

**EDILSON GABRIEL VERUZ**

**Desenvolvimento de Modelo de Análise de Integridade Estrutural de Equipamentos Submarinos Utilizados na Exploração de Petróleo e Gás Natural Considerando o Efeito da Degradação por Corrosão**

São Paulo

2022

**EDILSON GABRIEL VERUZ**

**Desenvolvimento de Modelo de Análise de Integridade Estrutural de Equipamentos Submarinos Utilizados na Exploração de Petróleo e Gás Natural Considerando o Efeito da Degradação por Corrosão**

**Versão Corrigida**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Engenharia Mecânica de Projeto e Fabricação

Orientador: Prof. Dr. Gilberto Francisco Martha de Souza

São Paulo

2022

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 14 de Dezembro de 2022

Assinatura do autor: Edilson Gabriel Veruz

Assinatura do orientador: Gilberto F. M. Souza

#### Catálogo-na-publicação

Veruz, Edilson Gabriel

Desenvolvimento de Modelo de Análise de Integridade Estrutural de Equipamentos Submarinos Utilizados na Exploração de Petróleo e Gás Natural Considerando o Efeito da Degradação por Corrosão / E. G. Veruz -- versão corr. -- São Paulo, 2022.

146 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.

1.Submarino - equipamentos 2.Corrosão pela água 3.Confiabilidade estrutural 4.Inspeção baseada em risco 5.Delineamento de experimentos I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Mecânica II.t.

Nome: VERUZ, Edilson Gabriel

Título: Desenvolvimento de Modelo de Análise de Integridade Estrutural de Equipamentos Submarinos Utilizados na Exploração de Petróleo e Gás Natural Considerando o Efeito da Degradação por Corrosão

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr.

---

Instituição:

---

Julgamento:

---

Profa. Dra.

---

Instituição:

---

Julgamento:

---

Prof. Dr.

---

Instituição:

---

Julgamento:

---

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus pais por todo amor, dedicação e incentivo. Levo o ensinamento que o estudo é a única maneira de mudar o mundo.

Agradeço aos professores da Universidade de São Paulo pelos conhecimentos transmitidos, as conversas e os momentos de descontração.

Agradeço aos companheiros da Petrobras que incentivaram, apoiaram e transmitiram conhecimento tornando possível o desenvolvimento deste trabalho.

Deixo meu agradecimento especial ao professor Gilberto, pelos desafios propostos e a orientação brilhante nesse trabalho.

Também agradeço a todos que, de alguma forma, tiveram contribuição nessa jornada.

## RESUMO

Equipamentos submarinos utilizados na exploração de óleo e gás podem apresentar os mais diversos mecanismos de falha, dentre eles a corrosão interna uniforme. Nesse caso, inspeções periódicas podem revelar a severidade da deterioração e indicar a necessidade de substituição do equipamento. No entanto, inspeções em ambiente *offshore* são onerosas e, muitas vezes, limitadas a pontos específicos devido à geometria do equipamento. Uma alternativa de redução de custo de inspeção mantendo o compromisso com a segurança é o planejamento de Inspeções Baseadas em Risco (IBR). Dentre as etapas da IBR, a estimativa da probabilidade de ocorrência de falha é uma atividade importante. Em geral, normas de determinação de vida remanescente são empregadas com esse intuito. Contudo, as normas possuem limitações na determinação da redução de espessura de tubulações e dutos devido à corrosão interna, uma vez que requerem medidas da área (comprimento, largura e profundidade) afetada pelo mecanismo de degradação e, no caso de equipamentos submarinos, muitas vezes, essas medições são inviáveis. Como alternativa, modelos de estimação da redução de espessura com comportamento linear são empregados com objetivo de determinar as características da região afetada pela corrosão interna. Porém, esses modelos apresentam uma lacuna no que diz respeito à consideração das variações das condições de operação e como essas afetam a taxa de corrosão do metal (CR). O presente trabalho propõe uma alternativa aos modelos de redução de espessura convencionais por meio da consideração da espessura como uma variável aleatória. Nessa abordagem, a CR também é estimada como uma variável aleatória utilizando a técnica de delineamento de experimentos em conjunto com um *software* de previsão de corrosão por dióxido de carbono. No presente estudo, empregou-se o modelo NORSOK. A metodologia proposta foi aplicada em um caso exemplo, um *Spool* de produção de uma árvore de natal molhada. Os resultados obtidos pelo modelo proposto foram comparados com o modelo de redução de espessura linear ao longo do tempo. Inicialmente, considerou-se operação contínua. Para a estimação da probabilidade de ocorrência de falha, os resultados de redução de espessura dos dois modelos foram empregados nas equações de estado limites formuladas pelas normas ASME B31G e ASME B31.3. Utilizou-se o método probabilístico condicionado avançado (AFOSM) para o cálculo da confiabilidade estrutural. A consequência de falha foi modelada utilizando o modelo universal de consequência de falhas para avaliação inicial de IBR para perda de contenção. As análises apresentadas pelo estudo de caso evidenciam que as incertezas associadas aos parâmetros que influenciam na CR e, conseqüentemente, na redução de espessura, afetam o cálculo de probabilidade de falha. Para o caso específico, também se destaca contabilização dos dias inoperantes do equipamento na estimativa da CR. Como resultado, a perda de material foi inferior e o risco não-tolerável foi postergado, otimizando a data de inspeção.

Palavras-chave: Equipamentos Submarinos, Inspeção Baseada em Risco, Corrosão Interna Uniforme/ Generalizada, Confiabilidade Estrutural.

## ABSTRACT

Subsea equipment used in oil and gas exploration may present the most diverse failure mechanisms, including uniform internal corrosion. In this case, periodic inspections may reveal the severity of deterioration and indicate the need for equipment replacement. However, inspections in an offshore environment are expensive and often limited to specific points due to the geometry of the equipment. An alternative to reduce inspection cost while maintaining the commitment to safety is Risk-Based Inspection (RBI) planning. Among the steps of the RBI, estimating the probability of failure occurrence is an important activity. In general, remaining life determination standards are used for this purpose. However, the standards have limitations in determining the reduction in thickness of pipes and ducts due to internal corrosion, since they require measurements of the area (length, width, and depth) affected by the degradation mechanism and, in the case of subsea equipment, often, these measurements are unfeasible. As an alternative, thickness reduction models with linear behavior are used to determine the thickness reduction of the region affected by internal corrosion. However, these models have a gap regarding the consideration of variations in operating conditions and how these affect the corrosion rate of the metal (CR). The present work proposes an alternative to models of thickness reduction with linear behavior, by considering the thickness as a random variable over time. In this approach, the CR of the metal is estimated as a random variable using the design of experiments technique and a carbon dioxide corrosion prediction software. In the present study, the NORSOK model was used. The proposed methodology was applied in an example case, a Spool for the production of a wet Christmas tree. The results obtained were compared with the linear thickness reduction model over time. Initially, continuous operation was considered. To estimate the probability of failure, the thickness reduction results of the two models were used in the limit state equations formulated by ASME B31G and ASME B31.3 standards. The advanced first-order probabilistic method (AFOSM) was used to calculate the structural reliability. The consequence of failure was modeled using the universal failure consequence model for initial RBI assessment for loss of contention. The analyzes presented by the case study show that the uncertainties associated with the parameters that influence the CR and, consequently, the thickness reduction, affect the failure probability calculation. For the specific case, the accounting of the equipment inoperative days in the CR estimate is also highlighted. As a result, material loss was lower and non-tolerable risk was postponed, optimizing the inspection date.

Keywords: Subsea Equipment, Risk Based Inspection, Uniform/Generalized Internal Corrosion, Structural Reliability.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	17
1.1	Objetivo.....	21
1.2	Conteúdo e Estrutura da Dissertação .....	21
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	23
2.1	Inspeção Baseada em Risco .....	23
2.1.1	Probabilidade de Falha.....	25
2.1.2	Consequência de Falha.....	26
2.1.3	Estimação do Risco .....	27
2.2	Conceitos Básicos de Confiabilidade Estrutural.....	28
2.2.1	Métodos de Confiabilidade de Primeira Ordem.....	30
2.3	Norma ASME B31.3.....	36
2.3.1	Critérios de Projeto .....	37
2.4	Norma ASME B31G.....	39
2.4.1	Aplicações, exclusões e considerações especiais.....	39
2.4.2	Níveis de Análise .....	42
2.5	Modelos de Predição de Corrosão Uniforme.....	46
2.6	Modelo NORSOK.....	49
2.6.1	Modelo .....	50
2.6.1	Orientações e Limitações .....	60
2.7	Técnica de Delineamento de Experimento Tipo Fatorial .....	64
2.7.1	Experimento Fatorial.....	66
3	METODOLOGIA .....	73
3.1	Delineamento de Experimentos e Redução de Espessura.....	75
3.2	Cálculo Diário da Taxa de Corrosão e Redução de Espessura .....	79
3.3	Determinação da Probabilidade de Falha .....	80
3.4	Determinação da Consequência de Falha .....	82
3.5	Avaliação de Risco .....	83
4	ESTUDO DE CASO: ÁRVORE DE NATAL MOLHADA .....	84

4.1	Delineamento de Experimentos .....	85
4.2	Cálculo Diário da Taxa de Corrosão.....	93
4.3	Redução de Espessura.....	96
4.4	Probabilidades de Falha .....	98
4.5	Consequência de Falha .....	102
4.6	Avaliação do Risco .....	103
4.7	Análises Complementares.....	104
	4.7.1 Efeito da amplitude dos fatores nas regressões da CR.....	104
	4.7.2 Influência das paradas de produção na CR. ....	109
5	DISCUSSÕES .....	130
	5.1 Limitações e Orientações Gerais .....	132
6	CONCLUSÕES.....	138
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	141

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Processo de Gestão de Inspeção.....	24
Figura 2 – Relação entre as cargas aplicadas e a resistência do sistema em um projeto de estado limite.....	29
Figura 3 – Interpretação geométrica do índice de confiabilidade $\beta$ .....	32
Figura 4 – Fluxograma do método probabilístico condicionado avançado .....	36
Figura 5 – Parâmetros de corrosão utilizados na análise .....	44
Figura 6 – Representação do Experimento Fatorial $2^2$ . .....	67
Figura 7 – Representação dos Efeitos em Experimentos Fatoriais $2^3$ e $2^4$ . .....	72
Figura 8 – Fluxo de atividades da metodologia proposta. ....	74
Figura 9 – Fluxograma para determinar regressão estatística e distribuição de probabilidade de tempo para atingir a espessura alvo. ....	76
Figura 10 – Fluxograma para determinar a distribuição de probabilidade para CR usando Simulação de Monte Carlo e análise paramétrica. ....	78
Figura 11 – Dados de pressão ao longo da vida operacional do Poço 1.....	85
Figura 12 – Dados de temperatura ao longo da vida operacional do Poço 1.....	86
Figura 13 – Ajuste dos dados de corrosão em distribuições de probabilidade normais usando papel probabilístico. ....	92
Figura 14 – Histograma dos dados de corrosão e a Distribuição de Probabilidade ajustada aos dados em cada intervalo. ....	93
Figura 15 – Variação do pH ao longo do tempo. Foram desconsiderados os anos sem fluxo de água e, portanto, sem corrosão. ....	94
Figura 16 – Variação da tensão de cisalhamento ao longo do tempo. Foram desconsiderados os anos sem fluxo de água e, portanto, sem corrosão. ....	95
Figura 17 – Variação da taxa de corrosão ao longo do tempo. Foram desconsiderados os anos sem fluxo de água e, portanto, sem corrosão. ....	95
Figura 18 – Redução da espessura ao longo utilizando os dados de corrosão provenientes do delineamento de experimentos.....	96
Figura 19 – Redução de espessura utilizando o cálculo diário de taxa de corrosão. ....	97
Figura 20 – Superposição dos resultados de redução de espessura. ....	98

Figura 21 – Evolução do índice de confiabilidade $\beta$ ao longo do tempo considerando a redução de espessura como variável aleatória. ....	100
Figura 22 – Evolução do índice de confiabilidade $\beta$ ao longo do tempo considerando a redução de espessura como uma variável determinística. ....	101
Figura 23 – Ajuste dos dados de corrosão em distribuições de probabilidade normais usando papel probabilístico. ....	108
Figura 24 – Histograma dos dados de corrosão e a Distribuição de Probabilidade ajustada aos dados em cada intervalo. ....	109
Figura 25 – Redução da espessura ao longo utilizando os dados de corrosão provenientes do delineamento de experimentos e deduzidos os dias sem produção considerando que a temperatura decai lentamente. ....	113
Figura 26 – Superposição dos resultados de redução de espessura obtidos pelo modelo probabilístico.....	114
Figura 27 – Comparação dos modelos determinísticos de redução de espessura.....	117
Figura 28 – Superposição do modelo determinístico e probabilístico corrigidos de redução de espessura. ....	117
Figura 29 – Redução da espessura ao longo utilizando os dados de corrosão provenientes do delineamento de experimentos e deduzidos os dias sem produção considerando que a temperatura decai rapidamente. ....	123
Figura 30 – Superposição dos resultados de redução de espessura obtidos pelo modelo probabilístico.....	123
Figura 31 – Comparação dos modelos determinísticos de redução de espessura.....	125
Figura 32 – Superposição do modelo determinístico e probabilístico corrigidos de redução de espessura. ....	126

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Relação entre as variáveis linguística da análise qualitativa com os valores assumidos pela análise quantitativa para Probabilidade de Falha. Os valores são apresentados em termos de eventos por ano. ....	26
Tabela 2 – Relação entre as variáveis linguística da análise qualitativa com os valores assumidos pela análise quantitativa para Consequência de Falha. ....	27
Tabela 3 – Exemplo de Matriz de Risco com três categorias: Baixo (B), Médio (ME) e, Alto (A). ....	28
Tabela 4 – Entradas de parâmetros básicos para o cálculo da taxa de corrosão de equipamentos submarinos pelo Modelo NORSOK, adaptado da Norma M-506. ....	52
Tabela 5 – Fatores da temperatura, $K_t$ , adaptado da Norma M-506. ....	52
Tabela 6 – Efeito do pH na taxa de corrosão, adaptado da Norma M-506. ....	53
Tabela 7 – Tabela de Análise de Variância (ANOVA) para Experimento 2 <sup>2</sup> . ....	70
Tabela 8 – Exemplo de tabela de atualização diária para o cálculo da taxa de corrosão. ....	80
Tabela 9 – Características do Spool de produção. ....	84
Tabela 10 – Intervalos de tempos resultantes da discretização proposta. ....	86
Tabela 11 – Valores mínimos e máximos assumidos pelos parâmetros em cada intervalo. ....	89
Tabela 12 – Valores mínimos e máximos assumidos pela tensão de cisalhamento e pH. ....	90
Tabela 13 – Parâmetros das distribuições de probabilidade para as taxas de corrosão obtidas a partir do delineamento experimental para o NORSOK. ....	91
Tabela 14 – Variáveis aleatórias utilizadas no cálculo da confiabilidade estrutural. ....	98
Tabela 15 – Evolução do índice de confiabilidade e da probabilidade de falha ao longo do tempo avaliando as equações de estado limite provenientes, respectivamente, das normas de projeto ASME B31G e ASME B31.3 utilizando os dados de corrosão do delineamento de experimentos. ....	99
Tabela 16 – Evolução do índice de confiabilidade e da probabilidade de falha ao longo do tempo avaliando as equações de estado limite provenientes, respectivamente, das normas de projeto ASME B31G e ASME B31.3 utilizando os dados do cálculo diário de taxa de corrosão. ....	100
Tabela 17 – Modelo de consequência geral para avaliação inicial de IBR para perda de contenção. ....	102
Tabela 18 – Avaliação de risco utilizando os resultados de probabilidade de falha. ....	103

Tabela 19 – Valores mínimos e máximos assumidos pelos parâmetros em cada intervalo estimando novos valores para pressão e temperatura. ....	105
Tabela 20 – Parâmetros das distribuições de probabilidade para a taxa de corrosão obtidas a partir do delineamento experimental para o NORSOK utilizando níveis de fatores estimados.....	107
Tabela 21 – Novos valores de mínimos e máximos dos fatores que influenciam na corrosão nos intervalos considerando que a temperatura decai lentamente. ....	111
Tabela 22 – Comparação dos parâmetros das distribuições de probabilidade para a CR para os intervalos na condição de produção e inoperante considerando que a temperatura decai lentamente. ....	112
Tabela 23 – Comparação entre as menores e maiores espessuras. ....	115
Tabela 24 – Comparação das espessuras para o modelo determinístico.....	116
Tabela 25 – Evolução do índice de confiabilidade, da probabilidade de falha e do risco ao longo do tempo avaliando as equações de estado limite provenientes, respectivamente, das normas de projeto ASME B31G e ASME B31.3 utilizando os dados de corrosão do delineamento de experimentos e corrigidos conforme os dias parados. ....	119
Tabela 26 – Evolução do índice de confiabilidade, da probabilidade de falha e do risco ao longo do tempo avaliando as equações de estado limite provenientes, respectivamente, das normas de projeto ASME B31G e ASME B31.3 utilizando os dados do cálculo diário de taxa de corrosão e a correção conforme os dias parados. ....	120
Tabela 27 – Novos valores de mínimos e máximos dos fatores que influenciam na corrosão nos intervalos considerando que a temperatura decai rapidamente. ....	121
Tabela 28 – Comparação dos parâmetros das distribuições de probabilidade para a CR para os intervalos na condição de produção e inoperante considerando que a temperatura decai rapidamente.....	122
Tabela 29 – Comparação entre as menores e maiores espessuras. ....	124
Tabela 30 – Comparação das espessuras para o modelo determinístico.....	124
Tabela 31 – Evolução do índice de confiabilidade, da probabilidade de falha e do risco ao longo do tempo avaliando as equações de estado limite provenientes, respectivamente, das normas de projeto ASME B31G e ASME B31.3 utilizando os dados de corrosão do delineamento de experimentos e corrigidos conforme os dias parados considerando que a temperatura decai rapidamente. ....	127
Tabela 32 – Evolução do índice de confiabilidade, da probabilidade de falha e do risco ao longo do tempo avaliando as equações de estado limite provenientes, respectivamente, das	

normas de projeto ASME B31G e ASME B31.3 utilizando os dados do cálculo diário de taxa de corrosão e a correção conforme os dias parados considerando que a temperatura decai rapidamente. ....	128
Tabela 33 – Publicações realizadas.....	139

## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

$a$	Coeficiente de Fugacidade
A	Área da Seção Transversal da Tubulação
AFOSM	<i>Advanced First Order Second Moment</i>
ASME	<i>American Society of Mechanical Engineers</i>
$C_f$	Consequência de Falha
$cov(.,.)$	Covariância entre Duas Variáveis
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
CR	Taxa de Corrosão
$d$	Diâmetro Interno
D	Diâmetro Externo
DOE	Delineamento de Experimentos
$d(t)$	Perda de espessura ao longo do tempo
$d_0$	Perda de espessura inicial
E	Fator de Qualidade do Material
$fCO_2$	Fugacidade de Dióxido de Carbono
FORM	<i>First Order Reliability Methods</i>
$f$	Fator de Atrito
$f_i$	Função de Densidade de Probabilidade de uma Variável Aleatória
$F_i$	Função de Probabilidade Acumulada de uma Variável Aleatória
$f(pH)_T$	Fator de pH do Fluido na Temperatura T
$g(X)$ ou $Z$	Equação de Estado Limite
$H_i$	Hipótese do Teste de Hipóteses
H <sub>2</sub> S	Sulfeto de Hidrogênio
IBR	Inspeção Baseada em Risco
$K_t$	Fator de Temperatura
$k$	Rugosidade da Parede da Tubulação
L	Comprimento da Região Corroída
$L(X)$	Função de Carregamento de Estrutura
NACE	<i>National Association of Corrosion Engineers</i>
P	Pressão Interna
Pa	Pascal

$pCO_2$	Pressão Parcial de Dióxido de Carbono
$P_f$	Probabilidade de Falha
pH	Potencial Hidrogeniônico
$Q_G$	Vazão Volumétrica de Gás
$Q_L$	Vazão Volumétrica de Líquido
R	Risco
$R(X)$	Função de Resistência da Estrutura
$R_1$	Raio da Curva de Soldagem do Cotovelo
S	Tensão Admissível do Material
$S_F$	Tensão Estimada de Falha
$S_{flow}$	Tensão de Fluxo
SMC	Simulação de Monte Carlo
SMYS	Tensão Mínima de Escoamento do Material
$SQ$	Soma dos Quadrados
T ou $T_c$	Temperatura
$T_f$	Temperatura do Fluido
$T_{std}$	Temperatura do Gás na Condição Padrão
$t$	Espessura de Projeto para Pressão Interna
$t_m$	Espessura Mínima Requerida
$u_G^S$	Velocidade Superficial do Gás
$u_L^S$	Velocidade Superficial do Líquido
$u_m$	Velocidade da Mistura
W	Fator de Redução de Resistência de Junta Soldada
WSS	Tensão de Cisalhamento na Parede do Tubo
$X_i$ ou $Y_i$	i-ésima variável aleatória
Y	Coefficiente do Material
Z	Fator de Compressibilidade do Gás
$\alpha_i$	i-ésimo Coeficiente de Proporcionalidade ou Cosseno Diretor
$\beta$	Índice de Confiabilidade
$\Delta t_i$	i-ésimo Intervalo de tempo
$\rho_m$	Densidade da Mistura
$\rho_g$	Densidade do Gás
$\rho_L$	Densidade do Líquido

$\rho_o$	Densidade do Óleo
$\rho_w$	Densidade da Água
$\mu_Z$	Média da Equação de Estado Limite
$\mu_{X_i}^N$	Média da Variável Aleatória $X_i$ Normalizada
$\mu_L$	Viscosidade do Líquido
$\mu_m$	Viscosidade da Mistura
$\mu_w$	Viscosidade da Água
$\sigma_Z$	Desvio Padrão da Equação de Estado Limite
$\sigma_{X_i}^N$	Desvio Padrão da Variável Aleatória $X_i$ Normalizada
$\lambda(t)$	Taxa de falhas
$\lambda$	Razão Volumétrica de Líquido
$\phi$	Corte de Água
$\phi_c$	Corte de Água no Ponto de Inversão
$\phi$	Função de Densidade de Probabilidade Normal
$\Phi$	Função Padronizada de Probabilidade Normal Acumulada
$\Phi^{-1}$	Função Inversa Padronizada de Probabilidade Normal Acumulada

# 1 INTRODUÇÃO

O interesse econômico pelo petróleo surgiu no início do século XIX, sendo empregado na iluminação pública. Com a substituição gradual desta *commodity* pela eletricidade na iluminação pública, apenas no final do século XIX, com o advento dos motores a gasolina e a diesel, o interesse comercial pelo petróleo cresceu consideravelmente (NETO; DALLA COSTA, 2007).

A indústria de óleo e gás se desenvolveu nos últimos dois séculos e continua evoluindo. De acordo com Freeman e Soete (2013), parte do amadurecimento dessa indústria é atribuído aos Estados Unidos da América (EUA) que foram pioneiros no desenvolvimento científico do processo de exploração de petróleo, que primordialmente era realizado em ambiente *onshore*. Também nos EUA, na segunda metade do século XIX, foram construídos os primeiros dutos de transmissão de óleo, fabricados em ferro fundido e, rapidamente, substituídos por ferro forjado, visto que os primeiros apresentavam severos problemas de vazamento (PAPAVINASAM, 2013).

Posteriormente, no final do século XIX, de acordo com Papavinasam (2013), o primeiro poço *offshore* foi perfurado nas águas de Summerland, na Califórnia, EUA. No entanto, o primeiro poço *offshore* produtivo que se tem registro foram nas águas rasas de Caddo Lake, em Louisiana, EUA, na primeira década do século seguinte. Na década de 1930, a primeira plataforma *offshore* fabricada em aço carbono foi instalada em águas com profundidade de 12 metros. Esse evento deu início a exploração de petróleo em águas com profundidades consideráveis e, em 1941, no Texas, EUA, numa profundidade de água de 2.743 metros, foi perfurado um poço *offshore* (PAPAVINASAM, 2013).

Mesmo com todo o avanço tecnológico por parte dos EUA na exploração desta *commodity*, não era possível viabilizar a produção de petróleo em alguns países, a exemplo do Brasil. Segundo Neto e Dalla Costa (2007), na década de 1960, descobriu-se que a maioria das reservas petrolíferas do Brasil estavam localizadas em alto mar. Embora a tecnologia de exploração em ambiente *offshore* se iniciou na década de 1930, era limitada a pequenas profundidades (lâminas de água de até 20 metros, como as encontradas no Golfo do México) e não era comparável com a tecnologia *onshore*, visto que os maiores produtores de petróleo possuíam grande parte de suas reservas em terra.

O impasse tecnológico vivenciado por países com suas reservas petrolíferas em ambiente *offshore* levou a decisão de produção local de sistemas de inovação, como foi o caso

do Brasil, que permitiriam a exploração de petróleo em águas profundas (NETO; DALLA COSTA, 2007).

Para a exploração em ambiente marítimo, três conjuntos tecnológicos distintos se destacam e são objetos de pesquisa de companhias petrolíferas, sendo eles, as plataformas, o sistema de perfuração e o mecanismo de ligação entre o poço e a plataforma. Esse último, foco deste trabalho, é formado por sistemas complexos compostos por equipamentos submarinos e oleodutos e risers para transferir petróleo e gás das cabeças de poço às instalações de produção (HASAN et al., 2018).

A ligação entre as cabeças de poço e a plataforma de algumas instalações *offshore* possuem profundidades consideráveis, a exemplo dos poços brasileiros com profundidade média superior a 1.000 metros (NETO; DALLA COSTA, 2007). Essa vasta rede de equipamentos é composta por diferentes materiais expostos a diferentes ambientes e a diferentes condições de operação (PAPAVINASAM, 2013).

Nesse sentido, como consequência das diversas interações entre o ambiente e as estruturas, é esperado que os sistemas de dutos e equipamentos submarinos estejam sujeitos a deterioração contínua desde a data do seu comissionamento até a data do descomissionamento ou abandono pretendido (HASAN et al., 2018).

Durante a vida operacional, espera-se que a ação de corrosão interna seja uma ameaça predominante à integridade destes equipamentos. A corrosão é o ataque destrutivo de um material por reação com o meio ambiente (CALLISTER; RETHWISCH, 2018; SCHWEITZER, 2013) e um risco potencial natural associado às instalações de produção e transmissão de petróleo e gás.

A maioria dos ambientes aquosos pode promover a corrosão, que ocorre sob inúmeras condições complexas nos sistemas de produção, processamento e transferência de petróleo e gás. Normalmente, à medida que um poço de petróleo envelhece, a produção de óleo começa a diminuir, enquanto as taxas de fluxo de água e gás tendem a aumentar. A presença de agentes altamente corrosivos, como dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), e sulfeto de hidrogênio (H<sub>2</sub>S) e compostos de cloro dissolvidos nos fluidos, pode acelerar o processo de corrosão no interior da tubulação e de equipamentos. Portanto, o impacto das mudanças na composição do fluido em uma tubulação deve ser antecipado durante o programa de manutenção.

O petróleo e o gás natural podem transportar vários produtos de alta impureza que são inerentemente corrosivos como os já listados no parágrafo anterior. As linhas e os acessórios dos componentes sofreriam degradação por corrosão do material com as condições variáveis do poço, devido às mudanças nas composições de fluido e mudanças nas condições

operacionais das pressões e temperaturas. Essa degradação do material resulta na perda de propriedades mecânicas como resistência, ductilidade, resistência ao impacto e assim por diante (CALLISTER; RETHWISCH, 2018). Isso leva à redução de espessura de tubulações de equipamentos e, às vezes, pode levar a uma condição que possibilite a ruptura da tubulação.

As sérias consequências do processo de corrosão se tornaram um problema de importância mundial. A corrosão na sociedade moderna é um dos problemas mais desafiadores do setor de exploração de óleo e gás. Projetos industriais nunca podem ser feitos sem considerar o efeito da corrosão na vida útil do equipamento (HARITONOV; ROBERTSON; STRUTT, 2009). Relatórios em todo o mundo confirmaram que algumas empresas de petróleo tiveram seu oleoduto e/ou equipamentos rompidos devido à corrosão (BAKER, 2008) e houve derramamentos de óleo que criaram, sem dúvida, poluição ambiental; além disso, são perdidos recursos na limpeza dessa degradação ambiental e, finalmente, danos ecológicos em larga escala resultam de efeitos de corrosão.

A fim de evitar os acidentes decorrentes do processo corrosivo, modelos de redução de espessura e previsão da taxa de corrosão (CR) interna de oleodutos, gasodutos e tubulações de equipamentos submarinos foram desenvolvidos (ALQARNI; YADAV; NEPAL, 2021; ASMARA; KURNIAWAN, 2018). Os modelos são empregados, principalmente, em metodologias de otimização de inspeção e avaliação de integridade de equipamentos com dificuldades de inspeção devido à geometria complexa ou altos custos associados. Por exemplo, Hameed, Bai e Ali (2020) propõem o uso dos resultados do modelo linear de crescimento de corrosão na metodologia de Inspeção Baseada em Risco (IBR) no monitoramento e controle das falhas de redes de tubulações. O risco é uma medida de perda, seja ela econômica, ambiental ou de danos à vida humana, resultante da combinação entre as frequências de ocorrência e a magnitude das perdas ou danos de uma falha (AYYUB, 2003; KUMAMOTO; HENLEY, 2010).

Os modelos de redução de espessura mais difundidos, em geral, utilizam as CR estimadas por modelos de predição de corrosão. Alguns dos modelos de predição de corrosão são baseados na modelagem mecanicista dos diferentes processos envolvidos, enquanto outros são baseados principalmente em correlações empíricas com dados de laboratório ou de campo. Os modelos têm abordagens muito diferentes na contabilização do efeito da presença de água misturada com óleo ou gás e do efeito de filmes de proteção contra corrosão, e isso explica muitas das diferenças de comportamento entre os modelos e resultados de CR (ASMARA; KURNIAWAN, 2018; NYBORG, 2010; NYBORG; DUGSTAD, 2004).

No entanto, os modelos de predição de corrosão possuem outras limitações que interferem na estimativa da espessura da tubulação. Dentre elas, destaca-se a avaliação da taxa de oxidação do metal em uma seção da tubulação em um instante de tempo, sem considerar as variações das condições operacionais e ambientais. Por exemplo, as condições ambientais marinhas e as condições de produção ao longo do tempo e do espaço podem variar substancialmente (CAI et al., 2020; NYBORG; DUGSTAD, 2004). Mesmo que os modelos sejam empregados para estimar a CR em cada segmento do comprimento total das tubulações, minimizando o efeito das diversas condições de produção e do ambiente, o software se limita a estimar a CR instantânea para àquela condição de operação.

Nesse sentido, as atividades de avaliação de integridade e a determinação de inspeções do equipamento são prejudicadas. Desse modo, é fundamental um modelo de perda de espessura da parede da tubulação devido à corrosão interna e uniforme que permita quantificar as incertezas em decorrência das variações das condições operacionais.

Visando preencher essa lacuna descrita nos parágrafos anteriores, o presente trabalho propõe avaliar as variações das condições operacionais pelos valores mínimos e máximos assumidos pelos parâmetros que influenciam na taxa de oxidação do metal por períodos de tempo utilizando os conceitos da técnica estatística Delineamento de Experimentos (DOE) e o modelo de predição de corrosão NORSOK (2017). Como resultado, para cada intervalo considerado, uma distribuição de probabilidade descreve a CR, assim como, o modelo de redução de espessura. O emprego da técnica de delineamento de experimentos para esse fim é novidade na literatura, uma vez que os principais trabalhos que se dedicam a análise temporal da CR modelam as variações dos parâmetros que influenciam na corrosão como distribuições de probabilidades (STRAUB; FABER, 2007; WU; MOSLEH, 2019).

O modelo probabilístico proposto para a CR e redução de espessura foi utilizado em um caso exemplo de uma Árvore de Natal Molhada. O mesmo caso exemplo é executado empregando o modelo determinístico, o modelo linear de crescimento de corrosão, e os resultados dos modelos são comparados.

Visto que os resultados de corrosão são essenciais na avaliação da integridade estrutural de equipamentos e, conseqüentemente, na determinação de inspeções, os resultados do estudo de caso, tanto probabilístico quanto determinístico, são utilizados na metodologia de Inspeção Baseada em Risco considerando explosão por pressão interna como mecanismo de falha. Para o cálculo de probabilidade de falha, utilizou-se o Método Probabilístico Condicionado Avançado, ou AFOSM (método de confiabilidade de primeira ordem) e, a frequência de falha foi obtida usando a definição básica de taxa de falhas apresentada no livro-

texto de Lewis (1994). Para a consequência de falha, desempenhou-se uma análise da literatura. Por fim, avaliou-se o risco conforme a matriz de risco genérica proposta por Bai e Bai (2014b).

### 1.1 OBJETIVO

Este trabalho pretende desenvolver uma metodologia de avaliação de integridade estrutural de equipamentos submarinos utilizados na exploração de óleo e gás considerando a degradação por corrosão a fim de subsidiar a tomada de decisão sobre o momento mais adequado para a realização de inspeções desses equipamentos.

Para atender ao objetivo descrito anteriormente, os seguintes passos serão executados:

1. Avaliar e propor um modelo probabilístico de redução de espessura que considere a influência das variações das condições operacionais ao longo do tempo na velocidade em que ocorre a oxidação do metal;
2. Comparar o modelo de redução de espessura proposto com os modelos de redução de espessura de comportamento linear e empregando o cálculo diário da taxa de corrosão.
3. Utilizar uma abordagem probabilística no cálculo da confiabilidade estrutural empregando os resultados obtidos nos itens 1. e 2.
4. Determinar a consequência de falha dos efeitos da dispersão de fluido com base em estudos recentes sobre o tema.
5. Utilizar o conceito de matriz de risco no auxílio de tomada de decisão para realização de inspeções planejadas.
6. Discutir orientações e limitações do modelo proposto.

### 1.2 CONTEÚDO E ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi estruturada em seis capítulos. No presente capítulo, Capítulo 1, foram apresentados os conceitos introdutórios referentes aos problemas de corrosão na indústria de óleo e gás, as dificuldades envolvidas na predição da taxa em que ocorre a oxidação do metal e as limitações dos modelos atuais e o impacto na avaliação da integridade estrutural. Diante disso, os objetivos do trabalho, assim como as motivações são apresentadas.

O Capítulo 2 contém uma revisão bibliográfica dos diversos temas e conceitos empregados nessa dissertação. Inicialmente, apresenta-se a metodologia de Inspeção Baseada em Risco (IBR) e, conseguinte, as técnicas e conceitos utilizados no cálculo da probabilidade

de falha, assim como, as equações de estados limites utilizadas. Na sequência, apresenta-se o principal modelo de avaliação de redução de espessura disponível, discutindo as limitações e a necessidade de modelos que consideram as variações das condições operacionais. Por fim, o modelo de predição de corrosão NORSOK e a técnica de Delineamento de Experimentos são discutidos.

O Capítulo 3 é dividido em cinco seções. Na Seção 3.1 apresenta-se a metodologia de obtenção da CR como uma variável aleatória e seu emprego na previsão da redução de espessura ao longo do tempo. Na Seção 3.2, a CR, e conseqüentemente a previsão da redução de espessura, é tratada como uma variável determinística. Desse modo, essa Seção visa apresentar o método do tratamento de dados utilizado no cálculo diário da CR. Nas seções 3.3, 3.4 e 3.5 são discutidas as abordagens empregadas nas atividades de determinação, respectivamente, da probabilidade de falha, da consequência de falha e do risco.

No Capítulo 4 as metodologias discutidas anteriormente são empregadas em um estudo de caso de redução de espessura em um Spool de produção de uma Árvore de Natal Molhada apresentando os resultados.

No Capítulo 5 são discutidos os resultados obtidos no Capítulo 4, apresentando as limitações do método e recomendações e orientações. Por fim, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões do trabalho.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste Capítulo serão apresentados os conceitos utilizados ao longo da dissertação para a construção da proposta de modelo de análise de integridade estrutural de equipamentos submarinos utilizados na exploração de petróleo e gás natural considerando o efeito da degradação por corrosão.

O Capítulo está estruturado em 7 seções. A Seção 2.1 apresenta a metodologia de Inspeção Baseada em Risco, a qual auxilia projetar o momento adequado de inspeção, garantindo a manutenção da integridade da estrutura.

As normas de projeto e de avaliação de vida remanescente são determinísticas e, muitas vezes, incapazes de realizar o tratamento das incertezas das variáveis. Análises probabilísticas são recomendadas para contornar essa situação e os métodos de confiabilidade de primeira ordem possuem destaque nesta atividade. Na Seção 2.2 são apresentados os conceitos do método probabilístico condicionado avançado e, nas seções 2.3 e 2.4, respectivamente, normas de projeto e avaliação de vida remanescente que serão empregadas no cálculo da probabilidade de falha no modelo de integridade estrutural.

Na Seção 2.5 são discutidas e apresentadas as principais limitações dos modelos de crescimento de corrosão uniforme e os modelos de predição de corrosão e a necessidade de modelos probabilísticos de avaliação da corrosão.

A Seção 2.6 detalha o modelo de predição de corrosão NORSOK, o qual será empregado na proposta de modelo probabilístico de avaliação temporal da corrosão. A proposta utiliza os conceitos da técnica estatística de Delineamento de Experimentos (DOE), esses apresentados na Seção 2.7.

### 2.1 INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO

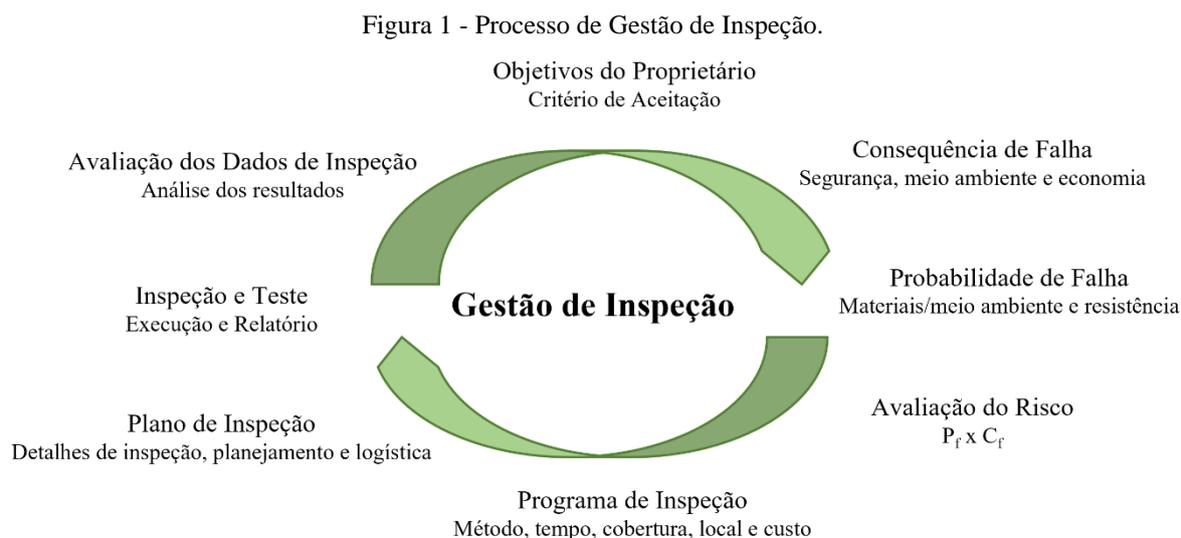
A operação adequada dos equipamentos utilizados na indústria de óleo e gás está intrinsecamente ligada à integridade estrutural desses e, as inspeções e manutenções adequadas possuem papel fundamental na prevenção de falhas. Uma grande porção dos custos operacionais é destinado à inspeção e a manutenção destas instalações. Desse modo, ao adotar estratégias otimizadas de inspeção e manutenção, é possível balancear os custos de operação e a confiabilidade necessária para manter a integridade estrutural dos dutos (BAI; BAI, 2014b).

Os sistemas de dutos e tubulações estão sujeitos aos mais variados modos de falha e os efeitos associados, em geral, são indesejáveis, pois contribuem diretamente nos fatores de

segurança e econômicos da instalação (MARLEY; JAHRE-NILSEN; BJORNOY, 2001). O monitoramento e o controle das consequências dos modos de falha, normalmente, são feitos por inspeções em complemento ao uso de um critério de projeto adequado.

Quando as inspeções são projetadas e otimizadas para os componentes com os maiores potenciais de riscos, sejam eles econômicos, ambientais e/ou de segurança, estas são denominadas Inspeções Baseadas em Risco (IBR). As características da IBR tornam-na uma estrutura de decisão racional para determinar em qual equipamento se deve realizar a inspeção, quando, onde e como inspecionar (BAI; BAI, 2014b).

De acordo com Marley et al. (2001), os melhores resultados das IBR são obtidos quando essa atividade é tratada como um processo contínuo de gestão de inspeção, isto é, o processo de planejamento, execução e avaliação e documentação da inspeção realimentam o ciclo de gestão de inspeção como explorada por meio da Figura 1.



Fonte: Adaptado de Marley, Jahre-Nielsen e Bjornoy (2001)

O processo de gestão de inspeção se inicia com a definição de um risco máximo de acordo com um critério de aceitação, isto é, até qual nível o risco é aceitável. De posse do critério de aceitação, necessita-se avaliar o risco; este passo requer a determinação da consequência e probabilidade de falha e determinação do risco. Quando o risco for não-tolerável, o programa de inspeção deve ser iniciado, contemplando o planejamento dos aspectos práticos da realização da inspeção. Após a execução da inspeção e elaboração do relatório, os dados são analisados e utilizados para atualizar os critérios de aceitação.

Os autores Bai e Bai (2014b) indicam que existem diversas metodologias de IBR, cada uma possuindo suas deficiências e seus méritos, mas, eles concordam que essas metodologias disponíveis visam prover uma ferramenta otimizada para avaliar as consequências e probabilidades de ocorrência para um modo de falha específico. Nesse contexto, a IBR pode ser considerada uma tecnologia ainda em desenvolvimento.

Cada metodologia de IBR utiliza as técnicas mais adequadas de categorização de probabilidade de falha, consequência de falha e risco. As metodologias desenvolvidas para IBR se diferem em função da modelagem do risco; Aven (2019) indica que as principais técnicas de análise de risco são qualitativas e quantitativas.

O julgamento qualitativo classifica se o risco de um cenário (ou cenários) pode ser maior que o risco de outro cenário (ou cenários) por meio de variáveis linguísticas, por exemplo, baixo, médio e alto (ALTENBACH, 1995). Na análise quantitativa, o risco é estimado numericamente para cada cenário, permitindo a comparação relativa entre eles, objetivamente, por escalas numéricas. Por fim, Altenbach (1995) indica que a avaliação semiquantitativa é uma alternativa à análise qualitativa, expressando a correspondência entre as variáveis linguísticas e a consequência e a frequência de falhas por grandes faixas numéricas. Mais detalhes dessas técnicas são descritos no livro-texto de Kumamoto e Henley (2010), onde são elucidadas as diferenças, as vantagens e as desvantagens.

Zio (2018) destaca que, mesmo com as críticas frequentemente tecidas a respeito das dificuldades de atribuição de probabilidades (i.e. erros humanos ou falhas de softwares de controle), de verificação das hipóteses assumidas nos modelos matemáticos e de quantificação das incertezas inerentes ao fenômeno de interesse, as análises quantitativa e semiquantitativa ainda são essenciais e efetivas na combinação do conhecimento a partir de evidências e de crenças subjetivas para a tomada de decisão racional.

Nesse trabalho, será priorizado o uso de técnicas de avaliação de risco quantitativas e semiquantitativas. Desse modo, nas subseções seguintes são abordados os modos de obtenção da probabilidade e da consequência de ocorrência de falha associadas a um perigo para a determinação do risco de um equipamento.

### **2.1.1 Probabilidade de Falha**

Após identificado os possíveis eventos iniciadores de acidentes, assim como a análise de causa dos mesmos, Bai (2001) indica a necessidade de a obtenção da probabilidade de falha

$P_f$  para avaliar o risco. A  $P_f$ , em geral, é estimada conforme as frequências de ocorrência, normalmente em eventos por unidade de tempo, para cada um dos diversos mecanismos de degradação que acometem o equipamento em análise (MARLEY; JAHRE-NILSEN; BJORNOY, 2001). Bai (2001) aponta que os modos de falha decorrentes de aspectos físicos da estrutura offshore (corrosão, impacto, vibração, entre outros) podem ter a  $P_f$  determinada por meio de análise de confiabilidade.

Bai e Bai (2014b) pontuam que para a corrosão, uma categoria de causa de danos dependente do tempo, a  $P_f$  se acumula temporalmente e pode ser determinada a partir modelos de degradação contínua. Quanto a classificação da intensidade da  $P_f$ , sugere-se o emprego de níveis, muitas vezes, com classes correspondentes as variáveis linguísticas da análise qualitativa (ALTENBACH, 1995). Na Tabela 1 é apresentada uma relação entre as variáveis linguísticas da análise qualitativa com as faixas de valores assumidos pela análise quantitativa. Observa-se que entre uma classe e outra, a intensidade da  $P_f$  cresce em potência de 10.

Tabela 1 – Relação entre as variáveis linguística da análise qualitativa com os valores assumidos pela análise quantitativa para Probabilidade de Falha. Os valores são apresentados em termos de eventos por ano.

Qualitativo	Muito baixo	Baixo	Médio	Alto	Muito Alto
Quantitativo	$< 10^{-5}$	$10^{-4} - 10^{-5}$	$10^{-3} - 10^{-4}$	$10^{-2} - 10^{-3}$	$> 10^{-2}$

Fonte: Bai e Bai (2014b).

Na Seção 2.2 são discutidos os conceitos teóricos para o cálculo da probabilidade de falha e nas Seções 2.3 e 2.4 são apresentadas as equações que regem o desempenho da estrutura e utilizadas para a obtenção da confiabilidade estrutural.

### 2.1.2 Consequência de Falha

A consequência de falha é definida por todas as consequências que são de importância para o proprietário da instalação. Para Bai e Bai (2014b) e Marley, Jahre-Nilsen e Bjornoy (2001), essa fase da avaliação de risco é uma das mais importantes, pois tange pontos sensíveis à segurança, economia e ambiente. Todavia, essa atividade possui dificuldades intrínsecas. Muitas das falhas dificilmente ocorrerão durante a vida operacional de uma instalação e há uma dificuldade de estimar suas consequências (AYYUB, 2003; KUMAMOTO; HENLEY, 2010).

Em seu livro-texto, Bai (2001) exemplifica a modelagem da consequência de falha para vazamentos de líquidos e gases. O autor destaca que a modelagem da consequência de falha é um tema pouco explorado na literatura. Segundo o autor, existe um grande grau de

incerteza na modelagem e o conservadorismo é frequentemente empregado. Em livro mais recente do autor (BAI; BAI, 2014b), da mesma forma que para a  $P_f$ , as variáveis linguísticas da análise qualitativa são relacionadas com os valores assumidos na análise quantitativa e a Tabela 2 apresenta a correspondência.

Tabela 2 – Relação entre as variáveis linguística da análise qualitativa com os valores assumidos pela análise quantitativa para Consequência de Falha.

	Muito baixo	Baixo	Médio	Alto	Muito Alto
Segurança (Mortes/ano)	0	0,1	1	10	100
Ambiental (Período de recuperação)	0	<1 ano	< 3 anos	<10 anos	>10 anos
Econômico (em milhões USD)	<30,1	30,1	60,2	90,3	>90,3

Fonte: Bai e Bai (2014b).

### 2.1.3 Estimação do Risco

Em análises quantitativa e semiquantitativa, Bai e Bai (2014b) apontam que a intensidade do risco  $R$  é obtida pelo produto da probabilidade de falha,  $P_f$ , e a consequência de falha,  $C_f$ , para cada modo de falha conforme Eq. (1).

$$R = P_f \cdot C_f \quad (1)$$

De acordo com Kumamoto e Henley (2010) e Ayyub (2003), o produto das diversas combinações de probabilidade de falha e consequência de falha podem resultar no mesmo nível de risco. Nesse sentido, a categorização do risco é uma tarefa importante em atividades que exigem tomada de decisão. Uma forma de facilitar a avaliação do risco é por meio de uma matriz, onde cada par ordenado de probabilidade e consequência de falha,  $\{P_f, C_f\}$  representa um diferente nível de risco.

A matriz de risco pode conter diversas categorias de riscos, onde cada aplicação pode sugerir uma quantidade adequada de categorias. A Tabela 3 apresenta um exemplo de matriz de risco genérica com três categorias de risco: Baixo (B), Médio (ME) e, Alto (A). Comumente o risco cresce de um nível baixo, localizado no canto inferior esquerdo, diagonalmente para o nível alto, no canto superior direito da matriz.

Tabela 3 – Exemplo de Matriz de Risco com três categorias: Baixo (B), Médio (ME) e, Alto (A).

Níveis de $P_f$	$P_f$ (eventos por ano)	Risco				
		ME	A	A	A	A
5	$> 10^{-2}$	ME	A	A	A	A
4	$10^{-2} - 10^{-3}$	B	ME	A	A	A
3	$10^{-3} - 10^{-4}$	B	B	ME	A	A
2	$10^{-4} - 10^{-5}$	B	B	B	ME	A
1	$0 - 10^{-5}$	B	B	B	B	ME
		A	B	C	D	E
	Segurança (Mortes/ano)	0	0,1	1	10	100
	Ambiental (Período de recuperação)	0	<1 ano	< 3 anos	<10 anos	>10 anos
	Econômico (em milhões USD)	<30,1	30,1	60,2	90,3	>90,3

Fonte: Bai e Bai (2014b)

A literatura apresenta que níveis de riscos baixo e médio se localizam em uma região aceitável de risco, exigindo apenas atividades de monitoramento, testes funcionais e não destrutivos visando garantir que o mecanismo de degradação avaliado não evolua para uma região de alto nível de risco. O nível alto, em geral, é concebido como uma região de risco inaceitável, requerendo ações imediatas que visem reduzir a probabilidade e/ou a consequência de falha. Em geral, o que indica se o risco é aceitável ou não é um critério pré estabelecido que permite compará-lo com o risco calculado. Os diversos critérios de aceite disponíveis foram desenvolvidos por diversos órgãos regulatórios, códigos de projeto, análises de risco ou pela legislação vigente em uma jurisprudência. Entretanto, a escolha dos níveis de riscos aceitáveis depende do proprietário da instalação (BAI; BAI, 2014b).

Salienta-se que o presente trabalho adotou como referência os valores de probabilidade de ocorrência de falha, de consequência de falha e consequentemente a matriz de tolerância ao risco genéricos apresentados por Bai e Bai (2014b). No entanto, ressalta-se que outras referências poderiam ser usadas para caracterizar os níveis dessas variáveis e do risco, por exemplo, a norma sobre Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais (PETROBRAS, 2015).

## 2.2 CONCEITOS BÁSICOS DE CONFIABILIDADE ESTRUTURAL

Uma estrutura mecânica, além de realizar sua função, deve garantir a segurança durante a operação. Para isso, é importante conhecer o comportamento da estrutura que

depende, além de sua resistência e rigidez, dos tipos das cargas aplicadas e sua magnitude. Desta forma, a resposta satisfatória desse sistema depende dos requisitos de projeto, os quais devem ser expressos em termos de um estado limite (MELCHERS; BECK, 2018).

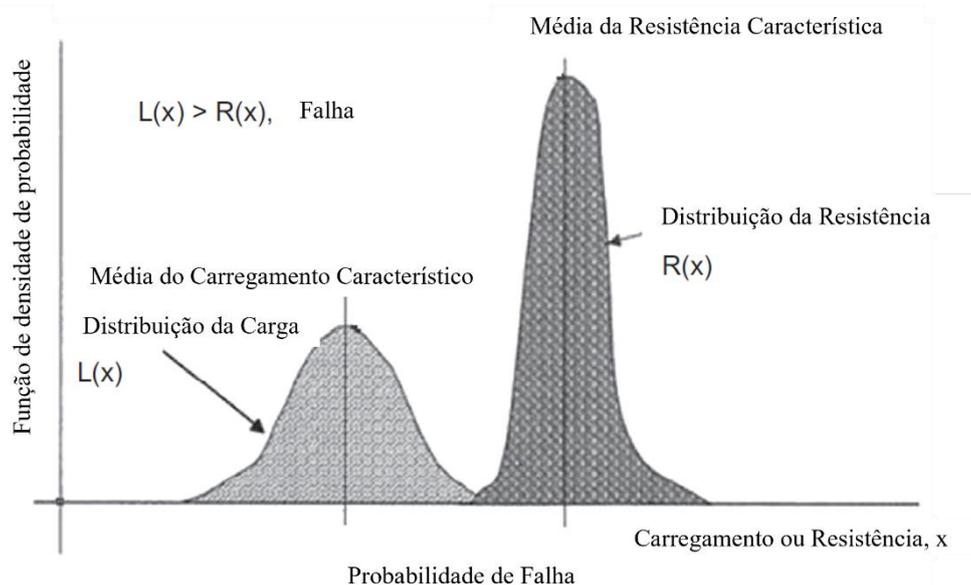
Neste contexto, o conceito de confiabilidade estrutural está associado ao cálculo e a predição da probabilidade de ocorrer uma violação do estado limite de uma estrutura em qualquer momento de sua vida operacional (MELCHERS; BECK, 2018).

De acordo com Ayyub e McCuen (2016), é comum definir uma função de desempenho  $Z$ , a qual relaciona a resistência estrutural  $R$  e os efeitos das solicitações  $L$ , conforme eq. (2). Em geral,  $R$  e  $L$  são funções de diversas variáveis aleatórias básicas e específicas para cada caso em estudo.

$$Z = R - L \quad (2)$$

A Figura 2 representa esta relação entre as distribuições de probabilidade com as respectivas características de um determinado carregamento  $L(X)$  e a resistência  $R(X)$  de uma estrutura. Nesse sentido, se a intensidade do carregamento for superior à intensidade da resistência da estrutura, é dito que o sistema está em estado de falha (BAI; BAI, 2014a).

Figura 2 – Relação entre as cargas aplicadas e a resistência do sistema em um projeto de estado limite



Fonte: Bai e Bai (2014a).

Conforme Ayyub e McCuen (2016), a interação das características da estrutura e das solicitações podem ser expressas a partir de uma função  $g(\cdot)$  das variáveis aleatórias básicas  $X_i$  que a compõe, de acordo com a Eq. (3).

$$Z = g(X_1, X_2, \dots, X_n) \quad (3)$$

Em termos da função de desempenho, Eq. (3), pode-se definir a probabilidade de falha  $P_f$  de uma estrutura a partir da Eq. (4), isto é, a probabilidade de a função de desempenho assumir valores inferiores a zero:

$$P_f = P\{Z < 0\} = P\{g(X_1, X_2, \dots, X_n) < 0\} \quad (4)$$

Em uma situação onde as variáveis aleatórias básicas podem ser correlacionadas, em um caso geral, a probabilidade de falha pode ser obtida pela resolução da integral apresentada na Eq. (5).

$$P_f = \int_{Z < 0} \dots \int [f_X(x_1, x_2, \dots, x_n) dx_1 dx_2 \dots dx_n] \quad (5)$$

Onde  $f_X$  é a função de densidade de probabilidade conjunta das variáveis aleatórias básicas e a integração é realizada sobre a região de falha,  $Z < 0$ .

Todavia, a obtenção da probabilidade de falha a partir da Eq. (5) nem sempre é possível. O primeiro ponto é a necessidade da função de densidade de probabilidade conjunta das variáveis aleatórias básicas e, para problemas multidimensionais, em geral, é uma informação desconhecida. O segundo ponto são as dificuldades associadas a resolução analítica da integral, muitas vezes, impossível com as ferramentas disponíveis (AYYUB; MCCUEN, 2016; GOMES, 2020; MELCHERS; BECK, 2018).

Neste sentido, a fim de contornar as dificuldades expostas no parágrafo anterior, várias metodologias alternativas foram desenvolvidas para o cálculo da probabilidade de colapso, as quais utilizam as informações das próprias variáveis aleatórias para a modelagem das incertezas (SØRENSEN, 2004).

Neste trabalho, serão apresentados os métodos de confiabilidade de primeira ordem FOSM, acrônimo do inglês *First Order Second Moment*, AFOSM, acrônimo de *Advanced First Order Second Moment*, e o Método de Simulação de Monte Carlo (SMC).

### 2.2.1 Métodos de Confiabilidade de Primeira Ordem

O problema de estimar a confiabilidade ou a probabilidade de falha de uma estrutura, em geral, esbarra nas dificuldades da solução da Eq. (5). Conforme explica Sorensen (2004), existem quatro grupos de métodos de estimação de confiabilidade, cuja abordagem empregada na modelagem das incertezas dos parâmetros regem o nível de precisão dos métodos – em uma escala de 1 a 4, sendo 4 o nível mais preciso. Ainda segundo o autor em referência, os métodos

que utilizam as funções de estados limites na obtenção da probabilidade de falha são de nível 3 e, nesse sentido, pode-se destacar o método AFOSM que será apresentado a seguir.

### 2.2.1.1 ADVANCED FIRST ORDER SECOND MOMENT (AFOSM)

Os métodos de confiabilidade de primeira ordem, também apresentados na literatura como FORM (acrônimo de *First Order Reliability Methods*), têm como objetivo o cálculo da probabilidade falha alternativamente a resolução da integral apresentada na Eq. (5). De acordo com Souza (2001), a essência do método consiste em considerar a função de densidade de probabilidade associada a cada uma das variáveis aleatórias básicas  $X_i$  do modelo, sendo a probabilidade de colapso representada pela probabilidade da função de estado limite  $Z$  estar no domínio da falha.

Nesse contexto, para introduzir o método probabilístico condicionado avançado ou AFOSM, inicialmente, será discutido nesta subseção o método semianalítico FOSM. Para isso, considera-se a situação onde a função de estado limite é uma combinação linear das variáveis aleatórias básicas  $X_i$  normalmente distribuídas, deste modo, a função de probabilidade conjunta de  $Z$  também será normalmente distribuída e como resultado, as equações (6) e (7) representam a média  $\mu_Z$  e variância  $\sigma_Z^2$  da função de estado limite.

$$\mu_Z \cong g(\mu_{X_1}, \mu_{X_2}, \dots, \mu_{X_n}) \quad (6)$$

$$\sigma_Z^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \left( \frac{\partial Z}{\partial X_i} \right) \left( \frac{\partial Z}{\partial X_j} \right) cov(X_i, X_j) \quad (7)$$

Onde  $\mu_{X_i}$  é a média de cada variável aleatória básica,  $\left( \frac{\partial Z}{\partial X_i} \right)$  é a derivada parcial da função de estado limite em relação a cada variável aleatória básica  $X_i$  calculado em seu respectivo ponto médio e,  $cov(X_i, X_j)$  é a covariância entre as duas variáveis aleatórias básicas  $X_i$  e  $X_j$ .

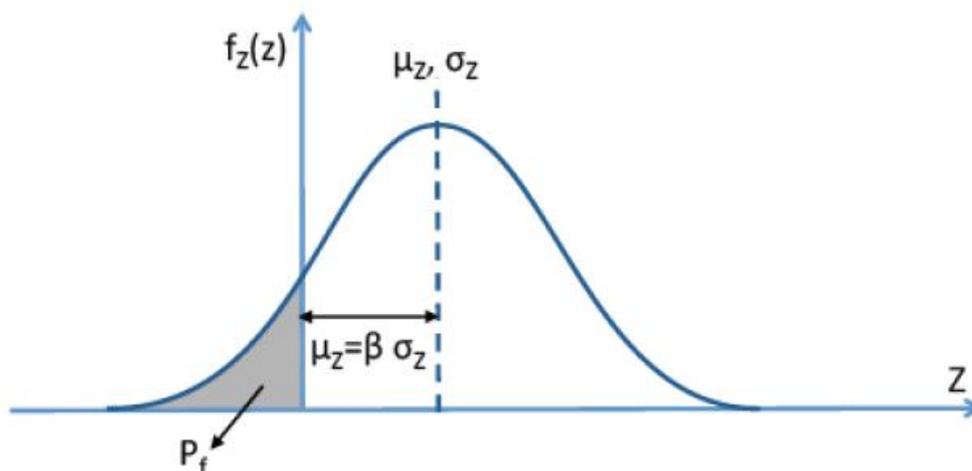
De posse destas duas informações, é possível estimar o denominado índice de confiabilidade  $\beta$ , o qual indica a margem de segurança, em desvios padrões  $\sigma_Z$ , entre a média  $\mu_Z$  e curva que separa a região segura e a região de falha da função de estado limite, conforme Eq. (8) e interpretado geometricamente pela Figura 3. Para o exemplo dado de  $Z$ , cuja função de densidade de probabilidade é expressa por uma distribuição normal, a probabilidade de falha pode ser calculada através da função de distribuição normal acumulada padronizada  $\Phi$ , no ponto  $Z = 0$ , como apresentado na Eq. (9).

$$\beta = \frac{\mu_Z}{\sigma_Z} \quad (8)$$

$$P_f = \Phi\left(-\frac{\mu_Z}{\sigma_Z}\right) = \Phi(-\beta) \quad (9)$$

Apesar do FOSM permitir determinar a probabilidade de falha  $P_f$  de uma estrutura, as considerações utilizadas não condizem com a realidade da maioria dos problemas de confiabilidade estrutural. Em primeira instância, a maioria das estruturas possui funções de desempenho complexas que, em geral, não são combinações lineares das variáveis aleatórias básicas  $X_i$ , mesmo na situação específica que sejam normalmente distribuídas, pode resultar em uma função conjunta de distribuição de probabilidade diferente da distribuição normal (GOMES, 2020).

Figura 3 – Interpretação geométrica do índice de confiabilidade  $\beta$



Fonte: Gomes (2020).

Mesmo que, alternativamente, se linearize a função de estado limite  $Z$  por meio da expansão da série de Taylor em torno do valor médio das variáveis aleatórias, retendo-se apenas os termos de primeira ordem, conforme eq. (10), ainda se incorre em imprecisões, pois, o ponto de linearização escolhido é composto por valores médios das variáveis aleatórias que, em geral, se encontram no domínio de operação segura. Nesse sentido, como o índice de confiabilidade se distancia da superfície de falha, a estimativa da confiabilidade da estrutura, nesta situação, é grosseira (AYYUB; MCCUEN, 2016; GOMES, 2020; MELCHERS; BECK, 2018; SOUZA, 2001).

$$Z \approx g(\mu_X) + \sum_{i=1}^n (X_i - \mu_{X_i}) \left( \frac{\partial g}{\partial X_i} \right) \quad (10)$$

Deste modo, o AFOSM a fim de reduzir os erros da estimativa do índice de confiabilidade  $\beta$  estabelece a premissa que a probabilidade de falha da estrutura deve ser tratada como um problema de minimização (AYYUB; MCCUEN, 2016). De acordo com Souza (2001), o ponto que satisfaz esta condição é denominado ponto de projeto  $X^*$  e corresponde a menor distância entre a origem de um sistema de coordenadas reduzidos  $Y_i$  das variáveis aleatórias  $X_i$  e o estado limite da função  $Z$ , conforme eq. (11).

$$Y_i = \left( \frac{X_i - \mu_{X_i}}{\sigma_{X_i}} \right) \quad (11)$$

Neste sentido, ao minimizar a norma do vetor de variáveis aleatórias do ponto de projeto em um sistema de coordenadas reduzido  $Y^* = \{Y_1^*, Y_2^*, \dots, Y_n^*\}$  também resulta em uma expressão para o índice de confiabilidade  $\beta$ , apresentado a seguir.

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i^* \left( \frac{\partial g}{\partial Y_i} \right)^*}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left( \frac{\partial g}{\partial Y_i} \right)^{*2}}} \quad (12)$$

Onde  $\left( \frac{\partial g}{\partial Y_i} \right)^*$  são as derivadas parciais em relação às variáveis aleatórias aplicadas no ponto de projeto no sistema de coordenadas reduzido  $Y_i^*$ .

Conforme apresentado no trabalho de Gomes (2020), nota-se que a função de desempenho deve ser reescrita para o sistema de coordenadas reduzido, onde o cálculo da  $i$ -ésima componente do ponto do projeto é expressa pela equação :

$$Y_i^* = \alpha_i \beta \quad (13)$$

As constantes de proporcionalidade  $\alpha_i$ , também denominadas cossenos diretores, representam a influência de cada variável aleatória básica na função de estado limite sendo dada pela eq. (14).

$$\alpha_i = \frac{\left( \frac{\partial g}{\partial Y_i} \right)^*}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left( \frac{\partial g}{\partial Y_i} \right)^{*2}}} \quad (14)$$

Nesse sentido, ao reescrever o ponto de projeto no sistema de coordenadas original, resulta na seguinte expressão:

$$X_i^* = \mu_{X_i} - \alpha_i \sigma_{X_i} \beta \quad (15)$$

Cabe salientar que até o momento, todo o método apresentado considera que as variáveis aleatórias básicas são normalmente distribuídas. Apesar desta consideração, na

realidade, muitas das situações apresentam variáveis aleatórias com outras distribuições de probabilidade. A fim de corrigir este tipo de situação e melhorar a estimativa do índice de confiabilidade, Rackwitz e Flessler (1978) propuseram uma correção baseada no conceito de distribuição normal equivalente associada à distribuição de probabilidade original das variáveis (GOMES, 2020; SOUZA, 2001). Para isso, esta correção deve satisfazer duas condições básicas:

- A igualdade do valor da distribuição acumulada das distribuições normal equivalente e da distribuição não normal no ponto de linearização; e
- A igualdade do valor da função de densidade de probabilidade das distribuições normal equivalente e da distribuição não normal no ponto de linearização.

Assim, a correção resulta numa expressão para a média e o desvio padrão equivalente, ambos avaliados no ponto de linearização e apresentadas nas equações (16) e (17):

$$\sigma_{X_i}^N = \frac{\phi(\Phi^{-1}[F_i(X_i^*)])}{(f_i(X_i^*))} \quad (16)$$

$$\mu_{X_i}^N = X^* - \Phi^{-1}[F_i(X_i^*)]\sigma_{X_i}^N \quad (17)$$

Onde  $f_i(X_i^*)$  é a magnitude da função de densidade de probabilidade,  $F_i(X_i^*)$  é a função acumulada de probabilidade, ambas avaliadas no ponto de linearização,  $\phi(a)$  é a magnitude da função de densidade de probabilidade da distribuição normal reduzida num ponto  $a$  e  $\Phi^{-1}(b)$  é a função inversa que corresponde a valor da coordenada da função acumulada de probabilidade no ponto  $b$  da função normal reduzida.

#### 2.2.1.2 ALGORITMO

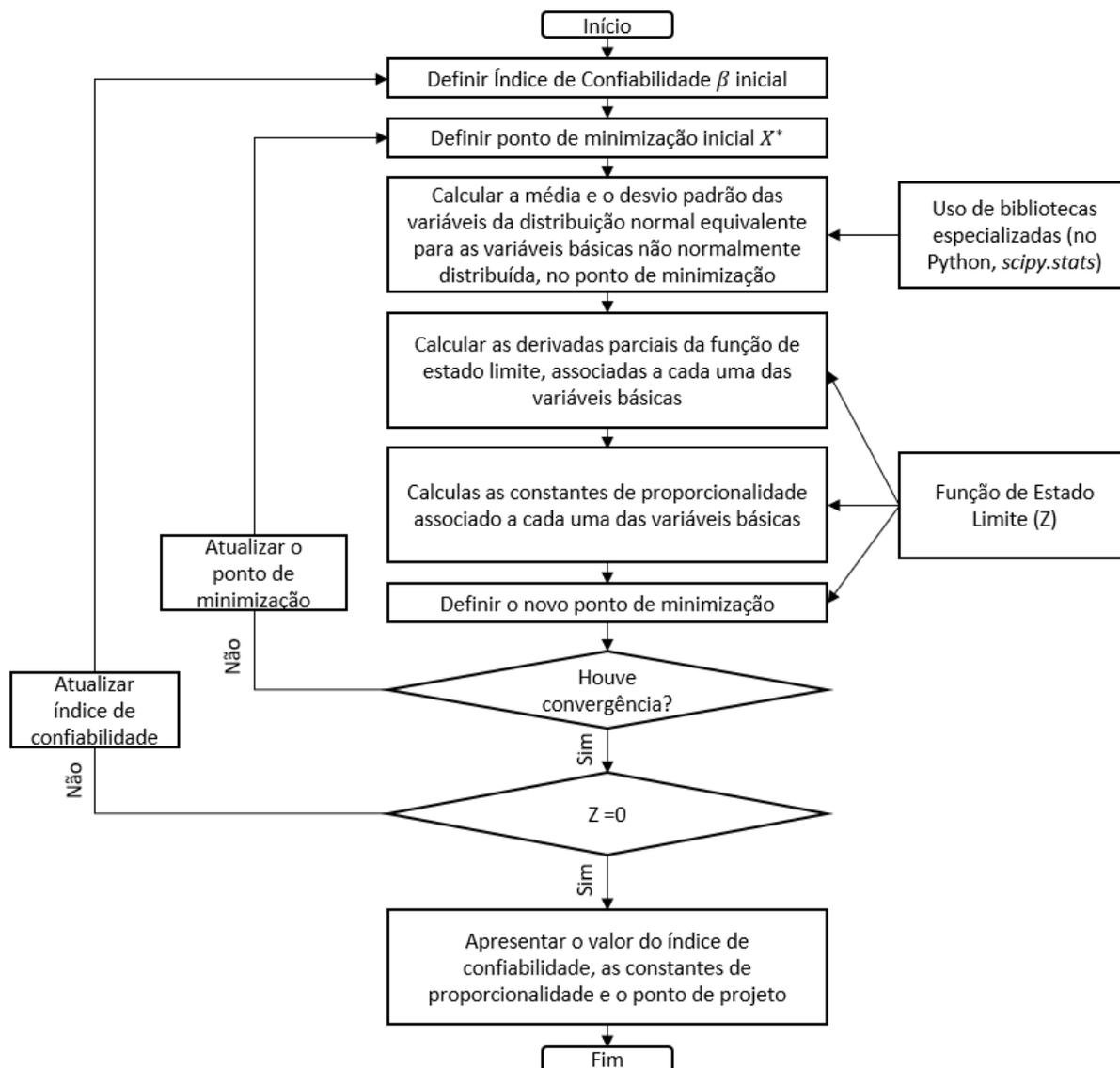
Ao analisar as equações (12) e (15), nota-se a interdependência entre o índice de confiabilidade  $\beta$  e o ponto de projeto  $X^*$  onde a função  $g(\cdot)$  será linearizada (GOMES, 2020). Desse modo, é possível realizar um procedimento iterativo onde são empregadas as equações (12), (14) e (15), cujo algoritmo é detalhado a seguir e ilustrado pela Figura 4 (SOUZA, 2001):

1. Adotar um valor inicial para o índice de confiabilidade  $\beta$ ;
2. Adotar um valor inicial para o ponto de linearização que, em geral, pode ser expresso pelo valor médio das variáveis aleatórias, isto é,  $\{X_1^*, X_2^*, \dots, X_n^*\} = \{\mu_{X_1}, \mu_{X_2}, \dots, \mu_{X_n}\}$ ;
3. Calcular o desvio padrão  $\sigma_X^N$  e a média  $\mu_X^N$  da distribuição normal equivalente associada a cada uma das variáveis básicas, empregando as equações (16) e (17).

4. Calcular as derivadas parciais da função de estado limite em relação a cada variável aleatória básica,  $\left(\frac{\partial Z}{\partial X_i}\right)$ , no ponto de linearização;
5. Calcular a respectiva constante de proporcionalidade  $\alpha_i$  para cada variável aleatória básica conforme a expressão (14);
6. Definir um novo ponto de linearização  $X^*$  conforme Eq. (15);
7. Repetir os passos 3 a 6 até que a estimativa do ponto de linearização permaneça constante;
8. Calcular o valor da função de estado limite  $Z$  no ponto de linearização;
9. Variar o valor do índice de confiabilidade  $\beta$  e repetir os passos 2 a 8, até que o valor da função de estado limite seja nula.
10. Determinar a probabilidade de falha pela relação  $P_f = \Phi(-\beta)$ .

Em geral, a convergência do método apresentado é rápida, bastando poucas iterações até a convergência do índice de confiabilidade  $\beta$ , sendo fortemente influenciada pela não linearidade da função  $Z$  no ponto de projeto  $X^*$  (GOMES, 2020).

Figura 4 – Fluxograma do método probabilístico condicionado avançado



Fonte: Souza (2001).

### 2.3 NORMA ASME B31.3

O código de projeto B31 corresponde a um conjunto de publicações individuais para cada tipo de aplicação de tubulações pressurizadas, apresentadas em seções, sob coordenação da ASME, acrônimo para *American Society of Mechanical Engineers* (ASME, 2015). Nesse sentido, é de responsabilidade do projetista escolher a seção do código de projeto que se adequa ao propósito de suas instalações, dadas as limitações de cada seção, dos requisitos jurisdicionais e a aplicabilidade de outros códigos e padrões, individualmente ou complementar (ASME, 2015).

Para o presente trabalho, diante da espécie de equipamento avaliado, a seção B31.3, *Process Piping*, é o código de projeto mais adequado empregado no projeto de tubulações submarinas.

### 2.3.1 Critérios de Projeto

A seção B31.3 do código ASME traz uma série de critérios de projeto ao longo do seu texto, desde a situação geral de tubulações e acessórios, conforme descrito no Capítulo 2, até casos específicos, a exemplo de tubulações não metálicas e tubulações revestidas por não metais, de tubulações de serviço para os diversos tipos de fluidos, de tubulações para fluidos de alta pressão, de tubulações para fluidos de alta pureza (ASME, 2015).

Ao longo desta subseção, serão discutidos os critérios gerais de projeto para tubulações, Capítulo 2 do código, destacando-se principalmente, os critérios de projeto para o modo de falha de explosão ocasionada pela pressão interna.

Para o projeto de tubulações pressurizadas, o código é apresentado em duas partes: Condições e Critérios. Quanto às condições que devem ser respeitadas, além da qualificação profissional do projetista, devem ser consideradas as condições de pressão, a temperatura do fluido transportado, os efeitos do ambiente, as cargas dinâmicas, por exemplo, terremotos, os efeitos do peso da tubulação, a expansão e contração térmica, a redução de ductilidade, a fadiga e a condensação do ar (ASME, 2015). As condições citadas devem ser consideradas na modelagem matemática.

Para os critérios de projeto, de modo geral, o código afirma que para todos os componentes, salvo os equipamentos com seu projeto definido por outros parágrafos do código, a pressão de projeto não pode ser menor que a maior pressão nas condições críticas coincidentes de pressão interna ou externa e da temperatura do fluido – numa situação de temperatura mínima crítica do fluido, o resfriamento do gás ou vapor pode reduzir a pressão interna a ponto de criar um vácuo interno e nessa condição, a tubulação deve resistir à pressão externa. Por outro lado, em uma temperatura máxima crítica, a expansão do fluido pode aumentar a pressão interna. Tal premissa visa garantir que a espessura requerida do componente suporte as condições mais severas de operação. Quanto aos demais critérios de projeto, esses devem ser avaliados caso a caso e satisfeitos.

Deste modo, o código ASME B31.3 permite projetar diversos componentes de sistemas de tubulação, destacando-se os tubos metálicos (ASME, 2015). Embora seja possível projetar vários componentes destes sistemas, tais como tubos, válvulas, flanges e outros

acessórios, alguns desses equipamentos também podem ser projetados por outros códigos desde que atendam os requisitos básicos do código B31.3. Nesse sentido, a revisão do presente código também pode servir como base para estender o entendimento e melhorar a classificação dos componentes projetados já listados por outros códigos de projeto. Nos próximos parágrafos, serão apresentados os cálculos de projetos de tubulações.

### 2.3.1.1 PROJETO DOS COMPONENTES DE TUBULAÇÃO SOB AÇÃO DA PRESSÃO INTERNA: TUBOS RETOS.

Consoante a Parte 2 do Capítulo 2 do código, a primeira suposição utilizada para o projeto de tubulações são os componentes serem trechos retos e sem costura. Nesse sentido, exceto nas situações explicitadas, o equacionamento apresentado seguirá esta característica.

Inicialmente, a primeira definição que o código prevê se refere à espessura mínima requerida  $t_m$ , a qual considera, além da espessura de projeto  $t$  para pressão interna  $P$ , as tolerâncias mecânicas somadas as predições de perda por corrosão  $c$  e dada pela Eq. (18).

$$t_m = t + c \quad (18)$$

Nesse sentido, a espessura mínima  $T$  adquirida junto ao fabricante não pode ser inferior à espessura mínima requerida  $t_m$ .

Antes de adentrar aos cálculos da pressão de projeto de tubos retos, a seguir é mostrada a nomenclatura das variáveis utilizadas:

$D$ : diâmetro externo da tubulação listado em especificações técnicas ou mensurados;

$d$ : diâmetro interno da tubulação, sendo esse, a medida máxima permitida nas condições de compra.

$E$ : Fator de qualidade;

$P$ : Pressão interna de projeto manométrica;

$S$ : Valor de tensão admissível do material;

$T$ : Espessura da parede do tubo, conforme as especificações de compra;

$t$ : Espessura de projeto para pressão interna;

$t_m$ : Espessura mínima requerida, incluindo tolerâncias mecânicas e de corrosão/erosão;

$W$ : Fator de redução de resistência de junta soldada; e

$Y$ : Coeficiente de material, que varia em função da composição do material e a temperatura, válido para  $t < D/6$ . Em valores intermediários de temperatura, a norma

recomenda a interpolação dos coeficientes. Quando  $t \geq D/6$ , o coeficiente do material pode ser calculado por  $Y = \frac{d+2c}{D+d+2c}$ .

Apresentada a nomenclatura utilizada, o primeiro critério para determinar a espessura mínima requerida é a contenção da pressão interna. O código implica que, para evitar falhas posteriores em decorrência da pressão interna, a espessura de projeto  $t$  para tubos retos não pode ser inferior à espessura calculada pelas equações (19) ou (20) quando a relação  $t < D/6$  for verdadeira.

$$t = \frac{PD}{2SEW + PY} \quad (19)$$

$$t = \frac{P(d + 2c)}{2[SEW - P(1 - Y)]} \quad (20)$$

Em contrapartida, quando  $t > D/6$  ou a relação  $P/SE < 0,385$  for desrespeitada, o código indica a necessidade de considerações especiais sobre fatores que influenciam a mecânica dos materiais (a exemplo dos efeitos da fadiga e das tensões térmicas), embora ele não exponha uma metodologia própria para desenvolver esta análise.

## 2.4 NORMA ASME B31G

O código de projeto ASME B31 é uma norma dedicada ao projeto de tubulações pressurizadas e seus equipamentos sendo seccionado em documentos que englobam aplicações em comum, como plantas de potência, transmissão de gases, refrigeração, entre outros (ASME, 2012).

Além do projeto dos equipamentos no escopo de cada seção do código, há uma seção destinada a avaliar a vida remanescente da tubulação considerando a ação da corrosão. Nesse sentido, a ASME B31G tem o propósito de prover um guia de avaliação de perda de material em sistemas de tubulações e tubulações pressurizadas (ASME, 2012).

Deste modo, esta Seção é dedicada em realizar uma breve revisão da norma ASME B31G: *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines* publicada em outubro de 2012, tendo sua última revisão no ano de 2017.

### 2.4.1 Aplicações, exclusões e considerações especiais

Ao longo da história, reconhece-se que tubulações pressurizadas em vários setores industriais sofrem dos efeitos da degradação por corrosão e o problema é evidenciado quando

as instalações estão em operação por longos períodos. Por outro lado, a literatura fundamentada por meio de análises teóricas, pesquisas científicas, testes e experiência operacional que a perda de metal devido à corrosão pode ser tolerada até um ponto de modo que não impeça a operação segura da instalação (ASME, 2012). A fim de reunir as informações inerentes à predição da vida remanescente de tubulações corroídas, a ASME (acrônimo de *American Society of Mechanical Engineers*) publicou a seção B31G que é complementar ao código de projeto ASME B31.

O documento tem como escopo prover um guia de avaliação de perda de metal em tubulações pressurizadas e sistemas de tubulações, principalmente, àquelas destinadas ao transporte de fluidos.

Dentre as aplicações deste código, listam-se as seguintes condições:

- Perda de metal em dutos localizados abaixo do solo, acima do solo ou *offshore*;
- Perda de metal devido à corrosão interna ou externa;
- Perda de metal produzida por lixamento (*grinding*) com o intuito de remover completamente danos mecânicos, rachaduras, queimaduras de arco (*arc burns*), defeitos de fabricação ou outros defeitos da superfície do tubo;
- Perda de material em curvas de campo (*field bends*), curvas de indução (*induction bends*) e cotovelos;
- Perda de metal que afeta incidentalmente as soldas de costura elétricas longitudinais ou helicoidais ou soldas elétricas circunferenciais de boa qualidade e tendo características dúcteis, desde que as falhas de fabricação não estejam presentes em proximidade suficiente para interagir com a perda de metal;
- Perda de metal de qualquer profundidade em relação à parede do tubo, exceto quando a profundidade da perda de material exceder 80% da dimensão real da parede do tubo (considerações especiais nestas condições, necessitando avaliar a precisão das medições de profundidade do defeito e a taxa de corrosão efetiva);
- Perda de metal em tubo novo (antes da operação), quando permitido pelo código de construção aplicável;
- Perda de metal em material de tubo com características de iniciação de fratura dúctil a menos que se use uma avaliação de Nível 3 (ver a subseção 2.4.2, onde são apresentados os níveis de análise);

- Perda de metal em tubos operando em temperaturas acima da temperatura ambiente, mas, na faixa de temperatura operacional reconhecida pela norma governante, e as propriedades de resistência do material fornecidas na temperatura são consideradas;
- Perda de metal em tubos operando em qualquer nível de tensão cilíndrica (ou radial) de projeto permitida;
- Perda de metal em tubos onde a pressão interna é a carga primária.

Por outro lado, a norma não pode ser aplicada para as seguintes condições:

- Defeitos como rachaduras ou danos mecânicos de superfície não removidos completamente por algum processo de usinagem;
- Perda de metal em entalhes ou fivelas de fecho (*buckles*) resultando em distorção radial da parede do tubo maior que 6% do diâmetro externo do tubo, a menos que seja realizada uma avaliação de Nível 3;
- Corrosão em fissuras, corrosão seletiva ou corrosão preferencial afetando costuras de tubos ou soldas circunferenciais;
- Perda de metal em acessórios que não sejam dobras ou cotovelos;
- Perda de metal afetando material com características de início de fratura frágil a menos que seja realizada uma avaliação de Nível 3; e
- Tubo operando em temperaturas fora da faixa de temperatura operacional reconhecida pela norma governante ou operando em temperaturas na faixa de fluência;

Além das limitações e exclusões do código e citadas anteriormente, ainda é necessário avaliar outras condições de operação. A primeira situação é referente a operação de tubos em baixos níveis de tensão devido à pressão interna, por exemplo, inferior a 25% da tensão de escoamento mínima especificada, e a perda localizada de metal pode ocasionar a perfuração do tubo, mas, mesmo assim, não induzir a sua explosão. Nessa situação, os métodos e critérios propostos pelo código em estudo não permitem avaliar falha por perfuração.

Por outro lado, os tubos afetados por corrosão uniforme e generalizada, em geral, operam em níveis de tensão devido à pressão interna superiores à tensão cilíndrica nominal (a espessura nominal da parede do tubo é maior quando comparado à espessura após alguns anos de operação). Nesse sentido, ao avaliar a vida remanescente de uma tubulação considerando

um pite numa região corroída, deve-se avaliar os efeitos da degradação por corrosão generalizada.

Sob as condições normalmente encontradas em dutos enterrados, a tensão cilíndrica (ou radial) devido à pressão interna, em geral, é a maior tensão e governa o modo de falha. Grandes tensões longitudinais na tensão atuando na perda de metal tendo uma extensão circunferencial significativa, em tubulação não restrita, podem alterar o modo de falha de longitudinal para circunferencial. Os métodos e critérios fornecidos neste documento não abordam a falha circunferencial devido a altas tensões de tração longitudinal. Para tais situações, o usuário deve consultar um documento de orientação de adequação para fins mais abrangentes, como API 579-1 / ASME FFS-1–2016 *Fitness-for-Service* (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2016a).

A última situação que deve receber atenção especial se refere a perda de metal com uma extensão circunferencial significativa e causada por altas tensões longitudinais na compressão pode ser suscetível a enrugamento ou empenamento. Além disso, a combinação de tensão radial devido à pressão interna e compressão longitudinal pode interagir para diminuir a pressão de falha na área de perda de metal. Os métodos e critérios fornecidos neste documento não tratam de flambagem ou enrugamento, ou interação de tensão cilíndrica com tensões de compressão longitudinais. Para tais situações, o usuário deve consultar um documento de orientação de aptidão mais abrangente, como API 579-1 / ASME FFS-1 (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2016a).

#### 2.4.2 Níveis de Análise

Se o equipamento em estudo atender os requisitos de aplicação listados na Seção 2.4.1, a determinação de vida remanescente de tubulações corroídas e a sua acurácia depende do nível de análise empregado e, de acordo com a norma, varia entre os níveis 0 e 3, onde o nível 0 apresenta o menor grau de refinamento enquanto o nível 3 possui o maior grau de refinamento.

Cada nível de avaliação é indicado conforme o número de informações obtidas a respeito dos defeitos decorrentes da degradação por corrosão no equipamento.

No nível 0, a avaliação pode ser entendida como uma predição preliminar de vida remanescente do tubo, onde o critério de aceitação é baseado nas tabelas do capítulo 3 do código, as quais relacionam o comprimento e a profundidade da área corroída.

A avaliação de nível 1 utiliza informações sobre a profundidade máxima e extensão axial de perda de metal para calcular a vida remanescente. Quando se trata de corrosões

localizadas, essa avaliação é indicada para priorizar anomalias de perda de metal identificadas por inspeção em linha.

A avaliação de nível 2 incorpora um nível maior de detalhamento que o nível 1 sobre o perfil da superfície corroída para avaliar a vida remanescente.

E por fim, a análise de Nível 3 é aconselhada na condução da avaliação de falhas específicas, com uma metodologia própria a qual justifica o uso de carregamentos externos, condições de contorno, propriedades do material e critérios de falha não abordados pela ASME B31G.

#### 2.4.2.1 NÍVEL 0

Neste nível de avaliação, a vida remanescente da tubulação é determinada por meio do comprimento permissivo da área corroída conforme a profundidade do defeito. Os valores de referência do comprimento  $L$  são obtidos pela avaliação de nível 1, provendo um fator de segurança de 1,39 para tubulações que operam com uma tensão cilíndrica ou radial de 72% da tensão de escoamento mínima específica,  $SMYS$ .

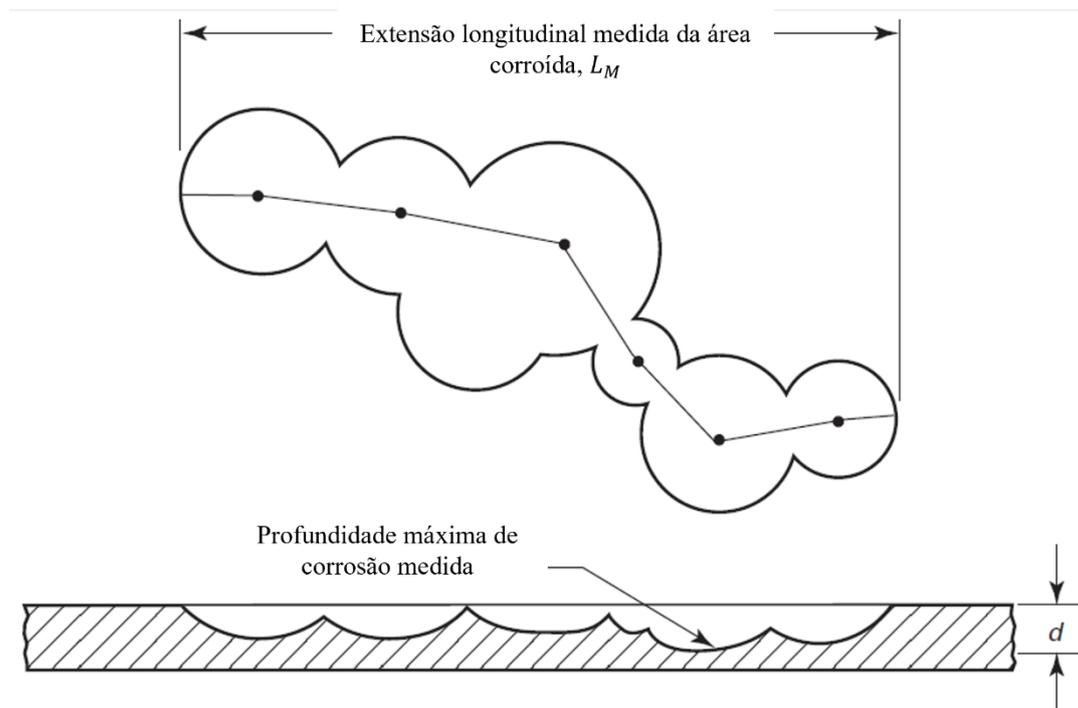
Quando a tensão radial atuante na tubulação for inferior ao valor de referência, os comprimentos permissivos do defeito são mais conservadores. Por outro lado, quando essa tensão cilíndrica for superior ao valor de referência, o fator de segurança decresce progressivamente.

Das tabelas de comprimento da região corroída permitida, outra consideração pode ser extraída, a qual permite uma avaliação auxiliar na determinação da vida residual da tubulação. Para a corrosão generalizada, a norma prevê que uma perda de metal de até 10% da espessura nominal da parede do tubo não possui limitações de extensão do defeito. Nesse sentido, qualquer local corroído que possua profundidade superior a 10% da espessura nominal requer uma avaliação complementar.

A execução deste nível de avaliação está condicionada às seguintes atividades:

- Determinar a espessura nominal da parede da tubulação por meio de medições ou arquivos de projetos;
- Determinar as propriedades requeridas do material para a aplicação desta norma;
- Limpar a região da superfície corroída;
- Medir a profundidade  $d$  e o comprimento  $L$  da região corroída, de acordo com a Figura 5.

Figura 5 – Parâmetros de corrosão utilizados na análise



Fonte: ASME (2012).

- Localizar nas tabelas do capítulo 3 da norma a tabela para o diâmetro  $D$  correspondente;
- Em seguida, localizar a linha que contém a profundidade do defeito da área corroída. Caso o valor exato da profundidade  $d$  não esteja disponível, escolher a linha com o valor de profundidade superior mais próximo;
- As colunas da tabela representam a espessura da parede do tubo. Se a espessura nominal da parede não estiver listada, use a coluna para a próxima parede mais fina. O valor,  $L$ , encontrado na intersecção da coluna de espessura da parede e a linha de profundidade é a extensão longitudinal máxima permitida de tal área corroída;
- A área de perda de metal no tubo é aceitável se seu comprimento medido,  $L$ , não exceder o valor de  $L$  dado na tabela.

#### 2.4.2.2 NÍVEL 1

A metodologia deste nível de avaliação possui os seguintes passos:

1. Coletar informações de projeto referentes ao diâmetro do tubo assim como sua espessura nominal e propriedades mecânicas necessárias;

2. Medir ou estimar a profundidade do defeito e o comprimento do mesmo;
3. Determinar um fator de segurança  $FS$  aceitável;
4. Calcular a tensão de falha estimada  $S_F$  por umas das equações a seguir;

Para  $z \leq 20$ , sendo  $z = L^2/Dt$  onde  $L$  é comprimento da perda de material,  $D$  é o diâmetro externo especificado do equipamento e  $t$  é a espessura nominal da parede do tubo.

$$S_F = S_{Flow} \left[ \frac{1 - \frac{2}{3} \left( \frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{\frac{2}{3} \left( \frac{d}{t} \right)}{(1 + 0,8 \cdot z)^{1/2}}} \right] \quad (21)$$

Para  $z > 20$

$$S_F = S_{Flow} \left[ 1 - \left( \frac{d}{t} \right) \right] \quad (22)$$

Onde  $S_{flow}$  é a tensão de fluxo, em geral, representada por 110% da tensão de escoamento mínima específica  $SMYS$  e  $d$  é a profundidade da perda de material.

5. Após o cálculo da tensão de falha estimada, compará-la com a tensão cilíndrica na pressão de operação  $S_0$  considerando o fator de segurança  $FS$ .
6. Se  $S_F$  for maior que  $FS \cdot S_0$ , o defeito é aceitável;

#### 2.4.2.3 NÍVEL 2

O procedimento de avaliação do nível 2 é o mesmo utilizado pelo nível 1, com exceção da obtenção da tensão de falha estimada, eq. (23).

$$S_F = S_{Flow} \left[ \frac{1 - A/A_0}{1 - (A/A_0)/M} \right] \quad (23)$$

Onde:

$A$ : área local da perda de material no plano longitudinal;

$A_0$ : área local original do metal; e

$M$ : fator de ampliação de tensão protuberante (*bulging stress*)

Esse método avalia, por iteração, todas as combinações possíveis de perda de metal local,  $A$ , em relação ao material original,  $A_0$ , requerendo uma distribuição longitudinal detalhada ou perfil de perda de metal. O perfil detalhado é estabelecido através da obtenção de várias medições de perda de metal ou espessura de parede remanescente em toda a área de

perda de metal. Para um perfil corroído definido por  $n$  medições de profundidade de corrosão, incluindo os pontos finais na espessura nominal de parede inteira,  $\frac{n!}{2(n-2)!}$  iterações são necessárias para examinar todas as combinações possíveis de perda de metal local em relação ao material restante circundante. A solução local resultando na menor tensão de ruptura calculada deve prevalecer.

#### 2.4.2.4 NÍVEL 3

A norma ASME B31G não traz um equacionamento para esse nível de avaliação, pois, de acordo com o texto, a análise deve considerar todos os fatores que podem afetar a acurácia dos resultados. Nesse sentido, cada situação possui suas peculiaridades de carregamento, condições de contorno, desalinhamentos, descontinuidades, características do material, entre outros, e devem ser avaliadas.

### 2.5 MODELOS DE PREDIÇÃO DE CORROSÃO UNIFORME.

A predição da CR uniforme é usualmente utilizada em avaliações estruturais e de segurança de tubulações. Aproximações semideterminísticas e probabilísticas são usadas para determinar a probabilidade de falha ao longo dos anos (BEN et al., 2018). Todavia, o tratamento da perda da espessura provocada pela corrosão uniforme nessas análises não é unânime.

Taxa de corrosão constante para uma condição de operação é normalmente empregada para determinar a perda de espessura  $d(t)$  ao longo do tempo, contendo ou não um defeito inicial  $d_0$ , eq. (24), e essa perda de espessura é usada na análise de confiabilidade estrutural (ALQARNI; YADAV; NEPAL, 2021; HAMEED; BAI; ALI, 2020; HASAN et al., 2018).

$$d(t) = d_0 + CR \cdot t \quad (24)$$

A prática recomendada pela norma da *National Association of Corrosion Engineers* (NACE) indica uma CR de 0,40 mm/ano (AMAYA-GÓMEZ et al., 2020; SP0169, 2002). Contudo, esse valor ignora as condições de operação do tubo e as características do equipamento (material e idade do tubo, defeitos pré-existentes). Nesse sentido, os modelos de predição de corrosão ganharam destaque e são utilizados para determinar a velocidade de corrosão do metal.

Os modelos de previsão de corrosão em aços doces são complexos e envolvem um grande número de mecanismos. De acordo com Asmara & Kurniawan (2018), maioria dos

modelos está focada nos efeitos ambientais do CO<sub>2</sub>. Outros efeitos podem ser considerados, como concentração de H<sub>2</sub>S, condições de fluxo, efeitos de películas protetoras, ácidos orgânicos, contato do óleo com a parede da tubulação, propriedades do fluido e química da água (ASMARA; KURNIAWAN, 2018; NYBORG, 2010; WOOLLAM; HERNANDEZ, 2006).

Outro aspecto dos modelos de predição de CR é sua formulação, que pode ser baseada em dados laboratoriais, dados de campo, mecanicistas ou uma combinação dos anteriores. Segundo Nyborg (2010), 50% dos 14 modelos analisados têm dados laboratoriais como principal fonte de informação para a formulação do modelo, enquanto apenas 2 modelos utilizam dados de campo. Independentemente da formulação utilizada, os modelos geralmente concordam com os parâmetros que influenciam a corrosão do metal, mas as diferentes formas de contabilizar esses efeitos resultam em diferentes CR para a mesma condição de operação.

As abordagens dos modelos atuais melhoraram desde as primeiras propostas na década de 1990 (KAHYARIAN; SINGER; NESIC, 2016). No entanto, limitações ainda estão presentes e são alvo de críticas por parte dos pesquisadores. Entre eles estão a modelagem do escoamento da mistura multifásica no interior da tubulação, a modelagem do pH *in situ* e, principalmente, o conservadorismo da CR. Com relação a este último aspecto, Gabetta & Margarone (2007) destacam que os softwares de previsão de corrosão são em sua maioria conservadores, principalmente quando utilizados para verificar o crescimento da região corroída em curtos períodos.

Por outro lado, Cruz et al. (2022) enfatizam que o conservadorismo de modelo é uma definição qualitativa e arbitrária baseada em suposições de modelagem. Nesse sentido, os resultados do software de previsão de CR devem ser vistos como um indicador do comportamento esperado do fenômeno (mais ou menos agressivo).

Dessa forma, os softwares de previsão de CR fornecem uma boa perspectiva sobre o comportamento do mecanismo de degradação para uma condição de operação, tanto que esses modelos continuam sendo aprimorados, utilizados nos modelos lineares de crescimento de corrosão e fundamentam normas, a exemplo do modelo NORSOK (2017) empregado na norma API 581 (2016b).

Embora exista a preferência pelo uso dos softwares de predição de CR nos modelos de crescimento com corrosão constante, outras questões devem ser discutidas. Os modelos de predição usam uma condição de operação instantânea para determinar a CR, não incorporando a variabilidade temporal dos principais parâmetros no processo de previsão de corrosão. Ao longo do tempo, as condições de operação variam e, no estudo de Veruz et al. (2022), que

calcula a CR diariamente para um banco de dados que contém registros de 19 anos de operação, essa variação reflete em taxas de corrosão entre 0,20 e 0,60 mm/ano, ou seja,  $\pm 50\%$  do valor recomendado pela NACE (2020; 2002).

Desse modo, reconhece-se a necessidade de modelos de crescimento da corrosão que considerem as variações nas condições de operação. Por exemplo, Strauber & Faber (2007) sugerem a utilização de uma distribuição de probabilidade que modele a incerteza dos parâmetros que influenciam a CR como solução imediata e suficiente para este problema. Utilizando Simulação de Monte Carlo (SMC), o modelo de corrosão de De Waards-Milliams e, modelando os parâmetros que influenciam a CR como processos de onda quadrada de Poisson, os autores obtêm para um período de tempo uma distribuição de probabilidade para a CR. Wu & Mosleh [3] também utilizam a mesma metodologia, porém, considerando o modelo de predição de corrosão de Něsic e modelando os parâmetros de entrada como distribuições lognormais. Destaca-se que ambos estudos optam por modelos de predição de corrosão com algoritmos de cálculo de CR disponíveis.

Ambos os estudos resultam em uma única distribuição de probabilidade para a CR para um determinado período. Os parâmetros desta distribuição dependem do tempo avaliado e das incertezas consideradas dos parâmetros de entrada dos modelos de previsão de corrosão. À medida que o intervalo de tempo avaliado aumenta, as incertezas da variável aleatória CR também aumentam. Para algumas aplicações, a vida útil de um equipamento offshore pode ultrapassar 20 anos e a metodologia utilizada pelos autores pode ser inadequada.

Desse modo, o presente estudo propõe discretizar o tempo em pequenos intervalos e avaliar a CR como variável aleatória usando o modelo NORSOK (2017) e os conceitos de Delineamento de Experimentos (DOE).

Dentre as vantagens deste método, durante a avaliação da CR em curtos espaços de tempo em relação à vida total do equipamento, destaca-se a mitigação dos efeitos de parâmetros que possuem comportamento com grande variação. Por exemplo, no início da vida útil de um equipamento, a vazão de água é baixa e aumenta com o tempo, enquanto a vazão de óleo se comporta de maneira inversa. No início da vida útil do equipamento, o comportamento do WSS será diferente dos períodos próximos ao final de sua vida útil. Nesse sentido, ao avaliar a CR por intervalos menores e com dados correspondentes a esse período, reduzem-se os efeitos da incerteza dos parâmetros operacionais.

Nas seções seguintes serão discutidos conceitos e aspectos referentes ao modelo de predição de corrosão NORSOK e a técnica de Delineamento Experimental, os quais serão utilizados para apresentar a proposta de avaliação da corrosão temporalmente.

## 2.6 MODELO NORSOK

O NORSOK (2017) é um modelo para a predição da corrosão por meio de uma abordagem empírica do cálculo da taxa de corrosão do aço carbono em ambientes aquosos ou semiaquosos com a presença do agente corrosivo  $\text{CO}_2$ . O mesmo foi desenvolvido de acordo com um padrão norueguês, o qual é amplamente utilizado pelas companhias de petróleo e gás da Noruega e pelo Diretório Norueguês de Petróleo.

A criação do modelo teve como principal intuito padronizar a análise deste mecanismo de falha, uma vez que não existe até os dias atuais uma norma adotada globalmente para a predição dos efeitos da redução de espessura pela corrosão. Sendo assim, o modelo NORSOK, tinha como intuito substituir as especificações individuais das companhias de petróleo e gás e servir de referência regulatória (MOHYALDIN; ELKHATIB; ISMAIL, 2011; OLSEN, 2003).

O Padrão NORSOK consiste em uma coleção de normas que englobam várias áreas da tecnologia, principalmente relacionadas às áreas de petróleo, gás e de materiais, sendo a base para prover a indústria norueguesa uma referência regulatória no setor (OLSEN, 2003). Na coleção de normas, existem duas com maiores relevâncias na modelagem da predição da corrosão por  $\text{CO}_2$  em sistemas da indústria de petróleo e seleção do material. São eles, respectivamente, as normas M-506 e M-001 (NORSOK, 2014, 2017).

A Norma NORSOK M-001 (2014) é considerada o principal documento de seleção de materiais visando a prevenção dos efeitos da corrosão, a qual descreve como o cálculo da CR, realizado pelo Modelo M-506 (NORSOK, 2017), deve ser usado na seleção de material das tubulações, além de fornecer dados de entrada para o cálculo da taxa de corrosão (OLSEN, 2003).

A preferência pelo modelo NORSOK (2017) neste trabalho é em função do fornecimento do equacionamento de cada módulo para o cálculo de CR. A disponibilidade de algoritmos oferece uma vantagem sobre outros softwares de predição. Geralmente, os softwares comerciais, além de não fornecerem os algoritmos, permitem o cálculo de uma CR por vez, ou seja, não é possível realizar o cálculo em lotes. Essa característica pode inviabilizar a avaliação de variações nas condições de operação, uma vez que os métodos disponíveis e o método proposto requerem a simulação de diversas condições de operação.

Nesse sentido, na subseção seguinte é apresentado o modelo de cálculo utilizado pela Norma NORSOK M-506 (2017), evidenciando as hipóteses e o equacionamento adotados pela mesma.

### 2.6.1 Modelo

O Modelo NORSOK é um modelo semiempírico que apresenta um método de cálculo da taxa de corrosão em equipamentos usados pela indústria de óleo e gás onde o agente corrosivo em questão é o CO<sub>2</sub>.

O método é comercial e o software é disponibilizado por meio de uma planilha eletrônica, constituída pelas equações apresentadas na Norma M-506 (NORSOK, 2017). A descrição das condições de coleta de dados e de suposições para a modelagem são narrados a seguir e tem como base no estudo de Olsen (2003).

O modelo tem dados de laboratório, provenientes de experimentos feitos pelo Instituto para Tecnologias Energéticas da Noruega como base para seu equacionamento empírico. O mesmo tem como referência uma coleção de 2400 pontos de coleta de dados. Todos os experimentos foram feitos em ciclos de diferentes temperaturas, valores de pH e pressões de CO<sub>2</sub>. A seleção de dados seguiu os seguintes critérios:

- Foram coletados dados de somente um único tipo de aço para as tubulações, o aço St 52 (aço carbono com teor de carbono de 0,22% em massa (DIN, 1984))
- Foram considerados somente corpos de prova com corrosão uniforme.
- Testes foram realizados com baixo teor de ferro no ambiente aquoso.
- Testes foram realizados sem cálcio ou ácido acético.
- Não existia pré-corrosão nos corpos de teste.

Com as condições de ensaios definidas nos itens acima, entende-se que a decisão para escolher o aço St 52 é baseado no fato do mesmo apresentar maiores taxas de corrosão quando comparado a outros materiais (como os aços API 5L, por exemplo), sob as mesmas condições de teste. Desta forma, a escolha desse material ocasiona uma taxa de corrosão estimada pelo modelo considerada conservadora quando comparada com outros materiais. Embora haja esse adendo, a norma recomenda o uso do software, em geral, para os aços de baixo carbono.

O modelo NORSOK considera apenas a corrosão uniforme, sendo este uma das morfologias do ataque corrosivo durante os testes de aços carbonos em ambientes com o agente CO<sub>2</sub>. Esta consideração é feita, pois a outra morfologia, a corrosão localizada (ou corrosão por pites) não possui seus mecanismos ainda bem definidos na literatura, sendo a mesma caracterizada por áreas definidas de aparente corrosão uniforme profunda (BHANDARI et al., 2015; MELCHERS, 2004, 2018).

Desta forma, a utilização do modelo NORSOK, que trata apenas a corrosão generalizada, pode levar a efeitos subestimados caso ocorra corrosão localizada na tubulação (isso ocorre na realidade para todos os modelos disponíveis, devido à dificuldade de se fazer a predição de corrosão localizada).

Sobre critérios listados para a coleta de dados acerca do baixo conteúdo de ferro e da ausência de cálcio e de ácido acético durante a coleta, é possível entender que a consideração é realizada, pois tanto o ferro, quanto o cálcio e o ácido influenciarem no processo de formação de camadas de proteção.

Os experimentos foram realizados ciclos com temperaturas do fluido variando entre 5 °C até 160 °C, com valores de constantes de interesse coletados nas temperaturas 5 °C, 15 °C, 20 °C, 40 °C, 60 °C, 80 °C, 90 °C, 120 °C e 150 °C.

No que diz respeito à modelagem proposta pela NORSOK, a eq. (25) estima a taxa de corrosão pontual  $CR_T$  (mm/ano) em aços carbonos em cada uma das temperaturas em que foram realizados os ensaios (NORSOK, 2017). Cabe ressaltar que a CR pontual obtida pelos cálculos do modelo não deve ser confundida com uma taxa de corrosão localizada, isto é, o cálculo de corrosão uniforme é realizado considerando apenas uma seção da tubulação.

$$CR_T = K_T \cdot fCO_2^{0.62} \cdot \left(\frac{WSS}{19}\right)^{0.146+0.0324 \log fCO_2} \cdot f(pH)_T \quad (25)$$

As eq. (26) e (27) 4 são especificamente usadas, respectivamente, nas situações onde as temperaturas são 5° e 15°C:

$$CR_T = K_T \cdot fCO_2^{0.36} \cdot f(pH)_T \quad (26)$$

$$CR_T = K_T \cdot fCO_2^{0.36} \cdot \left(\frac{WSS}{19}\right)^{0.146+0.0324 \log fCO_2} \cdot f(pH)_T \quad (27)$$

Para valores de temperaturas intermediárias do fluido, a CR é obtida por meio de interpolação linear.

Pode-se constatar que a função de interesse, a CR, é uma função dos seguintes parâmetros: o fator de temperatura  $K_T$  (fator que depende exclusivamente da temperatura), a função do pH do sistema  $f(pH)_T$  (é na realidade uma constante dependente do pH e da temperatura do sistema), a função fugacidade do dióxido de carbono  $fCO_2$  (depende da pressão do sistema, da pressão do CO<sub>2</sub> e da temperatura) e a tensão de cisalhamento WSS (é o único parâmetro representante do fluxo no modelo da taxa de corrosão da NORSOK, dependente das características do fluxo e da geometria no trecho analisado).

Desta forma, o modelo pede valores de entrada básicos para a estimativa pontual da taxa de corrosão dos sistemas de aço carbono, em especial de equipamentos submarinos, os

quais são listados na Tabela 4. Nesta mesma tabela são apresentadas as faixas de valores considerados válidos para cada um dos parâmetros, além de alguns comentários adicionais.

Tabela 4 – Entradas de parâmetros básicos para o cálculo da taxa de corrosão de equipamentos submarinos pelo Modelo Norsok, adaptado da Norma M-506.

Parâmetro	Unidade	Intervalo	Comentário
Temperatura	°C	20 - 150	-
	°F	68 - 302	
Pressão Total	bar	1 - 1000	-
	psi	14,5 - 14500	
Fugacidade do CO <sub>2</sub> na fase gasosa	bar	0,1 - 10	A pressão parcial do CO <sub>2</sub> deve ser menor ou igual a pressão total sistema.
	psi	1,45 - 145	
	mole %	variável	
Tensão de Cisalhamento na parede	Pa	1 - 150	Pode ser calculada pelo Modelo Norsok através de outras entradas de parâmetros.
pH	-	3,5 - 6,5	Pode ser calculada pelo Modelo Norsok através de outras entradas de parâmetros.
Concentração de Glicol	% de peso	0 - 100	-
Eficiência do Inibidor – Não é mais utilizado como entrada.	%	0 - 100	Era utilizada como entrada para o cálculo da taxa de corrosão até a versão do Modelo Norsok M-506 de 2005. A partir da atualização das Normas M-506 (2017) e M-001 (2014) passou-se a utilizar o conceito de disponibilidade dos inibidores.

Fonte: Norsok (2017)

Os valores a serem utilizados para as constantes de temperatura  $K_T$  são apresentados na Tabela 5 para o intervalo de temperaturas ensaiadas, de 5°C – 150°C. A taxa de corrosão entre as temperaturas do aço carbono, para as quais não são estabelecidos os valores para a constante da temperatura  $K_T$ , deve ser estimada por interpolação linear entre a taxa de corrosão calculada na temperatura abaixo e na temperatura acima da de interesse.

Tabela 5 – Fatores da temperatura,  $K_t$ , adaptado da Norma M-506.

Temperatura (°C)	$K_t$
5	0,42
15	1,59
20	4,762
40	8,927
60	10,695
80	9,949
90	6,250
120	7,700

Temperatura (°C)	$K_t$
150	5,203

Fonte: NORSOK (2017)

A expressão para a estimativa do valor a ser considerado para a função que determina o efeito do pH –  $f(pH)_T$  na taxa de corrosão CR é apresentada na Tabela 6, sendo esta dependente dos valores de temperatura e pH no ponto de interesse.

Tendo sido detalhada a modelagem empírica para a taxa de corrosão e suas duas dependências com relação às constantes  $K_T$  e  $f(pH)T$  o foco recai sobre como o método define os valores para os demais parâmetros que influenciam na estimativa da taxa de corrosão e não são tabelados, como no caso da fugacidade do CO<sub>2</sub> e da tensão de cisalhamento S que aparecem entre as dependências da taxa de corrosão na Tabela 4.

Antes disso, vale adiantar que o efeito da adição de glicol e de diferentes inibidores de corrosão para o cálculo da taxa de corrosão eram avaliados pelo modelo NORSOK por fatores de redução, conforme a Norma M-506 (2005), ocasionando na taxa de corrosão  $CR_T$  do sistema sem inibidor uma queda percentual, a qual era equacionada como:

- Para adições de glicol com percentual de peso de glicol da adição inferior a 95%, o fator de redução é dado por:

$$\text{fator de redução do glicol} = 10^{1.6(\log(100 - \text{peso\%glicol}) - 2)} \quad (1)$$

- Para adições de glicol maiores que esse valor o fator de redução é constante e igual a 0,008.
- O efeito para os inibidores de corrosão era fornecido diretamente ao programa computacional como um fator de redução percentual, dependendo do inibidor e de sua eficiência (e não de sua disponibilidade).
- Quando ambos, glicol e inibidor de corrosão eram usados, apenas o fator de redução de maior efeito na taxa de corrosão será usado para efeitos de cálculo.

A partir da atualização da Norma M-506 (2017), o conceito dos inibidores foi tratado através da disponibilidade, conforme recomendações da Norma M-001 (NORSOK, 2014).

Tabela 6 – Efeito do pH na taxa de corrosão, adaptado da Norma M-506.

Temperatura (°C)	pH	$f(pH)T$
5	$3,50 \leq \text{pH} \leq 4,60$	$f(pH)_T = 2,0676 - (0,2309 \cdot \text{pH})$
5	$4,60 \leq \text{pH} \leq 6,50$	$f(pH)_T = 4,342 - (1,051 \cdot \text{pH}) + (0,0708 \cdot \text{pH}^2)$
15	$3,50 \leq \text{pH} \leq 4,60$	$f(pH)_T = 2,0676 - (0,2309 \cdot \text{pH})$
15	$4,60 \leq \text{pH} \leq 6,50$	$f(pH)_T = 4,986 - (1,191 \cdot \text{pH}) + (0,0708 \cdot \text{pH}^2)$

Temperatura (°C)	pH	$f(pH)_T$
20	$3,50 \leq \text{pH} \leq 4,60$	$f(pH)_T = 2,0676 - (0,2309 \cdot \text{pH})$
20	$4,60 \leq \text{pH} \leq 6,50$	$f(pH)_T = 5,1885 - (1,2353 \cdot \text{pH}) + (0,0708 \cdot \text{pH}^2)$
40	$3,50 \leq \text{pH} \leq 4,60$	$f(pH)_T = 2,0676 - (0,2309 \cdot \text{pH})$
40	$4,60 \leq \text{pH} \leq 6,50$	$f(pH)_T = 5,1885 - (1,2353 \cdot \text{pH}) + (0,0708 \cdot \text{pH}^2)$
60	$3,50 \leq \text{pH} \leq 4,60$	$f(pH)_T = 1,836 - (0,1818 \cdot \text{pH})$
60	$4,60 \leq \text{pH} \leq 6,50$	$f(pH)_T = 15,444 - (6,1291 \cdot \text{pH}) + (0,8204 \cdot \text{pH}^2) - (0,0371 \cdot \text{pH}^3)$
80	$3,50 \leq \text{pH} \leq 4,60$	$f(pH)_T = 2,6727 - (0,3636 \cdot \text{pH})$
80	$4,60 \leq \text{pH} \leq 6,50$	$f(pH)_T = 331,68 \cdot e^{-21,2618 \cdot \text{pH}}$
90	$3,50 \leq \text{pH} \leq 4,57$	$f(pH)_T = 3,1355 - (0,4673 \cdot \text{pH})$
90	$4,57 \leq \text{pH} \leq 5,62$	$f(pH)_T = 21258 \cdot e^{-2,1811 \cdot \text{pH}}$
90	$5,62 \leq \text{pH} \leq 6,50$	$f(pH)_T = 0,4014 - (0,0538 \cdot \text{pH})$
120	$3,50 \leq \text{pH} \leq 4,30$	$f(pH)_T = 1,5375 - (0,125 \cdot \text{pH})$
120	$4,30 \leq \text{pH} \leq 5,00$	$f(pH)_T = 5,9757 - (1,157 \cdot \text{pH})$
120	$5,00 \leq \text{pH} \leq 6,50$	$f(pH)_T = 0,546125 - (0,071225 \cdot \text{pH})$
150	$3,50 \leq \text{pH} \leq 3,80$	$f(pH)_T = 1$
150	$3,80 \leq \text{pH} \leq 5,00$	$f(pH)_T = 17,634 - (7,0945 \cdot \text{pH}) + (0,715 \cdot \text{pH}^2)$
150	$5,00 \leq \text{pH} \leq 6,50$	$f(pH)_T = 0,037$

Fonte: NORSOK (2017)

Como pode ser observado na Tabela 4, além dos valores de entrada listados,  $K_T$ ,  $f(pH)_T$ ,  $fCO_2$  e  $WSS$ , é necessário também informar o valor da pressão do sistema,  $P$ . Isso acontece, pois, a fugacidade do  $CO_2$ , a ser definida neste momento, é uma função da pressão do sistema, além da pressão do  $CO_2$  e da temperatura, sendo que a pressão parcial do  $CO_2$ ,  $p_{CO_2}$ , deve ser menor que a pressão total do sistema, sendo as medidas de pressão dadas em bar.

A fugacidade do  $CO_2$  representa a pressão real do  $CO_2$ , uma vez que tratando de altas temperaturas, os gases não têm um comportamento de gás ideal, desta forma, a pressão parcial do gás ( $p_{CO_2}$ ) deve ser multiplicada por uma constante adimensional de fugacidade ( $a$ ) para compensar esse comportamento. Assim, a fugacidade do  $CO_2$  pode ser equacionada como:

$$fCO_2 = a \cdot p_{CO_2} \quad (\text{bar}) \quad (28)$$

A pressão parcial do  $CO_2$  pode ser estimada através de uma das duas equações:

$$p_{CO_2} = \left( \frac{\% \text{molar de } CO_2 \text{ na fase gasosa}}{100\%} \right) \cdot P \quad (29)$$

Ou

$$p_{CO_2} = \left( \frac{\text{fluxo de massa de } CO_2 \text{ na fase de gás em } \left( \frac{kmole}{h} \right)}{\text{fluxo total de massa na fase de gás em } \left( \frac{kmole}{h} \right)} \right) \cdot P \quad (30)$$

Já o coeficiente de fugacidade é apresentado como sendo:

$$a = 10^{P \cdot \left( 0.0031 - \frac{1.4}{T} \right)} \text{ para } P < 250 \text{ bar} \quad (31)$$

$$a = 10^{250 \cdot \left( 0.0031 - \frac{1.4}{T} \right)} \text{ para } P > 250 \text{ bar} \quad (32)$$

É visto que o valor de 250 bar de pressão é inserido no expoente da base 10 para o cálculo de  $a$  para todas as pressões acima deste valor. Nota-se que as Equações 10 e 11 utilizam em sua aplicação valores de temperatura na unidade Kelvin.

A tensão de cisalhamento da parede  $WSS$ , como já referido anteriormente, é o parâmetro único para representação do fluxo no modelo, dependente das características da mistura dos fluidos e do fluxo, além da geometria da tubulação.

O modelo NORSOK, além de utilizar apenas desta variável para modelar o fluxo, também considera o valor médio da tensão de cisalhamento da parede sendo apenas considerado o trecho retilíneo da tubulação, não abrangendo as demais geometrias encontradas ao longo do sistema como curvas e tês.

A tensão de cisalhamento média na parede da tubulação em um trecho retilíneo, para médias ou altas velocidades superficiais de um, ou de ambos os fluidos, é equacionada como:

$$WSS = 0.5 \cdot \rho_m \cdot f \cdot u_m^2 \quad (Pa) \quad (33)$$

Na eq. (33) observa-se que a tensão de cisalhamento depende do fator de fricção  $f$  (adimensional) e da densidade e velocidade da mistura,  $\rho_m$  e  $u_m$ , respectivamente, dadas em  $kg/m^3$  e  $m/s$ , assim como todas as densidades e velocidades.

A seguir é desenvolvido o equacionamento destes parâmetros utilizados na estimativa da tensão de cisalhamento  $WSS$ , iniciando pelo fator de fricção, visto que este depende, assim como a tensão de cisalhamento, da densidade e da velocidade da mistura.

O fator de fricção  $f$  pode ser expresso por:

$$f = 0.001375 \left[ 1 + \left( 20000 \frac{k}{D} + 10^6 \frac{\mu_m}{\rho_m u_m D} \right)^{0.33} \right] \quad (34)$$

Onde a variável  $k$  é a rugosidade equivalente da parede do tubo e a variável  $D$  é o diâmetro da tubulação, ambas em metros.

Nota-se na eq. (34) que o fator de fricção depende da viscosidade da mistura ( $\mu_m$ ), além de sua densidade e velocidade média  $u_m$ . Para isso é feito o modelo da mistura óleo e água líquidos com o gás, este modelo é verificado por testes para médias e altas taxas de fluxo.

Sendo assim, iniciando pela definição do valor da densidade da mistura,  $\rho_m$ , é utilizado o equacionamento a seguir:

$$\rho_m = \rho_L \lambda + \rho_G (1 - \lambda) \quad (35)$$

Onde a densidade da mistura depende da densidade do líquido e do gás,  $\rho_L$  e  $\rho_G$  respectivamente, além de  $\lambda$ , a razão volumétrica do líquido. Todas as densidades usadas são consideradas na unidade  $\text{kg/m}^3$ .

As densidades da parte líquida e da parte gasosa são dadas por:

$$\rho_L = \phi \rho_w + \rho_o (1 - \lambda) \quad (36)$$

$$\rho_G = 2.7 \cdot 14.5 \cdot 16.018 \cdot P \cdot \left( \frac{\text{gravidade específica}}{Z \cdot (460 + T_f)} \right) \quad (37)$$

Onde parâmetros  $\phi$  e  $Z$  são, respectivamente, o corte da água (fração volumétrica da água, ou seja, a porcentagem em volume de água de uma quantidade de fluido que contém água e óleo) e o fator compressibilidade do gás (ou seja, quanto o gás pode diminuir seu volume), respectivamente. A gravidade específica utilizada é a razão adimensional entre a densidade da substância e a densidade de um material de referência, que no caso é a água. A  $\rho_w$  é a densidade da água e a  $\rho_o$  é a densidade do óleo. A  $T_f$  é a temperatura do fluido/fluxo.

O valor da razão volumétrica do líquido é dado pela eq. (38):

$$\lambda = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G} \quad (38)$$

Onde  $Q_L$  e  $Q_G$  são a vazão em volume do líquido e do gás, respectivamente, as quais são tratadas na unidade  $\text{m}^3/\text{s}$ , enquanto o parâmetro de interesse é uma razão que será adimensional.

Por outro lado, o equacionamento da velocidade da mistura de fluidos  $u_m$ , outro fator de dependência para o cálculo da tensão de cisalhamento, a qual é dada por:

$$u_m = u_L^s + u_G^s \left( \frac{m}{s} \right) \quad (39)$$

Onde  $u_L^s$  e  $u_G^s$  são as velocidades superficiais das fases líquida e gasosa, respectivamente.

O líquido é considerado incompressível e sua velocidade superficial é equacionada pela eq. (40):

$$u_L^s = \frac{Q_L}{A} \left( \frac{m}{s} \right) \quad (40)$$

Já a velocidade superficial do gás é:

$$u_G^s = \frac{Q_G}{A} \cdot Z \cdot \frac{T}{T_{std}} \left( \frac{m}{s} \right) \quad (41)$$

As quais apresentam o uso da área da seção transversal da tubulação  $A$  em  $m^2$  e da razão entre as temperaturas  $T$  e  $T_{std}$ , as quais são as temperaturas da situação atual do gás e da condição padrão (20 °C), respectivamente.

Definidas a densidade e a velocidade, define-se a viscosidade da mistura, tendo seu equacionamento a seguir:

$$\mu_m = \mu_L \lambda + \mu_G (1 - \lambda) \quad (42)$$

Onde  $\mu_L$  e  $\mu_G$  são as viscosidades dinâmicas do líquido e do gás, respectivamente. Todas as viscosidades dinâmicas são dadas na unidade Pa. s (ou N. s/m<sup>2</sup>).

Para o caso dos sistemas aquosos, com presença de água na parte líquida, a viscosidade efetiva do líquido cinematicamente estável óleo/água depende do corte de água. O valor da viscosidade da “parte molhada” do óleo, abaixo do ponto de inversão, num fluxo disperso, é equacionado como:

$$\mu_L = \mu_0 \left( 1 + \frac{\frac{\phi}{K_0}}{1.187 - \frac{\phi}{K_0}} \right)^{2.5} \left( \frac{Ns}{m^2} \right) \quad (43)$$

Onde  $\mu_0$  e  $K_0$  são a máxima magnitude da viscosidade e a constante para o cálculo da viscosidade, respectivamente.

O valor de  $K_0$  para a máxima viscosidade relativa  $\mu_{rel\ máx}$  (relativo ao óleo, mais viscoso que a água) e ao correspondente corte da água (fração volumétrica da água) no ponto de inversão de fase,  $\phi_c$ , é igual a:

$$K_0 = \frac{\phi_c}{1.187 \left( 1 - \left( \frac{1}{\mu_{rel\ máx}} \right)^{0.4} \right)} \quad (44)$$

Para o caso de não ser conhecido o valor de  $K_0$ , a dispersão média da viscosidade óleo/água é usada. A dispersão exibe um máximo valor de viscosidade relativa de 7,06 Pa. s, para um corte da água de 0,5. A viscosidade do óleo é igual a 0,0011 Ns/m<sup>2</sup> a 60°C e viscosidade da água na mesma temperatura é igual a 0,00046 Ns/m<sup>2</sup>, justificando a escolha pela máxima viscosidade relativa ser a do óleo.

Para o caso acima do ponto de inversão de fase, a viscosidade para qualquer dispersão é dada por:

$$\mu_L = \mu_w \left( 1 + \frac{\frac{(1-\phi)}{K_w}}{1.187 - \frac{(1-\phi)}{K_w}} \right)^{2.5} \left( \frac{Ns}{m^2} \right) \quad (45)$$

Onde  $\mu_w$  é a viscosidade da água e  $K_w$  é a constante para este caso.

Equação para a qual a constante  $K_w$  é:

$$K_w = \frac{(1-\phi_c)}{1.187 \left( 1 - \left( \frac{R}{\mu_{rel\ máx}} \right)^{0.4} \right)} \quad (46)$$

Onde  $R$  é a razão entre as viscosidades da água e do óleo,  $\mu_w$  e  $\mu_o$ .

Desta forma, o parâmetro  $R$  é por equacionado como:

$$R = \frac{\mu_w}{\mu_o} \quad (47)$$

Como referências, para a viscosidade média do óleo a 60 °C, o valor de  $R$  é igual a 0,42.

Para a faixa de temperatura entre 0 °C – 20 °C, a viscosidade da água é dada, em função da própria temperatura  $T_c$ , pode ser estimada por:

$$\mu_w = 10^{\frac{1301}{998.333+8.1855(T_c-20)+0.00585(T_c-20)^2}-1.30233} \cdot 10^{-3} \left( \frac{Ns}{m^2} \right) \quad (48)$$

Para a faixa de temperatura de 20 °C-150 °C (a fórmula vale até 100 °C, mas é usada até 150 °C), a expressão segue em função da temperatura, mas é equacionada como:

$$\mu_w = 1.002 \cdot \left( 10^{\frac{1.3272(20-T_c)-0.001053(T_c-20)^2}{(T_c+105)}} \right) \cdot 10^{-3} \left( \frac{Ns}{m^2} \right) \quad (49)$$

Desta forma, definidas as constantes  $K_T$  e  $f(pH)_T$  e as variáveis necessárias para a quantificação das funções da fugacidade do CO<sub>2</sub>,  $fCO_2$ , e da tensão de cisalhamento,  $S$ , é possível fazer a predição do possível valor da taxa de corrosão pontual de acordo com a temperatura da tubulação, descritas entre as eq. (25) e (27).

Além da possibilidade de cálculo pontual para a taxa de corrosão de um sistema de produção ou de processo da indústria de hidrocarbonetos, com foco nos equipamentos submarinos, o Modelo NORSOK computacional também permite que seja feita a predição da medida do pH, de umidade (para o caso de trabalho com gás) e da tensão de cisalhamento da parede, por uma seleção diferente de parâmetros de entrada, caso estas variáveis sejam desconhecidas e de interesse do projeto ao invés da taxa de corrosão. Os parâmetros de entrada para estes casos são encontrados na Norma M-506 (NORSOK, 2005). Além disso, o modelo

NORSOK permite fazer predição para a corrosão acumulada, bastando multiplicar os valores da taxa de corrosão encontrada pela vida útil do sistema em estudo (modelo linear de crescimento de corrosão).

A Norma M-506 atualizada (2017) efetuou a reformulação de alguns detalhes apresentados na versão anterior, de (2005), incluindo a mencionada atualização da consideração dos inibidores de corrosão.

Na versão de 2005 o modelo não era aplicável em pressão parcial de H<sub>2</sub>S superior a 0,05 bar, ou quando a razão entre a pressão parcial de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S era inferior a 20, por conta da ocorrência de uma subpredição da taxa de corrosão, principalmente em sistemas de condensação, porém, com a atualização o limite de pressão parcial de H<sub>2</sub>S foi redefinido para 0,5 bar.

Nas versões anteriores do modelo, utilizava-se a eficiência do inibidor de corrosão para o cálculo da taxa de corrosão com efeito de glicol ou inibidor de corrosão, além da taxa de corrosão sem glicol ou inibidor. No entanto, na versão atual o uso de inibidor de corrosão foi eliminado, alinhando-se com a versão atual, onde o uso de inibidor foi substituído pelo modelo de disponibilidade de inibidor, eliminando assim, a última linha apresentada na Tabela 4.

Na atualização da norma em 2017 foram adicionados avisos de que o modelo pode ser menos conservador em torno de 90 °C e que o cálculo da fugacidade é incerto em pressões totais acima de 250 bar.

Com a atualização da norma, o termo a água de formação foi substituído por água produzida e para a realização do cálculo do pH, ocorreu a inclusão de ácido acético e acetato como novos parâmetros e alteração da entrada de bicarbonato para a alcalinidade total, onde, em sistemas com ácidos orgânicos presentes, a alcalinidade total será a soma de bicarbonato e acetato.

Quando o ácido acético total for menor que a alcalinidade total, todo o ácido acético deve ser tratado como acetato, onde fará parte da alcalinidade total, porém, o ácido acético total em excesso, sendo, portanto, maior do que a alcalinidade total, deve ser tratado como ácido acético.

### 2.6.1 Orientações e Limitações

Descrita a atualização do modelo desenvolvido pela Norsok M-506 (Norsok, 2017) e seus parâmetros de interesse, esta seção cita orientações para seu uso e evidencia suas limitações.

Orientações quanto ao uso do Modelo Norsok para diferentes sistemas e tubulações são feitos e podem ser listados por meio do trabalho de Olsen (2003).

Para os sistemas de processamento de petróleo e gás de interesse (equipamentos submarinos):

- Fluxo não-processado do poço (*unprocessed well stream*): É definido como a tubulação e os componentes entre a cabeça do poço e os separadores. O modelo Norsok não deve ser usado para válvulas choke e nem para o carretel abaixo da válvula, pois para estes é esperado corrosão por erosão. Geralmente, esses sistemas ainda contêm maiores valores de tensão de cisalhamento por terem tubulações menores, além disso, os sistemas contêm curvas, tês, redutores e *manifolds*, os quais são expostos ainda a maiores tensões. O modelo não deve ser usado para predição de corrosão do tipo erosão e nem para a perda de eficiência dos inibidores neste sistema.(OLSEN, 2003)
- Processo de estabilização do óleo: É definido como o conjunto dos separadores e das tubulações transportando óleo entre os separadores. O Modelo Norsok não deve ser utilizado para predição de corrosão nestes sistemas. Maior precaução deve ser tomada nos separadores devido à possibilidade de condições de estagnação e depósito de areia que podem levar a efeitos galvânicos e reduzir a ação dos inibidores. Além disso, a pressão total e conseqüentemente pressão do CO<sub>2</sub> são reduzidas nestes sistemas. É assumido que condições de equilíbrio não são alcançadas imediatamente a jusante das válvulas de controle devido a esta redução de pressão. O Modelo Norsok faz então uma compensação, aumentando em 25% a taxa de corrosão para compensar o desequilíbrio, valor este sendo arbitrário e não tem comprovação experimental (OLSEN, 2003).

Para as tubulações:

- Tubulações de produção de gás: Em certas situações pode-se produzir um considerável volume de água que devido a maior temperatura neste tipo de transporte irá produzir um maior volume de vapor. Este fenômeno leva a

problemas devido à corrosão do tipo *top-of-line*, a qual não pode ser predita pelo Modelo Norsok (OLSEN, 2003).

- Tubulação de produção de petróleo: A água produzida é responsável pela maioria do conteúdo de água na fase e a corrosão devido ao CO<sub>2</sub> pode ser predita usando a pressão parcial do CO<sub>2</sub>, assim como descrita pelo Modelo Norsok. No entanto, o modelo não tem nenhuma recomendação quanto a redução na ausência de água no transporte (OLSEN, 2003).
- Tubulações de gás seco: Esse gás é comum para exportações, sendo seco em um contator de glicol até se alcançar um ponto de condensação da água menor que a temperatura de operação da tubulação. O Modelo Norsok prevê que seja 10 °C a menos que a temperatura de operação da tubulação. O glicol vaporizado adicionado neste processo, usado para retirar vapor d'água, terá uma certa parte condensada e presente em uma solução líquida, com 5 a 8% de glicol presente, após o processo. Geralmente, este fenômeno não representa problemas em termos de corrosão, mas nenhum abono é feito pelo modelo em relação ao fato. Para condições perturbadas com maiores conteúdos de água presente, o Modelo Norsok pode ser usado para fazer a predição de corrosão, no entanto, o volume de água e suas propriedades dinâmicas devem ser estimadas (OLSEN, 2003).

Quanto às limitações gerais do modelo, é possível citar:

- O Modelo Norsok cobre apenas o caso da predição da taxa de corrosão onde o agente corrosivo é o CO<sub>2</sub>. Ou seja, o modelo não inclui efeitos adicionais de outros constituintes que influenciam na “corrosibilidade”, como H<sub>2</sub>S e O<sub>2</sub>, deixando para que esta análise seja feita e avaliada separadamente, constatando uma limitação importante para o modelo (NORSOK, 2017).
- Incertezas relacionadas aos parâmetros de entrada podem influenciar fortemente a taxa de corrosão de tubulações submarinas e estas podem ser até maiores que as incertezas relacionadas ao próprio modelo para a estimativa da taxa de corrosão (NORSOK, 2017).
- O Modelo Norsok se aplica a trechos retilíneos das paredes de equipamentos de produção e processo, não abrangendo as demais geometrias encontradas ao longo das estruturas reais, como curvas, tês e demais elementos de conexão (NORSOK, 2017).

Como é intuitivo e constatado pela própria Norma M-506 (NORSOK, 2017) em seu texto, obstáculos e outras mudanças geométricas no fluxo causam tensões de cisalhamento locais superiores às estimadas pelo modelo computacional. Além disso, diferentes regimes e obstáculos geométricos devem gerar flutuações na tensão de cisalhamento, causando picos que devem ser consideravelmente maiores do que os valores médios usados para a variável  $S$ . Essas altas tensões, irão gerar valores significativamente maiores de taxa de corrosão do que as estimadas pelo modelo.

Olsen (2003) menciona também que adicionais ranhuras/estrias profundas podem ser observadas nas tais conexões como curvas e tês, onde os efeitos do fluxo local são mais importantes. Também são encontrados, segundo o mesmo autor, maiores ataques de corrosão em conexões soldadas. Nenhum dos fatos registrados pelo autor são possíveis de serem mensurados pela predição do modelo NORSOK devido à dificuldade de avaliação nestas regiões, mostrando outra importante limitação do modelo para este caso.

- Durante essa subseção, mencionou-se que a tensão de cisalhamento média da parede é o único parâmetro usado para modelar o fluxo na tubulação. Ou seja, a consideração do efeito do fluxo no modelo NORSOK é uma pura correlação empírica extraída de dados coletados em laboratório e representados por um parâmetro em sua equação do cálculo de taxa de corrosão (NORSOK, 2017). Segundo Olsen (2003), a tensão de cisalhamento é bem definida para um sistema simples de líquido, mas pode ser calculada através de um modelo de fluxo para a fase da água em um sistema multifásico. Sendo assim, o efeito do fluxo observado num experimento de fase única em laboratório pode ser transferido para um sistema de fluxo multifásico utilizando deste parâmetro médio ( $S$ ). Entretanto, de acordo com o que foi analisado pelo autor, a variável tensão de cisalhamento média da parede não é capaz de representar todos os efeitos do fluxo na taxa de corrosão, limitando de certa forma o uso do modelo.
  - O uso dos inibidores e de uma política adequada para o seu uso junto ao aço carbono são de grande importância para evitar ao máximo os efeitos da corrosão e aumentar a vida útil das tubulações e demais equipamentos. No entanto, os conceitos que abordam o uso dos inibidores foram atualizados com as novas versões das Normas M-506 e M-001. A Norma M-001 de (2002)

recomenda o uso do conceito da eficiência dos inibidores para a determinação da taxa de corrosão do sistema com inibidores, a tendência atual na indústria é usar o conceito da disponibilidade dos mesmos, o que, segundo Olsen (2003), “reflete melhor o mecanismo e coloca mais ênfase na operação em termo de requisitos para garantir injeção contínua”. A Norma M-001 de 2014 passou a fazer a mesma recomendação.

O uso da disponibilidade mostra uma situação mais realista da aplicação dos inibidores para conter a taxa de corrosão, uma vez que o uso do conceito da eficiência por si só se mostra nada conservador, uma vez que considera que os inibidores sendo aplicados no sistema estão sempre presentes em concentração adequada e atuando (OLSEN, 2003).

Desta forma, a aplicação do conceito da redução da taxa de corrosão pelos inibidores podia ser um limitador do modelo. Sendo assim, a atualização do Modelo NORSOK M-506 em 2017 e M-001 em 2014 tratou de forma mais adequada o conceito dos inibidores.

Considerando a limitação quanto a aplicação do modelo NORSOK apenas para parte retilínea da tubulação, o estudo feito por Mohyaldin, Elkhatib e Ismail (2013) mostra uma extensão do modelo NORSOK para aplicações em geometrias de maior complexidade, as curvas. Esta extensão do modelo é feita através da introdução do conceito de comprimento equivalente e é disponível através de uma interface gráfica facilitada para o usuário e permite a predição da corrosão não só para partes retilíneas da tubulação, mas também para as curvas.

Quanto a outras limitações, o estudo feito por Nešić, Wang, Fang et al. (2008) mostram uma atualização da modelagem de corrosão interna de tubulações de aço carbono. Essa atualização se baseia em dados experimentais de estudos de corrosão em larga escala de escoamentos multifásicos, tanto de aplicações laboratoriais quanto de aplicações práticas, sendo checada por dados advindos da indústria de óleo e gás. Esse modelo torna possível avaliar a corrosão não só com as variáveis temperatura, a pressão parcial do CO<sub>2</sub>, efeitos do pH e do fluxo (através da tensão de cisalhamento), mas também acrescenta a importância do agente corrosivo H<sub>2</sub>S para a variação da taxa de corrosão (variação causada pelo fato deste tipo de processo ser governado pela formação de camadas de sulfeto de ferro), assim como as participações dos ácidos orgânicos, do tipo de metal utilizado e da morfologia e magnitude da corrosão localizada. Este estudo também tornou possível a predição da corrosão para baixas temperaturas da tubulação (até 1°C) e em ambientes com a presença de altas salinidades.

Desta forma, os experimentos atuais se mostram cientes das limitações de modelos como o da NORSOK e, o estudo feito por Nešić, Wang, Fang et al. (2008) se mostra como um potencial corretor dessas limitações e também certos problemas listados na sequência.

O autor Olsen (2003) faz mais uma contribuição quanto as limitações do modelo NORSOK, construindo a listagem a seguir (a qual foi retirada de seu trabalho) sobre as limitações específicas do modelo:

- O modelo não pode ser usado para uma relação entre as pressões parciais do  $\text{CO}_2$  e do  $\text{H}_2\text{S}$  menor que 20 e nem quando a pressão parcial do  $\text{H}_2\text{S}$  for superior a 0,5 bar.
- O modelo não pode ser usado quando o conteúdo total de ácido orgânico for superior a 100 ppm e a pressão parcial do  $\text{CO}_2$  for inferior a 0,5 bar.
- Não pode ser usado para predição de taxa de corrosão de sistemas de pH estabilizado, ou seja, sistema no qual não se nota alteração nas medidas do pH.
- O modelo não pode ser usado para a predição de corrosão do tipo *top-of-line*.
- O modelo é pontual e a troca do pH ao longo do gasoduto devido a corrosão deve ser determinada separadamente, não sendo feita pelo modelo NORSOK, o qual considera o valor de pH como constante ao longo do equipamento em estudo.
- O modelo pode apresentar valores de predição divergentes da realidade para valores de temperatura fora do intervalo de pesquisa delimitado.

No entanto, Olsen (2003) também afirma em seu trabalho que a incerteza é intrínseca ao problema de predição da taxa de corrosão por  $\text{CO}_2$ , e este é o motivo para as companhias de óleo e gás colocarem o foco no desenvolvimento de modelos de predição com mais foco na política de inibidores ou em outras modelagens que abranjam menos restrições. É considerado pelo autor em referência o uso de modelos com ênfase nos inibidores o fator mais importante para conseguir chegar aos sucessos da operação, evitando falhas e vazamentos que possam comprometer o projeto.

## 2.7 TÉCNICA DE DELINEAMENTO DE EXPERIMENTO TIPO FATORIAL

A metodologia conhecida como projeto de experimentos foi introduzida por Fischer em 1935 e inicialmente aplicada a experimentos de agricultura. Posteriormente, essa metodologia difundiu-se rapidamente em campos como Agronomia, Biologia, Engenharia

Química, Engenharia Industrial e Engenharia da Qualidade. Atualmente, Projeto de Experimentos tem sido aplicado virtualmente em todas as áreas de conhecimentos.

Trata-se de uma metodologia apoiada fortemente em conceitos estatísticos, destinada a otimizar o planejamento, execução e análise de um experimento. O uso de Projeto de Experimentos permite que se estruture a sequência de ensaios de forma a traduzir os objetivos preestabelecidos pelo pesquisador. A eficiência de experimentos projetos é superior em termos de informação a qualquer outra sequência não estruturada de ensaios (CARPINETTI, 2009).

A metodologia de Projeto de Experimentos é utilizada na otimização de um sistema. Entende-se por sistema, qualquer produto, processo ou serviço. Um sistema é avaliado por indicadores de desempenho, ou seja, características de qualidade resultantes da operação do mesmo. Por exemplo, as características de qualidade avaliadas em um sistema podem ser produtividade, custos, características dimensionais, entre outras.

Em um sistema, existem parâmetros do sistema (do produto, do processo ou do serviço) que podem ser alterados durante sua execução. Por exemplo, em um produto pode-se alterar o tipo de material e suas características dimensionais, em um processo pode-se alterar a temperatura e a pressão e em um serviço pode-se alterar o número de funcionários e o leiaute. A alteração desses parâmetros pode afetar as características de qualidade resultantes do sistema.

Para definir os efeitos de variações de parâmetros de processo sobre o resultado do mesmo, necessita-se executar experimentos nos quais se varia a magnitude dos parâmetros de processo e verifica-se os resultados do mesmo. A partir desta execução se busca, com o auxílio de técnicas estatísticas, definir quais fatores exercem influência sobre o resultado do processo.

Quando o sistema possui dois ou mais fatores, recomenda-se o uso de projeto de experimentos fatorial completo –  $2^k$  (FÁVERO; BELFIORE, 2019; MONTGOMERY; RUNGER, 2021). Essa técnica é de interesse nos estágios iniciais de investigação do comportamento de um sistema, principalmente quando existem vários fatores que requerem avaliação, pois fornece o menor número de combinações de tratamentos de fatores (CALEGARE, 2009; MONTGOMERY; RUNGER, 2021).

Segundo Montgomery e Runger (2021), existem outros tipos de projetos de experimentos também utilizados para determinar a resposta de um sistema. No entanto, a construção emprega metodologias próprias, modificando a sequência e o número de experimentos. Por exemplo, o projeto experimental fatorial completo com adição de pontos centrais que, além das interações lineares, prevê interações quadráticas dos fatores na resposta

do sistema. Contudo, nesse tipo de projeto experimental, o número de ensaios total é maior que o projeto de experimentos fatorial completo  $2^k$ .

Neste trabalho, utilizou-se o projeto fatorial do tipo  $2^k$  visando obter o menor número de experimentos, visto que a proposta apresentada de avaliação da CR como variável aleatória está em fase inicial de estudo e é novidade na literatura. Na sequência, apresentam-se os conceitos do projeto de experimentos fatorial completo  $2^k$ .

### 2.7.1 Experimento Fatorial

Um experimento fatorial é um tipo de experimento planejado que permite observar os efeitos que vários fatores (parâmetros) podem ter sobre uma resposta, ou característica de um processo. Ao conduzir uma experiência, variando os níveis de todos os fatores, de uma forma combinada, em vez de um fator de cada vez, pode-se estudar não só o efeito dos fatores, mas as possíveis interações entre os mesmos.

Um experimento fatorial completo é um experimento no qual são medidas respostas em todas as combinações dos níveis de fatores. Normalmente em um experimento fatorial utiliza-se dois níveis para cada um dos fatores analisados.

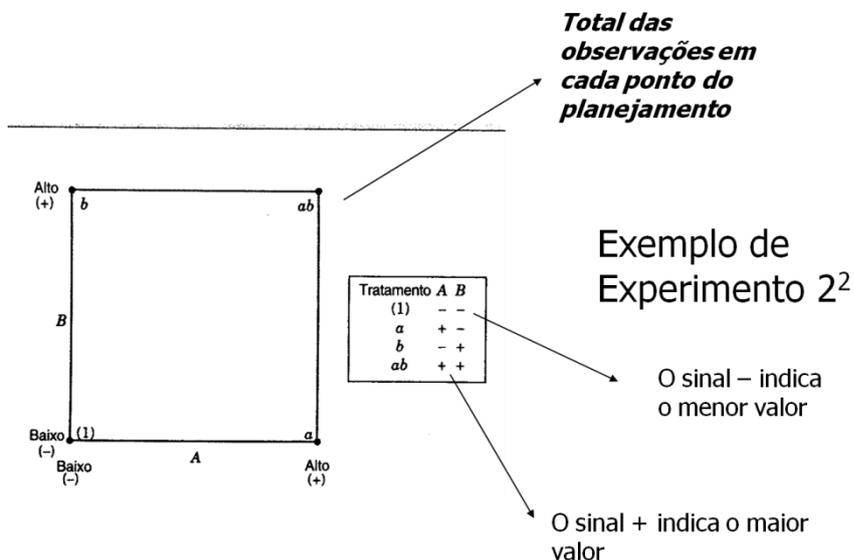
O número de ensaios necessários para um experimento fatorial completo de 2 de níveis é  $2^k$  em que  $k$  é o número de fatores. Como o número de fatores em um experimento fatorial de 2 níveis aumenta, o número de ensaios necessário para fazer um experimento fatorial completo aumenta rapidamente. Por exemplo, um experimento fatorial completo de 2 níveis com 6 fatores requer 64 ensaios; já um experimento com 9 fatores requer 512 ensaios.

O tipo mais simples de experimento é o  $2^2$ , ou seja, dois fatores, A e B, cada um com dois níveis. Normalmente, estes valores são tratados como níveis superior e inferior do fator. Como indicado na Figura 6 o experimento do tipo  $2^2$  pode ser representado geometricamente como um quadrado, com quatro vértices, ou seja, devem ser realizados quatro experimento combinando os níveis superior e inferior das variáveis A e B. no planejamento fatorial usualmente inicia-se os níveis superior e inferior dos fatores A e B pelos sinais – e + respectivamente (MONTGOMERY; RUNGER, 2021).

Uma notação especial é usada para indicar as combinações dos níveis dos fatores (ou como comumente denominado de tratamentos). Em geral, uma combinação de tratamentos é representada por uma série de letras minúsculas. Se uma letra estiver presente, o fator correspondente é usado no nível superior naquela combinação de tratamentos; se ela estiver

ausente, o fator é usado em seu nível inferior. De acordo com a Figura 6, a combinação de tratamentos  $a$  indica que o fator A está no nível superior e o fator B está no nível inferior. A combinação de tratamentos com ambos os fatores no nível inferior é representada por (1).

Figura 6 – Representação do Experimento Fatorial  $2^2$ .



Fonte: Adaptado de Calegare (2009).

Os efeitos de interesse no experimento  $2^2$  são os efeitos principais de A e B e o fator de interação de segunda ordem AB. Seja as letras (1),  $a$ ,  $b$  e  $ab$  o valor da somatória de todas as  $n$  observações obtidas experimentalmente nos pontos representando as combinações de fatores do experimento fatorial. A partir destas somatórias, define-se os efeitos dos fatores. Para definir o efeito principal do fator A, deve-se fazer a média das observações do lado direito do quadrado indicado na Figura 6, estando A no nível superior, e subtrair deste valor a média das observações do lado esquerdo do quadrado, em que A está no nível inferior. De modo similar o efeito de B é definido fazendo a média das observações no lado superior do quadrado, no qual B está no nível superior, e subtraindo a média das observações no lado inferior do quadrado, no qual B está no nível inferior. O efeito da interação AB é estimado utilizando a diferença das médias das diagonais.

O cálculo destes efeitos é realizado conforme as equações abaixo (CARPINETTI, 2009; MONTGOMERY; RUNGER, 2021):

- Efeito A

$$A = y_{A+} - y_{A-}$$

$$A = \frac{a + ab}{2n} - \frac{b + (1)}{2n} \quad (50)$$

$$A = \frac{1}{2n} [a + ab - b - (1)]$$

- Efeito de B

$$B = y_{B+} - y_{B-}$$

$$B = \frac{b + ab}{2n} - \frac{a + (1)}{2n} \quad (51)$$

$$B = \frac{1}{2n} [b + ab - a - (1)]$$

- Efeito de AB

$$AB = \frac{(1) + ab}{2n} - \frac{a + b}{2n} \quad (52)$$

$$AB = \frac{1}{2n} [(1) + ab - a - b]$$

As grandezas entre os colchetes nas expressões empregadas no cálculo dos efeitos são denominadas de contrastes.

A análise fatorial, seguindo os conceitos da Análise de Variância (ANOVA), decompõe a variabilidade dos dados em partes componentes, comparando então os vários elementos dessa decomposição. A variabilidade total é medida por uma soma total de quadrados ( $SQ_T$ ), a qual é dividida em uma soma dos quadrados para o fator A ( $SQ_A$ ), em uma soma dos quadrados para o fator B ( $SQ_B$ ), em uma soma dos quadrados para a interação entre os fatores A e B ( $SQ_{AB}$ ) e em uma soma dos quadrados para o erro ou resíduo ( $SQ_{RES}$ ) (MONTGOMERY; RUNGER, 2021).

O cálculo das somas dos quadrados é executado pelas relações:

$$SQ_A = \frac{1}{4n} (a + ab - b - (1))^2 \quad (53)$$

$$SQ_B = \frac{1}{4n} (a + ab - b - (1))^2 \quad (54)$$

$$SQ_{AB} = \frac{1}{4n} ((1) + ab - a - b)^2 \quad (55)$$

$$SQ_{TOTAL} = \sum_{i=1}^n x_i^2 - \frac{1}{4n} ((1) + ab + a + b)^2 \quad (56)$$

$$SQ_{RES} = SQ_{TOTAL} - SQ_A - SQ_B - SQ_{AB} \quad (57)$$

Os efeitos principais de A e B tem respectivamente  $(2 - 1 = 1)$  e  $(2 - 1 = 1)$  graus de liberdade, pois temos dois níveis para cada fator, enquanto que o efeito da interação tem  $(2 - 1) \cdot (2 - 1)$  graus de liberdade, ou seja, também 1, e o erro possui  $(n - 1)$  graus de

liberdade, ou seja, é dependente do número de réplicas utilizado no experimento, que deve ser igual para todas as combinações de valores.

Dividindo-se as somas quadráticas acima citadas pelo respectivo grau de liberdade obtém-se as médias quadráticas para A, B e para a interação AB. Estas médias quadráticas são utilizadas para realizar um teste de hipóteses. Para execução deste teste supõe-se que cada uma das observações experimentais coletadas possa ser expressa pela relação (MONTGOMERY; RUNGER, 2021):

$$y_{ijk} = \mu + \tau_i + \beta_j + (\tau\beta)_{ij} + \varepsilon_{ijk} \quad (58)$$

sendo  $i = 1,2$  o número de níveis do fator A,  $j = 1,2$ , o número de níveis do fator B e  $k = 1 \dots n$ , o número de réplicas utilizadas no experimento. O valor  $\mu$  representa o efeito médio global, o valor  $\tau_i$  representa o efeito do  $i$ -ésimo nível do fator A, o valor  $\beta_j$  representa o efeito do  $j$ -ésimo nível do fator B, o valor  $\tau\beta_{ij}$  representa o efeito da interação entre A e B e  $\varepsilon_{ijk}$  é uma componente do erro aleatório, tendo uma distribuição normal com média 0 e variância  $\sigma^2$ .

O teste de hipóteses a ser executado tem como hipótese inicial que não há efeitos dos fatores A e B nem de sua interação sobre o resultado de um experimento,  $y_{ijk}$ . No teste de hipóteses é comum definir os efeitos de A, B e AB como desvios da média. As hipóteses testadas (CARPINETTI, 2009; MONTGOMERY; RUNGER, 2021) são:

$$\begin{aligned} H_0: \tau_1 = \tau_2 = 0 \\ H_1: \text{no mínimo um } \tau_i \neq 0 \end{aligned} \quad (59)$$

E

$$\begin{aligned} H_0: \beta_1 = \beta_2 = 0 \\ H_1: \text{no mínimo um } \beta_i \neq 0 \end{aligned} \quad (60)$$

E

$$\begin{aligned} H_0: \beta\tau_{11} = \beta\tau_{12} = \beta\tau_{21} = \beta\tau_{22} = 0 \\ H_1: \text{no mínimo um } \beta\tau_{ij} \neq 0 \end{aligned} \quad (61)$$

A execução do teste de hipóteses é realizada conforme a tabela de ANOVA para um experimento fatorial  $2^2$  como indicado na Tabela 7.

Tabela 7 – Tabela de Análise de Variância (ANOVA) para Experimento 2<sup>2</sup>.

Fonte	SQ	GDL	MQ	$F_{calc}$	$F_{crit}$
A	$SQ_A$	1	$MQ_A = SQ_A/1$	$MQ_A/MQ_{RES}$	$F(1,8, \alpha)$
B	$SQ_B$	1	$MQ_B = SQ_B/1$	$MQ_B/MQ_{RES}$	$F(1,8, \alpha)$
AB	$SQ_{AB}$	1	$MQ_{AB} = SQ_{AB}/1$	$MQ_{AB}/MQ_{RES}$	$F(1,8, \alpha)$
Resíduos	$SQ_{res}$	$4(n-1)$	$MQ_{RES} = SQ_{RES}/8$		
Total	$SQ_T$	$4n-1$			

Fonte: Adaptado de Calegare (2009).

Para testar a hipóteses são utilizadas as razões  $F_{calcA} = \frac{MQ_A}{MQ_{res}}$ ;  $F_{calcB} = \frac{MQ_B}{MQ_{res}}$  e  $F_{calcAB} = \frac{MQ_{AB}}{MQ_{res}}$  respectivamente. Os valores destas estatísticas devem ser comparados com valores críticos obtidos de uma distribuição F de Snedecor. O valor crítico a ser comparado com as três razões, em função da característica do experimento fatorial  $2^k$  é definido por uma distribuição F com 1 e  $4 \cdot (n-1)$  graus de liberdade e um nível de significância  $\alpha$ , usualmente igual a 5% (MONTGOMERY; RUNGER, 2021). Isto é, o modelo possui uma chance de 95% de representar o fenômeno adequadamente. Na literatura, normalmente essa chance é denominada de intervalo de confiança.

Haverá rejeição do teste de hipótese se algum dos  $F_{calc}$ , para o fator A, para o fator B ou para a interação AB, for superior ao valor crítico. Pode haver a rejeição do teste considerando a análise para mais de um fator. Quando se rejeita o teste de hipótese para um dado fator, ou interação entre eles, está-se indicando que há influência do fator sobre os resultados do experimento.

Deve-se verificar também se os resíduos são distribuídos conforme uma distribuição normal. O resíduo deve ser calculado para cada um dos valores experimentais, associados a cada uma das condições testadas, ou seja, combinação de fatores. deve-se calcular o valor médio das observações experimentais obtido para uma dada condição (representada por (1),  $a$ ,  $b$  e  $ab$ ) e define-se o resíduo pela diferença entre o valor individual coletado e o valor médio. Usualmente avalia-se a distribuição dos resíduos com o uso do papel probabilístico normal (CARPINETTI, 2009).

A análise de resíduos é útil para verificar a hipótese de que o erro segue aproximadamente uma distribuição normal com variância constante. Caso os resíduos não se ajustem a uma distribuição normal, este método permite indicar a presença de outliers que podem interferir nos resultados ou mesmo a necessidade de inserir termos não previstos pelo teste de hipóteses no modelo de regressão (MONTGOMERY; PECK; VINING, 2012; MONTGOMERY; RUNGER, 2021).

O experimento fatorial  $2^k$  também permite a definição de uma regressão que expressa a variação dos resultados do experimento, ou resposta, em função da variação dos fatores que exercem influência (ou efeito) sobre a resposta.

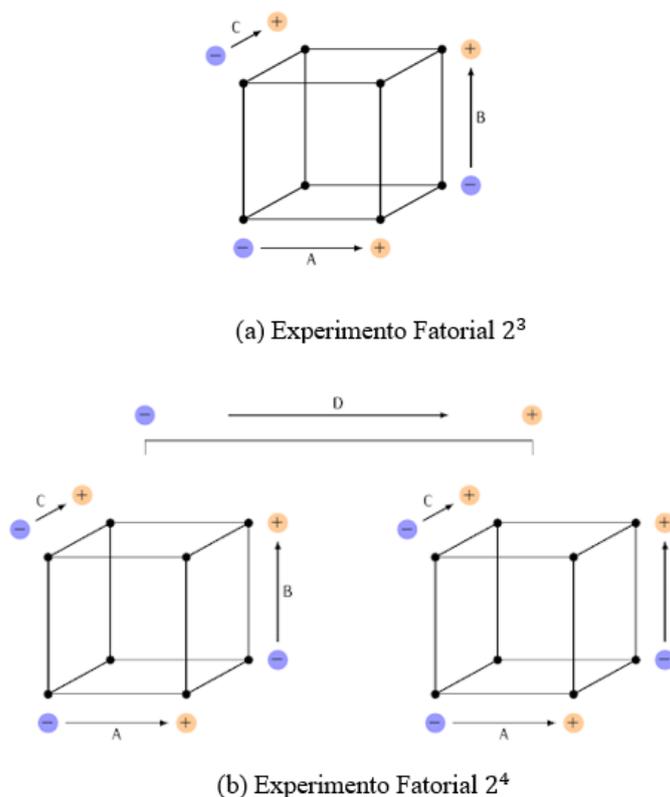
A resposta do experimento é expressa pela relação, no caso de um experimento  $2^2$  (MONTGOMERY; RUNGER, 2021) por:

$$y = a_0 + a_1 \cdot x_A + a_2 \cdot x_B + a_3 \cdot x_A \cdot x_B \quad (62)$$

Para a estimativa da resposta ( $y$ ) considera-se a variação dos fatores A ( $x_A$ ) e B ( $x_B$ ) entre -1 e +1, equivalentes aos valores inferior e superior do fator respectivamente. O valor de  $a_0$  representa a média de todas as observações experimentais, o valor  $a_1$  é igual a metade da estimativa do efeito de A, o valor  $a_2$  é igual a metade do valor da estimativa do efeito de B e o valor  $a_3$  é igual a metade do efeito da interação AB. A expressão acima representa a forma genérica da regressão, mas quando se executa o experimento apenas os termos que causam a rejeição do teste de hipótese são considerados na regressão.

Embora a execução da análise de um experimento fatorial  $2^k$  foi baseada no experimento  $2^2$  o mesmo raciocínio pode ser utilizado quando se usa mais fatores. No caso do uso de três fatores, experimento  $2^3$ , emprega-se a representação de um cubo para avaliação de contrastes, como indicado na Figura 7(a), enquanto que ao aumentar o número de fatores para 4, experimento  $2^4$ , a representação torna-se mais complexa, como mostrado na Figura 7(b). Entretanto, o princípio da análise do experimento fatorial se mantém, ou seja, devem ser analisados os contrastes para cada variável (fator) considerado no experimento e montada a tabela de ANOVA, identificando os fatores, e suas interações, que tem influência no processo em análise e posteriormente a definição da equação da regressão que pode ser utilizada para representar a variação da resposta (resultado do processo) em função da variação dos fatores.

Figura 7 – Representação dos Efeitos em Experimentos Fatoriais  $2^3$  e  $2^4$ .



Fonte: Carpinetti (2009)

No presente trabalho propõe-se a utilização da técnica de análise de experimento fatorial para avaliar os parâmetros que exercem influência na avaliação da taxa de corrosão ao longo do período de operação de um poço. Considerando-se que o tempo total de operação pode ser dividido em intervalos de tempo menores. Nos limites destes intervalos de tempo consideram-se conhecidas as condições de operação do poço. A partir destas condições definem-se os valores inferiores e superiores de cada uma das variáveis (ou fatores) que influenciam o processo de corrosão. Executando-se a análise de variância define-se, para um dado intervalo de operação, a regressão que permite a avaliação da taxa de corrosão no intervalo de tempo, considerando a variação, neste intervalo, dos fatores que influenciam esta taxa.

### 3 METODOLOGIA

As normas e padrões utilizados no projeto, fabricação inspeção e testes de equipamentos pressurizados não proveem regras para avaliar a degradação por corrosão desses equipamentos enquanto em operação ou, até mesmo, de anomalias originalmente causadas no processo de fabricação e/ou montagem e são encontradas em inspeções subsequentes.

As normas de projeto de equipamentos pressurizados dos diversos Organismos e/ou Instituições não preveem diretamente o efeito da corrosão no equacionamento do projeto desses equipamentos e, apenas sucintamente, indicam métodos de prevenção desse mecanismo de degradação ao longo da vida útil do equipamento. A norma ASME B31.3 (2015), por exemplo, indica os valores de tolerância à corrosão que devem ser utilizados, mas estes valores não são considerados no projeto da espessura por pressão. Em seus anexos, alguns cuidados são discutidos, tais como a escolha do material adequado para as mais diversas situações.

Nesse sentido, os modelos de redução de espessura ganham destaque no sistema de gerenciamento de integridade dos ativos. O planejamento de inspeções é baseado na predição dos modelos de redução de espessura do equipamento no tempo.

Contudo, o principal modelo de crescimento de corrosão possui problemas quanto o uso da CR constante, seja o valor de referência da NACE ou calculado por softwares de predição de corrosão. A desconsideração das variações das condições de operação no tempo é o principal problema do modelo.

Visando preencher a lacuna exposta no parágrafo anterior, o presente trabalho propõe um modelo de redução de espessura considerando a variabilidade temporal das condições de operação utilizando o software NORSOK e os conceitos da técnica estatística de delineamento experimental. Como resultado, tanto a CR quanto a espessura são variáveis aleatórias. As informações de espessura obtidas pelo modelo proposto são utilizadas na metodologia IBR para determinar o momento adequado de inspeção do equipamento.

Adicionalmente, visando comparar os resultados obtidos pelo delineamento de experimentos, avalia-se também a taxa de corrosão e a espessura como variáveis determinísticas. Do mesmo modo, os resultados de espessura são empregados na metodologia de inspeção baseada em risco.

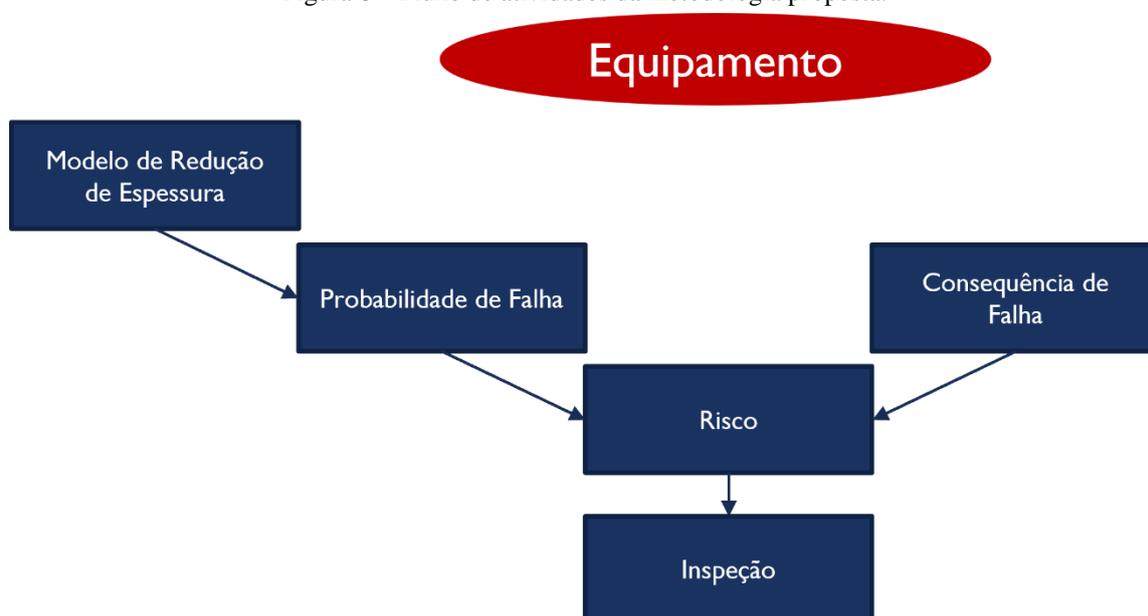
A Figura 8 ilustra o fluxo de atividades da metodologia aplicada em um determinado equipamento. Inicialmente, o equipamento fornece informações de projeto, assim como, os registros operacionais. A partir dessas informações, partindo do lado esquerdo da figura, estima-se a espessura ao longo do tempo. Neste trabalho, as abordagens determinística e

probabilística são utilizadas. Em sequência, considerando um mecanismo de falha específico, emprega-se a estimativa de espessura no cálculo da probabilidade de falha.

Considerando as possíveis perdas de funcionalidade do equipamento em decorrência do modo de falha, do lado esquerdo da Figura 8, avaliam-se as consequências de falha do equipamento.

De posse do par ordenado  $\{P_f, C_f\}$  para um instante de tempo, determina-se o risco associado daquele modo de falha para o equipamento. Se o risco for não-tolerável, a inspeção é planejada, caso contrário, o processo é refeito para um instante de tempo posterior.

Figura 8 – Fluxo de atividades da metodologia proposta.



Fonte: Autor

Nesse sentido, para cumprir o objetivo de avaliar a integridade estrutural de um equipamento submarino considerando o efeito de degradação por corrosão e determinar o momento de inspeção, o presente capítulo está estruturado em 5 seções.

As seções 3.1 e 3.2 são destinadas às metodologias de estimativa temporal da espessura. A Seção 3.1 apresenta a proposta de avaliação da CR e da espessura como variáveis aleatórias empregando a técnica de delineamento de experimentos. Por outro lado, na Seção 3.2, é exposto o tratamento da CR e da espessura como variáveis determinísticas.

Na Seção 3.3, são indicadas as equações de estados limites, assim como, o emprego das informações de redução de espessura no cálculo da probabilidade de falha. A metodologia

empregada na determinação da consequência de falha é tratada na Seção 3.4. Por fim, a Seção 3.5 apresenta as ferramentas utilizadas na avaliação de risco.

### 3.1 DELINEAMENTO DE EXPERIMENTOS E REDUÇÃO DE ESPESSURA

Um dos principais problemas evidenciados na parte introdutória deste Capítulo é a desconsideração das variações das condições operacionais no cálculo da CR e na estimativa da espessura ao longo do tempo. A problemática dessa hipótese reside nos aspectos de segurança, ambientais e financeiros. Por exemplo, se a condição operacional se torna mais agressiva com o passar do tempo, a velocidade de corrosão tende a aumentar, logo o tempo ideal entre inspeções deve ser reduzido. Nesse sentido, o risco de acidente aumenta (BAI; BAI, 2014b) e, caso se concretize, as perdas nos três aspectos citados ocorrerão.

Na abordagem proposta neste texto, a CR e o modelo de perda de espessura são modelados como variáveis aleatórias. A eq. (63) apresenta o elemento  $t_j$  da amostra de espessuras obtida por simulação de Monte Carlo.

$$t_j = t_0 - d_j \quad (63)$$

Onde  $t_0$  é a espessura inicial do equipamento em análise e  $d_j$  é a perda de espessura da parede da tubulação em decorrência da degradação por corrosão e indicada pela eq. (64).

$$d_j = d_0 + \sum_{i=1}^n CR_i \cdot (t_{i+1} - t_i) \quad t_i < t < t_{i+1} \quad (64)$$

Onde:

$d_0$ : é a redução de espessura inicial ou espessura nominal da parede da tubulação;

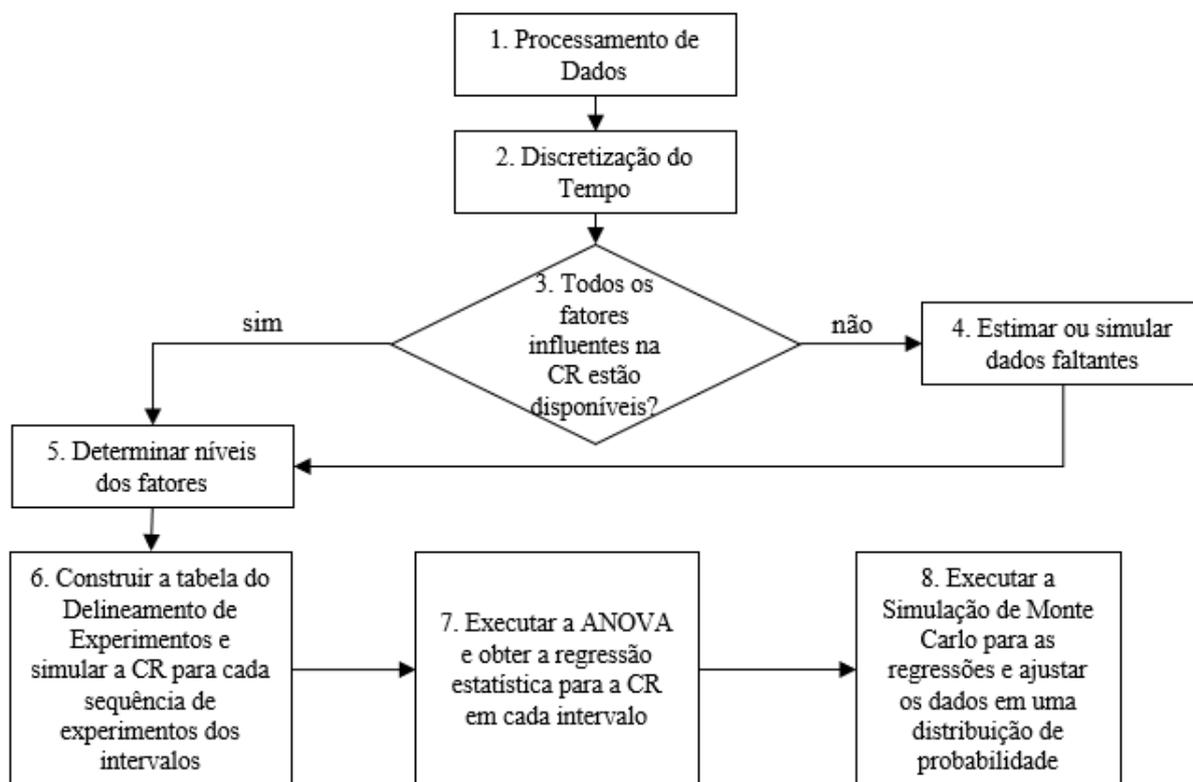
$CR_i$ : é a  $i$ -ésima taxa de corrosão sorteada correspondente ao  $i$ -ésimo intervalo de tempo;

$(t_{i+1} - t_i), \Delta t_i$ : é o  $i$ -ésimo intervalo de tempo avaliado; e

Em cada  $\Delta t_i$ , as variações das condições de operação são consideradas por meio dos valores mínimos e máximos assumidos por cada parâmetro que influencia na degradação do metal. Esses limites serão os níveis dos fatores utilizados no DOE para a estimativa da CR como variável aleatória.

A Figura 9 apresenta a sequência das atividades globais da metodologia proposta. Entre as etapas 1 e 8, as atividades são inerentes ao processo de determinação das distribuições de probabilidade para a CR, as quais serão utilizadas para determinar a redução de espessura.

Figura 9 – Fluxograma para determinar regressão estatística e distribuição de probabilidade de tempo para atingir a espessura alvo.



Fonte: O Autor

Geralmente, a temperatura (T), a pressão total (P), a pressão parcial de CO<sub>2</sub> (pCO<sub>2</sub>), o pH e a tensão de cisalhamento na parede do tubo (WSS ou  $\tau$ ) têm influência complexa no processo de corrosão interna de tubulações *offshore*. Além dessas variáveis, conforme discutido durante a revisão do modelo NORSOK, Seção 2.6, os inibidores também possuem forte influência no processo corrosivo. No entanto, esse parâmetro será desconsiderado neste trabalho, uma vez que a base de dados utilizada no estudo de caso não contém informação sobre o volume e a disponibilidade dos inibidores.

Na etapa 1 do fluxograma, realiza-se um processamento inicial de dados focando na remoção dos ruídos de qualquer natureza presentes nos registros dessas variáveis, a exemplo de *outliers* provenientes de erros das medidas de sensores.

Para a construção dos intervalos  $\Delta t_i$ , o presente trabalho considerou que os intervalos são definidos de acordo com o parâmetro que influencia na corrosão e tem o maior espaçamento de tempo entre os registros de operação. Todavia, outras estratégias podem ser tomadas para a etapa 2, de acordo com a quantidade e a confiança dos dados disponíveis.

Na etapa 3, verifica-se se todos os fatores empregados no cálculo da CR estão disponíveis. A exemplo da temperatura, pressão total e pressão de CO<sub>2</sub> que são registrados por

sensores ou são provenientes de análises de laboratório, determina-se diretamente o nível baixo e alto, isto é, os valores mínimos e máximos assumidos por essas variáveis durante do intervalo  $\Delta t_i$ .

Por outro lado, quando existem parâmetros que não são resultados de medição direta, tais como o pH e a WSS nesse estudo, é necessária uma etapa anterior a determinação dos níveis dos fatores. Na fase 4, os fatores faltantes são estimados ou simulados.

Quando a base de dados não é extensa ou não possui dados no período avaliado, é possível utilizar dados dos intervalos anteriores para estimar a possível faixa de valores no intervalo em questão. Técnicas de *forecasting*, ou extrapolação, podem ser empregadas com esse intuito, a exemplo do ARIMA (BOX et al., 2016).

Para fatores que não são resultados de medição direta, a exemplo do pH e da tensão de cisalhamento na parede da tubulação, podem-se empregar os dados adquiridos no intervalo em questão para simular os seus valores com dada periodicidade. Por exemplo, no caso da tensão de cisalhamento, com base nas informações monitoradas de temperatura, pressão, vazões de água, gás e óleo, além da composição das fases da mistura, é possível simular seus valores no intervalo em estudo com um software de fluidodinâmica computacional.

Neste trabalho, para a tensão de cisalhamento e o pH, utilizaram-se hipóteses simplificadoras para a estimação dos níveis mínimos e máximos. Nesses, os níveis de mínimo e máximo representam as situações menos e mais críticas desses parâmetros.

Por exemplo, nível alto da WSS é a situação hipotética onde ocorre a combinação dos fluxos de óleo, gás e água, assim como, temperatura e pressão que ocasionam a maior WSS. Analogamente, pode ser efetuado para o nível mínimo. Para os níveis do pH, utilizaram-se as combinações da temperatura, pressão e dos principais contaminantes ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , bicarbonato, acetato, ácido acético e cloreto).

A estimativa de ambos os fatores citados foi realizada pelos respectivos modeladores do software NORSOK (2017). A preferência por esse software é em razão, principalmente, da disponibilidade dos algoritmos de cálculo de pH, WSS e CR. Outras normas, a exemplo da API *Recommended Practice 581 Risk-based Inspection Methodology* (2016b) também utilizam o equacionamento do modelo NORSOK (2017) evidenciando a importância do mesmo. Os algoritmos foram descritos na Seção 2.6 e implementados na linguagem de programação Python (2021).

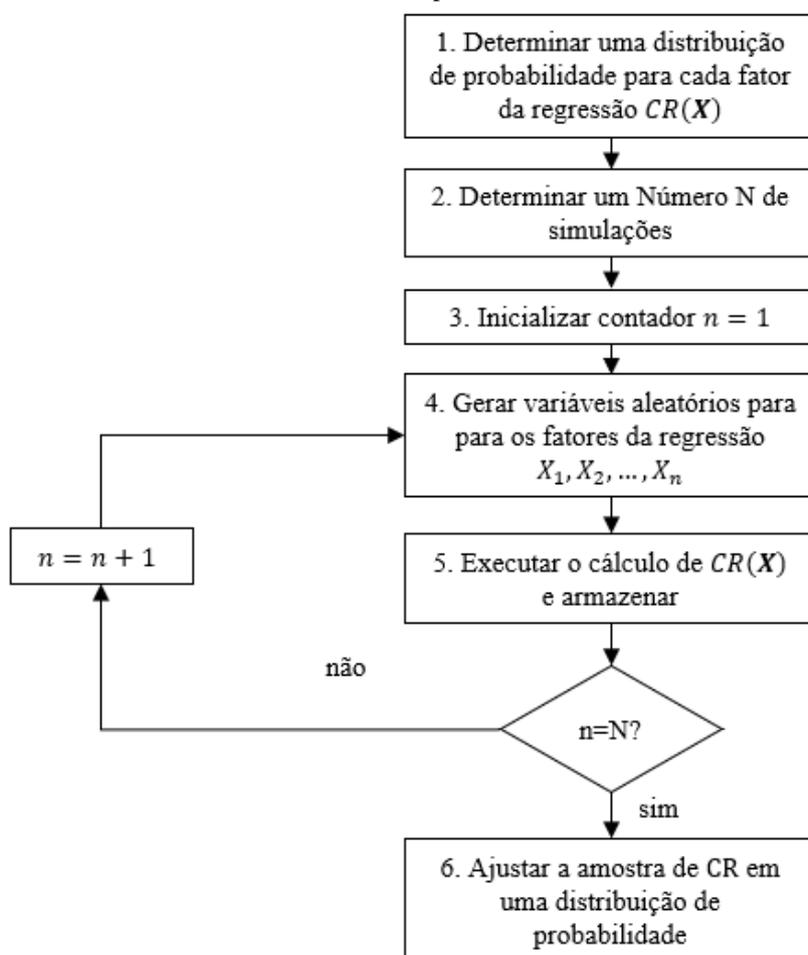
De posse dos fatores e seus respectivos níveis, as tabelas experimentais do DOE são construídas com as  $2^k$  combinações para cada intervalo  $\Delta t_i$  (Fase 5). Para cada condição

operacional da tabela do DOE no intervalo, realiza-se a simulação da CR no software de predição de corrosão NORSOK, conforme a fase 6. Da mesma forma que os módulos de pH e tensão de cisalhamento, o módulo de cálculo de taxa de corrosão do NORSOK também foi implementado na linguagem de programação Python (PYTHON, 2021).

O passo 7 do procedimento é a execução do ANOVA em cada intervalo de tempo utilizando os resultados das simulações da etapa anterior. O resultado da aplicação dessa ferramenta é uma regressão múltipla dos fatores que têm maior impacto na CR no respectivo  $\Delta t_i$ . Considerou-se um grau de significância de 5% para todos os testes de hipóteses, isto é, o nível de confiança é de 95%.

Visando a obtenção de uma distribuição de probabilidade da CR no intervalo  $\Delta t_i$ , a etapa 8 implica na execução da Simulação de Monte Carlo (SMC) e na determinação dos parâmetros da distribuição de probabilidade. A Figura 10 apresenta o desdobramento desta atividade.

Figura 10 – Fluxograma para determinar a distribuição de probabilidade para CR usando Simulação de Monte Carlo e análise paramétrica.



Os fatores que compõe as regressões múltiplas no intervalo foram modelados como distribuições de probabilidade uniformes limitadas aos valores de mínimo e máximo conforme os níveis dos fatores da tabela do DOE (fase 1 da Figura 10). Caso exista informação suficiente sobre o respectivo parâmetro, outra distribuição de probabilidade pode ser utilizada para modelá-la.

Para cada intervalo, determina-se um número de simulações e na fase 2 da Figura 10, definiu-se 100 mil simulações da CR. Segundo Ayyub e McCuen (2016), o número ótimo de simulações que depende do nível de confiança desejado e do desvio padrão amostral.

Por outro lado, na etapa 3 da Figura 10, um contador deve ser inicializado a fim de auxiliar o momento de parada do algoritmo. O gerador de número aleatórios empregado faz parte da biblioteca estatística do SciPy, da linguagem de programação Python (fase 4 da Figura 10). De acordo com o fluxograma, na etapa 4, após a geração dos números aleatórios, estima-se a CR por meio da inserção dos parâmetros com valores aleatórios sorteados na regressão e armazena o valor obtido.

Caso o número de simulações do contador não seja igual ao número de simulações estipuladas, adiciona-se uma unidade ao contador e repete o procedimento das etapas 4 e 5 da Figura 10.

Quando o número de simulações estipuladas for alcançado, ajusta-se os conjuntos de dados obtidos em cada intervalo de CR em uma distribuição de probabilidade por meio de análise paramétrica (LEWIS, 1994).

De posse das distribuições de probabilidade para a CR, é possível avaliar a redução de espessura, eq. (63), e a probabilidade de falha, cuja a metodologia de cálculo é explicada na subseção 3.3.

### 3.2 CÁLCULO DIÁRIO DA TAXA DE CORROSÃO E REDUÇÃO DE ESPESSURA

Nessa subseção é apresentada uma metodologia de cálculo da CR e redução de espessura que visa, além de corroborar os resultados do delineamento de experimentos, fornecer uma alternativa ao cálculo da corrosão e redução de espessura.

Como metodologia proposta, o cálculo da CR e redução de espessura deve ser calculado diariamente ao longo dos anos de operação. Para isto, os parâmetros que influenciam na corrosão serão atualizados sempre que houver um novo registro. Caso não haja registro de algum parâmetro, este será mantido constante até que haja o surgimento de um novo registro.

Considera-se também que a produção de óleo é contínua entre o início até o final dos dados disponíveis.

A fim de exemplificar, foi desenvolvida a Tabela 8, em que as colunas  $P_i$  são os diversos parâmetros que podem ser preenchidos, e a coluna CR corresponde ao resultado dos cálculos de corrosão para os parâmetros coletados.

Tabela 8 – Exemplo de tabela de atualização diária para o cálculo da taxa de corrosão.

$P_1$	$P_2$	$P_3$	...	$P_n$		CR
T1	P1	X1	...	Z1	→	CR1
T1	P1	X2	...	Z1	→	CR2
T2	P1	X3	...	Z2	→	CR3
T2	P1	X4	...	Z2	→	CR4
T2	P1	X5	...	Z3	→	CR5
T3	P1	X6	...	Z4	→	CR6

Fonte: O Autor

Para calcular a CR, os parâmetros que não possuem medição direta como o pH e a tensão de cisalhamento devem ser calculados diariamente também. Do mesmo modo que o delineamento de experimentos, o cálculo do pH, tensão de cisalhamento e taxa de corrosão para cada dia foram calculados usando os respectivos módulos do modelo NORSOK, o qual foi implementado em linguagem de programação Python (2021).

Para determinar a redução de espessura utiliza-se uma variação da eq. (63) dada pela eq. (65).

$$espessura(t) = espessura_0 - \sum_{i=1}^{n^{\circ} \text{ de dias}} CR_i \cdot \Delta t \quad (65)$$

Onde

$espessura(t)$  : é a espessura ao longo do tempo;

$espessura_0$ : é a espessura inicial;

$CR_i$ : é a taxa de corrosão em cada dia avaliado.

$\Delta t$ : é o período de tempo. Como o cálculo é diário, então  $\Delta t = \left(\frac{1}{365}\right) ano$ .

### 3.3 DETERMINAÇÃO DA PROBABILIDADE DE FALHA

Equipamentos utilizados na exploração de óleo e gás são projetados tanto para suportar a pressão interna a pressão externa. Dependendo do código de projeto, as equações de estados limites podem considerar a “pressão líquida”, isto é, a diferença entre a pressão interna

e externa, ou ainda, projetar os equipamentos avaliando as pressões de maneira individual. Essa última situação ocorre uma vez que um equipamento pode ser movido de uma lâmina de água menor para uma maior, isto é, pode ocorrer um reaproveitamento do equipamento.

Desse modo, normas de projeto de equipamentos submarinos, tais como, API RP 1111 (2009), DNV OS F101 (2013) e BSI 8010 (2004) que são comumente utilizadas com o propósito de projetar tubulações pressurizadas, a avaliação dos modos de falha por explosão consideram o diferencial de pressão ( $p_i - p_e$ ), desse modo, otimizando um equipamento para uma única aplicação.

Nesse contexto, a norma ASME B31.3 (2015) é uma das poucas normas que possui esta abordagem (avaliação da espessura de projeto individualmente para a pressão interna e para a pressão externa) e, desse modo, a primeira equação de estado limite, na qual se avalia a modo de falha de explosão por pressão interna, é derivada dessa norma de acordo com a expressão a seguir:

$$g(\mathbf{X}) = t - \frac{PD}{2SEW + PY} \geq 0 \quad (66)$$

Como se parte da premissa que a espessura  $t$  da parede do equipamento é conhecida e se reduz no tempo devido a degradação por corrosão, então o termo  $\frac{PD}{2SEW + PY}$  avaliará se a espessura no momento atual, será suficiente para conter a pressão interna  $P$  atuante. Nesse sentido, para um certo nível de corrosão, é possível avaliar como se comportaria a estrutura nos diferentes níveis de pressão.

Para equipamentos projetados pela norma ASME da série B31, alternativamente, o modelo de confiabilidade estrutural pode ser construído em função da ASME B31G (2012), conforme (67).

$$g(\mathbf{X}) = S_{Flow} \left[ 1 - \left( \frac{d}{t} \right) \right] - FS \cdot S_0 \geq 0 \quad (67)$$

Nessa equação de estado limite, é avaliado se a redução da tensão específica de escoamento causada pela degradação de corrosão suporta a tensão provocada pela pressão interna de operação. Nota-se também que é considerada a razão  $z = L^2/Dt > 20$ , isto é, considera-se a situação de maior criticidade, onde o comprimento da região corroída é apreciável. Tal hipótese é utilizada uma vez que, em geral, não se possui informações a respeito da morfologia da região corroída da tubulação e assim, mantém-se um grau de conservadorismo da análise.

No presente trabalho ambas as equações de estados limites serão utilizadas no cálculo da confiabilidade estrutural.

Visto que a matriz de risco avalia a probabilidade de falha por meio da frequência de falhas, ou a taxa de falha anual, utiliza-se a definição básica da taxa de falha instantânea (LEWIS, 1994),  $\lambda(t) = f(t)/R(t)$ , eq. (68), onde a confiabilidade instantânea é  $R(t) = 1 - P_{f_{ti}}$  e a função de densidade de probabilidade é dada pela eq. (69):

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{(1 - P_{f_{ti}})}, \text{ para } t_i < t < t_{i+1} \quad (68)$$

$$f(t) = \frac{P_{f_{ti+1}} - P_{f_{ti}}}{t_{i+1} - t_i}, \text{ para } t_i < t < t_{i+1} \quad (69)$$

Os instantes  $t_i$  representam os tempos utilizados no cálculo da taxa de corrosão e da probabilidade de falha. Os valores de probabilidade de falha no instante  $t_i$ ,  $p_{falha_{t_i}}$ , são calculados pelo algoritmo de análise apresentado na Seção 2.2.

### 3.4 DETERMINAÇÃO DA CONSEQUÊNCIA DE FALHA

As árvores de Natal molhadas costumam ser instaladas em grandes profundidades. Apesar de existir um conjunto de válvulas que permitem realizar o isolamento do equipamento, um vazamento de óleo pode causar sérios danos ambientais e econômicos.

Segundo Stendebakken (2014), não há registro de falhas isoladas de árvores de Natal que tenham ocasionado grandes acidentes. No entanto, a ausência de registros não significa que acidentes graves não possam acontecer devido às falhas na árvore de Natal, além disso, sem acidentes graves para conhecer ou mesmo lembrar.

Visando viabilizar o emprego da metodologia IBR na presente pesquisa, uma revisão bibliográfica foi conduzida. Nos principais mecanismos de pesquisa de artigos e trabalhos científicos, utilizou-se as palavras-chaves “*risk analysis*” combinadas com as variações “*subsea xt*”, “*wet Christmas tree*” e “*subsea Christmas tree*”. Filtrou-se os trabalhos a partir de 2010.

Com base nos resultados da pesquisa, será aplicado um filtro priorizando os estudos que focam na modelagem da consequência de falha durante a operação, principalmente, aqueles que avaliam as consequências do derramamento de óleo.

Diante das metodologias, resultados e discussões dos trabalhos selecionados sobre consequência de falha, a modelagem mais adequada será utilizada no estudo de caso executado nesse trabalho. Dentre os aspectos considerados na seleção da modelagem, o equipamento deve escoar uma mistura monofásica ou multifásica em ambiente *offshore*, sendo obrigatória uma das fases do fluxo óleo.

### 3.5 AVALIAÇÃO DE RISCO

Como a consequência de falha é considerada constante nesse trabalho, uma vez que as análises consideram operação contínua, e mesmo na situação em que há interrupções de produção, o equipamento ainda contém fluido em seu interior, o risco será função unicamente da taxa de falha.

Desse modo, a Tabela 1, na subseção 2.1.1, contém os limites de cada categoria de frequência de falha e a Tabela 3 apresenta a matriz de risco (essa última rerepresentada a seguir) as quais guiarão a estimação de risco neste trabalho.

Nesse sentido, a inspeção será recomendada quando o risco de um intervalo for de nível baixo ou médio, transitar diretamente para o risco alto.

Níveis de $P_f$	$P_f$ (em frequência de ocorrência)	Risco				
5	$> 10^{-2}$	ME	A	A	A	A
4	$10^{-2} - 10^{-3}$	B	ME	A	A	A
3	$10^{-3} - 10^{-4}$	B	B	ME	A	A
2	$10^{-4} - 10^{-5}$	B	B	B	ME	A
1	$0 - 10^{-5}$	B	B	B	B	ME
		A	B	C	D	E
	Segurança (Mortes/ano)	0	0,1	1	10	100
	Ambiental (Período de recuperação)	0	<1 ano	< 3 anos	<10 anos	>10 anos
	Econômico (em milhões USD)	<30,1	30,1	60,2	90,3	>90,3

Devido à definição da eq. (68), durante o intervalo  $\Delta t_i$ , a taxa de falhas é constante. Nesse sentido, a fim de obter uma estimativa da data de transição do risco para a região não-tolerável, utilizou-se interpolação linear.

Por exemplo, considerando que o equipamento tem consequência de falha “E” para vazamento do seu conteúdo, e no intervalo  $\Delta t_i$  e  $\Delta t_{i+1}$  as taxas de falhas são valores, respectivamente, no nível 1 e 2 de  $P_f$ , realiza-se interpolação linear entre as datas finais dos intervalos, as taxas de falha e o valor que separa os níveis de  $P_f$ , nesse exemplo  $1 \cdot 10^{-5}$ .

## 4 ESTUDO DE CASO: ÁRVORE DE NATAL MOLHADA

Neste Capítulo será aplicada a metodologia descrita ao longo do Capítulo 3 para um caso exemplo com dados reais de poço de petróleo, o qual é denominado “Poço 1”.

A base de dados cedida possui dados de produção entre maio de 1999 até fevereiro de 2018. Dentre os parâmetros monitorados, se destacam a temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ ), a pressão total ( $\text{kgf/cm}^2$ ), pressão parcial de  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$  (respectivamente, em % molar e  $\text{ppmV/V}$ ), as vazões de óleo, água e gás (todas em  $\text{m}^3/\text{dia}$ ) e os contaminantes presentes na água (acetato, bicarbonato e cloreto, em ppm). As frações de  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$  na fase gasosa, assim como, os contaminantes têm registro a partir de 2014. No presente estudo, para o período compreendido entre 1999 e 2013, os valores dessas variáveis serão iguais aos valores registrados no ano de 2014. Os parâmetros que influenciam na CR, mas não são monitorados, serão estimados conforme as hipóteses descritas no Capítulo Metodológico.

Para aplicar a metodologia apresentada no Capítulo 3 para o cálculo da CR, estimativa de redução de espessura, cálculo de probabilidade e avaliação de risco, será considerado uma seção de trecho reto inclinado de um *Spool* de produção de uma Árvore de Natal Molhada (ANM), cujos parâmetros geométricos e propriedades mecânicas são dados na Tabela 9. O mecanismo de falha considerado é explosão por pressão interna.

Tabela 9 – Características do Spool de produção.

Parâmetro	Valor médio	Desvio Padrão	Distribuição de Probabilidade
Diâmetro Externo, em <i>mm</i>	140	2	Normal
Diâmetro Interno, em <i>mm</i>	100	1	Normal
Espessura, em <i>mm</i>	20	-	Constante
Tensão de escoamento, em <i>MPa (kips)</i>	358,5 (52)	5	Normal
Tensão admissível, em <i>MPa (kips)</i>	151,7 (22)	5	Normal
Espessura mínima de projeto, em <i>mm</i>	Não Consta	-	-

Fonte: O Autor

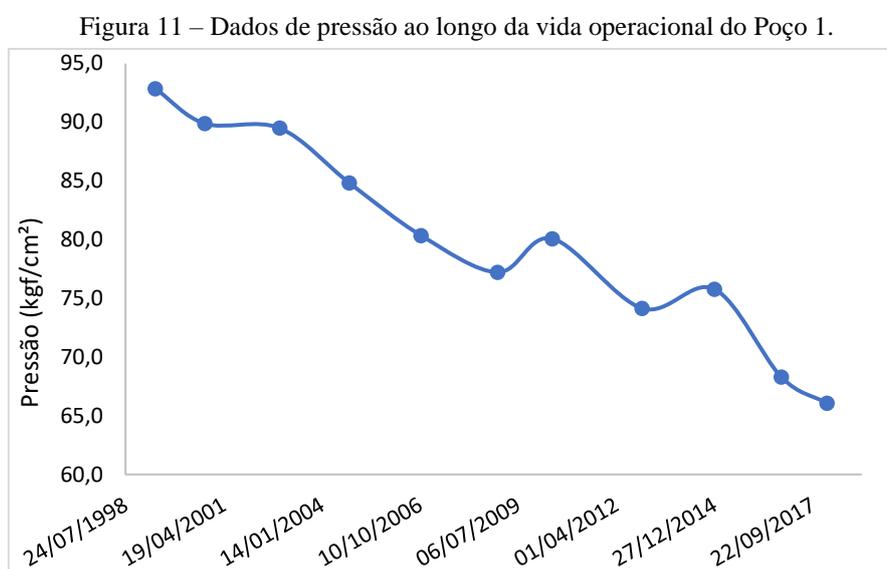
A base de dados e as informações do *Spool* de produção foram fornecidos por uma empresa que realiza exploração de petróleo na costa brasileira. A base de dados também foi utilizada no estudo de Veruz et al. (2022).

Inicialmente, a hipótese utilizada considera que o poço opera continuamente durante todo o período, do mesmo modo que os demais estudos que avaliam temporalmente os efeitos das variações das condições de operação na redução de espessura. Paralelamente, uma análise complementar é executada considerando o efeito dos dias inoperantes na CR.

#### 4.1 DELINEAMENTO DE EXPERIMENTOS

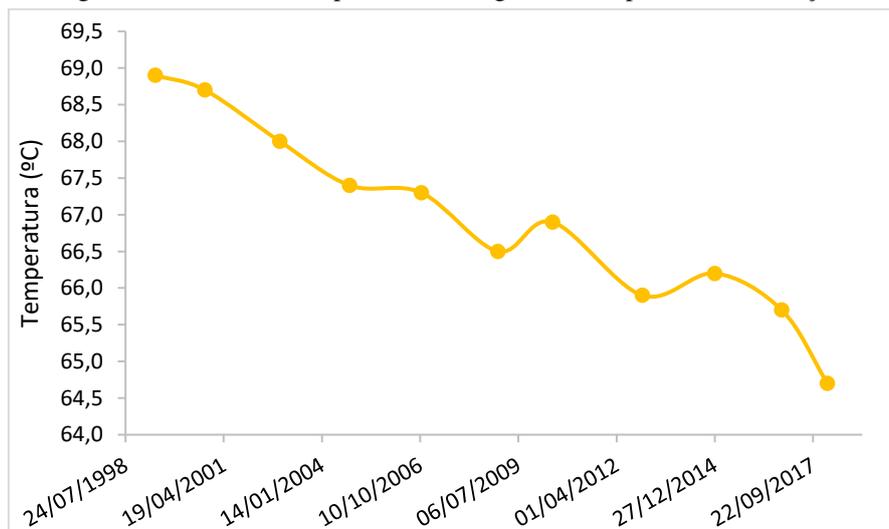
Para aplicar a metodologia descrita, inicialmente, são construídos os intervalos de tempos  $\Delta t_i$  nos quais serão realizados os experimentos fatoriais. Para esse caso exemplo, a estratégia de discretização do tempo se baseou nos parâmetros que possuem o maior espaço de tempo entre registros.

De acordo com os dados de produção, observa-se que as variáveis Pressão e Temperatura têm os maiores intervalos de tempos entre medições. De posse dos valores desses parâmetros, foram traçados os gráficos das respectivas evoluções dessas variáveis e apresentados na Figura 11 e Figura 12.



Fonte: O Autor

Figura 12 – Dados de temperatura ao longo da vida operacional do Poço 1.



Fonte: O Autor

Nesse sentido, cada  $\Delta t_i$  corresponde o intervalo entre as datas entre duas medições subsequentes desses parâmetros. Por exemplo, o intervalo  $\Delta t_1$  tem validade entre as datas do primeiro registro de temperatura e pressão, em 24 de maio de 1998, e a segunda medição desses parâmetros, em 10 de outubro de 2000. Para as demais medições, utilizando a mesma metodologia, foram construídos os outros intervalos  $\Delta t_i$ , os quais são apresentados na Tabela 10, com as respectivas datas inicial e final, assim como, a duração em anos dos intervalos.

Tabela 10 – Intervalos de tempos resultantes da discretização proposta.

Intervalo	Data Inicial	Data Final	Duração (anos)
$\Delta t_1$	24/05/1999	10/10/2000	1,384
$\Delta t_2$	10/10/2000	12/11/2002	2,09
$\Delta t_3$	12/11/2002	22/10/2004	1,945
$\Delta t_4$	22/10/2004	23/10/2006	2,003
$\Delta t_5$	23/10/2006	10/12/2008	2,134
$\Delta t_6$	10/12/2008	20/06/2010	1,526
$\Delta t_7$	20/06/2010	19/12/2012	2,501
$\Delta t_8$	19/12/2012	27/12/2014	2,022
$\Delta t_9$	27/12/2014	07/11/2016	1,866
$\Delta t_{10}$	07/11/2016	16/02/2018	1,277

Fonte: O Autor.

Após a discretização, realizou-se a delimitação das faixas de validade dos fatores que influenciam na taxa de corrosão por meio do menor registro (nível de mínimo) e maior registro (nível de máximo) do parâmetro no intervalo. Na Tabela 11, são apresentados os valores mínimos e máximos assumidos pelas principais variáveis monitoradas no Poço 1.

De acordo com Snell e Montgomery (2021), quando o número de fatores  $K$  que devem ser avaliados pelo delineamento de experimento fatorial é grande, a complexidade do mesmo se eleva, uma vez que o número de experimentos que serão realizados é  $2^K$ . Da Tabela 11, nota-se a presença de 10 fatores, o que resultaria em  $2^{10} = 1024$  ensaios por intervalo de tempo  $\Delta t_i$ .

Visto o grande número de ensaios que precisariam ser realizados, algumas hipóteses simplificadoras foram utilizadas a fim de viabilizar a execução do delineamento experimental e garantir a obtenção de resultados coerentes.

Conforme apontado na Seção 2.6, observa-se que o modelo NORSOK possui como principais parâmetros influentes a temperatura, a pressão total, a pressão parcial de  $\text{CO}_2$ , a tensão de cisalhamento e o pH e tratadas como variáveis independentes no cálculo da velocidade de corrosão.

Nesse sentido, embora existam 10 variáveis, esse número pode ser reduzido uma vez que se estime a tensão de cisalhamento e o pH mínimos e máximos nos intervalos. Desse modo, ao estimar os parâmetros faltantes a partir das informações compiladas na Tabela 11, o problema do experimento fatorial se reduziria.

A primeira hipótese utilizada é referente a tensão de cisalhamento. Em uma situação hipotética, ao considerar que na faixa de validade dos fatores em um intervalo ocorre a combinação dos níveis de mínimo da temperatura, pressão total, fluxo de óleo, fluxo de água e fluxo de gás terá como resultado a WSS mínima. Por outro lado, em uma situação com a combinação dos mesmos fatores, porém no nível de máximo, resultará na máxima WSS naquele intervalo.

A segunda hipótese utilizada é em relação ao pH. Como não há registros de medição *in loco*, inicialmente, para determinar o limite mínimo (pH mais ácido) de cada intervalo se considera que no poliedro formado pela combinação dos extremos dos fatores, existe um vértice onde a temperatura e pressão são máximas e os contaminantes são mínimos (em exceção ao ácido acético total). Quanto ao limite máximo do pH (menos ácido), a temperatura e pressão devem ser mínimos, enquanto os contaminantes presentes na água são os limites máximos.

Desse modo, a Tabela 12 indica os valores mínimos e máximos assumidos pela WSS e pelo pH utilizando as hipóteses descritas nos parágrafos anteriores. Nota-se que o pH não possui valores para os 3 primeiros intervalos. Isso se deve à ausência do fluxo de água nos intervalos referidos. Destaca-se que em alguns intervalos, o pH viola o limite de validade de

pH do modelo NORSOK. A fim de viabilizar o cálculo da CR, nas condições em que pH excedeu o limite do software, considerou-se um pH igual ao limite superior do modelo, isto é, 6,5.

Tabela 11 – Valores mínimos e máximos assumidos pelos parâmetros em cada intervalo.

$\Delta t_i$		Nível	Temperatura (°C)	Pressão Total (bar)	CO <sub>2</sub> na Fase Gás (% molar)	H <sub>2</sub> S na Fase Gás (% molar)	Fluxo de Óleo (m <sup>3</sup> /d) – 20°C e 1 atm.	Fluxo de Água (m <sup>3</sup> /d) - 20°C e 1 atm.	Fluxo de Gás (m <sup>3</sup> /d) - 20°C e 1 atm.	Cloreto (ppm)	Bicarbonato (ppm)	Acetato (ppm)
1	24/05/1999 10/10/2000	Mínimo (-)	68,7	88,14	0,20	0,02	423,50	0,00	57596,00	22246	512	12
		Máximo (+)	68,9	91,06	0,48	0,0005	2600,00	0,00	396304,00	21380	220	74
2	11/10/2000 12/11/2002	Mínimo (-)	68,0	87,76	0,20	0,02	200,90	0,00	23103,50	22246	512	12
		Máximo (+)	68,7	88,14	0,48	0,0005	2540,00	0,00	405000,00	21380	220	74
3	13/11/2002 22/10/2004	Mínimo (-)	67,4	83,18	0,20	0,02	563,30	0,00	64779,50	22246	512	12
		Máximo (+)	68,0	87,76	0,48	0,0005	2420,00	0,00	354200,00	21380	220	74
4	23/10/2004 23/10/2006	Mínimo (-)	67,3	78,79	0,20	0,02	480,90	98,50	65037,38	22246	512	12
		Máximo (+)	67,4	83,18	0,48	0,0005	1890,00	645,22	247650,59	21380	220	74
5	24/10/2006 10/12/2008	Mínimo (-)	66,5	75,73	0,20	0,02	249,30	243,38	63926,24	22246	512	12
		Máximo (+)	67,3	78,79	0,48	0,0005	1310,00	1095,88	264115,61	21380	220	74
6	11/12/2008 20/06/2010	Mínimo (-)	66,5	75,73	0,20	0,02	38,50	38,50	9671,20	22246	512	12
		Máximo (+)	66,9	78,53	0,48	0,0005	970,00	1120,00	243664,00	21380	220	74
7	21/06/2010 19/12/2012	Mínimo (-)	65,9	72,72	0,20	0,02	14,90	37,56	5249,44	22246	512	12
		Máximo (+)	66,9	78,53	0,48	0,0005	820,00	1336,00	223396,38	21380	220	74
8	20/12/2012 27/12/2014	Mínimo (-)	65,9	72,72	0,20	0,02	60,00	144,78	20971,33	22246	512	12
		Máximo (+)	66,2	74,31	0,48	0,0005	530,00	1278,87	185246,76	21380	220	74
9	28/12/2014 07/11/2016	Mínimo (-)	65,7	66,98	0,20	0,02	37,00	89,27	12932,32	22246	512	12
		Máximo (+)	66,2	74,31	0,48	0,0005	530,00	1278,87	457907,83	21380	220	74
10	08/11/2016 16/02/2018	Mínimo (-)	64,7	64,79	0,25	0,02	4,70	8,53	1521,10	22923	482	27
		Máximo (+)	65,7	66,71	0,57	0,0005	530,00	1278,87	185246,76	21495	204	67

Fonte: O Autor

Tabela 12 – Valores mínimos e máximos assumidos pela tensão de cisalhamento e pH.

$\Delta t_i$		Nível	Tensão de Cisalhamento (Pa)	pH (-)
1	24/05/1999 10/10/2000	Mínimo (-)	2,000	-
		Máximo (+)	89,000	-
2	11/10/2000 12/11/2002	Mínimo (-)	0,600	-
		Máximo (+)	90,000	-
3	13/11/2002 22/10/2004	Mínimo (-)	4,000	-
		Máximo (+)	89,000	-
4	23/10/2004 23/10/2006	Mínimo (-)	5,000	5,88
		Máximo (+)	71,000	6,64
5	24/10/2006 10/12/2008	Mínimo (-)	5,000	5,90
		Máximo (+)	78,000	6,65
6	11/12/2008 20/06/2010	Mínimo (-)	0,190	5,90
		Máximo (+)	62,000	6,65
7	21/06/2010 19/12/2012	Mínimo (-)	0,060	5,90
		Máximo (+)	59,000	6,67
8	20/12/2012 27/12/2014	Mínimo (-)	0,700	5,91
		Máximo (+)	42,000	6,67
9	28/12/2014 07/11/2016	Mínimo (-)	0,300	5,91
		Máximo (+)	87,000	6,70
10	08/11/2016 16/02/2018	Mínimo (-)	0,005	5,85
		Máximo (+)	45,000	6,58

Fonte: O Autor

O delineamento de experimentos utilizou a temperatura, pressão total,  $p_{CO_2}$ , WSS e pH como fatores para o modelo NORSOK. Entre as eq. (70) e (79) são apresentadas as regressões lineares múltiplas obtidas por meio da aplicação do delineamento de experimentos.

$$CR_1 = 0 \quad (70)$$

$$CR_2 = 0 \quad (71)$$

$$CR_3 = 0 \quad (72)$$

$$CR_4 = 0,61781 + 0,164 \cdot p_{CO_2} - 0,28 \cdot pH + \varepsilon (\sigma = 0,159) \quad (73)$$

$$CR_5 = 0,60000 + 0,1619 \cdot p_{CO_2} - 0,266 \cdot pH + \varepsilon (\sigma = 0,162) \quad (74)$$

$$CR_6 = 0,544375 - 0,241 \cdot pH + \varepsilon (\sigma = 0,262) \quad (75)$$

$$CR_7 = 0,536875 - 0,237 \cdot pH + \varepsilon (\sigma = 0,2543) \quad (76)$$

$$CR_8 = 0,511875 - 0,224 \cdot pH + \varepsilon (\sigma = 0,2332) \quad (77)$$

$$CR_9 = 0,532188 - 0,235 \cdot pH + \varepsilon (\sigma = 0,2696) \quad (78)$$

$$CR_{10} = 0,578125 + 0,1394 \cdot p_{CO_2} + 0,1325 \cdot WSS - 0,273 \cdot pH + \varepsilon (\sigma = 0,12) \quad (79)$$

Nos três primeiros intervalos, as regressões das CR são zero. O mecanismo de corrosão exige a presença de um ânodo, de um cátodo e do eletrólito (SCHWEITZER, 2013).

Como observado na Tabela 11, nesses intervalos, não existe o fluxo de água, portanto, a corrosão não deve ocorrer em função da ausência do eletrólito.

Entre os intervalos  $\Delta t_4$  e  $\Delta t_{10}$ , nota-se que as regressões obtidas são funções do pH, da pressão parcial de  $\text{CO}_2$ , no caso da regressão  $CR_{10}$ , também da WSS. A temperatura, em geral, citada como um fator influente na corrosão (SCHWEITZER, 2013), não está presente nas regressões. Na maioria dos casos, isso se deve a pequena amplitude da temperatura nos intervalos (aproximadamente  $1^\circ\text{C}$ ). Na subseção 4.7.2, aprofunda-se e discute-se o reflexo das pequenas amplitudes da temperatura e pressão nas regressões da taxa de corrosão.

De posse das regressões e utilizando a SMC descrita na Seção 3.1, a Tabela 13 indica os parâmetros das distribuições de probabilidade da taxa de corrosão para cada  $\Delta t_i$  (esses serão usados no cálculo da probabilidade de falha), a Figura 13 apresenta o ajuste dos dados de CR em papel probabilístico normal e a Figura 14.

Tabela 13 – Parâmetros das distribuições de probabilidade para as taxas de corrosão obtidas a partir do delineamento experimental para o NORSOK.

	Distribuição	Média	Desvio Padrão
$\Delta t_4$	Normal	0,62	0,24
$\Delta t_5$	Normal	0,60	0,24
$\Delta t_6$	Normal	0,57	0,28
$\Delta t_7$	Normal	0,56	0,27
$\Delta t_8$	Normal	0,53	0,25
$\Delta t_9$	Normal	0,56	0,28
$\Delta t_{10}$	Normal	0,58	0,22

Fonte: O Autor

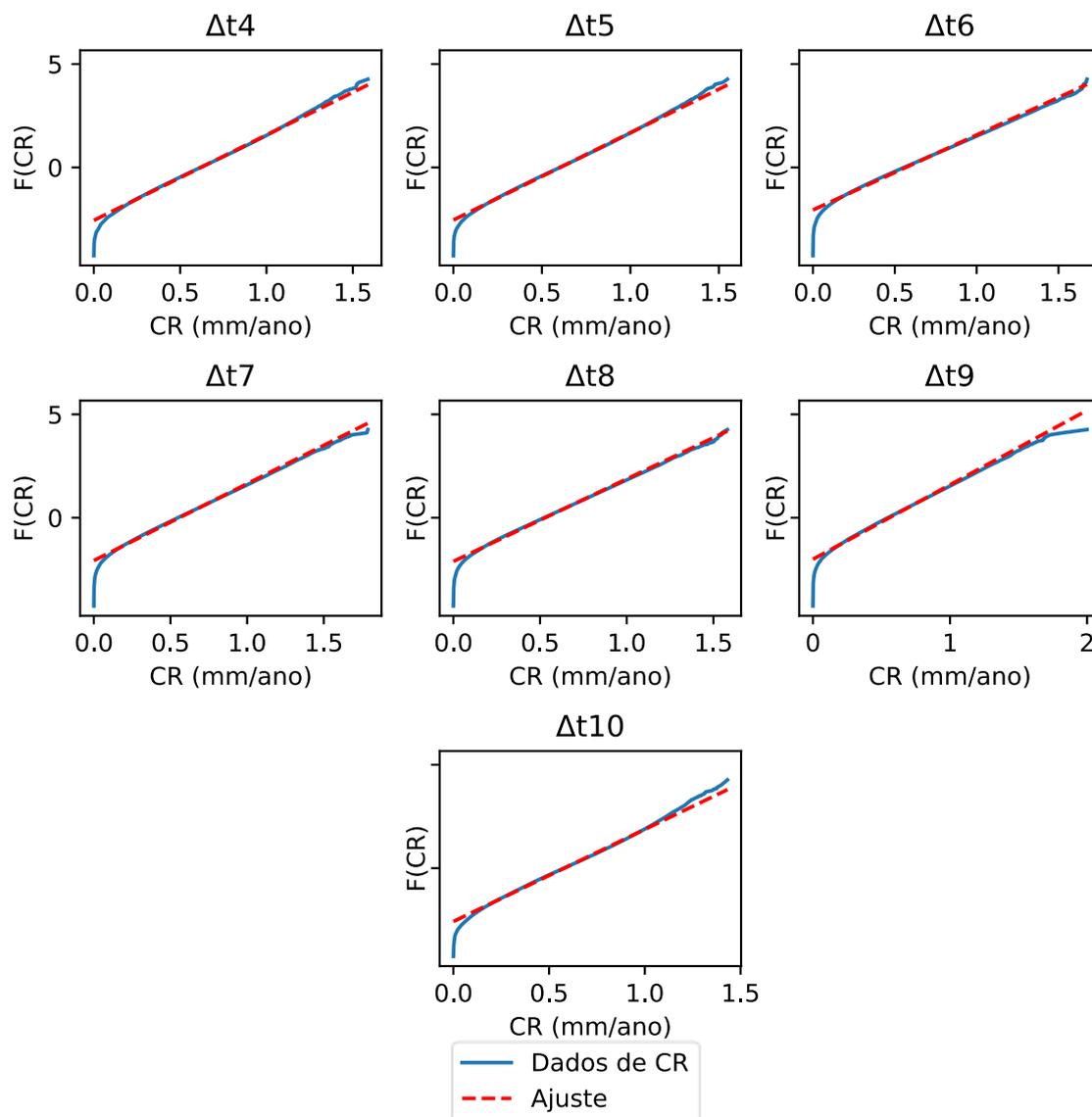
Para realizar a SMC, utilizou-se 100 mil simulações, número determinado seguindo o critério apresentado no livro-texto de Ayyub e McCuen (2016). Para cada variável aleatória que compõe a regressão no  $\Delta t_i$ , tomou-se uma distribuição de probabilidade uniforme para descrever seu comportamento.

Por exemplo, no intervalo 4, as variáveis que compõem a regressão são  $\text{pCO}_2$  e pH e elas são representadas por distribuições uniformes que variam entre -1 e 1. Os limites da distribuição de probabilidade não são arbitrários, pois, representam a parametrização dos valores mínimos e máximos que as variáveis assumem no intervalo e utilizados pela ANOVA. No caso da  $\text{pCO}_2$ , o valor -1 equivale à condição mínima de 0,20% molar, o valor 1 a condição máxima de 0,48% molar de  $\text{CO}_2$  na fase gasosa e, para condições intermediárias, a parametrização pode ser obtida por interpolação linear. De forma análoga, os conceitos se estendem para as outras variáveis. Caso haja mais informações sobre a variável aleatória, outras

distribuições de probabilidades poderiam ser tomadas, desde que a mesma seja parametrizada entre os valores -1 e 1.

Quanto ao ajuste da amostra de CR em papel probabilístico, nesse caso exemplo, a distribuição normal apresentou o melhor ajuste.

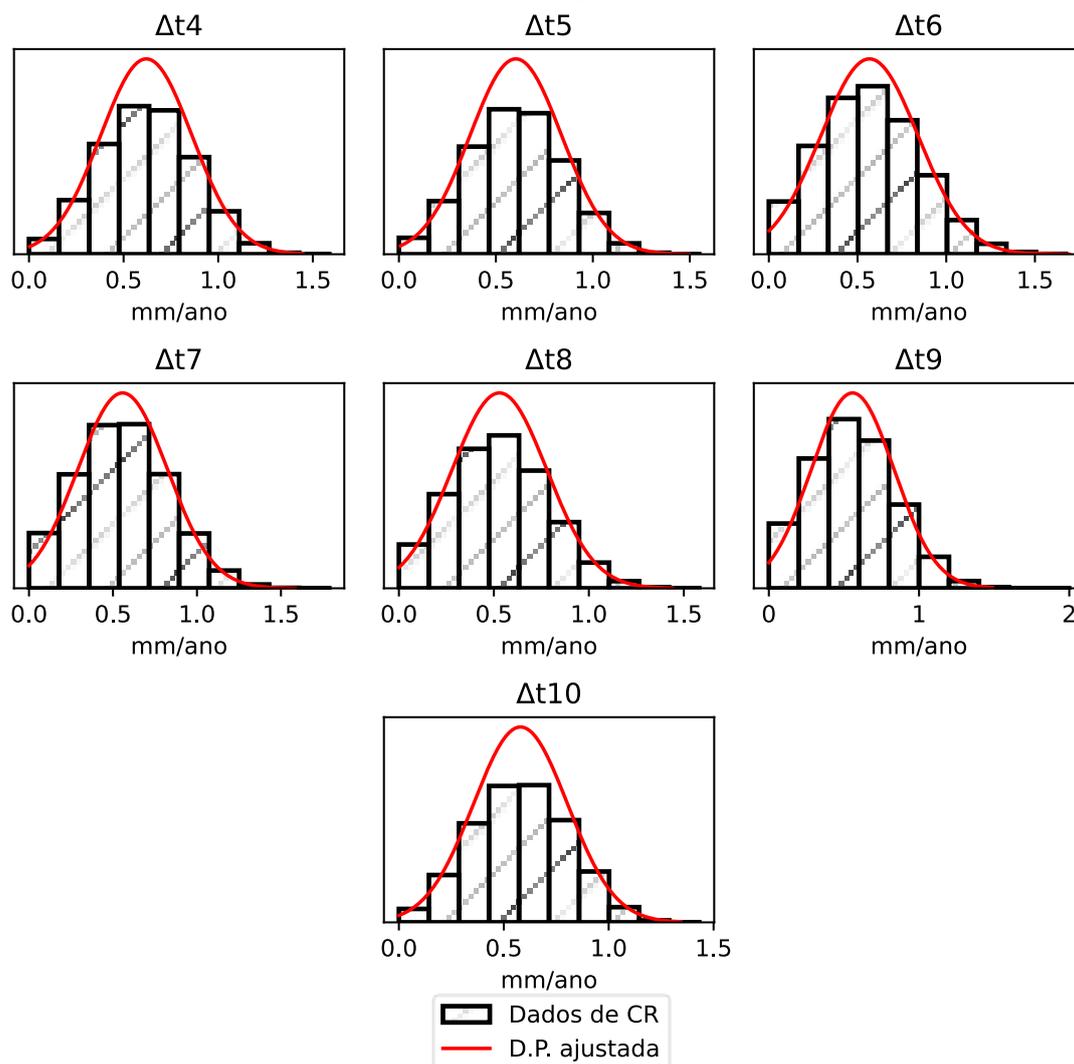
Figura 13 – Ajuste dos dados de corrosão em distribuições de probabilidade normais usando papel probabilístico.



Fonte: O autor

Os resultados apresentados nessa seção serão aplicados na Seção 4.3, Redução de Espessura.

Figura 14 – Histograma dos dados de corrosão e a Distribuição de Probabilidade ajustada aos dados em cada intervalo.



Fonte: O autor

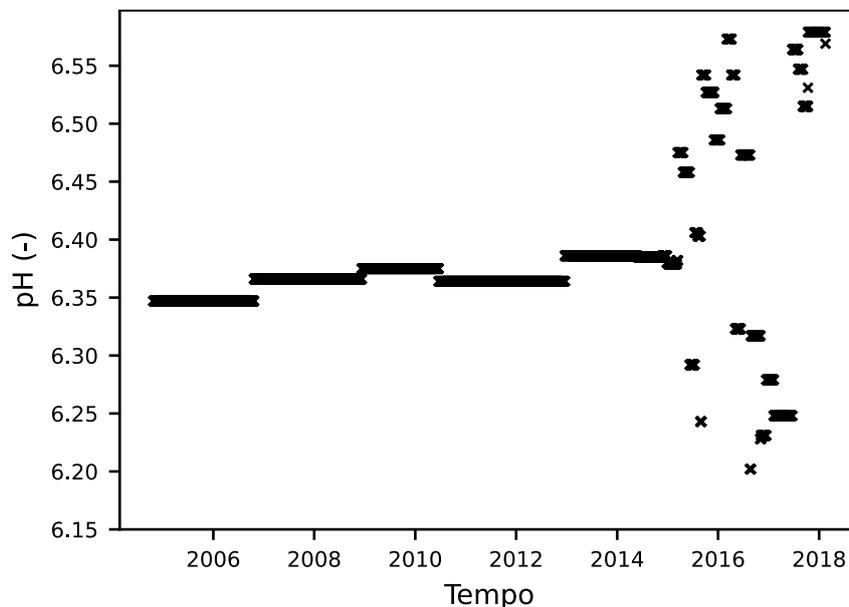
#### 4.2 CÁLCULO DIÁRIO DA TAXA DE CORROSÃO

Entre o primeiro dia de produção de óleo até o último registro presente na base de dados do Poço 1, são mais de 6 mil dias. Visto o grande número de dados, omitiu-se a tabela completa de dados empregados no cálculo da taxa de corrosão. Todavia, nesta Seção serão discutidos alguns pontos referentes a essa abordagem.

O primeiro ponto diz respeito ao pH, Figura 15. Nota-se que o comportamento do pH entre 2004 e 2014, devido aos poucos registros de contaminantes, indica um estado quase estacionário de pH. No entanto, após o período mencionado, com os registros mais frequentes de contaminantes, tem-se uma variação de pH entre 6,202 e 6,579. Nota-se que em alguns

pontos, o pH calculado viola o limite de validade de pH do modelo NORSOK. A fim de viabilizar o cálculo de CR, nas condições em que pH excedeu o limite do software, considerou-se um pH igual ao limite superior do modelo, isto é, 6,5.

Figura 15 – Variação do pH ao longo do tempo. Foram desconsiderados os anos sem fluxo de água e, portanto, sem corrosão.



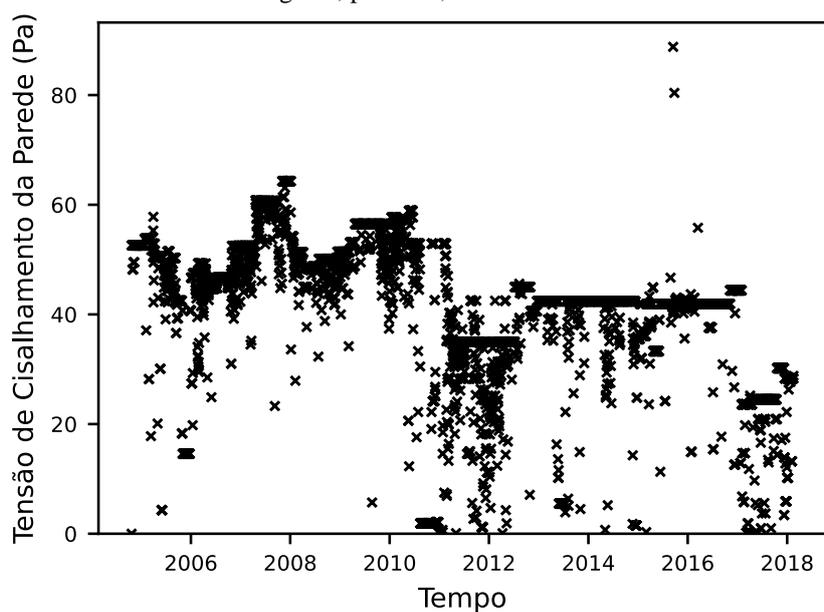
Fonte: O Autor

Cabe ressaltar que os dados escassos de contaminantes podem influenciar esse comportamento, uma vez que estes são mantidos constantes (assim como os outros parâmetros) até o surgimento de um novo registro. A implicação dessa abordagem, manter constante os parâmetros até novos registros, é percebido por regiões da Figura 15 em que o pH é praticamente uma linha horizontal no tempo, com poucas oscilações.

Na Figura 16, a tendência de queda da WSS é consistente com a diminuição do fluxo de óleo e a redução da pressão interna e temperatura. Em nenhum momento a WSS violou os limites de validade do modelo NORSOK.

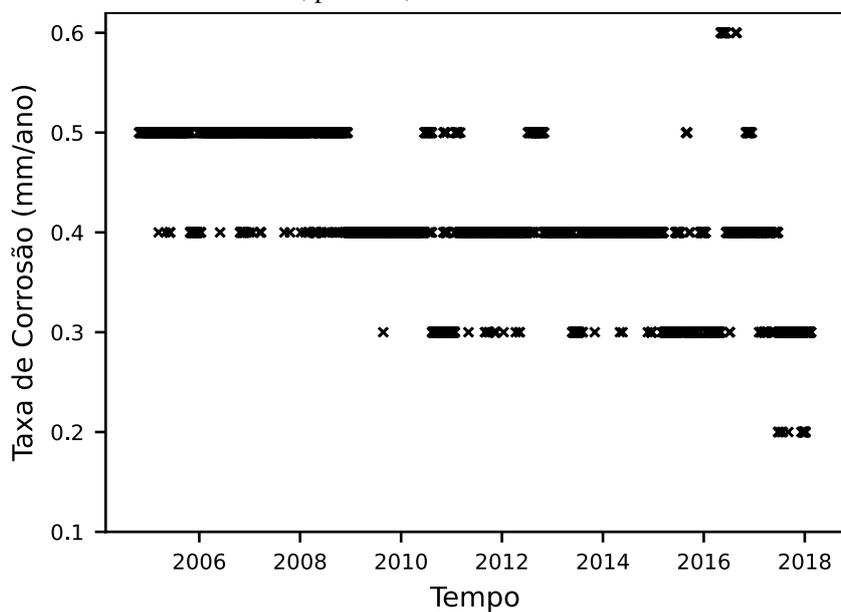
Nesse sentido, as variações de temperatura, pressão,  $p\text{CO}_2$ , WSS e pH resultam na variação da CR, conforme Figura 17. As CR obtidas pela estrutura proposta variam entre 0,20 e 0,60 mm/ano no período entre 2004 e 2018.

Figura 16 – Variação da tensão de cisalhamento ao longo do tempo. Foram desconsiderados os anos sem fluxo de água e, portanto, sem corrosão.



Fonte: O Autor

Figura 17 – Variação da taxa de corrosão ao longo do tempo. Foram desconsiderados os anos sem fluxo de água e, portanto, sem corrosão.



Fonte: O Autor

Os resultados apresentados do cálculo diário da CR serão utilizados na estimativa de redução de espessura ao longo do tempo, a qual será comparada a estimativa de redução de espessura utilizando os resultados do delineamento de experimentos. Também serão aplicados no cálculo da probabilidade de falha e estimação de risco.

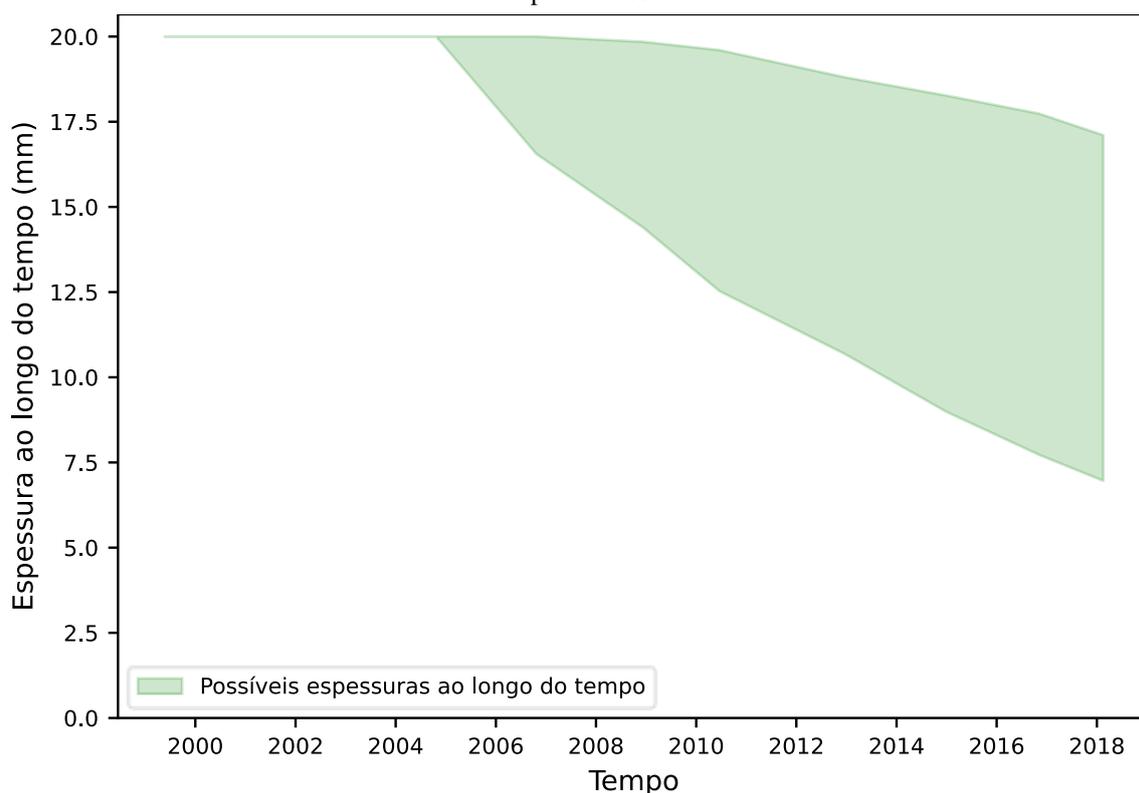
### 4.3 REDUÇÃO DE ESPESSURA

Utilizando os resultados de CR apresentados nas seções anteriores, estima-se a redução de espessura do *Spool* de produção pelos modelos probabilístico e determinístico.

A primeira situação de redução de espessura avaliada utiliza os dados da CR provenientes do delineamento de experimentos, conforme Tabela 13. A Figura 18 apresenta a variação da espessura ao longo do tempo.

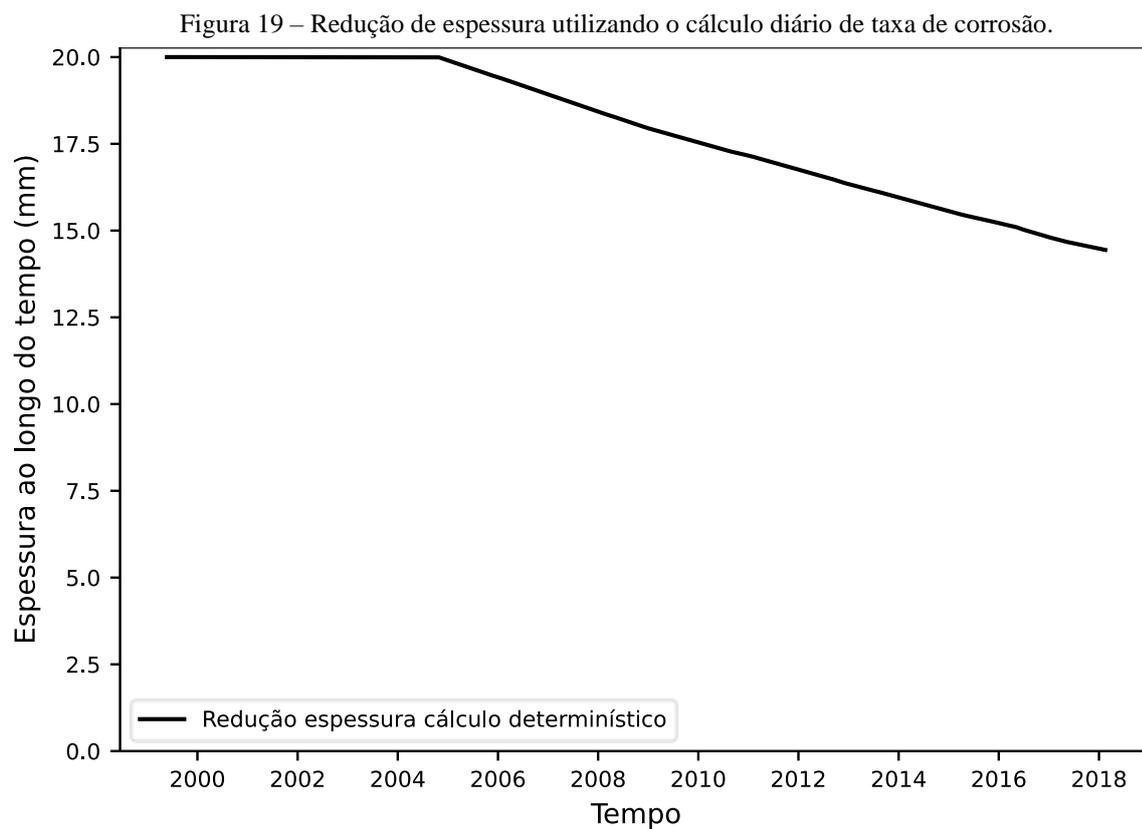
Nota-se que a variabilidade dos fatores que influenciam na CR afeta a predição das espessuras e a incerteza associada a espessura cresce ao longo do tempo. Por exemplo, no final do  $\Delta t_5$  a amplitude das espessuras prevista é de 5,46 mm (a maior espessura (19,85 mm) e a menor espessura (14,39 mm) registradas naquele instante) e no último instante de tempo avaliado, a amplitude das possíveis espessuras é de 10,15 mm (diferença da maior espessura (17,11 mm) e a menor espessura (6,96 mm) registradas naquele instante).

Figura 18 – Redução da espessura ao longo utilizando os dados de corrosão provenientes do delineamento de experimentos.



Fonte: O Autor

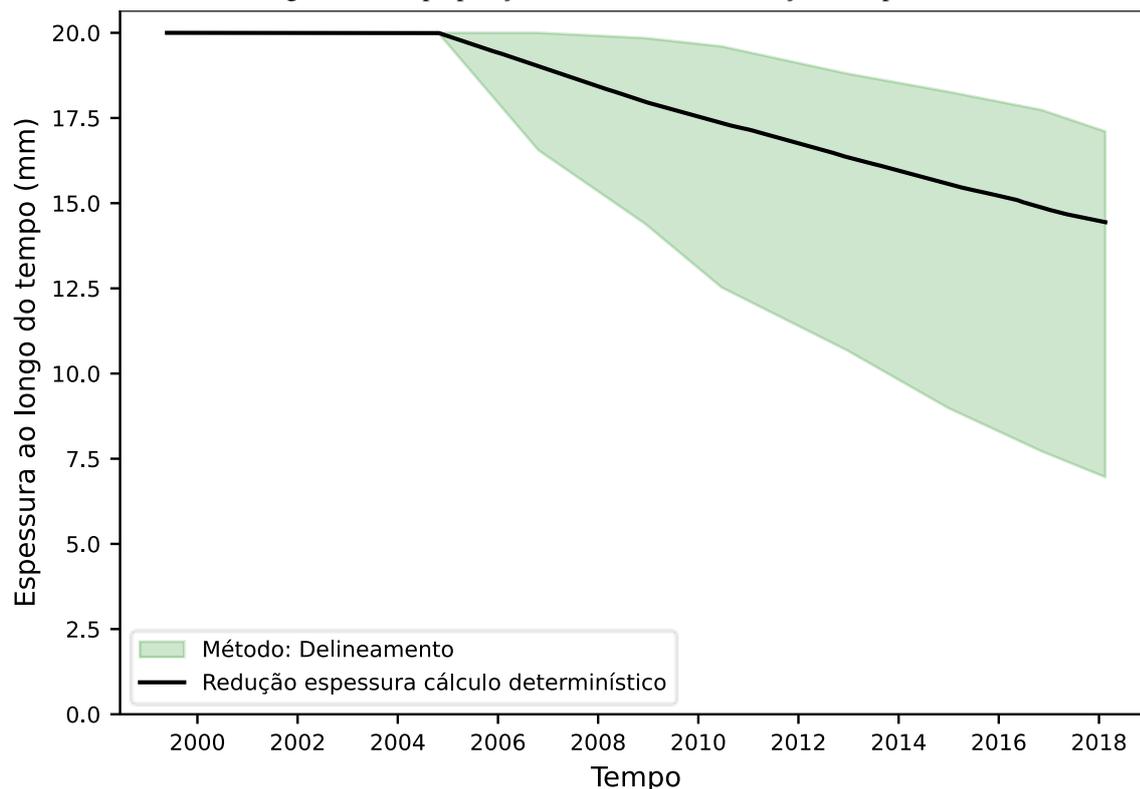
A segunda situação de redução de espessura estudada utiliza o cálculo diário da CR, conforme apresentado na Figura 19. Nessa situação, o resultado não apresenta variabilidade da espessura, uma vez que não considera a variação das condições de operação no cálculo.



Fonte: O Autor

Quando os resultados da Figura 18 e Figura 19 são superpostos, de acordo com a Figura 20, observa-se que a redução de espessura obtida pela metodologia do cálculo diário da CR está contida na incerteza de redução de espessura da metodologia probabilística.

Figura 20 – Superposição dos resultados de redução de espessura.



Fonte: O Autor

#### 4.4 PROBABILIDADES DE FALHA

Para o cálculo da probabilidade de falha, as variáveis aleatórias relacionadas as características geométricas e mecânicas do *Spool* de Produção estão dispostas na Tabela 14. Quanto as variáveis aleatórias relacionadas a CR, a Tabela 13 indica os parâmetros das distribuições de probabilidade no caso do modelo probabilístico. Na metodologia do cálculo diário da CR, a variável relacionada a corrosão é determinística.

Tabela 14 – Variáveis aleatórias utilizadas no cálculo da confiabilidade estrutural

Parâmetro	Média	Desvio Padrão	Distribuição de Probabilidade
$D_0$ , Diâmetro Externo, em <i>mm</i>	140	2	Normal
$D$ , Diâmetro Interno, em <i>mm</i>	100	1	Normal
SMYS, Tensão de escoamento, em <i>MPa</i>	358,5	5	Normal
$S$ , Tensão admissível, em <i>MPa</i>	151,7	5	Normal

Fonte: O Autor

No caso da equação de estado limite obtida por meio da ASME B31G, o fator de segurança FS considerado 1,5. Por outro lado, na equação de estado limite da norma ASME B31.3, o fator de qualidade E, o coeficiente de material Y e o fator de redução de resistência de

junta soldada W foram tomados, respectivamente, como 0,80, 0,43 e 1,00. Por fim, a espessura inicial  $t$  considerada é um valor constante de 20 mm.

A Tabela 15 apresenta os índices de confiabilidade  $\beta$  e as probabilidades de falha  $P_f$  calculados em todas as datas que compõem os intervalos  $\Delta t_i$  utilizando as equações de estado limite provenientes das normas ASME B31G (2012) e ASME B31.3 (2015) com os dados do delineamento de experimento. Adicionalmente, a Figura 21 apresenta a evolução do índice de confiabilidade  $\beta$  ao final de cada intervalo de tempo.

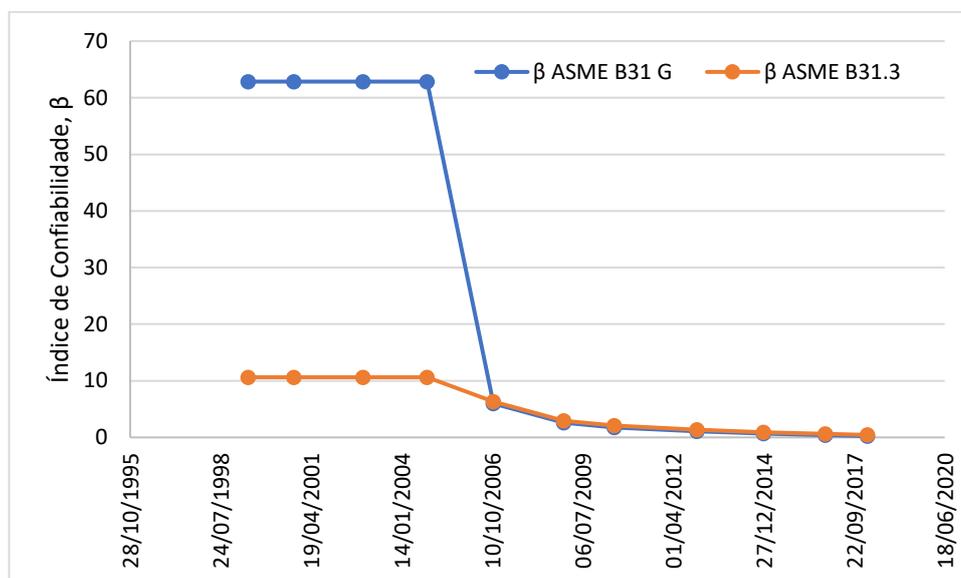
Observa-se que a avaliação de ambas as equações de estado limite indicam probabilidades de falhas remotas na condição de pressão normal de operação até o ano de 2008, com crescimento acentuado até fevereiro de 2018.

Tabela 15 – Evolução do índice de confiabilidade e da probabilidade de falha ao longo do tempo avaliando as equações de estado limite provenientes, respectivamente, das normas de projeto ASME B31G e ASME B31.3 utilizando os dados de corrosão do delineamento de experimentos.

Data de Avaliação	Menor espessura	Maior espessura	$\beta$ - ASME B31G	$P_f$ - ASME B31G	$\beta$ - ASME B31.3	$P_f$ - ASME B31.3
24/05/1999	20,00	20,00	62,86	0	10,62	1,226E-26
10/10/2000	20,00	20,00	62,86	0	10,62	1,226E-26
12/11/2002	20,00	20,00	62,86	0	10,62	1,226E-26
22/10/2004	20,00	20,00	62,86	0	10,62	1,226E-26
23/10/2006	16,55	20,00	11,92	4,56E-33	9,60	4,153E-22
10/12/2008	14,39	19,85	5,22	8,737E-08	5,63	9,05E-09
20/06/2010	12,53	19,60	3,56	0,0001882	4,00	3,172E-05
19/12/2012	10,68	18,81	2,19	0,0144382	2,63	0,0043247
27/12/2014	8,99	18,27	1,39	0,0819859	1,81	0,0351133
07/11/2016	7,72	17,74	0,80	0,2128612	1,19	0,1169314
16/02/2018	6,96	17,11	0,48	0,3159749	0,87	0,1914063

Fonte: O Autor

Figura 21 – Evolução do índice de confiabilidade  $\beta$  ao longo do tempo considerando a redução de espessura como variável aleatória.



Fonte: O Autor

Ao avaliar as equações de estado limite, mas, utilizando os dados de corrosão proveniente do cálculo diário da CR (variável determinística), a Tabela 16 apresenta a evolução do índice de confiabilidade e da probabilidade de falha. Adicionalmente, a Figura 22 apresenta a evolução do índice de confiabilidade  $\beta$ , o qual foi calculado ao final de cada ano.

Devido ao valor elevado de  $\beta$ , a probabilidade de falha é zero utilizando a equação de estado limite proveniente da ASME B31G e as chances de falhas são remotas, da ordem de grandeza de  $10^{-13}$  em 2018, quando se utiliza a equação de estado limite proveniente da norma ASME B31.3.

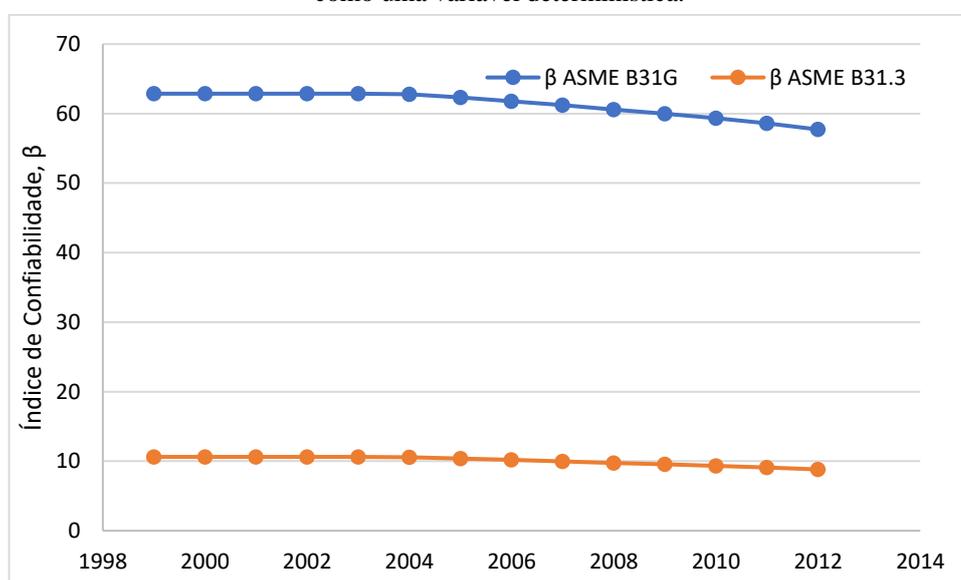
Tabela 16 – Evolução do índice de confiabilidade e da probabilidade de falha ao longo do tempo avaliando as equações de estado limite provenientes, respectivamente, das normas de projeto ASME B31G e ASME B31.3 utilizando os dados do cálculo diário de taxa de corrosão.

Ano	$\beta$ - ASME B31G	$P_f$ - ASME B31G	$\beta$ - ASME B31.3	$P_f$ - ASME B31.3
1999	62,86	0	10,62	1,22591E-26
2000	62,86	0	10,62	1,22591E-26
2001	62,86	0	10,62	1,22591E-26
2002	62,86	0	10,62	1,22591E-26
2003	62,86	0	10,62	1,22591E-26
2004	62,77	0	10,58	1,78433E-26
2005	62,31	0	10,40	1,25517E-25
2006	61,79	0	10,20	1,02425E-24
2007	61,21	0	9,98	9,69237E-24
2008	60,57	0	9,75	9,66937E-23
2009	59,97	0	9,54	7,20251E-22

Ano	$\beta$ - ASME B31G	$P_f$ - ASME B31G	$\beta$ - ASME B31.3	$P_f$ - ASME B31.3
2010	59,34	0	9,33	5,48705E-21
2011	58,61	0	9,09	4,84154E-20
2012	57,71	0	8,82	5,73895E-19
2013	56,79	0	8,55	5,93395E-18
2014	55,70	0	8,26	7,35835E-17
2015	54,62	0	7,98	7,11496E-16
2016	53,14	0	7,63	1,16992E-14
2017	51,71	0	7,32	1,25225E-13
2018	51,54	0	7,28	1,6377E-13

Fonte: O Autor

Figura 22 – Evolução do índice de confiabilidade  $\beta$  ao longo do tempo considerando a redução de espessura como uma variável determinística.



Fonte: O Autor

Nota-se que existe uma grande diferença nos índices de confiabilidade, principalmente nos resultados da ASME B31G para os resultados do delineamento de experimento e do cálculo diário de CR. Como o delineamento de experimentos inclui a incerteza associada da CR em seus cálculos da probabilidade de falha e, verifica-se uma grande amplitude de possíveis espessuras ao longo do tempo como discutido na seção anterior. Desse modo, essa diferença pode ser explicada, principalmente, pela incerteza associada as variabilidades das condições de operação.

#### 4.5 CONSEQUÊNCIA DE FALHA

A pesquisa bibliográfica com os termos citados revelou que o assunto de consequência de falha não é tão explorado quanto à análise de confiabilidade. Maioria dos trabalhos focam na estimativa da probabilidade de ocorrência através de técnicas qualitativas e quantitativas.

Em uma pesquisa bibliográfica no portal Scopus, da Elsevier, nenhum trabalho foi retornado com as palavras-chave pesquisadas. Por outro lado, na ferramenta Scholar, do Google, a combinação das palavras-chave retornou cerca de 30 trabalhos desde 2010, porém, todos eles focando no cálculo da probabilidade de falha.

Essa lacuna apresentada se demonstra um importante tópico no que diz respeito a avaliação de risco e reforça a crítica tecida por Aven (2019), que discute a política de conservadorismo, muitas vezes é empregada como um método prático para lidar com incertezas e falta de conhecimento na avaliação de riscos. Segundo o autor, a prática do conservadorismo deve ser evitada, incorporando a prática de “melhores julgamentos”.

Visto que a literatura recente não traz conteúdo sobre consequências de falha e, fuge do escopo do trabalho desenvolver um modelo de  $C_f$ , visando viabilizar a aplicação da metodologia IBR empregou-se o modelo de consequência de falha geral apresentado no trabalho de Hameed, Bai e Ali (2020), conforme Tabela 17.

Nesse modelo, a consequência de falha depende do diâmetro da tubulação e o tipo de produto no seu interior.

Tabela 17 – Modelo de consequência geral para avaliação inicial de IBR para perda de contenção.

Produto	Segurança		Ambiente			Economia		
	D < 8”	D > 8”	D > 16”	D > 32”	D < 8”	D > 8”	D > 16”	D > 32”
Óleo fluido de poço	B	C	D	E	B	C	D	E

Fonte: Adaptado de Hameed, Bai e Ali (2020)

Para o estudo de caso, considerando que o material transportado é primariamente óleo e com diâmetro de 5,5 polegadas (140 milímetros), as consequências de falha em cada âmbito considerado são:

- $C_f$ : B para segurança
- $C_f$ : B para ambiente
- $C_f$ : C para economia (como não prevê diâmetros inferiores à 8”, considerou-se o menor  $C_f$  disponível para essa categoria)

Após uma avaliação inicial pelo modelo universal de consequência de falha, o *Spool* de produção, devido às características do equipamento em análise, o CoF é indicado pela variável linguística 'C', ou seja, a consequência da falha é média visto que é o cenário mais severo (âmbito econômico).

#### 4.6 AVALIAÇÃO DO RISCO

Como a consequência de falha foi tomada como Média, isto é, impactos econômicos, ambientais e sociais denotado pela variável aleatória “C”, de acordo com a matriz de risco genérica proposta por Bai e Bai (2014b), Tabela 3, o risco é função da frequência de falha.

Para o modelo probabilístico, visto que as probabilidades de falha calculadas são remotas para todas as datas até 2008, espera-se que frequência de falha também seja remota nesse período. Porém, a partir de 2008, a probabilidade de falha cresce acentuadamente e a frequência de falha acompanha esse comportamento. A Tabela 18 apresenta a evolução da frequência de falha e os respectivos riscos provenientes da avaliação do par coordenado da taxa de falha  $\lambda(t)$  e da consequência de falha 'C' em cada data.

Tabela 18 – Avaliação de risco utilizando os resultados de probabilidade de falha.

Data de Avaliação	$\lambda(t)$ - ASME B31G	$C_f$	Risco	$\lambda(t)$ - ASME B31.3	$C_f$	Risco
10/10/2000	0	C	B	0	C	B
12/11/2002	0	C	B	0	C	B
22/10/2004	0	C	B	0	C	B
23/10/2006	2,276E-33	C	B	2,073E-22	C	B
10/12/2008	4,094E-08	C	B	4,241E-09	C	B
20/06/2010	0,0001233	C	M	2,078E-05	C	B
19/12/2012	0,0057812	C	A	0,001724	C	A
27/12/2014	0,0363899	C	A	0,0157809	C	A
07/11/2016	0,0891035	C	A	0,0496528	C	A
16/02/2018	0,1180465	C	A	0,0721254	C	A

Fonte: O Autor

Ao longo da vida operacional do Poço 1, o risco associado a redução da espessura devido à degradação por corrosão é descrito pela variável linguística “B”, isto é, o risco é baixo até o ano de 2008.

Posteriormente, considerando o risco que usa a frequência de falha proveniente do cálculo da  $P_f$  usando a equação de estado limite da norma ASME B31G, o risco transita para uma região média e entre 2008 e 2010 e, entre 2010 e 2012, o risco se torna não tolerável. Realizando interpolação linear entre as datas e as frequências de falhas considerando a

frequência de falha crítica no valor de  $1 \cdot 10^{-3}$ , o risco é não tolerável a partir de novembro de 2010, indicando a necessidade de inspeção.

Por outro lado, usando o equacionamento proveniente da norma ASME B31.3, o risco transita rapidamente do nível baixo para o não-tolerável em novembro de 2011.

Para os resultados do cálculo diário de CR, nota-se que todas as probabilidades de falha são iguais a zero quando se utiliza a equação de estado limite proveniente da norma ASME B31G e probabilidades remotas quando se utiliza a equação de estado limite da norma ASME B31.3 (Tabela 16), logo a taxa de falha  $\lambda(t)$  também seguirá o mesmo comportamento. Nesse sentido, o risco será de nível baixo (variável linguística “B”). Devido ao risco não exceder o limite tolerável, o poço poderia permanecer operando utilizando essa metodologia.

#### 4.7 ANÁLISES COMPLEMENTARES

Ao longo do Capítulo 4, duas questões relacionadas ao modelo probabilístico de corrosão foram levantadas. A primeira está relacionada ao efeito das pequenas amplitudes de parâmetros influentes na corrosão nas regressões da CR em cada intervalos. Empregando valores mínimos e máximos estimados para essas variáveis operacionais, a subseção 4.7.1 é dedicada a avaliar os efeitos do aumento amplitude dos fatores nas regressões.

A segunda questão se refere ao conservadorismo utilizado nos modelos probabilístico e determinístico de redução de espessura. Em ambas as ocasiões, considerou-se a produção contínua de óleo durante os mais de 18 anos de dados disponíveis. Na prática, ocorrem paradas de produção durante a vida do poço por diversos motivos. Desse modo, a subseção 4.7.2 visa propor uma dedução da perda de material acumulada em função das paradas de produção.

##### 4.7.1 Efeito da amplitude dos fatores nas regressões da CR.

Conforme discutido na seção 4.1, a estimativa da CR como variável aleatória em um intervalo através do delineamento de experimentos depende dos níveis de fatores do processo avaliado. Pela Tabela 11, observou-se que a amplitude de alguns parâmetros, tais como a temperatura e a pressão era pequena (no máximo 1 °C para a temperatura e 7,33 bar para a pressão). Em detrimento dessas pequenas amplitudes, as regressões que regem o comportamento da CR nos intervalos poderiam ser afetadas, ignorando alguns fatores reconhecidos pela teoria de corrosão como influentes no processo de oxidação do metal.

Esta subseção visa avaliar a influência da amplitude da temperatura e pressão nas regressões da CR entre os intervalos 4 e 10 (entre o intervalo 1 e 3, devido à ausência de água, não há corrosão conforme teoria da corrosão). As amplitudes dos parâmetros de fluxo e contaminantes serão mantidos.

A Tabela 19 apresenta os novos níveis de fatores de temperatura, pressão, WSS e pH (esses dois últimos também se alteram, uma vez que são funções da temperatura e pressão). As mesmas hipóteses apresentadas no Capítulo 3 são utilizadas para determinar os novos níveis da WSS e do pH.

Tabela 19 – Valores mínimos e máximos assumidos pelos parâmetros em cada intervalo estimando novos valores para pressão e temperatura.

$\Delta t_i$	Nível	Temperatura (°C)	Pressão Total (bar)	CO <sub>2</sub> na Fase Gás (% molar)	WSS	pH	
1	24/05/1999	Mínimo (-)	65,27	83,73	0,20	4,9	6,653
	10/10/2000	Máximo (+)	72,35	95,61	0,48	129	5,921
2	11/10/2000	Mínimo (-)	64,60	83,37	0,20	1,2	6,65
	12/11/2002	Máximo (+)	72,14	92,55	0,48	129,8	5,931
3	13/11/2002	Mínimo (-)	64,03	79,02	0,20	7,4	6,666
	22/10/2004	Máximo (+)	71,40	92,15	0,48	111,8	5,927
4	23/10/2004	Mínimo (-)	63,94	74,85	0,20	8,5	6,685
	23/10/2006	Máximo (+)	70,77	87,34	0,48	105,7	5,942
5	24/10/2006	Mínimo (-)	63,18	71,94	0,20	8,3	6,694
	10/12/2008	Máximo (+)	70,67	82,73	0,48	114,2	5,96
6	11/12/2008	Mínimo (-)	63,18	71,94	0,20	0,5	6,694
	20/06/2010	Máximo (+)	70,25	82,46	0,48	95,6	5,958
7	21/06/2010	Mínimo (-)	62,61	69,08	0,20	0,5	6,705
	19/12/2012	Máximo (+)	70,25	82,46	0,48	98,6	5,958
8	20/12/2012	Mínimo (-)	62,61	69,08	0,20	1,9	6,705
	27/12/2014	Máximo (+)	69,51	78,03	0,48	77,4	5,973
9	28/12/2014	Mínimo (-)	62,42	63,63	0,20	1,2	6,734
	07/11/2016	Máximo (+)	69,51	78,03	0,48	143,7	5,973
10	08/11/2016	Mínimo (-)	61,47	61,55	0,25	0,1	6,615
	16/02/2018	Máximo (+)	68,99	70,05	0,57	81,1	5,903

Fonte: O Autor

Para determinar os novos níveis dos fatores nos intervalos, os valores de mínimos foram reduzidos em 5% enquanto os valores de máximos foram acrescidos em 5%. A média das novas amplitudes de temperatura ficou em 7,25 °C (era 0,56 °C) enquanto a média das novas amplitudes de pressão ficou 11,32 bar (era 3,5 bar).

Novamente, observa-se que em alguns intervalos o pH menos ácido é superior à 6,5, isto é, superior ao limite de validade do NORSOK. Nas situações descritas, a fim de permitir a avaliação de corrosão, considerou-se o pH igual ao limite superior de validade do software.

De posse dos novos níveis de fatores, executou-se novamente o delineamento de experimentos e as novas regressões que regem os comportamentos da CR entre os intervalos 4 e 10 são descritas entre as eqs. (80) e (86).

$$CR_4 = 0,6125 + 0,26 \cdot \text{pH} + \varepsilon (\sigma = 0,25) \quad (80)$$

$$CR_5 = 0,5969 + 0,24 \cdot \text{pH} + \varepsilon (\sigma = 0,23) \quad (81)$$

$$CR_6 = 0,5313 + \varepsilon (\sigma = 0,36) \quad (82)$$

$$CR_7 = 0,5313 + \varepsilon (\sigma = 0,36) \quad (83)$$

$$CR_8 = 0,5219 + 0,20 \cdot \text{pH} + \varepsilon (\sigma = 0,24) \quad (84)$$

$$CR_9 = 0,5313 + \varepsilon (\sigma = 0,36) \quad (85)$$

$$CR_{10} = 0,5781 + 0,25 \cdot \text{pH} + \varepsilon (\sigma = 0,27) \quad (86)$$

Embora as amplitudes da temperatura e pressão aumentaram, observa-se que as regressões ainda não são funções desses parâmetros. Adicionalmente, as regressões dos intervalos 6, 7 e 9 são iguais e, para um nível de confiança de 95%, não se observa influência de nenhum fator na CR.

A mudança promovida nos níveis da temperatura e pressão também impactam em outros parâmetros, como a tensão de cisalhamento na parede e o pH. Apesar de as mudanças no pH serem, no máximo, na casa dos décimos da unidade, como discutido por Nyborg (2010), o software NORSOK é muito mais sensível ao pH do que pela própria temperatura e pressão. Além disso, outra mudança perceptível é em relação à incerteza da variável aleatória proveniente da análise de resíduos. Em todos os intervalos, a análise de resíduos indicou um desvio padrão superior em comparação quando não se estimou os níveis de fatores.

Esse efeito também é visualizado no desvio padrão dos parâmetros das distribuições de probabilidade das CR nos intervalos, conforme Tabela 20. Com exceção do intervalo 8, a magnitude dos desvios-padrão aumentou em centésimos da unidade indicando maiores incertezas associada à distribuição de probabilidade em função da amplitude dos níveis de fatores nas regressões.

Tabela 20 – Parâmetros das distribuições de probabilidade para a taxa de corrosão obtidas a partir do delineamento experimental para o NORSOK utilizando níveis de fatores estimados.

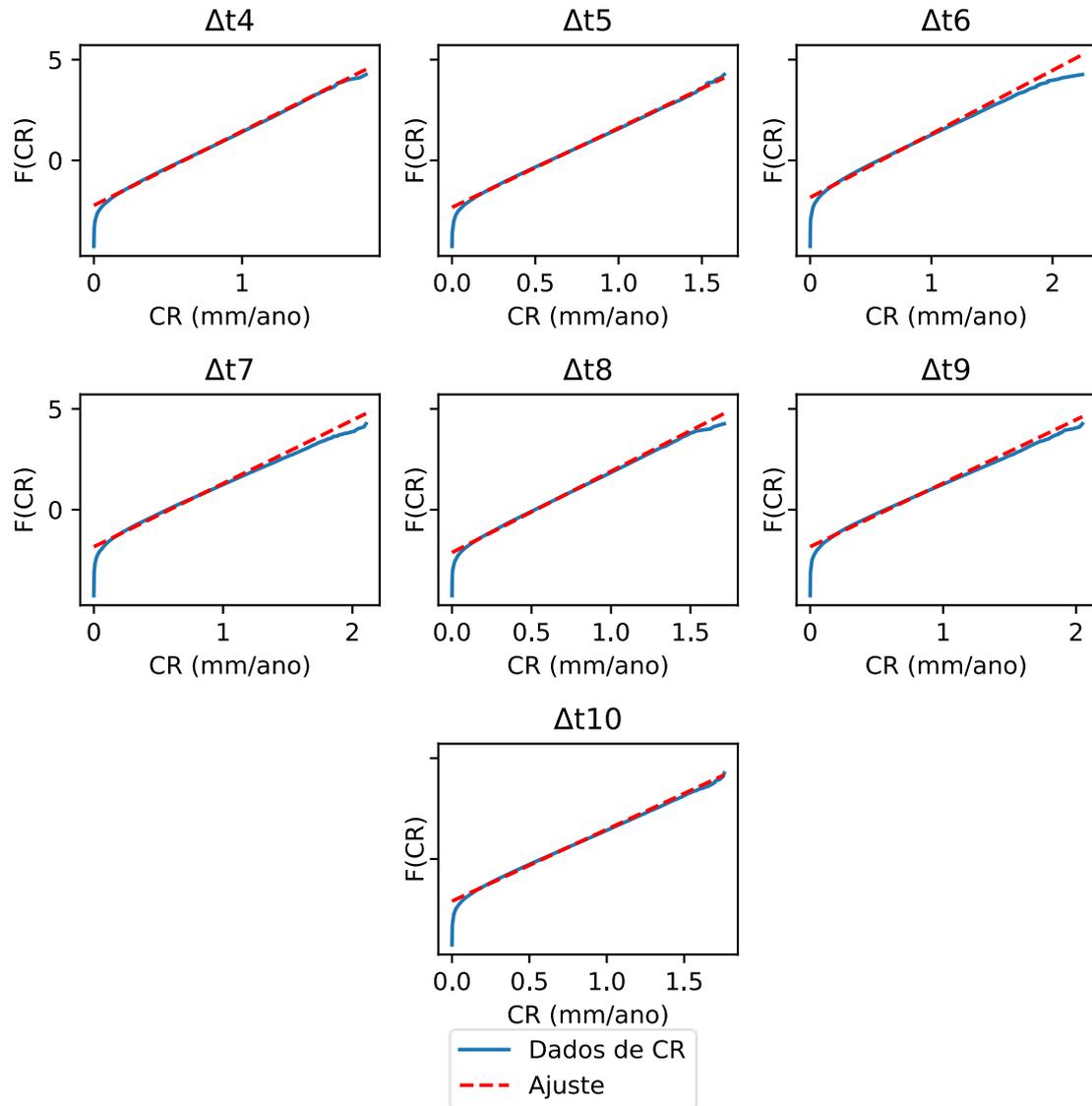
	Distribuição	Média	Desvio Padrão	Média (Novos Níveis de Fatores)	Desvio Padrão (Novos Níveis de Fatores)
$\Delta t_4$	Normal	0,62	0,24	0,61	0,27
$\Delta t_5$	Normal	0,60	0,24	0,59	0,25
$\Delta t_6$	Normal	0,57	0,28	0,58	0,32
$\Delta t_7$	Normal	0,56	0,27	0,59	0,32
$\Delta t_8$	Normal	0,53	0,25	0,53	0,25
$\Delta t_9$	Normal	0,56	0,28	0,58	0,32
$\Delta t_{10}$	Normal	0,58	0,22	0,59	0,28

Fonte: O Autor

Destaca-se que na fase 1 do processo de obtenção da distribuição de probabilidade da CR, Figura 10, embora as variáveis aleatórias que compõem a regressão sejam modeladas como distribuições uniformes, elas variam entre os níveis mínimos e máximos mensurado dos fatores. Como o comportamento do parâmetro no intervalo é conhecido, utiliza-se a distribuição de probabilidade mais adequada para modelá-la, conforme descrito na seção 3.1. A Figura 23 apresenta o ajuste das amostras das CR em cada intervalo em distribuições gaussianas usando papel probabilístico, enquanto a Figura 24 compara os histogramas dos dados obtidos em cada intervalo com a respectiva distribuição de probabilidade da CR ajustadas. Nesse sentido, os novos níveis de fatores foram empregados com o intuito de verificar a influência da amplitude dos parâmetros nas regressões.

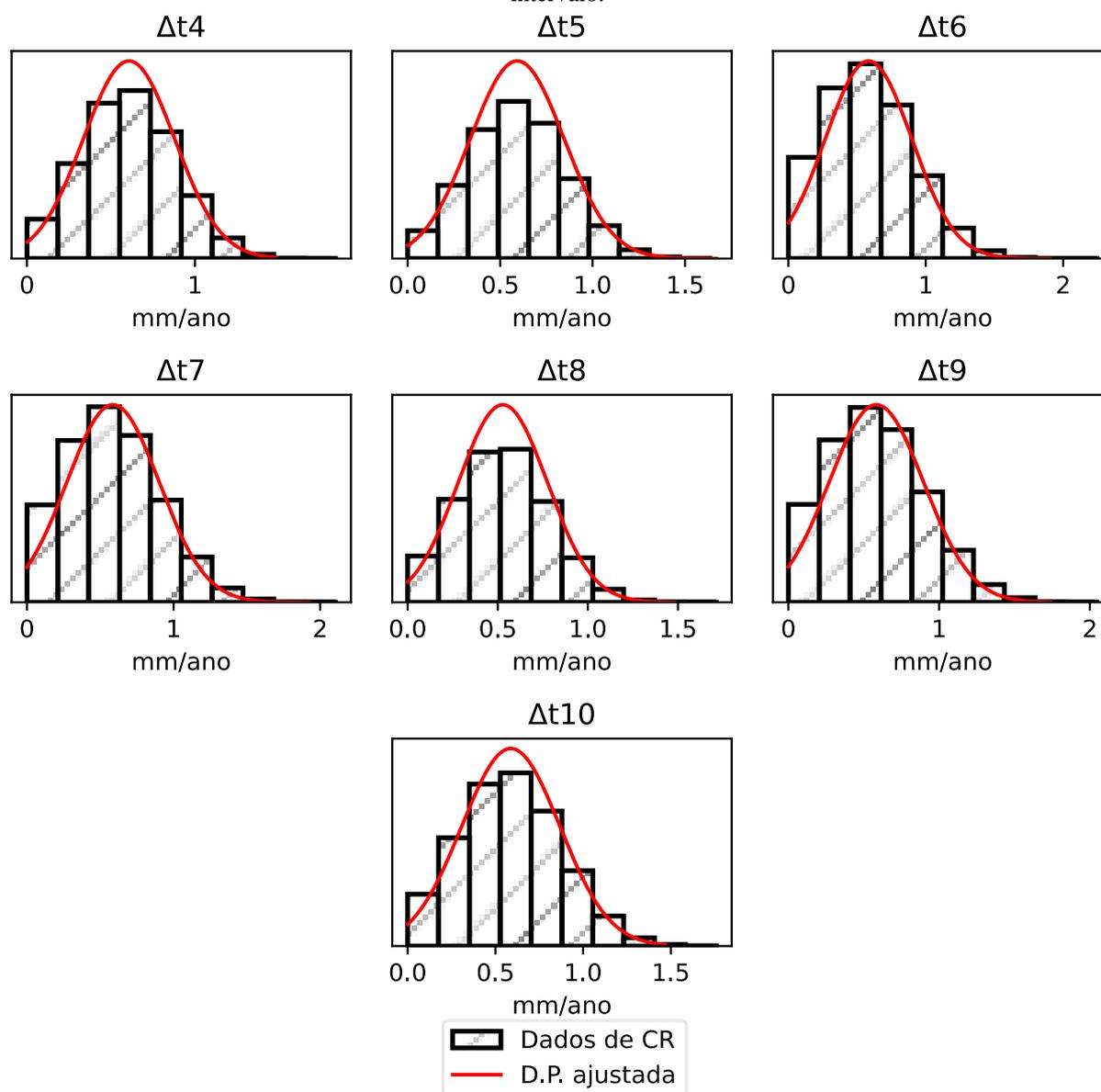
Portanto, observa-se que o aumento das amplitudes dos fatores não é garantia que a regressão possuirá os respectivos fatores, a exemplo da temperatura e da pressão apresentadas nesse estudo de caso, uma vez que a mudança impacta na estimativa de outros fatores.

Figura 23 – Ajuste dos dados de corrosão em distribuições de probabilidade normais usando papel probabilístico.



Fonte: O autor

Figura 24 – Histograma dos dados de corrosão e a Distribuição de Probabilidade ajustada aos dados em cada intervalo.



Fonte: O autor

#### 4.7.2 Influência das paradas de produção na CR.

Os modelos probabilístico e determinístico de redução de espessura com os resultados apresentados na seção 4.3 consideraram que durante os 18,7 anos avaliados a produção foi contínua. Na prática, eventuais paradas ocorrerão em decorrência de diversas atividades.

Analisando os dados disponíveis de produção do Poço 1, cerca de 55,7% dos dias estiveram inoperantes. Nesse sentido, as perdas de espessuras encontradas anteriormente para ambos os modelos são conservadoras.

Quando o poço se encontra inoperante, uma mistura multifásica estagnada ou com baixas velocidades permanece no interior da tubulação. Reporta-se que, mesmo com fluidos estagnados ou com baixas velocidades, a tubulação pode corroer, porém, com uma taxa de oxidação diferente. Nessa condição de fluxo, pode haver separação das fases (ou, emulsões) e, em regiões do metal, haver a concentração de água (BARTON et al., 2017; WANG; SONG; ZHANG, 2019).

Visando contemplar esse efeito, a presente subseção realiza a correção da perda de espessura da tubulação considerando os dias inoperantes.

Nesse sentido, em cada intervalo considerado, haverá duas distribuições de probabilidade para a CR no modelo probabilístico: uma para os dias de produção e outra para os dias inoperantes.

Para os dias de operação, as distribuições de probabilidades obtidas na seção 4.1 continuam válidas nos respectivos intervalos. Por outro lado, para os dias sem produção, é necessário realizar um novo delineamento de experimentos, obtendo novas distribuições de probabilidade da CR para cada intervalo. Nesse caso, os níveis de pressão e pCO<sub>2</sub> permanecem os mesmos. Visto que o fluido se aproxima da condição de estagnação, a temperatura tende a um valor próximo da temperatura da água oceânica ao seu redor, isto é, entre 5 e 12°C conforme a profundidade avaliada (LALLI; PARSONS, 1997). Com a mudança da temperatura, existe a tendência do pH também se alterar. Por fim, considerando que a condição do fluido, admite-se que a WSS é um valor constante.

Para que seja possível utilizar o software NORSOK tanto no modelo determinístico quanto probabilístico, considerou-se a hipótese que o fluido se movimenta em uma velocidade muito baixa nos dias sem produção. Isso se deve, pois, o modelo de predição de corrosão não permite o cálculo para uma condição de estagnação, tendo como limite inferior da WSS, parâmetro que modela o fluxo, 1 Pa (NORSOK, 2017). Nesse sentido, o número de fatores que variam no delineamento de experimentos cai para quatro, uma vez que WSS é constante e no valor de 1 Pa.

De posse de ambas as distribuições de probabilidade da CR em cada intervalo, o seguinte procedimento é tomado para realizar a correção. Cada elemento  $t_j$  da amostra de espessuras no tempo, a perda de material é uma composição do somatório de  $n$  produtos de uma  $CR_i$  e um intervalo de tempo  $\Delta t_i$ . A correção utilizada subdivide o intervalo  $\Delta t_i$  em  $k$  dias. Se em determinado dia do intervalo não houve produção, considera-se a distribuição de probabilidade CR sem operação, caso contrário, a distribuição de probabilidade CR com

produção é utilizada. A eq. (87) ilustra o procedimento de determinação do novo elemento da amostra  $t_j$ .

$$t_j = t_0 - \sum_{i=1}^n \sum_{m=1}^k CR(x_m) \cdot \left(\frac{1}{365}\right) \begin{cases} \text{se } x_m = 0, CR_i \text{ da condição sem produção} \\ \text{se } x_m = 1, CR_i \text{ da condição com produção} \end{cases} \quad (87)$$

De forma análoga, o modelo determinístico de redução de espessura pode ser corrigido pela eq. (88). Destaca-se que no dia inoperante, o cálculo da CR fixa o valor de 1 Pa para a WSS enquanto os demais parâmetros permanecem os mesmos.

$$\begin{aligned} \text{espessura}(t) = \text{espessura}_0 \\ - \sum_{i=1}^n CR(x_i) \cdot \left(\frac{1}{365}\right) \begin{cases} \text{se } x_i = 0, CR_i \text{ da condição sem produção} \\ \text{se } x_i = 1, CR_i \text{ da condição com produção} \end{cases} \end{aligned} \quad (88)$$

A seguir, são apresentados os resultados da correção proposta para duas situações distintas que, além das condições de WSS, são regidas pela temperatura.

Na subseção 4.7.2.2, considera-se que durante os dias parados, a temperatura cai lentamente do valor mínimo do parâmetro no intervalo avaliado até atingir a temperatura da água do mar. Por exemplo, no intervalo  $\Delta t_i$ , durante a operação, a menor temperatura registrada foi X, logo, no período inoperante, a temperatura pode variar entre o valor de 5°C e X.

Por outro lado, na subseção 4.7.2.2, considera-se que o tempo necessário para a temperatura do fluido no interior do equipamento atingir o equilíbrio térmico com a água do mar é desprezível, nesse sentido, a temperatura durante o período inoperante pode variar entre 5 e 12°C, conforme a descrito por Lalli e Parsons (1997).

#### 4.7.2.1 CORREÇÃO DO MODELO CONSIDERANDO QUE A TEMPERATURA DECAI LENTAMENTE AO LONGO DO TEMPO.

Na primeira situação avaliada, considera-se que a temperatura decai lentamente até a temperatura da água do mar. Nessa situação, além das considerações de tensão de cisalhamento, os valores de mínimo e máximo da temperatura e, conseqüentemente, do pH são modificados. A Tabela 21 apresenta os novos valores de temperatura e pH nos intervalos.

Tabela 21 – Novos valores de mínimos e máximos dos fatores que influenciam na corrosão nos intervalos considerando que a temperatura decai lentamente.

$\Delta t_i$	Nível	Temperatura	Pressão	CO2	pH	
1	24/05/1999	Mínimo (-)	5,0	88,14	0,20	-
1	10/10/2000	Máximo (+)	68,7	91,06	0,48	-
2	11/10/2000	Mínimo (-)	5,0	87,76	0,20	-
2	12/11/2002	Máximo (+)	68,0	88,14	0,48	-

$\Delta t_i$	Nível	Temperatura	Pressão	CO2	pH	
3	13/11/2002	Mínimo (-)	5,0	83,18	0,20	-
3	22/10/2004	Máximo (+)	67,4	87,76	0,48	-
4	23/10/2004	Mínimo (-)	5,0	78,79	0,20	6,44
4	23/10/2006	Máximo (+)	67,3	83,18	0,48	5,88
5	24/10/2006	Mínimo (-)	5,0	75,73	0,20	6,45
5	10/12/2008	Máximo (+)	66,5	78,79	0,48	5,89
6	11/12/2008	Mínimo (-)	5,0	75,73	0,20	6,45
6	20/06/2010	Máximo (+)	66,5	78,53	0,48	5,89
7	21/06/2010	Mínimo (-)	5,0	72,72	0,20	6,46
7	19/12/2012	Máximo (+)	65,9	78,53	0,48	5,89
8	20/12/2012	Mínimo (-)	5,0	72,72	0,20	6,46
8	27/12/2014	Máximo (+)	65,9	74,31	0,48	5,91
9	28/12/2014	Mínimo (-)	5,0	66,98	0,20	6,49
9	07/11/2016	Máximo (+)	65,7	74,31	0,48	5,91
10	08/11/2016	Mínimo (-)	5,0	64,79	0,25	6,37
10	16/02/2018	Máximo (+)	64,7	66,71	0,57	5,85

Fonte: O Autor

Observa-se que os valores que eram os mínimos de temperatura na Tabela 11, na Tabela 21 representam os valores de máximos. Nesse sentido, de posse dos novos limites de temperatura e os contaminantes descritos na Tabela 11, utilizaram-se as mesmas hipóteses para determinar os valores de pH no intervalo.

Utilizando a metodologia apresentada na Seção 3.1, determinam-se as distribuições de probabilidade da CR na condição inoperante em cada intervalo. A Tabela 22 apresenta e compara os parâmetros das distribuições de probabilidade CR na condição normal de operação e na condição sem produção. Todas as distribuições foram ajustadas em distribuições normais com coeficiente de determinação  $R^2$  superior 0,95. Recorda-se que para a condição de operação, os parâmetros são os mesmos apresentados na seção 4.1.

Tabela 22 – Comparação dos parâmetros das distribuições de probabilidade para a CR para os intervalos na condição de produção e inoperante considerando que a temperatura decaía lentamente.

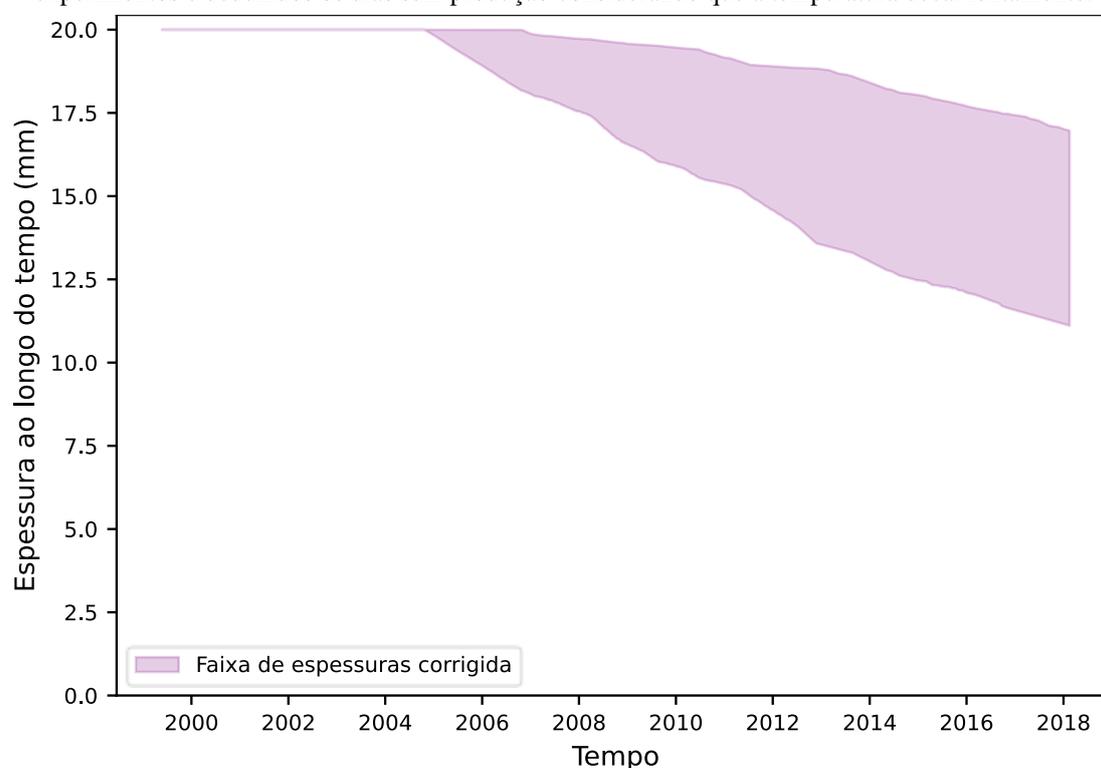
	Distribuição	Média	Desvio Padrão	Média (Inoperante)	Desvio Padrão (Inoperante)
$\Delta t_4$	Normal	0,62	0,24	0,29	0,13
$\Delta t_5$	Normal	0,60	0,24	0,28	0,13
$\Delta t_6$	Normal	0,57	0,28	0,27	0,11
$\Delta t_7$	Normal	0,56	0,27	0,27	0,13
$\Delta t_8$	Normal	0,53	0,25	0,26	0,11
$\Delta t_9$	Normal	0,56	0,28	0,26	0,11
$\Delta t_{10}$	Normal	0,58	0,22	0,30	0,13

Fonte: O Autor

Na condição inoperante, observa-se uma redução tanto da média quanto no desvio padrão dos parâmetros. Excetuando o intervalo  $\Delta t_{10}$ , nota-se que as médias são reduzidas em mais de 50% quando comparado as médias nos intervalos na condição de operação. Por outro lado, os desvios padrão também reduziram, contudo, não na mesma magnitude que as médias.

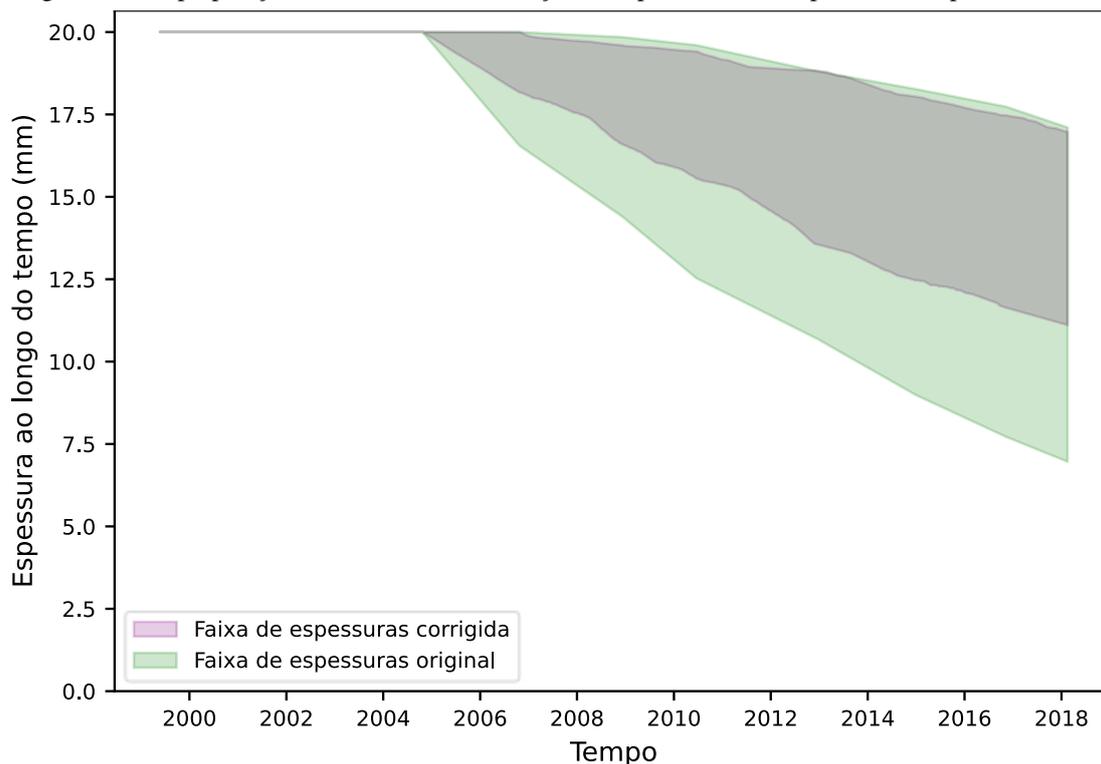
Nesse sentido, o decréscimo observado nos parâmetros das distribuições de probabilidade da CR afetará diretamente na espessura ao longo do tempo, uma vez que durante os 18,7 anos de operação, mais de 55% do tempo o poço permaneceu inoperante. A Figura 25 apresenta a redução de espessura desconsiderando os dias sem produção e a Figura 26 compara os resultados dos modelos probabilísticos da Figura 18 e da Figura 25.

Figura 25 – Redução da espessura ao longo utilizando os dados de corrosão provenientes do delineamento de experimentos e deduzidos os dias sem produção considerando que a temperatura decaí lentamente.



Fonte: O autor

Figura 26 – Superposição dos resultados de redução de espessura obtidos pelo modelo probabilístico.



Fonte: O autor

Nota-se que a correção utilizada prevê uma variação de espessura ao longo do tempo menos conservadora e esse resultado é esperado, uma vez que durante os 18,7 anos apenas 44,7% do tempo o poço operou. Além disso, a incerteza em torno da variável de tensão de cisalhamento na parede é mitigada, uma vez que ela é tratada como constante nos dias inoperantes. Por outro lado, a amplitude da temperatura no intervalo que era na faixa de 1 °C durante os dias de operação, chega na faixa de 60 °C durante os dias inoperantes. Embora, haja essa grande amplitude do parâmetro dependendo do tempo de parada, a temperatura tenderá aos valores da temperatura da água do mar.

Assim, durante a obtenção da amostra de CR (passo 7 da Figura 9), o uso da distribuição uniforme pode não ser adequada para representar esse fator, logo, afetando a distribuição de probabilidade da CR no intervalo. A base de dados limitada impede uma avaliação mais detalhada e criteriosa sobre os efeitos dos dias parados.

A Tabela 23 compara as espessuras do modelo que considera operação durante todo o período e o modelo corrigido.

Tabela 23 – Comparação entre as menores e maiores espessuras.

Data de Avaliação	Menor espessura	Menor espessura Corrigida	Maior espessura	Maior espessura Corrigida
24/05/1999	20,00	20,00	20,00	20,00
10/10/2000	20,00	20,00	20,00	20,00
12/11/2002	20,00	20,00	20,00	20,00
22/10/2004	20,00	20,00	20,00	20,00
23/10/2006	16,55	18,17	20,00	20,00
10/12/2008	14,39	16,58	19,85	19,60
20/06/2010	12,53	15,55	19,60	19,41
19/12/2012	10,68	13,55	18,81	18,82
27/12/2014	8,99	12,47	18,27	18,04
07/11/2016	7,72	11,64	17,74	17,47
16/02/2018	6,96	11,11	17,11	16,97

Fonte: O autor

Os valores absolutos das menores espessuras corrigidas são superiores ao final de todos  $\Delta t_i$  quando comparados aos valores absolutos do modelo de redução de espessura sem interrupções de produção. Por outro lado, observa-se que as maiores espessuras corrigidas, são inferiores do modelo probabilístico sem interrupções de produção.

Isso indica que a existência de fluido no interior da tubulação possui influência na CR. Em velocidades estáticas ou quase-estáticas, as CR podem até ser superiores que as observadas sob condições normais de operação. Sob essas condições, não há turbulência natural para auxiliar a mistura e dispersão de espécies inibidoras na fase aquosa. Adicionalmente, produtos de corrosão podem se depositar na fase líquida para promover o ataque em trincas (ASM INTERNATIONAL, 2015).

Quanto ao modelo determinístico, para realizar a avaliação da CR nos dias inoperantes, visto o desconhecimento da temperatura nesses dias, considerou-se a temperatura média entre 5 °C e a temperatura para o respectivo dia obtida pela proposta de preenchimento de dados apresentada na Seção 3.2. A temperatura média foi utilizada no cálculo do pH e da CR e, conseqüentemente, na redução de espessura.

Desse modo, a espessura corrigida apresentou menor perda de material quando comparado ao modelo que considera operação contínua. A Figura 27 compara as espessuras no tempo sem paradas de operação e com as interrupções e a Figura 28 superpõe os modelos determinístico e probabilístico revisados. A Tabela 24 compara as espessuras do modelo determinístico ao final de cada ano-calendário disponível (exceto no ano de 2018, onde a última data disponível é no mês de fevereiro).

Visualmente, a perda de material pela proposta de correção é menor (Figura 27). Pela Tabela 24, observa-se um aumento na diferença entre as espessuras no tempo pelos modelos determinísticos, chegando a uma diferença de 0,51 mm ao final dos 18,7 anos avaliados.

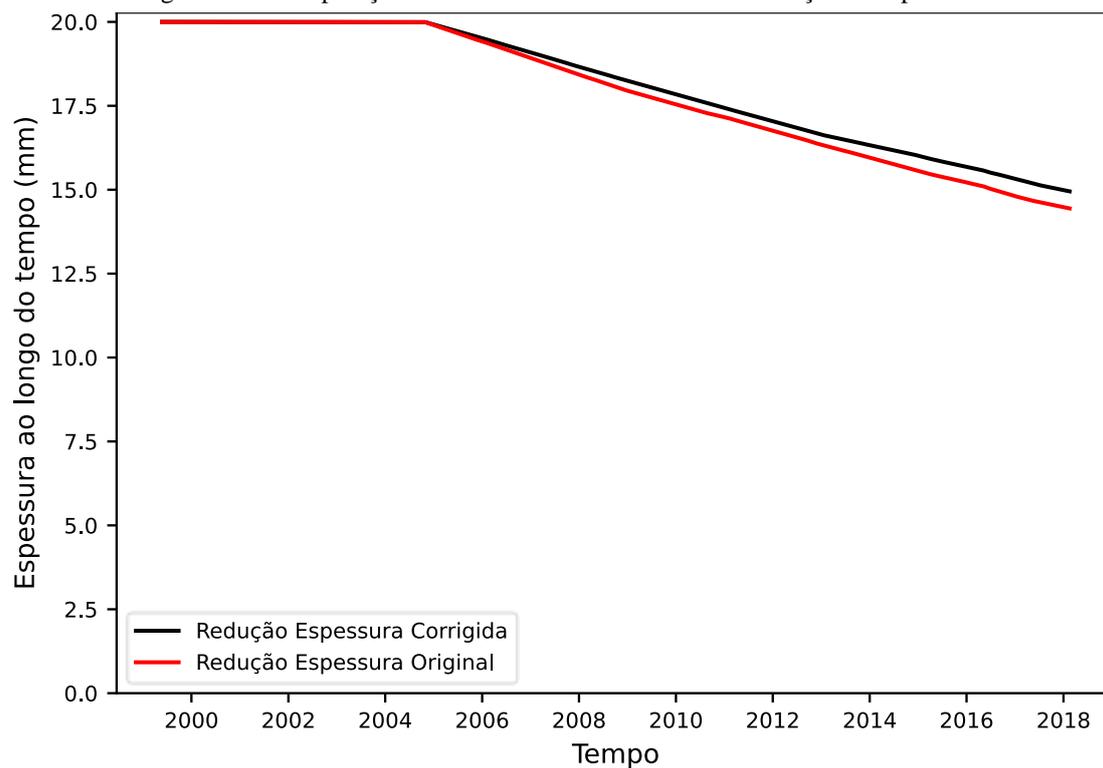
Por outro lado, a Figura 28 indica que após a correção, a espessura obtida pelo modelo determinístico está contida na faixa de espessuras obtidas pelo modelo probabilístico.

Tabela 24 – Comparação das espessuras para o modelo determinístico.

<b>Data</b>	<b>Redução Espessura</b>	<b>Redução Espessura Corrigida</b>
31/12/1999	20,00	20,00
31/12/2000	20,00	20,00
31/12/2001	20,00	20,00
31/12/2002	20,00	20,00
31/12/2003	20,00	20,00
31/12/2004	19,90	19,92
31/12/2005	19,42	19,52
31/12/2006	18,93	19,09
31/12/2007	18,43	18,66
31/12/2008	17,95	18,25
31/12/2009	17,55	17,85
31/12/2010	17,16	17,44
31/12/2011	16,77	17,04
31/12/2012	16,34	16,64
31/12/2013	15,96	16,33
31/12/2014	15,56	16,02
31/12/2015	15,22	15,68
31/12/2016	14,81	15,32
31/12/2017	14,48	14,99
16/02/2018	14,44	14,95

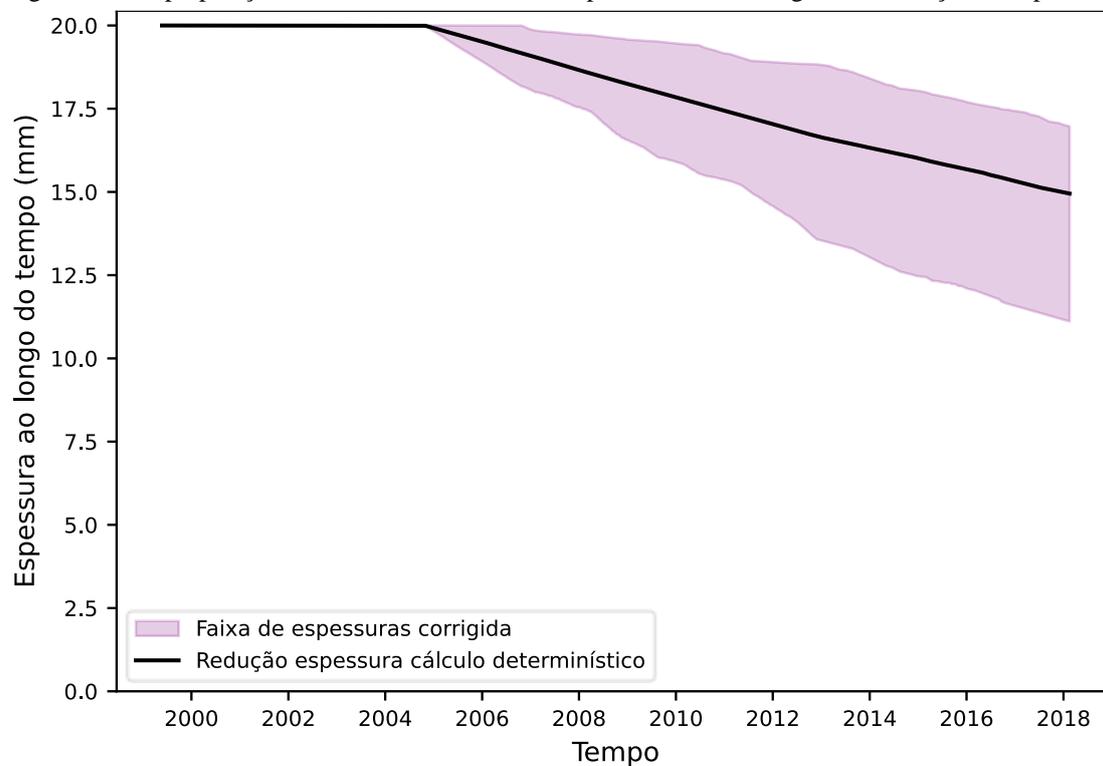
Fonte: O autor

Figura 27 – Comparação dos modelos determinísticos de redução de espessura.



Fonte: O autor

Figura 28 – Superposição do modelo determinístico e probabilístico corrigidos de redução de espessura.



Fonte: O autor

Nesse sentido, a correção em ambos os modelos de redução de espessura reforça a importância da consideração dos efeitos dos dias inoperantes na estimativa da CR, reduzindo o conservadorismo em relação à perda de material.

A relevância dessa consideração é evidenciada quando se utiliza os resultados de espessuras corrigidas no cálculo das probabilidades de falhas e na avaliação dos riscos.

Utilizando os resultados do modelo probabilístico de redução de espessura, nota-se pela Tabela 25 que o risco não transita para uma região não-tolerável, enquanto para o modelo de operação contínua, essa transição ocorre a partir de novembro de 2010.

Por outro lado, com os resultados do modelo determinístico, a Tabela 26 indica que o risco permanece constante durante todo o período avaliado, porém, destaca-se a redução da probabilidade de falha calculada utilizando a equação de estado limite proveniente da norma ASME B31.3 (Tabela 16).

Na avaliação de risco, considerou-se uma consequência de falha média (variável linguística “C”) e o argumento é válido, uma vez que a hipótese utilizada na correção prevê a presença de fluido no interior da tubulação e, qualquer acidente teria as mesmas consequências do modelo de operação contínua.

Por fim, observa-se que ao considerar as datas paradas no cálculo da corrosão, a transição de risco é postergada, isto é, otimiza a data de inspeção.

Tabela 25 – Evolução do índice de confiabilidade, da probabilidade de falha e do risco ao longo do tempo avaliando as equações de estado limite provenientes, respectivamente, das normas de projeto ASME B31G e ASME B31.3 utilizando os dados de corrosão do delineamento de experimentos e corrigidos conforme os dias parados.

Data de Avaliação	Menor espessura	Maior espessura	$P_f$ - ASME B31G	$\lambda(t)$ - ASME B31G	Risco	$P_f$ - ASME B31.3	$\lambda(t)$ - ASME B31.3	Risco
24/05/1999	20,00	20,00	0	0	B	1,22591E-26	0	B
10/10/2000	20,00	20,00	0	0	B	1,22591E-26	0	B
12/11/2002	20,00	20,00	0	0	B	1,22591E-26	0	B
22/10/2004	20,00	20,00	0	0	B	1,22591E-26	0	B
23/10/2006	18,17	20,00	2,0007E-103	9,9887E-104	B	9,08764E-25	4,47581E-25	B
10/12/2008	16,58	19,60	9,45532E-25	4,4308E-25	B	5,37547E-20	2,51892E-20	B
20/06/2010	15,55	19,41	1,56313E-11	1,02433E-11	B	2,44627E-12	1,60306E-12	B
19/12/2012	13,55	18,82	1,96042E-05	7,83869E-06	B	2,3962E-06	9,581E-07	B
27/12/2014	12,47	18,04	0,000357922	0,000167378	B	5,22027E-05	2,46336E-05	B
07/11/2016	11,64	17,47	0,002134316	0,000954016	B	0,000364732	0,000167547	B
16/02/2018	11,11	16,97	0,007760375	0,004440141	M	0,001532369	0,000915763	B

Fonte: O Autor

Tabela 26 – Evolução do índice de confiabilidade, da probabilidade de falha e do risco ao longo do tempo avaliando as equações de estado limite provenientes, respectivamente, das normas de projeto ASME B31G e ASME B31.3 utilizando os dados do cálculo diário de taxa de corrosão e a correção conforme os dias parados.

Ano	$P_f$ - ASME B31G	$\lambda(t)$ - ASME B31G	Risco	$P_f$ - ASME B31.3	$\lambda(t)$ - ASME B31.3	Risco
1999	0	0	B	1,22591E-26	0	B
2000	0	0	B	1,22591E-26	0	B
2001	0	0	B	1,22591E-26	0	B
2002	0	0	B	1,22591E-26	0	B
2003	0	0	B	1,22591E-26	0	B
2004	0	0	B	1,65655E-26	4,29459E-27	B
2005	0	0	B	8,48685E-26	6,8303E-26	B
2006	0	0	B	5,06181E-25	4,21312E-25	B
2007	0	0	B	3,35646E-24	2,85028E-24	B
2008	0	0	B	2,3199E-23	1,97884E-23	B
2009	0	0	B	1,61671E-22	1,38472E-22	B
2010	0	0	B	1,27175E-21	1,11008E-21	B
2011	0	0	B	1,07999E-20	9,52817E-21	B
2012	0	0	B	1,00767E-19	8,9721E-20	B
2013	0	0	B	6,21475E-19	5,20709E-19	B
2014	0	0	B	4,06106E-18	3,43958E-18	B
2015	0	0	B	3,34109E-17	2,93498E-17	B
2016	0	0	B	3,48079E-16	3,13809E-16	B
2017	0	0	B	3,33365E-15	2,98557E-15	B
2018	0	0	B	4,35736E-15	7,95013E-15	B

Fonte: O Autor

#### 4.7.2.2 CORREÇÃO DO MODELO CONSIDERANDO QUE A TEMPERATURA SE MANTÉM ENTRE 5 E 12°C

Um dos principais problemas citados na subseção 4.7.2.1 é em relação ao desconhecimento da distribuição da temperatura durante o período parado. Em consequência, uma amplitude de temperatura de aproximadamente 60 °C foi considerada, afetando na obtenção da amostra e a distribuição de probabilidade que modela a CR no intervalo.

Nesta subseção, considerando que a temperatura decai rapidamente até se aproximar da temperatura da água do mar, admitiu-se que o fator em questão possui uma amplitude menor – 5 a 12 °C conforme Lalli e Parsons (1997) – e os efeitos do resfriamento podem ser negligenciados na análise de corrosão.

Diante disso, a Tabela 27 reúne os novos níveis de temperatura e pH. Esse último fator muda em função da temperatura também variar. Destaca-se sobre o pH que não há uma grande variação dos valores de mínimo e de máximo em detrimento da mudança de temperatura (ver a Tabela 12 e a Tabela 21), indicando que os contaminantes possuem papel tão fundamental quanto à temperatura e a pressão no pH, ressaltando a importância de coleta periódica de dados. A tensão de cisalhamento da parede da tubulação foi considerada 1 Pa, conforme consideração indicada na introdução desta seção.

Tabela 27 – Novos valores de mínimos e máximos dos fatores que influenciam na corrosão nos intervalos considerando que a temperatura decai rapidamente.

	$\Delta t_i$	Nível	Temperatura	Pressão	CO2	pH
1	24/05/1999	Mínimo (-)	5,0	88,14	0,20	-
1	10/10/2000	Máximo (+)	12,0	91,06	0,48	-
2	11/10/2000	Mínimo (-)	5,0	87,76	0,20	-
2	12/11/2002	Máximo (+)	12,0	88,14	0,48	-
3	13/11/2002	Mínimo (-)	5,0	83,18	0,20	-
3	22/10/2004	Máximo (+)	12,0	87,76	0,48	-
4	23/10/2004	Mínimo (-)	5,0	78,79	0,20	6,44
4	23/10/2006	Máximo (+)	12,0	83,18	0,48	5,69
5	24/10/2006	Mínimo (-)	5,0	75,73	0,20	6,45
5	10/12/2008	Máximo (+)	12,0	78,79	0,48	5,7
6	11/12/2008	Mínimo (-)	5,0	75,73	0,20	6,45
6	20/06/2010	Máximo (+)	12,0	78,53	0,48	5,7
7	21/06/2010	Mínimo (-)	5,0	72,72	0,20	6,46
7	19/12/2012	Máximo (+)	12,0	78,53	0,48	5,7
8	20/12/2012	Mínimo (-)	5,0	72,72	0,20	6,46
8	27/12/2014	Máximo (+)	12,0	74,31	0,48	5,72
9	28/12/2014	Mínimo (-)	5,0	66,98	0,20	6,49
9	07/11/2016	Máximo (+)	12,0	74,31	0,48	5,72

$\Delta t_i$		Nível	Temperatura	Pressão	CO <sub>2</sub>	pH
10	08/11/2016	Mínimo (-)	5,0	64,79	0,25	6,37
10	16/02/2018	Máximo (+)	12,0	66,71	0,57	5,65

Fonte: O Autor

De posse dos valores de mínimo e de máximo dos fatores que influenciam na corrosão, realizou-se o delineamento de experimentos conforme metodologia proposta, e a Tabela 28 apresenta a comparação dos parâmetros das distribuições de probabilidade da CR na condição de operação contínua e na condição inoperante, sendo todas elas distribuições gaussianas.

Tabela 28 – Comparação dos parâmetros das distribuições de probabilidade para a CR para os intervalos na condição de produção e inoperante considerando que a temperatura decai rapidamente.

	Distribuição	Média	Desvio Padrão	Média (Inoperante)	Desvio Padrão (Inoperante)
$\Delta t_4$	Normal	0,62	0,24	0,17	0,04
$\Delta t_5$	Normal	0,60	0,24	0,17	0,04
$\Delta t_6$	Normal	0,57	0,28	0,16	0,04
$\Delta t_7$	Normal	0,56	0,27	0,16	0,04
$\Delta t_8$	Normal	0,53	0,25	0,16	0,04
$\Delta t_9$	Normal	0,56	0,28	0,16	0,04
$\Delta t_{10}$	Normal	0,58	0,22	0,17	0,03

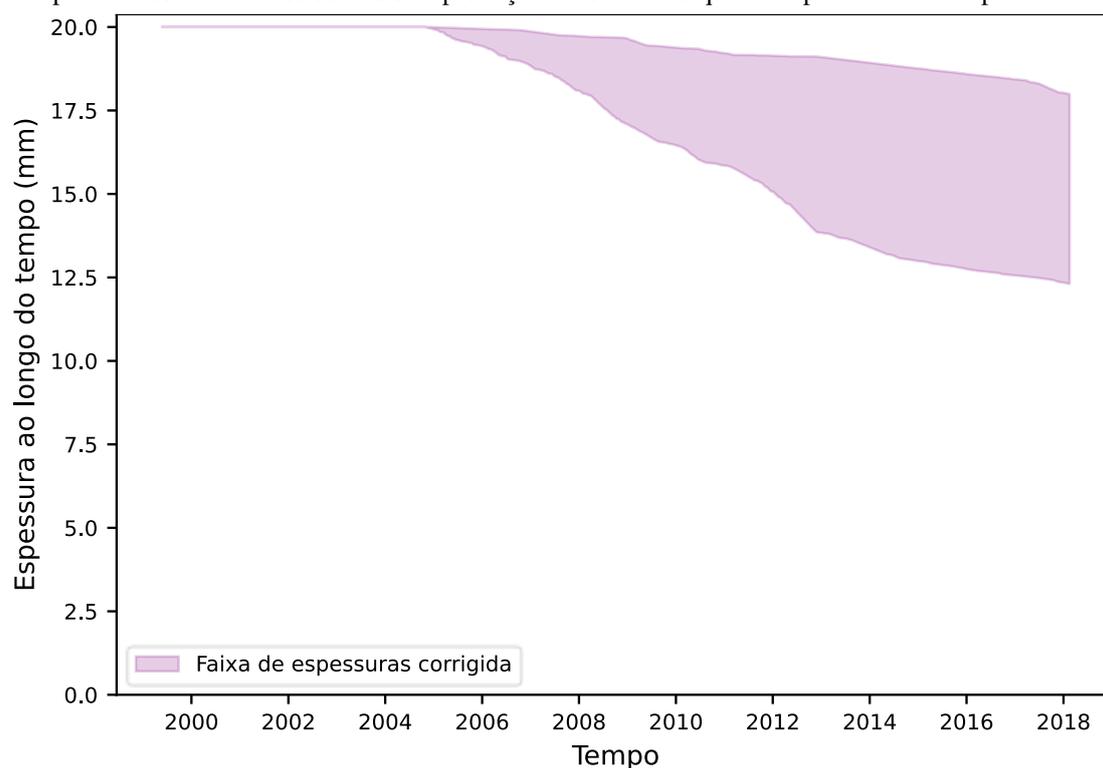
Fonte: O Autor

Similarmente ao apresentado na subseção 4.7.2.1, observa-se uma redução na média e no desvio padrão dos parâmetros, porém, de maneira mais drástica. Isto é, uma redução de cerca de 71% na média e 85% no desvio padrão.

Essa redução dos valores pode ser atribuída, principalmente, a redução da amplitude da temperatura nos intervalos (de 60 °C para 7 °C).

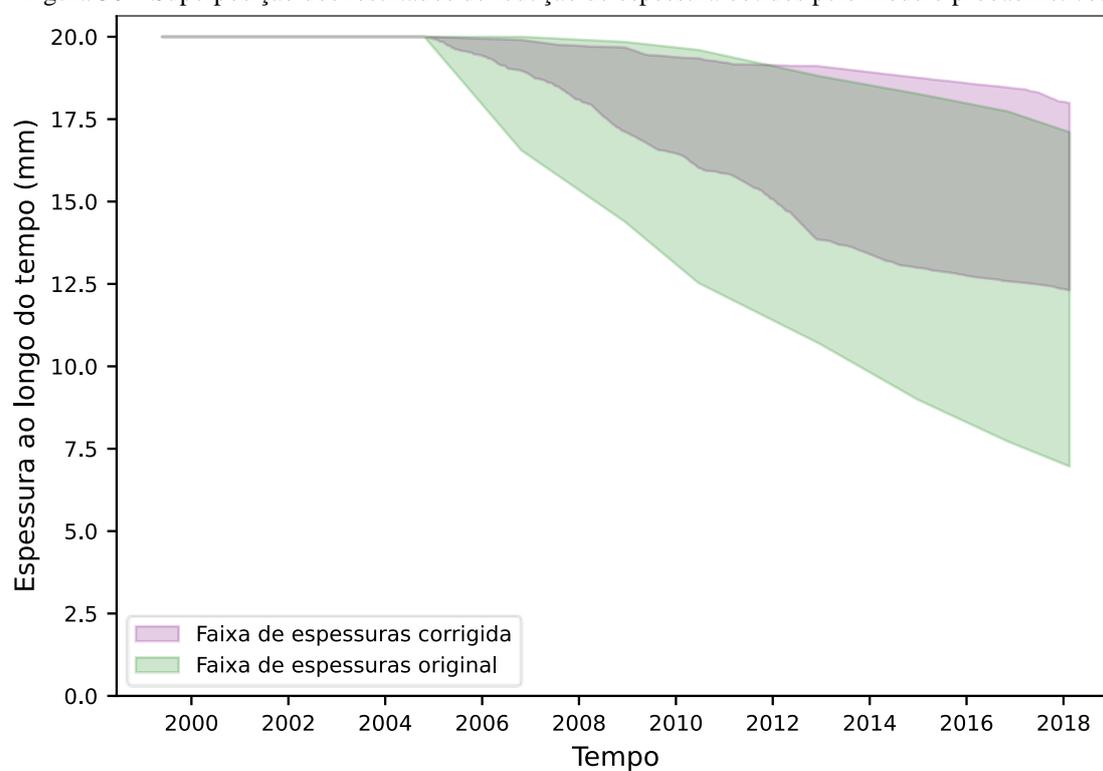
Visto que a CR é significativamente menor nessa análise e, o tempo inoperante do poço é acima de 55%, espera-se que a redução de espessura seja afetada. Nesse sentido, a Figura 29 apresenta a redução de espessura desconsiderando os dias sem produção e a temperatura decai rapidamente e a Figura 30 compara os resultados dos modelos probabilísticos da Figura 18 e da Figura 29.

Figura 29 – Redução da espessura ao longo utilizando os dados de corrosão provenientes do delineamento de experimentos e deduzidos os dias sem produção considerando que a temperatura decai rapidamente.



Fonte: O autor

Figura 30 – Superposição dos resultados de redução de espessura obtidos pelo modelo probabilístico.



Fonte: O autor

Nesta avaliação, ao negligenciar os efeitos do resfriamento durante a transição de temperatura durante a operação até a temperatura da água do mar, reduz-se consideravelmente a incerteza sobre esta variável, resultando em uma menor incerteza sobre a espessura ao longo do tempo, assim como, uma redução da perda de material prevista. A Tabela 29 ilustra esse comportamento.

Tabela 29 – Comparação entre as menores e maiores espessuras.

<b>Data de Avaliação</b>	<b>Menor espessura</b>	<b>Menor espessura Corrigida</b>	<b>Maior espessura</b>	<b>Maior espessura Corrigida</b>
24/05/1999	20,00	20,00	20,00	20,00
10/10/2000	20,00	20,00	20,00	20,00
12/11/2002	20,00	20,00	20,00	20,00
22/10/2004	20,00	20,00	20,00	20,00
23/10/2006	16,55	18,96	20,00	19,90
10/12/2008	14,39	17,25	19,85	19,69
20/06/2010	12,53	16,02	19,60	19,35
19/12/2012	10,68	13,84	18,81	19,10
27/12/2014	8,99	12,99	18,27	18,76
07/11/2016	7,72	12,58	17,74	18,46
16/02/2018	6,96	12,31	17,11	17,99

Fonte: O autor

Por outro lado, o modelo determinístico considerou uma temperatura constante no valor de 8,5 °C nos dias inoperantes (média entre as temperaturas da água do mar 5 e 12 °C conforme a profundidade avaliada) para o cálculo do pH, da CR e da espessura no tempo nos dias inoperantes. Os demais parâmetros, tais como a pressão e os contaminantes não são alterados nos dias sem produção.

Nesta avaliação, a perda de material foi a menor quando comparada as hipóteses de operação contínua e de decaimento lento da temperatura.

A Figura 31 compara as espessuras no tempo sem paradas de operação e com as interrupções e a Figura 32 superpõe os modelos determinístico e probabilístico revisados. A Tabela 30 compara as espessuras do modelo determinístico ao final de cada ano-calendário disponível (exceto no ano de 2018, onde a última data disponível é no mês de fevereiro).

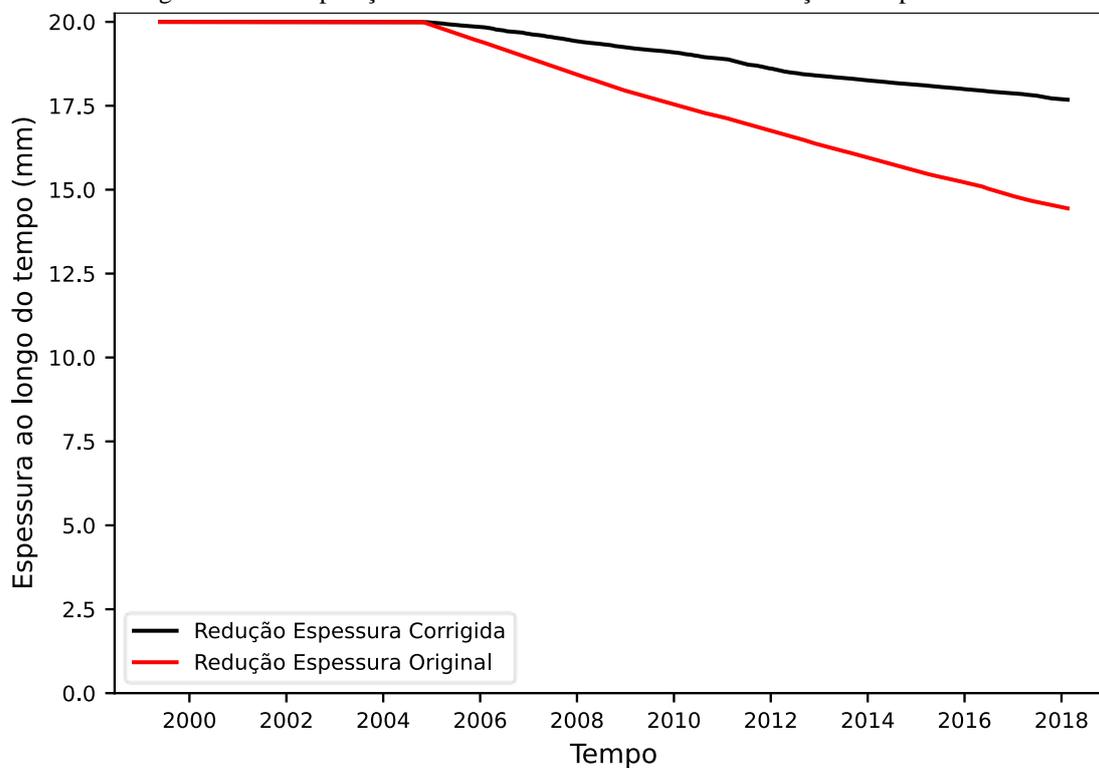
Tabela 30 – Comparação das espessuras para o modelo determinístico.

<b>Data</b>	<b>Redução Espessura</b>	<b>Redução Espessura Corrigida</b>
31/12/1999	20,00	20,00

Data	Redução Espessura	Redução Espessura Corrigida
31/12/2000	20,00	20,00
31/12/2001	20,00	20,00
31/12/2002	20,00	20,00
31/12/2003	20,00	20,00
31/12/2004	19,90	19,98
31/12/2005	19,42	19,85
31/12/2006	18,93	19,64
31/12/2007	18,43	19,43
31/12/2008	17,95	19,24
31/12/2009	17,55	19,09
31/12/2010	17,16	18,90
31/12/2011	16,77	18,61
31/12/2012	16,34	18,40
31/12/2013	15,96	18,26
31/12/2014	15,56	18,13
31/12/2015	15,22	17,99
31/12/2016	14,81	17,87
31/12/2017	14,48	17,70
16/02/2018	14,44	17,68

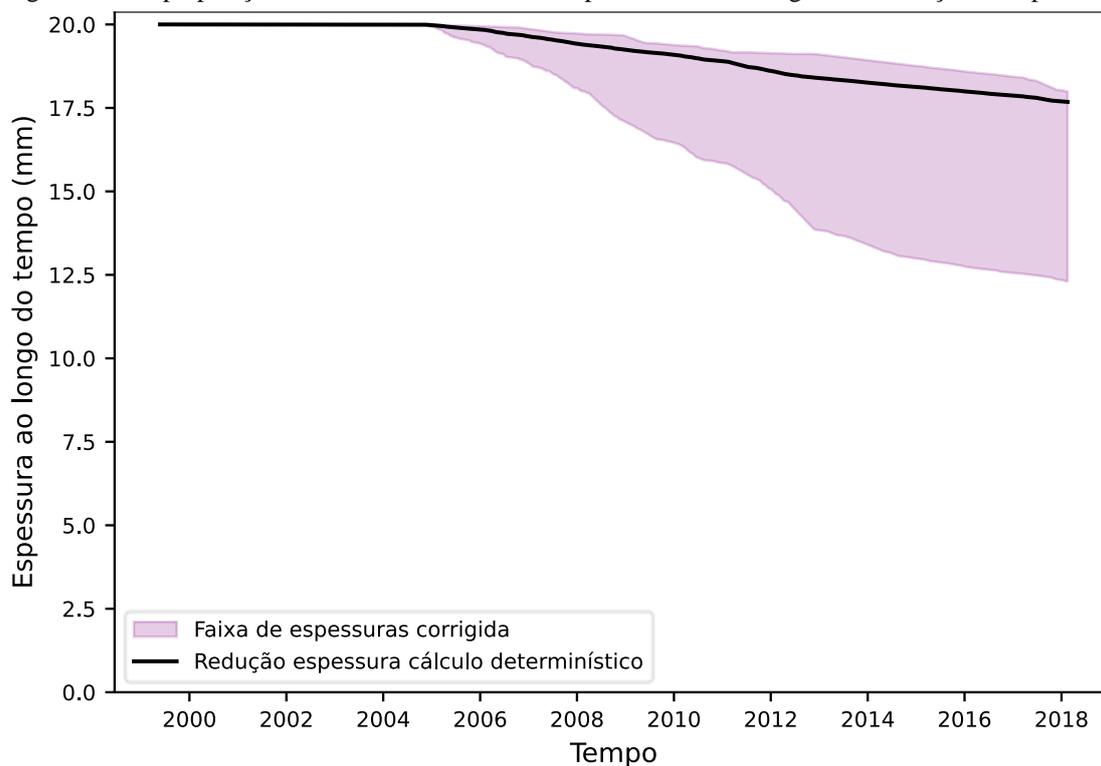
Fonte: O autor

Figura 31 – Comparação dos modelos determinísticos de redução de espessura.



Fonte: O autor

Figura 32 – Superposição do modelo determinístico e probabilístico corrigidos de redução de espessura.



Fonte: O autor

A correção dos modelos probabilístico e determinístico considerando que a redução de temperatura ocorre rapidamente durante os dias sem produção reforça a importância dessa análise na estimativa da CR.

A relevância dessa consideração é evidenciada quando se utiliza os resultados de espessuras corrigidas no cálculo das probabilidades de falhas e na avaliação dos riscos. Utilizando os resultados do modelo probabilístico de redução de espessura corrigido, nota-se pela Tabela 31 que o risco não transita para uma região não-tolerável para ambas equações de estados limites das normas avaliadas.

Do mesmo modo, com os resultados do modelo determinístico, a Tabela 32 indica que o risco permanece constante durante todo o período avaliado.

Em ambas as avaliações, considerou-se uma consequência de falha média (variável linguística “C”) e o argumento é válido, uma vez que a hipótese utilizada na correção prevê a presença de fluido no interior da tubulação e, qualquer acidente teria as mesmas consequências do modelo de operação contínua.

Por fim, observa-se que ao considerar as datas paradas no cálculo da corrosão, a transição de risco é postergada, isto é, otimiza a data de inspeção.

Tabela 31 – Evolução do índice de confiabilidade, da probabilidade de falha e do risco ao longo do tempo avaliando as equações de estado limite provenientes, respectivamente, das normas de projeto ASME B31G e ASME B31.3 utilizando os dados de corrosão do delineamento de experimentos e corrigidos conforme os dias parados considerando que a temperatura decai rapidamente.

Data de Avaliação	Menor espessura	Maior espessura	$P_f$ - ASME B31G	$\lambda(t)$ - ASME B31G	Risco	$P_f$ - ASME B31.3	$\lambda(t)$ - ASME B31.3	Risco
24/05/1999	20,00	20,00	0	0	B	1,2259E-26	0	B
10/10/2000	20,00	20,00	0	0	B	1,2259E-26	0	B
12/11/2002	20,00	20,00	0	0	B	1,2259E-26	0	B
22/10/2004	20,00	20,00	0	0	B	1,2259E-26	0	B
23/10/2006	18,96	19,90	2,135E-286	1,066E-286	B	1,6581E-25	7,6661E-26	B
10/12/2008	17,25	19,69	6,1193E-41	2,8675E-41	B	2,1347E-22	9,9953E-23	B
20/06/2010	16,02	19,35	1,5026E-19	9,8468E-20	B	7,3186E-18	4,7958E-18	B
19/12/2012	13,84	19,10	9,6757E-07	3,8687E-07	B	1,026E-07	4,1022E-08	B
27/12/2014	12,99	18,76	0,00019816	9,7545E-05	B	2,9971E-05	1,4772E-05	B
07/11/2016	12,58	18,46	0,00119665	0,00053574	B	0,00021945	0,00010156	B
16/02/2018	12,31	17,99	0,00283654	0,00128782	M	0,00055471	0,00026268	B

Fonte: O Autor

Tabela 32 – Evolução do índice de confiabilidade, da probabilidade de falha e do risco ao longo do tempo avaliando as equações de estado limite provenientes, respectivamente, das normas de projeto ASME B31G e ASME B31.3 utilizando os dados do cálculo diário de taxa de corrosão e a correção conforme os dias parados considerando que a temperatura decai rapidamente.

Ano	$P_f$ - ASME B31G	$\lambda(t)$ - ASME B31G	Risco	$P_f$ - ASME B31.3	$\lambda(t)$ - ASME B31.3	Risco
1999	0	0	B	1,22591E-26	0	B
2000	0	0	B	1,22591E-26	0	B
2001	0	0	B	1,22591E-26	0	B
2002	0	0	B	1,22591E-26	0	B
2003	0	0	B	1,22591E-26	0	B
2004	0	0	B	1,32673E-26	1,00541E-27	B
2005	0	0	B	2,18883E-26	8,62104E-27	B
2006	0	0	B	5,02584E-26	2,83701E-26	B
2007	0	0	B	1,22556E-25	7,22979E-26	B
2008	0	0	B	2,66002E-25	1,43054E-25	B
2009	0	0	B	5,08575E-25	2,42573E-25	B
2010	0	0	B	1,15941E-24	6,50837E-25	B
2011	0	0	B	4,19726E-24	3,03785E-24	B
2012	0	0	B	1,14095E-23	7,19252E-24	B
2013	0	0	B	2,19109E-23	1,05014E-23	B
2014	0	0	B	4,03943E-23	1,84834E-23	B
2015	0	0	B	7,73972E-23	3,70029E-23	B
2016	0	0	B	1,44229E-22	6,66495E-23	B
2017	0	0	B	3,3975E-22	1,95521E-22	B
2018	0	0	B	3,69724E-22	2,32772E-22	B

Fonte: O Autor

Ao longo das duas subseções (4.7.2.1 e 4.7.2.2), uma proposta inédita na literatura foi apresentada e, apresentou melhorias significativas na aplicação dos resultados de corrosão em metodologias de inspeção.

Em comparação com os resultados da Seção 4.6, os resultados apresentados na análise complementar reduziram o risco associado. Nos mais de 18 anos avaliados na hipótese de operação contínua, o modelo probabilístico indicou a transição de risco em 2010 (ASME B31G) e 2011 (ASME B31.3) enquanto a inclusão dos dias inoperantes na avaliação de CR postergou a transição de risco (até 2018, o risco calculado não excedeu o limite intolerável).

Os resultados apresentados nesta Seção são promissores, no entanto, diversas situações não foram apresentadas, ou ainda possuem limitações. Por exemplo, a metodologia IBR é um processo contínuo, mas devido à ausência de dados do estudo de caso não permite a execução das etapas posteriores do ciclo, como a atualização do modelo com base em evidências.

No próximo Capítulo, além das vantagens do método proposto, serão apresentadas outras discussões e orientações gerais de forma detalhada acerca da base de dados, do método proposto, dos softwares de predição de corrosão.

## 5 DISCUSSÕES

Ao longo do Capítulo 4 do presente trabalho, a metodologia IBR foi utilizada para a avaliar a integridade de tubulações de equipamentos submarinos sujeitas ao processo de degradação por corrosão por meio de um caso exemplo.

Devido às limitações de informações do equipamento e ao pouco conteúdo na literatura envolvendo acidentes de ANM, um conservadorismo foi adotado na determinação da consequência de falha.

Nesse sentido, a determinação da probabilidade de falha foi destaque no trabalho, utilizando conceitos da análise quantitativa. O modelo baseia-se em conceitos de confiabilidade estrutural, nos quais se formula uma equação que indica um mecanismo de falha do equipamento e trata-se as variáveis do modelo como probabilísticas, definindo-se a probabilidade de ocorrência do mecanismo de falha. Apresentou-se as equações de estado limite que representam os mecanismos de falha de tubulações submarinas, baseando-se em normas empregadas no dimensionamento destas tubulações. Definiu-se as variáveis probabilísticas bem como a sua modelagem.

Na principal proposta deste trabalho, a espessura de parede foi modelada como uma variável aleatória que depende da CR. A distribuição da CR é dependente dos efeitos das variações dos parâmetros de processo ao longo da vida do poço. Para modelagem desta última variação propôs-se a aplicação da técnica de delineamento de experimento fatorial  $2^K$ .

A metodologia proposta é novidade na literatura e apresenta vantagens sobre as principais metodologias disponíveis de avaliação temporal da CR.

Diferentemente dos estudos de Straub e Faber (2007) e Wu e Mosleh (2019) que consideram uma única distribuição de probabilidade da CR para a vida operacional do equipamento, o presente estudo obtém distribuições de probabilidade da CR válidas por intervalos de tempo a partir de regressões lineares múltiplas.

Essa característica permite avaliar diferentes condições operacionais do equipamento, a exemplo da subseção 4.7.2 que contabiliza os dias inoperantes na perda total de material. Os estudos citados consideram operação contínua dos equipamentos e não mencionam a possibilidade de avaliar efeitos dos dias sem produção.

Adicionalmente, a metodologia proposta foi comparada com um modelo determinístico de redução de espessura, e apresentou robustez prevendo o cenário indicado pelo modelo de redução de espessura com comportamento linear.

A introdução de uma incerteza associada a variabilidade dos parâmetros de operação que influenciam na corrosão na CR e na espessura temporal afetou, principalmente, a probabilidade de falha. Ao comparar os resultados de probabilidade de falha que utilizavam os resultados dos modelos de redução de espessura como variável aleatória e variável determinística, observou-se um aumento da  $P_f$  pelo modelo proposto.

Entretanto, isso não é um problema. Straub e Faber (2007) discutem que o uso de um modelo inadequado de redução de espessura pode levar a erros críticos de probabilidade de falha, e os esforços de inspeção serem inadequados.

Subsequente a determinação da probabilidade de falha e a frequência de falha, a metodologia de análise de integridade estrutural prevê a determinação do risco e do tempo de inspeção. No que diz respeito a tomada de decisão, a estrutura apresentada utilizou dados de produção existentes e consolidados.

Em ambas as abordagens determinísticas (considerando e não os dias inoperantes), o risco manteve-se em um nível baixo, não requerendo inspeções.

Por outro lado, em ambas as abordagens probabilísticas, houve a transição do risco para um nível alto, requerendo a inspeção. Na primeira abordagem, onde a operação era contínua, a transição ocorreu em novembro de 2010 (pela ASME B31G) e novembro de 2011 (pela ASME B31.3). Na segunda abordagem, verifica-se uma das vantagens do método proposto. Ao considerar que os dias de operação e os dias inoperantes são intercalados, o método permite corrigir a espessura da parede da tubulação ao longo do tempo verificando uma menor perda de material, resultando numa probabilidade de falha inferior e, conseqüentemente, adiando a data de inspeção. Os ganhos foram de 2 ano e 9 meses e 3 anos e 2 meses, respectivamente, usando as equações de estado limites provenientes das normas ASME B31G e ASME B31.3.

Outra vantagem destacável do método proposto de avaliação da CR e da redução de espessura é o planejamento de inspeções requer a predição de cenários futuros, isto é, utilizando dados previstos e/ou extrapolados. A proposta requer os valores mínimos e máximos dos parâmetros que influenciam na CR e, a exemplo de técnicas de previsão como o ARIMA (BOX et al., 2016; NEGASH; TUFA; RAMASAMY, 2016), essas podem ser integradas a metodologia empregando os valores correspondentes ao intervalo de confiança dos dados extrapolados como os níveis dos fatores.

Ainda que o método apresentado na avaliação temporal da CR possua diversas vantagens, algumas limitações existem, e na Seção 5.1 essas limitações são discutidas e fornecidas orientações sobre o modelo.

### 5.1 LIMITAÇÕES E ORIENTAÇÕES GERAIS

O modelo probabilístico de redução de espessura proposto apresentou vantagens em relação às principais metodologias de avaliação temporal da corrosão e espessura, as quais foram discutidas anteriormente nesse Capítulo.

Apesar das vantagens, o modelo também apresenta algumas desvantagens e limitações (algumas delas, também são encontradas nos demais modelos apresentados na literatura). Nos parágrafos seguintes, serão detalhadas as desvantagens e limitações do modelo.

Inicialmente, uma limitação destacável que atinge não apenas este trabalho, refere-se à base de dados. Os parâmetros que influenciam na corrosão não possuem monitoramento nos mesmos intervalos de tempo, levando a utilização de hipóteses e considerações a respeito dos dados nesses períodos sem registro para a estimativa da CR. Essa diferença entre os tempos de monitoramento geralmente tem relação com o custo dos equipamentos ou técnicas necessárias para realizar essa atividade. A norma 2785 – Monitoração, Interpretação e Controle da Corrosão Interna em Dutos (PETROBRAS, 2013), exemplifica a existência das diferenças de periodicidade de aquisição de dados de coleta de fluidos e resíduos. Essa norma é utilizada por uma empresa petrolífera brasileira e indica que os dados de temperatura, pressão e vazão são adquiridos em tempo real, no entanto, a caracterização química da fase gasosa pode ocorrer de forma, no máximo, semestral para o CO<sub>2</sub> e anual para o H<sub>2</sub>S. Por outro lado, dados relacionados a inibidores não possuem caracterização do período de aquisição.

Neste trabalho, os dados de temperatura, pressão, vazão, contaminantes possuíam baixa taxa de aquisição, enquanto inibidores não foram monitorados – tanto que para esse último não foi considerado no cálculo da CR tornando os resultados conservadores. A proposta de avaliação da CR e redução de espessura como variáveis aleatórias ocorre em intervalos de tempo, os dados possuem importância na definição dos valores mínimos e máximos que as variáveis influenciam na corrosão assumem no intervalo. Além disso, a ausência de informações monitoradas dificulta o cruzamento dos dados e a identificação de possíveis fenômenos ocorridos durante o intervalo que alterem o comportamento da corrosão.

Em relação à base de dados, sugere-se a aquisição de dados na menor periodicidade possível, de modo que permita a avaliação do fenômeno de corrosão e não comprometa os aspectos financeiros.

Quanto ao método proposto, a principal desvantagem é em relação ao número dos  $k$  fatores exigidos pelos softwares de predição de corrosão. O número de condições operacionais listadas pelo delineamento de experimentos cresce exponencialmente ( $2^k$ ). Ao utilizar o modelo NORSOK, por exemplo, essa desvantagem não é relevante, uma vez que o número mínimo de fatores é 5. Todavia, se outro modelo de predição de corrosão fosse utilizado, tal como o Predict ou o OLI (HONEYWELL INTERNATIONAL, 2018; OLI SYSTEMS INC, 2017, 2020a, 2020b, 2020c), o número mínimo de parâmetros para a predição de corrosão é superior (mais que 5 parâmetros), resultando em mais condições operacionais listadas pelo delineamento de experimentos.

Ainda quanto ao método proposto, a escolha do intervalo e dos valores de mínimo e máximo dos fatores podem ter diferentes impactos nos resultados. Por exemplo, um determinado parâmetro varia de um valor  $x_1$  a  $x_2$  no intervalo. Conforme descrito nos Capítulos 2 e 3, os valores de mínimo e máximo de todos os fatores são combinados e ensaiados. No projeto experimental fatorial completo do tipo  $2^k$ , admite-se que as interações dos fatores na resposta do sistema são lineares. No entanto, se os valores de mínimo e máximo do fator possuir uma amplitude grande, em alguns casos, é possível que existem outras interações, as quais não são captadas pelo DOE  $2^k$ . Desse modo, algumas possibilidades devem ser consideradas. A primeira é o uso do DOE  $2^k$  com a adição de pontos centrais que, embora aumente o número de simulações totais, prevê interações quadráticas dos fatores na resposta do sistema. Outra possibilidade, é um estudo preliminar da sensibilidade da resposta do sistema devido às variações das intensidades dos parâmetros.

Quanto a obtenção da regressão, além da limitação citada no parágrafo anterior, ressalta-se que o método possui outra desvantagem. Quando se determina a regressão que governa a CR em um intervalo, o passo subsequente se refere a obtenção da amostra de velocidades de corrosão. Como descrito na seção metodologia, foi considerado que os parâmetros que influenciam na corrosão são uniformemente distribuídos. Essa hipótese é conservadora e pode ser observada, principalmente, nos resultados apresentados na subseção 4.7.2.1. Na situação descrita, considerou-se que a temperatura decaía lentamente até se estabilizar com a temperatura da água do mar. Se a parada operacional for curta, não existe problemas em descrever a temperatura como uma distribuição uniforme, contudo, se a parada de produção se estender por um longo período, a temperatura permanecerá maior parte do

tempo próxima ou igual a temperatura da água do mar, logo, a distribuição uniforme não é adequada para descrever a temperatura nessas condições. No caso exemplo proposto, uma agravante é a falta de dados da variável em questão, dificultando o emprego de uma distribuição de probabilidade que melhor traduza a realidade.

Outra desvantagem destacável é em relação à automatização do processo de obtenção das regressões. Cada tabela de condições operacionais obtida pelo delineamento de experimentos, os testes de hipóteses podem indicar diferentes fatores ou combinação de fatores influentes. Adicionalmente, a análise dos resíduos pode indicar a necessidade de inserir parâmetros na regressão. Nesse sentido, cada situação é única e necessita a supervisão de um analista (embora seja uma desvantagem no ponto de vista computacional, é uma vantagem do ponto de vista técnico, uma vez que a regressão mais será mais fiel ao comportamento da CR no intervalo).

Quanto às limitações do modelo probabilístico de redução de espessura, destaca-se a dificuldade em determinar os níveis dos fatores que não são monitorados ou são resposta da interação de outros fatores, a exemplo da WSS e pH. O uso de técnicas mais robustas na estimação desses parâmetros, como fluidodinâmica computacional no caso da WSS, são possíveis soluções do problema.

As demais limitações do modelo, em geral, estão relacionadas com o software de predição de corrosão empregado. Como a proposta integra o delineamento de experimento aos softwares de predição de corrosão, as limitações desses continuam valendo. No caso do NORSOK, utilizado no estudo de caso, os limites de validade de temperatura, pressão,  $p\text{CO}_2$ , WSS e pH devem ser respeitados.

Geometrias com mudança de curvatura, a exemplo de cotovelos, não podem ser avaliados pelo modelo proposto, uma vez que o módulo de WSS do NORSOK é limitado a geometrias retas. Contudo, essa situação pode ser contornada. Softwares que simulam escoamento podem ser empregados na determinação da tensão de cisalhamento nas geometrias citadas.

Outra limitação recai na avaliação da CR em tubulações fabricadas em diferentes tipos de materiais. O modelo NORSOK foi formulado a partir dos resultados de ensaios de corrosão em corpos de prova de aço carbono St 52. Embora a própria norma recomende o uso do modelo para aços carbono, avaliar a perda de material em tubulações fabricadas em diferentes aços carbonos, principalmente aqueles mais resistentes à corrosão, como o aço API 5L, empregando o modelo NORSOK, cria-se um conservadorismo extra. Uma solução imediata é a substituição do software de predição de corrosão que contemple o material desejado.

Todavia, a substituição do software, conforme relatado nos parágrafos anteriores, requer outros parâmetros de entrada e eleva o número de simulações. Adicionalmente, no caso de modelos comerciais, pode haver dificuldades na realização de grandes números de simulações da CR para as diferentes condições operacionais. Conforme comentado, na Seção 2.5, os principais modelos de avaliação temporal da corrosão optam por modelos de previsão de corrosão em aços de baixo carbono com algoritmos disponíveis (STRAUB; FABER, 2007; WU; MOSLEH, 2019), porém, os mesmos estudos não comentam sobre o conservadorismo ao empregar as metodologias para aços carbono mais resistentes à corrosão.

Outra limitação do modelo atrelada ao modelo de previsão de corrosão é a dificuldade de avaliar outras morfologias de corrosão em aços carbonos, como a corrosão localizada (Bhandari e Melchers (2015; 2004, 2018) destacam que a nomenclatura corrosão localizada é uma convenção para o defeito com profundidade superior ao diâmetro em aços carbonos, não devendo ser confundida com pites, problema de corrosão recorrente em aços inoxidáveis).

Straub e Faber (2007) propõem o uso de um modelo de perda de metal composto pela soma da corrosão generalizada com a corrosão localizada, porém os autores não fazem o uso do modelo completo em seu estudo, considerando apenas a corrosão generalizada. Os autores em referência alegam que os pesquisadores que estudam corrosão localizada relutam em quantificar as incertezas de seus modelos, constituindo uma desvantagem significativa na modelagem da profundidade total da perda de material. Nesse sentido, esse ponto merece atenção e deve ser alvo de estudos futuros na modelagem de corrosão.

Relatadas as limitações do modelo de previsão de corrosão e redução de espessura, a aplicação da metodologia IBR também possui adendos.

Conforme apresentação na Seção, 2.1, a IBR pode ser considerada uma tecnologia em desenvolvimento, além disso, os critérios de aceitação do risco têm forte influência do proprietário da instalação. Nesse sentido, o processo deve se iniciar com a escolha adequada da matriz de tolerabilidade ao risco, assim como, as regiões em que os pares ordenados de probabilidade de ocorrência de falha e consequência de falha representam risco baixo, médio ou moderado e, alto.

Os diferentes critérios de aceitação de probabilidade de falha e consequência de falha podem penalizar de forma mais ou menos acentuada as variações do risco. Neste trabalho, os critérios de aceitação utilizados são genéricos e, possui uma aceitação ao risco menor que, por exemplo, a matriz de tolerabilidade ao risco disposta na norma N-2782 - Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais (PETROBRAS, 2015).

Não existe uma matriz de tolerabilidade ao risco certa ou errada, todavia, uma matriz adequada ao apetite ao risco do proprietário da instalação, mas, visando a operação segura do equipamento.

Ainda sobre a IBR, além das orientações sobre a escolha da matriz de tolerabilidade ao risco, existem adendos quanto à probabilidade de ocorrência e da consequência de falha.

O primeiro adendo é referente a estimativa da probabilidade de falha. Nesse trabalho, considerou-se que o equipamento estava submetido a uma pressão interna normal de operação tanto na condição de operação contínua quanto na condição de inoperância. Na prática, a tubulação pode experimentar pressões superiores, tais como as pressões durante o fechamento de válvulas ou de testes hidrostáticos. A base de dados disponibilizada não fornece indicações de quais são essas pressões e quantas vezes a tubulação foi submetida. Entretanto, durante a avaliação de risco, situações mais críticas devem ser consideradas.

Por outro lado, a exemplo dos testes hidrostáticos, o fluido contido no interior do equipamento, em geral, é água (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2009). Nesse sentido, a consequência de falha também é modificada, podendo ser menos crítica. Assim, a avaliação de novos cenários pela metodologia IBR requer um estudo detalhado da situação, minimizando o acréscimo de conservadorismos.

Outro ponto em relação a probabilidade de falha é relação as equações de estados limites. Nesse estudo foram empregadas as normas ASME com intuito de calcular a  $P_f$  para explosão por pressão interna da tubulação. Outras normas poderiam ser empregadas com o mesmo intuito, a exemplo da prática recomendada DNV-RP- G101 (DET NORSKE VERITAS, 2010). Além disso, outros mecanismos de falha podem ser potencializados na presença da corrosão interna do equipamento, requerendo avaliações complementares.

Como destacado na Seção 4.5, outra limitação do trabalho é relação à determinação da consequência de falha (apesar que pode ser visto como uma dificuldade em linha gerais). Nota-se a ausência de trabalhos dedicados a esta tarefa, mesmo ela sendo destacada por Henley e Kumamoto (2010) como uma das atividades mais importantes da análise de risco.

Neste trabalho, utilizou o modelo simplificado de consequência de falha geral apresentado no trabalho de Hameed, Bai e Ali (2020), o qual depende unicamente do diâmetro da tubulação para determinar a consequência de falha no âmbito ambiental, financeiro e de segurança. Isto é, ignora outros fatores, tais como, o grau API do óleo (o grau API se trata da densidade dos fluidos derivados do petróleo), o volume vazado, o ambiente que foi vazado (*offshore* ou *onshore*), entre outros.

Para o âmbito ambiental, por exemplo, uma alternativa ao modelo utilizado é a norma N-2782 - Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais (PETROBRAS, 2015), a qual apresenta uma categorização completa das consequências de falha de acordo com o grau API do óleo, o ambiente e o volume vazado. Para os aspectos financeiros e de segurança, a norma em referência não apresenta uma abordagem de determinação de consequência de falha.

Observa-se no que tange às metodologias de determinação de consequência de falha, embora existam modelos disponíveis, não possuem metodologia ou não avaliam todos os aspectos previstos (ambiental, econômico, de segurança) de forma adequada ou com o mesmo grau de detalhamento. Essa característica força o analista ao uso de abordagens conservadoras nessa atividade.

Por fim, embora não tenha sido apresentado neste trabalho, existem etapas posteriores à determinação de risco previstas na IBR. Dentre elas, destaca-se a atualização dos modelos conforme as evidências obtidas (resultados de inspeção). As metodologias de atualização podem variar significativamente de equipamento para equipamento.

Por exemplo, quando se trata de tubulações com extensões apreciáveis, onde é possível realizar inspeção em linha com PIG instrumentado (do inglês, *piping inspection gauge*), onde o número de pontos inspecionados ao longo do comprimento da tubulação é considerável, metodologias de aprendizado de máquinas podem ser utilizadas para realizar tanto a previsão de corrosão de equipamentos não inspecionados quanto a correção do modelo de previsão de corrosão e de redução de espessura permitindo a continuidade do ciclo. Os trabalhos de Smith, Barton e Laing (2019) e de De Mais et al. (2014) prospectam sobre o tema e indicam diversas considerações sobre o tema.

Por outro lado, quando se trata de equipamentos com inspeção limitada, a exemplo da ANM avaliada no estudo de caso, o número de pontos inspecionados é baixo e, técnicas de aprendizado de máquinas podem apresentar grandes incertezas. Quando os dados de inspeção são escassos, a interpretação subjetivista da probabilidade pode ser uma alternativa (DEGROOT; SCHERVISH, 1984; LINDLEY; DE GROOT, 1971). Nesse sentido, sugere-se o uso da inferência ou atualização bayesiana do modelo probabilístico proposto, por exemplo, por meio do conceito das *Priori* conjugadas.

## 6 CONCLUSÕES

No presente trabalho, apresentou-se a metodologia de avaliação da integridade estrutural de equipamentos submarinos considerando o efeito da degradação por corrosão por meio da metodologia IBR. A estrutura proposta foi empregada na análise de integridade estrutural de um Spool de produção de uma árvore de natal molhada. Para o cálculo da confiabilidade estrutural, utilizou-se o método probabilístico condicionado avançado. As equações de estados limites são provenientes das ASME B31G e ASME B31.3. Em ambas as equações, considerou-se o efeito de degradação por corrosão por meio de dois métodos.

O primeiro método, onde se obtém uma distribuição de probabilidade para a CR em um intervalo de tempo por meio do delineamento de experimentos, considera as variabilidades das condições operacionais. Por outro lado, o segundo método realiza o cálculo diário da CR, isto é, uma variável determinística.

A primeira técnica é novidade na avaliação temporal da corrosão e espessura e demonstrou robustez. Além de ponderar o efeito da variação das condições operacionais, o método entrega informações adicionais a respeito das variáveis mais importantes no intervalo por meio das regressões lineares múltiplas. No geral, o método proposto apresenta vantagens ante o cálculo diário da CR devido necessitar um número inferior de simulações e conter os resultados desse segundo método.

No entanto, o cálculo diário de CR indica alguns cuidados adicionais com a base de dados durante o processo de estimação da velocidade de oxidação do metal. Um dos destaques é referente a quantidade de dados de produção disponível. No caso exemplo, as variáveis não são registradas ao mesmo tempo necessitando o uso de hipóteses com o intuito de viabilizar a estimativa da CR. O principal exemplo disso é a variação do pH ao longo do tempo, o qual se manteve praticamente estável até o início da coleta de dados com maior recorrência dos contaminantes em 2014. Nesse sentido, uma base de dados bem estruturada minimizaria esses problemas.

Ainda se analisou os efeitos das interrupções de produção no modelo de corrosão e redução de espessura. No estudo de caso apresentado, a perda total de material ao final dos 18,7 anos de operação foi menor que a condição de operação contínua, reforçando que a modelagem adequada da corrosão e espessura no tempo traz benefícios, como a redução do risco na metodologia IBR.

Apresentou-se também o cálculo da confiabilidade estrutural empregando os resultados de corrosão de ambos os modelos. Avaliou-se a probabilidade de falha na condição

de pressão normal de operação. Observa-se que o emprego de um modelo probabilístico adequado de redução de espessura revela uma probabilidade de falha mais crítica, não prevista inicialmente pelo modelo determinístico.

Também foi analisado o risco atrelado a estrutura utilizando os resultados de probabilidade de falha e uma consequência de falha constante. O resultado dessa avaliação foi uma transição para o risco não-tolerável no ano de 2010 considerando a operação contínua e, a partir de 2013 quando foram consideradas as interrupções para o modelo probabilístico. Por outro lado, usando o modelo determinístico, não houve a transição para o risco não-tolerável.

Observa-se que a abordagem apresentada para a análise de integridade estrutural cumpriu com os objetivos listados no início desta dissertação. Além disso, durante a execução deste projeto de pesquisa, algumas publicações foram frutos de desdobramentos dos assuntos tratados ao longo dessa dissertação. A Tabela 33 apresenta um resumo das publicações realizadas.

Tabela 33 – Publicações realizadas

	Título	Simpósio/ Congresso/ Revista	Participação	Status
1	<i>Reliability-based Methodology for the Integrity Management of Subsea Oil and Gas Pipelines Subject to Corrosion Degradation</i>	<i>International Society of Offshore and Polar Engineers</i>	Autor	Publicado
2	<i>Structural Reliability Analysis of a Subsea Pipeline Using API579-1 ASME FFS-1 as Normative Reference Considering a Model of Depth Growth of Pits over the Operational Life</i>	<i>International Society of Offshore and Polar Engineers</i>	Coautor	Publicado
3	<i>Uniform Corrosion Assessment in Oil and Gas Pipelines Using Corrosion Prediction Models – Part 1: Models Performance and Limitations for Operational Field Cases</i>	<i>Process Safety and Environmental Protection</i>	Coautor	Publicado
4	<i>Remaining Useful Life of Corroded Piping based on Bayesian Network</i>	<i>Reliability &amp; Maintainability Symposium</i>	Autor	Submetido
5	<i>Avaliação da Corrosão Uniforme em Tubulações de Transporte de Óleo e Gás através de Modelos Comerciais de Predição da Corrosão</i>	<i>Associação Brasileira de Análise de Risco, Segurança de Processo e Confiabilidade</i>	Coautor	Publicado

Fonte: O Autor

Como propostas para trabalhos futuros, primeiramente, sugere-se a aplicação a técnica de delineamento de experimentos para avaliar a CR temporalmente de um modelo de perda de

material que considere a corrosão generalizada e localizada. Em algumas situações, a corrosão localizada ocorre em regiões que foram afetadas pela corrosão uniforme, desse modo, a profundidade do defeito total pode ser subdimensionada utilizando apenas o modelo de corrosão uniforme.

Maioria dos trabalhos utilizam séries históricas na modelagem e validação dos modelos. Na prática, o planejamento de inspeções, devido a questões orçamentárias, em geral, é realizado com antecedência e com dados preditos. Sugere-se o uso dados extrapolados no modelo probabilístico de CR e redução de espessura, assim como, a quantificação da incerteza associada.

Sugere-se também, visando verificar a existência de interações quadráticas dos fatores que influenciam na CR, o uso do delineamento de experimentos do tipo fatorial completo com adição de pontos centrais.

Adicionalmente, a metodologia IBR é um processo contínuo. Nesse trabalho não foram exploradas as últimas fases da metodologia em função da ausência de dados de medição de espessura. Propõe-se para trabalhos futuros a aplicação da metodologia em novos estudos de caso que possuam dados de inspeção, realizando a correção do modelo probabilístico, por exemplo, usando a atualização Bayesiana, contabilizando a efetividade do aparelho de medição e, por fim, permitindo a renovação do ciclo de inspeção.

Além disso, estudos detalhados de consequência de falha permitiriam uma redução de conservadorismo na análise de risco. Propõe-se estudos futuros que considerem modelos de dispersão de fluidos em decorrência de vazamentos.

Outro ponto de destaque é em relação a incerteza do modelo de predição de corrosão, uma vez que os modelos são considerados conservadores. Nesse sentido, além da incerteza associada a variabilidade das condições de operação, existe um desvio do valor previsto em campo e pelo software, sugerindo a necessidade de quantificá-la.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALQARNI, Abdulsalam Ahmed; YADAV, Om Prakash; NEPAL, Bimal. Predicting Corrosion Growth and Reliability of the Oil Pipeline. **Reliability and Maintainability Symposium**, [S. l.], p. 1–6, 2021. DOI: 10.1109/rams48097.2021.9605725.

ALTENBACH, Thomas J. A Comparison of Risk Assessment Techniques from Qualitative to Quantitative. *In*: ASME PRESSURE AND PIPING CONFERENCE 1995, Honolulu. **Anais** [...]. Honolulu

AMAYA-GÓMEZ, Rafael; BASTIDAS-ARTEAGA, Emilio; SCHOEFS, Franck; MUÑOZ, Felipe; SÁNCHEZ-SILVA, Mauricio. A condition-based dynamic segmentation of large systems using a Changepoints algorithm: A corroding pipeline case. **Structural Safety**, [S. l.], v. 84, n. 19, p. 101912, 2020. DOI: 10.1016/j.strusafe.2019.101912.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limite State Design). [S. l.], n. April, 2009.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API 579-1/ASME FFS-1 Fitness-For-Service**. [s.l: s.n.].

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Recommended Practice 581 - Risk-based Inspection Methodology. **Api**, [S. l.], v. Third Edit, n. April, p. 632, 2016. b.

ASM INTERNATIONAL. **Corrosion in the Petrochemical Industry**. 2nd. ed. [s.l.] : ASM International, 2015. DOI: 10.1179/bcj.1995.30.3.190.

ASMARA, Yuli Panca; KURNIAWAN, Tedi. Corrosion prediction for corrosion rate of carbon steel in oil and gas environment: A review. **Indonesian Journal of Science and Technology**, [S. l.], v. 3, n. 1, p. 64–74, 2018. DOI: 10.17509/ijost.v3i1.10808.

ASME. **Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines**. New York.

ASME. Process Piping. **Asme B31.3**, [S. l.], v. 304.1.2, p. 18, 2015. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780128139462000010>.

AVEN, Terje. **The Science of Risk Analysis**. [s.l: s.n.]. DOI: 10.4324/9780429029189.

AYYUB, Bilal M. **Risk Analysis in Engineering and Economics**. [s.l: s.n.].

AYYUB, Bilal M.; MCCUEN, Richard H. **Probability, Statistics, and Reliability for Engineers and Scientists**. [s.l: s.n.].

BAI, Qiang; BAI, Yong. **Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation**. [s.l: s.n.]. DOI: 10.1016/C2010-0-67706-6.

BAI, Yong. **Pipelines and Risers**. [s.l.] : Elsevier Ocean Engineering Book Series, 2001. v. 3 DOI: 10.1016/S1571-9952(01)80033-7.

BAI, Yong; BAI, Qiang. **Subsea Pipeline Integrity and Risk Management**. 1st. ed.

[s.l.] : Gulf Professional Publishing, 2014. b.

BAKER, Michael Jr. Pipeline Corrosion: Final Report. **U.S. Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration Office of Pipeline Safety**, [S. l.], 2008.

BARTON, Lewis; LAING, Ian; PINTO, Ashwin; LADWA, Ramesh. Offshore Oil and Gas Pipeline - Flow Assurance and Corrosion Modelling for Inspection Priorization. *In: PROCEEDINGS OF THE ASME 2017 INDIA OIL AND GAS PIPELINE CONFERENCE 2017, Anais [...]*. [s.l: s.n.] p. 1–8.

BEN, Amine; BETTAYEB, Mourad; JESUS, De; CALC, Rui. Structural reliability of corroded pipeline using the so-called Separable Monte Carlo method. [S. l.], p. 1–8, 2018. DOI: 10.1177/0309324718782632.

BHANDARI, Jyoti; KHAN, Faisal; ABBASSI, Rouzbeh; GARANIYA, Vikram; OJEDA, Roberto. Modelling of pitting corrosion in marine and offshore steel structures - A technical review. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, [S. l.], v. 37, p. 39–62, 2015. DOI: 10.1016/j.jlp.2015.06.008.

BOX, George E. P.; JENKINS, Gwilym M.; REINSEL, Gregory C.; LJUNG, Greta M. **Time Series Analysis: Forecasting and Control**. 5th. ed. New Jersey: Hoboken, 2016.

BS. Code of Practice For Pipelines - Part 2 Subsea Pipelines. [S. l.], v. 3, 2004.

CAI, Yikun; XU, Yuanming; ZHAO, Yu; ZHOU, Kun; MA, Xiaobing. A spatial-temporal approach for corrosion prediction in time-varying marine environment. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, [S. l.], v. 66, n. May, p. 104161, 2020. DOI: 10.1016/j.jlp.2020.104161.

CALEGARE, A. J. A. **Introdução ao Delineamento de Experimentos**. 2nd. ed. [s.l.] : Blucher, 2009.

CALLISTER, William D.; RETHWISCH, David G. **Materials science and engineering: an introduction**. New York: Wiley, 2018. v. 9 DOI: 10.1016/0261-3069(91)90101-9.

CARPINETTI, L. C. R. **Planejamento e Análise de Experimentos**. [s.l.] : Escola Politécnica de São Carlos, USP, 2009.

CRUZ, João Pedro Bachega; VERUZ, Edilson Gabriel; AOKI, Idalina Vieira; SCHLEDER, Adriana Miralles; MARTINS, Marcelo Ramos; SOUZA, Gilberto Francisco Martha De. Uniform Corrosion Assessment in Oil and Gas Pipelines Using Corrosion Prediction Models - Part 1: Models Performance and Limitations for Operational Field Cases. **Process Safety and Environmental Protection**, [S. l.], 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.psep.2022.09.034>.

DE MASI, Giulia; VICHI, Roberta; GENTILE, Manuela; BRUSCHI, Roberto; GABETTA, Giovanna. A Neural Network Predictive Model of Pipeline Internal Corrosion Profile. **2014 First International Conference on Systems Informatics, Modelling, and Simulation**, [S. l.], p. 18–23, 2014. DOI: 10.1109/SIMS.2014.14. Disponível em: <http://ijssst.info/Vol-15/No-5/data/5198a018.pdf>.

DEGROOT, Morris H.; SCHERVISH, Mark J. **Probability and Statistics.pdf**, 1984.

DET NORSKE VERITAS. Risk Based Inspection of Offshore Topsides Static Mechanical Equipment. **Recommended Practice**, [S. l.], n. July, p. 2017, 2010.

DET NORSKE VERITAS. Submarine Pipeline Systems (DNV-OS-F101). **Det Norske Veritas**, [S. l.], n. Outubro, p. 367, 2013. Disponível em: <http://exchange.dnv.com/publishing/Codes/download.asp?url=2012-08/os-f101.pdf>.

DIN. **DIN 1629 - Seamless circular unalloyed steel tubes subject to special requirements**, 1984.

FÁVERO, Luiz Paulo; BELFIORE, Patrícia. **Data Science for Business and Decision Making**. [s.l.] : Academic Press, 2019.

FREEMAN, Chris; SOETE, Luc. Economics of industrial innovation. **Economics of Industrial Innovation**, [S. l.], n. January, p. 1–470, 2013. DOI: 10.4324/9780203064474.

GABETTA, Giovanna; MARGARONE, Michele. Corrosion and flow models predictions compared using case histories. **NACE**, [S. l.], n. 07552, p. 1–13, 2007.

GOMES, Ramon Sandim Espindola. Análise de Confiabilidade e Cálculo de Vida Remanescente de Vasos de Pressão Contendo Trincas Análise de Confiabilidade e Cálculo de Vida Remanescente de Vasos de Pressão Contendo Trincas. **Escola Politécnica de São Paulo**, [S. l.], 2020.

HAMEED, Hamad; BAI, Yong; ALI, Liaqat. A risk-based inspection planning methodology for integrity management of subsea oil and gas pipelines. **Ships and Offshore Structures**, [S. l.], v. 0, n. 0, p. 1–13, 2020. DOI: 10.1080/17445302.2020.1747751.

HARITONOV, Caroline Roberts; ROBERTSON, Neil; STRUTT, John. The Design of Subsea Production Systems for Reliability and Availability. [S. l.], n. May, p. 4–7, 2009. DOI: 10.4043/otc-20058-ms.

HASAN, Sikder; SWEET, Lily; HULTS, Jason; VALBUENA, Genebelin; SINGH, Binder. Corrosion risk-based subsea pipeline design. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**, [S. l.], v. 159, p. 1–14, 2018. DOI: 10.1016/j.ijpvp.2017.10.003.

HONEYWELL INTERNATIONAL. Manual User Predict 7.1. [S. l.], p. 1–118, 2018.

KAHYARIAN, Aria; SINGER, Marc; NESIC, Srdjan. Modeling of uniform CO2 corrosion of mild steel in gas transportation systems: A review. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [S. l.], v. 29, p. 530–549, 2016. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.12.052.

KUMAMOTO, Hiromitsu; HENLEY, Ernest J. **Probabilistic Risk Assessment and Management for Engineers and Scientists**. [s.l.: s.n.]. DOI: 10.1109/9780470546277.

LALLI, C. M.; PARSONS, T. R. **Biological oceanography: an introduction**. 2. ed. [s.l.: s.n.].

LEWIS, E. E. **Introduction to Reliability Engineering**. 2nd. ed. Illinois: John Wiley & Sons, 1994.

LINDLEY, D. V.; DE GROOT, Morris. **Optimal Statistical Decisions.** *Applied Statistics*, 1971. DOI: 10.2307/2346640.

MARLEY, M. J.; JAHRE-NILSEN, C. H.; BJORNOY, O. H. RBI Planning for Pipelines. **International Offshore and Polar Engineering Conference**, [*S. l.*], v. II, 2001.

MELCHERS, R. E. Pitting corrosion of mild steel in marine immersion environment - Part 1: Maximum pit depth. **Corrosion**, [*S. l.*], v. 60, n. 9, p. 824–836, 2004. DOI: 10.5006/1.3287863.

MELCHERS, Robert. A Review of Trends for Corrosion Loss and Pit Depth in Longer-Term Exposures. **Corrosion and Materials Degradation**, [*S. l.*], v. 1, n. 1, p. 42–58, 2018. DOI: 10.3390/cmd1010004.

MELCHERS, Robert E.; BECK, André T. **Structural Reliability Analysis and Prediction Third Edition**. [s.l.: s.n.].

MOHYALDIN, Mysara Eissa; ELKHATIB, Noaman; ISMAIL, Mokhtar Che. Coupling norsok CO2 corrosion prediction model with pipelines thermal/hydraulic models to simulate CO2 corrosion along pipelines. **Journal of Engineering Science and Technology**, [*S. l.*], v. 6, n. 6, p. 709–719, 2011.

MOHYALDIN, Mysara Eissa; ELKHATIB, Noaman; ISMAIL, Mokhtar Che. Extension of NORSOK CO2 corrosion prediction model for elbow geometry. **International Journal of Computer Aided Engineering and Technology**, [*S. l.*], v. 5, n. 1, p. 99–112, 2013. DOI: 10.1504/IJCAET.2013.050630.

MONTGOMERY, Douglas C.; PECK, Elizabeth A.; VINING, G. Geoffrey. **Introduction to Linear Regression Analysis**. 5th. ed. [s.l.] : Wiley series in probability and statistics, 2012.

MONTGOMERY, Douglas C.; RUNGER, George C. **Applied Statistics and Probability for Engineers**. 7th. ed. Hoboken: Wiley, 2021.

NEGASH, Berihun Mamo; TUFA, Lemma Dendena; RAMASAMY, M. Performance prediction of a reservoir under gas injection using Box-Jenkins model. **International Journal of Oil, Gas and Coal Technology**, [*S. l.*], v. 12, n. 3, p. 285–301, 2016. DOI: 10.1504/IJOGCT.2016.076808.

NEŠIĆ, S.; WANG, S.; FANG, H.; SUN, W.; LEE, J. K. L. A new updated model of CO2/H2S corrosion in multiphase flow. **NACE - International Corrosion Conference Series**, [*S. l.*], n. 08535, p. 085351–0853516, 2008.

NETO, José Benedito Ortiz; DALLA COSTA, Armando João. A petrobrás e a exploração de Petróleo Offshore no Brasil:Um approach evolucionário. **Revista Brasileira de Economia**, [*S. l.*], v. 61, n. 1, p. 95–109, 2007.

NORSOK. NORSOK M-001: Material Selection. **NORSOK standard**, [*S. l.*], n. August, 2002.

NORSOK. **CO2 corrosion rate calculation model**, 2005.

NORSOK. NORSOK M-001: Material selection. *[S. l.]*, n. September, p. 34, 2014.

NORSOK. **NORSOK M-506: CO2 corrosion rate calculation model**, 2017.

NYBORG, Rolf. CO2 Corrosion models for oil and gas production systems. **NACE**, *[S. l.]*, 2010.

NYBORG, Rolf; DUGSTAD, Arne. Reliability and limitations of corrosion prediction tools for oil and gas pipelines. **EUROCORR 2004 - European Corrosion Conference: Long Term Prediction and Modelling of Corrosion**, *[S. l.]*, n. 2027, 2004.

OLI SYSTEMS INC. **MSE-SRK Thermodynamic Model in the OLI Software** 2017.

OLI SYSTEMS INC. <https://www.olisystems.com/oli-studio-corrosion-analyzer>. 2020a.

OLI SYSTEMS INC. OLI Corrosion Modeling Basics using OLI Studio: Corrosion Analyzer. *In*: 2020b, **Anais** [...]. [s.l: s.n.]

OLI SYSTEMS INC. **Reference Guide to OLI Studio: Corrosion Analyzer V10**. [s.l: s.n.].

OLSEN, Stein. CO2 Corrosion Prediction by Use of the NORSOK M-506 Model - Guidelines and Limitations. *[S. l.]*, n. 03623, p. 1–12, 2003.

PAPAVINASAM, Sankara. **Corrosion Control in the Oil and Gas Industry**. [s.l.] : Elsevier, 2013.

PETROBRAS. N-2785 Monitoração , Interpretação e Controle da Corrosão Interna em Dutos. *[S. l.]*, 2013.

PETROBRAS. N-2782 Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais. *[S. l.]*, 2015.

PYTHON. **Welcome to Python.org**. 2021. Disponível em: <https://www.python.org/>. Acesso em: 26 fev. 2021.

RACKWITZ, Rüdiger; FLESSLER, Bernd. Structural reliability under combined random load sequences. **Computers and Structures**, *[S. l.]*, v. 9, n. 5, p. 489–494, 1978. DOI: 10.1016/0045-7949(78)90046-9.

SCHWEITZER, Philip A. **Fundamentals of Corrosion-Mechanisms, Causes, and Preventative Methods**. [s.l: s.n.]. v. 53

SMITH, Michael; BARTON, Lewis; LAING, Ian. Intelligent Corrosion Prediction using Bayesian Networks. *[S. l.]*, n. 13372, p. 1–16, 2019.

SØRENSEN, John Dalsgaard. Notes in Structural Reliability Theory And Risk Analysis. *[S. l.]*, n. February, p. 231, 2004. DOI: 10.1201/b21572-2.

SOUZA, Gilberto Francisco Martha De. **Desenvolvimento de Metodologia para**

**Análise Probabilística do Processo de Fadiga de Estruturas Soldadas** São Paulo Escola Politécnica de São Paulo, , 2001.

SP0169. **Standard Recommended Practice: Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems** NACE, 2002.

STENDEBAKKEN, Oda Ingeborg. A reliability study of a Deepwater Vertical Xmas Tree with attention to XT retrieval rate. **Fakultet for ingeniørvitenskap og teknologi, Institutt for marin teknikk**, [S. l.], n. June, p. 136, 2014. Disponível em: <http://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/238870>.

STRAUB, Daniel; FABER, Michael Havbro. Temporal variability in corrosion modeling and reliability updating. **Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering**, [S. l.], v. 129, n. 4, p. 265–272, 2007. DOI: 10.1115/1.2355517.

VERUZ, Edilson Gabriel; SOUZA, Gilberto Francisco Martha De; MIGUEL, Mateus Mendes; ORLOWSKI, Rene Thiago Capelari; VAZ, Gustavo Leitão; BARROS, Leonardo Oliveira De. Reliability-based Methodology for the Integrity Management of Subsea Oil and Gas Pipelines Subject to Corrosion Degradation. *In*: ISOPE CONFERENCE AND SYMPOSIUM PROCEEDINGS 2022, Shanghai. **Anais [...]**. Shanghai

WANG, Zi Ming; SONG, Guang Ling; ZHANG, Jian. Corrosion Control in CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery From a Perspective of Multiphase Fluids. **Frontiers in Materials**, [S. l.], v. 6, n. November, p. 1–16, 2019. DOI: 10.3389/fmats.2019.00272.

WOOLLAM, R. C.; HERNANDEZ, S. E. Assessment and comparison of CO<sub>2</sub> corrosion prediction models. **SPE Third International Symposium on Oilfield Corrosion 2006**, [S. l.], v. 2006, n. 1, p. 121–129, 2006. DOI: 10.2523/100673-ms.

WU, Keo Yuan; MOSLEH, Ali. Effect of temporal variability of operating parameters in corrosion modelling for natural gas pipelines subject to uniform corrosion. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [S. l.], v. 69, n. May, p. 102930, 2019. DOI: 10.1016/j.jngse.2019.102930.

ZIO, E. The future of risk assessment. **Reliability Engineering and System Safety**, [S. l.], v. 177, p. 176–190, 2018. DOI: 10.1016/j.ress.2018.04.020.