsões representam composições homogêneas que compreendem uma fase dispersa distribuída de maneira uniforme em uma fase contínua. Na emulsão óleo-água (O/A), podemos encontrar gotículas de óleo dispersas em água de forma uniforme. (Hong et al., 2003).

No sistema de água produzida podemos encontrar os equipamentos utilizados para a remoção do óleo, como os hidrociclones que operam através da utilização da força centrífuga. A corrente entra no equipamento em uma tangente projetada para forçar o fluido a entrar em um caminho em espiral na direção da extremidade de saída. O caminho em espiral resulta no processo centrífugo que empurra o fluido de maior densidade (água) para a parede externa do revestimento e é encaminhado para a saída inferior, enquanto o fluido de menor densidade (óleo) é deslocado ao meio do revestimento do hidrociclone e é encaminhado para a saída superior (Saidi et al., 2012).

O óleo residual remanescente na água produzida após a passagem pelos hidrociclones pode ser removido através do processo de flotação, que envolve a introdução de gás na entrada do fluxo, para reduzir a densidade aparente do óleo,

aumentando o tamanho das gotas e por consequência a fluatibilidade através da coalescência (Atarah, 2011).

2.3 CORROSÃO

Corrosão, segundo Gentil (2007), é o processo de deterioração de um material, geralmente metálico, resultante da ação química ou eletroquímica do ambiente, associada ou não a esforços mecânicos. A deterioração causada pela interação físico-química entre o material e seu ambiente leva a alterações indesejáveis, como desgaste, variações químicas ou modificações estruturais, que podem tornar o material inadequado. No cenário *offshore* o principal agente de corrosão é o próprio fluido contido no equipamento, porém também é preciso levar em consideração a exposição à maresia, possibilidade de atmosfera contaminada, interação entre diferentes metais ou a ação simultânea dessas causas. Na maioria dos casos a corrosão irá resultar na destruição completa do material ao longo do tempo (Telles, 2003). A corrosão irá acarretar perdas econômicas diretas como os custos para substituição das peças e de manutenção como revestimentos e pinturas, mas também irá desencadear perdas indiretas como paralisações não programadas da planta, redução da eficiência e a depender do fluido percorrendo o sistema pode acarretar perda de produtos que impactará diretamente no rendimento da planta.

Conforme exposto no tópico anterior, a composição da água produzida é variável está ligada diretamente às características do campo produtor, consistindo em uma mistura aquosa contendo predominantemente componentes orgânicos e inorgânicos. Além do óleo e gases dissolvidos, a água produzida pode conter produtos de corrosão, bactérias e grãos de rochas de formação. Os níveis de sais dissolvidos são extremamente variáveis, com uma média cerca de 3 a 4 vezes superior à encontrada na água do mar (33.500 mg/l), porém a concentração de NaCl na água produzida pode chegar a 300.000 mg/L (Thomas, 2001). Elementos como cádmio, cobre, zinco, manganês, mercúrio, bário e chumbo estão presentes em concentrações significativas nas águas produzidas, tendo sua concentração variável a depender da idade da formação geológica (Braga, 2004).

É esperado que os aços carbono, quando expostos à corrosão em ambientes ácidos, apresentem uma degradação mais rápida uma vez que a formação de camadas protetoras é inibida. A corrosão do aço será majoritariamente influenciada pela composição da água, sabendo-se que a presença de certos sais inorgânicos vai exercer um impacto significativo no desenvolvimento da corrosão localizada (Bohni, 2011). Devido a todas essas características, a água produzida demonstra ser altamente corrosiva para os materiais metálicos, o que resulta numa ameaça significativa à segurança da operação, podendo conduzir a enormes perdas econômicas, se transformando em uma preocupação constante.

2.4 MATERIAIS DE TUBULAÇÃO

Nesse tópico serão apresentados conceitualmente os materiais utilizados para avaliação neste trabalho.

2.4.1 Norma ASME B36.10M

A ASME (*American Society of Mechanical Engineers*) B36.10M é a especificação padrão para tubos de aço soldados e sem costura, também pode ser utilizada para tubos fabricados com outras ligas ferrosas e não ferrosas como aço inoxidável, níquel, titânio, zircônio, tântalo, cobre, entre outros. Todos os materiais devem estar em conformidade com as especificações correspondentes na ASTM. Os tamanhos de todos os tubos abordados na ASME B36.10M podem ser identificados pelo tamanho nominal do tubo (NPS) ou pelo diâmetro nominal (DN) correspondente, os tamanhos podem variar de NPS $\frac{1}{8}$ (DN 6) até NPS 80 (DN 2000).

2.4.2 Aço Carbono

Tubulações em aço carbono são amplamente empregadas devido à sua disponibilidade comercial, acessibilidade de custo, facilidade de soldagem e capacidade de atender às exigências de projeto. Conforme descrito por Telles e Barros (2001) ao longo da vida útil dessas tubulações, o conjunto de tubos e seus acessórios podem sofrer danos como trincas e redução da espessura devido aos mecanismos de corrosão. Os danos são ocasionados por fatores específicos de cada unidade, se fazendo necessária a atenção para prevenir que ocorram acidentes que

possam colocar em risco a segurança das pessoas, a integridade da unidade ou interrupções não programadas na produção.

2.4.2.1 ASTM A106

A ASTM (*American Society for Testing and Materials*) é uma entidade internacional que estabelece padrões para tubos de aço, garantindo a segurança e qualidade para os projetos onde são utilizados, uma vez que passam por uma série de testes de qualidade, aderindo-se a normas rigorosas antes de serem disponibilizados no mercado.

A norma ASTM A106 refere-se a tubos de aço carbono de seção circular, que não possuem costura, para condução de fluidos em temperaturas até 470°C. Tubos sem costura não possuem solda, são perfurados em seu interior, aumentando a resistência em temperaturas e pressões de processo mais elevadas. O material ASTM A106 é encontrado em três classes de aço, os graus A, B e C, com composições químicas diferentes e propriedades mecânicas específicas. O teor de carbono no grau A é menor e aumenta de forma gradual para os graus B e C, quanto maior o teor de carbono, maior será a dureza do aço.

A composição química de um aço ASTM A106 deve respeitar o exposto na Tabela 1.

Tabela 1 - Porcentagem de compostos químicos de acordo com o grau do aço.

Elemento	Grau A	Grau B	Grau C
Carbono (C)	0,25 max	0,30 max	0,35 max
Manganês (Mn)	0,27 a 0,93	0,29 a 1,06	0,29 a 1,06
Fósforo (P)	0,035 max	0,035 max	0,035 max
Enxofre (S)	0,035 max	0,035 max	0,035 max
Silício (Si)	0,10 min	0,10 min	0,10 min
Cromo (Cr)	0,40 max	0,40 max	0,40 max
Cobre (Cu)	0,40 max	0,40 max	0,40 max
Molibdênio (Mo)	0,15 max	0,15 max	0,15 max
Níquel (Ni)	0,40 max	0,40 max	0,40 max
Vanádio (V)	0,08 max	0,08 max	0,08 max

Fonte: Elaboração própria com base na norma ASTM A106.

Dentre esses elementos podemos destacar a utilização do manganês para proporcionar aumento na dureza e na resistência ao choque, o silício para aumentar a elasticidade e resistência mecânica, o cromo que também é capaz de aumentar a resistência mecânica e dureza bem como elevar a elasticidade do aço e aumentar a resistência à corrosão e o níquel que irá provocar aumento resistência à corrosão.

2.4.3 Aço Carbono com Revestimento em FBE

O FBE (*Fusion-Bonded Epoxy*) conhecido como epóxi ligado por fusão, é uma resina em pó termoendurecível, ou seja, a cura irá ocorrer através do calor que irá derreter e aderir à resina ao substrato metálico. Conforme apresentado na Fig. 2, a resina pode ser aplicada interna e/ou externamente na tubulação, proporcionando uma superfície lisa e resistente à degradação química, sem a presença de solventes. Suas propriedades destacam o FBE como uma excelente escolha de revestimento para as mais variadas condições ambientais (Cury, 2018). É amplamente utilizado nas tubulações da indústria de óleo e gás, devido à sua fácil aplicação e resistência química (Kehr 2003).

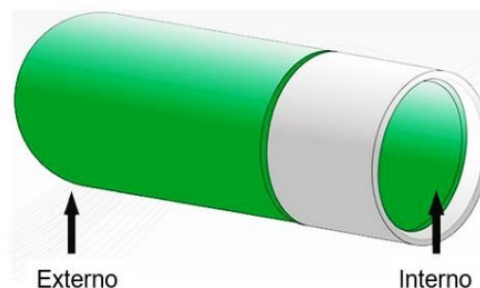


Figura 2 - Revestimento interno e externo com resina FBE. Fonte: DA SILVA MEDEIROS, 2020.

2.4.4 Super Duplex

Os aços que são baseados no sistema Ferro-Cromo-Níquel são conhecidos como a família dos aços inoxidáveis duplex, possuem teores de carbono geralmente menores do que 0,03% e podem ter adições de elementos como tungstênio, cobre e nitrogênio (NILSSON, 1997). Os aços duplex são materiais caracterizados por uma microestrutura bifásica composta de proporções semelhantes de ferrita e austenita, destacando-se por oferecer uma alta resistência à corrosão em condições críticas de operação, sendo uma alternativa aos aços inoxidáveis austeníticos mais convencionais.

Dentre as principais características dos aços duplex é possível mencionar que possuem elevada condutividade térmica, boa resistência mecânica, considerável soldabilidade, baixo coeficiente de expansão térmica e alta resistência à corrosão, destacando-se a corrosão por pite. Esses aços são diferenciados dentro da família através da sua composição química e, conforme apontado por Nilsson et al. (2007), o superduplex possui a seguinte composição: 25%Cr - 6,8%Ni - 3,7%Mo - 0,27%N, com ou sem tungstênio e cobre adicionados. São especificamente desenvolvidos para uso em ambientes mais agressivos e que exigem propriedades mecânicas mais elevadas.

2.4.4.1 ASTM A790

A tabela abaixo apresenta a composição do superduplex UNS S32750, feita com base na norma ASTM A790/A790M - 19.

Tabela 2 - Composição química do superduplex UNS S32750.

Elementos	Mínimo (%)	Máximo (%)
C	-	0,03
Mn	-	1,2
P	-	0,035
S	-	0,02
Si	-	0,8
Ni	6,0	8,0
Cr	24,0	26,0
Mo	3,0	5,0
Cu	-	0,5
Ni	0,24	0,32

Fonte: Elaboração própria com base na norma ASTM A790/A790M-19.

A adição de cromo, molibdênio e silício é capaz de auxiliar na estabilidade da fase ferrítica, enquanto a adição de níquel, nitrogênio, cobre, manganês e carbono auxilia na estabilidade da fase austenítica (Maetz et al., 2016). A adição de cromo é fundamental para que o aço possa desenvolver sua camada de passivação, o que faz com que ele seja classificado como um aço inoxidável. Ao utilizar esse material é possível aumentar a vida útil dos componentes no ambiente marítimo, bem como diminuir o risco da ocorrência de vazamentos e possíveis contaminações.

3. METODOLOGIA

Neste tópico serão abordados todos os aspectos metodológicos da pesquisa realizada, descrevendo-se os procedimentos necessários para estabelecer o cenário de comparação financeira entre os tipos de materiais de tubulação selecionados. Para o delineamento da tubulação foi utilizada a norma ASME B36.10M, a tubulação desenhada neste trabalho teve seus diâmetros, comprimentos, peso e SCH (*Schedule*) adaptados de dados reais de tubulações *offshore*. Os dados sobre a vida útil dos materiais apresentados foram disponibilizados por profissionais do ramo, a partir de experiências reais com as tubulações. Os valores iniciais para o quilo dos materiais, kits e para o escaneamento foram baseados na média de valores encontrados em catálogos de empresas que fabricam essas tubulações.

Apesar dos dados apresentados aqui serem adaptações de dados reais, as fontes em questão não podem ser citadas nesse tópico. Esse sigilo é necessário para proteger informações sensíveis e confidenciais, sua divulgação comprometeria os interesses estratégicos dos fornecedores das informações. Será mantido o respeito às normas éticas relacionadas à proteção de dados.

3.1 DELINEAMENTO DA TUBULAÇÃO

A tabela abaixo resume os valores de NPS, DN, OD (diâmetro externo) e SCH, que é a espessura de parede no padrão americano, para todos os tamanhos de tubulação que foram utilizados.

Tabela 3 - Dados de tamanho, diâmetro e espessura das tubulações.

Tamanho Nominal		Diâmetro Externo (mm)	Espessura da Parede (mm)	
NPS	DN	OD	SCH 40	SCH 80
2	50	60.3	3.91	5.54
3	80	88.9	5.49	7.62
6	150	168.3	7.11	10.97
8	200	219.1	8.18	12.70
10	250	273.1	9.27	15.09
12	300	323.9	10.31	17.48
14	350	355.6	11.13	19.05

Fonte: Elaboração própria com base na ASME B36.10M.

Após a etapa inicial de definição da tubulação, foi necessário estipular os comprimentos, pesos e SCH de cada seção. O sistema foi dividido em 18 linhas, cenários reais de tubulação podem conter subdivisões e apresentar diferentes diâmetros dentro de uma mesma linha, porém para este trabalho as linhas foram consideradas como sendo de diâmetro único. A tabela abaixo resume os valores estabelecidos para a tubulação que servirá de base para as análises.

Tabela 4 - Dados de diâmetro, comprimento, peso e SCH das tubulações.

Linha	NPS (pol)	Comprimento (m)	Peso (kg)	SCH
1	2	23.5	280	80
2	3	36.3	951	80
3	6	23.1	3068	40
4	6	15.2	2005	40
5	6	21.1	2802	40
6	8	3.1	613	40
7	10	13.9	1543	40
8	10	63.1	7030	40
9	10	12.3	1218	80
10	10	80.1	8251	40
11	12	16.3	1988	40
12	12	12.5	1525	40
13	12	14.4	1756	40
14	12	38.3	4677	40
15	12	19.1	2330	40
16	12	145.8	17787	40
17	14	22.6	5103	40
18	14	8.9	2011	40

3.2 DELINEAMENTO DO CENÁRIO

Para o cenário de 20 anos de operação do navio, será considerada a troca de toda a tubulação ao final da vida útil de cada material conforme estipulado:

- **Aço carbono sem revestimento** - 1 ano;
- **Aço carbono com revestimento FBE** - 2 anos;
- **Superduplex** - 10 anos.

Visto que foi estabelecida a troca das tubulações ao final de sua vida útil, não será considerado o custo de medidas preventivas como pintura ou aplicação de anticorrosivos, da mesma forma que não será considerado o custo de manutenções

como aplicação de grampos ou produtos para reparo de rachaduras como a Belzona. Portanto, para este trabalho foi considerado um cenário ideal onde a tubulação não apresentaria falhas antes do final da sua vida útil, dispensando os gastos com manutenção e não seriam utilizados meios preventivos para prolongar a vida útil dos materiais.

Quando é realizada troca de tubulação, se faz necessário o escaneamento 3D para que o tubo fabricado tenha um encaixe perfeito. Visto que este trabalho considera o período de 20 anos de operação do FPSO, para cobrir possíveis mudanças na estrutura do sistema, serão considerados os seguintes cenários:

- **Aço carbono sem revestimento** - 4 escaneamentos;
- **Aço carbono com revestimento FBE** - 4 escaneamentos;
- **Superduplex** - 1 escaneamento.

Será considerado o delineamento médio de uma linha por dia, com acréscimo de 4 dias extras. Para o pós processamento feito em terra, será considerada uma média de 2 dias por linha, com acréscimo de 4 dias extras.

3.3 DELINEAMENTO DE CUSTOS

A tabela abaixo resume os valores considerados para os materiais das tubulações de acordo com seu diâmetro.

Tabela 5 - Preço do quilo do material de acordo com o diâmetro da tubulação.

Material x Diâmetro	2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
Aço Carbono	94,63	98,15	102,65	103,78	111,8	119,45	129,87
Aço Carbono + FBE	130,43	135,67	140,87	142,56	155,67	168,04	180,54
Superduplex	342,47	369,98	392,35	420,76	452,98	495,67	596,32

Para a instalação das tubulações também se faz necessária a inclusão do valor dos chamados itens soltos, como por exemplo parafusos, arruelas e juntas. Será considerado o uso de um kit por linha, conforme preços iniciais resumidos abaixo.

Tabela 6 - Valor dos kits de itens soltos necessários para instalação da tubulação.

Material x Diâmetro	2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
Aço Carbono	275,41	289,75	340,32	377,67	763,98	920,54	1693,75
Aço Carbono + FBE	411,67	433,16	510,87	569,96	1145,67	1379,78	2530,78
Superduplex	900,85	1350,76	1440,53	1704,67	4138,76	5538,43	7603,45

Para a diária do escaneamento 3D realizado a bordo será considerado o valor de R\$ 6500,00 já incluso o equipamento. Para a diária do pós processamento será considerado o valor de R\$ 3000,00. Não serão considerados os valores de logística dos trabalhadores offshore, visto que eles podem variar de acordo com a mobilização e desmobilização dos colaboradores.

4. RESULTADOS

Para que os resultados possam ser visualizados com mais facilidade, a tabela 7 apresenta a soma do peso das tubulações de mesmo diâmetro.

Tabela 7 - Soma dos pesos das tubulações de mesmo diâmetro.

Linhas	NPS (pol)	Peso Total (kg)
1	2	280
2	3	951
3 a 5	6	7875
6	8	613
7 a 10	10	18042
11 a 16	12	30063
17 e 18	14	7114

4.1 AÇO CARBONO ASTM A106 GR.B

Para o primeiro cenário de Aço Carbono ASTM A106 GR.B, com vida útil de 1 ano, em 20 anos de operação foi considerado o custo inicial de comissionamento e 19 trocas completas da tubulação. Os valores para tubulação e kits considerados para cada troca estão apresentados nas Tabelas 8 e 9.

Tabela 8 - Valor do kg de material considerado para tubulação de aço carbono.

2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
94,63	98,15	102,65	103,78	111,8	119,45	129,87

Tabela 9 - Valor considerado para cada kit de aço carbono.

2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
275,41	289,75	340,32	377,67	763,98	920,54	1693,75

Para o cálculo do custo em tubulação, foi utilizado o valor do preço do quilo do material, apresentado na Tabela 8, multiplicado pelo peso total de cada conjunto de tubulação apresentado na Tabela 7. O valor estimado para gasto em tubulação em cada troca é apresentado na Tabela 10. O valor total por cada diâmetro será o resultado da multiplicação dos dados da Tabela 10 pelo fator 20, considerando que será realizado o comissionamento e 19 trocas completas da tubulação.

Tabela 10 - Custo estimado em tubulação de aço carbono para cada troca.

2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
26496,40	93340,65	808368,75	63617,14	2017095,60	3591025,35	923895,18

Para o cálculo do custo dos kits de itens soltos, foi considerada a utilização de um kit por linha conforme apresentado na Tabela 4. Sendo uma tubulação de 2", uma de 3", três de 6", uma de 8", quatro de 10", seis de 12" e duas de 14". O valor estimado em kits para cada troca é apresentado na Tabela 11. O valor total por cada diâmetro será o resultado da multiplicação dos dados da Tabela 11 pelo fator 20, considerando que será realizado o comissionamento e 19 trocas completas da tubulação.

Tabela 11 - Custo estimado em kits para tubulação de aço carbono em cada troca.

2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
275,41	289,75	1020,96	377,67	3055,92	5523,24	3387,50

Para o cálculo do custo com escaneamento 3D e pós processamento, foi considerado escaneamento nos marcos de 4, 8, 12 e 16 anos. Considerando o número total de 18 linhas, foram estimados 22 dias *offshore* para o escaneamento 3D e 40 dias de pós processamento em terra. O valor estimado para o 3D em cada ano é apresentado na Tabela 12. O valor total em escaneamento será a multiplicação dos dados da Tabela 12 pelo fator 4.

Tabela 12 - Custo estimado em escaneamento 3D e pós processamento.

3D Offshore	Pós Processamento
143000,00	120000,00

4.2 AÇO CARBONO COM REVESTIMENTO FBE

Para o segundo cenário foi considerado o valor do Aço Carbono com Revestimento interno em FBE, com vida útil de 2 anos, sendo assim para 20 anos de operação foi considerado o custo inicial de comissionamento e 9 trocas completas da

tubulação. Os valores para tubulação e kits considerados para cada troca estão apresentados nas Tabelas 13 e 14.

Tabela 13 - Valor do kg de material considerado para tubulação de aço carbono com revestimento FBE.

2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
130,43	135,67	140,87	142,56	155,67	168,04	180,54

Tabela 14 - Valor considerado para cada kit de aço carbono com revestimento FBE.

2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
411,67	433,16	510,87	569,96	1145,67	1379,78	2530,78

Para o cálculo do custo em tubulação, foi utilizado o valor do preço do quilo do material, apresentado na Tabela 13, multiplicado pelo peso total de cada conjunto de tubulação apresentado na Tabela 7. O valor estimado para gasto em tubulação em cada troca é apresentado na Tabela 15. O valor total por cada diâmetro será o resultado da multiplicação dos dados da Tabela 15 pelo fator 10, considerando que será realizado o comissionamento e 9 trocas completas da tubulação.

Tabela 15 - Custo estimado em tubulação de aço carbono com revestimento FBE para cada troca.

2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
36520,40	129022,17	1109351,25	87389,28	2808598,14	5051786,52	1284361,56

Para o cálculo do custo dos kits de itens soltos, foi considerada a utilização de um kit por linha conforme apresentado na Tabela 4. Sendo uma tubulação de 2", uma de 3", três de 6", uma de 8", quatro de 10", seis de 12" e duas de 14". O valor estimado em kits para cada troca é apresentado na Tabela 16. O valor total por cada diâmetro será o resultado da multiplicação dos dados da Tabela 16 pelo fator 10, considerando que será realizado o comissionamento e 9 trocas completas da tubulação.

Tabela 16 - Custo estimado em kits para tubulação de aço carbono com revestimento FBE para cada troca.

2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
411,67	433,16	1532,61	569,96	4582,68	8278,68	5061,56

O cálculo do custo com escaneamento 3D é o mesmo considerado para o primeiro cenário, o valor estimado para cada 3D foi apresentado na Tabela 12.

4.3 SUPERDUPLEX A790 UNS S32750

Para o terceiro cenário foi considerado o valor do Superduplex A790 UNS S32750, com vida útil de 10 anos, sendo assim para 20 anos de operação foi considerado o custo inicial de comissionamento e uma troca completa da tubulação. Os valores para tubulação e kits considerados para cada troca estão apresentados nas Tabelas 17 e 18.

Tabela 17 - Valor do kg de material considerado para tubulação de superduplex.

2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
342,47	369,98	392,35	420,76	452,98	495,67	596,32

Tabela 18 - Valor considerado para cada kit de superduplex.

2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
900,85	1350,76	1440,53	1704,67	4138,76	5538,43	7603,45

Para o cálculo do custo em tubulação, foi utilizado o valor do preço do quilo do material, apresentado na Tabela 17, multiplicado pelo peso total de cada conjunto de tubulação apresentado na Tabela 7. O valor estimado para o comissionamento e a única troca dessa tubulação é apresentado na Tabela 19. O valor total por cada diâmetro será o resultado da multiplicação dos dados da Tabela 19 pelo fator 2, considerando que será realizado o comissionamento e apenas uma troca completa da tubulação.

Tabela 19 - Custo estimado em tubulação de superduplex para cada troca.

2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
95891,60	351850,98	3089756,25	257925,88	8172665,16	14901327,21	4242220,48

Para o cálculo do custo dos kits de itens soltos, foi considerada a utilização de um kit por linha conforme apresentado na Tabela 4. Sendo uma tubulação de 2", uma de 3", três de 6", uma de 8", quatro de 10", seis de 12" e duas de 14". O valor total estimado em kits é apresentado na Tabela 20. O valor total por cada diâmetro será o resultado da multiplicação dos dados da Tabela 20 pelo fator 2, considerando que será realizado o comissionamento e apenas uma troca completa da tubulação.

Tabela 20 - Custo estimado em kits para tubulação de superduplex para cada troca.

2"	3"	6"	8"	10"	12"	14"
900,85	1350,76	4321,59	1704,67	16555,04	33230,58	15206,90

Para o cálculo do custo com escaneamento 3D e pós processamento, foi considerado apenas um escaneamento no marco de 10 anos. O valor estimado para o 3D foi apresentado na Tabela 12.

4.4 COMPARATIVO DOS RESULTADOS

O custo total para cada cenário será a soma do total gasto em tubulação, kits e escaneamento 3D. A Tabela 21, mostra o total gasto em tubulações e kits de aço carbono e a Tabela 22 apresenta o total gasto com escaneamento.

Tabela 21 - Custo total para tubulação e kits de aço carbono.

	Tubulação	Kits
2"	529928,00	5508,20
3"	1866813,00	5795,00
6"	16167375,00	20419,20
8"	1272342,80	7553,40
10"	40341912,00	61118,40
12"	71820507,00	110464,80
14"	18477903,60	67750,00
Total	150476781,40	278609,00

Tabela 22 - Custo total para escaneamento 3D do primeiro cenário.

3D Offshore	Pós Processamento
572000,00	480000,00

Portanto, o custo total ao final de 20 anos de operação para a tubulação de aço carbono será de R\$ 151.807.390,40.

A Tabela 23, mostra o total gasto em tubulações e kits de aço carbono com revestimento em FBE, o custo total do escaneamento 3D e pós processamento é o mesmo apresentado na Tabela 22.

Tabela 23 - Custo total para tubulação e kits de aço carbono com revestimento FBE.

	Tubulação	Kits
2"	365204,00	4116,70
3"	1290221,70	4331,60
6"	11093512,50	15326,10
8"	873892,80	5699,60
10"	28085981,40	45826,80
12"	50517865,20	82786,80
14"	12843615,60	50615,60
Total	105070293,20	208703,20

Portanto, o custo total ao final de 20 anos de operação para a tubulação de aço carbono com revestimento de FBE será de R\$ 106.330.996,40.

A Tabela 24, mostra o total gasto em tubulações e kits de superduplex e a Tabela 12 já apresentou o total gasto com escaneamento 3D e pós processamento, visto que será feita apenas uma campanha.

Tabela 24 - Custo total para tubulação e kits de superduplex.

	Tubulação	Kits
2"	191783,20	1801,70
3"	703701,96	2701,52
6"	6179512,50	8643,18
8"	515851,76	3409,34
10"	16345330,32	33110,08
12"	29802654,42	66461,16
14"	8484440,96	30413,80
Total	62223275,12	146540,78

Portanto, o custo total ao final de 20 anos de operação para a tubulação de superduplex será de R\$ 62.632.815,90. Uma redução de aproximadamente 60% do custo para o aço carbono.

5. CONCLUSÃO

A análise de custo realizada sobre os efeitos da corrosão em tubulações offshore, especialmente considerando a água produzida na indústria de óleo e gás, destaca a importância crítica da escolha adequada de materiais. O aço carbono, frequentemente escolhido por sua acessibilidade e boa soldabilidade, também é altamente suscetível à corrosão quando exposto a condições desafiadoras.

A avaliação do desempenho econômico, considerando a aplicação de diferentes materiais ao longo de 20 anos de operação, mostrou resultados consideráveis. Fica claro que o uso do superduplex apresentou uma redução significativa de 60% no custo total em relação ao aço carbono, diminuindo também a quantidade de material descartado no ambiente, visto que são necessárias menos trocas ao longo da vida útil do FPSO. Esse resultado demonstra não apenas a eficácia do superduplex em resistir à corrosão, mas também sua viabilidade financeira a longo prazo.

Portanto, se faz necessário ressaltar a importância estratégica de considerar não apenas as propriedades técnicas dos materiais, mas também os impactos econômicos ao tomar decisões relacionadas à integridade de tubulações. O superduplex emerge como uma opção vantajosa, oferecendo não apenas resistência superior à corrosão, mas também representa uma economia substancial ao longo do ciclo de vida das instalações offshore.

Dado que o conhecimento não é finito, recomenda-se revisões e atualizações acerca de novos materiais que possam surgir como promissores no cenário offshore, como por exemplo a utilização da tubulação de aço carbono com revestimento em PVDF (fluoreto de polivinilideno), um revestimento orgânico que oferece resistência a corrosão. Se faz pertinente também a avaliação de cenários mais detalhados considerando a vibração dos equipamentos e desgaste por velocidade do líquido, que também podem resultar em impacto na vida útil do material. Assim como considerar os custos de ações preventivas como pintura e reparos corretivos pode contribuir para o avanço na tomada de decisões mais informadas e sustentáveis na indústria de óleo e gás.

REFERÊNCIAS

- ADESINA, K. A., NEDJATI, A., & YAZDI, M. *A Short communication: Improving marine safety management system by addressing common safety program failures*. Research in Marine Sciences, 5(2), 671-680. 2020.
- AMORIM, F. S. *Introdução ao estudo de Unidades Flutuantes de Produção, Processamento, Armazenamento e Transferência (FPSO)*. 2010.
- ATARAH, J. J. A. *The use of flotation technology in produced water treatment in the oil & gas industry* (Master's thesis, University of Stavanger, Norway). 2011.
- BRAGA, R. M. *Uso de argilominerais e diatomita como adsorventes de fenóis em águas produzidas na indústria do petróleo*. Dissertação de M.Sc., PPGCEP/UFRN, Natal, RN, Brasil, 2004.
- BOHNI, H. *Localized corrosion of passive metals*. in: R. Winston Revie (Ed.), *Ullrich's Corrosion Handbook*, 3rd ed., John Wiley & Sons, New Jersey, 2011 (Chapter 13).
- CURY, C.S.R. *Compósito de epóxi, do tipo fusion-bonded, aditivado com grafeno e óxido de grafeno para revestimento de tubulações metálicas*. Dissertação de Mestrado. 2018.
- DA COSTA ALVES, S. L., ALVES, L. R., TOFANELI, L. A., & OLIVEIRA, T. D. *Influência da temperatura no escoamento de petróleo em linhas de produção de fibra de vidro no campo petrolífero da cidade de Araçás-BA*. *Petróleo e outros combustíveis* Volume, 54.
- DA CUNHA MARROIG, M., DE SOUZA, F. V. V., DA MOTA, R. D. O., QUINTELA, J. P., & MARGARIT, I. C. P. *Corrosão Associada a Isolamento Térmico de Dutos*.
- DA SILVA MEDEIROS, F. *Revestimentos de nanocompósitos de fusion-bonded epoxy com óxido de grafeno reduzido em aço carbono: análises tribológicas e eletroquímicas*. 2020.
- DA SILVA, C. A., SANTANA, E. J., JUNIOR, A. C. M. V., & BOVÉRIO, M. A. *Influência da Calibragem a Quente nas Propriedades dos Aços USI SAC 350 e ASTM A106 Gr. B*. SITEFA, 1(1), 13-27, 2018.
- DAGUR, Akash Harendra et al. *Microstructure, mechanical properties and biocorrosion behavior of dissimilar welds of AISI 904L and UNS S32750*. *Journal of Manufacturing Processes*, v. 30, p. 27-40, 2017.
- DANDEKAR, T. R. et al. *Shielded metal arc welding of UNS S32750 steel: Microstructure, mechanical properties and corrosion behaviour*. *Materials Research Express*, [s. l.], v. 5, n. 10, p. 1–13, 2018.
- DE MOURA, G. P. *Corrosão em tubulações de aço carbono pertencentes ao sistema STU-85 da Base Operacional Geólogo Pedro de Moura (BOGPM)-PETROBRAS/URUCU-AM: estudo de caso*. 2019.

DE OLIVEIRA FARIZEL, F., & DE CAMARGO, J. R. *Soldagem em operação de tubulação de aço carbono em unidades de processos industriais*. Cadernos UniFOA, 17(50), 1-14, 2022.

DIAS, B. C. D. V. *Análise estrutural estática de um módulo no convés de um FPSO*. 2012.

EGHLIMI, A. et al. *Characterization of microstructure and texture across dissimilar super duplex/austenitic stainless steel weldment joint by austenitic filler metal*. Materials Characterization, [s. l.], v. 106, n. 1, p. 27–35, 2015.

FAKHRU'L-RAZI, A., PENDASHTEH, A., ABDULLAH, L. C., BIAK, D. R. A., MADAENI, S. S., & ABIDIN, Z. Z. *Review of technologies for oil and gas produced water treatment*. Journal of hazardous materials, 170 (2-3), 530-551, 2009.

FONSECA, R.M.R. *A importância do aproveitamento da água resultante da produção de petróleo*. Departamento de Engenharia Civil - Curso de Especialização em Engenharia sanitária e Ambiental - Aracajú-SE, 1999.

GENTIL, V. *Corrosão*. 5ª edição – Rio de Janeiro: LTC, 2007.

GENTIL, V. *Corrosão*. 6ª. ed. Rio de Janeiro: LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora SA, v. I, 2011.

GOMES, E.A. *Tratamento combinado da água produzida de petróleo por eletroflotação e processo fenton*. Universidade Tiradentes-Unit, 2009.

HONG, A.; FANE, A.G.; BURFORD, R. *Factors affecting membrane coalescence of stable oil-in-water emulsions*. Journal of Membrane Science, v. 222, p. 19-39, 2003.

INVERNIZZI, B. P. *Soldagem circunferencial do aço inoxidável super duplex UNS S32750 pelo processo MIG com controle CMT®* (Doctoral dissertation, Universidade de São Paulo). 2017.

KEHR, J. A. *Fusion-Bonded Epoxy (FBE): A foundation for pipeline corrosion protection*. NACE International Houston. 2003.

LI, J. et al. *Effect of microstructure on the corrosion resistance of 2205 duplex stainless steel. Part 1: Microstructure evolution during isothermal aging at 850 °C and evaluation of anticorrosion properties by methods of cyclic potentiodynamic polarization and electr.* Construction and Building Materials, [s. l.], v. 189, n. 1, p. 1286–1293, 2018.

LIMA, R. B. D. D. *Pré-qualificação de materiais disponíveis no mercado brasileiro para fabricação de tubulação de top side de plataformas offshore*. 2015.

LIMEIRA, V., DE OLIVEIRA, L. C. S., & MOURA, J. A. F. *Estudo da Nr 37 Aplicada à Plataforma FPSO Piranema Spirit Do Tipo Monocoluna*. Caderno De Graduação - Ciências Exatas E Tecnológicas - UNIT - ALAGOAS, 6(3), 160. 2021.

MAETZ, J. Y. et al. *Precipitation and Phase Transformations in 2101 Lean Duplex Stainless Steel During Isothermal Aging*. Metallurgical and Materials Transactions A: Physical Metallurgy and Materials Science, [s. l.], v. 47, n. 1, p. 239–253, 2016.

MENEZES, J. W. A. *Análise quantitativa da fase ferrítica do aço inoxidável duplex UNS S31803 na condição soldada*. 117 f. Dissertação (Mestrado). Departamento de Engenharia Metalúrgica e de Materiais, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2005.

MOTTA, A. R. P. D., BORGES, C. P., KIPERSTOK, A., ESQUERRE, K. P., ARAUJO, P. M., & BRANCO, L. D. P. N. *Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão*. Engenharia Sanitária e Ambiental, 18, 15-26, 2013.

NILSSON, J. O. et al. *Structural stability of super duplex stainless weld metals and its dependence on tungsten and copper*. Metallurgical and Materials Transactions A, v. 27, n. 8, p. 2196-2208, 1996.

NILSSON, J. O. *Super duplex stainless steels*. Materials Science and Technology, v. 8, n. 3, p. 685 - 700, 1992.

NILSSON, J. O. *The physical metallurgy of duplex stainless steel*. In: Conference Duplex Stainless Steels 97 1997, Zutphen - Netherlands. International Institute of Welding. p.73-82.

NILSSON, J. O.; CHAI, G.; KIVISÄKK, U. *Recent development of duplex stainless steels*. Sandvik Materials Technology, p. 585-590, 2007.

NILSSON, J. O.; KARLSSON, L.; ANDERSSON, J. O. *Secondary austenite formation and its relation to pitting corrosion in duplex stainless steel weld metal*. Materials and Science Technology, v. 11, p. 276-283, 1995.

NILSSON, J. O.; WILSON, A. *Influence of isothermal phase transformations on toughness and pitting corrosion of super duplex stainless steel SAF 2507*. Materials Science and Technology, v. 9, n. 7, p. 545-554, 1993.

OLIVEIRA, L.C; CAMPOS, P.H; SILVA, C.E; SANTOS, P.T. *The correlation between materials, processes and final properties in the pipeline coating system with polyethylene in triple layer*. Brazil: N. p., 2003. Web.

PAIVA, T. C. C., MARTINS, T. R. D. B., SOUZA, G. C. D., PARDAL, J. M., TAVARES, S. S. M., FONSECA, M. C., & CARDOTE FILHO, I. *Análise da influência do gás de purga na raiz de juntas soldadas pelo processo GTAW em aço inoxidável superduplex UNS S32750*. Soldagem & Inspeção, 19, 125-133, 2014.

PARDAL, J. M., TAVARES, S. S., PONZIO, E. A., & SCHMITT, V. M. *Uma revisão da resistência à corrosão em aços inoxidáveis duplex e superduplex*. Revista Virtual de Química, 5(4), 658-677. 2013.

- PESSOA, A. R. P. *Soldagem em chapas de aços inoxidáveis superduplex UNS S32750 utilizando o processo arame tubular*. 271 f. Tese (Doutorado em Ciências de Materiais) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.
- RAMKUMAR, K. D., GOUTHAM, P. S., RADHAKRISHNA, V. S., TIWARI, A., & ANIRUDH, S. *Studies on the structure–property relationships and corrosion behaviour of the activated flux TIG welding of UNS S32750*. *Journal of Manufacturing Processes*, 23, 231-241. 2016.
- S.D. CRAMER, B.S. COVINO JR., *Fundamentals, testing, and protection in metals*. ASM Handbook, 10th ed., Corrosion, vol. 13 A, ASM International, Materials Park, OH, 2003.
- SAIDI, M.; MADDAHIAN, R.; FARHANIEH, B.; AFSHIN, H. *Modeling of flow field and separation efficiency of a deoiling hydrocyclone using large eddy simulation*. *International Journal of Mineral Processing*, v. 112-113, p. 84-93, 2012.
- SAROL, J., & LAVOOI, J. *Floating production storage and offloading (FPSO)*. In *The Offshore Pipeline Engineering* (pp. 73-96). Elsevier. 2003.
- SCOPEL, E. M. *Evolução das fases no aço inoxidável super duplex UNS S32750 submetido à variação de aportes técnicos no limite da dissolução da fase sigma*. 2021.
- SILVA, F. F. *Análise do Tratamento do Efluente Líquido do Petróleo Sob a Perspectiva dos Equipamentos de Tratamento e dos Fatores que Influenciam o Processo de Tomada de Decisão: Um Estudo de Caso na Produção de Petróleo*. Dissertação de Pós-Graduação (Engenharia Ambiental) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Fluminense, Macaé, 2018.
- SOUZA, E. D. D. *Análise de corrosão por meio de perda de massa e espessura em aços pela ação da água produzida de poços petrolíferos*. Universidade Federal de Sergipe, Pró-Reitoria de Pós-Graduação e Pesquisa, Núcleo de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais. Mestrado em Ciência e Engenharia de Materiais, 2010.
- STEWART, M. & ARNOLD, K. *Produced Water Treatment Field Manual*. Part 1 - Produced Water Treating Systems, p. 1-134, 2011.
- TELLES, P. C. S. *Materiais para equipamentos de processos*. 6ª. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.
- TELLES, P.C.S.; BARROS, D.G.P. *Tabelas e Gráficos para Projetos de Tubulação*. Rio de Janeiro, BR-RJ: LTC, 2001. 248p.
- THE AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM). *A790/A790M-22, Standard Specification for Seamless and Welded Ferritic/Austenitic Stainless Steel Pipe*. 9p.

THE AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM). *ASTM A106, Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service*. 9p.

THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME). *ASME B36.10M. Welded and Seamless Wrought Steel Pipe*. 32p. 2018.

THOMAS, J. E., *Fundamentos da Engenharia de Petróleo*, 2 ed., Rio de Janeiro, Editora Interciência Ltda, 2001.

TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C. A.; VEROTTI FILHO, C.; XAVIER, J. A. D. X.; MACHADO, J. C. V. M.; THOMAS, J. E.; DE SOUZA FILHO, J. E.; DE PAULA, J. L.; DE ROSSI, N. C. M.; PITOMBO, N. E. S.; GOUVEA, P. C. V. M., CARVALHO, R. S.; BARRAGAN, R. V. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

TURAN, A., & AKSU, M. *FPSO – Floating production, storage, and offloading*. In *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment* (Vol. 220, No. 3, pp. 123-129), 2006.

VELÁZQUEZ, J. C., CRUZ-RAMIREZ, J. C., VALOR, A., VENEGAS, V., CALEYO, F., & HALLEN, J. M. *Modeling localized corrosion of pipeline steels in oilfield produced water environments*. *Engineering Failure Analysis*, 79, 216–231, 2017.

WANG, X., XU, J., SUN, C., & YAN, M. *Effect of oilfield produced water on corrosion of pipeline*. *International Journal of Electrochemical Science*, 10(10), 2015.