



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO ACADÊMICO DO AGRESTE
NÚCLEO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

ELYAQUIM DOMINGOS TORRES

**QUANTIFICAÇÃO DE RISCO EM DUTOS OFFSHORE CORROÍDOS USANDO
MÉTODO SEMIEMPÍRICO E MODELO DE ELEMENTOS FINITOS**

Caruaru

2023

ELYAQUIM DOMINGOS TORRES

**QUANTIFICAÇÃO DE RISCO EM DUTOS OFFSHORE CORROÍDOS USANDO
MÉTODO SEMIEMPÍRICO E MODELO DE ELEMENTOS FINITOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenação do Curso de Engenharia Civil do
Campus Agreste da Universidade Federal de
Pernambuco – UFPE, na modalidade de artigo
científico, como requisito parcial para
obtenção do grau de Bacharel em Engenharia
Civil.

Área de concentração: Estruturas.

Orientadora: Profa. Dra. Juliana von Schmalz Torres

Caruaru

2023

AGRADECIMENTOS

Expresso minha profunda gratidão a Deus e a todas as pessoas que me acompanharam ao longo da minha jornada acadêmica. Quero manifestar meu sincero agradecimento à minha família, especialmente aos meus pais, pelo apoio incondicional e constante incentivo durante todo esse nosso projeto, inclusive nos momentos em que me senti mais vulnerável.

Sinto-me verdadeiramente abençoado pelas amizades que construí na universidade, com destaque para minhas amigas mais próximas, Rebeca e Aline, assim como meu querido amigo surpresa, João, que sempre esteve ao meu lado com carinho sincero.

Minha gratidão se estende a todos os professores que desempenharam um papel importante na minha formação profissional e crescimento pessoal. Agradeço especialmente à minha orientadora, Juliana Torres, pela dedicação, paciência e prontidão em me auxiliar sempre que necessário.

Agradeço a todos que fizeram parte dessa jornada e tornaram possível a realização deste trabalho.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS (SE NECESSÁRIO)

Cenpes	Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello
CoF	Consequência de falha
FORM	<i>First Order Reliability Method</i>
MC	Monte Carlo
PADMEC	Processamento de Alto Desempenho em Mecânica Computacional
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
PoF	Probabilidade de falha
VA	Variável aleatória
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{of}	Consequência de falha
ρ	Densidade do fluido
D	Diâmetro externo do duto
t	Espessura da parede do duto
α	Fator empírico que considera a geometria do defeito
β	Índice de confiabilidade
P_a	Pressão admissível
P_f	Pressão de falha
P_{ext}	Pressão externa
P_{int}	Pressão interna
P_{of}	Probabilidade de falha
d	Profundidade do defeito
d_o	Profundidade inicial do defeito em um determinado instante de tempo
d_{rate}	Taxa de corrosão radial
σ_y	Tensão de escoamento do material
σ_{flow}	Tensão de fluência do material
σ_{rup}	Tensão de ruptura do material
R	Variável aleatória de resistência
S	Variável aleatória de solicitação

Quantificação de risco em dutos offshore corroídos usando método semiempírico e modelo de elementos finitos.

Risk quantification in corroded offshore pipelines using semi-empirical method and finite element model.

Elyaquim Domingos Torres¹

RESUMO

O setor de petróleo e gás é um componente crítico da indústria global devido à sua contribuição para o mercado cambial e para a manutenção das principais matrizes energéticas. O transporte desses fluidos por meio de oleodutos continua a ser a escolha economicamente viável e segura, embora enfrente desafios devido à deterioração gradual ocasionada por corrosão, que pode resultar em impactos irreparáveis no caso de rompimento. Nesse contexto, a prioridade recai sobre o gerenciamento da integridade, visando garantir operações seguras e minimização de perdas. Não obstante, devido às diferentes fontes de incertezas do sistema, o acompanhamento da vida útil do oleoduto em campo é um processo caro e difícil de ser executado. Logo, é apreciável avaliar os defeitos provindos da corrosão no âmbito da confiabilidade. O objetivo deste trabalho é realizar a análise quantitativa e qualitativa de risco de oleodutos *offshore* corroídos. Para isto, serão usados conceitos estatísticos e métodos de confiabilidade estrutural, utilizando o FORM (método de confiabilidade de primeira ordem) e as simulações de Monte Carlo. A função de falha para cálculo da probabilidade de falha será definida pela diferença entre variável de resistência e a variável de solicitação. A pressão de falha será quantificada por meio de simulações computacionais baseadas no método dos elementos finitos - MEF, como também por meio do método semiempírico para fins de comparação, seguindo as recomendações propostas pelo manual prático DNV-RP-F101 (2015). A modelagem numérica do oleoduto será feita usando elementos axissimétricos. No que concerne à realização do levantamento quantitativo e qualitativo do risco associado à falha da estrutura, serão empregadas as recomendações práticas do manual DNV-RP-G101(2017), visando obter informações úteis para o gerenciamento da integridade de oleodutos e garantir um acompanhamento prévio, seguro e eficiente do sistema. O estudo concluiu que as pressões de falha obtidas pelo MEF foram maiores que as calculadas

utilizando o manual da DNV, como era esperado. Isso refletiu nos índices de confiabilidade obtidos e resultou numa estimativa de tempo de vida útil maior para o oleoduto analisado via MEF. Os riscos econômicos e ambientais calculados com os resultados provindos do MEF foram consideravelmente menores que os obtidos pelo manual da DNV.

Palavras-chave: Risco; Dutos; Confiabilidade; MEF; Corrosão.

ABSTRACT

The oil and gas sector is a critical component of the global industry, contributing significantly to foreign exchange markets and the maintenance of primary energy sources. The transportation of these fluids through pipelines remains the economically viable and secure choice, although encountering challenges due to gradual deterioration caused by corrosion, which can lead to irreparable impacts in the event of a rupture. In this context, the focus is on integrity management, aiming to ensure safe operations and minimize losses. Nevertheless, due to the various sources of system uncertainties, field assessment of pipeline lifespan is an expensive and challenging process. Therefore, it is valuable to evaluate corrosion-related defects within the realm of reliability. The objective of this study is to perform a quantitative and qualitative risk analysis of corroded offshore pipelines. To achieve this, statistical concepts, and structural reliability methods, using the First Order Reliability Method (FORM) and Monte Carlo simulations, will be employed. The failure function for calculating the probability of failure will be defined as the difference between the resistance variable and the demand variable. Failure pressure will be quantified through computational simulations based on the Finite Element Method (FEM) and a semi-empirical method for comparison, following the recommendations proposed by the practical manual DNV-RP-F101 (2015). The numerical modeling of the pipeline will be carried out using axisymmetric elements. Regarding the quantitative and qualitative assessment of the risk associated with structural failure, practical recommendations from the DNV-RP-G101 manual (2017) will be applied to obtain useful information for pipeline integrity management and ensure a proactive, safe, and efficient system monitoring. The study concluded that the failure pressures obtained through FEM were higher than those calculated using the DNV manual, as expected. This was reflected in the reliability indices obtained and resulted in a longer estimated lifespan for the analyzed pipeline using FEM. The economic and environmental risks calculated using the results from FEM were considerably lower than those obtained from the DNV manual.

Keywords: Risk; Pipelines; Reliability; FEM; Corrosion.

DATA DE APROVAÇÃO: 03 de outubro de 2023.

1 INTRODUÇÃO

O setor de petróleo e gás é um fator determinante da indústria global, tendo em vista que, além de contribuir para o mercado cambial, é responsável pela geração de empregos e manutenção das principais matrizes energéticas (IBP, 2019). Embora 58,6% do consumo mundial final de energia seja oriundo dessas fontes (International Energy Agency - IEA, 2019), o transporte desses fluidos continua a ser uma das etapas mais desafiadoras, vitais, e dispendiosas de todo o processo (ABYANI *et al.*, 2022).

Estudos relacionados à aplicação industrial afirmam que o uso de oleodutos tem sido a maneira mais econômica e segura de transportar fluidos a longas distâncias — apesar da estrutura estar sujeita a uma deterioração gradual que pode resultar em impactos ambientais, econômicos, e sociais irreparáveis, no caso de rompimento (ABYANI; BAHAAARI, 2021).

Entre as possíveis causas para o desgaste em oleodutos, podem ser citados problemas estruturais e mecânicos, riscos naturais, má funcionalidade do sistema e, por fim, a corrosão (EL-ABBASY *et al.*, 2014), que é a principal causa de acidentes decorrentes de falhas em oleodutos (SUN; CHENG, 2018; XU *et al.*, 2017). Em 2022, o setor de Administração de Segurança de Oleodutos e Materiais Perigosos (PHMSA, 2023) do Departamento de Transportes dos Estados Unidos da América registrou 632 incidentes em oleodutos. Dentre esses, 20% foram causados por corrosão, resultando em um custo total de US\$50.410.176.

Todavia, a corrosão é um processo natural que sucede a interação entre os materiais do duto e o ambiente, podendo ocorrer nas paredes internas ou externas (XIE; TIAN, 2018). Geralmente, o defeito na superfície do oleoduto tem formato complexo e tamanho pequeno em comparação à extensão. Entretanto, eles podem crescer sob a influência do fluido, acarretar a perfuração e, por conseguinte, ocasionar o vazamento ou ruptura no duto caso a pressão interna ou externa ultrapasse a permitida (ALJAROUDI *et al.*, 2015; LARIN; BARKANOV; VODKA, 2016).

Tanto a corrosão interna quanto a externa são fenômenos destrutivos que podem interromper o fluxo constante de serviços e causar danos graves aos dutos existentes durante a vida útil operacional (ABYANI *et al.*, 2022). Apesar de poder continuar funcional, desde que a máxima pressão de operação não tenha sido atingida (SUN; CHENG, 2018), a redução gradual das propriedades mecânicas do duto em razão da perda material decorrente do

processo corrosivo aumenta a probabilidade de falha (MISHRA; KESHAVARZZADEH; NOSHADRAVAN, 2019). Por este motivo, o gerenciamento da integridade passa a ser prioridade, a fim de garantir uma operação segura, aumento da produtividade e redução de quaisquer perdas financeiras (ABYANI *et al.*, 2022).

Segundo Beck (2012), ao considerar as diferentes fontes de incertezas aleatórias e epistêmicas do sistema, realizar o acompanhamento da estrutura (duto) passa a ser um processo difícil e custoso de ser realizado em campo. Logo, é razoável buscar avaliar os defeitos de corrosão no âmbito da confiabilidade e dos processos estatísticos (ABYANI *et al.*, 2022; ABYANI; BAHAARI, 2020).

A probabilidade de falha (ou ruptura) de um duto corroído é um processo que está intimamente ligado à sua confiabilidade estrutural — que é capacidade da estrutura atender os requisitos especificados para qual foi projetada durante sua vida útil (ISO, 2015; SAGRILO, 1994; SAKAMOTO, 2016).

Muitos estudos têm calculado essa probabilidade por meio de métodos que utilizam equações analíticas, dentre estes os que se baseiam na simulação de Monte Carlo e no FORM (ABYANI *et al.*, 2022; HEGGAB; EL NEMR; EL AGHOURY, 2023), fazendo uso de manuais práticos largamente utilizados na indústria, como por exemplo a DNV-RP-F101 (2015) que estima a pressão de ruptura de dutos corroídos (ABYANI *et al.*, 2022). Esses modelos são geralmente simples de serem computacionalmente implementados e suas conclusões são notavelmente conservadoras (MOTTA *et al.*, 2017).

Como solução alternativa, a pressão de ruptura (variável que compõe o cálculo da função de falha) também pode ser quantificada por meio da modelagem em elementos finitos (MEF) (ABYANI *et al.*, 2022; ABYANI; BAHAARI, 2021; HEGGAB; EL NEMR; EL AGHOURY, 2023; SUN; CHENG, 2018). Essa técnica vem sendo frequentemente usada para superar as desvantagens de testes experimentais (HEGGAB; EL NEMR; EL AGHOURY, 2023) e é amplamente reconhecida como uma poderosa ferramenta para a simulação do comportamento não linear de estruturas. Em particular, vários estudos demonstraram que, quando um critério de falha apropriado é estabelecido, o MEF é capaz de avaliar com precisão a pressão de falha (ruptura) de dutos corroídos (SILVA; GUERREIRO; LOULA, 2007).

Atualmente, no mercado, existem diversas ferramentas computacionais que realizam a simulação via MEF de estruturas em geral. O Patran (HEXAGON, 2023), por exemplo, é um *software* comercial de pré e pós-processamento para análise via elementos finitos, usado principalmente para gerar malhas, definir condições de contorno, cargas, executar análises estruturais, e visualizar resultados. Por conseguinte, o *software* ANSYS (ANSYS, 2023),

permite a simulação do comportamento deste produto ou processo em condições diversas, possibilitando a redução de custos e tempo de desenvolvimento.

Baseado nas duas ferramentas supracitadas, a Universidade Federal de Pernambuco por meio do grupo PADMEC (Processamento de Alto Desempenho em Mecânica Computacional), financiado pela Petrobras, desenvolveu um sistema de gerenciamento automático de geração e análise de modelos de elementos finitos (*Finite Element Analysis* — FEA) de dutos corroídos, nomeado PIPEFLAW, que utiliza o ambiente computacional do *software* comercial MSC.Patran para geração de modelos e o Ansys para realização das análises. Vale salientar que o programa funciona apenas como ferramenta facilitadora e não modifica os resultados provindos dos *softwares*.

Uma vez quantificada a pressão de falha e, por conseguinte, a probabilidade de falha por meio da confiabilidade estrutural, pode-se determinar os riscos associados à estrutura. Segundo Beck (2012), o risco pode ser definido como o produto da probabilidade de um evento com suas consequências de falha. Nesse sentido, é fundamental realizar a avaliação qualitativa das consequências com o intuito de determinar o grau de gravidade, e em seguida, mensurar, de forma quantitativa, o risco em termos monetários.

Para mensuração desses riscos, a empresa *Det Norske Veritas* — DNV estabeleceu manuais de recomendações práticas que serão utilizados neste trabalho. Destes, destaca-se o manual DNV-RP-G101 (2017), que além de fornecer diretrizes para projetos de estruturas *offshore* fixas, também contém informações sobre como avaliar o desempenho destas, auxiliando em processos de reparos e atualizações, e englobando nesses procedimentos os riscos associados à falha da estrutura.

Sendo assim, este trabalho tem como objetivo realizar a análise de risco de um oleoduto *offshore* corroído, tendo como base os conceitos de confiabilidade estrutural. Para tal, a pressão de falha será quantificada, utilizando método semiempírico e modelagem numérica via elementos finitos do duto em questão.

Logo, serão empregadas as recomendações práticas do manual DNV-RP-G101(2017) para a realização do levantamento quantitativo e qualitativo do risco associado à falha da estrutura. Por fim, uma análise comparativa será realizada entre os resultados provindos do método semiempírico e do MEF, a fim de observar as divergências entre eles e realizar ponderações pertinentes ao uso dessas ferramentas frente às necessidades práticas.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Realizar a análise de risco, quantitativa e qualitativa, de um oleoduto *offshore* afetado por defeito devido a corrosão, empregando tanto o método semiempírico definido pela DNV-RP-F101 (2015) quanto o método de elementos finitos, de acordo com as diretrizes estabelecidas na DNV-RP-G101 (2017).

1.1.2 Objetivos Específicos

- Realizar análises de confiabilidade estrutural usando os métodos de Monte Carlo e FORM para determinar a probabilidade de falha e consequentemente o índice de confiabilidade, com base nas equações da DNV-RP-F101 (2015) para cálculo da pressão de falha do duto.
- Adaptar o algoritmo do método FORM para possibilitar a integração com *softwares* de modelagem e análise numérica (PIPEFLAW) a fim de conduzir a análise de pressão de falha e determinar a confiabilidade estrutural ao calcular a probabilidade de falha, visando o estimar o risco.
- Quantificar e analisar as consequências de falha relacionadas aos aspectos econômicos e ambientais.
- Realizar uma análise comparativa entre os resultados do risco, obtidos usando o método semiempírico (DNV-RP-F101,2015) e o método de elementos finitos (MEF).

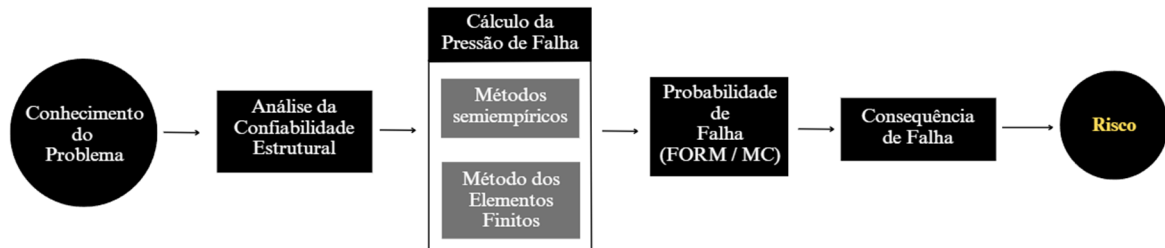
2 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A partir da abordagem quantitativa levantada por métodos semiempírico, empíricos, ou de modelagem computacional, é possível definir a pressão de falha de uma estrutura. Determinar essa pressão é fundamental para aplicação dos métodos de confiabilidade estrutural, quantificação e qualificação do risco associado. Esta última está ligada ao conhecimento prévio da probabilidade de falha.

Sendo assim, neste trabalho, primeiramente será realizada a determinação das probabilidades de falha para um duto corroído em condição *offshore*. Em seguida, são avaliadas as consequências decorrentes dessas falhas, levando em consideração os impactos socioeconômicos e ambientais. Com essas informações é possível estabelecer os níveis de

risco correspondentes e realizar a avaliação do mesmo. No fluxograma a seguir (Figura 1), estão ilustrados graficamente os procedimentos que serão adotados.

Figura 1 - Fluxograma sobre os procedimentos a serem adotados para realizar a análise de risco



Fonte: Autor (2023)

2.1 Confiabilidade Estrutural

A confiabilidade estrutural, conforme definida por Sagrilo (1994), representa uma avaliação da segurança de um sistema, estimando a probabilidade de falha ao longo de sua vida útil. De acordo com Abyani (2020), a probabilidade de falha é o complemento da função de confiabilidade, que, por sua vez, representa a probabilidade de que um sistema permaneça operacional e dentro dos limites de desempenho especificados. Dado que essa probabilidade de falha costuma ser bastante baixa em estruturas, é comum utilizar a confiabilidade como uma medida do nível de segurança.

A análise é fundamentada na presença de uma função de falha $g(\mathbf{V})$, na qual \mathbf{V} representa as variáveis aleatórias (VANHAZEBROUCK, 2008) no espaço reduzido. A função de estado limite é definida no ponto em que $g(\mathbf{V})$ é igual a zero, indicando o início da região de falha. De forma geral, esse limite estabelece a separação entre as zonas do domínio de falha: onde $g(\mathbf{V}) < 0$, e as regiões seguras: em que $g(\mathbf{V}) > 0$. Quando a função $g(\mathbf{V})$ atinge o valor de zero, o duto está prestes a falhar.

Ao considerar o domínio de falha em que $g(\mathbf{V}) < 0$, é essencial calcular a probabilidade da função de falha assumir valores nesse domínio (probabilidade de falha). Essa análise probabilística permite tomar medidas adequadas para garantir a confiabilidade e segurança do sistema em questão. Deste modo, a função de falha pode ser definida como:

$$g(\mathbf{V}) = Z \mid Z = R - S \quad (1)$$

onde R é a variável aleatória de resistência e S representa a variável aleatória de solicitação.

2.1.1 Estado da função limite

A estrutura do oleoduto é suscetível a vazamentos por corrosão em dois casos: quando há igualdade entre a profundidade do defeito e a espessura da parede, ou quando ocorre ruptura e colapso, ou seja, quando a pressão interna ou externa ultrapassa o limite máximo permitido no ponto corroído (ALJAROUDI, 2014). Este último é considerado o tipo de vazamento mais crítico. Esses vazamentos podem resultar na interrupção da produção, altos custos de manutenção, comprometimento da segurança, impactos ambientais, danos à reputação e questões legais, entre outros.

Pressupõe-se que os dois eventos não possam ocorrer simultaneamente. Isso ocorre porque o vazamento resultante da profundidade do defeito no duto ocorrerá somente quando a corrosão penetrar toda parede do duto, enquanto o outro evento de falha ocorre quando a pressão de operação (S) excede a pressão máxima permitida (R). Com base nisso, assume-se que os dois eventos são mutuamente exclusivos (ALJAROUDI, 2014). Essas duas funções de estado limite são consideradas na análise.

2.1.1.1 Função do estado limite para ruptura usando modelos semiempírico

Para determinar a pressão de falha utilizada na análise de confiabilidade, utilizou-se o método semiempírico da DNV-RP-F101 (2015). Apesar desse manual prático ser aplicável à análise de dutos corroídos, o escopo deste estudo está focado na avaliação de um único defeito de corrosão, com o duto sujeito às pressões interna e externa (AMAYA-GÓMEZ, 2019) — condição *offshore*.

Vale salientar que há algumas situações em que essa norma não é aplicável. Essas situações incluem: tubulações que não sejam de aço carbono; corrosão combinada com danos mecânicos; perda de metal devido a danos mecânicos; fabricação com defeitos de soldagem; carregamentos cíclicos e defeitos como trincas; e profundidade do defeito maior que 85% da espessura do duto.

É importante ressaltar que foram realizadas algumas simplificações em relação à geometria do defeito. Os defeitos de corrosão geralmente apresentam formas irregulares. No manual, essas irregularidades são aproximadas por meio de um defeito retangular. Isso leva a uma subestimação da pressão de falha devido à simplificação na forma do defeito e no modelo do duto corroído, o que torna a análise mais conservadora em termos de segurança, como observado por Silva (2016).

Sabendo que D é o diâmetro externo do duto, a tensão circunferencial numa seção sem defeitos pode ser expressa pela relação:

$$\sigma_{\text{circ}} = P \left(\frac{D}{2t} \right) \quad (2)$$

Quando se avalia o estado limite, a tensão circunferencial se iguala à tensão de ruptura, e a pressão P torna-se a pressão de falha (P_f). Sabendo que o fator de dilatação de Folias (Q) é definido por meio da Equação 3, onde comprimento do defeito (L) num instante do tempo (T). Desta forma, a pressão de falha (em uma seção com defeito) poderá ser quantificada por meio da Equação 4 (DNV,2015), onde d é a profundidade do defeito num instante do tempo (T) e σ_u é a tensão última do material.

$$Q = \sqrt{\left(1 + 0,31 \frac{L^2}{Dt} \right)} \quad (3)$$

$$P_f = \frac{\sigma_u 2t}{D-t} \left(\frac{1 - \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \left(\frac{d}{t} \right) Q^{-1}} \right) \quad (4)$$

2.1.1.2 Função do estado limite para vazamento

Como discutido no item 2.1.1, esta falha é causada pela penetração completa da parede do oleoduto, resultando em um vazamento.

De acordo com o DNV-RP-F101 (2015), a profundidade que caracteriza a falha é equivalente a 85% da espessura da parede do duto. Portanto, um valor superior à essa profundidade alvo deve ser desconsiderado para a análise. A profundidade crítica de corrosão (d_c), pode ser calculada pela Equação 5.

$$d_c = 0,85t \quad (5)$$

Neste estudo, oleodutos com profundidades de corrosão superiores a 85% da espessura da parede do duto serão considerados com maior risco de funcionamento. Além disso, será considerada uma taxa de crescimento radial anual do defeito (d_A). Desta forma, a profundidade ao defeito medida num tempo T , é resultante da soma entre a profundidade do defeito (d_0) (medida na última inspeção, num tempo T_0) e o produto da taxa de crescimento

(d_A) pelo variação do tempo (ΔT), decorrido em anos, conforme descrita na Equação 6. Esta consideração de crescimento linear da corrosão para a profundidade do defeito também é aplicada para o comprimento do defeito (L).

$$d(T) = d_0 + d_A * T \ \& \ L(T) = L_0 + L_A * T \quad (6)$$

onde $d(T)$ é a profundidade do defeito no tempo T e $L(T)$ é o comprimento do defeito num tempo T .

Sendo assim, a função de falha para o caso supracitado é definida por:

$$Z = d_c - d(T) \quad (7)$$

2.1.2 Método dos Elementos Finitos

Segundo Soriano (2009), a resolução analítica de modelos matemáticos contínuos costuma ser difícil ou até mesmo impossível na maioria dos casos. Diante dessa dificuldade, uma alternativa é utilizar métodos aproximados que substituam os infinitos graus de liberdade do modelo contínuo por um número finito de parâmetros ou graus de liberdade em um modelo aproximado. Dessa forma, as equações diferenciais do modelo contínuo são substituídas por um sistema de equações algébricas do modelo aproximado.

Esse método aproximado mais comumente utilizado é o Método dos Elementos Finitos (MEF), que permite a discretização da geometria do problema em elementos finitos para a resolução numérica das equações. Isso possibilita obter resultados aproximados, porém viáveis, para problemas complexos que não podem ser resolvidos analiticamente (SORIANO, 2009).

Os programas de elementos finitos geralmente baseiam-se em três partes principais: a primeira parte é o pré-processador, que é responsável pela criação do modelo discreto a partir do modelo contínuo; a segunda parte é o processador, que realiza a análise propriamente dita, solucionando os sistemas de equações algébricas obtido; a terceira e última parte é o pós-processador, que prepara as soluções numéricas para uso pelo usuário.

É importante ressaltar que esses resultados raramente são exatos, embora soluções precisas possam ser obtidas por meio do uso adequado do MEF. Vale salientar que este trabalho se limita ao uso da modelagem bidimensional axissimétrica.

2.2 Métodos de confiabilidade

Nesta seção serão apresentados os métodos de confiabilidade que serão aqui utilizados: FORM (*First Order Reliability Method*) e Monte Carlo (MC).

2.2.1 Método de Monte Carlo

Conforme Vanhazebrouck (2008), a simulação de Monte Carlo é uma técnica que envolve a realização de inúmeras simulações. Nesse método, a estimativa da probabilidade de falha substitui a integração numérica e utiliza uma considerável quantidade de amostras para obter resultados precisos (LEIRA; NÆSS; BRANDRUD NÆSS, 2016).

No contexto da análise de confiabilidade, o objetivo é determinar quantas vezes um ponto aleatório se encontra na região de falha, considerando todas as simulações realizadas. No entanto, esse método requer um alto custo computacional devido à necessidade de uma amostragem muito grande, geralmente superior a 10^5 (considerando a probabilidade de falha baixa para estruturas) (ABYANI *et al.*, 2022). Logo, a análise tende a ser mais lenta em comparação com outros métodos disponíveis.

A probabilidade de falha no método de Monte Carlo é calculada por meio da razão entre a quantidade de simulações que foram encontradas no domínio de falha e o número total de simulações, como pode ser visto na Equação 8. A função indicadora (I) assume valores unitários quando $g(\mathbf{V}) \leq 0$ e valores nulos quando ocorre o oposto. As amostras foram geradas no MatLab por meio do comando ‘*random*’.

$$P_{of} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I \{g(\mathbf{V}) \leq 0\} \quad (8)$$

2.2.2 Método FORM

O algoritmo do método de confiabilidade FORM recai em um problema de otimização que visa encontrar o ponto de projeto mais provável de falha, chamado de ponto de máxima probabilidade de falha (BECK, 2012). No método, as variáveis estatísticas são transformadas em variáveis normais padrões independentes, com a função de falha expressa no espaço das variáveis reduzidas, que apresentam média zero e desvio padrão unitário (SAGRILO, 1994).

A ideia principal do método FORM é que, no espaço reduzido das variáveis normais padrões independentes e para uma função de falha linear, a confiabilidade possa ser facilmente determinada pela distância da função até a origem (β) (SAGRILO, 1994), que possui um valor alvo de 3,7 para estruturas, associado à uma probabilidade de falha alvo de

10^{-4} (JCSS, 2001). Isso significa que quanto maior for a distância da função de falha à origem, maior será a confiabilidade do sistema.

Cada iteração inclui o cálculo do desvio padrão e da média da distribuição normal equivalente, o índice de confiabilidade e o novo ponto no espaço original a ser usado na próxima iteração (TORRES, 2009).

As variáveis aleatórias U , que podem ser dependentes entre si ou não, são transformadas em variáveis V independentes e com distribuição normal padrão. A função de falha $G(U)$ é reescrita como $g(V)$, utilizando as variáveis V transformadas. Em seguida, a superfície de falha $g(V) = 0.0$ é aproximada por um hiperplano linear no ponto que possui a menor distância até a origem, chamado V^* . Esse ponto é considerado o ponto de projeto no espaço das variáveis reduzidas.

2.3 Análise e inspeção de risco

A abordagem de gestão de riscos é fundamentada em seguir um processo previamente estruturado e utilizar o conhecimento disponível para avaliar, mitigar (até um nível aceitável), e monitorar os riscos. Isso é realizado por meio da identificação inicial de quaisquer componentes que representem uma potencial fonte de dano relacionado a lesões humanas, danos ao meio ambiente, danos à propriedade ou perda na produção (ISO, 2000). Com base nessa análise, o risco associado é avaliado por meio da identificação de possíveis falhas, estimativa da probabilidade de ocorrência destas falhas e avaliação de suas consequências.

Durante o processo de inspeção, a análise das consequências e da probabilidade de falha é realizada separadamente. Em seguida, os resultados são combinados para determinar o risco envolvido. É importante ressaltar que essa avaliação é realizada de forma separada para abordar três aspectos fundamentais: segurança (envolvendo possíveis danos pessoais), meio ambiente (com foco em danos ambientais) e econômico (considerando possíveis perdas financeiras). Todavia, o escopo deste trabalho limita-se ao estudo das consequências ambientais e econômicas, baseando-se no trabalho realizado por Aljaroudi (2015), que considera a consequência de falha total como sendo apenas a soma dessas duas consequências.

A consequência em termos de segurança deve ser expressa em termos de potencial perda de vidas (PLL) para o pessoal, a consequência econômica deve ser expressa em termos financeiros usando unidades monetárias apropriadas, e as consequências ambientais podem

ser expressas em termos de massa ou volume de poluente liberado no meio ambiente, ou em termos financeiros como o custo da limpeza do derramamento.

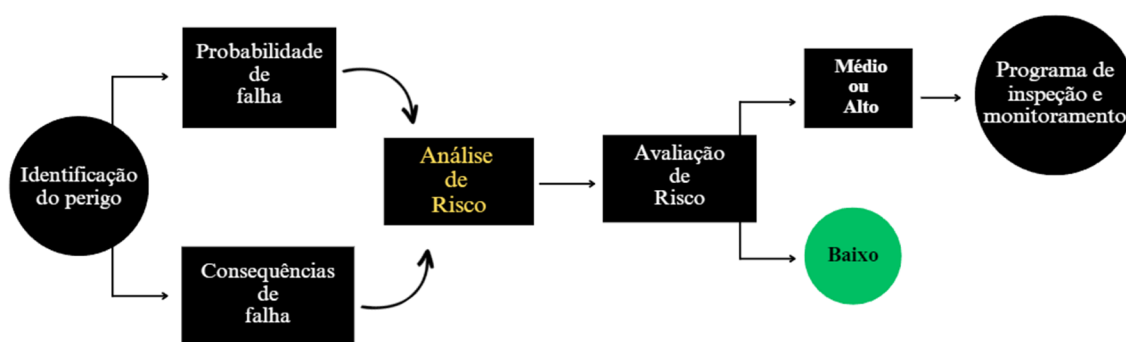
2.3.1 Consequências de falha

Ao ocorrer um vazamento, é necessário avaliar as consequências. Determinar se essa perda de contenção pode levar a incêndios ou poluição é uma questão importante a ser considerada.

O manual DNV-RP-G101 (2017) afirma que a avaliação de risco pode ser realizada utilizando métodos qualitativos ou quantitativos. Na prática, a maioria das inspeções baseadas em risco utiliza uma combinação de ambos os métodos, sendo assim chamado de método semiquantitativo.

Os valores quantitativos podem ser expressos e apresentados de forma qualitativa para simplificação, atribuindo faixas para a probabilidade de falha e consequência da falha, e atribuindo valores de risco para classificações de risco. A vantagem de utilizar uma abordagem qualitativa é que a avaliação pode ser concluída rapidamente e com baixo custo inicial, não havendo necessidade de informações detalhadas, e os resultados são facilmente apresentados e compreendidos. No entanto, os resultados são subjetivos. Em termos gerais, segundo o manual prático, uma análise de risco de forma geral segue os procedimentos do fluxograma ilustrado na Figura 2.

Figura 2 - Procedimentos gerais para análise de risco proposta pela DNV RP-G101



Fonte: DNV RP-G101/Adaptado (2017)

2.3.1.1 Consequências ambientais

Para calcular as consequências ambientais, é necessário ter conhecimento do volume de óleo derramado, do custo de limpeza e do valor do petróleo vazado. De forma conservadora, assume-se que todo o óleo vazado foi perdido, ou seja, não houve reaproveitamento ou

contenção. A consequência de custo para o meio ambiente é expressa em unidades monetárias por unidade de volume, conforme especificado na norma DNV-RP-G101 (2017).

A equação que relaciona essas variáveis está expressa abaixo.

$$C_{amb} = V_p \cdot (C_l + C_{pp}) \quad (10)$$

onde C_{amb} é o custo ambiental ($\$.h^{-1}$), V_p é o volume de produto vazado ($m^3.h^{-1}$); C_l é o custo de limpeza ($\$/m^3$) e C_{pp} é o custo de petróleo (produto) perdido ($\$/m^3$).

A quantidade de produtos vazados (Q_d) em $kg.h^{-1}$ pode ser calculada usando a Equação 11, onde D_f é o diâmetro do defeito no início do vazamento — que nesse estudo será adotado a partir do comprimento do defeito, C_d é o coeficiente de descarga (assumido como 0,61 para líquidos pela DNV-RP-G101, 2017), ρ é a densidade do líquido em $kg.m^{-3}$, P_{int} é a pressão de operação interna do segmento do oleoduto e P_{ext} a pressão externa circundante ao defeito, ambas em $N.m^{-2}$ (DNV-RP-G101,2017). Essa quantidade de produtos vazados por hora comporá o valor de V_p para saber quantos m^3 foram vazados por unidade de tempo.

$$Q_d = 3600 \cdot \frac{\pi D_f^2}{4} \cdot C_d \cdot \sqrt{2\rho (P_{int} - P_{ext})} \quad (11)$$

Na análise de risco, foi considerada uma pressão interna de 10 MPa e uma pressão externa de 5 MPa, seguindo, em proporção, as pressões utilizadas no trabalho de Branco (2021) de 20 MPa e 10 MPa para pressão interna e externa, respectivamente. Ademais, a densidade adotada para o líquido foi de $850 kg.m^{-3}$ (ALJAROUDI, 2015).

A estimativa de custo para a limpeza (C_l) de vazamentos de óleo varia de acordo com diversos fatores, incluindo a localização do vazamento, o tipo de óleo, as estratégias de limpeza, a área afetada e outros. No entanto, é importante destacar que o componente mais significativo do custo total de limpeza é a remoção do petróleo (NOAA, 2023).

Conforme o artigo publicado na revista *Nature Communications*, intitulado "*The cost of cleaning up oil spills: A review*", foi concluído que o custo médio de limpeza de um derramamento de petróleo de 100 mil barris é de US\$ 700 por barril. Dado que o objetivo deste estudo é comparar os riscos ambientais, usando os métodos MEF e DNV no cálculo da função de falha (conforme seção 2.2), que estão sujeitos ao mesmo custo médio de limpeza. Desta forma, o valor exato do custo no final da análise de risco (qualitativa e quantitativa) não

será um fator determinante para o estudo e sim as diferenças entre os resultados, que serão apresentadas nas seções 3.3.1 e 3.3.2. Além desta consideração, também se assume que um barril contém aproximadamente 0,159 m³ de óleo (referência) e 1Kg.s⁻¹ = 0.52 barris.min⁻¹ (ALJAROUDI, 2015).

2.3.1.2 Consequências econômicas

O valor da produção diferida é calculado como o valor da produção por hora multiplicado pelo número de horas na taxa de produção reduzida (Equação 12). Isso pode ser expresso como um Valor Presente Líquido usando uma taxa de desconto adequada, ou como uma quantia fixa em moeda (DNV RP-G101, 2017).

$$C_{pd} = Q_d \cdot T_{pd} \cdot C_p \quad (12)$$

onde C_{pd} é o custo de produção diferida (\$), Q_d é a produção diferida (barril.h⁻¹), T_{pd} é o tempo de produção diferida em horas devido o desligamento do oleoduto para identificação do defeito e reparo, e C_p é o custo do barril de petróleo (\$).

Este estudo assume que o oleoduto danificado é imediatamente substituído, e uma taxa fixa é usada para calcular o custo de inspeção (CI) e o custo de manutenção não planejada (CM). Além disso, as taxas de juros e inflação são utilizadas para calcular os custos futuros. Portanto, o custo total das consequências econômicas (C_{eco_t}) da falha no ano T será determinado pela seguinte equação:

$$C_{eco_t} = C_{eco} \cdot \left(\frac{1+i}{1+T_i} \right)^T \quad \text{onde } C_{eco} = C_{pd} + CI + CM \quad (13)$$

Nesta equação, i é a taxa de juros nominal de 13,75% ao ano, e T_i é a taxa de inflação de 5,32% ao ano (G1, 2023).

2.3.2 Análise de risco

O risco associado a uma falha devido a um determinado mecanismo de degradação é estimado como a combinação da probabilidade de falha e da consequência da falha (BECK, 2012). O crescimento de ambas ocorre devido ao avanço do processo corrosivo ao longo dos

anos, expresso por taxas anuais de corrosão radial e longitudinal para a profundidade de corrosão e o comprimento da corrosão, respectivamente.

O ano crítico em termos do risco devido à falha é aquele em que o duto excede o risco alvo estabelecido (ALJAROUDI, 2015) e que a probabilidade de falha ultrapassa o valor alvo de 10^{-4} para este estudo, conforme definido pela norma DNV-RP-F101 (2015), para classificação na categoria de segurança normal. Todavia, cabe às empresas fornecer o nível de risco tolerável, que varia de acordo com suas diretrizes.

2.3.3 Matriz de risco

Quando métodos qualitativos ou semiquantitativos são utilizados, uma matriz de decisão deve ser aplicada. Um exemplo de uma matriz de decisão (matriz de risco) que depende da probabilidade de falha (P_{of}) e consequência de falha (C_{of}) pode ser consultado na Tabela 1, adaptada da DNV RP-G101 (2017).

Tabela 1 - Exemplo de matriz de decisão baseada em PoF e CoF

<i>P_{of}</i> <i>Ranking</i>	<i>Probabilidade de Falha Anual</i>		A	B	C	D	E
	Quantitativa	Qualitativa					
5	> 10 ⁻²	Falha Esperada					
4	10 ⁻³ a 10 ⁻²	Alta					
3	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³	Média					
2	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴	Baixa					
1	< 10 ⁻⁵	Negligenciável					
<i>Tipo de Consequência de Falha</i>	Negócio/Empresa		Sem interrupções e sem dano material	< \$ 10.000 danos ou interrupções < um período útil	< 100.000 danos ou interrupções < 4 períodos úteis	< \$ 1.000.000 danos ou interrupções < um mês	< \$10.000.000 danos materiais ou interrupção de um ano
C _{of} Ranking			A	B	C	D	E

Fonte: DNV RP-G101/Adaptado (2017)

A matriz de risco apresenta três níveis de risco identificados por cores: verde para baixo risco, amarelo para risco médio e vermelho para alto risco. No verde, o risco é aceitável, mas requer medidas preventivas. No amarelo, o risco é aceitável, mas precisa ser avaliado. No vermelho, o risco é inaceitável, e ação imediata é necessária para reduzi-lo (DNV-RP-G101, 2017).

2.4 Estudo de Caso

Entre os objetivos deste trabalho está a determinação do ano crítico referente à falha do oleoduto e a análise quantitativa e qualitativa do risco associado com base nas consequências ambientais e econômicas calculadas por meio da probabilidade de falha. Esta última, será calculada usando os métodos de confiabilidade MC e FORM, que necessitam da definição da função de falha (Equação 1) que muda de acordo com a função de estado limite a ser analisada (Equação 4 e Equação 7). A variável de resistência (R) será obtida via método semiempírico proposto pela DNV e via método numérico aplicando o MEF para a função de estado limite devido ruptura (item 2.1.1.1).

Um trecho de oleoduto com um defeito devido à corrosão, com valor médio de profundidade inicial de 3,0 mm e comprimento de 200 mm, foi considerado para o estudo de caso. Demais parâmetros estatísticos tais como média, desvio padrão e tipo de distribuição, das variáveis envolvidas no presente estudo são apresentados na Tabela 2. É válido informar que os dados de entrada dispostos nesta tabela foram extraídos do estudo realizado por Ahammed (1998).

Numa primeira análise de confiabilidade, com cálculo da pressão de falha usando as equações semiempíricas da DNV-RP-F101(2015), todas essas variáveis especificadas na Tabela 2, serão tratadas como aleatórias. No entanto, na análise numérica usando o MEF, baseado na análise de sensibilidade realizada por Ahammed (1998), apenas quatro variáveis serão adotadas como aleatórias. Estas variáveis aleatórias (VA) são: espessura do duto (t), pressão solicitante (P_o), profundidade do defeito (d) e taxa de corrosão radial (d_{rate}). As demais variáveis que constam na Tabela 2, serão consideradas como determinísticas.

Tabela 2 - Valores de entrada das variáveis aleatórias no modelo de oleoduto analisado.

Variável	Unidade	Média	Desvio Padrão	Distribuição
Pressão solicitante, P_o	MPa	5.0	0.5	Normal
Diâmetro externo do duto, D	mm	600	18	Normal
Espessura da parede do duto, t	mm	10.0	0.5	Normal
Tensão de escoamento do material, σ_y	MPa	423	28	Log Normal
Tensão última do material, σ_u	MPa	538	36	Normal
Profundidade inicial do defeito, d_0	mm	3.0	0.3	Normal
Comprimento do defeito inicial, L_0	mm	200	10	Normal
Taxa de corrosão radial, d_{rate}	mm/year	0.10	0.02	Normal
Taxa de corrosão longitudinal, L_{rate}	mm/year	0.10	0.02	Normal

Fonte: Ahammed (1998)

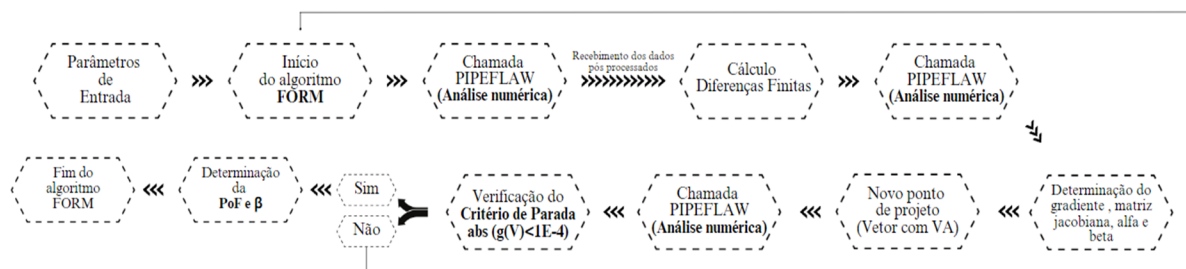
Por esse motivo, será conduzida uma segunda análise que levará em consideração apenas as quatro VA citadas para verificar o impacto da redução na quantidade de VA. Por conseguinte, também utilizar-se-á o método semiempírico proposto pela DNV-RP-F101

(2015) para calcular a pressão de falha, com o propósito de comparar os índices de confiabilidade obtidos através do método com os resultados provindos da análise numérica (MEF).

Para o método de Monte Carlo serão utilizadas 10^5 amostras para cada intervalo de seis meses (meio ano). Todo o processo será implementado no ambiente MatLab.

Para o desenvolvimento das análises numéricas, este trabalho buscou integrar o algoritmo do método FORM aos *softwares* de análise numérica (PIPEFLAW) por meio do Matlab, de forma que a cada nova iteração, o sistema buscasse um novo ponto de projeto. Sendo assim, na iteração subsequente, o algoritmo receberá os dados pós-processados do PIPEFLAW e conduzirá os cálculos para a nova iteração (Figura 3).

Figura 3 – Procedimentos realizados no algoritmo FORM vinculado aos softwares de análise numérica



Fonte: Autor (2023)

O autor adaptou o algoritmo FORM recebido com o algoritmo em *Python* fornecido pelo grupo PADMEC, que facilita a integração entre o MatLab e os *softwares* de modelagem. Em seguida, elaborou funções no MatLab para transformar os parâmetros de entrada do problema (Tabela 2) em roteiros compreensíveis pelos *softwares* de modelagem (*e.g.* ANSYS, Patran) que criariam em seguida os modelos axissimétricos.

Assim como no trabalho realizado por Aljaroudi (2015), para análise de risco, assume-se que serão necessários quatro dias úteis para identificar ou ter alta certeza de um vazamento ou ruptura no oleoduto. Além disso, estima-se que serão necessários sete dias úteis para restaurar os oleodutos danificados, totalizando T_{pd} igual a onze dias. Esses dados alimentarão as consequências de falha vinculadas ao custo econômico total (Equação 11).

Baseando-se também no trabalho de Aljaroudi (2015), considera-se um custo de inspeção não planejada de \$15.000 e um custo de reparo não programado de \$100.000. Os onze dias úteis decorridos até o total reparo equivalem a 264 horas.

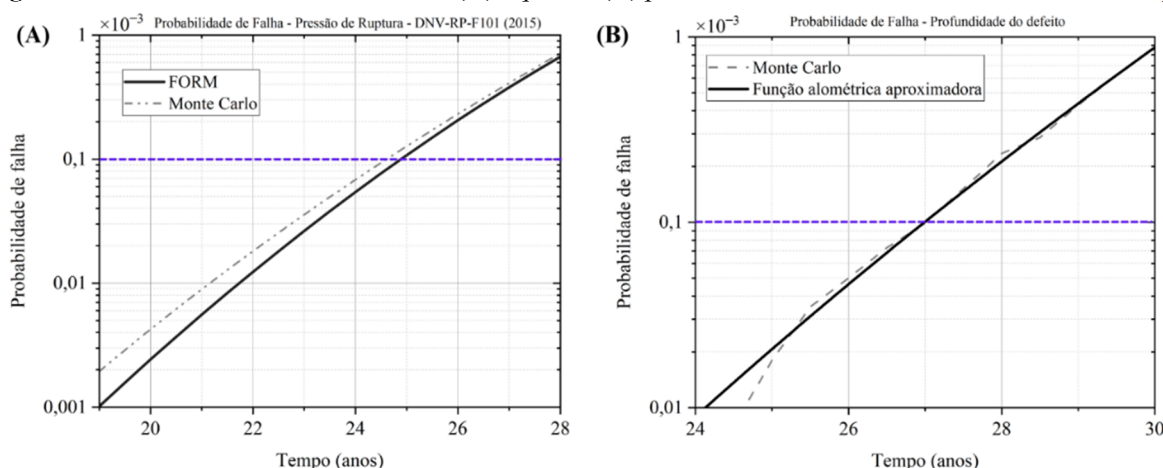
3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Análise de confiabilidade utilizando modelo semiempírico

No processo de cálculo da probabilidade de falha, onde todos os parâmetros de entrada (na Tabela 2) são tratados como variáveis aleatórias (VA) e a Equação 4 é empregada para estimar a pressão de falha (de acordo com as diretrizes da DNV), foram conduzidas simulações envolvendo 10^5 amostras utilizando o método de Monte Carlo (MC) para cada intervalo de seis meses, ao longo de um período de 30 anos. Em seguida, a análise de confiabilidade foi conduzida, fazendo uso do algoritmo FORM e considerando as mesmas variáveis, a fim de possibilitar uma comparação significativa.

Cada análise foi encerrada, quando o valor absoluto da função de falha foi menor que 10^{-6} (valor estabelecido como critério de parada). Os resultados das probabilidades de falha obtidas pelos métodos de Monte Carlo e FORM referentes à ruptura e vazamento devido à profundidade do defeito, podem ser observados na Figura 4. A Equação 3 foi utilizada para cálculo da pressão de ruptura, num intervalo de tempo de 30 anos, onde o ano inicial ($T=0$), representa o tempo da última medição, ou seja, quando o oleoduto apresentou defeito devido à corrosão com os parâmetros iniciais apresentados na Tabela 2.

Figura 4 - Probabilidade de falha devido a: (A) ruptura e (B) profundidade do defeito em um intervalo de tempo



Fonte: Autor (2023)

A partir da Figura 4A, pode-se observar que os resultados da probabilidade de falha calculados pelos métodos FORM e MC, que usam a equação semiempírica da DNV-RP-F101 (2015), tendem a serem próximos a partir do 22º ano e se sobrepõem a partir do 27º ano. No entanto, pode-se notar que os resultados obtidos pelo método de Monte Carlo são ligeiramente mais conservadores até o 26º ano, uma vez que alcançam a probabilidade de falha alvo (de 10^{-4}) no meio do 24º ano, mais cedo que o método FORM, que atinge no final do ano, próximo

ao 25º ano.

Pode-se concluir que a probabilidade de falha alvo foi alcançada por ambos os métodos (FORM e Monte Carlo) entre o 24º e o 25º ano no caso de falha por ruptura (Figura 4A), e no 27º ano no caso de falha por vazamento devido à profundidade do defeito, como descrito no item 2.1.1.2 (Figura 4B).

A falha de vazamento devido à profundidade do defeito geralmente ocorre devido ao desgaste gradual da espessura do oleoduto, acompanhando o comportamento linear adotado na Equação 6, enquanto a falha devido ruptura é um evento súbito. Os mecanismos de falha associados ao vazamento são mais lentos e progressivos para o estudo de caso conforme dados da Tabela 2, levando mais tempo para atingir a espessura crítica (espessura do defeito torna-se igual à espessura do tubo), como pode ser observado na Figura 4B.

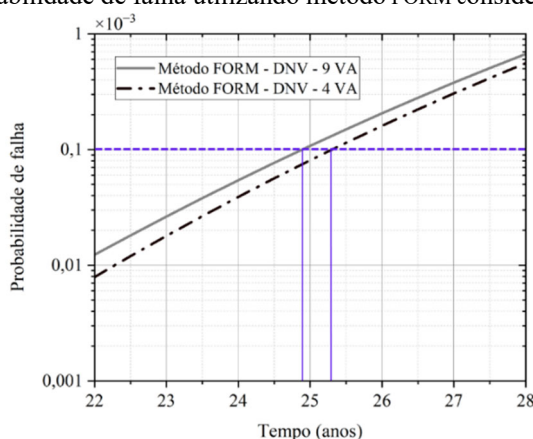
Por outro lado, a falha de ruptura pode ocorrer quando as condições de carga excedem a capacidade do material. Isso explica o intervalo de tempo de aproximadamente dois anos decorridos para atingir a probabilidade de falha alvo (proposta pela DNV-RP-F101 e pelo *Joint Committee on Structural Safety* — JCSS) nas duas funções de estado limite.

Com base nesses resultados, fica evidente que o gasoduto pode continuar em operação por um considerável período antes de atingir a probabilidade de falha alvo, baseado nos dados da última medição (Tabela 2).

Levando em consideração que o custo computacional de realizar 10^5 análises via MC para cada intervalo de tempo é maior do que o do algoritmo FORM, as análises subsequentes ao longo deste trabalho utilizarão somente o método de confiabilidade FORM, uma vez que os resultados obtidos usando tal método são próximos aos resultados obtidos pelo método MC para este mesmo problema (item 2.4).

Na Figura 5 estão os resultados obtidos para determinação do ano crítico considerando as 9 VA (Tabela 2) e apenas 4 VA — definidas na análise de sensibilidade conduzida por Ahammed (consultar item 2.4).

Observa-se que a diferença no ano crítico entre os dois tipos de análise (com 9 VA e 4 VA) realizados não é significativa, uma vez que o 25º ano ainda é aquele em que a probabilidade de falha atinge o valor alvo de 10^{-4} , mesmo com a pequena divergência entre as curvas (Figura 5). Este resultado demonstrou que a seleção de apenas 4 VA, identificadas por meio da análise de sensibilidade, não teve um impacto significativo nos resultados em comparação com o uso das 9 VA, todavia, reduzirá o tempo computacional necessário para finalização das análises numéricas a posteriori. Portanto, para as análises subsequentes, considerando apenas 4 VA foram utilizadas.

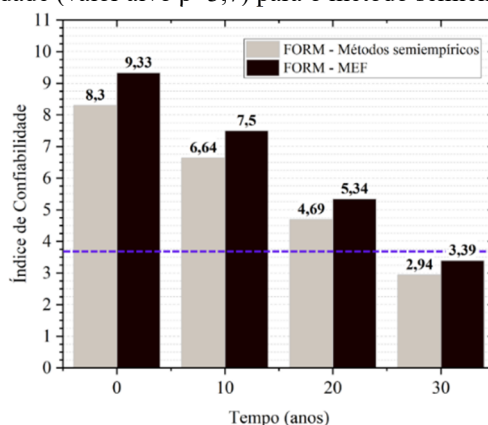
Figura 5 – Probabilidade de falha utilizando método FORM considerando 4 ou 9 VA

Fonte: Autor (2023)

3.2 Análise de confiabilidade comparativa entre modelo numérico e semiempírico

Foi examinado o comportamento do índice de confiabilidade (β), obtido por meio do algoritmo do FORM. Um valor β alvo de 3,7 associado à menores consequências de falha e um custo de segurança normal (probabilidade de falha alvo de 10^{-4}) foi adotado. Para isso, foi considerado tanto o modelo semiempírico recomendado pela DNV-RP-F101 (2015) quanto o MEF, para determinação da pressão de falha.

Na Figura 6 estão expressos os valores do β , utilizando para cálculo da pressão de falha o modelo proposto pela DNV e pelo MEF, ambos com 4 VA, nos intervalos 10, 20 e 30 anos a partir da última inspeção realizada ($T=0$).

Figura 6 – Índices de confiabilidade (valor alvo $\beta=3,7$) para o método semiempírico (DNV) e numérico (MEF)

Fonte: Autor (2023)

Ratifica-se que, à medida que o índice de confiabilidade aumenta, a probabilidade de falha diminui, resultando em um sistema mais confiável e com reduzida chance de falha. Além disso, nesta seção, os resultados da análise de confiabilidade serão apresentados, com foco

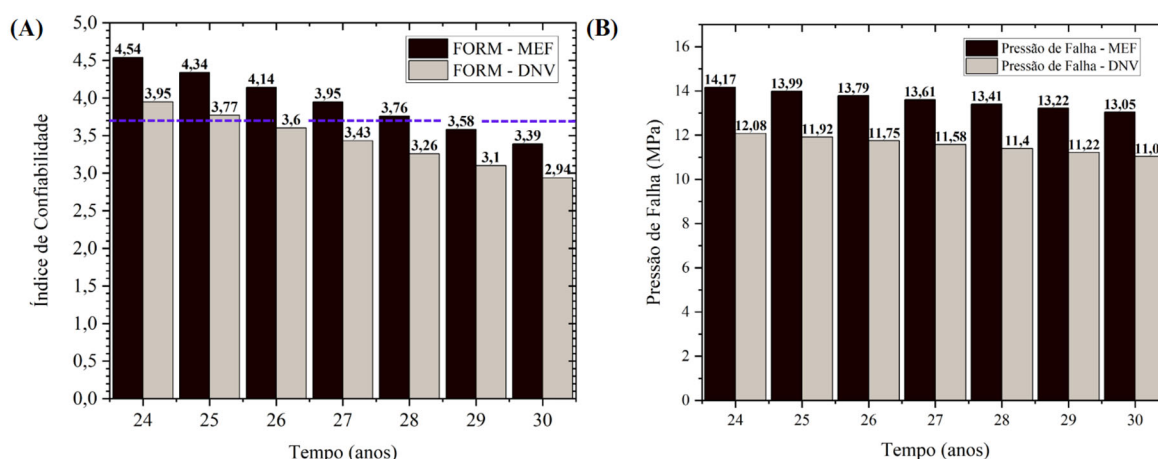
exclusivo na função de falha relacionada à ruptura. Isso se deve ao fato de que o MEF é usado para calcular a pressão de falha, variável presente apenas na falha por ruptura. Os resultados referentes à função de falha dependente da profundidade do defeito (Equação 7) já foram apresentados na seção anterior, conforme Figura 4B.

A decisão de adotar um intervalo de tempo mais longo (a cada 10 anos num total de 30 anos) para as análises (em comparação com os seis meses usados no item 3.1) visou reduzir a quantidade de análises numéricas.

É observável que os valores obtidos do índice de confiabilidade quando se aplica a análise numérica são maiores que os resultados provenientes do modelo semiempírico, totalizando um aumento médio aproximado de $13\% \pm 1\%$ para todos os anos na Figura 6. Isso valida a consideração levantada por Motta *et al.* (2017), que apontou que os modelos semiempíricos tendem a ser conservadores, devido às simplificações presentes nas equações. Além disso, essa constatação reafirma a capacidade do MEF em avaliar a pressão de falha de dutos corroídos por melhor representar o modelo (SILVA; GUERREIRO; LOULA, 2007).

Ao examinar os valores de β apresentados na Figura 7A (agora num diferente intervalo de tempo), nota-se um aumento nos valores obtidos pelo MEF em comparação com aqueles obtidos pelo método da DNV-RP-F101 (2015). Esse aumento representa cerca de $15,1\% \pm 0,1\%$ em termos percentuais, mantendo-se consonante com o aumento percentual observado na Figura 6, que apresenta resultados com intervalos de tempo mais longos.

Figura 7 – (A) Índices de confiabilidade obtidos por método semiempírico (DNV) e método numérico (MEF) nos anos que possuem valor de β próximo ao alvo (3,7); (B) Valores de pressão de falha obtidos por ambos os métodos



Fonte: Autor (2023)

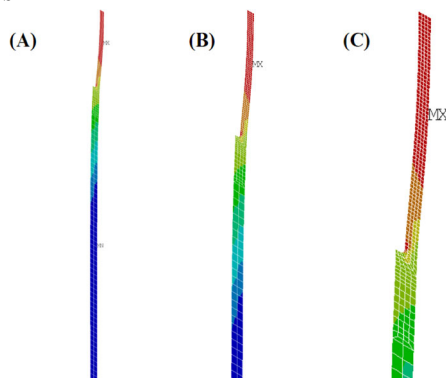
É importante destacar que há uma diferença no valor da pressão de falha calculada pelo Método dos Elementos Finitos (MEF), que é $17,6\% \pm 0,3\%$ maior do que a pressão de falha

obtida utilizando a Equação 4 da DNV-RP-F101 (2015) (observável na Figura 7B), o que influenciou nos valores de β encontrados.

O aumento observado no índice de confiabilidade (Figura 7A) alcançado por meio do MEF (utilizado para calcular a pressão de falha) está diretamente correlacionado ao ano crítico que foi identificado, situado em torno do 28º ano. Isso implica que o duto levará mais tempo para atingir o índice de confiabilidade alvo de 3,7, como ilustrado na Figura 7A, resultando em uma extensão na vida útil de cerca de três anos quando comparada com o ano crítico encontrado no método semiempírico (Figura 5).

Dessa forma, é possível afirmar que os resultados da análise de confiabilidade obtidos por meio do MEF, para cálculo da pressão de falha, são menos conservadores do que aqueles provindos do modelo semiempírico proposto pela DNV-RP-F101 (2015), resultando em um maior índice de confiabilidade e consequentemente em uma maior estimativa de vida útil, como era esperado. Esses valores de β indicam que o oleoduto pode operar por quase três anos a mais (Figura 7), do que o ano crítico estimado pela DNV-RP-F101 (2015), baseando no β alvo. Na Figura 8 constam os resultados das tensões de *von Mises* para o modelo axissimétricos do duto com 10 anos (Figura 8A), como também a aproximação na imagem (Figura 8B e 8C).

Figura 8 – Tensão de *von Mises* em modelo axissimétrico de dutos com 10 anos (A) e aproximações (B, C)



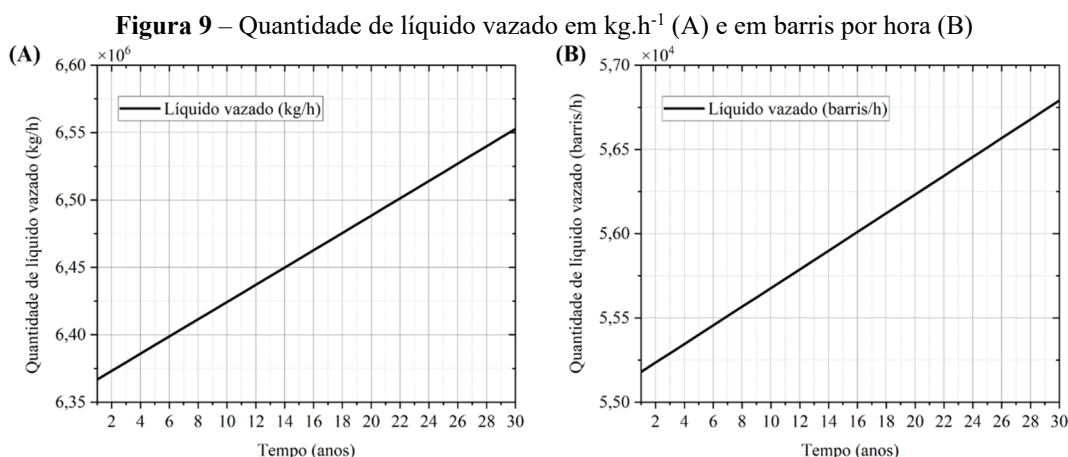
Fonte: Autor (2023)

3.3 Análise de Risco

Nesta seção serão apresentadas as análises quantitativas de risco econômico e ambiental, e em seguida a análise qualitativa de ambos os riscos.

3.3.1 Análise quantitativa de risco econômico

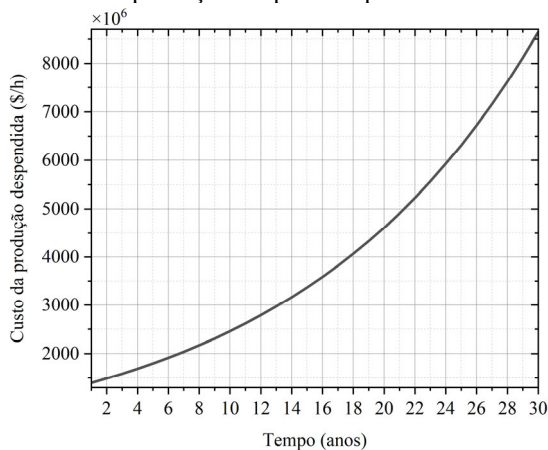
Neste estudo, o custo econômico total foi definido como a soma das despesas relacionadas à manutenção, inspeção e produção, conforme Equação 13. Para obter esse valor, o primeiro passo envolveu a identificação da quantidade de fluido vazado (Q_d) nos anos, à medida que a largura do defeito cresce. Na Figura 9A esta quantidade está expressa em $\text{kg}\cdot\text{h}^{-1}$ e na Figura 9B em barris por hora.



Fonte: Autor (2023)

De acordo com as especificações fornecidas na seção 2.4, levando em consideração o preço do barril de petróleo *West Texas Intermediate* (WTI) de \$90,03 (OILPRICE, 2023) e um período de onze dias úteis (seção 2.4) até a identificação e reparo necessários do oleoduto, o custo da produção perdida (C_{pp}) em horas no decorrer dos anos está representado na Figura 10. É evidente que à medida que o tempo avança, o custo da produção perdida aumenta devido ao crescimento decorrido das taxas de juros e da inflação anual.

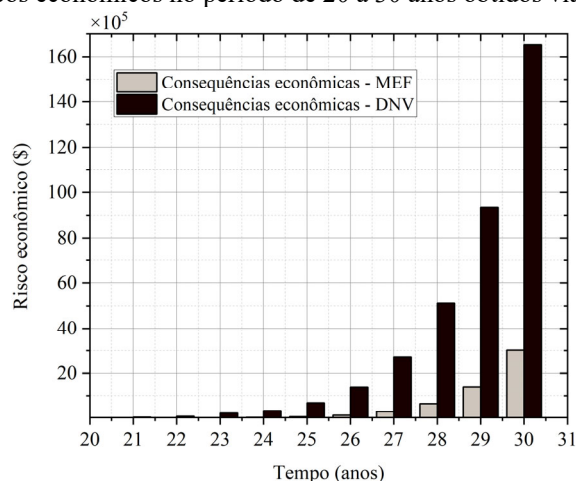
Figura 10 – Custo de produção despendida por hora no decorrer de 30 anos



Fonte: Autor (2023)

Na Figura 11 está apresentado, de maneira quantitativa, o risco associado ao custo econômico e à probabilidade de falha, considerando dados do MEF e do método semiempírico (DNV). Na Tabela 3, os riscos econômicos estão detalhados para o período em que o oleoduto tem uma probabilidade maior de falhar, conforme já mencionado nas seções 3.1 e 3.2.

Figura 11 – Riscos econômicos no período de 20 a 30 anos obtidos via MEF e via DNV



Fonte: Autor (2023)

Tabela 3 – Risco econômico associado à falha no oleoduto nos períodos próximos à ruptura (MEF e DNV)

Ano	Risco econômico – MEF (\$) (RMEF)	Risco econômico – DNV (\$) (RDNV)	Equivalência (RMEF/RDNV) *100 (%)
24º	16.413,75	321.897,95	5,1
25º	44.955,58	679.464,78	6,6
26º	114.743,05	1.381.680,66	8,3
27º	279.904,74	2.708.180,22	10,3
28º	645.221,90	5.120.583,51	12,6

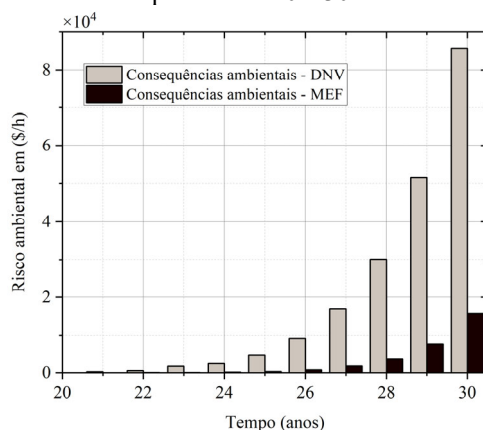
Fonte: Autor (2023)

A diferença nos valores de β obtidos pelo MEF e pelo método semiempírico, conforme observado na seção 3.2, teve um impacto significativo nos custos totais associados ao ano. Isso resultou em uma diferença considerável nos custos obtidos pelos dois métodos (MEF e DNV), como indicado na Tabela 3. Dessa forma, pode-se inferir que a maior adequação do MEF à análise proposta, proporcionando resultados menos conservadores, o que se refletiu no custo esperado em caso de falha, chegando a representar somente 12,6% do custo estipulado pelo método semiempírico.

3.3.2 Análise quantitativa do risco ambiental

Na Figura 12 é apresentado o risco ambiental calculado multiplicando o custo ambiental (Equação 10) pelas probabilidades de falha obtidas tanto pelo método MEF quanto pelo método DNV (semiempírico).

Figura 12 – Risco ambiental no período de 20 a 30 anos obtido via MEF e via DNV



Fonte: Autor (2023)

Os custos ambientais, para o período em que a probabilidade de falha do oleoduto é mais próxima da probabilidade de falha alvo (entre 24 e 28 anos), estimado pelo MEF e o custo estimado pela DNV, mantiveram a equivalência percentual semelhante à Tabela 3.

3.3.3 Análise qualitativa do risco econômico e ambiental

Na Tabela 4 estão os resultados da análise qualitativa de risco econômico e ambiental com base na matriz de risco (Tabela 1). Como previsto, a análise qualitativa está em acordo com a análise quantitativa, refletindo os resultados de forma gráfica. É notável que, enquanto os resultados do método semiempírico (DNV) já se encontram na categoria de risco médio entre o 23º e o 25º ano para o risco econômico, os resultados do MEF ainda permanecem na categoria de risco leve. Apenas no início do período de risco grave indicado pela DNV, o MEF começa a mostrar indícios de risco moderado, corroborando o que foi mencionado por Motta *et al.* (2017). O mesmo comportamento é observado quando o risco ambiental é qualitativamente analisado entre o 25º e o 30º ano, considerando tanto o MEF quanto a DNV.

Tabela 4 – Análise qualitativa de risco econômico e ambiental baseada na matriz de risco

Método	RISCO ECONÔMICO										
	Ano										
	20º	21º	22º	23º	24º	25º	26º	27º	28º	29º	30º
FORM (DNV)	C1	C1	C1	D2	D2	D2	E3	E3	E3	E3	E4
FORM (MEF)	B1	B1	B1	B1	C1	C1	D2	D2	D2	E3	E3

RISCO AMBIENTAL											
Método	Ano										
	20°	21°	22°	23°	24°	25°	26°	27°	28°	29°	30°
FORM (DNV)	B1	B1	B2	B2	B2	B3	B3	C3	C3	C4	C4
FORM (MEF)	B1	B1	B1	B1	B1	B1	B2	B2	B2	B3	C3

Fonte: Autor (2023)

4 CONCLUSÕES

O objetivo deste estudo foi realizar uma análise de risco, tanto quantitativa quanto qualitativa, de um oleoduto offshore afetado por corrosão. Para isso, foram empregados tanto o método semiempírico conforme estabelecido na DNV-RP-F101 (2015) quanto o método de elementos finitos, seguindo as diretrizes da DNV-RP-G101 (2017).

Os resultados obtidos revelaram que as probabilidades de falha calculadas pelos métodos Monte Carlo e FORM, usando as equações da DNV-RP-F101 (2015), são muito próximas nos anos em que o valor da probabilidade calculada se aproxima da probabilidade de falha alvo de 10^{-4} , o que leva para uma abordagem mais conservadora quando se faz uso do método Monte Carlo.

É importante notar que a falha devido profundidade do defeito tende a ocorrer de forma gradual, enquanto a falha por ruptura é um evento abrupto que acontece quando as condições de carga ultrapassam a capacidade do material. Isso influencia diretamente o tempo necessário para atingir a probabilidade alvo de falha, especialmente quando o vazamento ocorre devido à profundidade do defeito, resultando em um maior período de vida útil.

A redução de variáveis aleatórias de 9 para 4, com base na análise de sensibilidade feita por Ahammed (1998), provou ser benéfica ao reduzir o tempo de processamento das análises numéricas. As diferenças nos resultados de probabilidade de falha e, conseqüentemente, nos anos críticos, entre os casos com nove ou quatro variáveis aleatórias, não foram significativas.

Além disso, os valores do índice de confiabilidade obtidos pelo método de elementos finitos (MEF) foram cerca de 15% maiores nos anos em que o índice de confiabilidade se aproximou do valor alvo de 3,7. Isso confirma as conclusões da literatura de que o MEF tende a apresentar resultados mais realistas e menos conservadores, pois se ajusta melhor à realidade do problema em suas modelagens.

O aumento no índice de confiabilidade resultou em uma redução considerável nos custos econômicos e ambientais em comparação com os resultados do método semiempírico. Isso também teve um impacto direto na análise qualitativa do risco, onde houve uma diferença de

três anos no intervalo de risco médio entre o método da DNV e o MEF para o risco econômico e quatro anos para o risco ambiental.

4.1 Sugestões para trabalhos futuros

Segue abaixo sugestões de pesquisas futuras que possam utilizar esse trabalho como referência:

- Considerar o risco social utilizando modelo MEF e método semiempírico para cálculo da pressão resistente do duto;
- Comparar os riscos econômico, ambiental e social obtido usando MEF com outros modelos semiempíricos para cálculo da pressão de falha do duto;
- Fazer a análise de risco para dutos com múltiplos defeitos;
- Realizar a quantificação de risco em dutos submarinos flexíveis.

REFERÊNCIAS

ABYANI, M.; BAHAAARI, M. R. **A comparative reliability study of corroded pipelines based on Monte Carlo Simulation and Latin Hypercube Sampling methods**. International Journal of Pressure Vessels and Piping, v. 181, 1 mar. 2020.

ABYANI, M.; BAHAAARI, M. R. **A new approach for finite element-based reliability evaluation of offshore corroded pipelines**. International Journal of Pressure Vessels and Piping, v. 193, 1 out. 2021.

ABYANI, M.; BAHAAARI, M. R.; ZARRIN, M.; NASSERI, M. **Predicting failure pressure of the corroded offshore pipelines using an efficient finite element-based algorithm and machine learning techniques**. Ocean Engineering, v. 254, 15 jun. 2022.

AHAMMED, M. **Probabilistic estimation of remaining life of pipeline in the presence of active corrosion defects**. International Journal of Pressure Vessels and Piping, 1998.

ALJAROUDI, A. A. **Probabilistic methods for assessing the performance of offshore pipelines condition monitoring systems**. 2015. 240 f. Tese de Doutorado (PhD).

ALJAROUDI, A.; KHAN, F.; AKINTURK, A.; HADDARA, M.; THODI, P. **Risk assessment of offshore crude oil pipeline failure**. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, v. 37, p. 101–109, 1 set. 2015.

ALJAROUDI, A.; THODI, P.; AKINTURK, A.; KHAN, F.; PAULIN, M. **Application of probabilistic methods for predicting the remaining life of offshore pipelines**. 2014. Disponível em: <<http://www.asme.org/about-asme/terms-of-use>>. Acesso em: 20 jun. 2023.

AMAYA-GÓMEZ, R.; SÁNCHEZ-SILVA, M.; BASTIDAS-ARTEAGA, E.; SCHOEFS, F.; MUNOZ, F. **Reliability assessments of corroded pipelines based on internal pressure—A review**. *Engineering Failure Analysis*, v. 98, p. 190-214, 2019.

ANDERSEN, T.; MISUND, A. **Pipeline reliability**: An investigation of pipeline failure characteristics and analysis of pipeline failure rates for submarine and cross-country pipelines. *Journal of Petroleum Technology*, 35(4). 1983. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.2118/10467-PA>. Acesso em: 12 fev. 2023.

ANSYS, Inc. Ansys. 2023. Canonsburg, PA, EUA: **Ansys, Inc.** Disponível em: <https://www.ansys.com/>. Acesso em: 2 jun. 2023.

BRANCO, A. L. F. C. **Projeto de dutos submarinos e análise de sua integridade física em condições críticas e condição de operação**. 2021. Monografia (Projeto de Graduação). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/56708/56708.PDF>. Acesso em: 20 jun. 2023.

EL-ABBASY, M. S.; SENOUCI, A.; ZAYED, T.; MIRAHADI, F.; PARVIZSEDGHY, L. **Artificial neural network models for predicting condition of offshore oil and gas pipelines**. *Automation in Construction*, v. 45, p. 50–65. Faculty of Engineering and Applied Science) - Memorial University of Newfoundland. 2014.

G1. Com decisão do Copom, Brasil continua com a maior taxa de juros reais do mundo; veja ranking. **G1 Economia**. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2023/05/03/com-decisao-do-copom-brasil-continua-com-a-maior-taxa-de-juros-reais-do-mundo-veja-ranking.ghtml>. Acesso em: 2 julho 2023.

HEGGAB, A.; EL NEMR, A.; EL AGHOURY, I. M. **Numerical sensitivity analysis of corroded pipes and burst pressure prediction using finite element modeling**. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, p. 104906, jan. 2023.

HEXAGON. Patran Complete FEA modeling solution. **Hexagon**. 2023. Disponível em: <https://hexagon.com/products/patran>. Acesso em: 2 jun 2023.

JCSS. Joint Committee on Structural Safety. **Probabilistic model code**: JCSS-OSTL/DIA/VROU -10-11-2000. 12th draft. 2000.

JONES, J. P.; AL-SAIFI, A. A.; AL-OTHMAN, A.; OVERHOLT, J. E. **The cost of cleaning up oil spills: A review**. *Nature Communications*, 14(1), 1-11. DOI: 10.1038/s41467-023-00743-5. (2023).

TORRES, J. VS; AFONSO, S; VAZ, L. **Reliability analysis of pipelines with corrosion defects using surrogate models**. 2009.

LARIN, O.; BARKANOV, E.; VODKA, O. **Prediction of reliability of the corroded pipeline considering the randomness of corrosion damage and its stochastic growth**. *Engineering Failure Analysis*, v. 66, p. 60–71, 1 ago. 2016.

MISHRA, M.; KESHAVARZZADEH, V.; NOSHADRAVAN, A. **Reliability-based lifecycle management for corroding pipelines**. *Structural Safety*, v. 76, p. 1–14, 1 jan. 2019.

MOTTA, R. S. et al. **Comparative studies for failure pressure prediction of corroded pipelines**. Engineering Failure Analysis, v. 81, p. 178–192, 1 nov. 2017.

OIL PRICE. The No. 1 Source for Oil Price & Energy News. **OIL PRICE**. Disponível em: <https://oilprice.com/>. Acesso em: 23 set. 2023.

OLIVEIRA, R. S., **Análise de confiabilidade estrutural usando o método Monte Carlo seletivo**. 2022. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2022, 78 p.

SAKAMOTO, B. S. **Análise de confiabilidade estrutural utilizando o método FORM com múltiplos modos de falha para edifício alto submetido à ação do vento**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil. Curitiba. 2016.

SILVA, E. S., **Análise da Integridade Estrutural de Dutos com Defeitos de Corrosão Interagentes Através de Modelagem Multifísica**. 2016. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2016.

SILVA, R. C. C.; GUERREIRO, J. N. C.; LOULA, A. F. D. **A study of pipe interacting corrosion defects using the FEM and neural networks**. Advances in Engineering Software, v. 38, n. 11–12, p. 868–875, 2007.

SORIANO, Humberto Lima. **Elementos Finitos - Formulação e Aplicação na Estática e Dinâmica das Estruturas**. Rio de Janeiro: Editora Ciência Moderna Ltda., 2009.

SUN, J.; CHENG, Y. F. **Assessment by finite element modeling of the interaction of multiple corrosion defects and the effect on failure pressure of corroded pipelines**. Engineering Structures, v. 165, p. 278–286, 15 jun. 2018.

U.S. Pipeline & Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA). **U.S. Department of Transportation**. Disponível em: <https://primis.phmsa.dot.gov/comm/>. Acesso em: 26 jun. 2023.

VANHAZEBROUCK, V. M., **Análise de dutos corroídos por meio de método de confiabilidade estrutural**. 2008. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2008, 139 p.

WERNLI, R. 2000. **AUV Commercialization – Who’s Leading the Pack?**. SPAWAR Systems Center, San Diego, CA, USA. Disponível em: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.32.7577&rep=rep1&type=pdf>. Acesso em: 10 junho 2023.

XIE, M.; TIAN, Z. **A review on pipeline integrity management utilizing in-line inspection data**. Engineering Failure Analysis. Elsevier Ltd. 1 out. 2018.

Xu, W. Z.; LI, C. B.; CHOUNG, J.; LEE, J. M. **Corroded pipeline failure analysis using artificial neural network scheme**. Advances in Engineering Software, v. 112, p. 255–266, 1 out. 2017.

ELYAQUIM DOMINGOS TORRES

**QUANTIFICAÇÃO DE RISCO EM DUTOS OFFSHORE CORROÍDOS USANDO
MÉTODO SEMIEMPÍRICO E MODELO DE ELEMENTOS FINITOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Civil do Campus Agreste da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, na modalidade de artigo científico, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Civil.

Área de concentração: Estruturas.

Aprovado em 03 de outubro de 2023.

BANCA EXAMINADORA

Profa. Dra. Juliana von Schmalz Torres (Orientadora)
Universidade Federal de Pernambuco

Profa. Dra. Cristina Pereira Medeiros (Avaliadora)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Renato De Siqueira Motta (Avaliador)
Universidade Federal de Pernambuco