



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ANDRÉA RAFFAELLA AVELAR PIMENTEL VILA NOVA

**DESENVOLVIMENTO DE UM FRAMEWORK PARA ANÁLISE DE RISCO DE
DUTOS SUBMARINOS CORROÍDOS**

Recife
2025

ANDRÉA RAFFAELLA AVELAR PIMENTEL VILA NOVA

**DESENVOLVIMENTO DE UM FRAMEWORK PARA ANÁLISE DE RISCO DE
DUTOS SUBMARINOS CORROÍDOS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de doutora em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Engenharia de Materiais e Fabricação.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Nadège Sophie Bouchonneau da Silva

Coorientadoras: Prof.^a Dr.^a Juliana von Schmalz Torres

Prof.^a Dr.^a Silvana Maria Bastos Afonso da Silva

Recife

2025

.Catalogação de Publicação na Fonte. UFPE - Biblioteca Central

Vila Nova, Andréa Raffaella Avelar Pimentel.

Desenvolvimento de um framework para análise de risco de dutos submarinos corroídos / Andréa Raffaella Avelar Pimentel Vila Nova. - Recife, 2025.

160f.: il.

Tese (Doutorado)- Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, 2025.

Orientação: Nadège Sophie Bouchonneau da Silva.

Coorientação: Juliana von Schmalz Torres.

Coorientação: Silvana Maria Bastos Afonso da Silva.

1. Dutos submarinos; 2. Corrosão; 3. Risco; 4. Framework. I. Silva, Nadège Sophie Bouchonneau da. II. Torres, Juliana von Schmalz. III. Silva, Silvana Maria Bastos Afonso da. IV. Título.

UFPE-Biblioteca Central

ANDRÉA RAFFAELLA AVELAR PIMENTEL VILA NOVA

**DESENVOLVIMENTO DE UM FRAMEWORK PARA ANÁLISE DE RISCO DE
DUTOS SUBMARINOS CORROÍDOS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito para a obtenção do título de Doutora em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Engenharia de Materiais e Fabricação.

Aprovado em: 18/09/2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof^a. Dr^a. Nadège Sophie Bouchonneau da Silva (Orientadora)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Prof. Dr. Alvaro Antonio Ochoa Villa (Examinador Interno)
Instituto Federal de Pernambuco - IFPE

Prof. Dr. Paulo Marcelo Vieira Ribeiro (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Prof. Dr. Renato de Siqueira Motta (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Prof. Dr. Thalles Vitelli Garcez (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Aos meus pais, André e Márcia.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus por não permitir que eu desistisse.

Aos meus pais, André Vila Nova e Márcia Avelar, pelo amor incondicional, por sempre me incentivarem a estudar e por estarem ao meu lado para tudo.

À minha irmã, Maryanne Rose, que sempre acreditou no meu potencial, mesmo quando eu duvidei da minha capacidade técnica. Obrigada por me lembrar que eu estava mais perto do meu objetivo, e por não ter deixado que eu desistisse.

Ao meu marido, Anderson Viana, por seu incentivo e parceria, mesmo nos momentos mais difíceis. Obrigada por compreender minhas ausências e por me apoiar nas horas de cansaço.

Às minhas orientadoras, professoras Nadège, Juliana e Silvana, por sua dedicação, apoio e pelo valioso conhecimento compartilhado, fundamentais para o desenvolvimento desta tese.

Aos professores da banca, Alvaro, Thalles, Paulo Marcelo e Renato, pela disponibilidade e pelas contribuições que fortaleceram ainda mais o meu trabalho.

À Universidade Federal de Pernambuco, pela honra de ter sido aluna dessa instituição que tanto respeito. Desde que entrei na graduação, em agosto de 2011, até chegar aqui, foi uma jornada e tanto.

Aos meus colegas de trabalho, que acompanharam de perto todo o meu processo.

E a todos os colegas do PADMEC.

“Abrace o risco, porque o tempo o recompensa” (Housel, 2021, p. 261).

RESUMO

A corrosão é uma das principais causas do comprometimento da integridade estrutural dos dutos. Isso se torna mais complexo para dutos offshore. Para gerenciar a integridade dos dutos, é extremamente importante manter o risco monetário de falha dentro de limites aceitáveis. Portanto, este estudo tem como objetivo desenvolver um framework unificado para auxiliar no processo de tomada de decisão na operação de dutos corroídos offshore. Dentre as formas de avaliação de integridade estão os métodos semiempíricos, que são conservadores, e os métodos de elementos finitos, que apresentam resultados próximos aos experimentais, mas possuem alto custo computacional. Para tanto, foi construído um modelo substituto baseado em krigagem, que apresentou uma diferença inferior a 1% em relação aos valores de pressão de falha fornecidos pelo sistema PIPEFLAW desenvolvido pelo grupo de pesquisa PADMEC da UFPE. Um exemplo numérico foi utilizado para avaliar o risco monetário, considerando tanto os métodos semiempíricos (DNV RP-F101 e PCORRC) quanto o modelo substituto. Os resultados mostraram que a vida útil remanescente estimada pela DNV RP-F101 apresentou uma diferença de 17 anos em relação ao modelo substituto, enquanto o PCORRC indicou uma diferença de 12 anos. Assim, os métodos semiempíricos resultaram em estimativas de vida útil menores do que as fornecidas pelo modelo substituto, podendo levar à subutilização do duto e, conseqüentemente, ao aumento dos custos operacionais. Além disso, para operacionalizar a ferramenta proposta, foi desenvolvida uma interface gráfica amigável e intuitiva. Por fim, o framework mostrou-se relevante para auxiliar os operadores de dutos, permitindo-lhes reduzir custos, prevenir a contaminação ambiental e proteger a reputação da organização.

Palavras-chave: Dutos Submarinos; Corrosão; Risco; Framework.

ABSTRACT

Corrosion is one of the main causes of compromised pipeline structural integrity. This has become even more complex for offshore pipelines. To manage pipeline integrity, it is crucial to keep the monetary risk of failure within acceptable limits. Therefore, this study aims to develop a unified framework to aid the decision-making process when operating corroded offshore pipelines. Among the methods for assessing integrity are semi-empirical methods, which are conservative, and finite element methods, which produce results close to experimental results but are computational expensive. To conclude, a kriging-based surrogate model was constructed, which demonstrated a difference of less than 1% compared to the failure pressure values provided by the PIPEFLAW system developed by the PADMEC research group at UFPE. A numerical example was used to assess monetary risk, considering both semi-empirical methods (DNV RP-F101 and PCORRC) and the surrogate model. The results showed that the remaining useful life estimated by DNV RP-F101 differed by 17 years from the surrogate model, while the PCORRC indicated a difference of 12 years. Thus, the semi-empirical methods resulted in shorter useful life estimates than those provided by the surrogate model, potentially leading to pipeline underutilization and, consequently, increased operating costs. Furthermore, a user-friendly and intuitive graphical interface was developed to operationalize the proposed tool. Finally, the framework proved relevant in assisting pipeline operators, enabling them to reduce costs, prevent environmental contamination, and protect their organization's reputation.

Keywords: Offshore Pipelines; Corrosion; Risk; Framework.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1-Fluxograma das etapas da pesquisa	23
Figura 2-Principais componentes do sistema de produção submarino	29
Quadro 1-Principais incidentes com dutos no Brasil	31
Figura 3-Duto offshore	32
Quadro 2-Tipos de defeitos de acordo com as normas.....	36
Figura 4-Exemplo da discretização de um defeito retangular no PIPEFLAW	39
Figura 5-Representação gráfica da região de segurança e falha.....	45
Figura 6-Funções de densidade de probabilidade de carregamento, da resistência e da margem de segurança.....	45
Figura 7-Aproximação da superfície de falha pelo método FORM.....	48
Gráfico 1-Principais métodos para análise de confiabilidade encontrados na literatura	53
Quadro 3-Escopo dos periódicos	55
Figura 8-Framework desenvolvido para análise de risco em dutos corroídos offshore	61
Figura 9-Condições de contorno, com dois planos de simetria considerados, obtidas através do PIPEFLAW	68
Figura 10- Construção do modelo substituto: (a) amostras LCVT e (b) superfície de krigagem.....	68
Figura 11-Matriz de risco.....	72
Figura 12-Fluxograma do funcionamento da interface	74
Figura 13-Fluxograma do processo de validação.....	76
Figura 14-Representação de um quarto do duto com defeito único localizado na superfície externa.....	80
Figura 15-Representação das dimensões do duto com defeito de corrosão	85
Gráfico 2-Índice de confiabilidade ao longo dos anos	87
Gráfico 3-Risco Monetário ao longo dos anos.....	88
Figura 16-Análise qualitativa do risco monetário.....	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1-Reservas mundiais comprovadas de petróleo bruto em milhões de barris	26
Tabela 2-Demanda de Petróleo em milhões de barris por dia	27
Tabela 3-Produtos transportados por dutos no Brasil	30
Tabela 4-Probabilidade de falha e classes de segurança para dutos offshore	65
Tabela 5- Parâmetros utilizados para construção da superfície por Krigagem do duto corroído	67
Tabela 6-Valores numéricos associados a Probabilidade de Falha e Consequências Econômicas de Falha	72
Tabela 7-Tempo computacional para obtenção dos resultados na interface	74
Tabela 8-Dimensões dos dutos, dos defeitos e as propriedades do material	77
Tabela 9-Resultados experimentais e semiempíricos de pressão de falha.....	78
Tabela 10-Dimensões do duto e propriedade do material.....	79
Tabela 11-Resultados numéricos e experimentais da pressão de falha	80
Tabela 12-Resultados da pressão de falha obtidos por valores numéricos e pelo modelo substituto	82
Tabela 13-Propriedades estatísticas das variáveis aleatórias e valores dos parâmetros determinísticos	82
Tabela 14-Parâmetros de defeitos e características operacionais do duto	83
Tabela 15- Resultados do risco monetário	83
Tabela 16-Dimensões do duto, propriedades do material e parâmetro operacional .	85
Tabela 17-Dimensões e taxas de crescimento do defeito	85
Tabela 18-Resultados da análise de risco usando os métodos semiempírico e o modelo substituto (krigagem)	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
ESG	Environmental Social and Governance
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
FOSM	First Order Second Moment
FORM	First-Order Reliability Method
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
ICAF	Implied Cost of Averting a Fatality
IEA	International Energy Agency
ISO	International Organization for Standardization
JCSS	Joint Committee on Structural Safety
LCVT	Latin Centroidal Voroni Tessellation
MAOP	Maximum Allowable Operating Pressure
MEF	Método dos Elementos Finitos
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
P&G	Petróleo & Gás
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
PIB	Produto Interno Bruto
RBI	Risk-Based Inspection
SORM	Second-Order Reliability Methods
SGSS	Sistema de Gestão de Segurança Operacional em Sistemas Submarinos
SCC	Stress Corrosion Cracking

LISTA DE SÍMBOLOS

σ_y	Tensão de escoamento média
σ_u	Tensão última do material
$\{f\}$	Vetor de força elementar
$[k]$	Matriz de rigidez elementar
$\{u\}$	Deslocamentos nodais elementares
$\{F\}$	Vetor de força global
$[K]$	Matriz de rigidez global
$\{U\}$	Deslocamentos nodais globais
$f(\mathbf{x})$	Função referente ao modelo verdadeiro
ρ_j	Coefficientes desconhecidos
$N_j(\mathbf{x})$	Termos de regressão linear
$Z(\mathbf{x})$	Erro da função verdadeira (krigagem)
\mathbf{R}	Matriz de correlação da formulação krigagem
σ^2	Variância
θ_k	Parâmetros de correlação desconhecidos
\hat{f}_k	Função aproximada pelo modelo de krigagem
MSE	Erro médio quadrático
\mathbf{f}_S	Função verdadeira das amostragens
$\boldsymbol{\eta}$	Matriz de projeto
$RMSE$	Raiz do erro médio quadrático
$PRESS$	Quadrado da soma dos erros previstos
Z	Função de desempenho ou função do estado limite
\mathbf{X}	Vetor das variáveis aleatórias do espaço original

R	Resistência à falha
S	Carga (solicitação)
μ	Média de uma variável aleatória
σ	Desvio padrão de uma variável aleatória
\mathbf{Y}	Vetor das variáveis aleatórias do reduzido equivalente
β	Índice de confiabilidade
Φ	Função cumulativa da distribuição normal padrão
Pof	Probabilidade de falha
d	Profundidade máxima do defeito em um tempo qualquer T
d_0	Profundidade máxima do defeito no tempo T_0
R_d	Taxa de corrosão radial
T	Tempo futuro
T_0	Tempo da última inspeção
L	Comprimento do defeito medido em um tempo qualquer T
L_0	Comprimento do defeito medido no tempo T_0
R_L	Taxa de corrosão longitudinal
\mathbf{Y}^*	Ponto de projeto
α_i	Componente do vetor normal à superfície de falha
$\mathbf{\Gamma}$	Matriz triangular inferior obtida da decomposição de Choleski da matriz dos coeficientes de correlação de \mathbf{X}
\mathbf{m}	Vetor com as médias normais equivalentes das variáveis \mathbf{X}
\mathbf{J}	Matriz Jacobiana
$\nabla g(\mathbf{Y})$	Gradiente da função de falha no espaço reduzido avaliado no ponto \mathbf{Y}
$\nabla G(\mathbf{X})$	Gradiente da função de falha no espaço original avaliado no ponto \mathbf{X}
I_i	Fator de importância

t	Espessura do duto
P_b	Pressão burst do duto com defeito de corrosão
p	Pressão de operação
P_f	Pressão de Falha
M	Fator de dilatação (fator de Folias)
D	Diâmetro externo do duto
Cof	Consequência de falha
C_{Env}	Custo das consequências ambientais
Q_h	Taxa de vazamento
T_{lp}	Período em que a produção foi perdida devido ao derramamento
A_1	Área da seção transversal da abertura do vazamento
C_a	Coeficiente de descarga
P_0	Pressão de operação do segmento de tubulação
ρ	Densidade do líquido
P_s	Pressão externa ao redor do ponto de vazamento
C_{LP}	Custo da produção perdida
Q_{LP}	Quantidade de produção perdida
C_{Oil}	Preço do petróleo
C_{DP}	Custo da produção diferida
T_{dp}	Período em que a produção foi perdida devido ao desligamento do duto para reparo
Q_{DP}	Quantidade de produção diferida
C_{Repair}	Custo de reparo
C_{UM}	Custo de manutenção não planejada
C_{UI}	Custo de inspeção não planejada

C_{Eco}	Custo das consequências econômicas
C_T	Custo total associado às consequências da falha
i	Taxa de juros
I	Taxa de inflação
PE	Pressão Externa
PI	Pressão Interna
p_w	Densidade da água do mar
g	Aceleração da gravidade
h	Profundidade da água

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	JUSTIFICATIVA	21
1.2	OBJETIVO DO TRABALHO	22
1.2.1	Objetivo Geral	22
1.2.2	Objetivos Específicos	22
1.3	ABORDAGEM METODOLÓGICA	23
1.4	ESTRUTURA DA TESE	25
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	26
2.1	INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS	26
2.1.1	Exploração de petróleo e gás no Brasil	28
2.1.1.1	Desafios da exploração de petróleo e gás offshore	29
<i>2.1.1.1.1</i>	<i>Dutos offshore</i>	<i>31</i>
2.2	INTEGRIDADE ESTRUTURAL DOS DUTOS	33
2.2.1	Métodos Semiempíricos	34
2.2.2	Método Dos Elementos Finitos	37
2.2.2.1	PIPEFLAW	38
2.2.3	Modelos Substitutos	40
2.3	CONFIABILIDADE DO DUTO	43
2.3.1	First-Order Reliability Method (FORM)	47
2.4	ANÁLISE DE RISCO	50
2.5	SÍNTESE CONCLUSIVA	52
3.	REVISÃO DA LITERATURA	53
3.1	DISCUSSÃO DA LITERATURA	53
3.2	SÍNTESE CONCLUSIVA	59
4.	ESTRUTURA INTEGRADA DE ANÁLISE DE RISCO	60
4.1	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	60

4.2	DESENVOLVIMENTO DO FRAMEWORK.....	60
4.2.1	Caracterização do duto	61
4.2.1.1	Pressupostos.....	62
4.2.2	Análise e Determinação das Dimensões do Defeito de Corrosão ...	62
4.2.3	Análise do Modo de Falha do Duto.....	63
4.2.4	Cálculo do Risco do Duto	64
4.2.4.1	Construção de Modelo Substituto baseado em Krigagem	66
4.2.4.2	Consequências de Falha	69
4.2.4.3	Avaliação Qualitativa do Risco	71
4.2.5	Análise da Condição Operacional do Duto	73
4.3	VNRISK	73
4.4	SÍNTESE CONCLUSIVA.....	75
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	76
5.1	VALIDAÇÃO	76
5.1.1	Pressão de falha	77
5.1.1.1	DNV RP-F101 e PCORRC	77
5.1.1.2	PIPEFLAW	78
5.1.1.3	Modelo Substituto	81
5.1.2	Análise de Confiabilidade	82
5.1.3	Análise de Risco.....	83
5.2	APLICAÇÃO DO FRAMEWORK.....	84
5.2.1	Caracterização do Duto	84
5.2.2	Análise e Determinação das Dimensões do Defeito de Corrosão ...	85
5.2.3	Análise do Modo de Falha do Duto.....	86
5.2.4	Cálculo do Risco e Avaliação Operacional do Duto.....	86
5.3	IMPLICAÇÕES GERENCIAIS	91
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	92

6.1	CONSIDERAÇÕES SOBRE O DESENVOLVIMENTO E USO DO FRAMEWORK.....	92
6.2	LIMITAÇÕES E TRABALHOS FUTUROS	93
	REFERÊNCIAS.....	95
	APÊNDICE A – REVISÃO DA LITERATURA	115
	APÊNDICE B – MANUAL DO VNRISK	140

1 INTRODUÇÃO

O setor de Petróleo e Gás Natural (P&G) assume uma posição de destaque para economia mundial. De acordo com Mendes *et al.* (2017), ele é responsável por cerca de 56% da matriz energética mundial, somado a isso, grande parte dos produtos manufaturados no mundo decorre dos derivados de petróleo.

Segundo o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) (2019), esse setor exerce um impacto significativo no mercado, uma vez que além de suprir as necessidades energéticas, gera emprego, aumenta a arrecadação de tributos e exportação. No Brasil, ele compõe mais de 10% da formação bruta de capital fixo (Mendes; Teixeira; Rocio, 2018).

Nesse contexto, a receita obtida pelas exportações brasileiras de petróleo totalizou US\$ 42,6 bilhões, ou seja, isso representou 12,7% do total de exportações do país. Além disso, o Brasil se destacou como o nono maior produtor de petróleo e o décimo maior exportador (Empresa de Pesquisa Energética, 2023). Isto ocorre, uma vez que a maior parte das reservas de petróleo está em águas profundas, ou seja, o pré-sal (Petrobras, 2021). Esses reservatórios estão abaixo de uma camada submarina de sal, podendo chegar até 5 km de profundidade (IBP; EY, 2019). Estas condições de operação trazem grandes desafios em termos de resistência dos materiais e integridade dos equipamentos envolvidos na exploração e produção de petróleo e gás.

Contudo, as instalações do tipo *offshore* apresentam um grau de complexidade elevado comparado as instalações *onshore*, bem como alto custo (Rangel-Ramirez; Sorensena, 2012), visto que operam sob condições extremas (Kamsu-Foguem, 2016).

Diante disso, o modal dutoviário é essencial para o transporte de petróleo e gás (Dann; Huyse, 2018; Liu *et al.*, 2018). Para tanto, é de fundamental importância garantir a integridade do mesmo, com o objetivo de aumentar a produtividade, reduzir custos, prevenir danos ao meio ambiente, entre outros (Xie; Tian, 2018).

De acordo com Achebe *et al.* (2012), Aljroudi *et al.* (2015), Jiang *et al.* (2017), Mahmoodian e Li (2017) e Liu *et al.* (2018), a corrosão é um dos principais mecanismos de degradação dos dutos. Ela consiste em um processo natural que ocorre quando os materiais dos dutos interagem com o ambiente (Xie; Tian, 2018).

Assim, a corrosão, ao provocar uma redução gradual na resistência e perda de material, pode resultar em um aumento do risco de comprometimento da integridade estrutural, devido à maior probabilidade de falha (Mishra; Keshavarzzadeh; Noshdravan, 2019).

Desta forma, Xie e Tian (2018) argumentaram que as falhas nos dutos devido à corrosão podem ocorrer quando a pressão de falha é menor do que a pressão de operação ou a profundidade do defeito atinge o seu limite crítico, ou seja, 80% da espessura da parede do duto. Para tanto, a falha resultante do defeito de corrosão pode ser expressa em função: (i) do tamanho do defeito; (ii) da forma do defeito; (iii) da geometria do duto; e (iv) das propriedades do material.

De acordo com Bai e Bai (2014), a pressão operacional máxima permitida (*Maximum Allowable Operating Pressure*-MAOP) corresponde a pressão máxima que um duto pode operar em regime permanente.

Entretanto, apesar das barreiras físicas (revestimento anticorrosivo) e químicas (proteção catódica) serem frequentemente usadas, elas não podem eliminar completamente o crescimento da corrosão. Diante disso, a gestão da integridade dos dutos tem um impacto significativo para garantir o gerenciamento desse modal de forma segura e econômica ao longo do ciclo de vida do mesmo (DNV, 2015 a,b).

Portanto, devido ao comprometimento da integridade do duto ocasionado pela corrosão, a análise de risco se faz necessária para evitar as consequências de falha nos dutos (Seo *et al.*, 2015).

De acordo com Xiao *et al.* (2024b) é fundamental realizar a análise de risco para facilitar a tomada de decisão, permitindo auxiliar na definição de estratégias de manutenção, inspeção e mitigação. Contudo, de acordo com Kumari *et al.* (2022) há uma falta de ferramentas para prever o risco considerando a condição dos dutos. Associado a isso, há uma necessidade crescente de avaliações de risco rápidas, fazendo com que os métodos tradicionais de avaliação de risco se mostrem inadequados para atender a essa necessidade (Xiao *et al.*, 2024b).

Como foi observado, gerenciar a integridade do modal dutoviário em estruturas *offshore* é de extrema importância para garantir o abastecimento no setor de P&G, evitar paradas de produção, danos ambientais e o comprometimento da imagem da empresa. Sendo, assim, mostra-se relevante o desenvolvimento de uma ferramenta unificada voltada para a análise de risco de dutos corroídos, aplicados em instalações *offshore*.

1.1 JUSTIFICATIVA

De acordo com *International Energy Agency* (2023), a previsão é que a demanda global por petróleo atinja 105,7 milhões de barris por dia em 2028, onde o principal responsável por impulsionar esse crescimento é o setor petroquímico.

Além disso, de acordo com Lia *et al.* (2024), empresas do setor de P&G que apresentam bom desempenho em critérios ESG (*Environmental, Social and Governance* – Ambiental, Social e Governança) transmite uma imagem positiva ao mercado. Como consequência, isso gera uma pressão de alta nos preços dos contratos futuros, o que contribui para a valorização do petróleo no mercado.

Contudo, a exploração e a produção de petróleo *offshore* ocorrem em condições complexas, devido as longas distâncias da costa marítima e os altos custos para extração do petróleo (De Moraes, 2013). Só em 2023, a *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (PHMSA) registrou nos Estados Unidos incidentes com dutos de petróleo bruto *offshore*, que resultaram em um custo total de US\$ 30.914.852, equivalente à perda de 291 barris de petróleo.

Para tanto, Xie e Tian (2018) destacaram que apesar dos dutos serem amplamente utilizados no transporte de P&G, é essencial encontrar maneiras eficazes de avaliar e garantir a integridade deles, bem como reduzir o risco de vazamentos.

Diante disso, Li, Chen e Zhu (2016) argumentaram que o risco de vazamento desse modal não pode ser eliminado, mas pode ser mitigado ao adotar medidas que possibilitem a redução da probabilidade de falha e da gravidade das consequências.

Segundo Fang *et al.* (2014), a corrosão apresenta uma posição de destaque como fator de risco, tendo um impacto significativo na ocorrência de falha nos dutos. Nesse contexto, modelar a evolução da corrosão sempre foi um desafio devido ao alto nível de incerteza associada aos parâmetros, que se ignorada pode resultar no comprometimento da segurança ou aumentar os custos com o ciclo de vida do sistema, por superestimar a capacidade e a vida útil restante das estruturas corroídas (Mishra; Keshavarzzadeh; Noshdravan, 2019).

Assim, como a principal carga aplicada nos dutos *onshore* é a pressão interna, muitos estudos foram desenvolvidos considerando a falha de corrosão de dutos submetida a mesma, onde foram considerados métodos semiempíricos como: ASME B31G (2009), B31G modificado (Kiefner; Vieth, 1989), DNV RP-F101 (2015), PCORRC (Stephens; Leis, 2000), Shell-92 (Ritchie; Last, 1995), entre outros (Liu *et al.*, 2019),

visto que, através deles é possível comparar a pressão operacional com a pressão de falha (Bisaggio; Netto, 2015).

No entanto, apesar do crescimento no número de estudos, a partir da análise da literatura, para garantir a confiabilidade do modal dutoviário com corrosão, observou-se uma carência de modelos e ferramentas que forneçam uma estrutura unificada para avaliar a segurança, bem como os riscos que envolvem o duto, conforme apresentado por Nova *et al.* (2025). Como consequência deste cenário, muitas vezes, as organizações tomam as decisões de forma não estruturada, fundamentada no conhecimento dos operadores de dutos, aumentando os custos, comprometendo a segurança e gerando danos ao meio ambiente.

Neste trabalho, busca-se desenvolver um novo *framework* unificado, onde além de calcular o risco monetário, auxilie na decisão de continuar ou não a operar um duto *offshore* com defeito de corrosão.

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

1.2.1 Objetivo Geral

Desenvolver uma estrutura conceitual integrativa, também chamada de *framework*, permitindo analisar os riscos monetários de operar dutos corroídos *offshore*, instalados em águas rasas, auxiliando no processo de tomada de decisão.

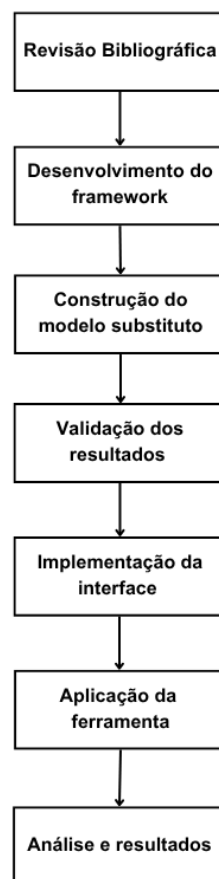
1.2.2 Objetivos Específicos

- ✓ Fazer um levantamento completo das normas e padrões associados a modelos semiempíricos utilizados na indústria para avaliar a resistência do duto;
- ✓ Desenvolver um *framework* para avaliar os riscos de operar dutos corroídos *offshore*;
- ✓ Construir um modelo substituto baseado em krigagem, permitindo avaliar com mais precisão a pressão de falha dos dutos corroídos do que os métodos semiempíricos;
- ✓ Verificar a consistência estrutural do *framework* a partir da validação dos resultados obtidos pelos métodos semiempíricos, da análise de confiabilidade e da estimativa do risco monetário; e
- ✓ Implementar uma interface interativa do *framework*.

1.3 ABORDAGEM METODOLÓGICA

A presente pesquisa caracteriza-se como exploratória e explicativa, uma vez que busca proporcionar maior familiaridade com o problema de análise de risco em dutos corroídos *offshore*, para torná-lo mais claro (Gil, 2022) e, assim, desenvolver uma ferramenta para auxiliar no processo de tomada de decisão. Quanto à abordagem, é classificada como quantitativa, pois as variáveis, são medidas para que os dados numéricos possam ser analisados (Creswell; Creswell, 2021). A Figura 1 apresenta o fluxograma das etapas deste estudo.

Figura 1-Fluxograma das etapas da pesquisa



Fonte: A autora (2025)

Diante disso, primeiramente, apresenta-se uma fundamentação teórica sobre o setor de P&G, dutos *offshore*, corrosão, confiabilidade e risco, com o objetivo de contextualizar a análise da integridade estrutural de dutos corroídos *offshore*. Em seguida, a partir dos principais conceitos, uma revisão da literatura foi realizada com o objetivo de identificar oportunidades de pesquisa.

Desta forma, foram analisados trabalhos da base *Science Direct* e considerados apenas artigos científicos publicados em periódicos, devido a sua relevância e criteriosidade na avaliação, no período compreendido entre 2010 e junho de 2025.

A análise bibliométrica foi realizada em três etapas: (i) os artigos relevantes foram selecionados com base em palavras-chave, utilizando os seguintes termos de busca, combinados a lógica booleana “AND”: “pipeline” AND “corrosion” AND “reliability” AND “risk” AND “integrity”, resultando em 1406 artigos; (ii) o resumo e a introdução de cada artigo foram lidos e estudos envolvendo corrosão eletroquímica, microbiológica, por *cracking*, em juntas soldadas, risers, goivagem, *welded joint*, unidade flutuante de armazenamento e transferência (*Floating Production Storage and Offloading* - FPSO), bem como os estudos que abordavam problemas de corrosão de dutos em áreas propensas a terremotos, corrosão de dutos na região ártica e corrosão em torres de turbinas eólicas, foram excluídos, resultando em uma amostra de 153 artigos; (iii) por fim, através da leitura do texto completo de cada estudo, foi possível definir o número final de artigos considerados dentro do escopo da pesquisa, resultando em uma amostra final de 52 artigos sobre análise de risco em dutos corroídos, conforme listado no Apêndice A. Os estudos selecionados são apresentados a partir de três dimensões: aspectos gerais, metodológicos e operacionais.

Consequentemente, a partir da análise dessa amostra foram identificados conceitos, ferramentas e metodologias que serviram de base para auxiliar no entendimento do estudo e na construção do *framework* para análise de risco de dutos corroídos *offshore*.

Assim, o *framework* proposto é composto por cinco etapas. Os detalhes de cada uma dessas etapas são apresentados no Capítulo 4, que descreve o funcionamento da ferramenta. Além disso, o Apêndice B contém o manual da interface desenvolvida, oferecendo orientações práticas para sua utilização.

Após o desenvolvimento do *framework*, utilizou-se um exemplo numérico para verificar a condição de uso do duto corroído *offshore*, permitindo obter respostas efetivas em termos de integridade e risco monetário, para auxiliar os operadores de dutos na tomada de decisão.

1.4 ESTRUTURA DA TESE

Além desta introdução, o trabalho foi dividido em outras cinco partes, a saber:

- ✓ Capítulo 2 apresenta o referencial teórico que servirá de base para o desenvolvimento deste estudo;
- ✓ Capítulo 3 fornece uma extensa revisão da literatura sobre análise de risco em dutos corroídos, para dar robustez à abordagem que será proposta (*framework*);
- ✓ Capítulo 4 fornece as etapas de desenvolvimento do *framework* a partir dos conceitos e ferramentas identificados no capítulo anterior, que serviram de base para a concepção do mesmo;
- ✓ Capítulo 5 apresenta a validação dos resultados da pressão de falha, da análise de confiabilidade e do risco monetário, bem como um exemplo numérico com o objetivo de demonstrar a aplicabilidade do *framework*; e
- ✓ Capítulo 6 apresenta as conclusões acerca do presente trabalho, bem como as propostas de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta os aspectos gerais que fundamentam a pesquisa. Dentre as temáticas envolvidas, serão discutidas a importância da indústria de P&G, os desafios da exploração de P&G *offshore*, os dutos *offshore*, bem como a integridade estrutural, na qual são abordados também os métodos semiempíricos, os métodos de elementos finitos e os modelos substitutos para a obtenção da resistência do duto, além da análise de confiabilidade e risco.

2.1 INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS

A indústria de Petróleo e Gás (P&G) exerce uma influência significativa na matriz energética mundial. Conforme destacado por Matutinovic' (2009), o petróleo é insumo de diversos setores da economia, como: indústria farmacêutica, setor de transporte, plásticos, entre outros.

Cerca de 79,5% das reservas de petróleo pertencem aos países membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) (2023), onde destaca-se a Venezuela com o maior volume de reservas em milhões de barris, conforme pode-se observar na Tabela 1.

Tabela 1-Reservas mundiais comprovadas de petróleo bruto em milhões de barris

País	Reservas em milhões de barris
Venezuela	303.221
Arábia Saudita	267.192
Irã	208.600
Iraque	145.019
Rússia	80.000
Kuwait	101.500
Emirados Árabes Unidos	113.000
Estados Unidos	55.251
Líbia	48.363
Nigéria	36.967
Cazaquistão	30.000
China	27.003
Catar	25.244
Brasil	13.242
Canadá	4.731

Fonte: Adaptado de OPEP (2023)

Segundo *International Energy Agency* (IEA, 2019), o Oriente Médio configurou-se com o maior produtor de petróleo em escala mundial, onde destaca-se o Estreito

de Ormuz como ponto estratégico para rotas comerciais, principalmente para China, Índia, Japão e Coreia que dependem do combustível importado. Somado a isso, estima-se um crescimento de 30% na demanda global de gás natural até 2040 (IEA, 2020).

No entanto, assim como ocorre com outras commodities, o preço do barril de petróleo é influenciado por tensões geopolíticas e fatores econômicos, resultando em incertezas na escala mundial (Mendes *et al.*, 2017; Empresa de Pesquisa Energética, 2019). Nesse contexto, destaca-se o impacto da pandemia mundial da COVID-19 na demanda energética mundial (OPEP, 2020). Como consequência, resultou na redução de cerca de um quarto do valor da produção futura de petróleo e gás, gerando também uma redução no valor dos ativos das principais empresas de P&G, o que acarretou uma diminuição de um terço dos investimentos (IEA, 2020). Além da crise energética global desencadeada pela invasão da Ucrânia pela Rússia (IEA, 2024).

Entretanto, a demanda global por petróleo aumentou em 2 milhões de barris por dia em 2023, conforme pode-se observar na Tabela 2. Esse resultado foi impulsionado pelo aumento no uso de petróleo como matéria-prima petroquímica na China. Além disso, o aumento da demanda no setor de transporte e da indústria pode resultar no crescimento de 5% até 2035 no uso de combustíveis fósseis (IEA, 2024).

Tabela 2-Demanda de Petróleo em milhões de barris por dia

Região	2010	2022	2023	2030	2035
				Políticas Atuais	
América do Norte	22,2	22,0	22,1	21,0	18,6
América Central e do Sul	5,5	5,5	5,6	5,5	5,6
Europa	13,6	12,6	12,4	10,4	9,3
África	3,3	4,3	4,4	4,9	5,6
Oriente Médio	7,0	8,1	8,0	8,5	8,8
Eurásia	3,5	4,3	4,4	4,6	4,7
Ásia-Pacífico	25,1	33,3	34,8	38,1	37,9
Combustíveis Internacionais (bunkers)	7,0	7,1	7,7	8,6	8,9

Fonte: Adaptado de IEA (2024)

Conforme, pode-se observar na Tabela 2, a demanda na Europa e na América do Norte tende a diminuir, impulsionadas por políticas de transição energética, enquanto a demanda na Ásia-Pacífico apresentam tendência de crescimento.

Assim, mesmo diante dos esforços para descarbonização das cadeias produtivas, os combustíveis fósseis continuam sendo importantes para o sistema energético mundial.

2.1.1 Exploração de petróleo e gás no Brasil

O Brasil se destacou como 10º produtor mundial de petróleo e o maior produtor da América Latina (IEA, 2020). Além disso, a produção do pré-sal foi responsável por 70% do total produzido no país (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2020). Em 2023, o Brasil ocupou a terceira posição entre os países que mais contribuíram para o aumento da oferta global de petróleo (IEA, 2024).

Segundo De Moraes (2013), a exploração de petróleo no mar apresenta riscos mais elevados, quando comparado a exploração em terra, devido aos altos investimentos em: plataformas de perfuração, embarcações de apoio, levantamentos geofísicos e na preparação de mão de obra.

Contudo, a Petrobras tem direcionado investimentos para exploração em águas profundas e ultraprofundas, para assegurar a auto-suficiência energética do país (Prates; Da Costa; Pastoriza, 2005). Nesse contexto, Mehrafrooz, Edalat e Dyaneati (2019) argumentaram que a exploração de P&G no mar requer um monitoramento constante dessa infraestrutura, de modo a garantir a integridade e evitar danos ao meio ambiente.

Para tanto, a ANP (2019) definiu a necessidade de implementar medidas que pudessem prevenir e identificar falhas que gerassem derramamento de óleo no mar. Uma vez que apenas em 2019, ocorreram 2083 incidentes *offshore*, sendo 1707 em plataformas de produção e 232 em sondas marítimas.

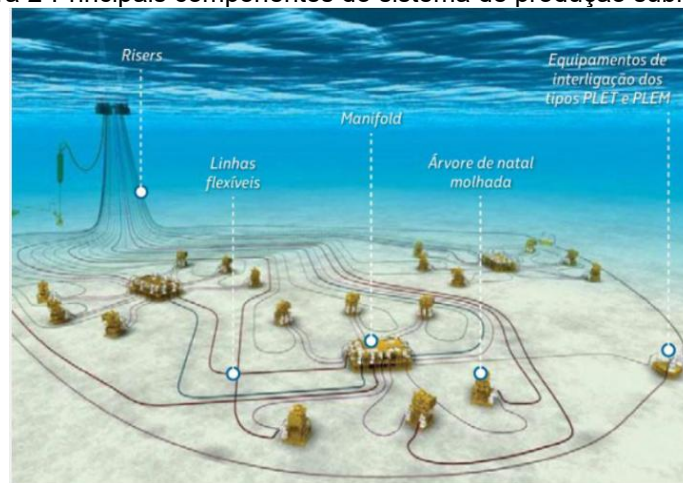
Além disso, a ANP (2019) destacou a fragilidade do sistema de gestão de segurança devido à: (i) reutilização de dutos com danos conhecidos, sem uma análise de risco; (ii) reutilização de dutos que geram restrições operacionais; (iii) ausência de estudos envolvendo compatibilidade de fluidos, análise de tensões e análise de integridade; e (iv) aplicação diferente da especificada no projeto. Já o Relatório Anual de Segurança Operacional, divulgado pela ANP (2024), concluiu que as não conformidades críticas registradas em 2023 estavam relacionadas à integridade mecânica, à falha na gestão dos elementos críticos de segurança operacional e à deficiência na execução e/ou implementação das análises de risco, demonstrando a dificuldade dos operadores em gerenciar a integridade. Em muitos casos, foi identificado um cenário de iminência de vazamento ou até mesmo a ocorrência de vazamento ativo.

2.1.1.1 Desafios da exploração de petróleo e gás offshore

A exploração de P&G em águas profundas resulta em operações de alta complexidade. De acordo com Moraes (2013), atividades nesse ambiente estão sujeitas às seguintes dificuldades: (i) os equipamentos e os dutos estão sujeitos a alta pressão hidrostática das águas profundas; (ii) devido as baixas temperaturas pode ocorrer a deposição de material orgânico nos dutos; (iii) a invisibilidade das operações, visto que após certa profundidade é necessário a utilização de veículos de operação remota; (iv) as grandes distâncias entre as plataformas e os poços de petróleo, além das distâncias entre as plataformas e a costa; e (v) os altos índices de gás carbônico (CO₂) e gás sulfídrico (H₂S), que podem causar corrosão nos equipamentos.

Os sistemas de produção de P&G *offshore* são organizados conforme descrição abaixo e apresentados na Figura 2 (Petrobras, 2023):

Figura 2-Principais componentes do sistema de produção submarino



Fonte: Lima et al. (2008)

- ✓ **Árvore de natal molhada:** é responsável por conectar a cabeça de poço às linhas de fluxo e é formado por válvulas para realizar o controle do fluxo de fluidos produzidos ou injetados.
- ✓ **Manifold:** é um conjunto de válvulas e acessórios que tem o objetivo de direcionar a produção de vários poços para um duto coletor, colaborando para reduzir o número de dutos conectados à plataforma.
- ✓ **Linhas flexíveis:** dutos que coletam e escoam os fluidos para as unidades de produção.
- ✓ **Risers:** estrutura suspensa que é responsável por conectar as linhas de

produção às plataformas.

- ✓ *Pipeline End Termination* (PLET): equipamento que conecta dutos rígidos e flexíveis ou entre um duto e um equipamento *offshore*.
- ✓ *Pipeline End Manifold* (PLEM): equipamento instalado no final do duto, possibilitando sua ligação com outros trechos.

No Brasil, existem 599 dutos. Isso corresponde a uma malha dutoviária de 20.439 km (Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2024), como detalhado na Tabela 3.

Tabela 3-Produtos transportados por dutos no Brasil

Produtos Movimentados	Função	Quantidade (un.)	Extensão(km)
<i>Derivados</i>	Transferência	310	1.363
	Movimentação	112	4.491
<i>Gás Natural</i>	Transferência	65	2.450
	Movimentação	50	9.306
<i>Petróleo</i>	Transferência	24	2.142
	Movimentação	7	196
<i>Etanol</i>	Transferência	20	19
	Movimentação	11	473

Fonte: Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis (2024)

Assim, conforme apresentado na Tabela 3, os dutos podem ser classificados em: (i) os dutos de transporte que movimentam petróleo e seus derivados em um percurso considerado de interesse geral; e (ii) os dutos de transferência onde a movimentação ocorre em um percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades, conforme o art. 6º da Lei nº 9.478/1997 (ANP, 2021).

Já os dutos brasileiros *offshore*, em sua maioria, estão localizados na Bacia de Campos, uma vez que a mesma é uma das primeiras bacias sedimentares *offshore* exploradas no país (Oliveira; Oliveira, 2018).

Contudo, o transporte de P&G através do modal dutoviário está sujeito a falhas, e a ocorrência de incidentes graves em todo o mundo representa um desafio para a indústria (Halim *et al.*, 2020), ocasionando danos ambientais, danos à imagem da organização e comprometendo a segurança das pessoas (Nova *et al.*, 2024). Assim, pode-se observar no Quadro 1 os principais incidentes com dutos no Brasil.

Quadro 1-Principais incidentes com dutos no Brasil

Ano	Local	Vazamento
1983	Bertioga (SP)	3 milhões de litros de óleo
1984	Cubatão (SP)	1,2 milhões de litros de gasolina
1997	Baía de Guanabara (RJ)	2,8 milhões de óleo combustível
1998	São José dos Campos (SP)	1,5 milhões de litros de óleo combustível
1999	Manaus (AM)	3 mil litros de óleo
2000	Duque de Caxias (RJ)	1,3 milhão de óleo combustível
2000	Cubatão (SP)	200 litros de óleo diluente
2001	Morretes (PR)	4 mil litros de óleo diesel
2001	Barueri (SP)	200 mil litros de óleo
2012	Praia em Tramandaí (RS)	1,2 milhões de litros de petróleo
2015	Itaguaí e Mangaratiba (RJ)	600 litros de petróleo
2018	Baía de Todos os Santos (BA)	Não Informado

Fonte: Leite (2022)

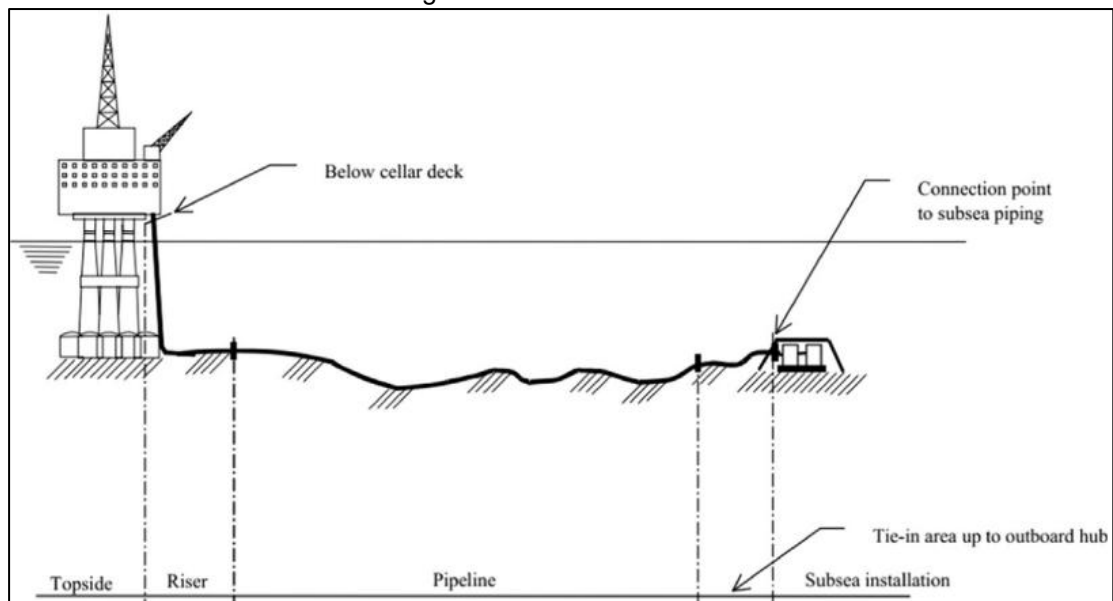
Nesse contexto, destaca-se a corrosão como principal causa de falhas (Xie; Tian, 2018; Liu *et al.*, 2018), podendo causar danos severos durante a vida operacional dos dutos (Shuai *et al.*, 2021). De acordo com o relatório proposto pela *National Association of Corrosion Engineers* de 2016, o custo global da corrosão representava 3,4% do Produto Interno Bruto (PIB) global (Terán *et al.*, 2017).

2.1.1.1.1 Dutos offshore

O primeiro duto *offshore* foi utilizado em *Summerland* no sudeste de Santa Bárbara em 1897. Desde então, o modal dutoviário se tornou o único meio eficiente para transportar petróleo e gás por longas distâncias, tendo uma capacidade ampla de adaptação ao ambiente, incluindo áreas remotas e ambientes hostis. Somado a isso, os dutos são dimensionados de acordo com a pressão e o fluxo do fluido esperado, por isso as dimensões do duto variam de projeto para projeto (Guo *et al.*, 2014).

Segundo Bai e Bai (2014) o termo *flowlines* é usado para descrever dutos *offshore* que transportam P&G da cabeça do poço até a base do *riser* e o *riser* está conectado às instalações de processamento, conforme pode-se observar na Figura 3:

Figura 3-Duto offshore



Fonte: Seo *et al.* (2015)

De acordo com Guo *et al.* (2014), os dutos *offshore* podem ser classificados em:

- ✓ *Flowlines transporting*: transportando petróleo e/ou gás de poços submarinos satélites para *manifolds* submarinos;
- ✓ *Flowlines transporting*: transportando petróleo e/ou gás de *manifolds* submarinos para plataformas de unidades de produção;
- ✓ *Infield flowlines*: transporte de petróleo e/ou gás entre plataformas de unidades de produção;
- ✓ *Export pipelines*: transporte de petróleo e/ou gás das plataformas de unidades de produção até a costa; e
- ✓ *Flowlines*: transporte de água ou produtos químicos das plataformas de unidades de produção, por meio de *manifolds* submarinos de injeção, até as cabeças de poços de injeção.

Para Bai e Bai (2014), a escolha do tipo de material usado no duto precisa considerar: (i) os custos; (ii) resistência à corrosão; (iii) exigência de peso; e (iv) capacidade de soldagem. Assim, os tipos de aços usados na indústria *offshore* de petróleo e gás variam de aços carbono (normas API Grau B a Grau X70 e superior) a aços exóticos (ou seja, duplex). Além disso, as características do ambiente devem ser consideradas (temperatura, pressão, água, CO₂ e H₂S). Logo, para dutos instalados em água doce devem ser usados aço carbono, aços martensíticos de baixa liga, aços austeníticos. Já em ambientes ácidos podem ser usados aço carbono e aços

inoxidáveis duplex. Outro elemento a ser analisado é a espessura da parede do duto, que precisa considerar pressão de contenção, critério de tensão equivalente, colapso hidrostático e flambagem (Bai; Bai, 2014).

Somado a isso, destaca-se a importância do revestimento para proteger o aço do ambiente corrosivo. Segundo Chopra *et al.* (2022) o revestimento epóxi é o mais atrativo por ter uma adesão maior ao substrato, propriedades mecânicas, resistência química, excelente resistência à corrosão, boa estabilidade térmica, alta durabilidade e alta eficácia. Contudo, o revestimento vai se desgastando ao longo do tempo, expondo o duto as condições circundantes (Wu *et al.*, 2019).

Diante disso, neste trabalho não foi considerado dutos instalados em água doce, uma vez que não foram encontradas informações suficientes na literatura que permitissem uma análise adequada. E, apesar dos benefícios do uso do revestimento como uma barreira de proteção, a grande maioria dos estudos não considera esse elemento na análise da pressão de falha do duto, como pode-se observar no Apêndice A. Portanto, o revestimento não será considerado devido a necessidade de realizar estudos experimentais para analisar a eficiência do mesmo. Associado a isso, para dutos instalados em profundidades superiores a 1000 m, são necessários mais estudos para avaliar sua resistência (Abyani *et al.*, 2022), por isso o escopo deste estudo está restrito a dutos instalados em águas rasas.

Além disso, no Brasil, foi estabelecido pela Resolução ANP nº 41/2015 o Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Segurança Operacional em Sistemas Submarinos (SGSS), que define os requisitos essenciais e os padrões mínimos de segurança operacional e de preservação do meio ambiente a serem atendidos. Entre os principais requisitos estão a implementação de uma cultura de segurança com comprometimento gerencial, a capacitação contínua da força de trabalho, o gerenciamento de mudanças, o planejamento e gerenciamento de emergências, auditoria interna, investigação de incidentes e análise de risco. Contudo, apesar de ser a única regulamentação para esses sistemas, ela não especifica que ferramentas ou métodos devem ser utilizados para avaliação de risco.

2.2 INTEGRIDADE ESTRUTURAL DOS DUTOS

A ocorrência de defeitos de corrosão pode comprometer a integridade estrutural dos dutos (Sun; Cheng, 2018), resultando em um aumento da probabilidade de falha

dos mesmos (Liu *et al.*, 2018), logo, faz-se necessário estimar a probabilidade e a vida útil restante do duto (Mahmoodian; Li, 2017).

Somado a isso, Sun e Cheng (2018) argumentaram que mesmo um duto possuindo defeitos de corrosão pode continuar operando. Assim, é necessário gerenciar a integridade do modal dutoviário para garantir operações seguras, confiáveis, prevenir danos ao meio ambiente e reduzir os riscos de vazamento e ruptura (Xie; Tian, 2018).

Para tanto, Dann e Huyse (2018) apresentaram as etapas para gerenciar a integridade de dutos corroídos: (i) realizar as inspeções em linha regularmente; (ii) a partir da inspeção em linha determinar a taxa de crescimento da corrosão e a vida útil restante do duto; e (iii) realizar reparos para evitar paradas não planejadas e falhas nos dutos.

Desta forma, através do gerenciamento da integridade estrutural dos dutos é possível evitar a ocorrência de falhas, gerenciar os riscos, controlar os danos, reduzir os custos e garantir o fluxo de petróleo e gás com segurança (Xie; Tian, 2018).

Portanto, para que a integridade estrutural do duto seja gerenciada adequadamente é necessário prever a sua pressão de falha (Xiao *et al.*, 2024a). Esta pode ser estimada por meio de diferentes abordagens, como métodos semiempíricos, Método de Elementos Finitos (MEF) ou por meio de modelos substitutos. Esses métodos serão abordados a seguir.

2.2.1 Métodos Semiempíricos

A vida útil restante dos dutos com defeitos de corrosão pode ser estimada a partir de um modelo, considerando a pressão aplicada e o tamanho do defeito de corrosão, visto que, é identificada qual a pressão que um duto corroído pode atingir antes de falhar (Xie; Tian, 2018). Esta consiste na pressão de falha do duto em colapso plástico, ou seja, corresponde à capacidade máxima de carga que o duto consegue suportar (Gao *et al.*, 2019).

Para tanto, pode-se aplicar métodos semiempíricos para avaliar a pressão de falha dos dutos, como: ASME B31G (2009), ASME B31G Modificado (Kiefner; Vieth, 1989), Shell-92 (Ritchie; Last, 1995), DNV-RP-F101(2015), BS-7910 (2013), PCORRC (Stephens;Leis, 2000) e RAM PIPE REQUAL (Bea;Xu, 1999).

ASME B31G (2009) avalia a perda parcial do metal da parede do duto por

corrosão interna ou externa, para dutos com defeito único, onde a área corroída é idealizada assumindo formas parabólicas e retangulares. Além disso, a profundidade do defeito de corrosão varia entre 10% a 80% da espessura total da parede do duto (Lee *et al.*, 2015).

O B31G modificado (Kiefner; Vieth, 1989) calcula a resistência restante da espessura da parede, obtendo a pressão operacional máxima permitida (MAOP), não considerando a extensão circunferencial da área corroída, que é idealizada assumindo forma retangular, onde considera-se 85% do ponto mais profundo da corrosão real (Lee *et al.*, 2015). O modelo B31G Modificado foi incorporado na ASME B31G (2009).

Entretanto, o uso do ASME B31G (2009) e a B31G modificado pode ser insatisfatório para situações que apresentem defeitos de corrosão longos, visto que, a diferença do valor da pressão de falha quando comparado com soluções utilizando o método de elementos finitos foi de 10% a 18%, ou seja, seu uso é mais adequado para defeitos curtos (Amaya-Gómez *et al.*, 2019).

O Shell-92 (Ritchie; Last, 1995) corresponde a uma modificação do ASME B31G que apresenta resultados mais conservadores para formas retangulares de defeitos de corrosão (Amaya-Gómez *et al.*, 2019).

De acordo com Lee *et al.* (2015), a DNV-RP-F101 (2010) permite avaliar os defeitos de corrosão sob pressão interna combinada e compressão longitudinal. Não sendo aplicada em dutos de classe superior a X80, *Stress Corrosion Cracking* (SCC) e onde se espera que ocorra uma fratura (Amaya-Gómez *et al.*, 2019).

A BS-7910 (2013) é uma norma britânica que não necessita diferenciar se o defeito é curto ou longo, podendo ser aplicada para os casos de defeitos de corrosão localizados na superfície interna ou externa do duto, múltiplos defeitos de corrosão que interagem entre si e corrosão em soldas (Sobral, 2019).

O PCORRC (Stephens; Leis, 2000) é uma abordagem para dutos com material de tenacidade moderada a alta. O critério de falha proposto por Stephens e Leis (2000) foi estabelecido a partir de dois casos: dutos sem defeitos e dutos com defeitos muito grandes até a falha (Amaya-Gómez *et al.*, 2019).

O método RAM PIPE REQUAL (Bea; Xu, 1999) foi modificado para avaliar a capacidade dos dutos corroídos de resistir às suas pressões líquidas. Contudo, ele passou a considerar uma reavaliação da tensão de trabalho, que pode ser estimada a partir dos percentis, da incerteza da pressão *burst* do duto e da pressão operacional (Amaya-Gómez *et al.*, 2019).

O RSTRENG (Kiefner; Vieth, 1990) leva em consideração o perfil real da corrosão para calcular a pressão de falha, logo esse método é mais preciso para um defeito real (Gao *et al.*, 2019).

Assim, de acordo com Quadro 2 pode-se analisar a tensão de escoamento média e a forma do defeito de acordo com os modelos apresentados:

Quadro 2-Tipos de defeitos de acordo com as normas

Normas	Flow Stress	Forma do Defeito
ASME B31G	$1,1\sigma_y$	Parabólico 2/3 (d/t)
B31G modificado	$\sigma_y + 69MPa$	Arbitrário 0,85(d/t)
RSTRENG	$\sigma_y + 69MPa$	Área efetiva e Comprimento efetivo
Shell-92	σ_u	Retangular (d/t)
DNV-RP-F101	σ_u	Retangular (d/t)
PCORRC	σ_u	Retangular (d/t)

Fonte: Adaptado de Cosham e Hopkins (2004)

Conforme Amaya-Gómez *et al.* (2019), destacaram para um duto de aço carbono que opera a uma temperatura abaixo de 120°C a tensão de escoamento média de $1,1\sigma_y$ é a mais adequada; nos dutos de aço carbono de baixa liga com um limite de escoamento inferior a 483 MPa e operando abaixo de 120 °C a tensão de escoamento média será $\sigma_y + 69MPa$. Além disso, a forma do defeito é idealizada como: áreas retangulares, parabólicas, mistas, ou como no caso do RSTRENG que considera a geometria real do defeito.

Além disso, a partir dos estudos de Terán *et al.* (2017) foi realizado um comparativo das normas ASME B31G, RSTRENG-1, Shell-92 e DNV-RP-F101, onde constatou-se que os valores obtidos da pressão de falha podem variar de um código de para outro, visto que os mesmos são baseados em várias suposições e simplificações (Lee *et al.*, 2015).

Isso se deve ao conservadorismo estimado pelos métodos, uma vez que, a pressão de falha depende da geometria duto, geometria do defeito e do material (Hasan; Khan; Kenny, 2012).

Diante disso, Lee *et al.* (2015) afirmaram que devido à natureza conservadora dos códigos, o uso de métodos probabilísticos tem sido estimulado para obter resultados mais precisos.

2.2.2 Método Dos Elementos Finitos

Para um duto com defeito de corrosão continuar a operar é necessário avaliar sua resistência. Para tanto, o setor de P&G utiliza os dados históricos de inspeção em linha como *input* para os métodos de avaliação (Qin; Cheng; Zhang, 2021). Normalmente, utiliza-se equações semiempíricas e empíricas para estimar a pressão de falha (Velázquez *et al.*, 2022).

De acordo com Motta *et al.* (2017), o uso dos modelos analíticos é mais simples e apresenta uma previsão conservadora. Para tanto, Abyani *et al.* (2022) destacaram que uma solução alternativa, é a modelagem através do Método dos Elementos Finitos (MEF). Esse método numérico soluciona problemas complexos e baseia-se na divisão das estruturas, através da interpolação simples para as variáveis desconhecidas (SHAHZAMANIAN *et al.* 2021).

Segundo Cabral (2007), o domínio discretizado consiste em um conjunto de elementos, interconectados entre si através de um número discreto de nós, resultando em um sistema de equações lineares ou não-lineares. Associado a isso, todos os parâmetros (carga, matriz de rigidez, deslocamentos nodais, tensões e deformações nos elementos) são armazenados em forma matricial.

A resolução geralmente representa um solucionador dedicado para resolver a seguinte equação linear de um elemento, bem como de um sistema global. A Eq (2.1) representa a equação governante de um elemento, enquanto a Eq. (2.2) é a equação governante do sistema global para o caso linear em qualquer formulação de elementos finitos (Naveen *et al.*, 2019):

$$\{f\} = [k]\{u\} \quad (2.1)$$

Em que:

$\{f\}$ é o vetor de força elementar;

$[k]$ é a matriz de rigidez elementar; e

$\{u\}$ são os deslocamentos nodais elementares.

$$\{F\} = [K]\{U\} \quad (2.2)$$

Em que:

$\{F\}$ é o vetor de força global;
 $[K]$ é a matriz de rigidez global; e
 $\{U\}$ são os deslocamentos nodais globais.

Associado a isso, através do estudo desenvolvido por Tee e Wordu (2020), identificou-se uma boa concordância entre os resultados obtidos pelo MEF e os resultados experimentais, com margens de erro máxima e mínima de 5,7% e 0,88%, respectivamente. Zhou *et al.* (2022), concluíram que ao comparar a pressão de falha obtida através do MEF com os padrões existentes, a pressão de falha foi $\pm 10\%$ da pressão de falha real, constatando-se a precisão e a viabilidade do método.

Apesar do MEF ser amplamente utilizado, a geração de modelos computacionais pode levar dias para ser concluída, visto que é necessário representar com precisão a geometria do defeito e a geração de uma malha adequada. Por isso, o uso de ferramentas automáticas de MEF são extremamente importantes, porque proporcionam uma redução do tempo necessário para criação dos modelos, reduz erros e aumenta a segurança operacional (Cabral *et al.*, 2007).

Diante disso, destaca-se o programa para geração automática de modelos (PIPEFLAW) que foi desenvolvido pelo grupo de pesquisa PADMEC em parceria com o CENPES/PETROBRAS (Cabral, 2007; Cabral *et al.*, 2017), ele utiliza dois programas comerciais o PATRAN (MSC.PATRAN, 2015) e o ANSYS (ANSYS, 2016), gerando resultados precisos e confiáveis (Ferreira *et al.*, 2021), visto que o refinamento é feito na região do defeito, para obter resultados mais precisos (Torres *et al.*, 2024).

2.2.2.1 PIPEFLAW

O PIPEFLAW permite gerar simulações numéricas para dutos com defeitos de corrosão com geometrias idealizadas retangulares, defeitos do tipo *pit* e defeitos com geometria real. Além disso, a ferramenta refina automaticamente a malha na região do defeito de corrosão (Cabral *et al.*, 2017), sendo possível selecionar modelos de elementos finitos gerados: (i) tridimensionais, utilizando elementos sólidos, hexaédricos, tri-lineares, conforme apresentado por Cabral (2007) e Cabral *et al.* (2017); (ii) axissimétrico, alternativa bidimensional; e (iv) 2D no plano para análise de duto ovalizado (estado plano) com corrosão uniforme ou íntegro.

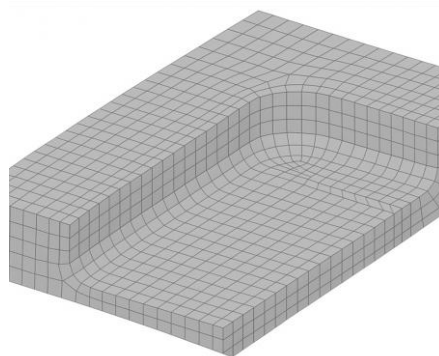
Além disso, de acordo com a condição de contorno selecionada na interface do

PIPEFLAW, o programa define quais carregamentos podem ser aplicados. Para tanto, são apresentados três tipos de condição de contorno: duto fixo nas duas extremidades (com restrição de deslocamento axial e ausência de força axial); tração axial gerada pelas tampas de extremidade e deslocamento axial livre; ou nenhuma pressão longitudinal será aplicada na extremidade do duto, já que a extremidade do duto é livre (Torres *et al.*, 2024).

No PIPEFLAW a geração da geometria do modelo ocorre de forma sequencial, podendo criar curvas cúbicas paramétricas a partir desses pontos, depois superfícies bi-paramétricas a partir das curvas e, por fim, sólidos tri-paramétricos a partir das superfícies. Para a geração de transições de malha, sólidos menores adjacentes à região do defeito são gerados para garantir uma discretização adequada, para mais detalhes ver Cabral *et al.* (2017).

A Figura 4 apresenta um exemplo de discretização da geometria de $\frac{1}{4}$ de um defeito retangular interno (Cabral, 2007). Além disso, a estimativa da pressão de falha é obtida quando a análise é interrompida. Isso pode ocorrer nas seguintes situações: quando a tensão de von Mises em qualquer ponto do duto atinge um valor igual à tensão última do material ou se não houver convergência em alguma etapa da análise, quando o valor do incremento de carga for inferior a um valor mínimo igual a 0,01 MPa (Cabral, 2007; Torres *et al.*, 2024).

Figura 4-Exemplo da discretização de um defeito retangular no PIPEFLAW



Fonte: Adaptado de Cabral et al. (2017)

De acordo com Teixeira, Nogal e O'Connor (2021), a demanda por métodos que solucionem problemas complexos de forma rápida e precisa tem crescido. E, apesar dos benefícios do uso do MEF, o custo computacional restringe sua capacidade de realizar análises em tempo real, dificultando seu uso no dia a dia nas

indústrias (Li; Jia; Zhang, 2023; Jayasinghe *et al.*, 2025). Nesse contexto, o uso de modelos substitutos ou metamodelos representa uma alternativa promissora para lidar com problemas complexos e demorados. Por isso, um modelo substituto foi desenvolvido neste trabalho.

2.2.3 Modelos Substitutos

Modelos substitutos, ou metamodelos, são muito utilizados para substituir modelos de simulação de alto custo computacional (Kim; Noh, 2025). Segundo Lee *et al.* (2024), o modelo substituto é construído a partir de um conjunto de dados, proporcionando menor tempo de execução e eficiência computacional, dando suporte à decisão em tempo real (Hou; Behdinin, 2022).

Nos últimos anos, os modelos substitutos têm sido empregados para avaliar a confiabilidade de estruturas complexas, pode-se destacar os principais métodos: *Response Surface Method*, o modelo de Krigagem, *Support Vector Machine*, rede neural artificial (*Artificial Neural Network*), a função de base radial (*Radial Basis Function*, etc. (Li *et al.*, 2024).

Diante disso, Lu *et al.* (2018) destacaram que o modelo de Krigagem é preciso e eficiente ao lidar com problemas altamente não lineares e de alta dimensão, devido à sua capacidade de interpolação e à capacidade de fornecer uma medida de incerteza local na predição do modelo (Wang; Sun; Cao, 2021), além de sua alta eficiência computacional (Zhou *et al.*, 2022).

A função de aproximação por krigagem é representada pela Eq. (2.3) (Torres, 2009):

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{j=1}^k \rho_j N_j(\mathbf{x}) + Z(\mathbf{x}) \quad (2.3)$$

Em que:

ρ_j são coeficientes desconhecidos;

$N_j(\mathbf{x})$ são termos de regressão linear;

$Z(\mathbf{x})$ é o erro.

Assim, a função $N(\mathbf{x})$ com k termos de regressão linear é definida através da Eq. (2.4) (Torres, 2009):

$$N(\mathbf{x}) = [N_1(\mathbf{x}) \dots N_k(\mathbf{x})] \quad (2.4)$$

A matriz de covariância de $Z(\mathbf{x})$ é dada pela Eq. (2.5) (Torres, 2009):

$$\text{cov}[Z(\mathbf{x}^i), Z(\mathbf{x}^j)] = \sigma^2 \mathbf{R}[R(\mathbf{x}^i, \mathbf{x}^j)] \quad (2.5)$$

Em que:

\mathbf{R} é a matriz de correlação de ordem $m \times m$;

σ^2 é a variância;

$R(\mathbf{x}^i, \mathbf{x}^j)$ é a função de correlação entre qualquer dos dois m pontos de dados amostrados \mathbf{x}^i e \mathbf{x}^j .

De acordo com Simpson *et al.* (2001), a função de correlação gaussiana $R(\mathbf{x}^i, \mathbf{x}^j)$ é apresentada na Eq. (2.6):

$$R(\mathbf{x}^i, \mathbf{x}^j) = \exp \left(\sum_{k=1}^{n_v} \theta_k |x_k^{(i)} - x_k^{(j)}|^2 \right) \quad (2.6)$$

Em que:

θ_k são os parâmetros de correlação desconhecidos usados para ajustar o modelo; e

$x_k^{(i)}$ e $x_k^{(j)}$ são os k -ésimos componentes dos pontos amostrais \mathbf{x}^i e \mathbf{x}^j .

De acordo com Torres (2009) as estimativas preditas \hat{f}_k da resposta é dada pela Eq. (2.7):

$$\hat{f}_k = E(f(\mathbf{x}) | f(\mathbf{x}^{(1)}), \dots, f(\mathbf{x}^{(m)})) \quad (2.7)$$

Em que:

$f(\mathbf{x}^{(1)}), \dots, f(\mathbf{x}^{(m)})$ são as informações nos pontos amostrados.

Para avaliar o erro entre o modelo de Krigagem e o modelo verdadeiro, utiliza-se o conceito de erro médio quadrático (*Mean Squared Error* – MSE), conforme

apresentado na Eq. (2.8) (Torres, 2009):

$$MSE = E \left(\hat{f}_k(\mathbf{x}) - f(\mathbf{x}) \right)^2 \quad (2.8)$$

Em que:

$\hat{f}_k(\mathbf{x})$ é o modelo de krigagem; e

$f(\mathbf{x})$ é o modelo verdadeiro.

O modelo de krigagem $\hat{f}_k(\mathbf{x})$ pode ser obtido a partir da Eq. (2.9) (Torres, 2009):

$$\hat{f}_k(\mathbf{x}) = N(\mathbf{x})\hat{\rho} + \mathbf{r}^t(\mathbf{x})\mathbf{R}^{-1}(\mathbf{f}_S - \boldsymbol{\eta}\hat{\rho}) \quad (2.9)$$

Em que:

$\hat{\rho}$ é desconhecido;

$\mathbf{f}_S = [f_1, \dots, f_m]^T$ é a função verdadeira das amostragens;

$\boldsymbol{\eta}$ é uma matriz de projeto $m \times k$

$$\boldsymbol{\eta} = \begin{bmatrix} N_1(\mathbf{x}_1) & \cdots & N_k(\mathbf{x}_1) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ N_1(\mathbf{x}_m) & \cdots & N_k(\mathbf{x}_m) \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Para a Eq.(2.6) é necessário calcular o vetor de correlação de comprimento $\mathbf{r}(\mathbf{x})$ entre um \mathbf{x} não testado e os pontos de dados amostrados, conforme a Eq. (2.11) (Torres, 2009):

$$\mathbf{r}(\mathbf{x}) = [R(\mathbf{x}, \mathbf{x}^{(1)}), R(\mathbf{x}, \mathbf{x}^{(2)}), \dots, R(\mathbf{x}, \mathbf{x}^{(m)})]^T \quad (2.11)$$

Os valores de $\hat{\rho}$ e a estimativa da variância são obtidas a partir dos mínimos quadrados, conforme a Eq. (2.12) e Eq. (2.13) (Torres, 2009):

$$\hat{\rho} = (\boldsymbol{\eta}^T \mathbf{R}^{-1} \boldsymbol{\eta})^{-1} \boldsymbol{\eta}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{f}_S \quad (2.12)$$

$$\sigma^2 = \frac{(\mathbf{f}_S - \hat{\rho}\boldsymbol{\eta})^T \mathbf{R}^{-1} (\mathbf{f}_S - \hat{\rho}\boldsymbol{\eta})}{m} \quad (2.13)$$

Além disso, para calcular o erro residual entre o valor dos dados e o valor dos preditores para os pontos selecionados, utiliza-se a raiz do erro médio quadrático (*Root Mean Square Error* – RMSE) (Torres, 2009), conforme a Eq. (2.14):

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (f_i - \hat{f}_i)^2}{N}} \quad (2.14)$$

Em que:

f_i é a função verdadeira;

\hat{f}_i é a função aproximada; e

N é o total de pontos pré-selecionados para verificar a aproximação.

O quadrado da soma dos erros previstos (*Predicted Residual Sum of Squares* – PRESS) permite avaliar a precisão do modelo quando pontos de dados individuais são retirados dos dados usados para criar a aproximação (Torres, 2009), podendo ser obtido a partir da Eq. (2.15):

$$PRESS = \sum_{i=1}^m (f_i - \hat{f}_i)^2 \quad (2.15)$$

Onde,

\hat{f}_i é a i^{th} função do modelo aproximado obtido pela omissão de i^{th} pontos de dados do conjunto.

Assim, a partir da obtenção da pressão de falha, pode-se realizar a análise de confiabilidade (Xiao *et al.*, 2024a).

2.3 CONFIABILIDADE DO DUTO

Sabe-se que, com o aumento da probabilidade de falha, menor a confiabilidade dos dutos (Ossai; Boswell; Davies, 2016). Para Terán *et al.* (2017) a profundidade do

defeito de corrosão é o parâmetro que mais influência na confiabilidade, visto que quanto maior a profundidade maior será a tensão nesta região.

De acordo com Mishra, Keshavarzzadeh e Noshdravan (2019), por meio da avaliação do ciclo de vida e da análise de confiabilidade do modal dutoviário é possível gerenciar a integridade dos dutos. Assim, Singh *et al.* (2010) afirmaram a necessidade de prever a corrosão para melhorar a confiabilidade dos dutos.

De acordo com Pourahmadi e Saybani (2022), a função de falha necessária para executar a análise de confiabilidade, pode ser definida a partir da função do estado limite conforme a Eq.(2.16), onde $g(\mathbf{X})$ é em função das n variáveis aleatórias X_1, X_2, \dots, X_n da função de desempenho:

$$Z = g(\mathbf{X}) = R - S \quad (2.16)$$

Em que:

Z é a função de desempenho ou função do estado limite;

R é a resistência à falha; e

S é a carga (solicitação).

Para tanto, a probabilidade de falha pode ser obtida a partir da Eq. (2.17), (Pourahmadi; Saybani, 2022):

$$Pof = Pof(g(\mathbf{X}) < 0) = \int f_R(\mathbf{X})f_S(\mathbf{X})dx \quad (2.17)$$

Em que:

Pof é a probabilidade de falha;

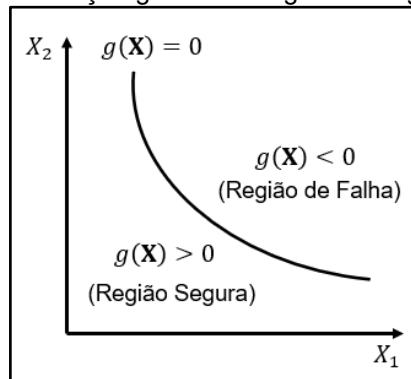
$f_R(x)$ é a função densidade de probabilidade para resistência; e

$f_S(x)$ é a função densidade de probabilidade para a solicitação.

De acordo com Torres (2009), a probabilidade de falha é definida a partir da possibilidade da função de falha ter valores que pertençam ao domínio de falha. Logo, se $g(\mathbf{X}) > 0$ (região segura); $g(\mathbf{X}) < 0$ (região de falha); e $g(\mathbf{X}) = 0$ representa o estado limite, ou seja, a estrutura não cumprirá a função para o qual foi projetada. A função de falha para duas variáveis aleatórias é representada na Figura 5, onde pode-

se observar o domínio de falha e o domínio de segurança.

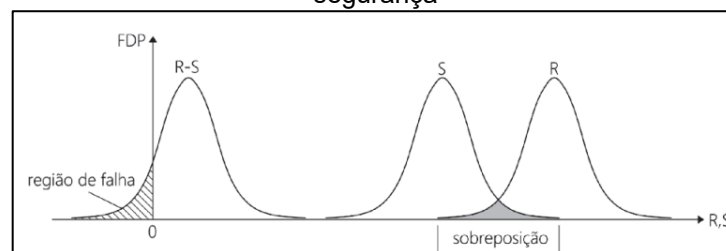
Figura 5-Representação gráfica da região de segurança e falha



Fonte: Adaptado de Torres (2009)

Considerando que R e S são variáveis aleatórias com distribuições de probabilidade normais, sendo obtidas a partir das médias (μ_R, μ_S) e dos desvios-padrão (σ_R, σ_S) da resistência e solicitação, conforme apresentado na Eq. (2.18) e Eq. (2.19) (Scherer; Morsch; Real, 2019). A função margem de segurança é representada, como a diferença entre (R) e (S), e também assume uma distribuição normal de probabilidade. Para tanto, a Função Densidade de Probabilidade (FDP) da margem de segurança, é apresentada na Figura 6.

Figura 6-Funções de densidade de probabilidade de carregamento, da resistência e da margem de segurança



Fonte: Scherer, Morsch e Real (2019)

A variável \mathbf{X} pode ser transformada em uma variável normal padrão \mathbf{Y} , ou seja, com média zero e desvio padrão unitário. De acordo com Scherer, Morsch e Real (2019), o nível de segurança de uma estrutura é avaliado através do índice de confiabilidade (β), que pode ser obtido a partir da Eq. (2.20). E, a probabilidade de falha pode ser obtida através da Eq. (2.21), em que Φ é a função cumulativa da distribuição normal padrão (média zero e variância unitária) (Torres, 2009; Scherer;

Morsch; Real, 2019).

$$\mu_X = \mu_R - \mu_S \quad (2.18)$$

$$\sigma_X = \sqrt{\sigma_R^2 + \sigma_S^2} \quad (2.19)$$

$$\beta = \frac{\mu_R - \mu_S}{\sqrt{\sigma_R^2 + \sigma_S^2}} \quad (2.20)$$

$$Pof = \Phi\left(-\frac{\mu_X}{\sigma_X}\right) = \Phi(-\beta) \quad (2.21)$$

Associado a isso, Shuai, Shuai e Xu (2017) destacaram que a probabilidade de falha de um duto corroído está relacionada ao tempo. O crescimento linear da corrosão permite capturar o avanço da corrosão ao longo do tempo e suas implicações no risco (Jiang; Dong; Zhou, 2023). Assim, as dimensões dos defeitos de corrosão são dependentes do tempo, onde profundidade do defeito (d) e o comprimento do defeito (L) podem ser estimados em um tempo futuro (T) a partir das Eq. (2.22) e Eq. (2.23), respectivamente (Ahammed, 1998).

$$d = d_0 + R_d \cdot (T - T_0) \quad (2.22)$$

$$L = L_0 + R_L \cdot (T - T_0) \quad (2.23)$$

Em que:

d_0 é a profundidade medida de um defeito no instante T_0 (tempo da última inspeção);

L_0 é o comprimento medido de um defeito no instante T_0 (tempo da última inspeção);

R_d é a taxa de corrosão radial; e

R_L é a taxa de corrosão longitudinal.

Para tanto, o método Bayesiano tem sido usado para calcular a probabilidade de falha em dutos como nos trabalhos desenvolvidos por Dundulis *et al.* (2016), Li *et al.* (2016), Shabarchin e Tesfamariam (2016) e Li *et al.* (2019). Zhou *et al.* (2016) desenvolveram um modelo para estimar a probabilidade de falha com base no método da lógica *fuzzy*. Em Mahmoodian e Li (2017) foi utilizado um modelo analítico baseado em confiabilidade para avaliar as falhas. Djamel *et al.* (2020) estimaram a confiabilidade dependente do tempo a partir de uma abordagem probabilística. Wang e Elsayed (2020) usaram um modelo estocástico para caracterizar o volume do defeito

de corrosão. Seghier *et al.* (2021) desenvolveram um modelo para prever a profundidade máxima do defeito de corrosão.

Além disso, muitos estudos foram desenvolvidos utilizando conceitos de confiabilidade, onde pode-se citar os métodos: FOSM (*First-Order Second Moment*), FOSMM (*First-Order Second-Moment Method*), SOSMM (*Second-Order Second-Moment Method*), Monte Carlo e os métodos de confiabilidade de primeira e segunda ordem FORM (*First-Order Reliability Methods*), SORM (*Second-Order Reliability Methods*) (Bisaggio; Netto, 2015).

Nesse contexto, destaca-se o método *First-Order Reliability Method* (FORM), uma vez que, ele tem sido utilizado com sucesso em vários problemas estruturais da engenharia (Lee; Kim, 2019). Para tanto, o FORM busca aproximar a superfície de falha do estado limite de uma superfície linearizada para calcular o índice de confiabilidade, fornecendo resultados precisos e sendo muito eficiente computacionalmente (Bonstrom; Corotis, 2015).

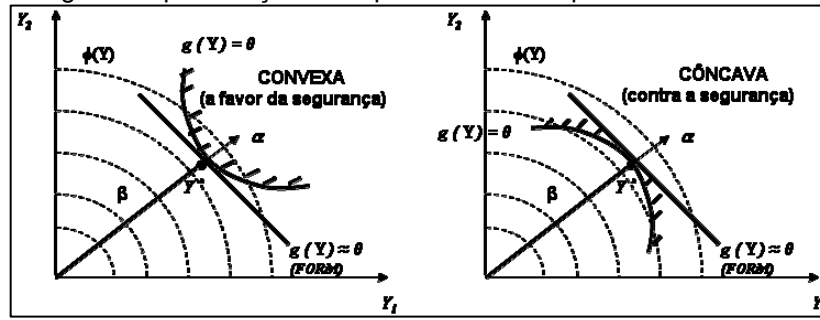
2.3.1 First-Order Reliability Method (FORM)

No FORM, as variáveis aleatórias \mathbf{X} são transformadas, do espaço original para o espaço normal padrão, em variáveis \mathbf{Y} estatisticamente independentes. A função de falha $G(\mathbf{X})$ é escrita em função das variáveis \mathbf{Y} como $g(\mathbf{Y})$. Em seguida, a superfície de falha $g(\mathbf{Y}) = 0$ é aproximada por uma superfície linear (ou hiperplano) no ponto com a menor distância até a origem, identificado como \mathbf{Y}^* que é o ponto de projeto no espaço das variáveis reduzidas (média zero e desvio-padrão unitário), em seguida o índice de confiabilidade (β) é determinado através da Eq.(2.24) (Sagrilo; Lima, 2002):

$$\beta = |\mathbf{Y}^*| \quad (2.24)$$

Essa transformação permite obter a probabilidade de falha associada a variável padrão (reduzida) através da função cumulativa da distribuição normal padrão Φ , conforme apresentada na Eq. (2.21) (Sagrilo; Lima, 2002). Assim, a probabilidade de falha é obtida de forma aproximada e depende da concavidade da $g(\mathbf{Y})$ no espaço reduzido. Esta aproximação pode ser a favor da segurança quando $g(\mathbf{Y})$ for convexa em torno do ponto de projeto ou ser contra a segurança no caso contrário, conforme pode-se observar na Figura 7 (Sagrilo; Lima, 2002).

Figura 7-Aproximação da superfície de falha pelo método FORM



Fonte: Torres (2009)

Para tanto, as coordenadas do ponto de projeto no espaço das variáveis reduzidas são definidas pela Eq. (2.25) (Sagrilo; Lima, 2002; Torres, 2009):

$$Y_i^* = -\alpha_i \beta \quad (2.25)$$

Em que:

Y_i^* é o ponto do projeto referente à variável aleatória i ; e

α_i é a componente do vetor normal à superfície de falha, calculada no ponto de projeto através da Eq. (2.26) (Torres, 2009):

$$\alpha_i = \frac{\frac{\partial g(\mathbf{Y})}{\partial Y_i^*}}{\left| \frac{\partial g(\mathbf{Y})}{\partial Y_i^*} \right|} \quad (2.26)$$

Assim, para transformar as variáveis aleatórias \mathbf{X} em variáveis normais padrão e estatisticamente independente \mathbf{Y} é utilizada a transformação de Nataf, que consiste das distribuições marginais de cada variável aleatória e dos coeficientes de correlação entre elas, a partir da Eq. (2.27) (Sagrilo; Lima, 2002):

$$\mathbf{Y} = \mathbf{\Gamma} \mathbf{\sigma}^{-1} (\mathbf{X} - \mathbf{m}) \quad (2.27)$$

Em que:

\mathbf{m} é o vetor com as médias normais equivalentes das variáveis \mathbf{X} ;

$\mathbf{\sigma}^{-1}$ é uma matriz diagonal contendo desvios-padrões das variáveis \mathbf{X} ;

$\mathbf{\Gamma} = \mathbf{L}^{-1}$, ou seja, \mathbf{L} é a matriz triangular inferior obtida da decomposição de Choleski da matriz dos coeficientes de correlação de \mathbf{X} .

A determinação do ponto de projeto \mathbf{Y}^* é obtida por meio da solução do problema de otimização apresentado na Eq. (2.28) (Sagrilo; Lima, 2002):

$$\text{Minimize: } |\mathbf{Y}| \quad (2.28)$$

$$\text{Sujeito a: } g(\mathbf{Y}) = 0$$

Diante disso, para se obter o ponto de projeto é necessário a definição do Jacobiano da transformação, apresentada na Eq. (2.29) (Sagrilo; Lima, 2002):

$$\mathbf{J} = \frac{\partial \mathbf{Y}}{\partial \mathbf{X}} \quad (2.29)$$

Como:

$$\mathbf{J} = \mathbf{\Gamma} \boldsymbol{\sigma}^{-1} \quad (2.30)$$

Para transformar as variáveis aleatórias que estão no espaço original para o espaço normal reduzido, utiliza-se a Eq. (2.31) (Sagrilo; Lima, 2002):

$$\mathbf{Y} = \mathbf{J} \cdot (\mathbf{X} - \mathbf{m}) \quad (2.31)$$

O algoritmo desenvolvido por Hasofer e Lind (1974) e aprimorado por Rackwitz e Fiessler (1978) identificado como HLRF é o mais usado na análise de confiabilidade estrutural, sendo resumido pela expressão recursiva da Eq. (2.32) (Sagrilo; Lima, 2002):

$$\mathbf{Y}^{K+1} = \frac{1}{|\nabla g(\mathbf{Y}^K)|^2} [\nabla g(\mathbf{Y}^K)^T \mathbf{Y}^K - g(\mathbf{Y}^K)] \nabla g(\mathbf{Y}^K)^T \quad (2.32)$$

Em que:

$\nabla g(\mathbf{Y}^K)$ é o gradiente da função de falha no espaço reduzido;

$g(\mathbf{Y}^K)$ é o valor da função de falha, ambos avaliados no ponto \mathbf{Y}^K .

Contudo, para fazer uso do algoritmo HLRF é necessário considerar as seguintes relações (Torres, 2009):

$$g(\mathbf{Y}) = G(\mathbf{X}) \quad (2.33)$$

$$\nabla g(\mathbf{Y}) = (\mathbf{J}^{-1})^T \nabla G(\mathbf{X}) \quad (2.34)$$

Em que:

$\nabla G(\mathbf{X})$ é o gradiente da função de falha no espaço original avaliado no ponto X_i .

Neste processo iterativo, o ponto \mathbf{X}^{k+1} no espaço original é obtido, conforme apresentado na Eq. (2.35) (Sagrilo; Lima, 2002):

$$\mathbf{X}^{k+1} = \mathbf{X}^k + (\mathbf{J}^{-1})^T \cdot (\mathbf{Y}^{k+1} - \mathbf{Y}^k) \quad (2.35)$$

Portanto, o processo se repete até a convergência de \mathbf{Y}^{k+1} para \mathbf{Y}^* , onde o critério de convergência é definido pela Eq. (2.36), cuja tolerância adotada foi igual a 0,0001 (Torres, 2009).

$$\frac{|\mathbf{Y}^{k+1}| - |\mathbf{Y}^k|}{|\mathbf{Y}^{k+1}|} \leq Tolerância \quad (2.36)$$

Para identificar a importância relativa de cada variável aleatória i no valor final da probabilidade de falha (Sagrilo; Lima, 2002), calculasse o fator de importância, a partir da Eq. (2.37), sendo o vetor normal à superfície de falha (α_i) obtido pela Eq. (2.26) (Torres, 2009). Dessa forma, variáveis com fator de importância baixo podem ser consideradas determinísticas (Sagrilo; Lima, 2002).

$$I_i = \alpha_i^2 \quad (2.37)$$

Assim, a partir da estimativa da probabilidade de falha, é necessário obter as consequências de falha para avaliar o risco (Aljaroudi *et al.*, 2015; Silva; Teixeira; Soares, 2019).

2.4 ANÁLISE DE RISCO

As operações de transporte de hidrocarbonetos através de dutos estão sujeitas a falhas operacionais, logo, é de extrema importância identificar as fontes de risco e

considerá-las como componente do processo. Desta forma, é possível reduzir a ocorrência de falhas, evitar danos ambientais e custos elevados com manutenção (Hasan; Khan; Kenny, 2012).

De acordo com Li *et al.* (2024), para obter o risco, é necessário estimar a probabilidade de falha e as consequências da falha, visto que, o risco é definido como o produto entre elas.

Segundo Witek *et al.* (2018), ao considerar a avaliação de risco no processo de tomada de decisão, é possível responder aos seguintes questionamentos: (i) A segurança do duto é satisfatória ou não? (ii) Como o risco operacional muda com o tempo? (iii) Qual duto ou seu segmento é o mais perigoso quando o risco é analisado? (iv) Qual trecho do duto deve ser analisado primeiro? (v) Qual deve ser o intervalo de inspeções? (vi) Quais defeitos devem ser reparados primeiro?

Contudo, de acordo com Abimbola *et al.* (2014), os métodos tradicionais de análise de risco como: árvore de falha, árvore de eventos e gravata borboleta, são estáticos e não capturam a variação de risco. Nesse contexto, nos estudos sobre análise de risco em dutos foram implementados modelos: qualitativos que são usados para estabelecer prioridades baseadas no nível de risco, como, por exemplo, risco alto, baixo ou moderado; quantitativos que combinam probabilidade de falha e consequências de falha para determinar os riscos; e semiquantitativos que a partir da experiência de especialistas atribui pesos diferentes para obter uma pontuação de risco total, contudo isso resulta em subjetividade na avaliação (Al-Douri *et al.*, 2022).

Somado a isso, Mahmoodian e Li (2017) destacaram que como a corrosão reduz a resistência do duto, faz-se necessário determinar a resistência do duto para prever a probabilidade de falha e realizar o reparo do duto.

Assim, os métodos de confiabilidade estrutural são usados para avaliar a probabilidade de falha dos dutos (Silva; Teixeira; Soares, 2019). Desta forma, os dutos com defeitos de corrosão precisam ser gerenciados dentro do limite aceitável do risco (Liu *et al.*, 2018), permitindo que o duto continue operando com segurança.

Para tanto, além das perdas econômicas, o decisor precisa considerar a segurança das pessoas, bem como o impacto ao meio ambiente nas consequências de falhas (JCSS, 2008). Além disso, os estudos passaram a considerar o risco econômico a partir dos custos de falhas e avaliar os riscos ambientais devido ao derramamento em termos monetários (Al-Douri *et al.*, 2022).

Por fim, gerenciar o risco é um pré-requisito para obter uma vantagem competitiva (Tasmin *et al.*, 2020). Contudo, é necessário definir critérios de aceitação ao risco, como, por exemplo, limites máximos de probabilidade de falha ou classificações como risco baixo, moderado ou alto (Aven; Vinnem, 2005), considerando a capacidade da empresa para operar dentro de limites aceitáveis de risco.

2.5 SÍNTESE CONCLUSIVA

O transporte de P&G por meio de dutos apresenta suscetibilidade a falhas, o que pode comprometer a eficiência e a segurança. Desta forma, a análise de risco de dutos corroídos é uma área de pesquisa muito importante que pode contribuir para auxiliar as organizações, reduzindo custos operacionais, garantindo a segurança e a continuidade das operações. Assim, neste capítulo buscou-se contextualizar o problema de corrosão em dutos *offshore*.

3. REVISÃO DA LITERATURA

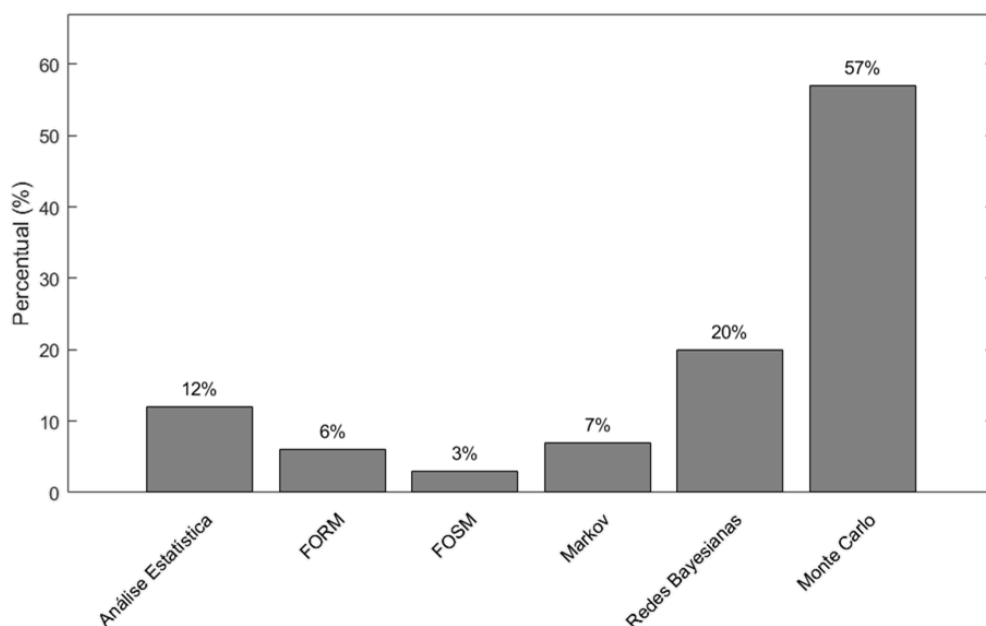
Este capítulo teve como objetivo sintetizar os estudos envolvendo a análise de risco em dutos corroídos e apresentar uma discussão sobre a revisão da literatura, sistematizada no Apêndice A, fornecendo um panorama consistente que serviu de base para o desenvolvimento da ferramenta proposta neste estudo.

3.1 DISCUSSÃO DA LITERATURA

A corrosão, segundo Shekari, Khan e Ahmed (2017), representa tanto um problema de engenharia estrutural quanto um desafio econômico. De acordo com Jiang e Zhao (2023), existe um *trade-off* entre o custo do ciclo de vida e a segurança estrutural, o qual precisa ser balanceado para evitar prejuízos econômicos, danos ambientais e perda de competitividade.

Diante disso, Zhong *et al.* (2024) destacaram que a realização de pesquisas baseadas em risco, voltadas à previsão da probabilidade de acidentes e à otimização da gestão de segurança, é fundamental para garantir a integridade operacional. Jiang e Zhao (2022) ressaltaram que a precisão na avaliação da resistência do duto tem forte impacto na estimativa da probabilidade de falha. Assim, os principais métodos para análise de confiabilidade estão destacados no Gráfico 1.

Gráfico 1-Principais métodos para análise de confiabilidade encontrados na literatura



Fonte: A autora (2025)

E, apesar do método de Monte Carlo ser considerado uma abordagem simples para estimar a confiabilidade de dutos, sua taxa de convergência é muito lenta quando a probabilidade de falha é pequena (Chakraborty; Tesfamariam, 2021). As redes Bayesianas, embora apresentem vantagens, como a capacidade de capturar dependências estatísticas entre variáveis, ainda enfrentam limitações em identificar relações de causa e efeito, o que pode resultar em avaliações de risco imprecisas ou incompletas (Mahmood *et al.*, 2024).

De acordo com Seghier, Keshtegar e Elahmoune (2018) o FORM possui a capacidade de fornecer resultados estáveis e precisos para problemas complexos, como a análise de integridade de dutos corroídos.

Associado a isso, muitos modelos de avaliação de risco ainda dependem de dados de inspeção e opiniões de especialistas, o que introduz subjetividade e pode comprometer a precisão das avaliações. Outro desafio relevante é a variação na resistência de dutos corroídos de diferentes graus de aço, o que leva a riscos inconsistentes de falhas relacionadas à corrosão (Xiao *et al.*, 2024b).

A existência de múltiplos objetivos relacionados à redução de custo, integridade dos ativos e segurança pode resultar na elicitación da opinião dos especialistas. Logo, destaca-se o uso dos métodos de tomada de decisão multicritério DEMATEL, AHP, *Phaytagorean fuzzy* DEMATEL e TOPSIS. Os métodos multicritério também tem sido, por exemplo, aplicados na classificação de risco de segmentos de dutos (Al-Douri *et al.*, 2022). Contudo, seu uso ainda é limitado, porque esses métodos têm dificuldade em lidar com informações incompletas sobre parâmetros técnicos, condições operacionais e degradação dos componentes (Sacco *et al.*, 2019).

O uso de *machine learning* tem crescido na análise de dutos corroídos, com destaque para *Artificial Neural Networks*, *Support Vector Machines*, *Deep Neural Networks* e *Fuzzy Logic* (Soomro *et al.*, 2022). Entretanto, esses modelos tendem a superestimar a pressão de falha (Xiao *et al.*, 2024a), e a escassez de dados é um desafio (Zhang *et al.*, 2024).

Somado a isso, o Quadro 3 apresenta o escopo dos estudos, que inclui gestão da integridade, análise da probabilidade de falha, estratégias de manutenção, inspeção, segurança operacional, estimativas de impacto econômico e projeto. Dentre esses, pode-se destacar o escopo de inspeção em dutos, como elemento importante na obtenção da informação sobre a espessura da parede, perda de metal e a presença

de defeitos. Permitindo, assim, realizar a análise de risco para garantir o fornecimento, a segurança e respeitar a legislação (Khan; Yarveisy; Abbassi, 2021a).

Quadro 3-Escopo dos periódicos

Escopo	Autores
Gestão de Integridade	Pitblado <i>et al.</i> (2011); Adumene <i>et al.</i> (2021b); Akinsanya <i>et al.</i> (2021); Khan, Yarveisy e Abbassi (2021a); Chen, Xie e Tian (2022); Soomro <i>et al.</i> (2022); Jiang, Dong e Zhao (2023); Xiao <i>et al.</i> (2024b); Sani <i>et al.</i> (2025) e Zheng <i>et al.</i> (2025)
Probabilidade de Falha	Hasan, Khan e Kenny (2012); Cunha (2016); Xie e Tian (2018), Jiang e Zhao (2022); Woldessellasse e Tesfamariam (2023); Jiang e Dong (2024); Mahmood <i>et al.</i> (2024)
Manutenção	Timashe e Bushinskaya (2015); Yu <i>et al.</i> (2018); Leoni <i>et al.</i> (2021); Viana <i>et al.</i> (2022); De-Léon-Escobedo (2023); Jiang e Zhao (2023); Li <i>et al.</i> (2024); Zhong <i>et al.</i> (2024); Zheng <i>et al.</i> (2025)
Inspeção	Seo <i>et al.</i> (2015); Moura <i>et al.</i> (2015); Kamsu-Foguem (2016); Bhatia <i>et al.</i> (2019); Abubakirov, Yang e Khakzad (2020); Huang, Qin e Yang (2023)
Segurança	Khan, Rathnayaka e Ahmed (2015); Askari, Aliofkhazraei e Afroukhteh (2019); Li <i>et al.</i> (2019); Li, Yang e Chen (2019); Lubetkin (2020); Yazdi <i>et al.</i> (2020); Alves e Lima (2021); Balali <i>et al.</i> (2021); Mazumder <i>et al.</i> (2021); Feng <i>et al.</i> (2024); Zhang <i>et al.</i> (2024)
Estimar Impactos Econômicos	Shekari, Khan e Ahmed (2017); e Al-Douri <i>et al.</i> (2022)
Projeto	Hasan <i>et al.</i> (2018)

Fonte: A autora (2025)

Zheng *et al.* (2025) reforçam que estabelecer um controle eficaz de riscos é essencial para assegurar uma operação sustentável. Nesse contexto, a literatura

destaca a importância de manter os riscos dentro de limites aceitáveis (Khan; Yarveisy; Abbassi, 2021b). Como a análise de risco envolve tanto a probabilidade de falha quanto as consequências associadas (Amaya-Gómez *et al.*, 2020), torna-se evidente a necessidade de ferramentas que apoiem essas operações. Diversos estudos, a seguir, contribuíram significativamente para o desenvolvimento de *frameworks* voltados à análise de risco em dutos corroídos:

- ✓ Hasan, Khan e Kenny (2012) desenvolveram um *framework* baseada em risco para dutos corroídos, avaliaram apenas a probabilidade de falha, utilizando as normas ASME B31G (2009), CSA Z662-07 (CSA, 2007), DNV RP-F101 (2004), RAM PIPE (Bea; Xu, 1999), Netto *et al.* (Netto; Ferraz; Estefen, 2005) e Kale *et al.* (Kale *et al.*, 2004);
- ✓ Moura *et al.* (2015) desenvolveram um *framework* utilizando inspeção baseada em risco para dutos corroídos e um algoritmo genético multiobjetivo para planejar a atividade de inspeção. As consequências financeiras foram constantes, não considerando o efeito da inflação.
- ✓ Hasan *et al.* (2018) desenvolveram um *framework* de projeto baseada na análise de risco de dutos corroídos. A pressão de falha foi obtida utilizando o método dos elementos finitos e o método de Monte Carlo foi usado para calcular a probabilidade de falha. O risco abordado pelo estudo envolve incerteza em relação ao modelo de taxa de corrosão, às variáveis de entrada da equação do estado limite de falha e à eficiência do inibidor de corrosão na proteção contra a corrosão, com o objetivo de projetar dutos sem superdimensionar suas dimensões. Não consideraram as consequências de falha.
- ✓ Bhatia *et al.* (2019) desenvolveram um *framework* de inspeção baseada em risco para dutos corroídos para estabelecer intervalos ideais de inspeção e manutenção. As consequências de falhas são constantes ao longo do tempo, não considerando o efeito da inflação.
- ✓ Li, Yang e Chen (2019) elaboraram um *framework* para análise de segurança de dutos, não consideraram as consequências de falha.
- ✓ Sacco *et al.* (2019) desenvolveram um *framework* de manutenção baseado em risco para dutos corroídos como forma de elaborar planos de manutenção. No entanto, eles não consideraram as consequências ambientais como parte da avaliação de risco.

- ✓ Akinsany *et al.* (2021) propuseram um *framework* baseada em risco com o objetivo de otimizar os planos de inspeção e manutenção. As consequências de falhas são constantes ao longo do tempo, não considerando o efeito da inflação.
- ✓ Jiang e Zhao (2022) desenvolveram um *framework* para analisar o risco de falha em dutos com defeitos interagentes e únicos, mas não consideraram as consequências da falha.
- ✓ Kumari *et al.* (2022) desenvolveram um *framework* para avaliação de risco, mas não consideraram o efeito da inflação e as consequências econômica foram consideradas de maneira restrita, sem incluir produção perdida ou impactos ambientais.
- ✓ Huang, Qin e Yang (2023) desenvolveram um *framework* para planejar a inspeção, mas não consideraram as perdas financeiras associadas as taxas de vazamento para o cálculo das consequências de falha.
- ✓ Jiang e Zhao (2023) desenvolveram um *framework* para avaliar a integridade de dutos corroídos com defeitos interagentes e programar estratégias de manutenção. Além disso, os autores não consideraram o efeito da inflação na análise de risco.
- ✓ Jiang, Dong e Zhao (2023) desenvolveram um *framework* para avaliação do risco de corrosão por *pite*, mas não calcularam as consequências de falha.
- ✓ Jiang e Dong (2024) desenvolveram um *framework* para avaliar o comportamento de falha de dutos com defeitos aleatórios com formas irregulares, porém não consideraram as consequências de falha.
- ✓ Li *et al.* (2024) desenvolveram um *framework* para definir os intervalos de manutenção para dutos com corrosão por *pite*. Contudo, não consideraram as perdas financeiras associadas às taxas de vazamento para o cálculo das consequências.
- ✓ Xiao *et al.* (2024b) desenvolveram um *framework* para avaliar os níveis de risco em dutos corroídos, mas não consideraram as consequências de falha.

Entretanto, apesar dos esforços para avaliar o risco de operar dutos corroídos, a maioria desses estudos se concentrou em: (i) modelar o crescimento da corrosão; (ii) calcular a probabilidade de falha de corrosão; e (iii) avaliar a confiabilidade, não incorporando a consequência de falha da corrosão (Li *et al.*, 2022).

É fundamental expressar, em valores monetários, as perdas financeiras causadas pela corrosão em dutos, para melhorar o planejamento e o controle financeiro, pois podem resultar na interrupção do fornecimento, acarretando o comprometimento da imagem da organização (Shekari; Khan; Ahmed, 2017).

Associado a isso, uma das principais deficiências das ferramentas atuais é o tratamento das consequências econômicas como valores constantes, ignorando efeitos como a inflação (Shekari; Khan; Ahmed, 2017), bem como as simplificações considerando apenas os custos de manutenção e representando os custos de falha como um valor fixo, desconsiderando perdas de produção e impactos ambientais, o que não é adequado para sistemas complexos (Park *et al.*, 2020).

De acordo com Shekari, Khan e Ahmed (2019), o valor do risco máximo aceitável é específico para cada organização e é definido pelos tomadores de decisão de ativos com base na sua aceitação do risco e na criticidade da operação. Além disso, a meta de risco aceitável é utilizada como base para o planejamento das inspeções, com o objetivo de evitar que esse nível seja ultrapassado (Moura *et al.*, 2015). Segundo Kamsu-Foguem (2016), os limites de aceitação de risco devem considerar critérios como disponibilidade, lucro e segurança.

Para Zheng *et al.* (2025), formular estratégias de tomada de decisão de manutenção com base nos resultados da avaliação de risco é uma maneira eficaz de controlar o risco de falha nos dutos.

De acordo com De-León-Escobedo (2023), quanto mais severas forem as consequências de uma falha por corrosão, menor deve ser o intervalo entre manutenções. Nesse contexto, destaca-se a Inspeção Baseada em Risco (*Risk-Based Inspection-RBI*), que permite uma gestão mais eficaz dos cronogramas de inspeção. O RBI busca, portanto, otimizar as inspeções com base na probabilidade de falha, equilibrando os benefícios da inspeção com os custos de manutenção (Bhatia *et al.*, 2019).

Por fim, observou-se na literatura uma carência no desenvolvimento de modelos e ferramentas que fornecessem uma estrutura unificada para avaliar o risco de operar dutos corroídos *offshore*.

3.2 SÍNTESE CONCLUSIVA

Neste capítulo, buscou-se expor uma revisão da literatura, destacando as principais contribuições e aplicações dos autores citados, sendo fundamental para nortear o desenvolvimento da pesquisa e auxiliar na construção do *framework* proposto.

Apesar da importância da análise de risco para dutos corroídos, a revisão da literatura permitiu identificar que muitos estudos se concentraram apenas na análise de confiabilidade e que aqueles que consideraram os custos das consequências de falha realizaram simplificações significativas, desconsiderando o efeito da inflação, as perdas de produção e o impacto ambiental de um vazamento.

Diante disso, este estudo apresenta contribuições importantes para a indústria, ao desenvolver um *framework* que fornece uma estrutura unificada, permitindo decidir sobre a continuidade da operação de um duto *offshore* com defeito de corrosão, além de considerar a possibilidade de reparo do duto.

É importante que os profissionais que atuam na gestão da integridade estrutural de dutos corroídos estejam cientes do impacto econômico da corrosão (Shekari; Khan; Ahmed, 2017). Assim, este estudo também contribui para identificar que o nível de conservadorismo de alguns métodos pode impactar significativamente nos custos operacionais das empresas, resultando em perda de competitividade. Por isso, foi construído um modelo substituto baseado em krigagem.

Além disso, foi desenvolvida uma interface gráfica, estruturada para melhorar a experiência do usuário, fornecendo respostas rápidas de análise de risco monetário e permitindo às organizações tomarem decisões baseadas em dados.

Por fim, o capítulo 4 apresentará a ferramenta proposta para auxiliar no processo de tomada de decisão na gestão estratégica do modal dutoviário, bem como a interface gráfica, VNrisk.

4. ESTRUTURA INTEGRADA DE ANÁLISE DE RISCO

Neste capítulo foi desenvolvida uma estrutura conceitual integrativa ou *framework* para análise de risco de dutos corroídos *offshore*, de modo a permitir que o operador de dutos possa avaliar os riscos de operá-los a partir de informações como parâmetros operacionais (carregamentos), solicitações mecânicas, dimensões do duto, o meio que o duto opera e a presença de defeitos de corrosão. Isso permite que as organizações de P&G tomem decisões de forma estruturada, reduzindo custos desnecessários de reparo e garantindo o fluxo de produção.

4.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Apesar da análise de confiabilidade ser importante na gestão de integridade dos dutos, ao obter a probabilidade de falha a decisão de continuar operando um duto corroído é determinada pelo conhecimento do operador de dutos, visto que não há uma padronização nesse segmento da indústria.

Além disso, conforme foi observado na seção 3.1 houve um crescimento no número de estudos para avaliar o risco de operar dutos corroídos, mas existe uma lacuna na literatura envolvendo o desenvolvimento de uma ferramenta que possa ser utilizada na tomada de decisão.

Diante disso, a ferramenta proposta analisa o risco a partir da probabilidade de falha e das consequências, considerando o valor temporal do dinheiro, ou seja, o efeito da inflação.

Assim, o risco será avaliado quantitativamente (valor monetário), e qualitativamente (matriz de risco), se tornando uma decisão estratégica para organizações do setor de P&G. Para os casos em que o risco monetário de operar um duto corroído exceda o nível máximo aceitável definido pela organização, o reparo é indicado.

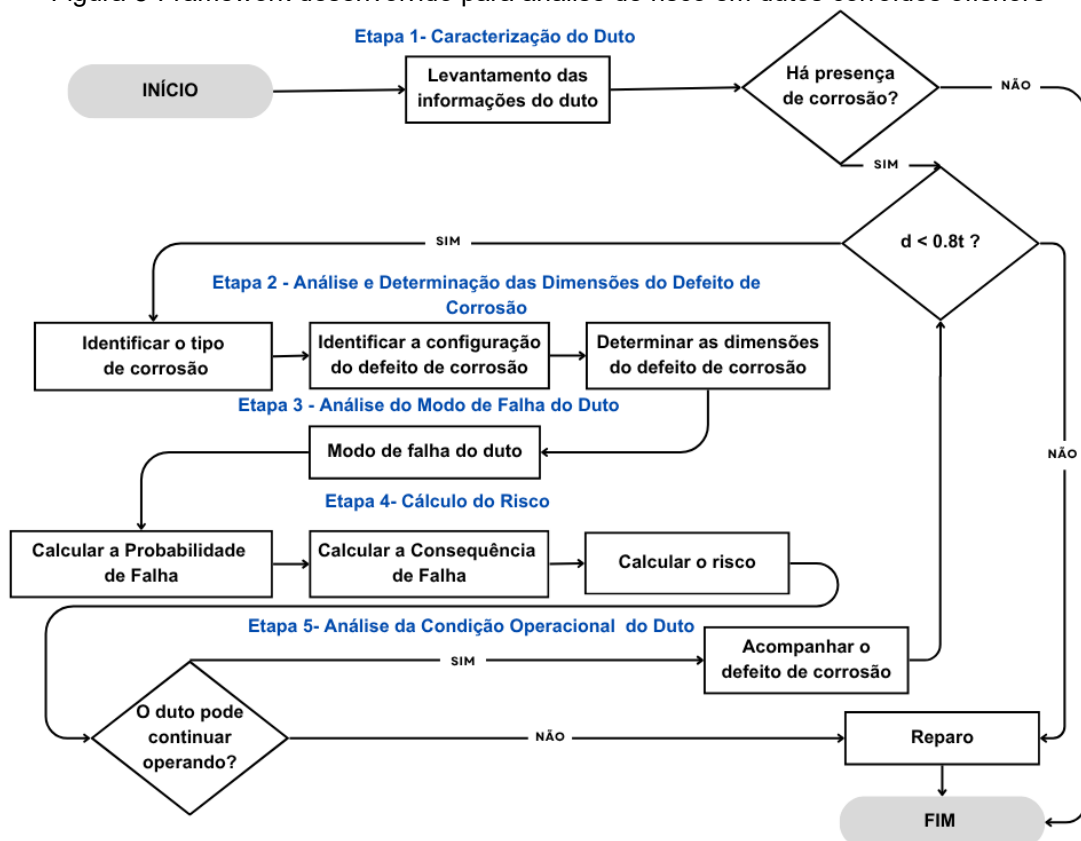
4.2 DESENVOLVIMENTO DO FRAMEWORK

A corrosão em dutos pode ser avaliada como um problema probabilístico (Mohd *et al.*, 2013), uma vez que está associado a um número significativo de variáveis

aleatórias tais como: cargas atuantes, propriedades do material, geometria, tamanho dos defeitos, taxa de corrosão e quantidade de defeitos do duto (Dundulis *et al.*, 2016).

Desta forma, o *framework* aqui proposto é composto por cinco etapas: (i) caracterização do duto, que consiste em levantar informações sobre o duto analisado e verifica-se se a profundidade do defeito de corrosão é inferior a 80% da espessura da parede do duto (Li *et al.*, 2025); (ii) análise e determinação das dimensões do defeito de corrosão, nesta etapa será identificado o tipo de corrosão e a configuração do defeito; (iii) avaliação da integridade de dutos com base em critérios de falha; (iv) cálculo do risco, é necessário obter a probabilidade de falha e os custos associados às consequências de falha; e (v) análise da condição operacional do duto, conforme apresentado na Figura 8.

Figura 8-Framework desenvolvido para análise de risco em dutos corroídos offshore



Fonte: A autora (2025)

4.2.1 Caracterização do duto

A primeira etapa do *framework* consiste na caracterização do duto. As informações necessárias são o tipo de aço utilizado, as dimensões do duto (espessura, diâmetro externo), o tempo de operação do duto, os parâmetros

operacionais: cargas aqui consideradas (pressão interna e pressão externa), propriedades do material (coeficiente de *poisson*, módulo de *Young*, tensão de escoamento, tensão última do material) e se há algum defeito de corrosão no duto.

Além disso, como a profundidade crítica de corrosão é de 80% da espessura da parede do duto (Singh, 2017; Li *et al.*, 2025), se a profundidade do defeito de corrosão (d) for inferior a 80% da espessura (t) da parede do duto (ou seja, $d < 0,8t$) é possível prosseguir com a análise, mas o duto precisa ser monitorado; caso contrário, o defeito de corrosão não é aceitável, sendo necessário interromper o fluxo de produção e fazer o reparo.

Associado a isso, é necessário identificar se todos os pressupostos foram atendidos, os quais são apresentados no item 4.2.1.1.

4.2.1.1 Pressupostos

Para realizar a análise de risco dos dutos corroídos *offshore* é necessário definir um conjunto de pressupostos, apresentados a seguir:

- ✓ O risco será calculado a partir de valores monetários (Aljaroudi, 2015; Al-Douri *et al.*, 2022);
- ✓ A taxa de corrosão será considerada linear, abordagem amplamente adotada na literatura, conforme observado nos estudos de Aljaroudi *et al.* (2015), Bisaggio e Netto (2015) Shuai, Shuai e Xu (2017), Gong e Zhou (2018) e Jiang, Dong e Zhou (2023);
- ✓ Os erros associados à identificação dos defeitos de corrosão provenientes da inspeção com *pig* não serão considerados;
- ✓ O duto estará sujeito a pressão interna e externa;
- ✓ Não será considerada a eficiência do revestimento para resistência mecânica do duto; e
- ✓ Não serão considerados trechos de dutos que já tenham sido submetidos a reparos.

4.2.2 Análise e Determinação das Dimensões do Defeito de Corrosão

Nesta etapa, é necessário identificar a localização do defeito de corrosão (corrosão externa); a configuração do defeito (defeito único); e determinar as

dimensões do defeito de corrosão (identificando a profundidade, o comprimento e a largura do defeito).

Neste estudo, serão apresentadas a solução semiempírica e a solução obtida através do modelo substituto (Krigagem). Na abordagem via Krigagem, as dimensões de profundidade e espessura devem respeitar os intervalos definidos, conforme o item 4.2.4.1.

4.2.3 Análise do Modo de Falha do Duto

Essa etapa consiste em identificar o modo de falha. É importante realizar uma avaliação precisa do defeito de corrosão e a previsão da pressão de falha (Gao *et al.*, 2019). Uma vez que a ocorrência de falhas nos dutos pode causar consequências graves (Drumond *et al.*, 2018).

Segundo Gao *et al.* (2019), a dificuldade em caracterizar a corrosão é devido profundidade irregular do defeito. Somado a isso, Aljrودي *et al.* (2015) destacaram que a probabilidade de falha é calculada a partir da função do estado limite, visto que, a partir da mesma obtém-se a probabilidade da carga exceder a capacidade resistente do duto (Carvajalino, 2010).

De acordo com Liu *et al.* (2018a, b) existem três tipos de eventos de falha: pequeno vazamento, *burst* ou *rupture*. De acordo com Mehrafrooz, Edalat e Dyanati (2019), um dos modos de falha mais frequentes é o tipo *burst*, resultando em vazamentos, interrupções na produção e reparos dispendiosos. Para tanto, neste estudo ele foi utilizado por ser representativo (Zhang; Zhou, 2014; Mahmoodian; Li, 2017; Shuai; Shuai; Xu, 2017).

A função do estado limite *burst* é dado por g conforme a Eq. (4.1), onde ocorrerá uma falha se $g \leq 0$ (Leis; Stephens, 1997; Zhou, 2010). Para prever a pressão de falha foram desenvolvidos métodos semiempíricos, por exemplo, ASME B31G (2009), ASME B31G Modificado (Kiefner; Vieth, 1989), Shell-92 (Ritchie; Last, 1995), DNV-RP-F101(2015), PCORRC (Stephens; Leis, 2000) e RAM PIPE REQUAL (Bea; Xu, 1999) (ZHOU, 2010).

$$g = P_b - p \quad (4.1)$$

Em que:

P_b é a pressão *burst* do duto com defeito de corrosão; e

p é a pressão de operação.

4.2.4 Cálculo do Risco do Duto

Para que um duto corroído continue operando, é necessário avaliar sua pressão de falha (Qin; Cheng; Zhang, 2021).

Diversos modelos semiempíricos foram desenvolvidos, porém, de acordo com os resultados obtidos por Terán *et al.* (2017), os métodos menos conservadores foram o DNV RP-F101 (2015) e o PCORRC (Stephens; Leis, 2000). Além disso, esses métodos apresentaram resultados satisfatórios em sua validação, motivo pelo qual foram utilizados neste estudo. A pressão de falha (P_f) segundo a DNV RP-F101 (2015) é obtida a partir da Eq. (4.2), onde o fator de folias (M) é dado pela Eq. (4.3). A Eq. (4.4) determina a P_f de acordo com o PCORRC (Stephens; Leis, 2000).

$$P_f = \frac{2t\sigma_u(1 - (d/t))}{(D - t) \left(1 - \frac{(d/t)}{M}\right)} \quad (4.2)$$

$$M = \sqrt{1 + 0,31(L^2/Dt)} \quad (4.3)$$

$$P_f = \frac{2t\sigma_u}{D} \left[1 - \frac{d}{t} \left(1 - \exp \left\{ \frac{-0.157L}{\sqrt{\frac{D(t-d)}{2}}} \right\} \right) \right] \quad (4.4)$$

Em que:

σ_u é a tensão última do material (MPa);

t é a espessura da parede íntegra do duto (mm);

D é o diâmetro externo do duto (mm);

d é a profundidade máxima do defeito (mm); e

L é o comprimento de defeito (mm).

Para tanto, neste estudo a resistência do duto foi estimada com base em métodos semiempíricos, DNV RP-F101(2015) e PCORRC (Stephens; Leis, 2000), e no modelo substituto baseado em Krigagem (Simpson *et al.*, 2001).

Para calcular o risco, é necessário obter a probabilidade de falha e as consequências da falha, conforme apresentado na Eq. (4.5) (Aljaroudi *et al.*, 2015). De acordo com Keshtegar *et al.* (2019), através da probabilidade de falha é possível avaliar os níveis de segurança.

$$Risco(T) = Pof(T) \times Cof(T) \quad (4.5)$$

Em que:

Pof é a probabilidade de falha no ano T ; e

Cof é a consequência da falha no ano T .

Associado a isso, o incidente com dutos pode gerar consequências ambientais (custo socioeconômico, custo de limpeza de derramamento de óleo e custo de dano ambiental); e consequências econômicas (custo de produção perdida; custo de produção diferido e custo de reparo) (Kontovas; Psaraftis; Ventikos, 2010).

Diante disso, a probabilidade de falha neste estudo é obtida a partir do índice de confiabilidade calculado pelo método FORM, uma vez que apresenta resultados eficientes para análise de confiabilidade (Bhardwaj; Teixeira; Soares, 2022). Assim, a partir da DNV-OS-F101 (2013), são fornecidos critérios para a definição da classe de segurança, que depende da probabilidade de falha e do estado limite considerado, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4-Probabilidade de falha e classes de segurança para dutos offshore

Categoria do Estado Limite	Estado Limite	Classes de Segurança			
		Baixo	Médio	Alto	Muito Alto
Estado Limite de Utilização	Todos	10^{-2}	10^{-3}	10^{-3}	10^{-4}
Estado Limite Último	Pressão de contenção	10^{-4} a	10^{-5} a	10^{-6} a	10^{-7} a
Estado Limite Acidental		10^{-5}	10^{-6}	10^{-7}	10^{-8}
Estado Limite Último	Todos os outros	10^{-3}	10^{-4}	10^{-5}	10^{-6}
Estado Limite de Fadiga					
Estado Limite Acidental					

Fonte: DNV-OS-F101 (2013)

Uma prática padrão da indústria é considerar aceitável que a probabilidade de falha seja igual a 10^{-4} (DNV-OS-F101, 2013), isso corresponde ao valor do índice de confiabilidade de $\beta = 3,72$ (Zelmati *et al.*, 2022).

Associado a isso, as consequências de falha apresentadas na seção 4.2.4.2 foram estimadas em termos de custos de reparo, danos ambientais e perdas financeiras devido à produção perdida e atrasada. E, a partir da análise quantitativa obtida por meio do *framework*, recomenda-se a consulta à norma DNV-RP-G101 (2010) para a realização de uma análise qualitativa de risco por meio da matriz de risco, apresentada na seção 4.2.4.3.

4.2.4.1 Construção de Modelo Substituto baseado em Krigagem

O fator de importância foi usado para identificar as variáveis que mais influenciam a análise de confiabilidade. Para isso, utilizou-se o estudo de Ahammed (1998) como referência, no qual foi considerada a análise para $T = 20$ anos, conforme procedimento apresentado por Torres (2009). Assim, identificou-se que a pressão interna (PI), a profundidade do defeito (d) e a espessura do duto (t) apresentaram maior impacto na análise de confiabilidade. O resultado obtido neste estudo confirma o que foi identificado nos trabalhos de Torres (2009), Guillal *et al.* (2020) e Zelmati *et al.* (2022).

Diante disso, para a construção do modelo substituto usado neste estudo, foi necessário gerar amostras e a técnica Latin Centroidal Voronoi Tessellation (LCVT) foi implementada. O uso da técnica LCVT se justifica por sua robustez na amostragem, mesmo diante de distribuições de entrada não uniformes. Essa característica permite a geração de superfícies de resposta com elevada acurácia, para mais detalhes ver Romero *et al.* (2006).

Assim, para a construção da superfície por Krigagem do duto com defeito único de corrosão, foram utilizadas amostras representativas dos parâmetros t e d . Na Tabela 5 são apresentados os valores estatísticos de cada variável e todas apresentam distribuição normal, cujo o nível de confiança é igual a 99,7%. Assim, a faixa dos possíveis valores que as variáveis aleatórias podem assumir está entre $\mu \pm 3 \cdot \sigma$, onde μ é a média e σ o desvio padrão das variáveis aleatórias, conforme procedimento apresentado por Torres (2009). Para o cálculo da profundidade do defeito, o valor da taxa de corrosão radial adotado foi igual a 0,10 mm/ano (Ahammed, 1998).

Tabela 5- Parâmetros utilizados para construção da superfície por Krigagem do duto corroído

Variáveis Aleatórias	Distribuição	Média (μ)	Coeficiente de Variação (COV)
d_0	Normal	10	0,1
t_0		20	0,05

Fonte: Abyani e Bahaari (2021)

Inicialmente, havia sessenta amostras para as variáveis aleatórias t e d . Dado que a profundidade do defeito é uma variável dependente do tempo, conforme apresentado na Eq. (2.22). Sendo assim, esta faixa foi calculada a partir do menor valor ($d - 3 \cdot \sigma$) para um tempo igual a $T = 10$ anos e do maior valor ($d + 3 \cdot \sigma$) para o tempo igual a $T = 50$ anos, resultando no intervalo de d de 7 a 18,2 mm.

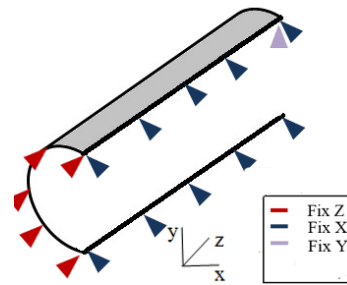
Para t , o intervalo de confiança utilizado foi mais amplo para atender aos novos valores gerados no processo iterativo FORM, resultando em pontos da amostra em que $d > t$, esses pontos irrealistas não foram considerados na análise de confiabilidade, resultando em cinquenta amostras. Assim, o intervalo de t foi de 14 a 24 mm.

Em seguida, uma superfície com 50 amostras foi construída para criar uma função aproximada, que representa a pressão de falha do duto com defeito isolado. Para a construção desta superfície, foi necessário executar 50 análises de MEF através do PIPEFLAW com 50 pares de valores distintos de d e t . As dimensões do duto e as propriedades do material foram obtidas do estudo de Abyani e Bahaari (2021).

Apesar da corrosão interna também ser crítica para dutos *offshore*, neste estudo, foi considerado que o defeito de corrosão está localizado na superfície externa do duto, visto que os defeitos externos representam uma abordagem consolidada na literatura, permitindo realizar testes experimentais e validar soluções numérica, como Gücüyen (2015).

Assim, a condição de contorno usada para a simulação do duto neste estudo consiste em que nenhuma pressão longitudinal foi aplicada na extremidade do duto e devido à simetria do defeito, foi modelado apenas um quarto do duto. Para tanto, considerou-se a simetria para fixar as posições nas direções longitudinal (Fix Z), circunferencial (Fix X) e na direção Y (Fix Y) para impedir o movimento de corpo rígido do modelo nessa direção. Essas condições de contorno podem ser observadas na Figura 9.

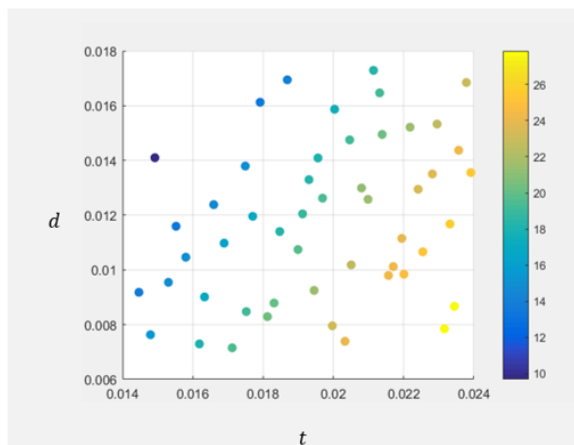
Figura 9-Condições de contorno, com dois planos de simetria considerados, obtidas através do PIPEFLAW



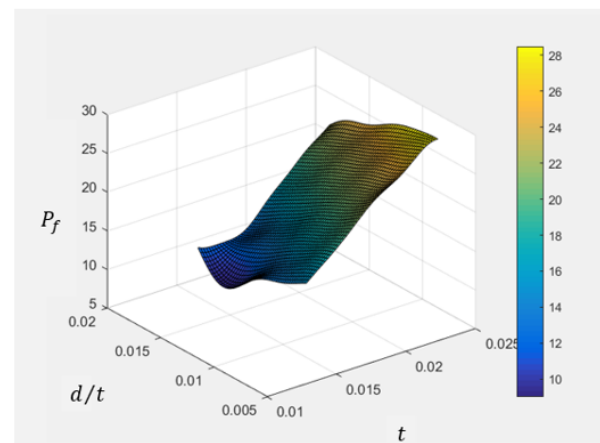
Fonte: A autora (2025)

A Figura 10a apresenta os 50 pontos amostrais utilizados para construir a superfície aproximada, onde pode-se observar a relação percentual entre a profundidade do defeito e a espessura do duto. A superfície do modelo substituto desenvolvido é representada por um plano inclinado que está ilustrada na Figura 10b.

Figura 10- Construção do modelo substituto: (a) amostras LCVT e (b) superfície de krigagem



(a)



(b)

Fonte: A autora (2025)

Ao analisar a Figura 10b, observa-se uma diminuição no valor da pressão de falha quanto maior o valor percentual da razão entre a profundidade do defeito e a espessura do duto.

4.2.4.2 Consequências de Falha

Um aspecto crítico na gestão de risco é avaliar as consequências de falha (Aalirezai; Kabir; Khan, 2023). O custo das consequências ambientais pode ser obtido conforme apresentado por Kontovas, Psaraftis e Ventikos (2010) na Eq. (4.6):

$$C_{Env} = 51432[0.001(Q_h \times T_{LP})]^{0,728} \quad (4.6)$$

Em que:

C_{Env} é o custo das consequências ambientais;

Q_h é a taxa de vazamento (Barris/hora);

T_{LP} é o período em que a produção foi perdida devido ao derramamento (horas).

Assim, a taxa de vazamento definida pela DNV-RP-G101 (2010), pode ser obtida de acordo com a Eq. (4.7):

$$Q_h = 3600A1C_a\sqrt{2\rho(P_0 - P_s)} \quad (4.7)$$

Em que:

Q_h é a taxa de vazamento (Kg/h);

$A1$ é a área da seção transversal de abertura do vazamento que foi causada pela corrosão (m²);

C_a é o coeficiente de descarga;

P_0 é a pressão de operação do segmento do duto (MPa);

ρ é a densidade do líquido (Kg/m³); e

P_s é a pressão externa ao redor do ponto de vazamento (MPa).

O custo da produção perdida pode ser obtido por Aljaroudi (2015) na Eq. (4.8):

$$C_{LP} = Q_{LP} \cdot C_{Oil} \cdot T_{LP} \quad (4.8)$$

Em que:

Q_{LP} é a quantidade de produção perdida (Barris/hora);

C_{Oil} é o preço do petróleo (\$/Barril); e

T_{LP} é o período em que a produção foi perdida devido ao derramamento (horas).

Para calcular a produção diferida pode-se utilizar a Eq. (4.9), apresentada por Aljaroudi (2015):

$$C_{DP} = Q_{DP} \cdot C_{Oil} \cdot T_{DP} \quad (4.9)$$

Em que:

C_{DP} é o custo da produção diferida (dólar);

Q_{DP} é a quantidade de produção diferida em (barris / h);

C_{Oil} é o preço do petróleo (\$ / barril); e

T_{DP} é o período em que a produção foi perdida devido ao desligamento do duto para reparo (horas).

O custo de reparo foi definido pela DNV-RP-G101 (2010) a partir da Eq. (4.10):

$$C_{Repair} = C_{UM} + C_{UI} \quad (4.10)$$

Em que:

C_{UM} é o custo de manutenção não planejada (dólar); e

C_{UI} é o custo de inspeção não planejada (dólar).

Para obter a consequência de segurança considerou-se não um valor monetário da vida humana, mas sim o custo para reduzir o risco para a vida, que é representado por Custo Implícito de Evitar uma Fatalidade (*Implied Cost of Averting a Fatality- ICAF*) que no Brasil é $4,8 \times 10^5$ conforme apresentado por Rackwitz (2002).

Assim, o custo das consequências econômicas pode ser calculado conforme a Eq. (4.11) definida por Aljaroudi (2015):

$$C_{Eco} = C_{LP} + C_{DP} + C_{Repair} + ICAF \quad (4.11)$$

Em que:

C_{Eco} é o custo das consequências econômicas (dólar);

C_{LP} é o custo da produção perdida (dólar);

C_{DP} é o custo da produção diferida (dólar); e

C_{Repair} é o custo de reparo (dólar).

Portanto, o custo total que pode ser incorrido como resultado das consequências da falha pode ser obtido através da Eq. (4.12), conforme definido por Kontovas, Psaraftis e Ventikos (2010):

$$C_T = C_{Eco} + C_{Env} \quad (4.12)$$

Em que:

C_T custo total associado às consequências da falha (dólar);

C_{Eco} é o custo total associados às consequências econômicas (dólar); e

C_{Env} é o custo total associado às consequências ambientais (dólar).

Contudo, o custo de falha no ano T deve ser estimado através do valor futuro do custo total, considerando as taxas de juros e a inflação (Aljaroudi, 2015), conforme a Eq. (4.13):

$$Cof(T) = [C_{Eco}(T) + C_{Env}(T)] \left(\frac{1+i}{1+I} \right)^T \quad (4.13)$$

Em que:

i é a taxa de juros; e

I é a taxa de inflação.

No presente estudo, foram consideradas uma taxa de juros anual de 12,25% e uma taxa de inflação de 5,53% (Banco Central do Brasil, 2025). O preço do barril de petróleo de 69,23 dólares (IPEA, 2025). O período de perda de produção devido ao derramamento foi de 96 horas, enquanto o tempo de interrupção causado pelo desligamento do duto para reparo foi de 120 horas. Os custos de inspeção e de manutenção não planejada foram, respectivamente, de 15 mil e 100 mil dólares (Aljaroudi, 2015).

4.2.4.3 Avaliação Qualitativa do Risco

A partir da análise quantitativa do risco, uma análise qualitativa pode ser realizada com base na matriz de risco fornecida pela DNV-RP-G101 (2010),

apresentada na Figura 11, a matriz é dividida em categorias conforme apresentado na Tabela 6.

Tabela 6-Valores numéricos associados a Probabilidade de Falha e Consequências Econômicas de Falha

Categoria	Probabilidade de Falha (PoF) DNV-RP-G101 (2010)	Categoria	Consequências Econômicas de Falha (CoF) API RP 581 (2016)
1	$< 10^{-5}$	A	≤ 10.000
2	10^{-5} to 10^{-4}	B	10.000 to 100.000
3	10^{-4} to 10^{-3}	C	100.000 to 1.000.000
4	10^{-3} to 10^{-2}	D	1.000.000 to 10.000.000
5	$> 10^{-2}$	E	$\geq 10.000.000$

Fonte: Adaptado de DNV-RP-G101 (2010)

A matriz de risco apresentada na Figura 11 considera três níveis de risco: (i) Verde (Baixo risco/ O risco é aceitável): a ação precisa ser tomada para garantir que o risco permaneça dentro desta região; (ii) Amarelo (Risco médio/ O risco é tolerável): monitoramento através de ensaios não destrutivos para medir a extensão da degradação e para que possam ser tomadas ações para garantir que os riscos não avancem para região vermelha de alto risco; e (iii) Vermelho (Alto risco/ O nível de risco é inaceitável): devem ser tomadas ações para reduzir a probabilidade, consequência ou ambas, para que o risco recaia na região aceitável (DNV-RP-G101, 2010).

Figura 11-Matriz de risco

PoF	A	B	C	D	E
5					
4					
3					
2					
1					
CoF	A	B	C	D	E

Fonte: Adaptado de DNV-RP-G101 (2010)

Assim, através da avaliação qualitativa do risco é possível fornecer uma identificação visual dos critérios de aceitação de risco (Kamsu-Foguem, 2016).

4.2.5 Análise da Condição Operacional do Duto

Nesta etapa, a condição operacional de dutos corroídos *offshore* é avaliada. O risco monetário obtido na seção 4.2.4 é comparado com o risco monetário alvo definido como aceitável pela organização, de modo que o risco calculado na etapa anterior não exceda o valor limite estabelecido.

Dessa forma, é possível avaliar a vida útil remanescente do duto, considerando a probabilidade de falha e as perdas econômicas para tomar a decisão de manter ou não o duto corroído em operação (Shekari; Khan; Ahmed, 2017).

Para situações em que o reparo é indicado, recomenda-se a utilização da ISO 24817 (2017), que estabelece a necessidade de reavaliar a vida útil do duto reparado por, no máximo, 20 anos, a partir do momento em que o reparo foi realizado. Para o caso em que o duto com defeito de corrosão pode continuar operando, é necessário desenvolver um plano de inspeção para acompanhar o crescimento do defeito.

A seguir, apresenta-se uma breve descrição da interface computacional, VNrisk, cujo manual encontra-se no Apêndice B.

4.3 VNRISK

Para ilustrar a viabilidade prática do *framework* proposto na tese, foi desenvolvida uma interface gráfica, para auxiliar no processo de tomada de decisão na operação de dutos corroídos *offshore*, incorporando rotinas para realizar análise de confiabilidade e análise de risco. A ferramenta foi desenvolvida para um duto *offshore* que transporta petróleo, com um único defeito de corrosão, operando em água salgada, sujeito a pressões interna e externa. O risco será calculado a partir de valores monetários (Aljaroudi *et al.*, 2015; Al-Douri *et al.*, 2022).

A ferramenta foi desenvolvida utilizando o App Designer integrada ao software MATLAB online (2025). O MATLAB (2025) foi escolhido por apresentar flexibilidade e compatibilidade multiplataforma, conforme destacado por Errazzouki *et al.* (2024). O VNrisk foi implementado utilizando os recursos de computação e armazenamento hospedados pela MathWorks® para execução das simulações, ou seja, o processamento não depende do *hardware* local do usuário.

A Tabela 7 apresenta o tempo computacional para obter os resultados de análise de confiabilidade e análise de risco para solução semiempírica e para solução obtida pelo modelo substituto baseado em Krigagem, a partir do VNrisk.

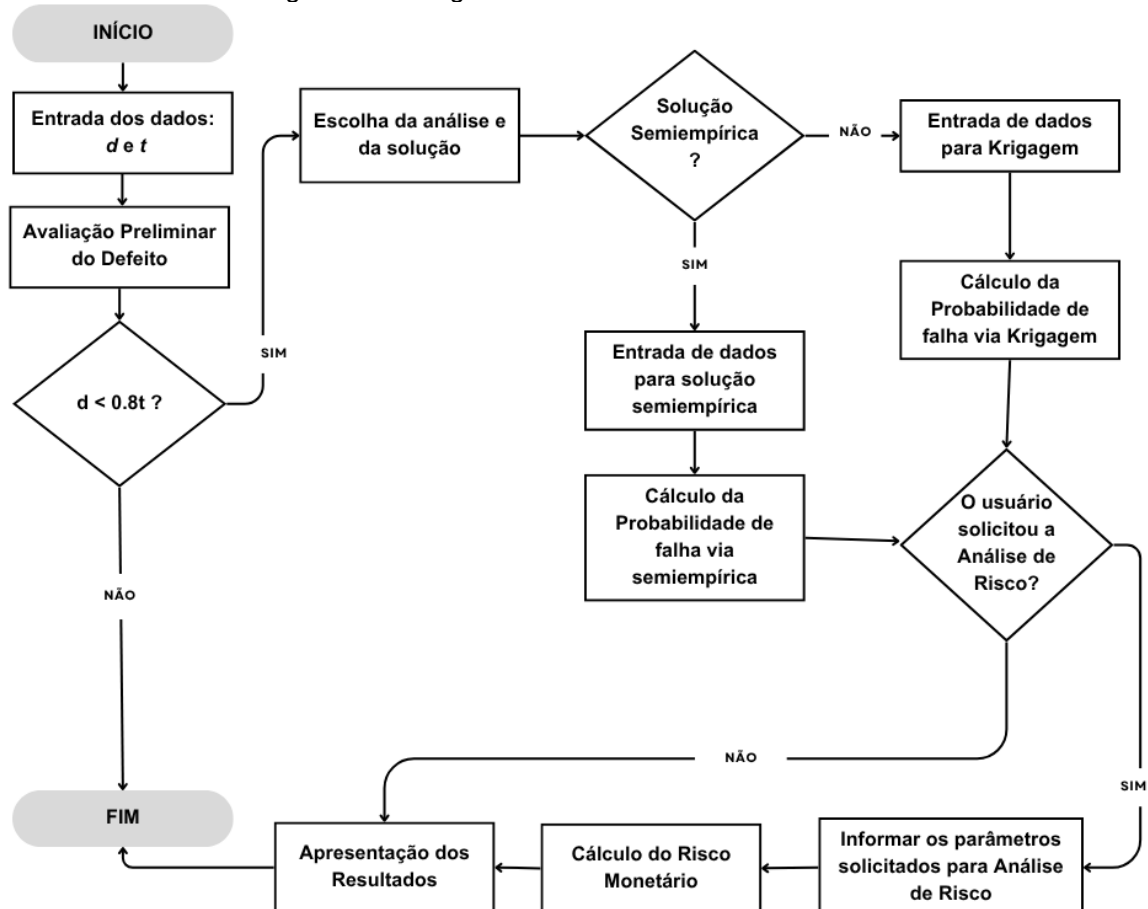
Tabela 7-Tempo computacional para obtenção dos resultados na interface

Tipo de Análise	Tipo de Solução	Tempo
Confiabilidade	Semiempírica	7,8 s
	Modelo Substituto (Krigagem)	5 min 4,6s
Risco	Semiempírica	8,02s
	Modelo Substituto (Krigagem)	12 min 40,2 s

Fonte: A autora (2025)

A Figura 12 apresenta o fluxograma das principais operações executadas pelo VNrisk. Na primeira etapa, é feita a avaliação preliminar do defeito de corrosão; em seguida, o usuário escolhe o procedimento para obtenção da pressão de falha e o tipo de análise. A partir disso, são fornecidos os parâmetros, para que a interface apresente os resultados sobre a vida útil remanescente do duto corroído *offshore*.

Figura 12-Fluxograma do funcionamento da interface



Fonte: A autora (2025)

Além disso, o VNrisk possui uma estrutura amigável para pesquisadores, tomadores de decisão e profissionais da indústria de P&G sem experiência em programação.

4.4 SÍNTESE CONCLUSIVA

A análise de risco de dutos corroídos é uma decisão estratégica, devido ao impacto que essa informação traz para as organizações do setor de P&G. Assim, neste capítulo, foi apresentado o *framework* desenvolvido para analisar os riscos de operar dutos corroídos *offshore*.

Além disso, este trabalho também apresenta a construção do modelo substituto e o desenvolvimento de uma interface computacional, projetada para operacionalizar as etapas definidas no *framework*.

No Capítulo 5, serão apresentadas a validação e a aplicação do *framework* proposto. E, a partir dos dados extraídos de artigos científicos publicados serão validadas a resistência do duto, a análise de confiabilidade e análise de risco.

Por fim, será apresentado um exemplo numérico, bem como os resultados obtidos por meio do *framework* proposto.

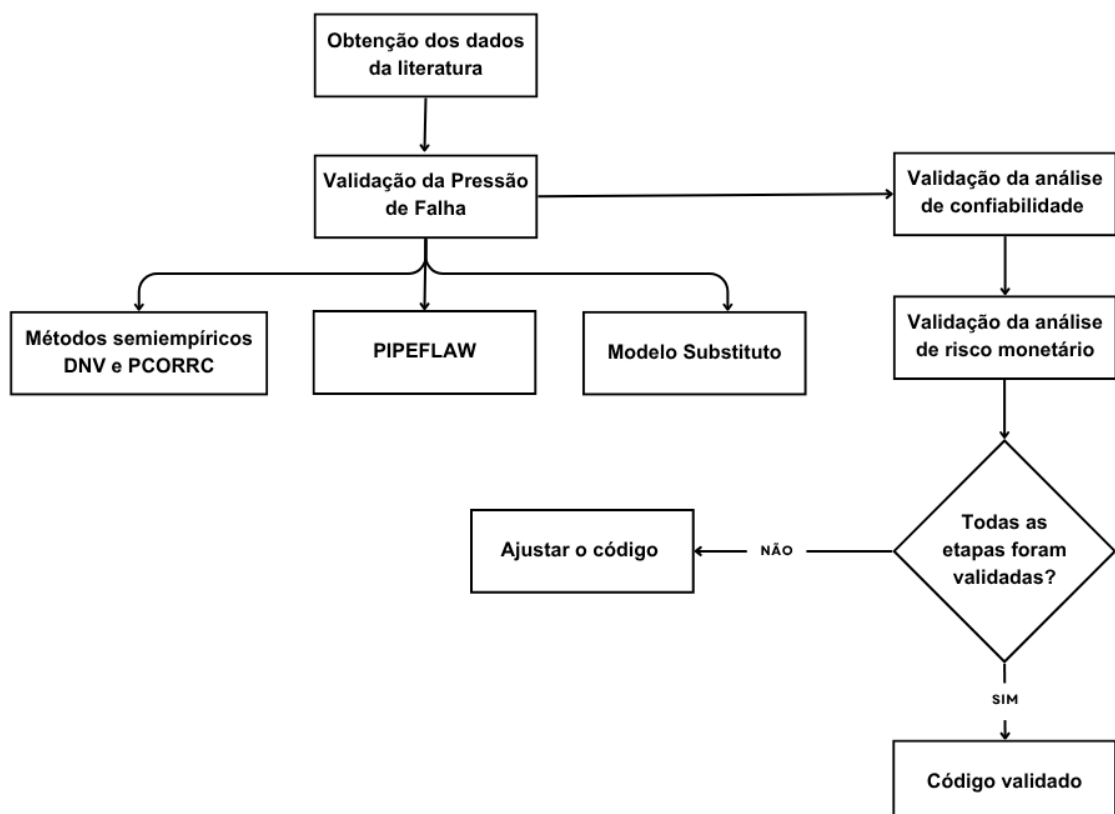
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados desta pesquisa. Inicialmente serão apresentados os resultados de validação. Em seguida, um exemplo numérico será utilizado para demonstrar a aplicação da ferramenta.

5.1 VALIDAÇÃO

Para avaliar o desempenho da ferramenta proposta, serão apresentados os resultados de validação da pressão de falha (métodos semiempíricos, MEF e modelo substituto), bem como a análise de confiabilidade e a avaliação do risco monetário, comparando-se os resultados obtidos com os resultados fornecidos pela literatura. O fluxograma das etapas de validação é apresentado na Figura 13.

Figura 13-Fluxograma do processo de validação



Fonte: A autora (2025)

5.1.1 Pressão de falha

A pressão de falha obtida a partir de resultados de testes experimentais sistematizados por Gao *et al.* (2019) é comparada com resultados provenientes de métodos semiempíricos. Já os resultados experimentais de Freire *et al.* (2006) foram comparados com os resultados de Rodrigues *et al.* (2017), Oliveira *et al.* (2023) e do PIPEFLAW. A validação do modelo substituto, baseado em krigagem, é realizada ao comparar a resistência do duto com os resultados de elementos finitos, usando o programa PIPEFLAW.

5.1.1.1 DNV RP-F101 e PCORRC

Para validar os resultados semiempíricos, a pressão de falha obtida através da DNV RP-F101 (2015) e PCORRC (Stephens; Leis, 2000) foram comparadas com quatro resultados apresentados por Gao *et al.* (2019).

Nesse estudo, foi validado um banco de dados com 61 ensaios de *burst*, publicados na literatura por Mok *et al.* (1991), Chen e Meng (1998), Kim *et al.* (2004) e Shuai, Shuai e Xu (2017) em escala real, referentes a dutos corroídos submetidos à pressão interna e com um único defeito na parede externa.

As amostras, denominadas Caso 1, Caso 7, Caso 10 e Caso LA, apresentaram defeitos orientados longitudinalmente, a profundidade do defeito e a largura são uniformes, resultando em um defeito com geometria retangular (Gao *et al.*, 2019). A Tabela 8 apresenta as dimensões dos dutos e dos defeitos, bem como as propriedades dos materiais.

Tabela 8-Dimensões dos dutos, dos defeitos e as propriedades do material

Parâmetros	Caso 1	Caso 7	Caso 10	Caso LA
	Shuai, Shuai e Xu (2017)	Cheng e Meng (1998)	Mok <i>et al.</i> (1991)	Kim <i>et al.</i> (2004)
Material (API 5L)	-	X60	X60	X65
Diâmetro do Duto (mm)	304,8	720	508	762
Espessura (mm)	6,35	8	6,6	17,5
Tensão de Escoamento (MPa)	351	425	540	495
Tensão Última do Material (MPa)	543	535	610,3	565
Profundidade da Corrosão (mm)	4,95	4,3	2,62	8,75
Comprimento da Corrosão (mm)	26	180	381	17,5

Fonte: Gao *et al.* (2019)

A Tabela 9 apresenta a pressão de falha experimental dos dutos com corrosão que foram obtidas através de ensaios experimentais, bem como os resultados dos métodos DNV RP-F101 (2015) e PCORRC (Stephens; Leis, 2000), conforme apresentados por Gao *et al.* (2019). Além disso, as pressões de falha calculadas por esses métodos foram validadas neste estudo.

Tabela 9-Resultados experimentais e semiempíricos de pressão de falha

Caso	d/t	Gao <i>et al.</i> (2019)			Presente estudo		Erro (%)	
		Experimental (MPa)	DNV (MPa)	PCORRC (MPa)	DNV (MPa)	PCORRC (MPa)	DNV	PCORRC
1	0,78	15,36	19,63	18,33	19,63	18,33	27,79%	19,33%
7	0,54	10,3	8,23	8,44	8,23	8,44	-20,09%	-18,06%
10	0,39	11,25	10,82	10,52	10,82	10,52	-3,82%	-6,48%
LA	0,50	27,5	25,84	24,3	25,84	24,3	-6,04%	-11,64%

Fonte: A autora (2025)

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 9, observa-se que as estimativas de pressão de falha obtidas pelos métodos DNV RP-F101 (2015) e PCORRC (Stephens; Leis, 2000) são muito próximas, conforme foi observado no estudo de Shuai, Shuai e Xu (2017).

Contudo, a DNV RP-F101 (2015) forneceu a melhor estimativa da pressão de falha para o Caso 10, com um erro de -3,82%, em relação ao experimento, visto que, esta gera resultados melhores para defeitos longos ($L \geq \sqrt{20Dt}$) (Gao *et al.*, 2019). Para defeito mais profundo, como os casos 1 e 7, o erro associado foi significativo, consequentemente, ela apresenta resultados melhores para defeitos superficiais, conforme identificado por Nova *et al.* (2024).

5.1.1.2 PIPEFLAW

Foram realizadas análises utilizando o MEF, através do PIPEFLAW, para que os resultados pudessem ser comparados com as pressões de falha experimentais presentes na literatura. Foram considerados três corpos de prova disponíveis em Freire *et al.* (2006), e os resultados foram comparados com Rodrigues *et al.* (2017) e Oliveira *et al.* (2023), os quais apresentavam defeitos de corrosão externa, com profundidade uniforme (6,67 mm) e largura uniforme (95,3 mm), cujo aço foi o 5L X60 do *American Petroleum Institute* (API). Os parâmetros geométricos dos dutos e do material são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10-Dimensões do duto e propriedade do material

Parâmetros	ET 2.1	ET 2.2	ET 5.1
Material (API 5L)	X60	X60	X60
Comprimento do Duto (m)	2	2	2
Diâmetro do Duto (mm)	324	324	324
Módulo de Young (GPa)	200	200	200
Coefficiente de Poisson	0,3	0,3	0,3
Espessura (mm)	9,71	9,71	9,8
Tensão de Escoamento (MPa)	452	452	452
Tensão Última do Material (MPa)	542	542	542
Profundidade da Corrosão (mm)	6,67	6,67	6,67
Comprimento da Corrosão (mm)	395	350	256

Fonte: Adaptado de Freire et al. (2006)

De acordo com Cabral (2023), a pressão experimental é obtida em um ensaio de laboratório (duto fechado com pressão interna), onde a pressão interna gera uma carga axial na extremidade do duto (Rodrigues *et al.*, 2017). Para incorporar esse efeito foi selecionada a condição de contorno, duto com tampa, no PIPEFLAW gerando uma pressão longitudinal na extremidade do duto. No modelo 2D, a malha é gerada através de elementos planos (PLANE82), bidimensionais lineares, e, no modelo 3D, são utilizados elementos sólidos (SOLID45), tridimensionais lineares. Um modelo típico de duto corroído utilizando elementos 3D pode apresentar diferentes distribuições e níveis de refinamento, dependendo da geometria do defeito (Netto; Ferraz; Estefen, 2005). Para o caso ET 5.1, a malha gerada pelo PIPEFLAW resultou em 11.240 elementos.

A Tabela 11 apresenta a pressão de falha experimental calculada por Freire *et al.* (2006), as pressões de falha previstas por Rodrigues *et al.* (2017) (2D e 3D) e por Oliveira *et al.* (2023) (2D), e a pressão de falha obtida pelo PIPEFLAW usando elementos axissimétricos (2D) e sólidos (3D). No estudo de Oliveira *et al.* (2023), foi usado o código do MEF HYPLAS (Souza Netto; Péric; Owen, 2008) para análise não linear de sólidos hiperelásticos e elasto-plásticos, permitindo resolver um sistema não linear de equilíbrio pelo MEF usando o método de Newton-Raphson exato. Além disso, também é apresentado o erro relativo percentual das pressões de falha obtidas pelo PIPEFLAW. Para o caso ET 5.1 (3D), o erro foi nulo, pois o resultado experimental coincidiu exatamente com o obtido pela simulação do PIPEFLAW.

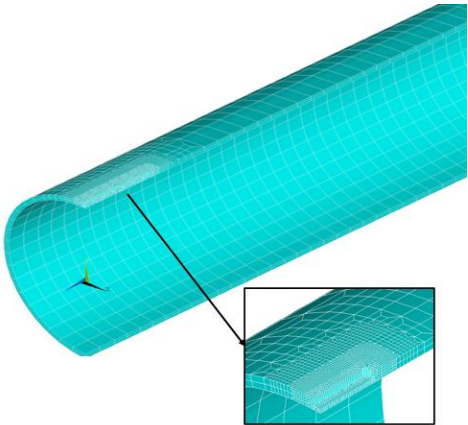
Tabela 11-Resultados numéricos e experimentais da pressão de falha

Caso (ET)	Freire <i>et al.</i> (2006)	Rodrigues <i>et al.</i> (2017)		Oliveira <i>et al.</i> (2023)	PIPEFLAW		Erro (%)	
	Experimental	2D	3D	HYPLAS 2D	2D	3D	2D	3D
2.1	12,84	11,75	11,92	12,20	12,29	12,68	-4,28%	-1,25%
2.2	13,58	11,9	11,99	12,34	12,62	12,96	-7,07%	-4,56%
5.1	14,4	12,57	13,01	14,75	14,29	14,40	-0,76%	0

Fonte: A autora (2025)

A Figura 14 ilustra a discretização de um quarto do duto com defeito retangular no caso ET 5.1. O refinamento da malha pode ser observado na região do defeito, o que se justifica pela maior concentração de tensões nessa área. Assim, o PIPEFLAW permite analisar a distribuição de tensões com mais precisão do que os métodos semiempíricos, apresentando estimativas de pressão de falha muito próximas dos resultados experimentais (Cabral *et al.*, 2017).

Figura 14-Representação de um quarto do duto com defeito único localizado na superfície externa



Fonte: A autora (2025)

Como pode ser observado na Tabela 11, o PIPEFLAW é uma ferramenta robusta para a avaliação de dutos corroídos, visto que, tanto o modelo 2D quanto o 3D apresentam resultados satisfatórios quando comparados aos resultados experimentais, com a média do erro absoluto relativo para o modelo 2D de 4,04% e para o modelo 3D de 1,94%.

O modelo 3D apresentou melhor desempenho comparado ao resultado experimental. Isso se justifica porque o PIPEFLAW usa elementos hexaédricos e os sólidos que representam o duto e os defeitos devem ser tri-paramétricos: ter de 4 a 6 faces e não podem ter furos ou vazios internos. A partir do aumento da quantidade de

elementos na região do defeito de corrosão, a ferramenta consegue obter resultados mais precisos (Cabral *et al.*, 2017).

Contudo, apesar da diferença nos resultados do modelo 2D e 3D ser pequena, o modelo 3D foi utilizado para construir a superfície de resposta aplicada no modelo substituto da seção 4.2.4.1, visto que, conforme a norma britânica BS 7910 (2019), é recomendado o uso de modelos 3D.

Neste estudo, não foi realizada análise de convergência de malha, uma vez que, o PIPEFLAW realiza a transição de malha de maneira automática, conforme apresentado por Cabral *et al.* (2017), onde são usadas três transições superficiais sucessivas: (i) elementos na parte remanescente do duto oito vezes maiores do que os elementos da região do defeito; (ii) a malha usa uma transição padrão de quatro elementos no trecho remanescente para dois elementos na zona de transição; e (iii) entre elas está a faixa de malha uniforme para evitar a formação de elementos excessivamente alongados. Tal configuração resultou em modelos que foram extensivamente confrontados com resultados experimentais e numéricos disponíveis na literatura (Cabral *et al.*, 2017).

5.1.1.3 Modelo Substituto

Para avaliar o desempenho do modelo substituto desenvolvido, foi realizada a comparação entre a pressão de falha obtida pelo modelo substituto e a solução de elementos finitos obtida através do PIPEFLAW (3D).

Para isso, é necessário que dimensões de profundidade e espessura do defeito de corrosão respeitem a faixa de valores das amostras utilizadas na construção da superfície de resposta desenvolvida (Torres, 2009). O intervalo de valores para profundidade (7 a 18,2 mm) e espessura (14 a 24 mm) foi apresentado na seção 4.2.4.1. As demais informações do duto foram as mesmas usadas para construção da superfície do modelo substituto. A pressão de falha obtida pelo PIPEFLAW e pelo modelo substituto, baseado em Krigagem, é apresentada na Tabela 12, bem como o erro relativo percentual.

Tabela 12-Resultados da pressão de falha obtidos por valores numéricos e pelo modelo substituto

Profundidade (d)	Espessura (t)	PIPEFLAW 3D	Modelo Substituto	Erro (%)
8	16	17,15	17,28	0,76%
8	18	20,17	20,268	0,48%
8,78	18,3	20,06	20,06	0
10	20	21,81	21,87	0,27%
14,37	23,56	24,30	24,29	-0,041%

Fonte: A autora (2025)

Assim, observa-se que a média do erro relativo, em termos percentuais, dos resultados obtidos pelo modelo substituto desenvolvido neste estudo foi inferior a 1%, quando comparados ao resultado fornecido pelo PIPEFLAW. Dessa forma, pode-se concluir que o modelo desenvolvido apresenta um bom desempenho para avaliar a integridade estrutural de um duto corroído, visto que, ele consegue fornecer estimativas muito precisas da pressão de falha, mas sem o alto custo computacional do MEF.

5.1.2 Análise de Confiabilidade

Para validar a análise de confiabilidade realizada neste estudo, foi utilizado um exemplo de um duto corroído *offshore* apresentado na literatura por Abyani e Bahaari (2021). Este estudo considerou oito variáveis aleatórias: diâmetro do duto, espessura da parede do duto, comprimento do defeito, profundidade do defeito, tensão de escoamento, tensão última do material, pressão externa e módulo de *Young*. A Tabela 13 apresenta as propriedades estatísticas das oito variáveis aleatórias consideradas e os valores determinísticos dos parâmetros.

Tabela 13-Propriedades estatísticas das variáveis aleatórias e valores dos parâmetros determinísticos

Parâmetros	Média	COV	Distribuição
Pressão Externa (MPa)	0,6	0,03	Normal
Pressão Interna (MPa)	26	-	-
Diâmetro do Duto (mm)	812,8	0,03	Normal
Módulo de Young (GPa)	210	0,05	Normal
Coefficiente de Poisson	0,3	-	-
Espessura (mm)	20	0,05	Normal
Tensão de Escoamento (MPa)	464,5	0,056	Lognormal
Tensão Última do Material (MPa)	563,8	0,03	Normal
Profundidade do Defeito (mm)	10	0,1	Normal
Comprimento do Defeito (mm)	200	0,05	Normal

Fonte: Abyani e Bahaari (2021)

Abyani e Bahaari (2021) consideraram uma pressão interna determinística de 26 MPa e obtiveram uma probabilidade de falha de 84%. Neste estudo, a pressão de falha foi obtida através da DNV RP-F101 (2015), e aplicando-se as mesmas condições a probabilidade de falha obtida foi de 83,99%, demonstrando alta precisão na estimativa da probabilidade de falha.

5.1.3 Análise de Risco

Para validar os cálculos de risco utilizados neste estudo, foram utilizados dados do estudo de Aljaroudi (2015), que apresentou um duto *offshore* de 500 km de extensão, instalado em águas rasas, a 10 m de profundidade, com um defeito de corrosão isolado. A Tabela 14 apresenta informações sobre o defeito de corrosão e informações operacionais, onde os custos são expressos em dólares.

Tabela 14-Parâmetros de defeitos e características operacionais do duto

Parâmetros	Valor
Pressão Interna (MPa)	7,7
Profundidade do Defeito (mm)	3
Comprimento do Defeito (mm)	800
Taxa de corrosão radial (mm/ano)	0,2
Taxa de corrosão longitudinal (mm/ano)	20
Densidade do óleo (kg/m ³)	850
Densidade da água do mar(kg/m ³)	1.050
Custo da inspeção não planejada (\$)	15.000
Custo da manutenção não planejada (\$)	100.000

Fonte: Aljaroudi (2015)

Foi realizada a análise do risco monetário ao longo dos anos, para comparar os resultados obtidos na etapa de validação deste estudo com os resultados apresentados por Aljaroudi (2015), cujo modo de falha utilizado é o tipo *burst*. Assim, a Tabela 15 apresenta o risco monetário e o erro relativo percentual.

Tabela 15- Resultados do risco monetário

Ano	Aljaroudi (2015)	Presente Trabalho	Erro (%)
2	\$50,85	\$50,85	0
4	\$913,70	\$912,61	-0,12%
6	\$12.801,19	\$12.816,52	0,12%
8	\$133.544,02	\$134.652,21	0,83%

Fonte: A autora (2025)

Como pode ser observado na Tabela 15, ao comparar os resultados do risco monetário, identifica-se uma boa convergência dos resultados, pois a média do erro absoluto relativo foi de 0,27%. Os resultados obtidos demonstraram alta concordância com os dados de Aljaroudi (2015).

5.2 APLICAÇÃO DO FRAMEWORK

Para demonstrar a aplicação do *Framework* proposto, utilizaram-se dados provenientes do estudo de Abyani e Bahaari (2021), que foram adaptados para o contexto desta pesquisa, visto que, o estudo não disponibilizava de todas as informações necessárias para avaliar o risco monetário em operar dutos corroídos *offshore* e determinar a condição operacional do duto.

Assim, considerou-se que a última inspeção do duto foi realizada no tempo de 10 anos (Ahammed, 1998; Torres, 2009), as taxas de corrosão radial e longitudinal foram obtidas de Ahammed (1998), os custos de inspeção e manutenção não planejadas, bem como os períodos de perda de produção decorrentes do desligamento para reparo e do derramamento foram obtidos de Aljaroudi (2015).

5.2.1 Caracterização do Duto

Um duto *offshore* de aço API 5L X65, transportando petróleo em água salgada, opera em águas rasas, com profundidade de 60 m, está sujeito simultaneamente a pressões interna e externa. Neste estudo, a pressão interna é tratada como variável aleatória, com distribuição normal, enquanto a pressão externa é considerada determinística. A pressão externa é calculada pela equação $PE = p_w gh$, onde utiliza-se como parâmetros a densidade da água do mar ($p_w = 1020 \text{ kg/m}^3$), a aceleração da gravidade ($g = 9.81 \text{ m/s}^2$) e a profundidade da água ($h = 60 \text{ m}$) (Abyani; Bahaari, 2021). Assim, neste estudo, a pressão externa de 0,6 MPa é fixa. A Tabela 16 apresenta as dimensões do duto, as propriedades do material e parâmetro operacional.

Tabela 16-Dimensões do duto, propriedades do material e parâmetro operacional

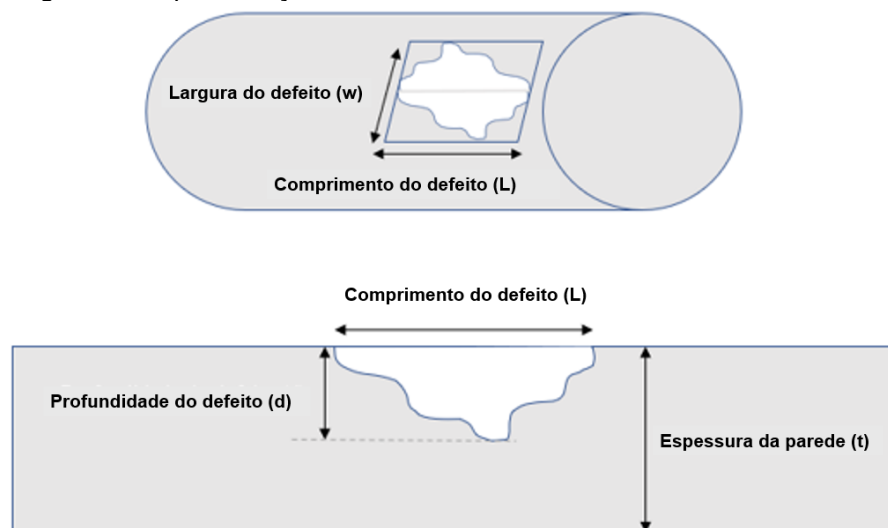
Parâmetros	Média	COV	Distribuição
Espessura do Duto (mm)	20	0,050	Normal
Diâmetro do Duto (mm)	812,8	-	-
Módulo de Young (MPa)	210000	-	-
Coefficiente de Poisson	0,3	-	-
Tensão de Escoamento (MPa)	464,5	-	-
Tensão Última (MPa)	563,8	-	-
Pressão Interna (MPa)	12	0,1	Normal

Fonte: Adaptado de Abyani e Bahaari (2021)

5.2.2 Análise e Determinação das Dimensões do Defeito de Corrosão

Neste estudo, foi considerado que o duto apresentou um defeito único, decorrente de corrosão externa, apresentado na Figura 15. As dimensões do defeito de corrosão e as taxas de crescimento de defeitos de corrosão, são apresentadas na Tabela 17. A profundidade do defeito segue distribuição normal.

Figura 15-Representação das dimensões do duto com defeito de corrosão



Fonte: A autora (2025)

Tabela 17-Dimensões e taxas de crescimento do defeito

Parâmetros	Média	COV	Distribuição
Largura do Defeito (mm)	30	-	-
Profundidade do Defeito (mm)	10	0,1	Normal
Comprimento do Defeito (mm)	200	-	-
Taxa de Corrosão Radial (mm/ano)	0,1	-	-
Taxa de Corrosão Longitudinal (mm/ano)	0,1	-	-

Fonte: Adaptado de Abyani e Bahaari (2021)

Para o duto estudado, conforme apresentado na Seção 4.2.1.1, o crescimento do defeito de corrosão ocorre de forma linear, conforme descrito na Eq. (2.22). Assim, a resistência do duto foi obtida a partir da solução semiempírica, DNV-RP-F101 (2015) e PCORRC (Stephens; Leis, 2000), e do modelo substituto.

5.2.3 Análise do Modo de Falha do Duto

Conforme foi estabelecido na seção 4.2.3, o modo de falha *burst* foi usada neste estudo. Contudo, destaca-se que como o duto *offshore* está sujeito às pressões interna (PI) e externa (PE), os vetores de pressão interna e externa têm direções opostas; portanto, a sollicitação (S) na função de falha será igual a $|PI - PE|$ (Teixeira *et al.*, 2019; Abyani *et al.*, 2022). Isso ocorre porque o duto *offshore* apresenta comportamento linear até que a tensão máxima de von Mises atinja o limite da tensão de escoamento, permitindo que o duto suporte níveis mais elevados de pressão interna antes de falhar (Abyani *et al.*, 2022).

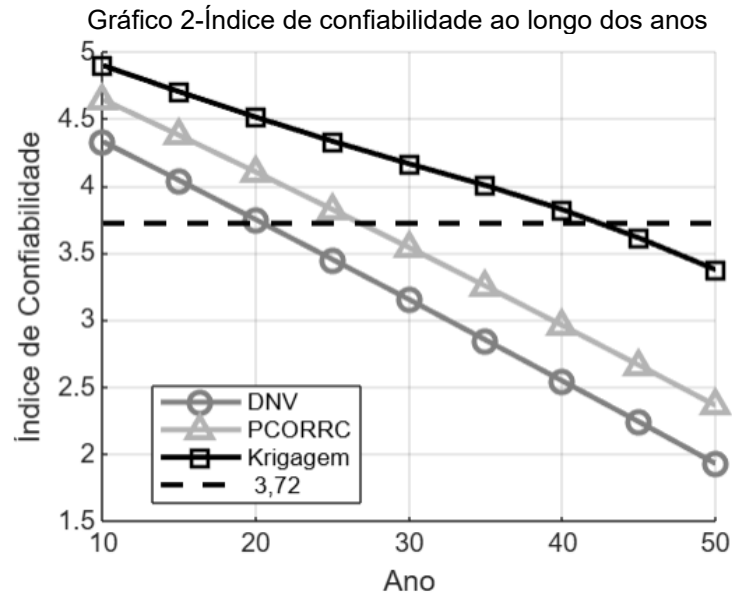
5.2.4 Cálculo do Risco e Avaliação Operacional do Duto

Ao realizar a análise de confiabilidade, observa-se o comportamento do índice de confiabilidade (β) ao longo do tempo. No Gráfico 2 estão expressos os valores de β , obtidos a partir da DNV RP-F101 (2015), PCORRC (Stephens; Leis, 2000) e do modelo substituto (Krigagem), onde ambos consideraram três variáveis aleatórias e o tempo T de 10 a 50 anos, cuja última inspeção foi realizada no $T_0 = 10$ anos.

Ao avaliar o Gráfico 2, observa-se uma diminuição no índice de confiabilidade para todos os três métodos ao longo do tempo. No entanto, o grau de diminuição não é o mesmo. Consequentemente, o valor alvo do índice de confiabilidade $\beta = 3,72$, que corresponde a uma probabilidade de falha de $Pof = 10^{-4}$, é atingido em momentos diferentes, dependendo do modelo utilizado. O primeiro a alcançar esse valor é a DNV RP-F101 (2015). Em seguida, o valor alvo de β é previsto pelo PCORRC (Stephens; Leis, 2000) e, por último, pelo modelo substituto baseado em Krigagem.

A razão de diminuição do índice de confiabilidade para 50 anos de operação resultou em uma redução de β entre 5,77%–9,22% para PCORRC, 6,69%–13,88% para DNV e de 4,02%–6,55% para o modelo substituto, ou seja, o modelo substituto baseado em Krigagem resultou na menor diminuição do índice de confiabilidade do

duto durante o tempo de operação, seguido do PCORRC e DNV. Esse comportamento justifica-se pelas simplificações que são feitas nas equações dos métodos semiempíricos para obter a pressão de falha, conforme destacado por Motta *et al.* (2017).



Fonte: A autora (2025)

Diante disso, pode-se identificar que o tempo de vida útil remanescente do duto em serviço segundo a DNV é de 10 anos ($T_0 = 10$ anos e $T = 20$ anos), enquanto para PCORRC é de 16 anos ($T_0 = 10$ anos e $T = 26$ anos) e Krigagem é de 32 anos ($T_0 = 10$ anos e $T = 42$ anos).

Assim, observa-se que os resultados da análise de confiabilidade obtidos através do modelo substituto (Krigagem), são menos conservadores do que os modelos semiempíricos, porque representam com mais precisão a condição real do duto, resultando em um maior índice de confiabilidade e consequentemente em uma maior estimativa de vida útil.

Contudo, apesar da recomendação da DNV-OS-F101 (2013), a decisão de continuar operando depende do conhecimento do operador de dutos e mesmo que a falha não ocorra, após este período, manter o duto em operação não é mais seguro. Associado a isso, a competição no setor de P&G ocorre através da capacidade de produzir ao menor custo, por meio de eficiência operacional (Calixto, 2016).

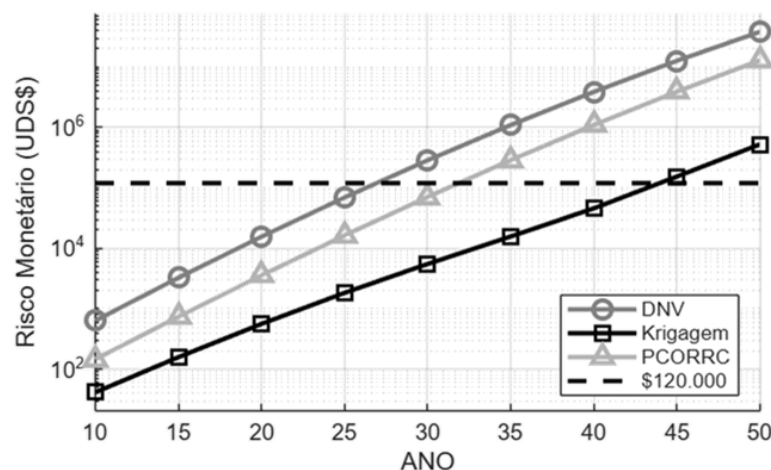
Assim, para que a organização possa tomar decisões estruturadas, o risco de operar dutos corroídos precisa ser calculado para evitar alocações ineficientes de recursos e garantir o escoamento da produção (Nova *et al.*, 2024).

Segundo Shekari, Khan e Ahmed (2019), o valor do risco monetário máximo é definido pelos tomadores de decisão de ativos com base em sua aceitação ao risco. Neste estudo, considerou-se o valor máximo de risco aceitável igual a 120 mil dólares. Esse valor é superior aos \$112.114 dólares utilizados por Huang, Qin e Yang (2023) para dutos terrestres, devido à maior complexidade operacional dos dutos *offshore*. Associado a isso, é necessário monitorar a integridade do duto para evitar que o risco exceda o valor máximo aceito pela organização (Huang; Qin; Yang, 2023).

Para tanto, no Gráfico 3 estão representados os riscos monetários ao longo do tempo, para os métodos DNV RP-F101 (2015), PCORRC (Stephens; Leis, 2000) e do modelo substituto (Krigagem). As diferenças nos valores de β obtidos por cada método resultaram em impactos significativos sobre os valores estimados de risco monetário, influenciando diretamente a previsão da vida útil remanescente.

Portanto, pode-se identificar no Gráfico 3 que, utilizando a DNV, a vida útil remanescente do duto é de 16 anos ($T_0 = 10$ e $T = 26$ anos), segundo o PCORRC é de 21 anos ($T_0 = 10$ e $T = 31$ anos) e, utilizando o modelo substituto baseado em Krigagem é de 33 anos ($T_0 = 10$ e $T = 43$ anos).

Gráfico 3-Risco Monetário ao longo dos anos



Fonte: A autora (2025)

Embora os métodos semiempíricos sejam amplamente utilizados, o nível de conservadorismo associado a eles pode resultar em uma alocação desnecessária de recursos (Shuai; Shuai; Xu, 2017), resultando em uma vida útil remanescente menor, visto que, a DNV subestima em 17 anos e PCORRC em 12 anos, quando comparados ao resultado fornecido pelo modelo substituto baseado em krigagem.

Associado a isso, o método de krigagem utiliza uma abordagem estocástica para a construção da superfície, que permite quantificar a autocorrelação espacial entre pontos amostrais e considera a configuração espacial dos pontos amostrais ao redor do local (Buchanan; Triantafilis, 2009). Isso resultou em uma abordagem mais realista para o duto em operação, com resultados mais próximos aos de MEF, consequentemente, proporcionando uma vida útil remanescente mais longa, de 33 anos.

A partir do valor do risco monetário obtido através do *framework*, pode-se realizar a análise qualitativa de risco. A DNV recomendou a interrupção da operação do duto no 26º ano, enquanto a PCORRC indicou a interrupção no 31º ano. Para ambos os métodos semiempíricos, o risco já se encontra na zona vermelha de risco. Entretanto, ao avaliar o risco para esses anos (26º e 31º) utilizando o modelo substituto (krigagem), observou-se que o duto ainda estava em condições de continuar operando, interrompendo o fornecimento apenas no 43º ano, visto que, atingiu a zona vermelha, conforme observa-se na Figura 16.

Figura 16-Análise qualitativa do risco monetário

PoF	A	B	C	D	E
5					
4					
3					DNV (26º) PCORRC (31º)
2					Krigagem (43º)
1					
CoF	A	B	C	D	E

Fonte: Adaptado de DNV-RP-G101 (2010)

A Tabela 18 apresenta a análise comparativa do risco monetário calculado através dos métodos semiempíricos (DNV e PCORRC) e do modelo substituto (krigagem) ao longo do tempo, considerando a razão entre a profundidade do defeito e a espessura da parede do duto (d/t). Além disso, também está presente na Tabela 18 a análise econômica associada ao modelo substituto (krigagem), apresentando a economia percentual obtida em comparação com os métodos DNV e PCORRC.

Tabela 18-Resultados da análise de risco usando os métodos semiempírico e o modelo substituto (krigagem)

ANO	d/t	RISCO (USD\$)			Economia (%) Modelo Substituto vs.	
		DNV	PCORRC	Modelo Substituto	DNV	PCORRC
20	0,55	\$ 15.568,71	\$ 3.565,13	\$ 560,79	96,40%	84,27%
25	0,575	\$ 69.312,18	\$ 16.343,74	\$ 1.831,48	97,36%	88,79%
30	0,60	\$ 286.383,81	\$ 70.745,88	\$ 5.513,07	98,07%	92,21%
35	0,625	\$ 1.096.354,22	\$ 288.034,46	\$ 15.659,22	98,57%	94,56%
40	0,65	\$ 3.879.942,48	\$ 1.098.105,04	\$ 45.796,19	98,82%	95,83%
45	0,675	\$ 12.675.887,41	\$ 3.906.465,79	\$ 153.797,00	98,79%	96,06%

Fonte: A autora (2025)

A partir da análise da Tabela 18, observa-se a influência da relação profundidade-espessura (d/t) no risco monetário, visto que, à medida que o defeito de corrosão se torna mais profundo, o conservadorismo dos métodos semiempíricos gera um valor de risco maior. E, ao comparar os valores de risco monetário do modelo substituto, baseado em krigagem, com os dos métodos semiempíricos (DNV e PCORRC), observa-se que o modelo substituto gerou uma economia financeira que variou de 96,4% a 98,79% em relação ao DNV, e de 84,27% a 96,06% em relação ao PCORRC.

Ao avaliar o crescimento do defeito de corrosão ao longo dos anos, na Tabela 18, verifica-se que o defeito de corrosão não atinge a profundidade crítica de 80% da espessura da parede do duto, seção 4.2.1, mas como é importante garantir que o risco permaneça dentro dos limites aceitáveis (\$120 mil dólares), recomenda-se que a empresa realize o reparo, pois, caso a falha ocorra, poderá gerar prejuízos financeiros significativos à organização.

Por fim, é de extrema importância a escolha do método utilizado para análise, considerando aspectos de segurança e a alocação eficiente de recursos, evitando danos ao meio ambiente e garantindo o escoamento da produção, tendo em vista que subestimar a integridade do duto em operação provavelmente causaria abandono prematuro ou reparo precoce do duto, aumentando os custos operacionais (Jiang; Dong; Zhao, 2023).

5.3 IMPLICAÇÕES GERENCIAIS

A ocorrência de falhas em dutos corroídos pode comprometer não apenas o escoamento da produção, mas também a imagem da organização, impactando diretamente no preço de suas ações na bolsa de valores, visto que, são empresas de capital aberto.

Associado a isso, a pressão exercida por investidores, consumidores e órgãos reguladores por práticas de ESG impulsiona as empresas a gerenciar adequadamente suas operações. Logo, a análise do risco monetário na operação de dutos corroídos *offshore* constitui uma resposta estratégica para as organizações, associando integridade estrutural à eficiência operacional.

Nesse contexto, o uso de modelos substitutos representa uma alternativa viável aos métodos semiempíricos e ao MEF, fornecendo análises rápidas, com baixo custo computacional, além de estimativas mais realistas sobre a vida útil remanescente do duto, reduzindo gastos com manutenção e reparos prematuros.

Assim, a partir da análise de risco monetário, as organizações podem planejar melhor as atividades de manutenção, sem comprometer a segurança ou a vantagem competitiva da empresa.

Contudo, mesmo com a estimativa da vida útil remanescente do duto obtida a partir da análise de risco, é necessário continuar monitorando o crescimento do defeito de corrosão, a fim de identificar mudanças no crescimento do defeito de corrosão.

Por fim, destaca-se que tomar decisões sobre a operação de dutos corroídos de maneira subjetiva pode comprometer o desempenho das organizações em termos de custos, segurança e eficiência. Assim, o *framework* proposto permite direcionar a tomada de decisão baseada em dados, fornecendo uma ferramenta robusta para apoiar o processo decisório no setor de P&G sobre dutos corroídos *offshore*. Além disso, destaca-se o potencial comercial da interface VNrisk, que pode ser ajustada para incorporar dados reais do banco de dados de organizações.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo tem como objetivo sintetizar os principais resultados obtidos ao longo deste estudo, destacando as contribuições do *framework*, o desempenho do modelo substituto e da interface, para a análise de risco em dutos corroídos *offshore*. Além disso, serão discutidas as limitações e perspectivas de estudos futuros.

6.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE O DESENVOLVIMENTO E USO DO FRAMEWORK

O setor de P&G é um mercado de *commodities*, onde a vantagem competitiva da empresa é obtida pela sua capacidade de produzir ao menor custo e com eficiência, mas a corrosão em dutos é um problema crítico para essa indústria, representando um desafio econômico e estrutural.

Nesse contexto, embora a análise de confiabilidade seja essencial, é igualmente necessário considerar o ambiente altamente competitivo no qual essas empresas operam. Diante disso, destaca-se que a análise de risco é uma decisão estratégica, visto que, a partir dela é possível reduzir custos operacionais, garantir a segurança e o escoamento da produção.

Dentre as formas de avaliar a integridade estrutural dos dutos corroídos, estão os métodos semiempíricos que apresentam resultados conservadores, retirando o duto de operação de maneira prematura e gerando uma perda de competitividade, visto que, a DNV RP-F101 (2015) e o PCORRC (Stephens; Leis, 2000), indicaram uma vida útil remanescente menor, 16 e 21 anos respectivamente.

Assim, o uso de métodos mais sofisticados como elementos finitos são uma abordagem robusta, fornecendo resultados muito próximos aos experimentais. Contudo, o uso do MEF no dia a dia das indústrias, se torna inviável, devido a elevada demanda de tempo e a necessidade de formação técnica especializada.

Diante disso, o presente estudo construiu um modelo substituto, e na etapa de validação, verificou-se que a diferença entre os valores previstos pelo modelo substituto foi inferior a 1%, quando comparado aos fornecidos pelo PIPEFLAW.

Assim, identifica-se que o modelo desenvolvido neste estudo é uma aproximação robusta e confiável, permitindo obter resultados de pressão de falha com elevada acurácia, ao mesmo tempo em que reduz o custo computacional associado

ao MEF. Como consequência, ao avaliar o risco monetário do duto corroído, obteve-se uma estimativa mais realista sobre a condição do duto, resultando em uma vida útil remanescente maior.

Associado a isso, o *framework* desenvolvido se mostrou uma ferramenta importante para análise de dutos corroídos *offshore*, fornecendo uma estrutura unificada e proporcionando uma abordagem mais eficiente e alinhada à gestão estratégica desse ativo nas organizações. E a partir dele, foi construído o VNrisk, que se mostrou essencial para profissionais que buscam uma ferramenta prática para análise de risco monetário de dutos corroídos *offshore*. Além disso, a ferramenta possui uma interface amigável e intuitiva, não exigindo conhecimento de programação para operá-la e possibilitando realizar análises de forma prática no ambiente organizacional.

Por fim, através da análise de risco é possível orientar a alocação de recursos, contribuir para a continuidade da operação, alinhando a eficiência operacional com as práticas de ESG das organizações.

6.2 LIMITAÇÕES E TRABALHOS FUTUROS

A ferramenta foi testada apenas para um duto com defeito único e o VNrisk utilizou o modelo substituto calibrado para o aço X65, com comprimento e diâmetro específicos. Tais simplificações metodológicas não comprometem a aplicabilidade do *framework*, mas cria oportunidades de trabalhos futuros como:

- ✓ Analisar o risco para outras configurações de defeitos de corrosão;
- ✓ Realizar a análise de sensibilidade do modelo substituto;
- ✓ Incorporar ao VNrisk técnicas avançadas de inteligência artificial, para tornar a interface mais robusta e adaptável para outros tipos de aço;
- ✓ Incorporar o erro associado ao modelo substituto como variável aleatória;
- ✓ Analisar o efeito do revestimento na probabilidade de falha;
- ✓ Analisar o risco considerando o efeito de cargas combinadas (pressão interna, externa e temperatura) para dutos *offshore*;
- ✓ Incorporar o erro na identificação do defeito de corrosão por meio de inspeção por *pigs* na obtenção da probabilidade de falha;
- ✓ Analisar o risco monetário para dutos *offshore* que já foram reparados;
- ✓ Analisar o impacto da água doce na probabilidade de falha;

- ✓ Analisar o risco, associando a RBI ao uso do modelo de crescimento de novos defeitos, representado pelo Processo de Poisson Não Homogêneo (*Non-Homogeneous Poisson Process*), apresentado por Sousa, Afonso e Willmersdorf (2019), adaptando-o para dutos *offshore*; e
- ✓ Avaliar o efeito das pressões interna e externa para águas profundas e ultra-profundas.

REFERÊNCIAS

- AALIREZAEI, A.; KABIR, G.; KHAN, Md S.A. Dynamic predictive analysis of the consequences of gas pipeline failures using a Bayesian network. **International Journal of Critical Infrastructure Protection**, v. 43, 100638, 2023.
- ABIMBOLA, M.; KHAN, F.; KHAKZAD, N. Dynamic safety risk analysis of offshore drilling. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 30, p. 74-85, 2014.
- ABUBAKIROV, R.; YANG, M.; KHAKZAD N. A Risk-based Approach to Determination of Optimal Inspection Intervals for Buried Oil Pipelines. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 134, p.95-107, 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, 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, 2022.
- ACHEBE, C.H.; NNEKE, U.C.; ANISIJ, O.E. Analysis of oil pipeline failures in the oil and gas industries in the Niger delta area of Nigeria. In: **Proceedings of International MultiConference of Engineerings and Computer Scientists**, Hong Kong. p.14–16, 2012.
- ADUMENE, S.; ADEDIGBA, S.; KHAN, F.; ZENDEHBOUDI, S. An integrated dynamic failure assessment model for offshore components under microbiologically influenced corrosion. **Ocean Engineering**, v. 218, p. 1-25, 2021a.
- ADUMENE, S.; KHAN, F.; ADEDIGBA, S.;ZENDEHBOUDI, S.; SHIRI, H. Offshore pipeline integrity assessment considering material and parametric uncertainty. **Journal of Pipeline Science and Engineering**, v. 1, p. 265-276, 2021b.
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUTÍVEIS. **Relatório anual de segurança operacional das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural**. 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/arq/raso/2019-relatorio-anual-seguranca-operacional.pdf>. Acesso em: 15 de nov. 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUTÍVEIS. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2020**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. - Rio de Janeiro: ANP, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/anuario-estatistico-2020-dados-abertos#:~:text=O%20Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20Brasileiro%20do,nacionais%20no%20per%C3%ADodo%202010%2D2019>. Acesso em: 29 de maio 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUTÍVEIS.
Relatório Anual de Segurança Operacional 2023: resultados das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Brasília: ANP, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/arq/raso/2023-relatorio-anual-seguranca-operacional.pdf>. Acesso em: 6 jul. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUTÍVEIS.
Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024. Brasília: ANP, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2024>. Acesso em: 6 jul. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUTÍVEIS.
Oleodutos de Transporte e Transferência. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/armazenamento-e-movimentacao-de-produtos-liquidos/oleodutos-de-transporte-e-transferencia>. Acesso em: 24 de jul. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUTÍVEIS.
Resolução ANP nº 41/2015, Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Segurança Operacional em Sistemas Submarinos. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/arq/regulamento_tecnico-sgss.pdf. Acesso em: 27 de nov. 2021.

AHAMMED, M. Probabilistic estimation of remaining life of a pipeline in the presence of active defects. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, v. 75, p. 321-329, 1998.

AKINSANYA, A. O.; QIN, J.; GUAN, Y.; SØRENSEN, J. D.; FABER, M. H. Risk informed integrity management of sub-surface well production tubings subject to combined scale and corrosion degradations. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, v. 192, p.1-25, 2021.

AL-DOURI, A.; HALIM, S. Z.; QUDDUS, N.; KAZANTZI, V.; EL-HALWAGI, M.M. A stochastic approach to evaluating the economic impact of disruptions in feedstock pipelines on downstream production. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 162, p. 187-199, 2022.

ALJAROUDI, A. A. **Probabilistic methods for assessing the performance of offshore pipelines condition monitoring systems.** 2015. 240 f. Tese (Doutorado em Engenharia)- Faculty of Engineering and Applied Science, Memorial University of Newfoundland, Canada, 2015.

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, 2015.

ALVES, D. T. S.; LIMA, G. B. A. Establishing an onshore pipeline incident database to support operational risk management in Brazil - part 1: Defining architecture. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 154, p. 480–504, 2021.

AMAYA-GÓMEZ, R.; BASTIDAS-ARTEAGA, E.; SCHOEFS, F.; MUÑOZ, F.; SÁNCHEZ-SILVA, M. A condition-based dynamic segmentation of large systems using a Changepoints algorithm: A corroding pipeline case. **Structural Safety**, v. 84, p. 101912, 2020.

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.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). **Recommended Practice 581: Risk-Based Inspection Technology**. 3rd ed. Washington, D.C.: API Publishing Services, 2016.

ANSYS INC. *ANSYS: Release 15.0 documentation*. Canonsburg, Pennsylvania: ANSYS Inc., 2015.

ASKARIA, M.; ALIOFKHAZRAEIA, M.; AFROUKHTEH, S. A comprehensive review on internal corrosion and cracking of oil and gas pipelines. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v.71, p. 1-25, 2019.

ASME. **Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. a supplement to ASME B31G code for pressure piping**. New York: American Petroleum Institute, 2009.

AVEN, T.; VINNEM, J. E. On the use of risk acceptance criteria in the offshore oil and gas industry. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 90, p. 15–24, 2005.

BAI, Q.; BAI, Y. **Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation**. New York: Gulf Professional Publishing, 2014.

BAI, Y.; BAI, Q. **Subsea Pipeline Integrity and Risk Management**. New York: Gulf Professional Publishing, 2014.

BALALI, A.; VALIPOUR, A.; EDWARDS, R.; MOEHLER, R. Ranking effective risks on human resources threats in natural gas supply projects using ANP-COPRAS method: Case study of Shiraz. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 208, p. 1-25, 2021.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Metas para a inflação. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/metainflacao>. Acesso em: 1 ago. 2025.

BEA, R.; XU, T. Corrosion Effects on Burst Pressures RAM PIPE REQUAL, Pipeline Requalification Guidelines Project Report 1, University of California, Berkeley, 1999.

BHARDWAJ, U.; TEIXEIRA, A. P.; GUEDES SOARES, C. Probabilistic safety assessment of the burst strength of corroded pipelines of different steel grades with calibrated strength models. **Marine Structures**, v. 86, 103310, 2022.

BHARDWAJ, U.; TEIXEIRA, A. P.; GUEDES SOARES, C.; AZAD, M. S.; PUNURAI, W.; ASAVADORNDEJA, P. Reliability assessment of thick high strength pipelines with corrosion defects. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, v. 177, 103982, 2019.

BHATIA, K.; KHAN, F.; PATEL, H.; ABBASSI, R. Dynamic risk-based inspection methodology. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 62, p.1-25, 2019.

BISAGGIO, H. Da C.; NETTO, T. A. Predictive analyses of the integrity of corroded pipelines based on concepts of structural reliability and Bayesian inference. **Marine Structures**, v. 41, p. 180-199, 2015.

BONSTROM, H.; COROTIS, R. B. Building portfolio seismic loss assessment using the First-Order Reliability Method. **Structural Safety**, v. 52, p. 113–120, 2015.

BRASIL. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo e institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 ago. 1997.

BRITISH STANDARD INSTITUTION. **BS-7910**: Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures. London: British Standards Institution, 2013.

BRITISH STANDARD INSTITUTION. **BS-7910**: Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures. London: British Standards Institution, 2019.

BUCHANAN, S.; TRIANTAFILIS, J. Mapping water table depth using geophysical and environmental variables. **Ground Water**, v. 47, n. 1, 2009.

CABRAL, H. L. D. **Desenvolvimento de ferramentas computacionais para modelagem automática e análise por elementos finitos de dutos corroídos**. 2007. 143 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) –Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2007.

CABRAL, H. L. D.; MOTTA, R. S.; AFONSO, S. M. B.; WILLMERSDORF, R. B.; LYRA, P. R. M.; ANDRADE, E. Q. de. The development of a computational tool for generation of high quality FE models of pipelines with corrosion defects. **Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering**, v. 39, p. 3137–3150, 2017.

CABRAL, H. L. D.; WILLMERSDORF, R. B.; AFONSO, S. M. B.; LYRA, P. R. M.; ANDRADE, E. Q. de. Development of Computational Tools for Automatic Modeling

and FE Analysis of Corroded Pipelines. **International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry**, v. 1, n. 1, 2007.

CABRAL, M. A. F. da S. **Uma metodologia para avaliação de integridade de dutos corroídos baseada em banco de dados**. 2023. 71 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) –Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2023.

CALIXTO, E. **Gas and Oil Reliability Engineering Modeling and Analysis**. 2. ed. Gulf Professional Publishing, 2016. 808 p.

CARVAJALINO, J. J. L. **Acoplamento de Estados Limites na Avaliação da Confiabilidade Estrutural de Dutos e Estruturas**. 2010. 139 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica, Departamento de Engenharia Mecânica, Rio de Janeiro, 2010.

CHAKRABORTY, S.; TESFAMARIAM, S. Subset simulation based approach for space-time-dependent system reliability analysis of corroding pipelines. **Structural Safety**, v. 90, 2021.

CHEN, J. M.; MENG, H. M. Pipeline prescription analysis after corrosion and explosive test. **Oil Gas Storage and Transportation**, v. 17, p. 28–30, 1998.

CHEN, Y.; XIE, S.; TIAN, Z. Risk assessment of buried gas pipelines based on improved cloud-variable weight theory. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 221, 108374, 2022.

CHOPRA, I.; OLA, S. K.; PRIYANKA; DHAYAL, V.; SHEKHAWAT, D. S. Recent advances in epoxy coatings for corrosion protection of steel: Experimental and modelling approach-A review. **Materials Today: Proceedings**, v. 62, p. 1658-1663, 2022.

COSHAM, A. HOPKINS, P. The assessment of corrosion in pipelines. Guidance in the pipeline defect assessment manual (PDAM). In: PIPELINE PIGGING AND INTEGRITY MANAGEMENT CONFERENCE, AMSTERDAM, The Netherlands, 2004.

CRESWELL, J. W.; CRESWELL, J. D. **Projeto de pesquisa: métodos qualitativos, quantitativos e mistos**. 5. ed. Porto Alegre: Penso, 2021.

CUNHA, S. B. da. A review of quantitative risk assessment of onshore pipelines. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 44, p. 282-298, 2016.

DANN, M. R.; HUYSE, L. The effect of inspection sizing uncertainty on the maximum corrosion growth in pipelines. **Structural Safety**, v. 70, p. 71-81, 2018.

DE MORAIS, J. M. **Determinantes das tecnologias de produção de petróleo no mar**. 2013.

DE MORAIS, J. M. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. Brasília: Ipea: Petrobras, 2013.

DE-LEÓN-ESCOBEDO, D. Risk-based maintenance time for oil and gas steel pipelines under corrosion including uncertainty on the corrosion rate and consequence-based target reliability. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, v. 203, 104927, 2023.

Det Norsk Veritas, **DNV-OS-F101**: Submarine Pipeline Systems, 2013.

Det Norsk Veritas, **DNV-RP-F101**: Corroded Pipelines, 2015a.

Det Norsk Veritas, **DNV-RP-F116**: Integrity Management of Submarine Pipeline Systems, 2015b.

Det Norsk Veritas, **DNV-RP-G101**: Risk-Based Inspection of Offshore Topsisid Static Mechanical Equipment, 2010.

DJAMEL, Z.; OMAR, B.; HAFSI, Z.; DJUKIC, M. Probabilistic analysis of corroded pipeline under localized corrosion defects based on the intelligent inspection tool. **Engineering Failure Analysis**, v.115, 2020.

DRUMOND, G. P.; PASQUALINO, I. P.; PINHEIRO, B. C.; ESTEFEN, S. F. Pipelines, risers and umbilicals failures: A literature review. **Ocean Engineering**, v. 148, p. 412–425, 2018.

DUNDULIS, G.; ŽUTAUTAITĖ, I.; JANULIONIS, R.; UŠPURAS, E.; RIMKEVIČIUS, S.; EID, M. Integrated failure probability estimation based on structural integrity analysis and failure data: Natural gas pipeline case. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 156, p. 195-202, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo & Gás. Número 07 – 2º Semestre/2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Informe DPG-SPT nº 01/23: indicadores de monitoramento da política de E&P. Rio de Janeiro: EPE, 2023.

ERRAZZOUKI, Y.; HABIB, A.; JABIRI, A.; SABIL, M.; BENKHALDOUN, Z. Developing MATLAB graphical user interface for acquiring single star SCIDAR data. **Astronomy and Computing**, v. 49, 100878, 2024.

FANG, N.; CHEN, G.; ZHU, H.; MENG, H. Statistical analysis of leakage accidents of submarine pipeline. **Oil and Gas Storage and Transportation**, v. 33, p. 99-103, 2014.

FENG, Y.; GAO, J.; YIN, X.; CHEN, J.; WU, X. Risk assessment and simulation of gas pipeline leakage based on Markov chain theory. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 91, 105370, 2024.

FERREIRA, A. D. M.; MOTTA, R. de S.; AFONSO, S. M. B.; WILLMERSDORF, R.B.; LYRA, P. R. M.; DE ANDRADE, E. Q.; CUNHA, D. J.S. Stochastic assessment of burst pressure for corroded pipelines. **Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering**, v. 43, n. 193, 2021

FUENTES, P. Brasil tem 2º maior juro real do mundo após Selic subir a 12,25%; veja ranking. **CNN Brasil**, 2024. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/macroeconomia/brasil-tem-2o-maior-juro-real-do-mundo-apos-selic-subir-a-1225-veja-ranking/#:~:text=Para%20a%20taxa%20brasileira%2C%20a,l%C3%ADquido%2C%20em%20janeiro%20de%202026>. Acesso em: 10 jul. 2025.

FREIRE, J. L. F.; VIEIRA, R. D.; CASTRO, J. T. P.; BENJAMIN, A. C. Part 3: burst tests of pipeline with extensive longitudinal metal loss. **Experimental Techniques**, v. 30, n. 6, 2006.

GAO, J.; YANG, P.; LI, X.; ZHOU, J.; LIU, J. Analytical prediction of failure pressure for pipeline with long corrosion defect. **Ocean Engineering**, v. 191, 106497, 2019.

GIL, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 7. ed. Rio de Janeiro: Atlas, 2022.

GOMES, W. J. S.; BECK, A. T.; HAUKAAS, T. Optimal inspection planning for onshore pipelines subject to external corrosion process. **Reliability Engineering System Safety**, v. 118, p. 18-27, 2013.

GONG, C.; ZHOU, W. Importance sampling-based system reliability analysis of corroding pipelines considering multiple failure modes. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 169, p. 199–208, 2018.

GÜCÜYEN, E. Numerical analysis of deteriorated sub-sea pipelines under environmental loads. **Chinese Journal of Mechanical Engineering**, v. 28, p.1163–1170, 2015.

GUILLAL, A.; BEN SEGHI, M. E. A.; NOURDDINE, A.; CORREIA, J. A. F. O.; BT MUSTAFFA, Z.; TRUNG, N. T. Probabilistic investigation on the reliability assessment of mid- and high-strength pipelines under corrosion and fracture conditions. **Engineering Failure Analysis**, v.118, 104891, 2020.

GUO, B.; SONG, S.; GHALAMBOR, A.; LIN, T. R. **Offshore pipelines: design, installation, and maintenance**. 2. ed. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2014.

HALIM, S. Z.; YU, M.; ESCOBAR, H.; QUDDUS, N. Towards a causal model from pipeline incident data analysis. **Process Safety and Environmental Protection**, v.143, p. 348-360, 2020.

HASAN, S.; KHAN, F.; KENNY, S. Probability assessment of burst limit state due to internal corrosion. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, v.89, p. 48-58, 2012.

HASAN, S.; SWEET, L.; HULTS, J.; VALBUENA, G.; SINGH, B.; Corrosion risk-based subsea pipeline design. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, v.159, p. 1-14, 2018.

HASORF, A. M.; LIND, N. C. Exact and invariant second-moment code format. **Journal of Engineering Mechanics (ASME)**, v. 100, p. 111-121, 1974.

HOU, C. K. J.; BEHDINAN, K. Dimensionality Reduction in Surrogate Modeling: A Review of Combined Methods. **Data Science and Engineering**, v. 7, p. 402–427, 2022.

HUANG, Y.; QIN, G.; YANG, M. A risk-based approach to inspection planning for pipelines considering the coupling effect of corrosion and dents. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 180, p. 588-600, 2023.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Relevância do Petróleo para o Brasil 2019**. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/noticias/estudo-mostra-importancia-do-setor-de-petroleo-e-gas-para-a-economia-do-brasil/>. Acesso em: 22 de nov. 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS; EY. **A relevância do petróleo para o Brasil**. Rio de Janeiro: IBP, 2019. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2019/08/ey-relevancia-do-petroleo-brasil.pdf>. Acesso em: 4 jul. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2019**. 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>. Acesso em: 22 de nov. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2020**. 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>. Acesso em: 22 de nov. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Oil 2023: analysis and forecast to 2028**. Executive summary. Paris: IEA, June 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/oil-2023/executive-summary>. Acesso em: 10 jun. de 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2024**. Paris: IEA, 2024. 398p. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf>. Acesso em: 6 jul. 2025.

INTERNATIONAL STANDARD. **ISO 24817**: Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Composite repairs for pipework — Qualification and design, installation, testing and inspection, 2.ed. 2017.

IPEADATA. **Preço por barril do petróleo bruto Brent (FOB)**. Disponível em: <https://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?module=m&serid=1650971490&oper=view>. Acesso em: 25 jul. 2025.

JAVID, Y. A bi-objective mathematical model to determine risk-based inspection programs. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 146, p. 893–904, 2021.

JAYASINGHE, S. C.; MAHMOODIAN, M.; ALAVI, A.; SIDIQ, A.; SHAHRIVAR, F.; SUN, Z.; THANGARAJAH, J.; SETUNGE, S. A review on the applications of artificial neural network techniques for accelerating finite element analysis in the civil engineering domain. **Computers & Structures**, v. 310, 107698, 2025.

JIANG, F.; DONG, S. Probabilistic-based burst failure mechanism analysis and risk assessment of pipelines with random non-uniform corrosion defects, considering the interacting effects. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 242, 109783, 2024.

JIANG, F.; DONG, S.; ZHAO, E. A study on burst failure mechanism analysis and quantitative risk assessment of corroded pipelines with random pitting clusters. **Ocean Engineering**, v. 284, 115258, 2023.

JIANG, F.; ZHAO, E. An integrated risk analysis model for corroded pipelines subjected to internal pressures: considering the interacting effects. **Ocean Engineering**, v. 247, 110683, 2022.

JIANG, F.; ZHAO, E. Development of a hybrid cost-based risk integrity assessment model for burst failure of pipeline systems with interacting corrosion defects. **Ocean Engineering**, v. 284, 115154, 2023.

JIANG, T.; REN, L.; JIA, Z.; LI, D.; LI, H. Application of FBG Based Sensor in Pipeline Safety Monitoring. **Applied Sciences**, v. 7, p. 540-552, 2017.

JOINT COMMITTEE ON STRUCTURAL SAFETY. **Probabilistic Model Code – Part I**, 2001.

JOINT COMMITTEE ON STRUCTURAL SAFETY. **Risk Assessment in Engineering – Principles, System Representation & Risk Criteria**, 2008.

KAMSU-FOGUEM, B. Information structuring and risk-based inspection for the marine oil pipelines. **Applied Ocean Research**, v. 56, p. 132-142, 2016.

KESHTEGAR, B.; SEGHER, M. AL. B.; ZHU, S.; ABASSI, R.; TRUNG, N. Reliability analysis of corroded pipelines: Novel adaptive conjugate first order reliability method. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v.62, 103986, 2019.

KHAN, F.; RATHNAYAKA, S.; AHMED, S. Methods and models in process safety and risk management: Past, present and future. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 98, p.116–147, 2015.

KHAN, F.; YARVEISY, R.; ABBASSI, R. Cross-country pipeline inspection data analysis and testing of probabilistic degradation models. **Journal of Pipeline Science and Engineering**, v. 1, p. 308-320, 2021b.

KHAN, F.; YARVEISY, R.; ABBASSI, R. Risk-based pipeline integrity management: A road map for the resilient pipelines. **Journal of Pipeline Science and Engineering**, v. 1, p. 74–87, 2021a.

KIEFNER, J. F.; VIETH, P. H. A modified criterion for evaluating the remaining strength of corroded pipe. Contract PR 3-805, Pipeline Research Council International, Inc., American Gas Association, Catalogue No. L51688Hbe. 1989.

KIEFNER, J.F.; VIETH, P.H. Evaluating PIPE-1 new method corrects criterion for evaluating corroded pipe. **Oil and Gas Journal**, v. 88, p. 56-59, 1990.

KIM, J.; NOH, G. Surrogate-assisted Kriging training utilizing boxplot and correlation coefficient for large-scale data. **Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering**, v. 435, 117665, 2025.

KIM, Y. P.; LEE, Y. K.; KIM, W. S.; OH, K. H. The evaluation of failure pressure for corrosion defects within girth or seam weld in transmission pipelines. In: Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference (IPC), 2004.

KONTOVAS, C. A.; PSARAFTIS, H. N.; VENTIKOS, N. P. An empirical analysis of IOPCF oil spill cost data. **Marine Pollution Bulletin**, v. 60, p. 1455-1466, 2010.

KUMARI, P.; HALIM, S. Z.; KWON, J.S.; QUDDUS, N. An integrated risk prediction model for corrosion-induced pipeline incidents using artificial neural network and Bayesian analysis. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 167, p. 34-44, 2022.

LEE, C.H.; KIM, Y. Probabilistic flaw assessment of a surface crack in a mooring chain using the first- and second-order reliability method. **Marine Structures**, v. 63, p. 1-15, 2019.

LEE, G. H.; POURARIA, H.; SEO, J. K.; PAIK, J. K. Burst strength behaviour of an aging subsea gas pipeline elbow in different external and internal corrosion-damaged positions. **International Journal of Naval Architecture Ocean Engineering**, v. 7, p. 435-451, 2015.

LEE, S.; LEE, J.; YOON, S.; LEE, Y.-J. Efficient finite element reliability analysis employing sequentially-updated surrogate model for fragility curve derivation. **Structures**, v. 68, 107246, 2024.

LEIS, B. N.; STEPHENS, D. R. An alternative approach to assess the integrity of corroded line pipe-part II: alternative criterion. In: *7^a INTERNATIONAL OFFSHORE AND POLAR ENGINEERING CONFERENCE*. Honolulu/ USA, 1997.

LEITE, M. B. A. **Principais Acidentes com Petróleo e Derivados no Brasil. Ambientebrasil**, 2022. Disponível em: https://ambientes.ambientebrasil.com.br/energia/acidentes_ambientais/principais_acidentes_com_petroleo_e_derivados_no_brasil.html. Acesso em: 15 jun. 2022.

LEONI, L.; DE CARLO, F.; PALTRINIERI, N.; SGARBOSSA, F.; BAHOOTOROODY, A. On risk-based maintenance: A comprehensive review of three approaches to track the impact of consequence modelling for predicting maintenance actions. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v.72, p. 1-25, 2021.

LI, J.; LIANG, B.; LI, C.; YAN, M.; YU, J. Calculation methods for the gas pipeline failure rate. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 174, p.229-234, 2019.

LIA, K.; ZHANG, Z.; WANG, Y.; ZHANG, Y. Forecasting crude oil returns with oil-related industry ESG indices. **Journal of Commodity Markets**, v. 36, p. 100444, 2024.

LI, X.; CHEN, G.; KHAN, F.; XU, C. Dynamic risk assessment of subsea pipelines leak using precursor data. **Ocean Engineering**, v. 178, p.156-169, 2019.

LI, X.; CHEN, G.; ZHU, H. Quantitative risk analysis on leakage failure of submarine oil and gas pipelines using Bayesian network. **Process Safety and Environmental Protection**, v.103, p. 163-173, p. 163-173, 2016.

LI, X.; JIA, R.; ZHANG, R. A data-driven methodology for predicting residual strength of subsea pipeline with double corrosion defects. **Ocean Engineering**, v. 279,114530, jul. 2023.

LI, X.; LIU, Y.; HAN, Z.; CHEN, G. A risk-based maintenance decision model for subsea pipeline considering pitting corrosion growth. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 184, p. 1306–1317, 2024.

LI, X.; WANG, J.; ABASSI, R.; CHEN, G. A risk assessment framework considering uncertainty for corrosion-induced natural gas pipeline accidents. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 75, 104718, 2022.

LI, X.; YANG, M.; CHEN, G. An integrated framework for subsea pipelines safety analysis considering causation dependencies. **Ocean Engineering**, v. 183, p. 175-186, 2019.

LI, X.; ZHANG, Y.; ABBASSI, R.; KHAN, F.; CHEN, G. Probabilistic fatigue failure assessment of free spanning subsea pipeline using dynamic Bayesian network. **Ocean Engineering**, v. 234, p. 1-25, 2021.

LI, Z.; NIU, Y.; ZHOU, X.; XIONG, C.; ZHANG, W. An efficient probabilistic framework for estimating the corrosion state of offshore pipelines: a case study. **Ocean Engineering**, v. 319, 120265, 2025.

LI, Zhen-Ao; DONG, Xiao-Wei; ZHU, Chun-Yan; CHEN, Chang-Hai; ZHANG, Hao. Vectorial surrogate modeling method based on moving Kriging model for system reliability analysis. **Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering**, v. 432, parte B, 117409, 2024.

LIMA, J. M. T. G.; KUPPENS, M. L.; SILVEIRA, P. F. da; STOCK, P. F. K. Development of Subsea Facilities in the Roncador Field (P-52). In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2008, Houston, Texas, U.S.A.

LIU, A.; CHEN, K.; HUANG, X.; LI, D.; ZHANG, X. Dynamic risk assessment model of buried gas pipelines based on system dynamics. **Reliability Engineering & System Safety**, p. 1-25, 2021.

LIU, H.; KHAN, F.; THODI, P. Revised burst model for pipeline integrity assessment. **Engineering Failure Analysis**, v.80, p.24-38, 2017.

LIU, X.; ZHENG, J.; FU, J.; JI, J.; CHEN, G. Multi-level optimization of maintenance plan for natural gas pipeline systems subject to external corrosion. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 50, p. 64–73, 2018.

LIU, X.; ZHENG, J.; FU, J.; JI, J.; NIE, Z.; CHEN, G. Optimal inspection planning of corroded pipelines using BN and GA. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 163, p. 546–555, 2018.

LU, C.; FENG, Y.-W.; LIEM, R. P.; FEI, C.-W. Improved Kriging with extremum response surface method for structural dynamic reliability and sensitivity analyses. **Aerospace Science and Technology**, v. 76, p. 164–175, 2018.

LUBETKIN; S. C. The tip of the iceberg: Three case studies of spill risk assessments used in environmental impact statements. **Marine Pollution Bulletin**, v. 152, p. 1-25, 2020.

MAHMOOD, Y; CHEN, J.; YODO, N.; HUANG, Y. Optimizing natural gas pipeline risk assessment using hybrid fuzzy Bayesian networks and expert elicitation for effective decision-making strategies. **Gas Science and Engineering**, v. 125, 205283, 2024.

MAHMOODIAN, M.; LI, C. Q. Failure assessment and safe life prediction of corroded oil and gas pipelines. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v.151, p. 434-438, 2017.

MATHWORKS. MATLAB App Designer. MathWorks. Disponível em: <https://www.mathworks.com/products/matlab/app-designer.html>. Acesso em: 23 mar. 2025.

MATUTINOVIC', I. Oil and the political economy of energy. **Energy Policy**, v. 37, p. 4251–4258, 2009.

MAZUMDER, R. K.; SALMAN, A. M.; LI, Y. Failure risk analysis of pipelines using data-driven machine learning algorithms. **Structural Safety**, v. 89, p. 1-25, 2021.

MEHRAFROOZ, B.; EDALAT, P.; DYANATI, M. Cost consequence-based reliability analysis of bursting and buckling failure modes in subsea pipelines. **Journal of Ocean Engineering and Science**, v. 4, p. 64-76, 2019.

MENDES, A. P. Do A.; TEIXEIRA, C. A. N.; ROCIO, M. A. R. **Petróleo e Gás. Visão 2035: Brasil, país desenvolvido Agendas setoriais para o desenvolvimento.** 2018.

MENDES, A. P. Do A.; TEIXEIRA, C. A. N.; ROCIO, M. A. R.; D'OLIVEIRA, L. A. S. **Panoramas setoriais 2030 petróleo e gás.** 2017.

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

MOHD, M. H.; PAIK, J. K. Investigation of the corrosion progress characteristics of offshore subsea oil well tubes. **Corrosion Science**, v. 67, p. 130-141, 2013.

MOK, D. H. B.; PICK, R. J.; GLOVER, A. G.; HOFF, R. Bursting of line pipe with long external corrosion. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, v. 46, p. 195–216, 1991.

MOTTA, R. S.; CABRAL, H.D.; AFONSO, S. M. B.; WILLMERSDORF, R. B.; BOUCHONNEAU, N.; LYRA, P.R.M.; DE ANDRADE, E. Q. Comparative studies for failure pressure prediction of corroded pipelines. **Engineering Failure Analysis**, v. 81, p. 178-192, 2017.

MOURA, M. DAS C.; LINS, I. D.; DROGUETT, E. L.; SOARES, R. F.; PASCUAL, R. A Multi-Objective Genetic Algorithm for determining efficient Risk-Based Inspection programs. **Reliability Engineering & System Safety**, v.133, p. 253-265, 2015.

MSC SOFTWARE. *Patran MSC: user's guide reference manual*. 2015. Disponível em: <http://www.mscsoftware.com>. Acesso em: 10 jul. 2025.

NAVEEN, J.; JAWAID, M.; VASANTHANATHAN, A.; CHANDRASEKAR, M. Finite element analysis of natural fiber-reinforced polymer composites. Modelling of Damage Processes in Biocomposites, Fibre-Reinforced Composites and Hybrid Composites. Woodhead Publishing Series in Composites Science and Engineering. Cambridge: Elsevier, p. 153-170, 2019.

NETTO, T. A.; FERRAZ, U.S.; ESTEFEN, S.F. The effect of corrosion defects on the burst pressure of pipelines. **Journal of Constructional Steel Research**, v. 61, p. 1185–1204, 2005.

NOVA, A. R. A. P. V.; TORRES, J. v. S.; AFONSO, S. M. B.; BOUCHONNEAU, N. Challenges and perspectives for the analysis of corroded pipelines. **Revista Observatorio de la Economía Latinoamericana**, v. 23, p. 1–38, 2025.

NOVA, A. R. A. P. V.; TORRES, J. v. S.; SILVA, S. M. B. A.; BOUCHONNEAU, N. Monetary risk analysis of operating corroded offshore pipelines. In: XLV IBERO-LATIN AMERICAN CONGRESS ON COMPUTATIONAL METHODS IN ENGINEERING, 2024, Maceió. **Anais [...]**. Maceió: Associação Brasileira de Métodos Computacionais em Engenharia – ABMEC, 2024.

OLIVEIRA, R. S.; MOTTA, R. S.; SOUZA NETO, E. A. de; SILVA, S. M. B. A. Reliability analysis of corroded pipelines using an efficient selective Monte Carlo approach. *In: XLIV IBERO-LATIN AMERICAN CONGRESS ON COMPUTATIONAL METHODS IN ENGINEERING*, 2023, Porto. **Anais [...]**. Porto: Associação Brasileira de Métodos Computacionais em Engenharia – ABMEC, 2023.

OLIVEIRA, V. H. G.; OLIVEIRA, E. V. A. Lifetime extension: A brazilian subsea systems overview. *In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE*. Rio de Janeiro-RJ, 2018.

ORGANIZAÇÃO DOS PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO. **The destabilizing impact of COVID-19**. 2020. Disponível em: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/5874.htm. Acesso em: 20 de out. 2020.

ORGANIZAÇÃO DOS PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO. **Boletim Estatístico Anual 2023**. Viena: OPEP, 2023. 100 p. Disponível em: <https://www.opec.org/assets/assetdb/asb-2023.pdf>. Acesso em: 6 jul. 2025.

OSSAI, C. I.; BOSWELL, B.; DAVIES, I. J. Markov chain modelling for time evolution of internal pitting corrosion distribution of oil and gas pipelines. **Engineering Failure Analysis**, v. 60, p.209-228, 2016.

PARK, K.; LEE, G.; KIM, C.; KIM, J.; RHIE, K.; LEE, W. B. Comprehensive framework for underground pipeline management with reliability and cost factors using Monte Carlo simulation. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 63, 104035, 2020.

PETROBRAS. **Exploration and Production of Oil and Gas, 2021**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/>. Acesso em: 15 ago. 2021.

PETROBRAS. **Conheça seis equipamentos submarinos da Petrobras: o que são e para que servem**. Nossa Energia, 2023. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/w/inovacao/conheca-seis-equipamentos-submarinos-da-petrobras-o-que-sao-e-para-que-servem>. Acesso em: 4 set. 2025.

PIPELINE AND HAZARDOUS MATERIALS SAFETY ADMINISTRATION. **Significant Incident Trends**. Disponível em: https://portal.phmsa.dot.gov/analytics/saw.dll?Portalpages&PortalPath=%2Fshared%2FPDM%20Public%20Website%2F_portal%2FSC%20Incident%20Trend&Page=Significant. Acesso em: 02 ago. 2025.

PITBLADO, R.; BAIN, B.; FALCK, A.; LITLAND, K.; SPITZENBERGER, C. Frequency data and modification factors used in QRA studies. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v.24, p. 249-258, 2011.

POURAHMADI, M.; SAYBANI, M. Reliability analysis with corrosion defects in submarine pipeline case study: Oil pipeline in Ab-khark island. **Ocean Engineering**, v. 249, 110885, 2022.

PRATES, C.; COSTA, R. C.; PASTORIZA, F. A. Setor de petróleo e gás natural: perfil dos investimentos. **Bndes Setorial**, Rio de Janeiro, v. 22, p. 3-27, 2005.

QIN, G.; CHENG, F.; ZHANG, P. Finite element modeling of corrosion defect growth and failure pressure prediction of pipelines. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, v. 194, 104509, 2021.

RACKWITZ, R. Optimization and risk acceptability based on the Life Quality Index. **Structural Safety**, v. 24, p. 297-331, 2002.

RACKWITZ, R.; FIESSLER, B. Structural Reliability Under Combined Random Load Sequences, **Computer and Structures**, v. 9, p. 489-494, 1978.

RANGEL-RAMÍREZ, J. G.; SORENSEN, J. D. Risk-based inspection planning optimisation of offshore wind turbines. **Structure and Infrastructure Engineering**, v. 8, p.473-481, 2012.

RITCHIE, D.; LAST, S. Shell 92 – Burst criteria of corroded pipelines – defect acceptance criteria In: EPRG-PRCI 10TH BIENNIAL JOINT TECHNICAL MEETING ON PIPELINE RESEARCH, Cambridge/UK, 1995.

RODRIGUES, A. S. L.; SOARES, A. A. M.; AFONSO, S. M. B; LYRA, P. R. M.; WILLMERSDORF, R. B.; ANDRADE, E. Q. Axisymmetric modelling and finite element analysis of corroded pipelines. In: RIO PIPELINE CONFERENCE & EXPOSITION, Rio de Janeiro/RJ, 2017.

ROMERO, V. J.; BURKARDT, J. V.; GUNZBURGER, M. D.; PETERSON, J. S. Comparison of pure and “Latinized” centroidal Voronoi tessellation against various other statistical sampling methods. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 91, p. 1266–1280, 2006.

SACCO, T.; COMPARE, M.; ZIO, E.; SANSAVINI, G. Portfolio decision analysis for risk-based maintenance of gas networks. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 60, p. 269-281, 2019.

SAGRILO, L. V. S.; LIMA, E. C. P. **Apostila curso confiabilidade estrutural**, Programa de Engenharia Civil, COOPE-UFRJ, Rio de Janeiro, 2002.

SANI, A. A.; WAHAB, M. M. A.; SHAFIQ, N.; USMAN, N.; BUSTANI, S. A.; ADEBANJO, A. U.; TAFIDA, A. A critical and bibliometric review of Life Cycle Cost Analysis integration into Decision Support Systems for pipeline asset integrity management. **Journal of Pipeline Science and Engineering**, 100307, 2025.

SCHERER, M.; MORSCH, I. B.; REAL, M. V. Reliability of reinforced concrete beams designed in accordance with Brazilian code NBR-6118:2014. **Revista IBRACON de Estruturas e Materiais**, v. 12, n. 05, p. 1086-1125, 2019.

SEGHIER, M. E. A. B.; KESHTEGAR, B.; TALEB-BERROUANE, M.; ABBASSI, R.; TRUNG, N.T. Advanced intelligence frameworks for predicting maximum pitting

corrosion depth in oil and gas pipelines. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 147, p. 818-833, 2021.

SEGHIER, M. EL A. B.; KESHTEGAR, B.; ELAHMOUNE, B. Reliability analysis of low, mid and high-grade strength corroded pipes based on plastic flow theory using adaptive nonlinear conjugate map. **Engineering Failure Analysis**, v.90, p.245-261, 2018.

SEO, J. K.; CUI, Y.; MOHD, M. H.; HA, Y. C.; KIM, B. J.; PAIK, J. K. A risk-based inspection planning method for corroded subsea pipelines. **Ocean Engineering**, v. 109, p. 539-552, 2015.

SHABARCHIN, O.; TESFAMARIAM, S. Internal corrosion hazard assessment of oil & gas pipelines using Bayesian belief network model. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 40, p. 479-495, 2016.

SHAHZAMANIAN, M. M.; LIN, M.; KAINAT, M.; YOOSEF-GHODSI, N.; ADEEB, S. Systematic literature review of the application of extended finite element method in failure prediction of pipelines. **Journal of Pipeline Science and Engineering**, v. 1, p. 241-251, 2021.

SHEKARI, E.; KHAN, F.; AHMED, S. Dynamic risk management of assets susceptible to pitting corrosion. **Corrosion Engineering Science and Technology**, v. 54, p. 463–475, 2019.

SHEKARI, E.; KHAN, F.; AHMED, S. Economic risk analysis of pitting corrosion in processing facility. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, v. 157, p. 51-62, 2017.

SHUAI, Y.; SHUAI, J.; XU, K. Probabilistic analysis of corroded pipelines based on a new failure pressure model. **Engineering Failure Analysis**, v. 81, p. 216-233, 2017.

SHUAI, Y.; WANG, X.-H.; FENG, C.; ZHU, Y.; WANG, C.-L.; SUN, T.; HAN, J.; CHENG, Y. F. A novel strain-based assessment method of compressive buckling of X80 corroded pipelines subjected to bending moment load. **Thin-Walled Structures**, v. 167, 2021.

SILVA, L. M. R.; TEIXEIRA, A. P.; GUEDES SOARES, C. A methodology to quantify the risk of subsea pipeline systems at the oilfield development selection phase. **Ocean Engineering**, v. 179, p. 213–225, 2019.

SIMPSON, T. W.; PEPLINSKI, J. D.; KOCH, P. N.; ALLEN, J. K. Metamodels for computer based engineering design: survey and recommendations. **Engineering with Computers**, v. 17, p. 129–150, 2001.

SINGH, B.; JUKES, P.; Poblete, B.; Wittkower, B. 20 Years on lessons learned from Piper Alpha. The evolution of concurrent and inherently safe design. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 23, p. 936-953, 2010.

SINGH, R. **Liquid hydrocarbon pipeline risk management**. Pipeline Integrity Handbook. Elsevier, p. 95–125, 2017.

SOOMRO, A. A.; MOKHTAR, A. A.; KURNIA, J. C.; LASHARI, N.; SARWAR, U.; JAMEEL, S. M.; INAYAT, M.; OLADOSU, T. L. A review on Bayesian modeling approach to quantify failure risk assessment of oil and gas pipelines due to corrosion. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, v. 200, 104841, 2022.

SOUSA, P. F. S.; AFONSO, S. M. B.; WILLMERSDORF, R. B. Reliability based preventive maintenance for corroded pipelines. *In*: XL IBERIAN LATIN-AMERICAN CONGRESS ON COMPUTATIONAL METHODS IN ENGINEERING, 2019. Natal. **Anais [...]**. Natal: Associação Brasileira de Métodos Computacionais em Engenharia – ABMEC, 2019.

SOUZA NETO, E. A. de; PÉRIC, D.; OWEN, D. R. J. **Computational methods for plasticity: theory and applications**. Chichester: Wiley, 2008.

STEPHENS, D.R.; LEIS, B.N. **Development of an Alternative Criterion for Residual Strength of Corrosion Defects in Moderate- to High-Toughness Pipe**, 2000.

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, 2018.

TASMIN, R.; MUAZU, M. H.; NOR AZIATI, A. H.; ZOHADI, N. L. The mediating effect of enterprise risk management implementation on operational excellence in the Malaysian oil and gas sector: a conceptual framework. **Future Business Journal**, v. 6, p. 7, 2020.

TEE, K. F.; WORDU, A. H. Burst strength analysis of pressurized steel pipelines with corrosion and gouge defects. **Engineering Failure Analysis**, v. 108, p. 104347, 2020.

TEIXEIRA, A. P.; PALENCIA, O. G.; GUEDES SOARES, C. Reliability analysis of pipelines with local corrosion defects under external pressure. **Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering**, v. 141, n. 5, 051601, 2019.

TEIXEIRA, R.; NOGAL, M.; O'CONNOR, A. Adaptive approaches in metamodel-based reliability analysis: A review. **Structural Safety**, v.89, 102019, 2021.

TERÁN, G.; CAPULA-COLINDRES, S.; VELÁZQUEZ, J. C.; FERNÁNDEZ-CUETO, M. J.; ANGELES-HERRERA, D.; HERRERA-HERNÁNDEZ, H. Failure pressure estimations for pipes with combined corrosion defects on the external surface: A comparative study. **International Journal of Electrochemical Science**, v. 12, p.10152-10176, 2017.

TIMASHEV, S. A.; BUSHINSKAYA, A. V. Markov approach to early diagnostics, reliability assessment, residual life and optimal maintenance of pipeline systems. **Structural Safety**, v. 56, p. 68–79, 2015.

TORRES, J. v. S. **Uma metodologia para verificação da segurança e dimensionamento ótimo de dutos com defeitos causados por corrosão**. 2009. 179 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2009.

TORRES, J. v. S.; MOTTA, R. S.; AFONSO, S. M. B.; BOUCHONNEAU, N.; LYRA, P. R. M.; WILLMERSDORF, R. B.; PIMENTEL, J. T. Failure pressure evaluation of corroded pipeline using semi-empirical and finite element analysis. **Journal of Pressure Vessel Technology, Transactions of the ASME**, v. 146, n. 2, 2024.

VELÁZQUEZ, J. C.; GONZALEZ-ARÉVALO, N. E.; DÍAZ-CRUZ, M.; CERVANTES-TOBÓN, A.; HERRERA-HERNÁNDEZ, H.; HERNÁNDEZ-SÁNCHEZ, E. Failure pressure estimation for an aged and corroded oil and gas pipeline: A finite element study. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 101, 104532, 2022.

VIANA, F. F. C. L.; CASADO, R. S. G. R.; SILVA, L. B. L. da; ALENCAR, M. H.; FERREIRA, R. J. P.; ALMEIDA, A. T. de. A hybrid multicriteria decision model for selecting a portfolio of risk-based maintenance actions in natural gas pipelines. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 103, 104655, 2022.

WANG, C.; ELSAYED, E. A. Stochastic Modeling of Corrosion Growth. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 204, 2020.

WANG, J.; SUN, Z.; CAO, R. An efficient and robust Kriging-based method for system reliability analysis. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 216, 107953, 2021.

WITEK, M.; BATURA, A.; ORYNYAK, I.; BORODII, M. An integrated risk assessment of onshore gas transmission pipelines based on defect population. **Engineering Structures**, v.173, p. 150-165, 2018.

WOLDESSELLASSE, H.; TESFAMARIAM, S. Risk analysis of onshore oil and gas pipelines: Literature review and bibliometric analysis. **Journal of Infrastructure Intelligence and Resilience**, v. 2, 100052, 2023.

WU, W.; LIU, Z.; LI, X.; DU, C. Electrochemical characteristic and stress corrosion behavior of API X70 high-strength pipeline steel under a simulated disbonded coating in an artificial seawater environment. **Journal of Electroanalytical Chemistry**, v. 845, p. 92-105, 2019.

XIAO, R.; ZAYED, T.; MEGUID, M. A.; SUSHAMA, L. Predicting failure pressure of corroded gas pipelines: a data-driven approach using machine learning. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 184, p. 1424-1441, 2024a.

XIAO, R.; ZAYED, T.; MEGUID, M.; SUSHAMA, L. Rapid failure risk analysis of corroded gas pipelines using machine learning. **Ocean Engineering**, v. 313, 119433, 2024b.

XIE, M.; TIAN, Z. A review on pipeline integrity management utilizing in-line inspection data. **Engineering Failure Analysis**, v. 92, p. 222-239, 2018.

YAZDI, M.; NEDJATI, A.; ZAREI, E.; ABBASSI, R. A novel extension of DEMATEL approach for probabilistic safety analysis in process systems. **Safety Science**, v. 121, p. 119–136, 2020.

YU, X.; LIANG, W.; ZHANG, L.; RENIERS, G.; LU, L. Risk assessment of the maintenance process for onshore oil and gas transmission pipelines under uncertainty. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 177, p. 50-67, 2018.

ZELMATI, D.; BOULEDROUA, O.; GHELLOUDJ, O.; AMIRAT, A.; DJUKIC, M. B. A probabilistic approach to estimate the remaining life and reliability of corroded pipelines. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 99, 104387, 2022.

ZHANG, S.; ZHANG, A.; CHEN, P.; LI, H.; ZENG, X.; CHEN, S.; DONG, T.; SHI, P.; LANG, Y.; ZHOU, Q. Application of artificial intelligence hybrid models in safety assessment of submarine pipelines: Principles and methods. **Ocean Engineering**, v. 312, parte 2, 119203, 2024.

ZHANG, S.; ZHOU, W. Cost-based optimal maintenance decisions for corroding natural gas pipelines based on stochastic degradation models. **Engineering Structures**, v. 74, p. 74–85, 2014.

ZHENG, Q.; ZHANG, H.; LIU, H.; XU, H.; XU, B.; ZHU, Z. Intelligent prediction model for pitting corrosion risk in pipelines using developed ResNet and feature reconstruction with interpretability analysis. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 264, parte A, 111347, 2025.

ZHENG, Y.; DONG, Z.; ZHANG, X.; SHI, H. Random risk assessment model and risk-based maintenance decisions for natural gas pipelines. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 95, 105591, 2025.

ZHONG, W.; CAI, J.; SONG, Y.; LIANG, T.; ZHANG, J.; GAO, Z. Risk evolution of crude oil pipeline under periodic maintenance based on dynamic Bayesian network. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 87, 105229, 2024.

ZHOU, C.; XIAO, N. C.; ZUO, M. J.; GAO, W. An improved Kriging-based approach for system reliability analysis with multiple failure modes. **Engineering with Computers**, v. 38, p.1813–1833, 2022.

ZHOU, Q.; WU, W.; LIU, D.; LI, K.; QIAO, Q. Estimation of corrosion failure likelihood of oil and gas pipeline based on fuzzy logic approach. **Engineering Failure Analysis**, v.70, p. 48-55, 2016.

ZHOU, R.; GU, X.; BI, S.; WANG, J. Finite element analysis of the failure of high-strength steel pipelines containing group corrosion defects. **Engineering Failure Analysis**, v. 136, 2022.

ZHOU, W. System reliability of corroding pipelines. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, v. 87, p. 587-595, 2010.

APÊNDICE A – REVISÃO DA LITERATURA

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Pitblado et al. (2011)	Reino Unido	Analisar os sistemas de gestão e programas de integridade de mecânica.	Qualitativa	RB						
Hasan, Khan e Kenny (2012)		Estimar a probabilidade de falha	Quantitativa	SM	FOSM e MC	Interna	RAM PIPE, DNV, CSA Z662-07, ASME B31G, Netto et al. e Kale et al.	Parabólico e retangular	PI	X65, Tensão de Escoamento e Tensão última

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Aljaroudi et al. (2015)		Avaliação baseado em risco para prever a falha e as consequências.	Quantitativa	SM	MC		DNV	Único	PI e PE	
Khan, Rathnayaka e Ahmed (2015)		Desenvolvimento histórico da segurança e gestão de riscos	Qualitativa	RB						

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Moura et al. (2015)		Definição de programas de inspeção	Quantitativa	SM	RBI e MOGA	Interna e externa				
Seo et al. (2015)		Propor um método de planejamento de inspeção baseado em risco.	Quantitativa	SM	Análise estatística	Pite	DNV, ASME B31G, PCORR C, Shell-92 e BS7910	Único	PI	X60

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Timashev e Bushinskaya (2015)		Avaliar a probabilidade de falha e tempo ideal para a manutenção.	Quantitativa	SM	DEMC e Markov		ASME B31G, B31G mod, Shell92, DNV e PCORRC	Único		Tensão de Escoamento e tensão última
Cunha (2016)		Determinar a probabilidade de falha e consequências	Quantitativa	EC	Análise Estatística	Interna e Externa				Revestimento
Kamsu-Foguem (2016)	França	Encontrar o melhor plano preventivo para inspeção	Quantitativa	EC	RBI					

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Shekari, Khan e Ahmed (2017)		Desenvolver uma abordagem baseada em risco do impacto econômico para corrosão.	Quantitativa	SM	Modelo probabilístico e MC	Pite			PI	Tensão de cisalhamento
Hasan et al. (2018)		Desenvolver framework de projeto baseada no risco de corrosão.	Quantitativa	SM	MC	Interna e externa	MEF		PI	Tensão de escoamento e tensão última

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Xie e Tian (2018)		Identificar os intervalos de inspeção	Quantitativa	SM	FORM		ASME B31G modificado	Múltiplos		Tensão de escoamento e tensão última
Yu et al. (2018)		Avaliar os riscos do processo de manutenção	Quantitativa	EC	Diagrama de Ishikawa e AHP					

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Bhatia et al. (2019)		Avaliar o risco dinamicamente	Quantitativa	SM	DRBI					ASTM 304 Grade A
Li et al. (2019)	China e Canadá	Propor uma metodologia baseada na avaliação dinâmica de risco de vazamento.	Quantitativa	EC	HBA e BN					

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Li, Yang e Chen (2019)		Propor uma estrutura integrada para uma análise de segurança	Quantitativa	EC	DEMA-TEL, AHP e Entropy Method					
Mehrafrooz, Edalat e Dyanati (2019)	Irã*	Investigar o impacto das incertezas estruturais	Quantitativa	SM	MC	Interna	DNV		PI e PE	Módulo de elasticidade, fator de resistência do material

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Sacco et al. (2019)	Grã-Bretanha.	Propor um framework para manutenção baseada em risco	Quantitativa	SM	RPM e MC	Interna e externa	Zhou 2010			Tensão de escoamento e tensão última
Abubakirov, Yang e Khakzad (2020)		Desenvolver uma abordagem para otimizar os intervalos de inspeção.	Quantitativa	EC	DBN e RBI	Externa	ASME B31G, DNV e Shell-92		PI	X60

Aspectos Gerais				Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais			
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Lubetkin (2020)		Avaliações do risco de derramamento.	Quantitativa	EC	Modelagem matemática e MC	Interna e externa				
Yazdi et al. (2020)		Identificar a inter-relação de ações corretivas e eventos raiz em uma técnica de avaliação de risco.	Quantitativa	EC	Fuzzy pitagórico DEMATEL					

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Adumene et al. (2021)		Previsão da probabilidade de falha de dutos de aço	Quantitativa	SM	MC	Interna	PCORRC			X52,X65, X70, Tensão de escoamento, última e coeficiente de endurecimento
Akinsanya et al. (2021)		Framework baseado em risco para a gestão otimizada de custos e integridade	Quantitativa	SM	Análise de decisão pré-posterior Bayesiana e FORM	Pite				

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Alves e Lima (2021)	Brasil	Estabelecer de um banco de dados de incidentes em dutos terrestres	Quantitativa	Survey	Análise Estatística	Interna e Externa				
Balali et al. (2021)	Irã	Identificação e critérios de avaliação de risco	Quantitativa	EC	Método ANP-Copras					

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Javid (2021)		Desenvolver um modelo matemático para determinar programas de RBI	Quantitativa	SM	meta-heurística NSGA II, MOPSO e TOPSIS					
Leoni et al. (2021)	Itália	Comparar metodologias de Manutenção Baseada em Riscos	Quantitativa	EC	FMECA, RBI e QRA	Externa				API 5 L GR B

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Li et al. (2021)		Propor uma metodologia para capturar a incerteza e a dependência do tempo .	Quantitativa	SM	DBN					
Liu et al. (2021)	China	Pesquisar o processo de resposta dinâmica de risco	Quantitativa	EC	Modelo de avaliação de risco baseado em SD				PI	

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Khan, Yarveisy e Abbassi (2021)		Evolução dos métodos baseados em risco na gestão da integridade	Qualitativa	RB						
Khan, Yarveisy e Abbassi (2021)		Modelar integridade estrutural e avaliação de risco.	Quantitativa	Survey	Modelos estocásticos e análise estatística	Externa				
Al-Douri et al. (2022)		Desenvolver uma metodologia para quantificar incidentes	Quantitativa	EC	Análise Estatística e MC					

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Chen, Xie e Tian (2022)		Desenvolver um método de avaliação de risco	Quantitativa	EC	Cloud Model Theory, Variable Weight Theory e AHP					
Jiang e Zhao (2022)		Desenvolver um framework para análise de risco	Quantitativa	SM	Aprendizagem de máquina e MC		MEF	Único e interativos	PI	X80, Tensão de escoamento, tensão última, módulo de Young e coeficiente de poisson
Kumari et al. (2022)		Avaliar a integridade estrutural para apoiar decisões de manutenção	Quantitativa	SM	Aprendizagem de máquina e BN					Tensão de escoamento, tensão última e módulo de Young

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Soomro et al. (2022)		Analisar a modelagem de redes bayesianas para avaliar integridade	Qualitativa	RB						
Viana et al. (2022)		Selecionar um portfólio de ações de manutenção baseada em risco	Quantitativa	SM	PROMETHEE ótimo					

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
De-Léon-Escobedo (2023)	México	Propor um modelo para avaliar o tempo ideal de manutenção	Quantitativa	EC	MC	Interna e por pite	ASME B31G modificado		PI	
Huang, Qin e Yang (2023)	China	Planejar a inspeção.	Quantitativa	EC	DBN e MC	Externa	MEF			X60

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Jiang e Zhao (2023)		Propor um framework para avaliar a integridade para programar a manutenção.	Quantitativa	SM	MC e MOGA		MEF	Únicos e interativos	PI	X80, Tensão de escoamento, última, coeficiente de Poisson e módulo de young
Jiang, Dong e Zhao (2023)		Realizar uma análise da falha e avaliar o risco de corrosão por pite	Quantitativa	SM	MC	Externa e por pite	MEF		PI	Tensão última

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Wordese-Ilasse e Tesfamariam (2023)		Realizar uma análise bibliográfica sobre análise de risco em dutos	Qualitativa	RB						
Feng et al. (2024)		Investigar as causas de falhas e desenvolver um modelo de análise de risco	Quantitativa	SM	Cadeia de Markov					

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Jiang e Dong (2024)		Desenvolver um framework para descrever o comportamento de falha em dutos	Quantitativa	SM	MC	Externa	MEF	Uniforme e aleatórios	PI	X80, Tensão de escoamento e tensão última, módulo de Young e coeficiente de poisson
Li et al. (2024)		Desenvolver um framework para tomada de decisões de manutenção	Quantitativa	EC	DBN, BID e MC	Pite				

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Mahmood et al. (2024)		Otimizar a avaliação de risco	Quantitativa	EC	FBN, FST e a elicitacão de especialistas com BN					
Xiao et al.(2024b)		Desenvolver um framework para avaliar os níveis de risco de falha em dutos corroídos.	Quantitativa	EC	MC e aprendizagem de máquina	Externa	DNV	Uniforme	PI	API 5L Grau B, X42, X100, Tensão de escoamento e tensão última

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Zhang et al. (2024)		Analisar a aplicação de IA para avaliação de segurança.	Qualitativa	RB						
Zhong et al. (2024)		Propor um modelo dinâmico de análise de risco baseado em manutenção.	Quantitativa	SM	DBN e FST					

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Sani et al. (2025)		Realizar uma revisão e propor uma estrutura conceitual para Análise do Custo do Ciclo de Vida.	Qualitativa	RB						
Zheng et al. (2025)		Propor uma manutenção preventiva com base nas condições de corrosão e risco	Quantitativa	SM	MC e GA					

Aspectos Gerais			Aspectos Metodológicos			Aspectos Operacionais				
Autor (ano)	País	Objetivo	Abordagem	Tipo	Método de Solução	Tipo de Corrosão	Pressão de Falha	Tipo de Defeito	Tipo de Carregamento	Propriedade do Material
Zheng et al. (2025)		Desenvolver um modelo de previsão de risco	Quantitativa	EC	Aprendizagem de máquina, algoritmo SHAP e análise de dados	Pite				

RB=Revisão Bibliográfica; SM=Simulação Computacional; EC=Estudo de Caso; MC=Monte Carlo; GA=Genetic Algorithm; BN=Bayesian networks; DBN=Dynamic Bayesian Network; FST=Fuzzy Set Theory; FBN=Fuzzy Bayesian Networks; BID=Bayesian Influence Diagram; SD=System Dynamics; MOGA=Multi-Objective Genetic Algorithm; NSGA=Non-dominated Sorting Genetic Algorithm; MOPSO=Multi-Objective Particle Swarm Optimization; AHP=Analytic Hierarchy Process; FORM=First-Order Reliability Method; FOSM=First-Order Second Moment; FMECA=Failure Modes, Effects, and Criticality Analysis; RBI=Risk-Based Inspection; DRBI=Dynamic Risk-Based Inspection; HBA=Hierarchical Bayesian Analysis; DEMC=Differential Equation and Monte-Carlo; MEF=Método de Elementos Finitos

APÊNDICE B – MANUAL DO VNRISK

1. APRESENTAÇÃO DA FERRAMENTA VNRISK

O VNrisk foi desenvolvido para auxiliar no processo de tomada de decisão em operar dutos corroídos *offshore*, incorporando rotinas para a realizar análise de confiabilidade e análise de risco. Além disso, a ferramenta oferece dois tipos de soluções: uma baseada no modelo semiempírico, usando a norma DNV RP-F101 (2015), e outra obtida através do modelo substituto baseado em krigagem. As amostras de pressão de falha utilizadas na solução por krigagem foram obtidas a partir do programa PIPEFLAW, desenvolvido pelo grupo de pesquisa Processamento de Alto Desempenho em Mecânica Computacional (PADMEC). O programa PIPEFLAW é baseado nos softwares comerciais PATRAN (MSC.PATRAN, 2015) e ANSYS (ANSYS, 2016), e permite a geração e análise automática de dutos corroídos, avaliando a pressão de falha deles.

2. CAPACIDADE DO VNRISK

- ✓ Realizar a análise preliminar do duto com defeito de corrosão, para verificar se a profundidade do defeito de corrosão é menor do que 80% da espessura do duto;
- ✓ Realizar a análise de confiabilidade ao longo do tempo (usando soluções semiempírica ou krigagem); e
- ✓ Realizar a análise do risco monetário ao longo do tempo (usando soluções semiempírica ou krigagem).

3. EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DO VNRISK

Nesta parte, será apresentado o passo a passo para analisar dutos corroídos *offshore* utilizando o sistema VNrisk. Inicialmente, será mostrada e explicada cada janela da interface gráfica para cada caso.

3.1 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE USANDO A SOLUÇÃO SEMIEMPÍRICA

Nesta seção, será exemplificado o passo a passo para a análise de confiabilidade de um duto *offshore* com defeito de corrosão. Ao iniciar o VNrisk, a janela mostrada na Figura 1 aparecerá, na qual é apresentada uma rápida explicação

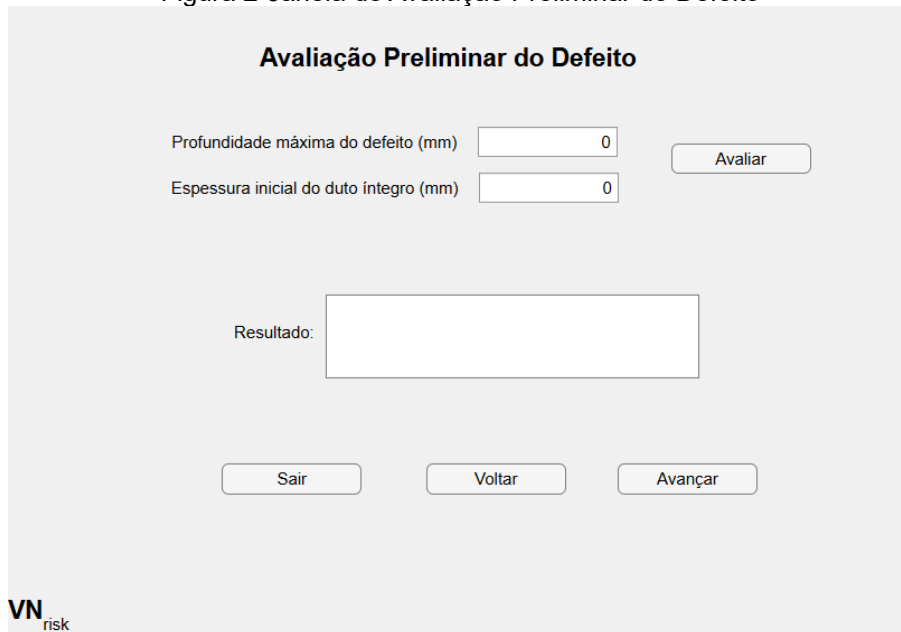
do programa. Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela de Avaliação Preliminar do Defeito será apresentada, conforme ilustrado na Figura 2.

Figura 1-Janela inicial do VNrisk



Fonte: A autora (2025)

Figura 2-Janela de Avaliação Preliminar do Defeito



Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avaliar”, é obtido o resultado da análise preliminar do duto corroído, conforme apresentado na janela da Figura 3. Caso o duto não passe na avaliação preliminar, aparecerá no resultado que é indicado realizar o reparo do

duto e o usuário não poderá prosseguir com a análise, como apresentado na janela da Figura 4.

Figura 3-Janela de Resultado da Avaliação Preliminar do Defeito

The screenshot shows a software window titled "Avaliação Preliminar do Defeito". It contains two input fields: "Profundidade máxima do defeito (mm)" with the value "12" and "Espessura inicial do duto íntegro (mm)" with the value "20". To the right of these fields is a blue button labeled "Avaliar". Below the input fields, a text box labeled "Resultado:" displays the message: "A profundidade do defeito é menor do que 80% da espessura, é possível avançar com a análise." At the bottom of the window are three buttons: "Sair", "Voltar", and "Avançar". In the bottom-left corner, there is a logo with the text "VN risk".

Fonte: A autora (2025)

Figura 4-Janela de Resultado da Avaliação Preliminar do Defeito onde é indicado fazer o reparo

The screenshot shows the same software window titled "Avaliação Preliminar do Defeito". The input fields are the same: "Profundidade máxima do defeito (mm)" with the value "17" and "Espessura inicial do duto íntegro (mm)" with the value "20". The "Avaliar" button is still present. The "Resultado:" text box now displays the message: "A profundidade do defeito é maior do que 80% da espessura, portanto não é seguro operar esse duto. É indicado fazer o reparo." The "Sair", "Voltar", and "Avançar" buttons remain at the bottom. The "VN risk" logo is also present in the bottom-left corner.

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avançar”, da Figura 3, aparecerá a janela apresentada na Figura 5. O usuário deverá então escolher o tipo de análise e o tipo de solução da resistência que deseja obter.

Figura 5-Janela de Tipo de Análise e Solução

Tipo de Análise

☒ Confiabilidade
☐ Risco

Tipo de Solução da Resistência

☒ Semiempírica
☐ Krigagem

Sair Voltar Avançar

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 6 será apresentada. Na janela da Figura 6, os dados do duto corroído devem ser fornecidos. Após pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 7 será apresentada.

Figura 6-Janela de Parâmetros do Duto para Confiabilidade e Solução Semiempírica

Parâmetros do Duto

Diâmetro (D) 812.8 mm
 Espessura (t) 20 mm

Propriedade do Material

Tensão Última (TU) 563.8 MPa

Parâmetros do Defeito de Corrosão

Profundidade (d) 10 mm
 Comprimento (L) 200 mm
 Taxa de Corrosão Radial (TR) 0.1 mm/ano
 Taxa de Corrosão Longitudinal (TL) 0.1 mm/ano

Sair Voltar Avançar

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Figura 7-Janela de Dados para Análise de Confiabilidade e Solução Semiempírica

Parâmetros para Análise de Confiabilidade

Parâmetros do Duto	COV de D	0.03	
	COV de t	0.05	
Propriedade do Material	COV de TU	0.067	
Parâmetros do Defeito de Corrosão	COV de d	0.1	
	COV de L	0.05	
	COV de TR	0.2	
	COV de TL	0.2	
Parâmetros de Solicitação	Pressão Interna (PI)	12 MPa	
	COV de PI	0.1	
	Pressão Externa (PE)	0.6 MPa	
Beta Alvo	3.72	Taxa de Convergência	0.0001

VN_{risk}

Sair Voltar Avançar

i

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “i”, na janela da Figura 7 será apresentada a mensagem ilustrada na Figura 8, informando o significado do Coeficiente de Variação (COV) e do beta alvo.

Figura 8-Janela com informações de COV e beta alvo

Parâmetros para Análise de Confiabilidade

Parâmetros do Duto	COV de D	0.03	
	COV de t	0.05	
Propriedade do Material	COV de TU	0.067	
Parâmetros do Defeito de Corrosão	COV de d	0.1	
	COV de L	0.05	
	COV de TR	0.2	
	COV de TL	0.2	
Parâmetros de Solicitação	Pressão Interna (PI)	12 MPa	
	COV de PI	0.1	
	Pressão Externa (PE)	0.6 MPa	
Beta Alvo	3.72	Taxa de Convergência	0.0001

VN_{risk}

Sair Voltar Avançar

Mensagem

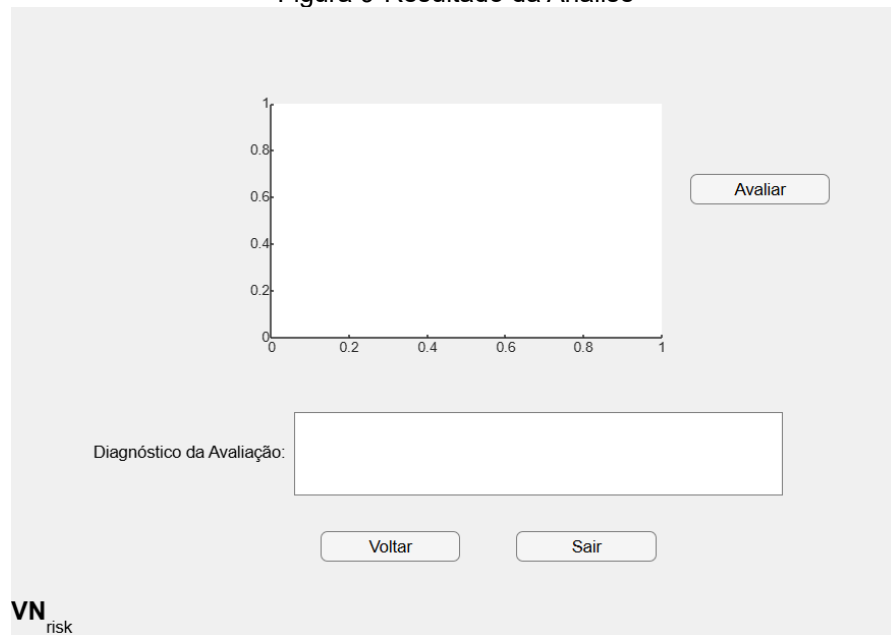
i O COV significa coeficiente de variação e o beta alvo é escolhido de acordo com a consequência de falha e custos de medida de segurança (JCSS, 2001).

OK

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “OK”, a mensagem desaparecerá e o usuário poderá preencher os parâmetros solicitados, conforme apresentado na Figura 7. Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 9 será apresentada.

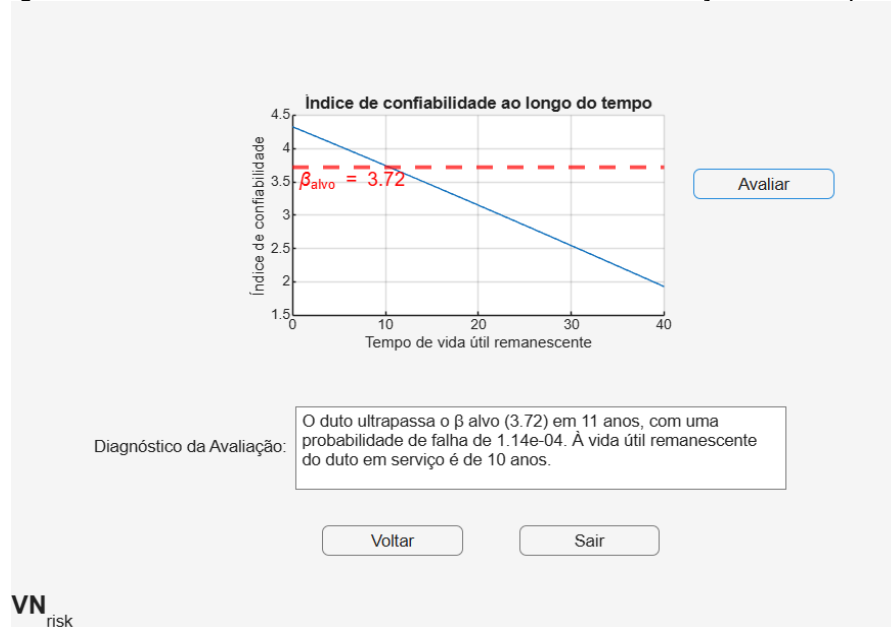
Figura 9-Resultado da Análise



Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avaliar”, o gráfico do índice de confiabilidade ao longo do tempo será apresentado, bem como o diagnóstico da análise, a partir do beta alvo informado na janela da Figura 7, conforme pode-se visualizar na Figura 10.

Figura 10-Resultado da Análise de Confiabilidade com Solução Semiempírica



Fonte: A autora (2025)

3.2 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE USANDO A SOLUÇÃO KRIGAGEM

Nesta seção, será exemplificado o passo a passo para a análise de confiabilidade através do método de Krigagem para um duto *offshore* com defeito de corrosão. Ao iniciar o VNrisk, a janela mostrada na Figura 11 aparecerá, na qual é apresentada uma rápida explicação do programa. Ao pressionar o botão “Avançar” a janela de Avaliação Preliminar do Defeito será apresentada, conforme ilustrado na Figura 12.

Figura 11-Janela inicial do VNrisk



Fonte: A autora (2025)

Figura 12-Janela de Avaliação Preliminar do Defeito

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avaliar”, é obtido o resultado da análise preliminar do duto corroído, conforme apresentado na janela da Figura 13. Caso o duto não passe na avaliação preliminar, aparecerá no resultado que é indicado realizar o reparo do duto e o usuário não poderá prosseguir com a análise, como apresentado na janela da Figura 14.

Figura 13-Janela de Resultado da Avaliação Preliminar do Defeito

A janela "Avaliação Preliminar do Defeito" apresenta dois campos de entrada: "Profundidade máxima do defeito (mm)" com o valor 12 e "Espessura inicial do duto íntegro (mm)" com o valor 20. Um botão "Avaliar" está à direita. Abaixo, a seção "Resultado:" exibe a mensagem: "A profundidade do defeito é menor do que 80% da espessura, é possível avançar com a análise." Na base da janela, há três botões: "Sair", "Voltar" e "Avançar". No canto inferior esquerdo, o logotipo "VN risk" é visível.

Fonte: A autora (2025)

Figura 14-Janela de Resultado da Avaliação Preliminar do Defeito onde é indicado fazer o reparo

A janela "Avaliação Preliminar do Defeito" apresenta dois campos de entrada: "Profundidade máxima do defeito (mm)" com o valor 17 e "Espessura inicial do duto íntegro (mm)" com o valor 20. Um botão "Avaliar" está à direita. Abaixo, a seção "Resultado:" exibe a mensagem: "A profundidade do defeito é maior do que 80% da espessura, portanto não é seguro operar esse duto. É indicado fazer o reparo." Na base da janela, há três botões: "Sair", "Voltar" e "Avançar". No canto inferior esquerdo, o logotipo "VN risk" é visível.

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avançar”, da Figura 13, aparecerá a janela apresentada na Figura 15. O usuário deverá então escolher o tipo de análise e o tipo de solução da resistência que deseja obter.

Figura 15-Janela de Tipo de Análise e Solução

Tipo de Análise

☒ Confiabilidade
☐ Risco

Tipo de Solução da Resistência

☐ Semiempírica
☒ Krigagem

Sair Voltar Avançar

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 16 será apresentada, e os dados do duto corroído devem ser fornecidos. Ao pressionar o botão “i”, na janela da Figura 16, será apresentada a mensagem informando sobre os limites de espessura e profundidade da solução Krigagem, conforme apresentado na janela da Figura 17.

Figura 16-Janela de Parâmetros do Duto para Confiabilidade e solução Krigagem

Parâmetros do Duto

Diâmetro (D) 812.8 mm
 Espessura (t) 0 (14-24) mm

Propriedade do Material

Tensão de Escoamento (TE) 464.5 MPa
 Tensão Última (TU) 563.8 MPa

Parâmetros do Defeito de Corrosão

Profundidade (d) 0 (7-18.2) mm
 Largura (w) 30 mm
 Comprimento (L) 200 mm
 Taxa de Corrosão Radial (TR) 0.1 mm/ano
 Taxa de Corrosão Longitudinal (TL) 0.1 mm/ano

Sair Voltar Avançar

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Figura 17-Apresenta as informações sobre a solução Krigagem

The image shows a software window titled "Parâmetros do Duto" (Pipe Parameters). It contains input fields for "Diâmetro (D)" (812.8 mm) and "Espessura (t)" (20 mm, with a range of 14-24 mm). Below these are fields for "Comprimento (L)" (200 mm), "Taxa de Corrosão Radial (TR)" (0.1 mm/ano), and "Taxa de Corrosão Longitudinal (TL)" (0.1 mm/ano). At the bottom are buttons for "Sair", "Voltar", and "Avançar". A modal message box titled "Mensagem" is overlaid on the window, containing an information icon and the text: "A solução de krigagem foi desenvolvida para um duto submarino de aço X65, e os valores de t e d precisam respeitar os intervalos." (The kriging solution was developed for a submarine pipe of steel X65, and the values of t and d must respect the intervals.) with an "OK" button.

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “OK”, a mensagem desaparecerá, e o usuário poderá preencher os parâmetros solicitados, conforme apresentado na Figura 16. Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 18 será apresentada.

Figura 18-Janela de Dados para Análise de Confiabilidade e solução Krigagem

The image shows a software window titled "Parâmetros para Análise de Confiabilidade" (Parameters for Reliability Analysis). It is organized into sections: "Parâmetros do Duto" with a "COV de t" field (0.05); "Parâmetros do Defeito de Corrosão" with a "COV de d" field (0.1); and "Parâmetros de Solicitação" with fields for "Pressão Interna (PI)" (12 MPa), "COV de PI" (0.1), and "Pressão Externa (PE)" (0.6 MPa). At the bottom are fields for "Beta Alvo" (3.72) and "Taxa de Convergência" (0.0001), along with "Sair", "Voltar", and "Avançar" buttons. A small information icon "i" is located on the right side of the window.

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “i”, na janela da Figura 18, será apresentada, na Figura 19, uma mensagem informando o significado do Coeficiente de Variação (COV) e do beta alvo.

Figura 19-Janela com informações de COV e beta alvo

Parâmetros para Análise de Confiabilidade

Parâmetros do Duto COV de t 0.05

Parâmetro

Parâmetro

Mensagem

O COV significa coeficiente de variação e o beta alvo é escolhido de acordo com a consequência de falha e custos de medida de segurança (JCSS, 2001).

OK

Beta Alvo 3.72 Taxa de Convergência 0.0001

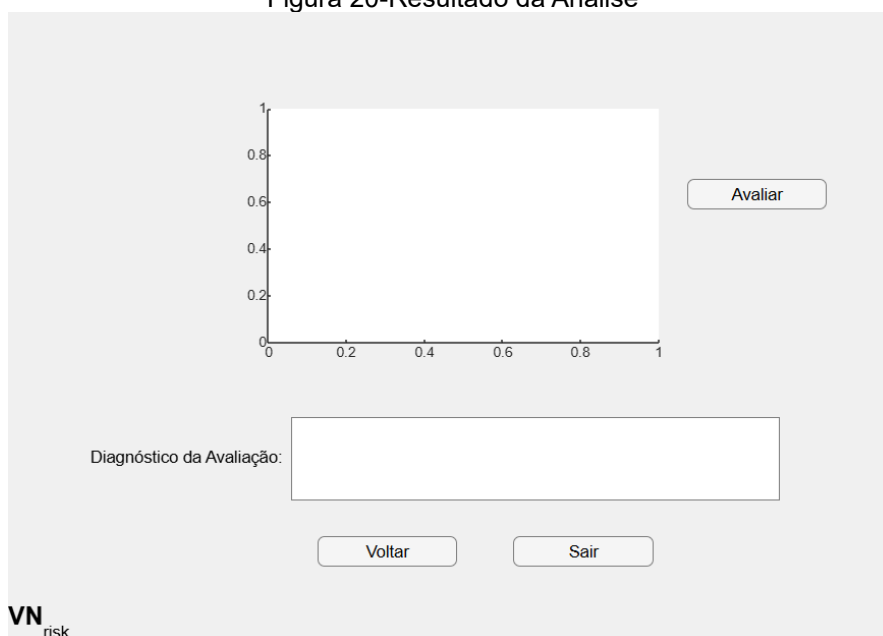
Sair Voltar Avançar

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “OK”, a mensagem desaparecerá e o usuário poderá preencher os parâmetros solicitados, conforme apresentado na janela da Figura 18. Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 20 será apresentada.

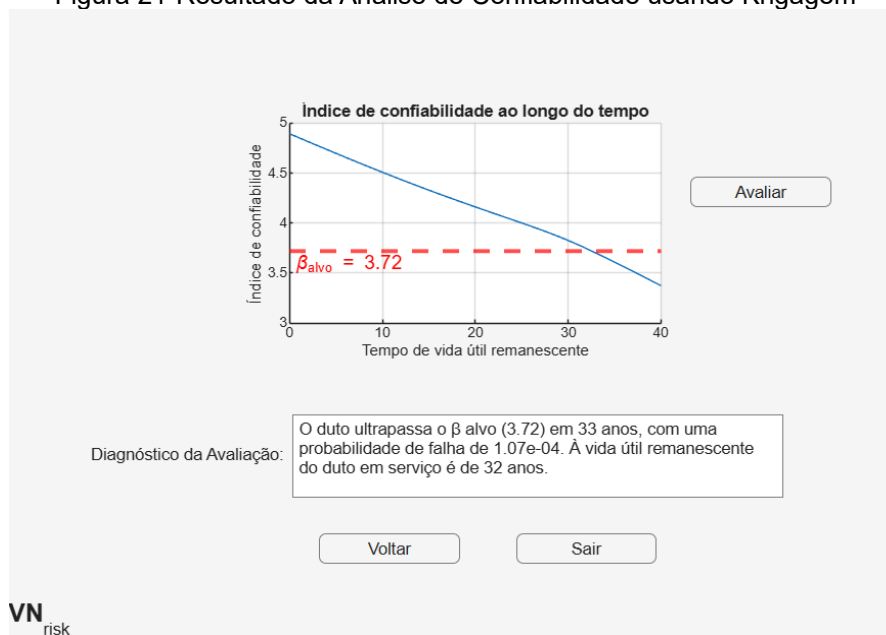
Figura 20-Resultado da Análise



Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avaliar”, o gráfico do índice de confiabilidade ao longo do tempo será apresentado, bem como o diagnóstico da análise a partir do beta alvo informado na janela da Figura 18, conforme pode ser visualizado na Figura 21.

Figura 21-Resultado da Análise de Confiabilidade usando Krigagem

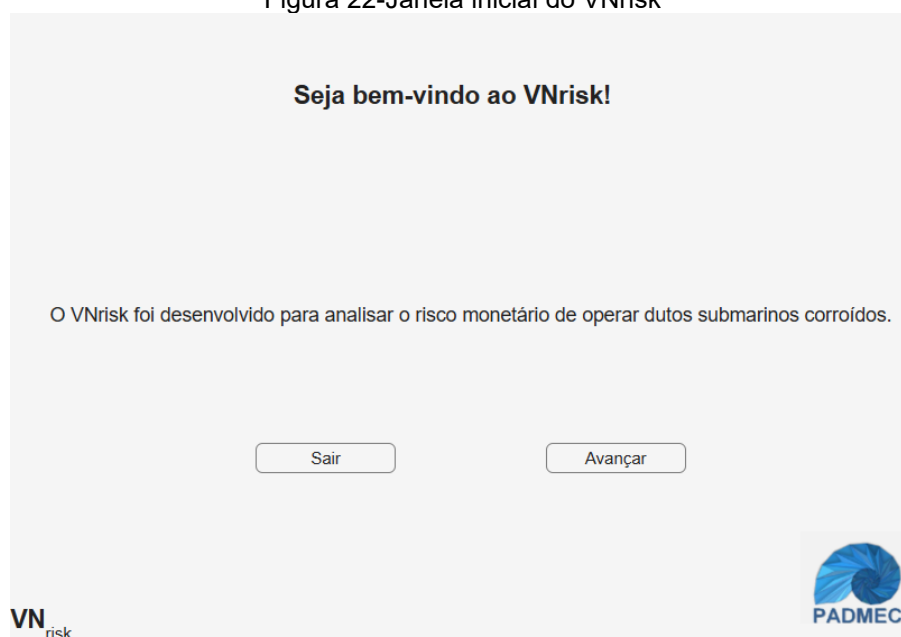


Fonte: A autora (2025)

3.3 ANÁLISE DE RISCO MONETÁRIO USANDO SOLUÇÃO SEMIEMPÍRICA

Nesta seção, será exemplificado o passo a passo para a análise do risco monetário com solução semiempírica de um duto *offshore* com defeito de corrosão. Ao iniciar o VNrisk, a janela apresentada na Figura 22 aparecerá, na qual é apresentada uma rápida explicação do programa. Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela de Avaliação Preliminar do Defeito será apresentada, conforme ilustrado na Figura 23.

Figura 22-Janela inicial do VNrisk



Fonte: A autora (2025)

Figura 23-Janela de Avaliação Preliminar do Defeito

Avaliação Preliminar do Defeito

Profundidade máxima do defeito (mm)

Espessura inicial do duto íntegro (mm)

Resultado:

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avaliar”, é obtido o resultado da análise, como apresentado na janela da Figura 3. Ao pressionar o botão “Avançar”, aparecerá a janela apresentada na Figura 24. O usuário deverá então escolher o tipo de análise e o tipo de solução da resistência que deseja obter.

Figura 24-Janela de Tipo de Análise e Solução

Tipo de Análise

☐ Confiabilidade

☒ Risco

Tipo de Solução da Resistência

☒ Semiempírica

☐ Krigagem

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 25 será apresentada. Na janela da Figura 25 os dados do duto corroído devem ser fornecidos. Após pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 26 será apresentada.

Figura 25-Janela de Parâmetros do Duto para Confiabilidade e Solução Semiempírica

Parâmetros do Duto

Diâmetro (D) mm

Espessura (t) mm

Propriedade do Material

Tensão Última (TU) MPa

Parâmetros do Defeito de Corrosão

Profundidade (d) mm

Comprimento (L) mm

Taxa de Corrosão Radial (TR) mm/ano

Taxa de Corrosão Longitudinal (TL) mm/ano

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Figura 26-Janela de Dados para Análise de Confiabilidade e Solução Semiempírica

Parâmetros para Análise de Confiabilidade

Parâmetros do Duto

COV de D

COV de t

Propriedade do Material

COV de TU

Parâmetros do Defeito de Corrosão

COV de d

COV de L

COV de TR

COV de TL

Parâmetros de Solicitação

Pressão Interna (PI) MPa

COV de PI

Pressão Externa (PE) MPa

Beta Alvo Taxa de Convergência

i

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “i”, a mensagem será apresentada na janela da Figura 27, informando o significado do Coeficiente de Variação (COV) e do beta alvo.

Figura 27-Janela com informações de COV e beta alvo

Parâmetros para Análise de Confiabilidade

Parâmetros do Duto

COV de D

COV de t

Propriedades do Material


Parâmetros de Falha

Parâmetros de Projeto

Pressão Externa (PE) MPa

Beta Alvo Taxa de Convergência

Mensagem

 O COV significa coeficiente de variação e o beta alvo é escolhido de acordo com a consequência de falha e custos de medida de segurança (JCSS, 2001).

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “OK”, a mensagem desaparecerá e o usuário poderá preencher os parâmetros solicitados, conforme apresentado na Figura 26. Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 28 será apresentada.

Figura 28-Janela com os Parâmetros para Análise de Risco Monetário

Parâmetros para Análise do Risco Monetário

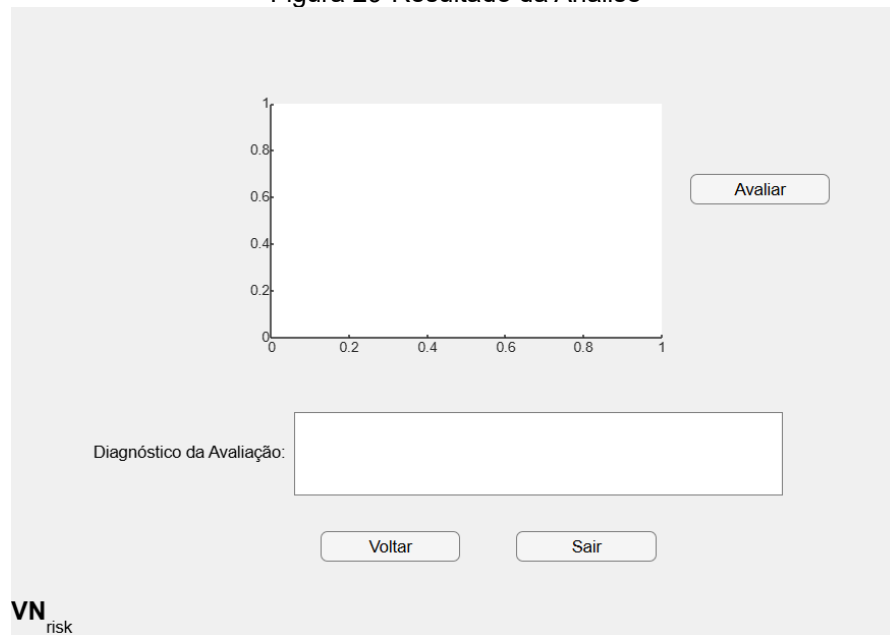
Custo de Inspeção não planejada (USD\$)	<input type="text" value="1.5e+04"/>
Custo de Manutenção não Planejada (USD\$)	<input type="text" value="1e+05"/>
Preço do barril de petróleo (USD\$)	<input type="text" value="69.23"/>
Tempo de Produção Perdido (Horas)	<input type="text" value="96"/>
Tempo de Desligamento para Reparo (Horas)	<input type="text" value="120"/>
Taxa de Juros (%)	<input type="text" value="12.25"/>
Taxa de Inflação (%)	<input type="text" value="5.53"/>
Valor do Risco Aceitável (USD\$)	<input type="text" value="1.2e+05"/>
Custo de Evitar uma Fatalidade (USD\$)	<input type="text" value="4.8e+05"/>

VN risk

Fonte: A autora (2025)

O usuário precisará informar os parâmetros para o cálculo do risco monetário. Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 29 será apresentada.

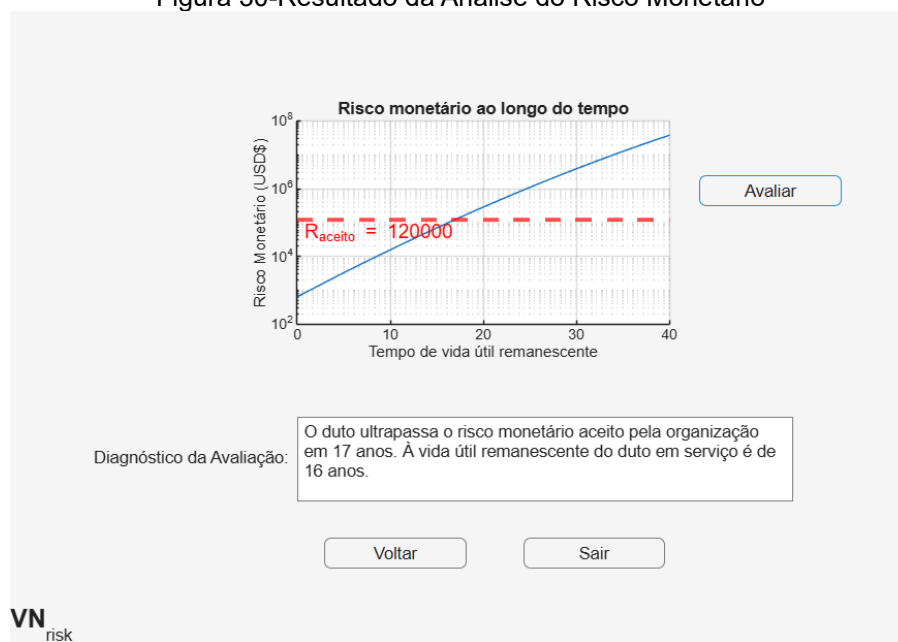
Figura 29-Resultado da Análise



Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avaliar”, o gráfico do risco monetário ao longo do tempo será apresentado, bem como o diagnóstico da análise, a partir do risco monetário aceito pela organização, informado na janela da Figura 28, conforme se pode visualizar na Figura 30.

Figura 30-Resultado da Análise do Risco Monetário



Fonte: A autora (2025)

3.4 ANÁLISE DE RISCO MONETÁRIO USANDO A SOLUÇÃO KRIGAGEM

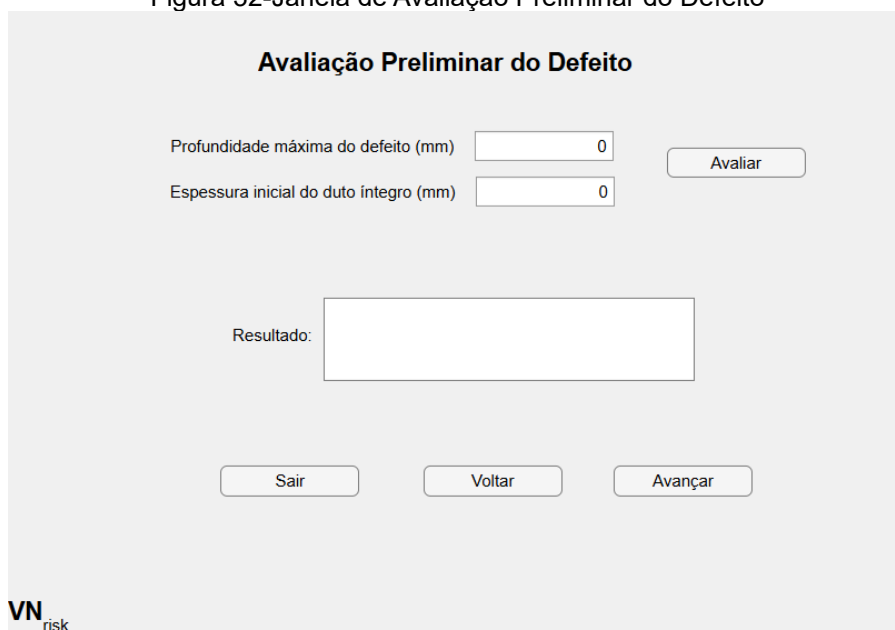
Nesta seção, será exemplificado o passo a passo para a análise de risco monetário através do método de Krigagem para um duto *offshore* com defeito de corrosão. Ao iniciar o VNrisk, a janela apresentada na Figura 31 aparecerá, na qual é apresentada uma rápida explicação do programa. Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela de Avaliação Preliminar do Defeito será apresentada, conforme ilustrado na Figura 32.

Figura 31-Janela inicial do VNrisk



Fonte: A autora (2025)

Figura 32-Janela de Avaliação Preliminar do Defeito



Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avaliar”, é obtido o resultado da análise, como apresentado na janela da Figura 13. Ao pressionar o botão “Avançar”, aparecerá a janela apresentada na Figura 33. O usuário deverá então escolher o tipo de análise e o tipo de solução da resistência que deseja obter.

Figura 33-Janela de Tipo de Análise e Solução

Tipo de Análise

☐ Confiabilidade

☒ Risco

Tipo de Solução da Resistência

☐ Semiempírica

☒ Krigagem

Sair Voltar Avançar

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 34 será apresentada e os dados do duto devem ser fornecidos.

Figura 34-Janela de Parâmetros do Duto para Confiabilidade e solução Krigagem

Parâmetros do Duto

Diâmetro (D) 812.8 mm

Espessura (t) 0 (14-24) mm

Propriedade do Material

Tensão de Escoamento (TE) 464.5 MPa

Tensão Última (TU) 563.8 MPa

Parâmetros do Defeito de Corrosão

Profundidade (d) 0 (7-18.2) mm

Largura (w) 30 mm

Comprimento (L) 200 mm

Taxa de Corrosão Radial (TR) 0.1 mm/ano

Taxa de Corrosão Longitudinal (TL) 0.1 mm/ano

Sair Voltar Avançar

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “i”, a janela da Figura 35 será apresentada, com uma mensagem informando sobre os limites de espessura e profundidade usados na solução Krigagem.


Figura 35-Apresenta as informações sobre a solução Krigagem

Parâmetros do Duto

Diâmetro (D) mm

Espessura (t) (14-24) mm

Mensagem

 A solução de krigagem foi desenvolvida para um duto submarino de aço X65, e os valores de t e d precisam respeitar os intervalos.

Comprimento (L) mm

Taxa de Corrosão Radial (TR) mm/ano

Taxa de Corrosão Longitudinal (TL) mm/ano

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “OK”, a mensagem desaparecerá e o usuário poderá preencher os parâmetros solicitados, conforme apresentado na Figura 34. Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 36 será apresentada.

Figura 36-Janela de Dados para Análise de Confiabilidade e solução Krigagem

Parâmetros para Análise de Confiabilidade

Parâmetros do Duto COV de t

Parâmetros do Defeito de Corrosão COV de d

Parâmetros de Solicitação

Pressão Interna (PI) MPa

COV de PI

Pressão Externa (PE) MPa

Beta Alvo Taxa de Convergência

VN risk

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “i”, a mensagem será apresentada na janela da Figura 37, informando o significado do Coeficiente de Variação (COV) e do beta alvo.

Figura 37-Janela com informações de COV e beta alvo

The screenshot shows a software window titled "Parâmetros para Análise de Confiabilidade". It contains input fields for "COV de t" (set to 0.05), "Beta Alvo" (set to 3.72), and "Taxa de Convergência" (set to 0.0001). There are buttons for "Sair", "Voltar", and "Avançar". An information message box is overlaid on the window, stating: "O COV significa coeficiente de variação e o beta alvo é escolhido de acordo com a consequência de falha e custos de medida de segurança (JCSS, 2001)." The logo "VN risk" is visible in the bottom left corner.

Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “OK”, a mensagem desaparecerá e o usuário poderá preencher os parâmetros solicitados, conforme apresentado na Figura 36. Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 38 será apresentada.

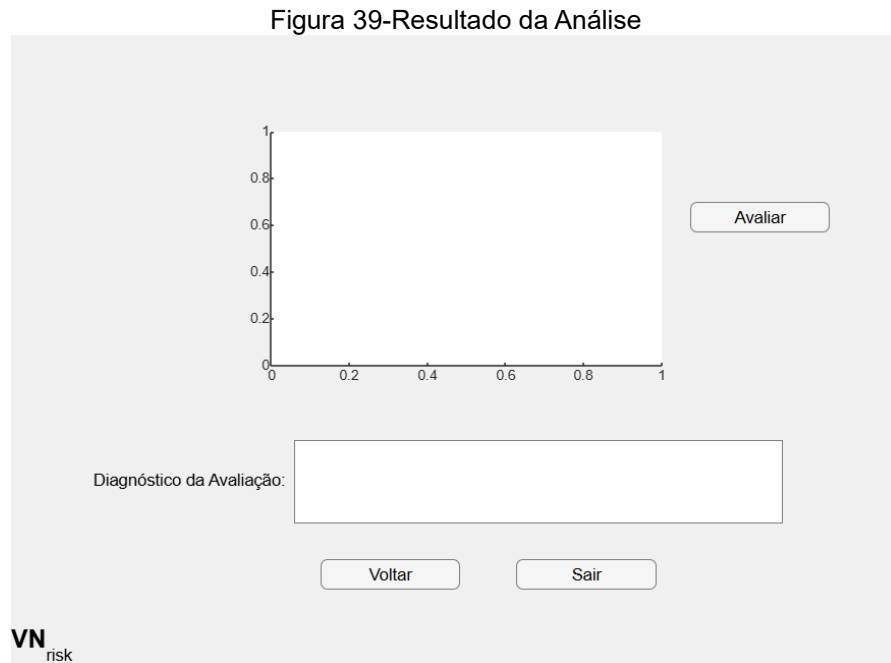
Figura 38-Janela com os Parâmetros para Análise de Risco Monetário

The screenshot shows a software window titled "Parâmetros para Análise do Risco Monetário". It contains a table of monetary risk parameters and their values. At the bottom, there are buttons for "Sair", "Voltar", and "Avançar". The logo "VN risk" is visible in the bottom left corner.

Custo de Inspeção não planejada (USD\$)	1.5e+04
Custo de Manutenção não Planejada (USD\$)	1e+05
Preço do barril de petróleo (USD\$)	69.23
Tempo de Produção Perdido (Horas)	96
Tempo de Desligamento para Reparo (Horas)	120
Taxa de Juros (%)	12.25
Taxa de Inflação (%)	5.53
Valor do Risco Aceitável (USD\$)	1.2e+05
Custo de Evitar uma Fatalidade (USD\$)	4.8e+05

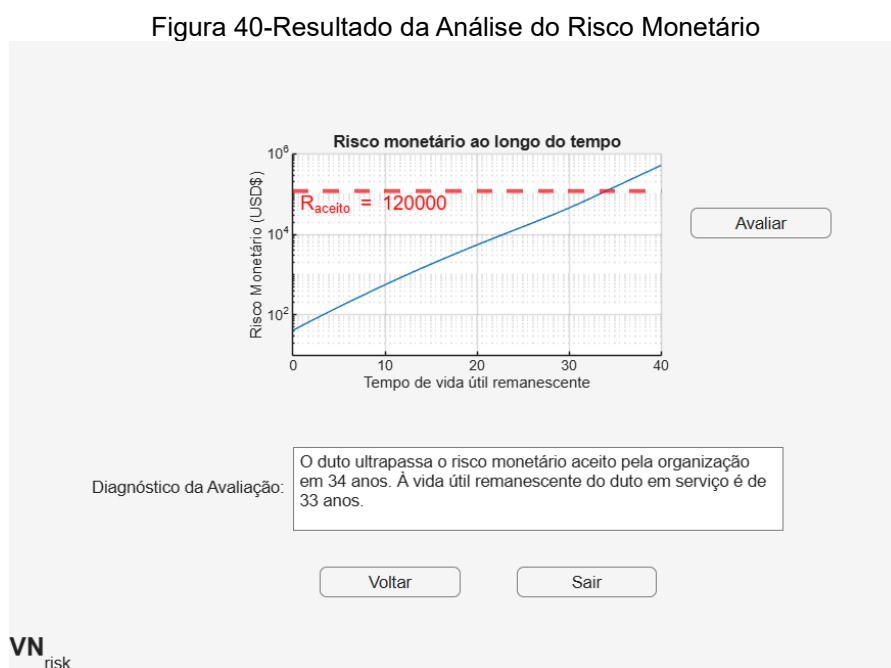
Fonte: A autora (2025)

O usuário precisará informar os parâmetros para o cálculo do risco monetário. Ao pressionar o botão “Avançar”, a janela da Figura 39 será apresentada.



Fonte: A autora (2025)

Ao pressionar o botão “Avaliar”, o gráfico do risco monetário ao longo do tempo será apresentado, bem como o diagnóstico da análise, a partir do risco monetário aceito pela organização, informado na janela da Figura 38, conforme apresentado na Figura 40.



Fonte: A autora (2025)