

Universidade Federal de Alagoas – UFAL  
Unidade Acadêmica Centro de Tecnologia – CTEC  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC

Lucas Pereira de Gouveia

# **Resistência Residual ao Colapso de Tubos Danificados: uma Abordagem Baseada em Dados de Inspeção e Modelagem Numérica**

Maceió, Alagoas

2024

Universidade Federal de Alagoas – UFAL  
Unidade Acadêmica Centro de Tecnologia – CTEC  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC

Lucas Pereira de Gouveia

**Resistência Residual ao Colapso de Tubos  
Danificados: uma Abordagem Baseada em Dados de  
Inspeção e Modelagem Numérica**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Alagoas, como requisito para obtenção do título de Doutor em Engenharia Civil, com a área de concentração em Estruturas.

Orientador: Eduardo Toledo de Lima Junior

Maceió, Alagoas

2024

**Catálogo na Fonte**  
**Universidade Federal de Alagoas**  
**Biblioteca Central**  
**Divisão de Tratamento Técnico**

Bibliotecário: Marcelino de Carvalho Freitas Neto – CRB-4 – 1767

G719r Gouveia, Lucas Pereira de.

Resistência residual ao colapso de tubos danificados : uma abordagem baseada em dados de inspeção e modelagem numérica / Lucas Pereira de Gouveia. - 2024.

152 f. : il.

Orientador: Eduardo Toledo de Lima Junior.

Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Maceió, 2024.

Bibliografia: f. 143-152.

1. Integridade de poços. 2. Colapso de tubulares. 3. Perfilagem a poço aberto. 4. Confiabilidade estrutural. I. Título.

CDU: 624

# AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos que de alguma forma me ajudaram e deram forças para que eu conseguisse desenvolver este trabalho.

Agradeço à Teresa, Maria Julia e Guilherme, que precisaram entender minha ausência em muitos momentos para que o trabalho fosse desenvolvido.

Agradeço à minha mãe, Martha, ao meu pai, Santério, e aos meus irmãos, Vinicius e Débora, que são a base do que sou e que me apoiam em tudo.

Agradeço ao meu orientador (e amigo) pelos precisos ensinamentos, pelas recomendações e pelo apoio às minhas decisões durante todo o doutorado.

Agradeço à UFAL por ter me agraciado com um período de licença, motivando o meu desenvolvimento profissional. Em especial, agradeço aos professores do curso de Engenharia de Petróleo por me cobrirem nas atividades de ensino e administrativas.

Agradeço aos coordenadores e equipes de projetos de pesquisa do LCCV por terem equilibrado bem as demandas de forma que eu conseguisse ter mais tempo para a minha capacitação. Enfatizo que este trabalho é fruto de colaborações entre as equipes dos projetos de pesquisa, sem as quais o trabalho não seria possível.

Agradeço aos professores da Colorado School of Mines que me receberam por um ano durante o Doutorado Sanduíche, bem como a todos que conheci nesse período.

Agradeço ao apoio da Petrobras e do CNPq.

# RESUMO

O objetivo deste trabalho é contribuir com uma avaliação robusta da integridade estrutural de tubulares em ambiente de alta complexidade e risco, como é o caso da região do pré-sal brasileiro. Mais especificamente, propõe-se uma metodologia de estimativa de resistência residual de tubos danificados por desgaste e/ou corrosão em poços de petróleo, integrando a inspeção geométrica dos elementos e modelagem numérica. Apresenta-se, ainda, uma abordagem probabilística para o problema, onde a confiabilidade estrutural é aplicada visando estimar a probabilidade falha do tubo danificado. Colunas de revestimento e de produção/injeção são importantes elementos de barreira de segurança, desempenhando funções estruturais cruciais e isolando poço e formação para evitar fluxo de fluido indesejado. O desgaste e a corrosão nesses tubulares ocorrem durante diferentes operações ao longo de seu ciclo de vida, sendo considerados de forma conservadora na fase de projeto, de modo a evitar situações de perda de integridade. No entanto, há muita incerteza nessas previsões. Equipamentos modernos de inspeção disponíveis no mercado, como ferramentas de perfilagem ultrassônica e eletromagnética, têm permitido avaliar o estado real dos tubos em serviço. O raio do tubo, a espessura e a perda de massa são os parâmetros medidos ao longo das colunas do poço. A interpretação adequada desses dados permite identificar os danos nos tubos e ainda quantificar as correspondentes severidades. Na metodologia aplicada, desenvolve-se um algoritmo para identificar danos em tubos com base em dados de inspeção e na premissa de que o tubo intacto é modelado adequadamente como uma elipse distorcida. A resistência residual ao colapso dos tubos é estimada utilizando-se uma modelagem bidimensional não linear através do Método dos Elementos Finitos, com o propósito de representar geometricamente os múltiplos danos mapeados. Na etapa final, aplica-se uma análise probabilística adotando-se como variáveis aleatórias alguns parâmetros geométricos e mecânicos dos tubos, inclusive relacionados à configuração do dano, como sua profundidade máxima e posição. Os resultados alcançados permitem concluir que a configuração geométrica inicial do tubo danificado pode levar a variações significativas na resistência residual, para diferentes parâmetros de dano, como profundidade, raio, posição e distribuição. Vale ressaltar que os modelos analíticos encontrados na literatura consideram esses fatores de forma parcial, mas não em sua totalidade. Desenvolve-se um estudo de caso com dados reais de inspeção por ultrassom para demonstrar a aplicação da metodologia proposta, comparando-se os resultados com valores de referência. Por fim, no estudo probabilístico avalia-se o aumento da probabilidade de falha decorrente do dano, associando os parâmetros de maior influência no resultado. O estudo proposto ampara um entendimento mais realista da condição dos elementos tubulares danificados em poços de petróleo.

**Palavras-chaves:** Integridade de Poços, Colapso de Tubulares, Instabilidade, Perfilagem de Poços, Confiabilidade Estrutural.

# ABSTRACT

This work aims to contribute to the robust assessment of the structural integrity of tubulars in high-complexity and high-risk environments, such as the Brazilian pre-salt region. More specifically, a methodology is proposed for estimating the residual strength of tubes damaged by wear and/or corrosion in oil and gas wells, integrating geometric inspection of elements and numerical modelling. Additionally, a probabilistic approach to the problem is presented, where structural reliability is applied to estimate the failure probability of the damaged tube. Casing and production/injection columns are important safety barrier elements, providing structural stability and tightness, isolating the well and formation to prevent unwanted fluid flow. Wear and corrosion in these tubulars occur during different operations throughout their lifecycle and are conservatively considered in the design phase to avoid integrity loss events. However, there is considerable uncertainty in these predictions. Modern inspection technologies, such as ultrasonic and electromagnetic profiling tools, have enabled the assessment of the actual state of tubes in service. Tube radius, thickness, and mass loss are parameters measured along the well columns. Proper interpretation of this data allows for the identification and quantification of tube damage severity. In the applied methodology, an algorithm is developed to identify tube damage based on inspection data and the premise that the intact tube is appropriately modelled as a distorted ellipse. The residual collapse strength of the tubes is estimated using a two-dimensional nonlinear model with the Finite Element Method. In the final step, a probabilistic analysis is applied considering geometric and material parameters as random variables, including damage configuration parameters, such as maximum depth and position. The results obtained indicate that the initial geometric configuration of the damaged tube can result in significant variations in residual strengths for different damage parameters, such as depth, radius, position, and distribution. It is noteworthy that analytical models found in the literature consider these factors partially but not in their entirety. A case study is conducted using real ultrasonic inspection data to demonstrate the application of the proposed methodology, comparing the results with reference values. Finally, the probabilistic study evaluates the increase in failure probability due to damage, associating the parameters of greatest influence on the result. The proposed study supports a more realistic understanding of the condition of damaged tubular elements in oil wells.

**Keywords:** Well Integrity, Tubular Collapse, Instability, Well Logging, Structural Reliability

# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Esquema de poço produtor de petróleo típico. . . . .	27
Figura 2.2 – Esquema do CSB de poço em produção. . . . .	28
Figura 2.3 – Principais etapas do ciclo de vida de tubos de coluna de revestimento de poços de petróleo. . . . .	30
Figura 2.4 – Desgaste de tool joint em parede interna de revestimento. . . . .	30
Figura 2.5 – Principais etapas do ciclo de vida de tubos de COP/COI de poços de petróleo. . . . .	32
Figura 2.6 – Ocorrência de problemas de integridade em poços categorizados por equipamento de barreira de segurança. . . . .	34
Figura 2.7 – Mecanismos de falha preponderante resultante da revisão de artigos de Mohammed et al. (2019). . . . .	35
Figura 2.8 – Detalhe de <i>multi-finger caliper</i> e suas pernas ou braços de medição. . . . .	37
Figura 2.9 – Partes do equipamento de perfilagem ultrassônica. . . . .	38
Figura 2.10–Exemplo de resultado de perfilagem ultrassônica em poço. Os dados da análise acústico são usados para estimar o diâmetro interno e a espessura das seções transversais. . . . .	39
Figura 2.11–Exemplo de medição de seção transversal de tubo em poço real. . . . .	40
Figura 2.12–Destaque de regiões com prováveis danos na seção de dados de espessura. . . . .	40
Figura 2.13–Partes do equipamento de perfilagem eletromagnética MID-2. . . . .	41
Figura 2.14–Esquema de princípio de funcionamento da ferramenta eletromagnética de inspeção de múltiplos tubulares concêntricos. . . . .	42
Figura 2.15–Exemplo de resposta de perfilagem eletromagnética para duas colunas de tubos. . . . .	43
Figura 2.16–Metodologias <i>stand alone</i> e <i>time-lapse</i> para quantificação de corrosão usando o METT. . . . .	44
Figura 2.17–Modelagem de integridade residual de placa corroída por pites. . . . .	50
Figura 2.18–Mecanismo de formação de filme produto de corrosão que tende a reduzir a taxa de corrosão ao longo do tempo. . . . .	51
Figura 2.19–Corrosão severa observada em pequeno tubo em poço no campo de Troll, na Noruega. . . . .	52
Figura 2.20–Corrosão CO <sub>2</sub> por pites observada em tubo 13Cr. . . . .	53
Figura 2.21–Propostas de correção da resistência usada para projeto de revestimento desgastado e corroído. . . . .	62
Figura 2.22–Imagem de microscópio usada para definir a morfologia do pite de corrosão. . . . .	63
Figura 3.1 – Fluxograma geral da estratégia de geração de perfil de dano. . . . .	66
Figura 3.2 – Elipse distorcida aplicada no ajuste dos dados de raio interno. . . . .	67

Figura 3.3 – Valores de $H_a(\theta)$ , $H_b(\theta)$ , $H_c(\theta)$ e $H_d(\theta)$ em cada quadrante. . . . .	68
Figura 3.4 – Exemplo de resultado de ajuste de elipse distorcida. . . . .	68
Figura 3.5 – Exemplo de ajustes nos quadrantes de uma seção transversal. P-valor teste de Shapiro-Wilk igual a 0,22. . . . .	69
Figura 3.6 – Exemplo de etapas de ajuste e remoção dos pontos de dano. . . . .	71
Figura 3.7 – a) Caso adotado de um tubo sem dano para estudo de convergência do método numérico do cálculo de área de seção transversal; b) Estudo de convergência das estratégias numéricas em relação à área obtida analiticamente; c) Detalhamento de como a <i>spline</i> cúbica suaviza a ligação dos pontos. . . . .	73
Figura 3.8 – a) Caso adotado de cálculo de área de lua crescente, análogo ao caso do dano circular em parede interna de revestimento; b) Estudo de convergência das estratégias numéricas em relação à área obtida analiticamente; c) Detalhamento da região de transição onde a <i>spline</i> tem dificuldade de ser ajustada adequadamente. . . . .	74
Figura 3.9 – Problema de cálculo da área da geometria de uma lua crescente quando se tem uma resolução de 150 canais da ferramenta ultrassônica. . . . .	75
Figura 3.10–Exemplos de seções transversais medidas em perfilagens ultrassônicas. . . . .	78
Figura 3.11–Geometria do problema para encontrar a posição correta da tool joint. . . . .	80
Figura 3.12–Visão geral da amostra de 1000 seções virtuais gerada para análise do erro estatístico. . . . .	82
Figura 3.13–Efeito do parâmetro de rotação na equação da elipse distorcida em uma seção transversal com ovalização média da API/TR 5C3 (2008). . . . .	84
Figura 3.14–Efeito do parâmetro de rotação na equação da elipse distorcida em uma seção transversal com ovalização alta. . . . .	84
Figura 3.15–Estimativa do desvio padrão do ruído de medição em diferentes condições de ruído imposto e número de canais das seções virtuais. . . . .	85
Figura 3.16–Erros observados na estimativa da penetração máxima e da área danificada na amostra de 1000 seções virtuais aleatórias. . . . .	85
Figura 3.17–Piores resultados encontrados com a aplicação da estratégia na amostra de seções virtuais aleatórias. . . . .	86
Figura 3.18–Média e desvio padrão do erro em função do desvio padrão do ruído de medição e do número de canais lidos por seção transversal. . . . .	88
Figura 3.19–Dados brutos e filtrados de raio interno do poço avaliado no estudo de caso. . . . .	89
Figura 3.20–Dados brutos e filtrados de espessura do poço avaliado no estudo de caso. . . . .	90
Figura 3.21–Leituras de raio interno de seções transversais do estudo de caso. . . . .	91
Figura 3.22–Leituras de espessura de seções transversais do estudo de caso. . . . .	92
Figura 3.23–Estimativas de desvio padrão de ruído de medição para o estudo de caso. . . . .	93
Figura 3.24–Perfis de profundidade máxima dos danos do estudo de caso. . . . .	94
Figura 3.25–Perfis de área danificada do estudo de caso. . . . .	95



Figura 3.26–Soluções da metodologia da elipse pré-dano com seções transversais aleatórias do estudo de caso. . . . .	96
Figura 3.27–Soluções da metodologia da elipse pré-dano com seções transversais nos picos de cada solução do estudo de caso. . . . .	97
Figura 3.28–Mapeamento de danos identificados pela metodologia da elipse pré-dano para o estudo de caso. . . . .	98
Figura 4.1 – Exemplo de modelagem com distribuição de tensões de von Mises no momento da falha mostradas de forma qualitativa, com padrão de tubo ovalizado, excêntrico e danificado em posições variadas. . . . .	100
Figura 4.2 – a) Condições de contorno e carregamento adotados para a simulação via MEF; b) configurações indeformada e deformada de um caso de tubo danificado; c) deslocamentos radial e circunferencial do ponto em vermelho em b) ao longo dos incrementos de carga. . . . .	101
Figura 4.3 – Curvas tensão-deformação verdadeiras dos graus de aço trabalhados. . . . .	102
Figura 4.4 – Estudo de convergência para tubos danificados, realizado variando-se a quantidade de elementos na direção radial da seção transversal. . . . .	104
Figura 4.5 – Resultados dos ensaios do DEA-130 (2002), da modelagem via MEF e da equação KT para tubos intactos com parâmetros médios da API/TR 5C3 (2008). . . . .	106
Figura 4.6 – Comparação dos resultados da modelagem via MEF com os dados observados de ensaios de colapso em tubos danificados de Sakakibara et al. (2008) .	107
Figura 4.7 – Análise de tensões equivalentes de von Mises e deformação plástica para tubos intactos com diferentes esbeltezes de seção transversal (OD/wt) no momento do colapso (grau de aço P-110). . . . .	108
Figura 4.8 – Análise de tubos intactos com diferentes esbeltezes de seção transversal (OD/wt) sob colapso. . . . .	109
Figura 4.9 – Esquema de seções transversais com ovalização e excentricidade posicionadas de formas diferentes, mas com as mesmas intensidades (valores em graus e intensidades exageradas para facilitar visualização). . . . .	109
Figura 4.10–Estudo da influência do posicionamento de raio máximo e espessura máxima na seção transversal. . . . .	110
Figura 4.11–Esquema de seções transversais com variação de profundidade de canaleta (ovalização e excentricidade com intensidades exageradas para facilitar visualização). . . . .	111
Figura 4.12–Efeito da profundidade do dano em nove tubos. . . . .	112
Figura 4.13–Esquema de seções transversais com variação da abertura da canaleta (ovalização e excentricidade com intensidades exageradas para facilitar visualização). . . . .	112
Figura 4.14–Efeito da abertura do dano em nove tubos. . . . .	113

Figura 4.15–Efeito da posição de um dano consumindo 10% da espessura de parede em nove tubos. . . . .	114
Figura 4.16–Comparação entre modelagens de tubos com canaletas em posições variadas, a) curvas de tensões equivalentes de von Mises médias dos elementos finitos e percentual de elementos finitos com deformação plástica vs. comprimento de arco; b) tubo intacto; c) tubo com canaleta a 90°; d) tubo com canaleta a 180°. . . . .	115
Figura 4.17–Resultados das análises com inserção de múltiplos danos em seções transversais de tubos. . . . .	117
Figura 4.18–Número de pontos necessários para definir a parede interna de geometrias de tubos usuais para revestimento produtor e COP/COI com pelo menos dez pontos por pite. . . . .	119
Figura 4.19–Número de pontos necessários para definir a parede interna do tubo com pelo menos dez pontos por pite. . . . .	119
Figura 4.20–Detalhamento da geometria e da malha de um modelo de tubo corroído por pites, aproximando a visualização para a região de um pite. . . . .	120
Figura 4.21–Exemplos de geometrias com dez pites posicionados aleatoriamente na seção transversal. . . . .	121
Figura 4.22–Efeito da profundidade de corrosão uniforme e localizada com dez pites na resistência residual e no percentual de elementos com deformação plástica no momento da falha. . . . .	121
Figura 4.23–Efeito do número de pites em relação à resistência residual e à tensão máxima de von Mises no momento da falha. . . . .	122
Figura 4.24–Efeito das posições aleatórias que dez pites de 1mm de profundidade da corrosão podem causar na resistência residual de tubo de 10,75" de OD, em comparação à resistência do tubo intacto e do tubo corroído de maneira uniforme com a mesma profundidade. . . . .	123
Figura 5.1 – Utiliza-se a geometria da seção transversal do tubo não deformada para a simulação MEF. . . . .	125
Figura 5.2 – Resistência residual avaliada com modelos da literatura e com a abordagem MEF. . . . .	127
Figura 5.3 – Casos críticos do estudo de caso: a) seção transversal em 3153,46 m com maior profundidade máxima e área de dano, b) menor resistência residual de acordo com a modelagem via MEF em 3163,98 m. . . . .	129
Figura 5.4 – Geometria resultante das considerações adotadas para o estudo de caso com inspeção de ferramenta eletromagnética: a) visão total da seção transversal, b) visão ampliada de uma região. . . . .	130

Figura 5.5 – Resultados do FORM para tubos intactos usando como estado limite o modelo KT e as modelagens via MEF com diferentes conjuntos de v.a. aleatórias. a) convergência da probabilidade de falha e da função de estado limite ao longo das iterações e, b) fatores de importância das variáveis aleatórias. . . . .	135
Figura 5.6 – Resultados da análise de confiabilidade com o FORM usando como estado limite a modelagem via MEF do tubo com 1 dano. a) convergência da probabilidade de falha e função de estado limite ao longo das iterações e, b) fatores de importância das variáveis aleatórias. . . . .	137
Figura 5.7 – Resultados da análise de confiabilidade com o FORM usando como estado limite a modelagem via MEF dos casos críticos da perfilagem ultrassônica da subseção 5.1.2. a) convergência da probabilidade de falha e função de estado limite ao longo das iterações e, b) fatores de importância das variáveis aleatórias. . . . .	138

# LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Trabalhos com propostas para estimar a resistência residual ao colapso de tubo desgastado. . . . .	57
Tabela 2.2 – Trabalhos com propostas para estimar a resistência residual à pressão interna de tubo desgastado. . . . .	59
Tabela 3.1 – Definição de aleatoriedade dos parâmetros usados na geração de seções transversais para estudo do erro de modelo. . . . .	81
Tabela 4.1 – Definição de aleatoriedade dos parâmetros usados na geração de seções transversais para estudo de resistência residual ao colapso de tubos com múltiplos danos. . . . .	116
Tabela 5.1 – Maiores profundidades de dano máximo e área danificada estimados pela estratégia da elipse pré-dano. . . . .	126
Tabela 5.2 – Menores resistências residuais estimadas com as equações analíticas no intervalo. . . . .	128
Tabela 5.3 – Menores resistências residuais estimadas com a modelagem via MEF no intervalo. . . . .	128
Tabela 5.4 – Dados das canaletas inseridas aleatoriamente na seção transversal hipotética visando atingir 0,21 pol <sup>2</sup> de área danificada. . . . .	129
Tabela 5.5 – Área danificada e resistências das geometrias adotadas para o tubo hipotético inspecionado por perfilagem eletromagnética. . . . .	130
Tabela 5.6 – Parâmetros estatísticos das variáveis aleatórias para análise de confiabilidade com tubo intacto. . . . .	134
Tabela 5.7 – Probabilidades de falha obtidas e tempos de processamento para os casos estudados com o FORM sendo aplicado. Os casos de 8 a 11 se referem a casos críticos do estudo de caso da subseção 5.1.2 . . . . .	140

# LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	<i>American Petroleum Institute</i>
AQR	Análise Quantitativa de Risco
ASV	<i>Annulus safety valve</i>
CCS	<i>Carbon capture and storage</i>
CDF	<i>Cumulative Density Function</i>
COI	Coluna de injeção
COP	Coluna de produção
COV	Coefficiente de variação
CRA	<i>Corrosion Resistant Alloy</i>
CRS	<i>Cold Rotary Straightened</i>
CSB	Conjunto Solidário de Barreiras
DHSV	<i>Downhole safety valve</i>
DLS	<i>Dogleg severity</i>
DSS	<i>Duplex stainless steel</i>
DOP	<i>Density of pits</i>
EBS	Elemento de barreira de segurança
EEL	Equação de Estado Limite
EMDS	<i>ElectroMagnetic DefectoScopy</i>
EPD	Estado Plano de Deformação
EPT	Estado Plano de Tensão
EPX	<i>Electromagnetic Pipe Xaminer</i>
FORM	<i>First Order Reliability Method</i>

HLRF	Algoritmo de Hassofer, Lind, Rackwitz e Fiessler
HRS	<i>Hot Rotary Straightened</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
KT	Equação de Klever-Tamano
LPF	<i>Load Proportionality Factor</i>
LVDT	<i>Linear Variable Differential Transformer</i>
MEF	Método dos Elementos Finitos
METT	<i>Multifrequency Electromagnetic Thickness Tool</i>
MEV	Microscópio Eletrônico de Varredura
MFCT	<i>Multi-finger caliper</i>
MID	<i>Magnetic Imaging Defectoscopy</i>
OCTG	<i>Oil Country Tubular Goods</i>
OREDA	<i>Offshore Reliability-Data Handbook</i>
PDF	<i>Probability Density Function</i>
RP	Ponto de referência
SDSS	<i>Super duplex stainless steel</i>
SMSS	<i>Supermartensitic stainless steel</i>
SGIP	Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços
SORM	<i>Second Order Reliability Method</i>
US	Ultrassom
USI	Perfilagem Ultrassom
v.a.	variável(is) aleatória(s)
VME	Elipse de von Mises ( <i>von Mises Elipse</i> )

# LISTA DE SÍMBOLOS

$A_{dano}$	Área total danificada de uma seção transversal
$A_{lua}$	Área da lua crescente
$A_{pos}$	Área da superfície interna da seção transversal calculada com os pontos medidos por ultrassom extrapolados em uma <i>spline</i> cúbica
$A_{pre}$	Área da elipse distorcida ajustada para a condição pré-dano
$a, b, c, d$	Parâmetros de metade dos eixos da elipse distorcida
$C_{DMG}$	Tamanho de $\overrightarrow{DMG}$
$D_{max}^{baseline}$	Diâmetro interno medido antes da perfuração da fase seguinte do poço
$D_{max}^{post}$	Diâmetro interno medido após a perfuração da fase seguinte do poço
$\overrightarrow{DMG}$	Vetor que define a posição do centro do círculo de dano
$ecc$	Excentricidade da seção transversal
$f_y$	Tensão de escoamento do aço
$f_{ymn}$	Tensão de escoamento mínima do aço
$f_{umn}$	Tensão última mínima do aço
$G(\mathbf{X})$	Função de falha para o problema de confiabilidade estrutural
$H_a, H_b, H_c, H_d$	Funções de ativação de quadrantes da elipse distorcida
$ID$	Diâmetro interno nominal da seção transversal
$ID_{max}$	Diâmetro interno máximo da seção transversal
$ID_{min}$	Diâmetro interno mínimo da seção transversal
$ID_{med}$	Diâmetro interno médio da seção transversal
$k_{ov}$	Coefficiente auxiliar para converter a ovalização da parede externa na ovalização da parede interna da seção transversal
$l_{period}$	Fator de escala de comprimento de arco
$mu_{KT}$	Incerteza de modelo para KT

$n_{\delta}$	Número de danos em uma seção transversal
$N_{spline}$	Número de pontos usados na interpolação das medições de uma seção transversal em <i>spline</i> cúbica
$n_{USI}$	Número de pontos em inspeção ultrassônica de uma seção transversal
$Noise_r$	Ruído de medição para o raio interno
$Noise_{wt}$	Ruído de medição para a espessura
$p$	Conjunto de parâmetros da elipse distorcida
$P_f$	Probabilidade de falha
$OD$	Diâmetro externo nominal do tubo
$OD_{max}$	Diâmetro externo máximo da seção transversal
$OD_{min}$	Diâmetro externo mínimo da seção transversal
$OD_{med}$	Diâmetro externo médio da seção transversal
$ov$	Ovalização da seção transversal
$r$	Raio interno nominal do tubo
$r(\theta)$	Raio interno da seção transversal calculado com a equação da elipse distorcida na posição $\theta$
$r_1$	Raio do maior círculo do caso da lua crescente no estudo de cálculo de área danificada
$r_2$	Raio do menor círculo do caso da lua crescente no estudo de cálculo de área danificada
$r_{DMG}$ ou $r_{\delta}$	Raio do círculo de dano
$r_i^{USI}$	Raio interno na posição $i$ da medição de ultrassom
$r_i^{wt}$	Raio interno na posição $i$ a partir da medição de espessura $wt_i^{USI}$
$re_i$	Raio externo da seção transversal na posição $i$
$res_i$	Resíduos do ajuste dos dados de medição ultrassônica com a equação da elipse distorcida
$rs$	Tensão residual do aço
$std_R$	Desvio padrão de $res_i$



$R$	Resistência de tubo intacto
$R_{prob}$	Resistência probabilística do tubo
$t^{sup}$	Tolerância superior ao ruído para atribuição do canal como dano
$t^{inf}$	Tolerância inferior ao ruído para atribuição do canal como dano
$w_i$	Peso do canal $i$ para atribuir a condição de dano (=1) ou não (=0)
$wear_{\%}$	Penetração de desgaste sofrido por <i>tool joint</i> com metodologia usual da indústria
$wear_{industry}$	Penetração de desgaste sofrido por <i>tool joint</i> com metodologia usual da indústria
$wt$	Espessura nominal do tubo
$wt_{max}$	Espessura máxima da seção transversal
$wt_{min}$	Espessura mínima da seção transversal
$wt_{med}$	Espessura média da seção transversal
$wt_i^{USI}$	Espessura na posição $i$ da medição de ultrassom
$\vec{wt}_{ecc}$	Vetor de espessuras considerando a descentralização da seção transversal para que a excentricidade $ecc$ seja imposta
$x, y$	Coordenadas cartesianas
$\mathbf{X}$	Vetor de variáveis aleatórias
$\alpha$	Parâmetro de rotação da elipse distorcida
$\delta$	Profundidade máxima do dano
$\delta_{\%}$	Profundidade máxima do dano em termos percentuais em relação a uma espessura de referência
$\vec{\Delta}$	Vetor de descentralização de uma seção transversal
$\Delta l_{in}$	Incremento inicial de comprimento de arco
$\Delta l_{max}$	Incremento máximo de comprimento de arco
$\Delta l_{min}$	Incremento mínimo de comprimento de arco
$\Delta X, \Delta Y$	Componentes de $\vec{\Delta}$

$\xi, \eta$	Parâmetros de descentralização (excentricidade) da elipse distorcida
$\xi_{lua}$	Distância entre centros de círculos que definem o problema de cálculo de área da lua crescente
$\theta$	Direção de medição de canal ultrassônico
$\theta_{\delta}$ ou $\theta_{dano}$	Posição do dano
$\theta_{DMG}$	Posição do centro do círculo de dano
$\theta_D$	Ângulo obtido pela subtração entre $\theta_{\delta}$ e $\theta_{DMG}$
$\theta_{r_{max}}$	Ângulo da posição do raio interno máximo na seção transversal
$\theta_{wt_{max}}$	Ângulo da posição da espessura máxima na seção transversal
$\psi_{\theta}$	Ângulo auxiliar em função de $\theta$ usado para definir a equação da elipse distorcida
$\chi^2$	Distribuição de probabilidades Chi-quadrado

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>19</b>
1.1	Motivação	20
1.2	Objetivos	23
1.3	Metodologia	24
1.4	Delimitações	25
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>27</b>
2.1	Ciclo de vida dos tubulares	29
2.2	Análise de integridade de poços	33
2.3	Equipamentos de perfilagem para inspeção geométrica	36
2.3.1	Perfilagem multi-finger caliper (MFCT)	36
2.3.2	Perfilagem ultrassônica (US)	37
2.3.3	Perfilagem eletromagnética	41
2.4	Inspeção de tubos para quantificar desgaste por tool joint	45
2.5	Corrosão em tubos de aço carbono de poços de petróleo	49
2.6	Modelagem de resistência residual de tubos danificados	54
2.6.1	Resistência ao colapso de tubos desgastados	56
2.6.2	Resistência à pressão interna de tubos desgastados	58
2.6.3	Resistência residual de tubos corroídos	60
<b>3</b>	<b>INSPEÇÃO DE DANO EM PAREDE INTERNA DE COLUNAS DE TUBOS</b>	<b>65</b>
3.1	Metodologia da elipse distorcida pré dano	65
3.1.1	Ajuste de elipse distorcida	66
3.1.2	Estimativa do ruído de medição	69
3.1.3	Remoção dos pontos de dano	70
3.1.4	Cálculo da profundidade do dano	71
3.1.5	Cálculo da área danificada	72
3.1.6	Adaptação para dados de espessura	75
3.2	Validação da metodologia da elipse distorcida	76
3.2.1	Geração de seções virtuais	77
3.2.1.1	Seções ovalizadas	77
3.2.1.2	Seções excêntricas	79
3.2.1.3	Inserção de círculos de dano	79
3.2.1.4	Perturbação com ruído de medição	80

3.2.1.5	Amostras virtuais para validação . . . . .	81
3.2.2	Análise de erro com seções virtuais . . . . .	83
3.2.2.1	Efeito da inserção do parâmetro de rotação . . . . .	83
3.2.2.2	Erro na estimativa do ruído de medição . . . . .	83
3.2.2.3	Erro na estimativa de danos . . . . .	85
<b>3.3</b>	<b>Estudo de caso real . . . . .</b>	<b>87</b>
<b>4</b>	<b>MODELAGEM DA RESISTÊNCIA RESIDUAL COM O MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS . . . . .</b>	<b>99</b>
<b>4.1</b>	<b>Descrição da modelagem de colapso de tubos danificados . . . .</b>	<b>100</b>
4.1.1	Estudos de convergência . . . . .	103
4.1.2	Comparação com modelo da indústria e dados de ensaios da literatura	104
<b>4.2</b>	<b>Estudos com tubos intactos . . . . .</b>	<b>106</b>
4.2.1	Comportamentos de tubos em função da esbeltez . . . . .	107
4.2.2	Efeito das posições de ovalização e excentricidade . . . . .	108
<b>4.3</b>	<b>Análise paramétrica de tubos desgastados . . . . .</b>	<b>110</b>
4.3.1	Canaleta simples . . . . .	111
4.3.2	Múltiplas canaletas . . . . .	115
<b>4.4</b>	<b>Análise paramétrica de tubos corroídos . . . . .</b>	<b>118</b>
4.4.1	Efeito da profundidade de corrosão . . . . .	120
4.4.2	Efeito do número de pites . . . . .	122
4.4.3	Efeito da aleatoriedade da distribuição de pites . . . . .	122
<b>5</b>	<b>RESISTÊNCIA RESIDUAL A PARTIR DE DADOS DE INSPEÇÃO E ANÁLISE PROBABILÍSTICA . . . . .</b>	<b>124</b>
<b>5.1</b>	<b>Resistência residual baseada em perfil ultrassônico . . . . .</b>	<b>124</b>
5.1.1	Geometria de tubos danificados - tubo virtual equivalente . . . . .	124
5.1.2	Estudo de caso . . . . .	126
<b>5.2</b>	<b>Resistência residual com base em perfil eletromagnético . . . .</b>	<b>129</b>
<b>5.3</b>	<b>Análise probabilística . . . . .</b>	<b>131</b>
5.3.1	Integração FORM e MEF . . . . .	131
5.3.2	Estudos de caso . . . . .	133
5.3.2.1	Probabilidade de falha de tubo intacto: modelo KT e modelagem via MEF .	133
5.3.2.2	Probabilidade de falha de tubo com 1 dano . . . . .	136
5.3.2.3	Probabilidade de falha dos casos críticos da perfilagem ultrassônica . . . .	137
5.3.2.4	Visão geral dos casos analisados com a abordagem probabilística . . . . .	139
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS . . . .</b>	<b>141</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>143</b>

# 1 INTRODUÇÃO

Desde a antiguidade, a engenharia estrutural é essencial nos avanços da humanidade. De acordo com Martha (2010), ela esteve presente de forma empírica nas construções de grandes monumentos, pirâmides, templos, estradas, pontes e fortificações de civilizações antigas. Do início da formalização teórica no século 17 até os dias atuais, o domínio de novas técnicas construtivas em conjunto com a criatividade humana tornou possível construções civis e industriais de alta complexidade. O início da indústria do petróleo no século 19 nos Estados Unidos da América também foi guiado por conhecimento empírico, inclusive nas atividades de perfuração e gerenciamento da estrutura dos poços. Atualmente no Brasil, o desafio de exploração de petróleo em ambientes *offshore* extremos demanda da engenharia estrutural respostas de integridade de poços ao longo de seu ciclo de vida.

Neste trabalho, analisa-se a integridade estrutural de poços de petróleo em um ambiente de alta complexidade e risco, que é a região de exploração do pré-sal brasileiro. Neste ambiente, as atividades de exploração de reservatórios de petróleo em condições críticas trazem consigo desafios para viabilizar uma produção rentável. O pré-sal brasileiro tem aumentado de forma significativa a produção nacional de petróleo, já representando três quartos da produção anual no país, de acordo com dados do Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP (acesso em 05/09/2023). Poços e *clusters* submarinos cada vez mais complexos são construídos nesta região como em nenhuma região do mundo (PETROBRAS, 2017).

Por outro lado, a indústria do petróleo sofre fortes crises periodicamente, como em 2014 (KHAN et al., 2017) e mais recentemente em 2020, devido à queda do preço do barril de petróleo, envolvendo fatores macroeconômicos diversos, como crises internacionais. La Grange (2018) destaca que desinvestimentos, projetos atrasados e cortes de funcionários ocorreram nos anos seguintes a 2014. Em consequência, tem-se observado oportunidades crescentes em empresas e instituições de pesquisa que oferecem soluções de redução de custos e melhoria de desempenho que novas tecnologias promovem. Atualmente, modernos sistemas de aquisição e controle possuem a capacidade de gerar uma grande quantidade de dados que, quando abordados por métodos científicos, podem revelar informações importantes do problema de engenharia.

Poços de petróleo são construídos servindo como canal condutor de fluidos produzidos e injetados. Usualmente possuem um ciclo de vida baseado em quatro macro etapas: perfuração, completação, produção (ou operação) e abandono. A publicação da Resolução ANP número 43/2007 (ANP, 2007) destaca a importância do gerenciamento de segurança das operações em todas essas etapas. Nela, ressalta-se o cuidado em garantir a integridade dos poços, o que também é preconizado pela Resolução ANP número 46/2016 (ANP, 2016), que institui o SGIP

(Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços). Assim, o poço de petróleo deve ter sua integridade estrutural e de estanqueidade garantidas ao longo de todo o seu ciclo de vida, visando a segurança dos operadores, do meio ambiente e uma lucratividade maximizada. O vazamento de grandes volumes de petróleo como consequência de colapso ou falha de estanqueidade do poço é um evento considerado como catastrófico, podendo levar a danos permanentes ao meio ambiente e à perda de vidas humanas.

Desgaste e corrosão são fenômenos observados nos tubos presentes nos poços de petróleo ao longo de seu ciclo de vida. As causas podem ser o contato direto dos tubos com a formação rochosa ou com outros equipamentos descidos no poço ou, ainda, o ataque químico dos fluidos produzidos, injetados ou em contato com os tubos. O projeto de poço considera esses efeitos normalmente de forma conservadora, para evitar a ocorrência de situações críticas. Contudo, ferramentas modernas de inspeção de tubos nos poços têm viabilizado uma atualização da previsão realizada em projeto. Permite-se, assim, uma melhor avaliação da integridade dos tubos neste momento, auxiliando a tomada de decisões ao longo do ciclo de vida do poço.

## 1.1 Motivação

Tubos de revestimento e tubos das colunas de produção e de injeção (COP/COI) são considerados elementos de barreira de segurança (EBS). Eles protegem a formação rochosa dos fluidos que escoam no poço, assim como também protegem o interior do poço da contaminação de fluidos presentes nas formações. Além disso, são componentes importantes do sistema de estrutura de poço, contribuindo para sua estabilidade. Em poços de petróleo, o Conjunto Solidário de Barreiras (CSB) (ANP, 2016; NORSOK D-010, 2013) é o sistema que deve garantir a integridade de operações durante toda a vida útil. Assim como os demais equipamentos instalados no poço, os tubos de revestimento ficam assentados em um ambiente de altas pressões, altas temperaturas e ataque químico intenso, o que potencializa a ocorrência de falhas.

Para além dos documentos normativos técnicos, muitos trabalhos vêm sendo publicados no contexto de integridade de poços, mostrando que o interesse da academia e da indústria tem aumentado sobre esse assunto. Os trabalhos de Vignes e Aadnøy (2010), Kiran et al. (2017) e Mohammed et al. (2019) relatam recorrentes problemas de integridade e operacionais que ocorrem durante a produção de petróleo em campos *offshore*. O trabalho de Vignes e Aadnøy (2010), por exemplo, expõe uma pesquisa realizada nos poços operados no mar do norte, destacando que 18% possuem problemas de integridade de poço relacionados à falha de elementos de barreira de segurança. Kiran et al. (2017) discutem os principais desafios da indústria relacionados ao gerenciamento do risco de perda de integridade de poços de petróleo. Corneliusen (2006) exemplifica a necessidade de avaliação contínua em segurança de poço diante do *blowout* de gás ocorrido em 2005, na plataforma *tension leg* Snorre operando na plataforma continental da Noruega. A investigação do acidente concluiu que a avaliação deficiente do risco geral e a

violação de requisitos de barreiras de segurança culminaram na catástrofe. A recente revisão publicada por Mohammed et al. (2019) aponta que aproximadamente 26.600 poços de 380.000 no Canadá, China, Holanda, Noruega, Reino Unido e Estados Unidos apresentaram pelo menos um modo de falha de integridade. Os autores desenvolvem uma rica revisão bibliográfica do histórico de falhas em revestimentos de poços. Os modos de falha são discutidos abordando todos os aspectos das colunas de revestimento em poços convencionais e não convencionais. A classificação dos eventos de falha em revestimentos identifica onde há a necessidade urgente de soluções, apresenta as causas raízes das falhas e pode indicar uma mudança no paradigma de construção de poços futuros, em termos de práticas e processos. Percebe-se que o gerenciamento do envelhecimento de poços de petróleo é de suma importância para garantir uma operação segura.

Ainda, trabalhos como Miura (2004), Corneliusen (2006), Fonseca (2012), Colombo (2018) e Abdo (2019) apresentam propostas de metodologias de análise da integridade do CSB de poços de petróleo. Contudo, observa-se que as abordagens usadas são voltadas para a análise do sistema de barreiras, ou seja, no gerenciamento do risco do conjunto de elementos e não dos elementos em si, de forma específica. Normalmente o risco e a taxa de falha dos elementos independentes é fornecido pelo fabricante que possui dados de ensaios de seus produtos. Contudo, essa análise pode não representar bem o equipamento instalado, uma vez que o ambiente do poço pode ser mais crítico do que o ensaiado ou as próprias operações introduzem danos não previstos ao equipamento. Em outros casos, o risco dos equipamentos pode também ser quantificado por meio de análise estatística de dados históricos, disponíveis em bases de dados, como o OREDA - *Offshore Reliability-Data Handbook* (SINTEF, 2015).

Corneliusen (2006) admite que a principal preocupação em aplicar as bases de dados é que decisões subjetivas precisam ser realizadas. Na maior parte dos casos não há uma definição clara das condições de contorno e dos limites aceitáveis de operação em que as taxas de falha podem ser aplicadas. Na realidade, muitas vezes não é possível fornecer esse tipo de informação por falta de completude dos dados ou devido às especificidades de cada operação na base de dados. Portanto, nota-se que as análises robustas de integridade de poços acabam tendo como limitação uma representatividade mais acurada dos elementos específicos que compõem o poço. No caso de tubos de revestimento e de produção, a modelagem física ou química em conjunto com inspeções no poço permitem estimar danos de desgaste e corrosão. Contudo, apesar da complexidade que essas metodologias já possuem, ainda existem limitações e simplificações que podem ser trabalhadas visando reduzir incertezas do processo.

O problema do desgaste de *tool joint* é conhecido e preocupa os engenheiros de poço já há algum tempo. A *tool joint* é uma conexão com diâmetro externo maior do que o tubo de perfuração, o que a leva a ter contato com a parede interna do revestimento antes do corpo do tubo. Ela é capaz de fornecer uma ligação robusta entre tubos, permitindo a transmissão eficiente de torque e força durante as operações. Em 1987, estimava-se que, a cada ano, dezenas de

milhões de dólares eram gastos a mais com espessura de parede extra para revestimento, diante da incerteza da ocorrência e intensidade do desgaste (WHITE; DAWSON, 1987). Os primeiros trabalhos científicos publicados sobre o desgaste de *tool joint* na parede interna do revestimento realizaram estudos experimentais simulando o desgaste em laboratório e medindo-o por diferentes técnicas controladas (BRADLEY, 1974; BRADLEY; FONTENOT, 1975; TRUE; WEINER, 1975; FONTENOT; MCEVER, 1975a; FONTENOT; MCEVER, 1975b; BRADLEY; FONTENOT, 1975; WILLIAMSON, 1981; BOL et al., 1986; BEST, 1986). Os trabalhos seguintes desenvolveram importantes modelos de previsão que são a base de modelos atuais (WHITE; DAWSON, 1987; HALL et al., 1994; HALL; MALLOY, 2005; MITCHELL; SAMUEL, 2007; GAO et al., 2010; KUMAR; SAMUEL, 2015; SAMUEL et al., 2016; VAVASSEUR et al., 2016; TAN; GAO, 2018; TAN et al., 2018a; TAN et al., 2018b; TAN et al., 2018c; YU et al., 2018; MITTAL et al., 2020). Muitos deles usaram perfilagens caliper ou ultrassom para verificar a acurácia dos modelos preditivos. Porém, nota-se que em muitos destes trabalhos a metodologia de cálculo do desgaste não é detalhada ou é descrita de forma simplificada, comparando ou o valor máximo de raio interno, ou o valor mínimo de espessura com os respectivos valores nominais. Nesse formato, ovalização e excentricidade podem ser interpretados como desgaste, o que pode levar a erros na modelagem do problema. Mais recentemente, trabalhos que buscam estimar o desgaste com maior precisão, têm demonstrado que metodologias de interpretação de dados mais sofisticadas possuem potencial de trazer benefícios importantes para o projeto e monitoramento de colunas de revestimento e COP/COI de poços de petróleo (SAWARYN et al., 2015; AICHINGER et al., 2016; CHANDRASEKHAR et al., 2019; GOUVEIA et al., 2022).

De acordo com Ossai et al. (2015), problemas relacionados à corrosão representam de um quarto a dois terços do tempo de inatividade total na indústria do petróleo. Lopes (2017) lembra que 60% dos campos de petróleo do mundo em operação estão em ambientes corrosivos. A autora destaca ainda que no ambiente do pré-sal brasileiro, devido ao petróleo ser extraído com água de alta salinidade, elevado teor de CO<sub>2</sub>, a altas pressões e temperaturas, o controle de corrosão é crítico. Lin et al. (2016) afirmam que quando há gás ácido ou CO<sub>2</sub> em altas quantidades em contato com o revestimento, a corrosão é inevitável. Paik et al. (2004) lembram que corrosão e fadiga são os principais problemas no envelhecimento das estruturas. Seus estudos em placas concentram a aplicação em estruturas *offshore*. Assim, estruturas que inicialmente foram projetadas de forma adequada podem sofrer perdas severas de resistência devido ao tempo de exposição a esses fenômenos. Oliveira (2015) explica que reservatórios mais antigos, como são os do pré-sal em relação aos do pós-sal, tendem a possuir maiores percentuais de CO<sub>2</sub>, devido ao maior tempo de atividade bacteriana que quebram as cadeias maiores em menores até formar CO<sub>2</sub>. Assim, o autor cita que poços testados na região indicam teores acima de 8% de CO<sub>2</sub>, podendo ultrapassar 30% em alguns casos.

Em se tratando de estudos voltados para modelagem da resistência mecânica de tubos OCTG (*Oil Country Tubular Goods*, ou seja, tubos usados em poços de petróleo) na condição de poço, a API/TR 5C3 (2008) já recomenda formulações que consideram diversos fatores combi-



nados como pressão interna, pressão externa, força axial, flexão e torção. Porém, outros efeitos como desgaste e corrosão não são considerados neste documento, devendo cada operadora gerir suas diretrizes de projeto para incluir tais efeitos. Na literatura mundial encontram-se trabalhos que apresentam como tais efeitos afetam a resistência dos tubos. Na revisão bibliográfica da seção 2.6 listam-se e discutem-se muitos desses trabalhos sobre a resistência de tubo danificado, isto é, a resistência residual. Contudo, observa-se que simplificações ainda são aplicadas nos modelos propostos. Como exemplo, Kuriyama et al. (1992), Moreira Junior et al. (2015), Teigland et al. (2021), Teigland et al. (2022) e outros investigam revestimentos desgastados por *tool joint*, considerando o dano único na seção transversal. Porém, é possível verificar em análises de inspeções de ultrassom em colunas de revestimento que múltiplos danos podem estar presentes nas seções transversais escaneadas (GOUVEIA et al., 2022; AHMED et al., 2021; AICHINGER et al., 2021), seja por desgaste ou por corrosão. Além disso, a proposta de Samuel et al. (2016) de simulação de previsão de desgaste com modelo de coluna de perfuração com rigidez, conhecido como *stiff-string*, apresenta a tendência de que mais de um dano pode estar presente na parede interna do tubo devido o desgaste de *tool joint*. Nesse caso, a resistência residual à falha por pressão externa pode variar consideravelmente em relação ao caso do dano único (ZHANG et al., 2022). Nota-se ainda que melhores resultados podem ser obtidos por meio de simulações pelo Método dos Elementos Finitos (MEF), em conjunto com a utilização de geometrias baseadas em dados extraídos de inspeções nos poços. Portanto, busca-se investigar essa abordagem com o potencial de fornecer uma resposta mais fidedigna da situação do tubo.

Ainda, a aplicação de um tratamento estatístico adequado aos dados disponíveis viabiliza uma análise probabilística baseada em confiabilidade estrutural. Esse tipo de estudo permite a análise e quantificação do risco referente à integridade estrutural dos elementos tubulares no poço. Trabalhos anteriores como API/TR 5C3 (2008), Gouveia (2014), Gouveia et al. (2020) desenvolveram estudos nesse sentido, porém sempre tratando com tubos sem dano. Já se encontram também na literatura trabalhos que introduzem a abordagem probabilística para tubos danificados, como Teixeira et al. (2008), Vanhazebrouck (2008), Teixeira et al. (2019) e Oliveira e Netto (2020). A quantificação da incerteza relacionada aos danos inspecionados viabiliza a aplicação dos métodos de confiabilidade, sendo possível mapear os parâmetros de resistência de maior influência nas probabilidades de falha calculadas. Assim, o processo de tomada de decisão para eventuais ações de mitigação de risco deve ser mais preciso e aspectos de segurança e economia podem ser melhor trabalhados.

## 1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo aplicar de forma integrada análise de dados de inspeção de tubos com modelagens numérica e probabilística na avaliação da resistência residual por desgaste de *tool joint* e corrosão de tubos OCTG. Para isso, propõe-se uma interpretação avançada de

dados de inspeção de tubos desgastados e corroídos, como base para uma modelagem numérica e posterior abordagem probabilística.

Os estudos realizados podem contribuir com o mapeamento de incertezas, redução de custos e de tempo em projeto e na operação do poço durante a produção do campo de petróleo.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Desenvolver metodologia de quantificação de dano em tubos tendo como entrada dados de inspeção geométrica, como os obtidos por perfilagem ultrassônica;
- Integrar uma modelagem do MEF bidimensional não linear com o mapeamento de múltiplos danos identificados na inspeção para estimar a resistência residual ao colapso;
- Analisar de maneira probabilística a integridade de tubo danificado utilizando dados estatísticos decorrentes das incertezas da inspeção de danos e o método de confiabilidade de primeira ordem.

## 1.3 Metodologia

Para atingir os objetivos propostos, o desenvolvimento do trabalho envolveu as seguintes etapas:

1. Revisão bibliográfica;
2. Desenvolvimento de metodologia para quantificação de dano em parede interna de seção transversal de tubos em poços de petróleo, incluindo o estudo da incerteza das estimativas;
3. Estudo e adaptações da modelagem numérica com o MEF apresentada em Silva (2020) para estimativa de resistência residual de tubos danificados;
4. Integração entre a metodologia de quantificação de dano e a modelagem via MEF;
5. Aplicação de modelos de confiabilidade estrutural ao problema de tubos danificados.

A revisão bibliográfica foi constante ao longo de todo o desenvolvimento da tese, de modo a garantir que haja uma contribuição para a academia e indústria. Os principais temas buscados foram: integridade de poços de petróleo, métodos de inspeção geométrica de tubos de revestimento, mecanismos de dano em tubos (desgaste e corrosão), resistência residual de tubos, Método dos Elementos Finitos e confiabilidade estrutural. O Capítulo 2 apresenta os principais conteúdos extraídos de cada trabalho lido.

A metodologia de quantificação de dano em parede interna a partir de dados de inspeção geométrica desenvolvida é detalhada no Capítulo 3. A técnica consiste em considerar como dano pontos medidos na seção transversal que não se ajustem bem a uma elipse distorcida.

Destaca-se uma contribuição em relação aos trabalhos anteriores da literatura, principalmente no quesito de convergência de respostas com dados de entrada distintos, ou seja, raio interno ou espessura.

A modelagem via MEF no *software* Abaqus (SMITH, 2009) é adotada para simular numericamente a resistência de tubos danificados ao colapso, ou seja, à falha por pressão externa. O modelo bidimensional foi desenvolvido anteriormente por Silva (2020), tendo sido adaptado para viabilizar a aplicação para as geometrias geradas de acordo com a integração com os dados de inspeção. Maiores detalhes da modelagem estão descritos na seção 4.1.

A etapa seguinte de integrar a modelagem numérica da resistência residual com o nível de detalhe dos danos identificados é uma importante contribuição deste trabalho (Capítulo 5). Nesse formato, simplificações dos modelos previamente publicados na literatura foram removidas, como a consideração do dano único em relação aos danos múltiplos em posições variadas, possibilitando analisar o impacto no resultado final.

Por fim, apresenta-se ainda um estudo de caso que exemplifica como aplicar a confiabilidade estrutural na análise de tubos danificados, conforme seção 5.3. O método adotado é o *First Order Reliability Method* (FORM). Com isso, viabiliza-se a consideração das incertezas intrínsecas ao problema por meio de dados estatísticos dos parâmetros relevantes na estimativa da resistência residual ao colapso. Esse tipo de abordagem é capaz de fornecer a probabilidade de falha do elemento estrutural, bem como apontar variáveis de maior ou menor importância na análise.

## 1.4 Delimitações

Ao longo do desenvolvimento das metodologias propostas no trabalho, algumas simplificações precisaram ser realizadas. Muitas delas são descritas em maior detalhe nos textos dos capítulos. Contudo, já se destacam algumas para que o leitor tenha conhecimento prévio:

- As seções transversais de tubos intactos são consideradas como elipses distorcidas, o que pode diferir da geometria real. Para verificar o efeito dessa simplificação, recomenda-se uma análise de qualidade de ajuste de dados de geometria de tubos intactos (pós fabricação);
- O dano localizado nos tubos é representado por uma canaleta do tipo *crescent-shape*, no caso do contato da *tool joint* com o tubular, e por um semicírculo, no caso da corrosão por pites;
- A modelagem via MEF bidimensional adotada é capaz de representar o comportamento de tubulares em presença de danos longos na direção axial. Danos localizados, a exem-

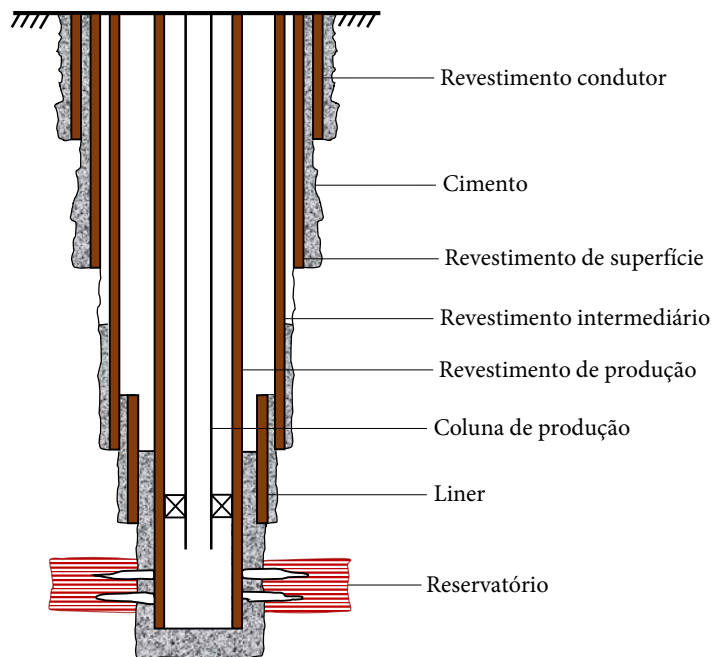
plo de pites de corrosão, podem induzir efeitos específicos que podem ser tratados com modelagem tridimensional;

- A modelagem é desenvolvida em estado plano de deformação, de forma a representar a resposta do tubular na condição de poço. Ensaios experimentais específicos, nos quais não se impõe restrição de deslocamentos na extremidade do tubo, podem ser modelados em estado plano de tensão;
- São adotados dados das normas e catálogo da *American Petroleum Institute* (API) para os estudos de caso do trabalho;
- As tensões residuais do material (aço carbono) decorrentes da fabricação não são consideradas;
- Não se consideram efeitos de temperatura, da cimentação ou outros esforços no tubo, como força axial, flexão ou torção.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

De acordo com a NORSOK D-010 (2013), a principal função da coluna de revestimento é servir como um obstáculo físico à migração de fluidos da formação para o poço de petróleo e vice-versa. No caso de coluna de produção/injeção (COP/COI), a principal função é servir como um canal de fluxo entre o reservatório e a superfície. A Figura 2.1 apresenta as colunas de tubos que ficam instaladas em um poço produtor de petróleo típico. As colunas de revestimento são assentadas ao longo da construção do poço, onde as colunas que atingem maiores profundidades vão tendo os diâmetros cada vez menores. Assim, a configuração final do poço é geralmente telescópica.

Figura 2.1 – Esquema de poço produtor de petróleo típico.



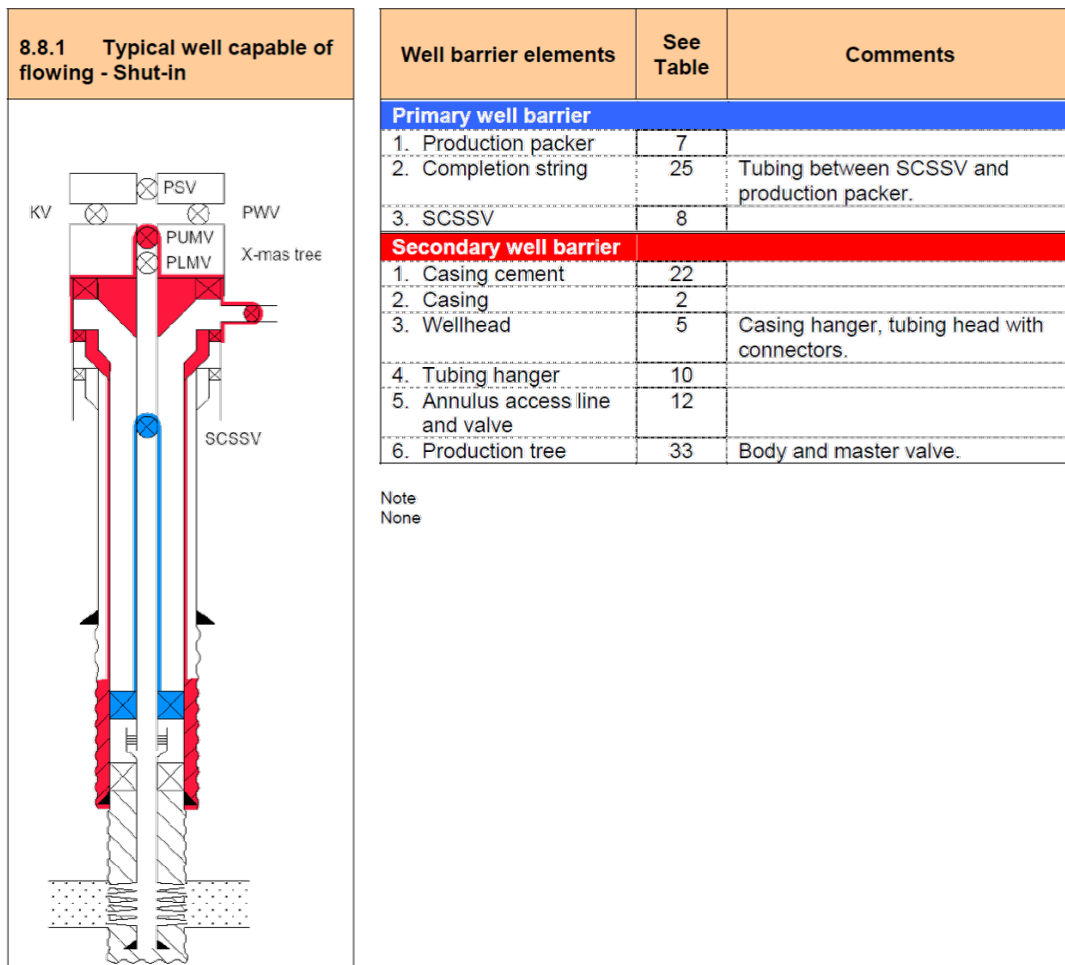
Fonte: Silva (2018)

As colunas de revestimento são classificadas em fases, chamadas de: revestimento condutor; revestimento de superfície; revestimento intermediário; e revestimento de produção. Essa nomenclatura remete à posição e à funcionalidade de cada fase. O *liner* consiste em uma coluna suspensa por outro revestimento e não pela cabeça do poço. Eles geralmente são úteis em projetos que visam economia de tubos e maior agilidade na construção do poço. O cimento bombeado e endurecido entre o revestimento e a formação pode ter topo na superfície ou não. A coluna de produção (ou de injeção) é descida durante a completação do poço. É por ela que o petróleo produzido do reservatório é conduzido. Maiores detalhes sobre o projeto de revestimento podem ser encontrados na vasta literatura existente (BOURGOYNE et al., 1987; RAHMAN; CHILIN-

GARIAN, 1995; AZAR; SAMUEL, 2007; ROCHA et al., 2009; AADNØY, 2010; PATTILLO, 2018).

Ainda de acordo com a NORSOK D-010 (2013), tem-se a definição da COP/COI e coluna de revestimento como elementos de barreira de segurança de poço. Quando o poço está em operação, COP/COI é barreira primária (*completion string*) e o revestimento é barreira secundária (*casing*), conforme Figura 2.2. As barreiras primárias devem trabalhar sempre de forma independente em relação às barreiras secundárias, pois no caso de falha, o sistema de segurança funciona de forma redundante. Essas colunas são compostas por tubos e conexões de aço, e, no caso de COP/COI, outros componentes podem estar presentes, como mandris, válvulas, sensores, juntas de compensação de movimento, entre outros. Dá-se o nome de Conjunto Solidário de Barreiras (CSB) o sistema composto por todos esses elementos com funções de conter um vazamento para o meio ambiente. Neste trabalho, o foco é dado à análise de integridade de corpo de tubo.

Figura 2.2 – Esquema do CSB de poço em produção.



Fonte: NORSOK D-010 (2013)

Apresenta-se a seguir uma pesquisa por normas, trabalhos acadêmicos e artigos relacionados ao tema deste trabalho. As buscas foram direcionadas de forma a englobar termos que

remetam a fatores que penalizam a resistência de tubos usados em poços. Assim, os seguintes temas foram prospectados:

- ciclo de vida de tubulares;
- análise de integridade de poços;
- equipamentos de perfilagem para inspeção geométrica de colunas de tubos;
- metodologias para quantificar desgaste por *tool joint*;
- corrosão em aço carbono;
- modelagem de perda de resistência de tubos danificados por desgaste de *tool joint* e corrosão.

## 2.1 Ciclo de vida dos tubulares

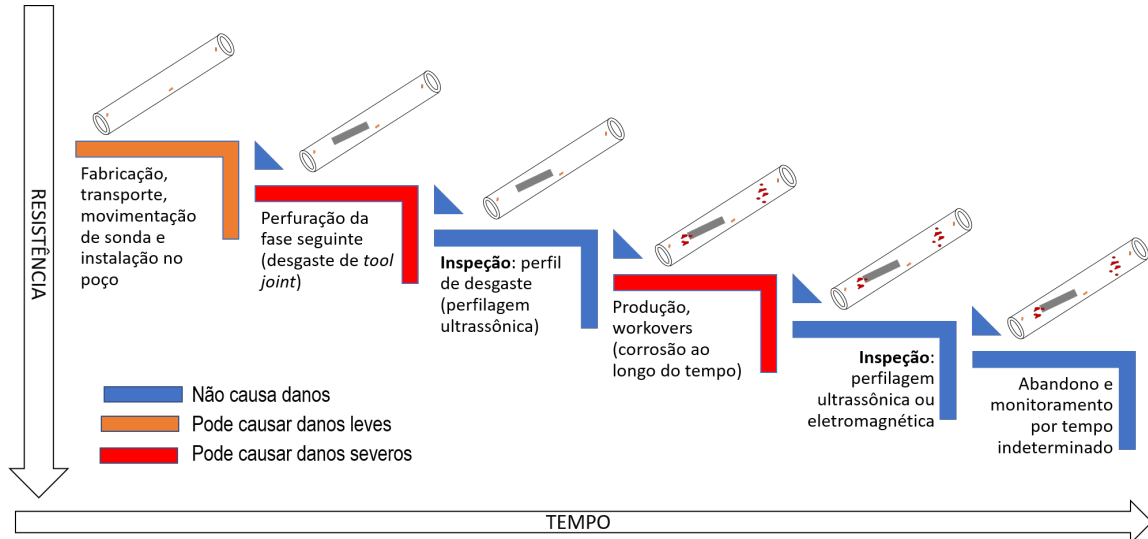
Nesta seção, discute-se o ciclo de vida dos tubos OCTG. De maneira geral, os tubos de revestimento possuem ciclo de vida que pode englobar as seguintes fases:

1. Fabricação;
2. Transporte;
3. Movimentação de sonda;
4. Instalação no poço e cimentação total ou parcial;
5. Exposição à perfuração da fase seguinte;
6. Inspeção de danos em casos críticos;
7. Exposição por longos períodos de produção e intervenções (*workovers*);
8. Mais inspeções por danos, se necessário;
9. Abandono e monitoramento.

As etapas são destacadas conforme Figura 2.3. Destaca-se inicialmente a fabricação do tubo de aço por processos metalúrgicos, passando pelo controle de qualidade visando o atendimento às especificações mínimas da API 5CT (2010). No transporte para a sonda espera-se que os tubos não sejam danificados. Por outro lado, na movimentação em sonda e descida no poço, pode ocorrer algum tipo de dano ao tubo devido ao seu manuseio até chegar à posição de instalação no poço. Além disso, o processo de aplicação de torque para realizar a conexão entre

tubos também pode gerar pequenas ranhuras no corpo do tubo. Em seguida, a cimentação deve assentar a coluna na formação, isolando a comunicação entre zonas permeáveis pelo espaço anular.

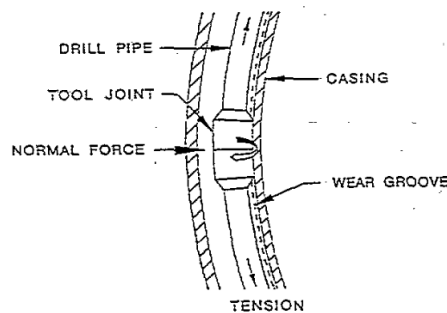
Figura 2.3 – Principais etapas do ciclo de vida de tubos de coluna de revestimento de poços de petróleo.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Ainda de acordo com a Figura 2.3, a perfuração da fase seguinte pode levar a parede interna do revestimento a estar em contato constante com as juntas (*tool joints*) da coluna de perfuração em algumas regiões (Figura 2.4). O atrito gerado pela movimentação da *tool joint* em manobras de rotação, subida e descida da coluna de perfuração, gera um desgaste no formato de canaleta (*wear groove*) na parede interna do revestimento. Tanto a parede interna como a *tool joint* se desgastam, porém por ser feita de um material de maior dureza, a *tool joint* acaba se desgastando menos. Ao final da perfuração da fase seguinte, o escaneamento dos tubos pode ser realizado por meio de uma perfilagem mecânica ou ultrassônica. Note que nessa inspeção até mesmo os pequenos danos ocorridos anteriormente podem ser captados, porém o desgaste de *tool joint* deve ser preponderante.

Figura 2.4 – Desgaste de tool joint em parede interna de revestimento.



Fonte: Hall et al. (1994)



Depois que a fase seguinte é instalada, o revestimento fica isolado e deve se manter assim por toda a vida produtiva do poço. É importante que os fluidos de perfuração/completação não sejam quimicamente agressivos e que a metalurgia dos tubos seja adequada para suportar a corrosão proveniente dos fluidos produzidos/injetados ou presentes nas formações. Contudo, nem sempre esse ambiente favorável para a integridade dos tubos e equipamentos de aço ocorre. No espaço anular, fica confinado o fluido de completção que deve balancear o diferencial de pressão e não deve possuir componentes quimicamente agressivos. Nas zonas em que a parede externa do revestimento fica em contato com a formação ou com o cimento pode haver corrosão se o fluido da formação conter elementos como sais,  $\text{CO}_2$  ou  $\text{H}_2\text{S}$ , por exemplo (RAHMAN; CHILINGARIAN, 1995). Ainda, o cimento, que deve servir como uma barreira para evitar a corrosão acelerada, pode conter falhas como pequenos canais (*micro-annuli*) (ZHANG; ECKERT, 2018). Portanto, não é possível garantir sempre um total isolamento do revestimento mesmo na zona cimentada e, assim, tubos de revestimento devem ter níveis de corrosão mais significativos na parede externa. Watfa (1991) explica que algumas condições promotoras de corrosão são: cimentação pobre, grandes variações na composição metálica do revestimento e as salinidades dos fluidos, além de outros aspectos como tensão no tubo e ranhuras.

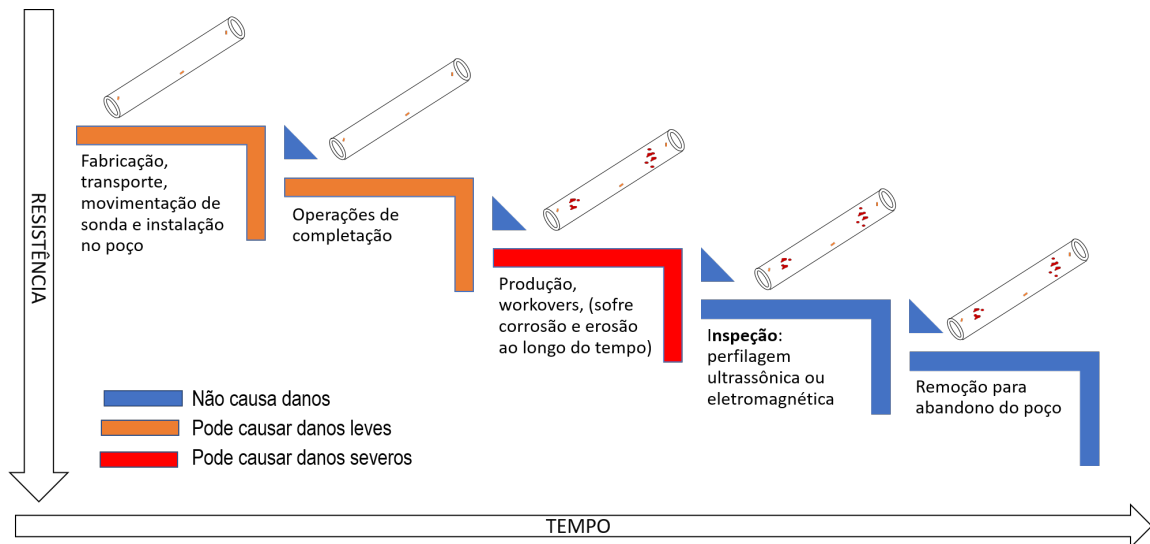
Durante a produção, inter rompimentos do fluxo para manutenção, reavaliação ou qualquer outra necessidade do poço são chamados de *workovers*. Neste tipo de operação, o perfil ultrassônico ou eletromagnético pode ser aplicado para avaliar a condição de integridade de todos os revestimentos e da COP/COI. Essa inspeção pode ser realizada ao longo dos anos produtivos do poço. Quando não é possível realizar a inspeção, modelos preditivos de corrosão devem ser usados para estimar a condição da coluna de aço. Por fim, quando a vazão de petróleo produzido não é mais rentável, deve-se abandonar o poço, tornando-o inativo, porém isolado e seguro.

De maneira geral, os tubos de COP/COI possuem um ciclo de vida sujeito às seguintes fases:

1. Fabricação;
2. Transporte;
3. Movimentação de sonda;
4. Instalação no poço;
5. Exposição às operações de completção;
6. Exposição aos fluidos produzidos e intervenções (*workovers*);
7. Inspeções devido a danos de corrosão, se necessário;
8. Remoção para abandono do poço.

Tais fases são ilustradas na Figura 2.5. Nela destacam-se algumas etapas semelhantes às de tubos de revestimento como fabricação, transporte, movimentação na sonda e instalação no poço. Em seguida, tem-se as operações de completação que podem trazer pequenos danos na instalação dos equipamentos. Por fim, nos anos produtivos do campo de petróleo, a parede interna dos tubos pode corroer em função do fluido produzido ou injetado.

Figura 2.5 – Principais etapas do ciclo de vida de tubos de COP/COI de poços de petróleo.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Portanto, durante à fase de projeto das colunas, os carregamentos de serviço e de sobrevivência devem ser previstos e calculados de forma conservadora, bem como outros fatores que possam impactar a resistência dos elementos. No dimensionamento dos tubos, os efeitos previstos de temperatura, corrosão, desgaste, fadiga e flambagem devem ser inseridos nos fatores de segurança ou modelados adequadamente. Ao longo da vida útil do poço, é importante que ajustes sejam realizados nos modelos desenvolvidos durante o projeto, de modo a melhor representar o poço conforme foi construído, ou seja, na sua configuração *as-built*.

O monitoramento da coluna de revestimento deve inspecionar o desgaste de *tool joint* excessivo em relação ao previsto em projeto. A perfilagem ultrassônica ou mecânica (caliper) pode ser aplicada. No caso de monitoramento do efeito de corrosão em revestimento e COP/COI, a NORSOK D-010 (2013) não inclui recomendações, ficando limitada ao que se inclui no fator de segurança. Contudo, técnicas de perfilagem modernas (MARTIN et al., 2017) permitem analisar a corrosão corrente nas colunas do poço, podendo fornecer uma avaliação mais realista de integridade das colunas. Com este potencial, esse tipo de tecnologia pode ser incluído em recomendações normativas futuras.

## 2.2 Análise de integridade de poços

Nesta seção apresentam-se trabalhos da literatura que constroem metodologias para quantificar o risco do poço ter um vazamento para o meio ambiente. Também destacam-se trabalhos que realizaram um levantamento de poços que tiveram algum problema de integridade.

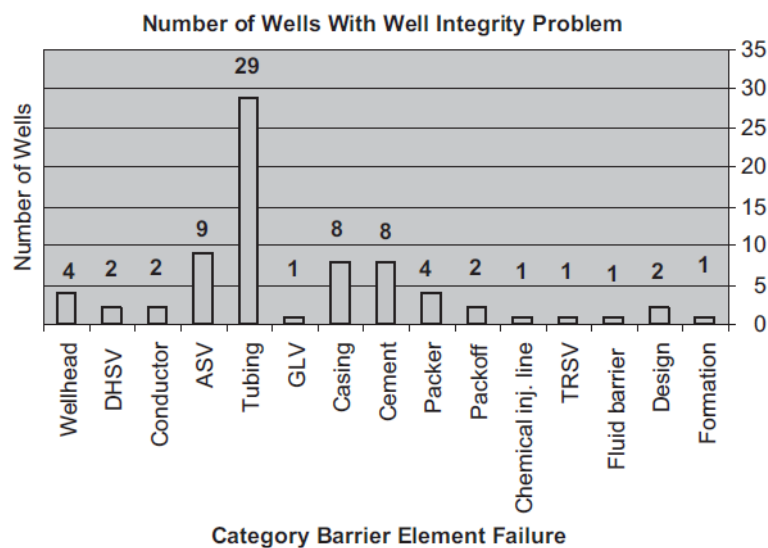
Miura (2004) propõe um método para quantificar o grau de segurança entre duas operações consecutivas em poços marítimos de petróleo. Para isso, realiza inicialmente um mapeamento dos perigos relacionados à segurança operacional na construção e reparo de poço marítimo. A experiência do autor auxilia na construção de um texto rico de conceitos sobre engenharia de poço, permitindo abordar também conceitos avançados. Em seguida, o autor busca organizar uma base estatística considerando os riscos intra-operacionais por meio da geração de ontologia e do uso de grafos. Duas ferramentas computacionais e três bases de dados foram desenvolvidas para dar suporte à metodologia. O risco das barreiras solidárias falharem é avaliado de forma integrada no sistema montado para um estudo de caso da Bacia de Campos, visando fornecer o grau de segurança das operações.

O trabalho de Corneliusen (2006) desenvolve uma abordagem sistemática para avaliação de risco de vazamento e controle de poço *offshore* durante a fase de operação. A análise de atividades e equipamentos proposta permite aplicar análise quantitativa de risco (AQR) para auxiliar o processo de tomada de decisão. As barreiras de segurança do sistema são identificadas e apresentadas de forma estruturada e seus requisitos também são definidos. O autor usa bases de dados genéricas para alimentar o sistema (SINTEF, 2002; SUBSEAMASTER, 2006; WELLMASTER, 2006). Para a COP/COI, por exemplo, ele adota o valor genérico de 0,4 falhas por quilômetro por  $10^6$  horas de operação. Contudo, esse valor pode não ser representativo para poços em diferentes condições, podendo ser muito conservador ou muito arrojado. Nesse sentido, somente uma avaliação da estrutura de cada poço por meio de análise de integridade e modelos mecânicos robustos pode fornecer um valor mais representativo.

Vignes e Aadnøy (2010) realizaram uma pesquisa por problemas de integridade de poços em sete operadoras, incluindo 12 plataformas *offshore* e 406 poços. A amostragem de poços visou ser representativa, selecionando poços produtores e injetores, com idades e categorias variadas. O estudo indica que 18% dos poços possuem problema de integridade ou incertezas, e ainda, 7% foram fechados devido a problemas de integridade. Na categorização dos problemas observou-se um destaque a COP/COI, conforme Figura 2.6. A ASV (*annulus safety valve*), revestimento e cimentação também podem ser citados como elementos de barreira que falharam de forma expressiva.

Fonseca (2012) aplica as metodologias de Corneliusen (2006) e Miura (2004) para avaliação de um estado intermediário do poço, onde os equipamentos podem estar degradados, mas ainda funcionais. Para isso, ele aplica método de engenharia de confiabilidade em conjunto com o conceito de CSB, tendo como entrada as taxas de falha de equipamentos de completção.

Figura 2.6 – Ocorrência de problemas de integridade em poços categorizados por equipamento de barreira de segurança.



Fonte: Vignes e Aadnøy (2010)

As taxas de falha dos eventos são apresentadas em um Anexo da monografia e foram adotadas baseando-se em relatórios da indústria. Assim, é possível calcular a probabilidade de falha (i.e, probabilidade de vazamento) do poço após um período de tempo. Esse tipo de análise permite avaliar quando será necessária uma intervenção no poço para recuperar o CSB e evitar vazamentos devido à perda de integridade. É possível ainda auxiliar na previsão de recursos para a campanha de manutenção dos poços durante a fase de projeto.

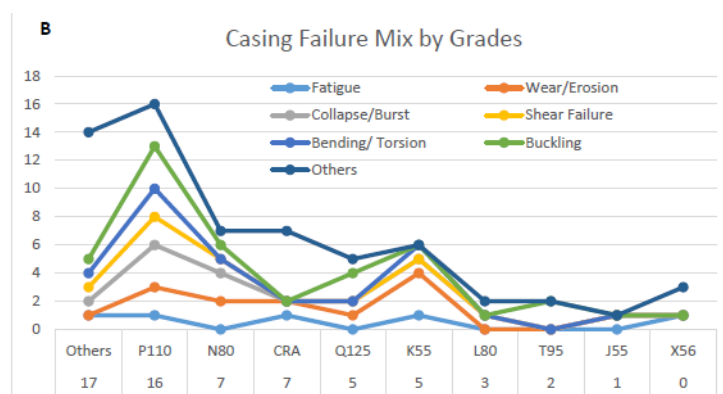
Colombo (2018) modela os processos por meio de uma cadeia markoviana para avaliar possíveis estados futuros de integridade do poço. Essa abordagem permite também avaliar o número esperado de vazamentos e o tempo não produtivo do poço devido às operações de reparo. Os dados de confiabilidade dos equipamentos são coletados das bases OREDA (Offshore and Onshore Reliability Data) (SINTEF, 2002) e WELLMASTER (2009). Assim, alguns exemplos de taxa de falha para COP e revestimento produtor são:

- Vazamento COP acima da DHSV (*downhole safety valve*):  $3,20E-08$  hora<sup>-1</sup>
- Vazamento COP abaixo da DHSV:  $1,57E-07$  hora<sup>-1</sup>
- Vazamento de revestimento produtor:  $8,20E-08$  hora<sup>-1</sup>

A DHSV é uma válvula de segurança de acionamento automático instalada na COP. As taxas de falha são dadas pela razão entre o número de falhas reportado nos registros históricos e o tempo de operação total analisado. Colombo (2018) realiza a modelagem com a cadeia de Markov usando o diagrama de caminhos possíveis de vazamento, as taxas de falha dos equipamentos e uma condição inicial, gerando probabilidades do poço perder integridade.

Mohammed et al. (2019) realizam uma extensa revisão sobre trabalhos que abordam falhas de integridade em revestimentos de poços, apresentando uma quantificação dos mecanismos causadores de falha observados, bem como do tipo de operação do poço e o tipo de aço usado. De acordo com a Figura 2.7, nota-se que o desgaste e a erosão apresentam uma quantidade menor de falhas em relação aos outros mecanismos. Contudo, ainda assim é uma quantidade significativa e os esforços para reduzir essas falhas a zero devem proporcionar resultados econômicos expressivos, bem como evitar tempo perdido ao longo da operação. O trabalho ainda sugere vários desafios atuais relacionados aos problemas de integridade de poços no tocante à coluna de revestimento. Assim, a problemática de desgaste, erosão e corrosão de tubos também é destacada, indicando a demanda por avanços nos métodos de previsão de desgaste e desenvolvimento de modelos numéricos que determinem as taxas de erosão e corrosão.

Figura 2.7 – Mecanismos de falha preponderante resultante da revisão de artigos de Mohammed et al. (2019).



Fonte: Mohammed et al. (2019)

Mais recentemente, Souza (2020) propõe uma análise mecânica numérica integrada de revestimentos, solo e cimento, que atuam como elementos de barreiras de segurança do poço. É realizada análise da influência do topo do cimento do revestimento de superfície em relação ao deslocamento máximo da cabeça do poço. O autor avalia esse efeito considerando condições de carregamentos durante a vida do poço. Esse tipo de trabalho mostra como ainda é possível incorporar melhorias na modelagem do sistema estrutural do poço integrando os elementos que o compõem.

Colombo (2018) observa em suas sugestões de trabalhos futuros que há uma necessidade de melhorar a qualidade dos dados de taxa de falha, ou de probabilidade de falha dos equipamentos de barreira de segurança. Ele comenta também que é importante considerar efeitos de envelhecimento ou falha precoce, visando tornar a modelagem mais precisa.

Neste contexto, esta tese de doutorado busca contribuir com os modelos discutidos acima por meio de propostas de melhoria de modelos de tubos desgastados e corroídos. A ideia é atuar nas metodologias de quantificação desses danos e nos modelos de estimativa de resistência residual dos tubos degradados.

## 2.3 Equipamentos de perfilagem para inspeção geométrica

A visão geral sobre integridade de poços de petróleo apresentada até aqui, indica a complexidade das análises de engenharia sobre a problemática. Para o caso de tubos OCTG danificados, a indústria possui disponível tecnologias capazes de inspecionar geometricamente as colunas de tubos em operações específicas. Esta seção apresenta alguns desses equipamentos.

Perfilagens são operações de medição de propriedades físicas ou químicas em poços. Os resultados das medições geralmente são postos em gráficos dos parâmetros medidos do poço ao longo da profundidade. Os objetos analisados são a formação e os próprios equipamentos do poço. Vários tipos de perfilagens estão disponíveis atualmente para poços de petróleo. Os equipamentos de perfilagem são descidos no poço podendo inspecionar o poço aberto ou a última coluna de aço assentada no intervalo de profundidade.

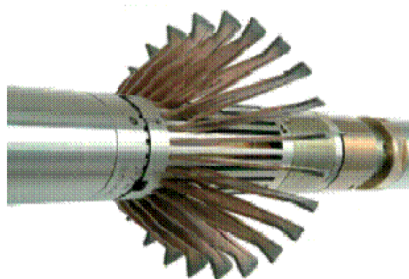
Neste trabalho dois tipos de perfilagem são tratados visando a modelagem geométrica da condição dos tubos: perfilagem ultrassônica e perfilagem eletromagnética. Discute-se ainda brevemente os *multi-finger calipers* (MFCT), que surgiram como primeira ferramenta mecânica de inspeção da condição do poço e ainda são muito usados nos dias de hoje. Os dados obtidos nessas perfilagens são usados para gerar uma análise de integridade dos tubos no poço no momento em que a inspeção foi realizada. Assim, é possível verificar a condição de desgaste, erosão e corrosão da coluna de aço. Destaca-se que tais metodologias podem ser empregadas em qualquer momento, porém é necessário parar as operações de perfuração ou produção. Os equipamentos de medição são descidos no poço normalmente por cabo e inspecionam diretamente a parede interna da coluna mais interna (revestimento ou COP/COI). A ferramenta eletromagnética pode ainda inspecionar as colunas mais externas, como é discutido mais a frente.

### 2.3.1 Perfilagem multi-finger caliper (MFCT)

A perfilagem mecânica, conhecida como *multi-finger caliper* (Figura 2.8), consiste na descida de um equipamento com vários dedos que correm no poço tocando na parede interna do revestimento. As deformações nas molas ligadas aos dedos do equipamento fornecem medidas de raio interno, sendo capaz de captar canaletas de desgaste ou regiões corroídas.

Os resultados obtidos na leitura direta dos *calipers* precisam ainda passar por correções de descentralização, rotação e deformações da ferramenta durante as medições. Sawaryn et al. (2015) explica que uma calibração *master* em forno precisa ser periodicamente realizada para que os dedos meçam com pressão adequada mesmo em condições de pressão e temperatura variáveis.

Figura 2.8 – Detalhe de *multi-finger caliper* e suas pernas ou braços de medição.



Fonte: Julian et al. (2007)

### 2.3.2 Perfilagem ultrassônica (US)

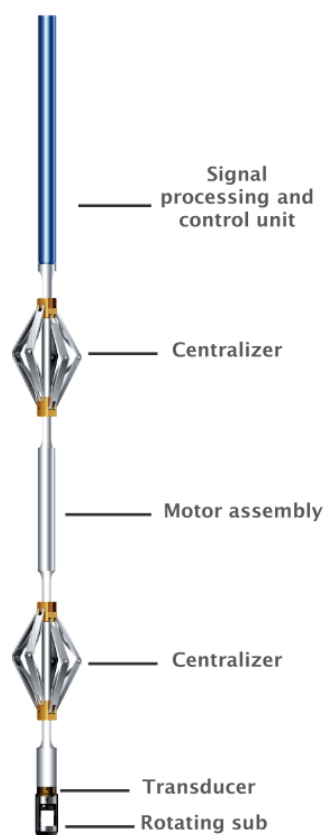
A perfilagem ultrassônica (US) se dá por um equipamento composto por transdutores e receptores (Figura 2.9). Os pulsos emitidos e refletidos são interpretados para retornar o raio interno e a espessura do revestimento. Portanto, essas medições podem fornecer os danos internos, externos e a deformação do tubo nas profundidades medidas. A perfilagem ultrassônica é utilizada em poços de maior complexidade por sua melhor precisão e refinamento dos dados. A utilização desse equipamento apresenta uma vantagem significativa em relação aos *calipers*, tanto em precisão, como em resolução da informação.

Os dados da perfilagem US são coletados baseando-se na técnica de medição por reflexão e ressonância de pulsos ultrassônicos emitidos pela excitação de um transdutor piezoelétrico (SUN et al., 2012). De acordo com Bindl (2010), a distância que o pulso de som ultrassônico viaja é otimizada por meio da seleção adequada do transdutor para reduzir a atenuação em meios com fluidos pesados e para manter uma baixa relação sinal-ruído. O transdutor tanto recebe como transmite os pulsos ultrassônicos entre 195 e 650 KHz. Um software embarcado na própria ferramenta controla a frequência aplicada em função da espessura do revestimento e do tipo de fluido. A configuração mais comum deste equipamento envolve o acoplamento de unidades de processamento, motor e centralizadores. Com os sinais captados é possível recuperar informações tanto sobre integridade do tubo, como da qualidade da cimentação. Em geral, os dados obtidos são: raio interno e espessura de parede de tubo, qualidade da aderência do cimento ao revestimento e a impedância acústica (RIPMAN, 2011).

De acordo com Seitinger (2010), a precisão absoluta das medições obtidas com a perfilagem ultrassônica é de  $\pm 2\%$ . O erro é oriundo das incertezas das medições relacionadas à própria limitação do equipamento, à descentralização da ferramenta e às propriedades do fluido no qual o equipamento está imerso, o qual altera a velocidade de propagação das ondas ultrassônicas.

A Figura 2.10 apresenta um exemplo dos perfis gerados pela perfilagem US. A primeira coluna apresenta o perfil de raios gama que pode também ser avaliado na mesma operação de perfilagem, por meio de outro equipamento também descido no poço. A segunda coluna indica

Figura 2.9 – Partes do equipamento de perfilagem ultrassônica.



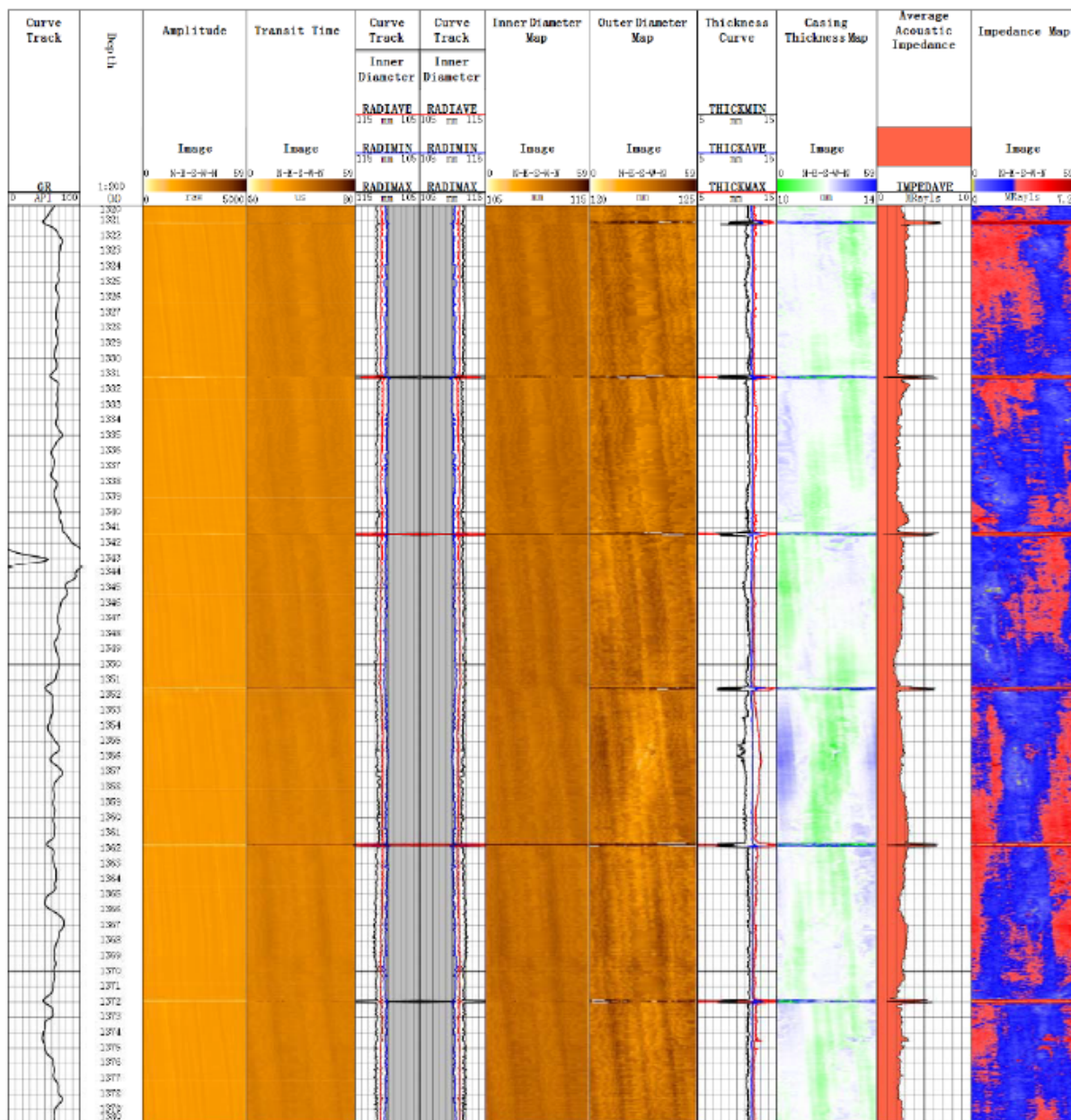
Fonte: Seitinger (2010)

a profundidade das medições. Os dados diretamente medidos pelo equipamento — amplitude, tempo de trânsito e impedância (terceira, quarta, décima primeira e décima segunda colunas) — são usados para estimar com precisão o diâmetro interno e a espessura das seções transversais ao longo do poço. Nota-se que se utilizam mapas de cores (sétima, oitava e décima colunas) para uma análise geral da perfilagem em cada seção transversal medida. Os valores mínimos, médios e máximos de diâmetro interno e espessura são colocados no gráfico de linhas pretas, azuis e vermelhas (quinta, sexta e nona colunas). Muitas vezes uma análise visual desses perfis permite uma rápida identificação de zonas comprometidas. É possível observar também picos de valores em intervalos aproximadamente equidistantes que são as conexões dos tubos. Nas zonas de conexões, a leitura é prejudicada devido à maior complexidade da geometria das roscas. Idealmente, busca-se remover essas zonas para não gerar resultados mal interpretados, uma vez que as metodologias de avaliação de integridade são aplicáveis somente a seções transversais de tubos.

Uma medição de seção transversal real típica é apresentada na Figura 2.11. Na imagem mais à esquerda, a visualização da seção transversal não permite observar a olho nu nenhum tipo de dano ou deformação. Contudo, nos gráficos de raio interno ( $r$ ) e espessura ( $wt$ ) em relação à direção do canal ( $\theta$ ) tem-se uma melhor visualização das variações dos dados. As



Figura 2.10 – Exemplo de resultado de perfilagem ultrassônica em poço. Os dados da análise acústico são usados para estimar o diâmetro interno e a espessura das seções transversais.

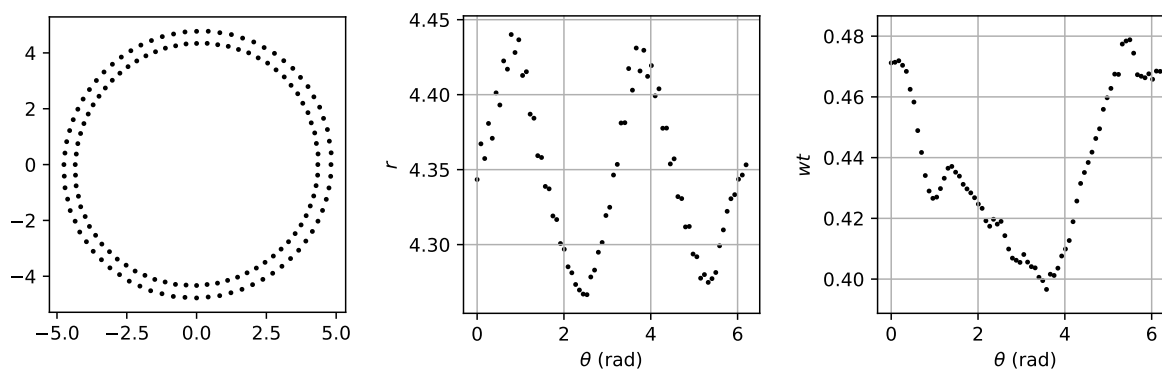


Fonte: Sun et al. (2012)

medições possuem uma dispersão denominada aqui de ruído de medição. Esse ruído está relacionado com a precisão da ferramenta ultrassônica no momento da medição. Nota-se que, no raio interno, os picos de máximos e mínimos também são levemente diferentes. Já na espessura, há uma descontinuidade entre 0 e 2 radianos que pode sugerir uma redução da espessura. Contudo, não é possível afirmar diretamente se essa variação é na parede interna ou externa do tubo. Uma análise mais robusta precisa ser realizada para verificar isso. Ainda assim, há uma grande possibilidade de que de fato exista um dano na parede interna desta seção, justamente no primeiro pico de raio interno, que é levemente maior que o segundo pico. Essa região coincide com a redução da espessura. São dois fatores que aumentam a chance de afirmar que ali de fato

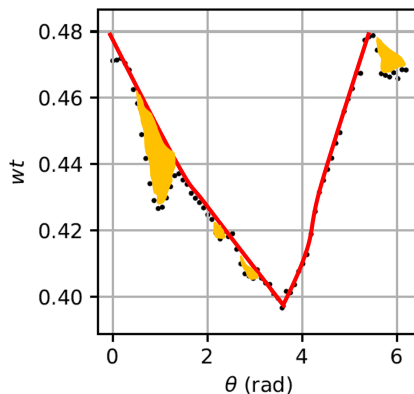
há dano. Outras regiões também podem estar danificadas, conforme as marcações destacadas na Figura 2.12. Nota-se, portanto, que um critério automatizado por algoritmo de computador deve ser mais eficiente para identificar dano do que a análise a olho nu. Ainda, a identificação de danos em uma mesma região tanto por dados de raio interno, como por dados de espessura, se torna uma forte evidência do dano.

Figura 2.11 – Exemplo de medição de seção transversal de tubo em poço real.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Figura 2.12 – Destaque de regiões com prováveis danos na seção de dados de espessura.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Como uma operação à cabo, a perfilagem US é usualmente realizada depois da perfuração e cimentação de uma fase de revestimento, visando inspecionar a integridade do revestimento devido a danos causados pela *tool joint*, assim como avaliar a qualidade da cimentação. Essa operação também pode ser realizada antes da perfuração da fase seguinte, quando ainda não há nenhum dano por *tool joint*. Nesse caso, é chamada de perfilagem US *baseline*. Quando essa perfilagem *baseline* está disponível, o perfil de desgaste pode ser obtido comparando ambos perfis pré e pós perfuração da fase seguinte. Entretanto, em muitos casos, apenas a perfilagem pós perfuração é realizada por razões de economia de custo e tempo de toda a construção do poço (SEITINGER, 2010).

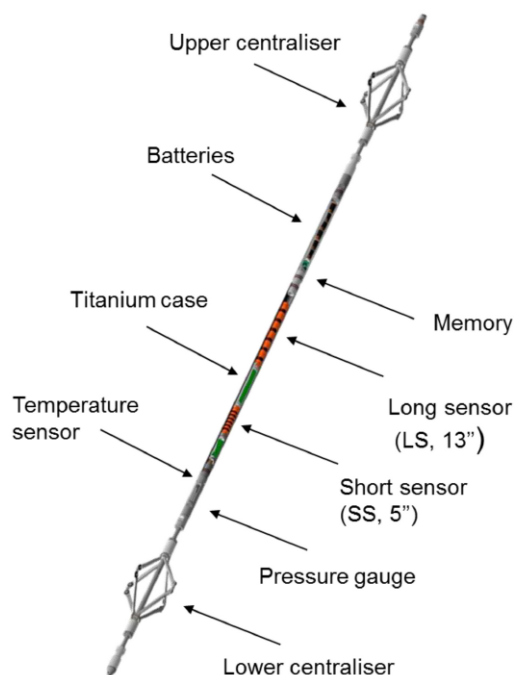
Uma limitação de se realizar a simples comparação entre as perfilagens antes e pós desgaste é a dificuldade de se garantir que as localizações das medições (ou seja, as profundidades medidas) são as mesmas. Os intervalos entre medições normalmente são de 15 cm e as diferenças que podem existir entre elas podem prejudicar a análise comparativa. Destaca-se ainda que, por serem realizadas em momentos diferentes, algum tipo de acomodação pode ocorrer, alterando o estado de deformação das seções transversais medidas, o que também pode dificultar uma análise comparativa mais simples.

### 2.3.3 Perfilagem eletromagnética

Nos trabalhos pesquisados, foram encontrados diferentes nomes para as ferramentas de perfilagem eletromagnética. Possivelmente, cada ferramenta possui especificidades e limites de aplicação que as tornam únicas no mercado. Algumas dessas ferramentas são listadas a seguir:

- METT<sup>SM</sup>: Multifrequency Electromagnetic Thickness Tool (WATFA, 1991);
- EMDS: ElectroMagnetic DefectoScopy (AHMED et al., 2011);
- MID-2 (Figura 2.13): Magnetic Imaging Defectoscopy (ASLANYAN et al., 2014);
- EPX<sup>TM</sup> V: Electromagnetic Pipe Xaminer® V (MARTIN et al., 2017).

Figura 2.13 – Partes do equipamento de perfilagem eletromagnética MID-2.

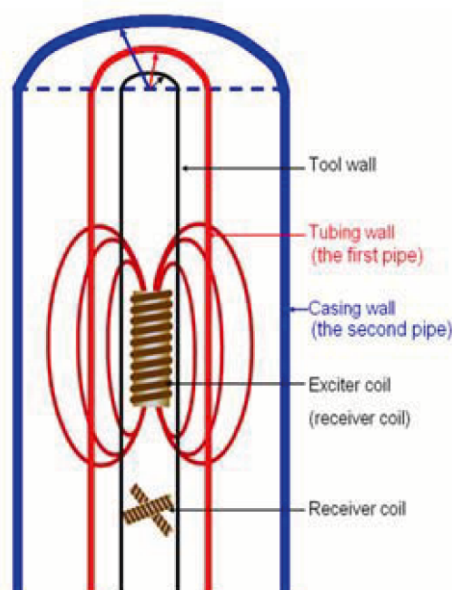


Fonte: Aslanyan et al. (2014)

De maneira geral, todas essas ferramentas eletromagnéticas operam pelo princípio de medição do campo magnético gerado por uma corrente elétrica pulsante, denominada de cor-

rente de fuga (*eddy current*). A ferramenta emprega duas bobinas eletromagnéticas, uma emissor e outra receptora, para induzir a corrente de fuga na seção transversal do tubular (Figura 2.14). Mede-se então o decaimento da resposta eletromagnética, comparando com o sinal induzido. A interpretação do sinal permite extrair as espessuras individuais dos múltiplos tubulares concêntricos do poço (GARCIA et al., 2013).

Figura 2.14 – Esquema de princípio de funcionamento da ferramenta eletromagnética de inspeção de múltiplos tubulares concêntricos.



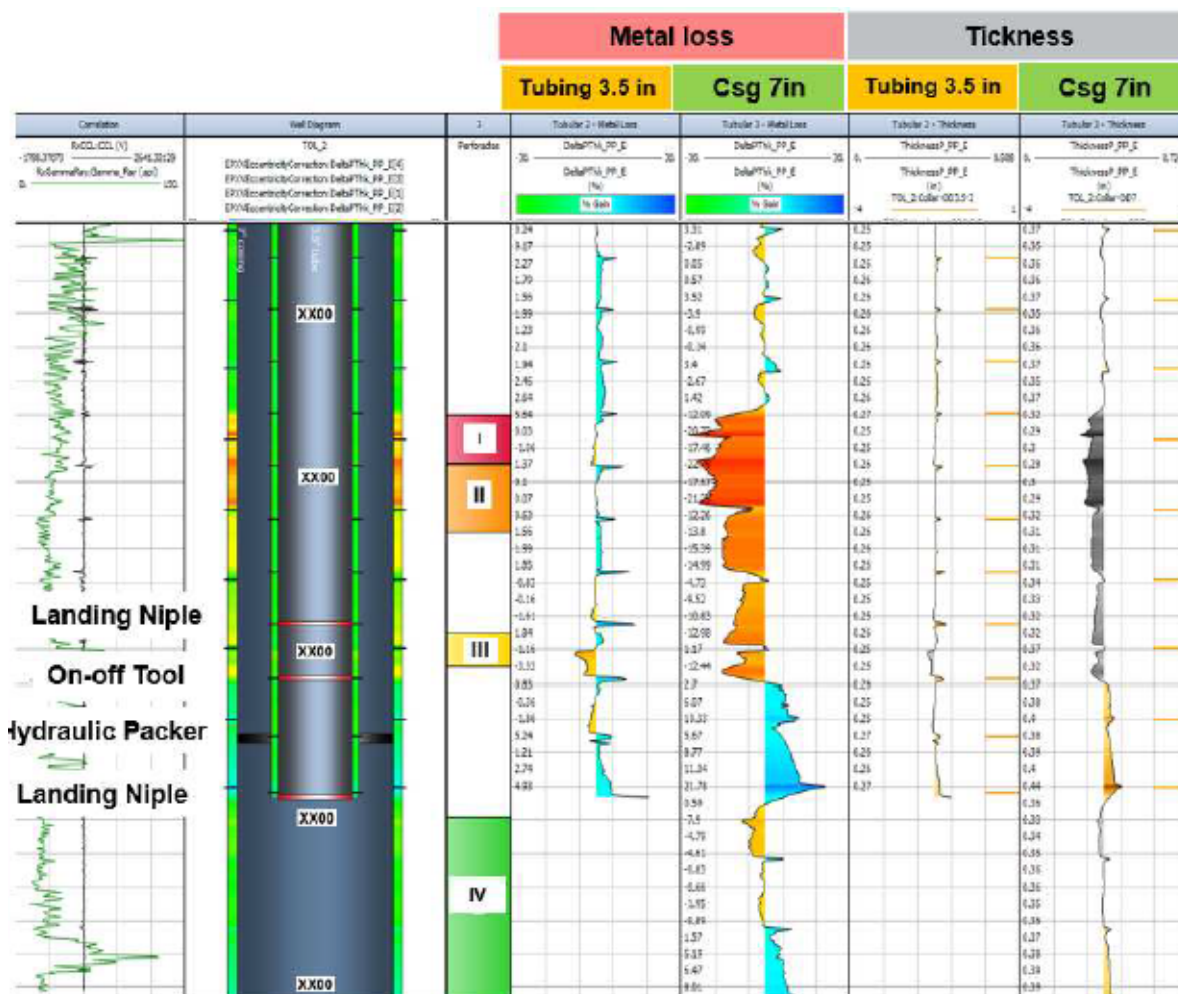
Fonte: Xingfu (2007)

Os níveis do campo captados pelo receptor são interpretados por um algoritmo embarcado na ferramenta, que fornece uma estimativa da quantidade de metal presente na região da inspeção. De acordo com Aslanyan et al. (2014), a presença de metal ao redor da ferramenta é avaliada correlacionando os decaimentos de magnetização medidos. Quando a ferramenta está no ar, o decaimento é mais rápido do que quando a ferramenta está dentro de um tubo de metal. Em múltiplos tubos concêntricos, a ferramenta vai captar a resposta do tubo mais interno em tempos mais curtos, e dos tubos mais distantes em tempos mais longos. Desta forma, é possível detectar a presença de metal em cada tubo individualmente.

A Figura 2.15 apresenta um exemplo de resposta da perfilagem eletromagnética onde é possível avaliar duas colunas de tubo por dentro da coluna mais interna. Variações mais bruscas da medição representam equipamentos intermediários (conexões, *nipples* e *packer*). Nota-se que a resposta indica uma perda da seção, porém sem especificar em que azimute essa perda ocorre de forma mais específica, como na perfilagem ultrassônica. Ainda assim, a perda de metal se torna uma informação essencial para avaliar danos sofridos por corrosão ao longo do tempo de vida das colunas nos poços.

Apesar da estratégia de medição ser simples, a resposta captada possui um comporta-

Figura 2.15 – Exemplo de resposta de perfilagem eletromagnética para duas colunas de tubos.



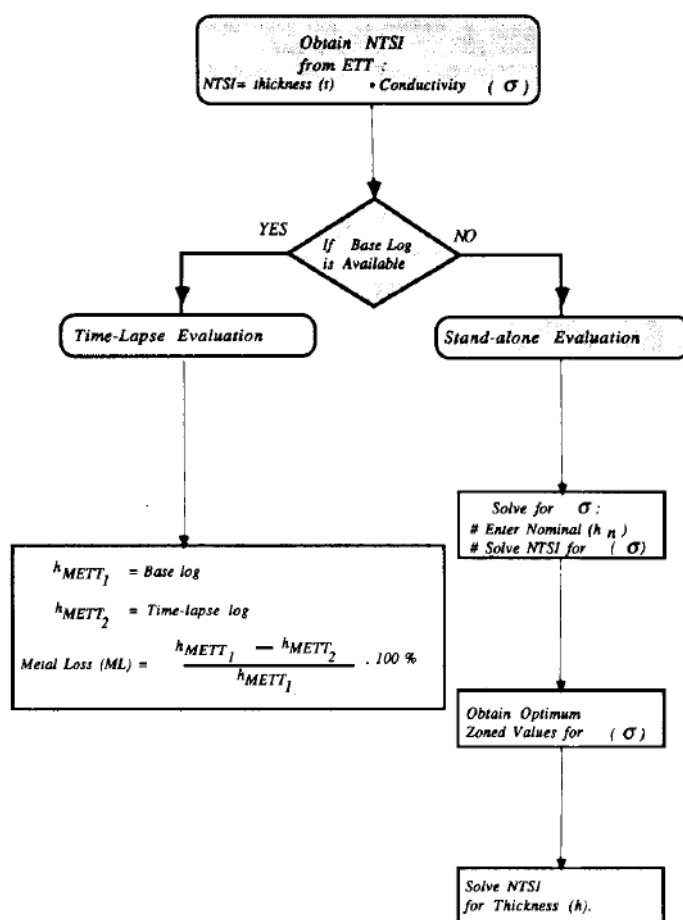
Fonte: Vargas et al. (2020)

mento de alta complexidade no domínio do tempo e não pode ser modelada de forma analítica. Isso deixou essa tecnologia ociosa por muitos anos. Contudo, o avanço nas performances dos computadores e as tecnologias de processamento paralelo permitiram mais recentemente a modelagem dessas respostas de forma numérica (ASLANYAN et al., 2014).

Na literatura, pode-se encontrar trabalhos que utilizam a perfilagem eletromagnética com o intuito de verificar a corrosão no tubos do poço. Watfa (1991) descreveu um equipamento eletromagnético chamado de METT<sup>SM</sup> (*Multifrequency Electromagnetic Thickness Tool*, ou em tradução livre, Ferramenta Eletromagnética Multifrequência de Espessura). Na avaliação de perda de metal em função da medição da espessura pelo METT, o autor sugeriu duas metodologias: uma quando se dispõe somente de uma perfilagem eletromagnética e outra quando há duas realizadas em momentos diferentes. No primeiro caso, a perda de metal é calculada comparando intervalos de maior probabilidade de não estarem corroídos com os demais intervalos (*stand alone*). A condutividade do metal é um parâmetro que interfere a medição da ferramenta eletromagnética e que depende das condições do ambiente, variando ao longo da

profundidade do poço. Assim, a estratégia consiste em estimar a condutividade em zonas de baixa probabilidade de corrosão, onde a espessura é conhecida. Já no segundo caso, a primeira perfilagem eletromagnética é chamada de base e a diferença com a perfilagem seguinte é usada para calcular a perda de metal. No decorrer dos anos, outras perfilagens podem ser realizadas para acompanhar a evolução do processo corrosivo (*time-lapse*). A Figura 2.16 esquematiza a estratégia.

Figura 2.16 – Metodologias *stand alone* e *time-lapse* para quantificação de corrosão usando o METT.



Fonte: Watfa (1991)

O trabalho de Aslanyan et al. (2014) apresentou um algoritmo para ser usado na ferramenta eletromagnética denominada MID-2 (*Magnetic Imaging Defectoscopy*) que opera no domínio do tempo, sendo capaz de distinguir a perda de metal em duas colunas separadamente. A ideia consiste em interpretar os decaimentos das respostas dos pulsos eletromagnéticos, separando aqueles relacionados à coluna mais interna e às demais colunas. Os autores testaram o algoritmo em laboratório e em campo, obtendo respostas satisfatórias. Eles ainda descreveram conceitos básicos da modelagem no domínio do tempo da tecnologia de pulsos magnéticos. Apresenta-se ainda um caso real onde a tecnologia MID-2 foi aplicada, identificando dois furos oriundos de corrosão em tubulações em um poço no campo Raudhatain, no Kuwait. A investigação foi realizada devido à suspeita de comunicação entre duas colunas no poço.

Vargas et al. (2020) apresentaram estudos de caso na Colômbia do uso da ferramenta eletromagnética em comparação com o perfil ultrassônico. Constatou-se uma boa correlação dos resultados no revestimento produtor onde o perfil ultrassônico consegue realizar as medições. Destacou-se ainda que apenas o perfil eletromagnético é capaz de inspecionar os revestimentos por detrás da COP/COI. E assim, os autores enfatizam também que é possível realizar essa inspeção sem a necessidade de uma sonda específica para isso.

Nesta tese, propõe-se uma metodologia que utiliza o perfil eletromagnético para estimar a resistência residual do tubo. A ideia, portanto, é interpretar a perda de metal em um intervalo de profundidade como perda por corrosão e/ou desgaste por *tool joint*. Em seguida, a modelagem do tubo danificado é realizada com base nessa informação.

## 2.4 Inspeção de tubos para quantificar desgaste por tool joint

O estudo de desgaste de *tool joint* em revestimento é um desafio contínuo da indústria do petróleo. Shen e Beck (2012) analisaram que não somente poços direcionais ou extensos estão sujeitos ao desgaste, uma vez que ele ocorre também em poços verticais devido à tortuosidade da trajetória do poço que aumenta a força de contato entre as *tool joints* da coluna de perfuração e a parede interna do revestimento. O contato resulta em um desgaste do tipo canaleta que reduz a integridade mecânica de tubos e conexões do revestimento, pois há redução da espessura de parede e um aumento da concentração de tensões nesta região, penalizando as resistências dos elementos. Assim, o desgaste devido às operações de perfuração surge em regiões da trajetória do poço de maior curvatura (ou *dogleg severity*, DLS).

Depois que a coluna de perfuração atinge a profundidade desejada, pode-se realizar a perfilagem mecânica ou ultrassônica para verificar a condição do revestimento assentado anteriormente, o qual provavelmente sofreu desgaste por fricção. Os dados das inspeções são portanto considerados pós desgaste. Em alguns casos, realiza-se também uma perfilagem anteriormente à perfuração para servir de base comparativa na análise (perfilagem *baseline*). Nesse caso, tem-se a inspeção pré desgaste. Conforme discutido nas seções 2.3.1 e 2.3.2, essas perfilagens fornecem o raio interno de seções transversais dos tubos ao longo de pequenos intervalos de profundidade, por exemplo a cada 15 cm. Adicionalmente, a perfilagem ultrassônica fornece a espessura da seção transversal. Assim, a correta interpretação desses dados é valiosa para se ter uma leitura de maior precisão da condição do tubo. Os dados extraídos dessas operações são fundamentais para a análise de integridade do revestimento no poço, servindo também de subsídio a novos projetos de revestimentos.

A relação entre as características do poço e o desgaste sofrido é sumarizada em uma variável conhecida como fator de desgaste. Exemplos de características do poço que afetam o fator de desgaste são os materiais da parede interna do revestimento e da *tool joint*, as proprie-

dades do fluido de perfuração, e demais configurações da perfuração. Na prática, novos projetos utilizam fatores de desgaste calibrados por dados de desgaste de poços anteriores com características semelhantes. Aichinger et al. (2016) explicam que a adequada calibração de fatores de desgaste demanda uma interpretação robusta e confiável dos perfis de inspeção. Os autores comentam ainda que as metodologias de geração do perfil de desgaste podem ser o elo fraco na cadeia dos estudos de desgaste em revestimento de poços.

Em muitos casos, uma interpretação simplificada dos dados, buscando valores máximos de raio interno ou mínimos de espessura, pode ser suficiente para identificar zonas de alto desgaste (AHMED et al., 2021). Aichinger et al. (2016) explicaram que a metodologia usada pela indústria consiste em uma simples comparação entre o diâmetro interno do revestimento na perfilagem *baseline* e o diâmetro interno máximo na perfilagem pós desgaste. Os autores observaram que as metodologias de quantificação, por serem muito simplistas, sem conseguir distinguir ovalização de desgaste, acabam levando a exagerados fatores de desgaste. Esses erros de interpretação dos dados podem ser visualizados na Figura 2.11, onde os pontos de máximos e mínimos de raio interno e espessura podem representar imperfeições da seção ou desgaste.

Ahmed et al. (2021) destacaram a importância da busca pelas melhores alternativas na inspeção de revestimento usando dispositivos de perfilagem, em que fica claro que uma maior confiabilidade nos métodos de aquisição e processamento de dados permite que os operadores avaliem adequadamente as condições de revestimento.

De acordo com Aichinger et al. (2016), a metodologia usada pela indústria consiste na comparação entre as perfilagens *baseline* e pós desgaste. O desgaste máximo,  $wear_{industry}$ , é calculado conforme a Equação 2.1.

$$wear_{industry} = \max(D_{\max}^{post} - D_{\max}^{baseline}) \quad (2.1)$$

Nota-se que o desgaste se resume a uma simples comparação entre diâmetros internos máximos das perfilagens disponíveis.  $D_{\max}^{post}$  é o diâmetro máximo observado em uma seção ou em um intervalo de seções na perfilagem pós desgaste, e,  $D_{\max}^{baseline}$  é o diâmetro máximo observado no mesmo conjunto de seções da perfilagem *baseline*. Dentre as principais limitações no uso desta equação destacam-se: a) são necessárias duas operações de perfilagem; e b) o diâmetro máximo não representa necessariamente o desgaste da seção.

Ahmed et al. (2021) usaram em seu estudo de caso uma comparação entre a mínima espessura da perfilagem pós desgaste  $wt_{\min}$  em relação ao valor nominal de espessura do tubo  $wt$ , conforme o desgaste,  $wear\%$ , da Equação 2.2. Tem-se, portanto, a mesma limitação de usar somente o valor extremo da seção.

$$wear\% = \frac{wt - wt_{\min}}{wt} \times 100 \quad (2.2)$$



Sawaryn et al. (2015) apresentaram um modelo matemático de ajuste de elipse baseado na transformada discreta de Fourier, visando determinar o desgaste, a descentralização do *caliper* e a ovalização do tubo, a partir de medições de *calipers* de seis ou mais *fingers*. A validação da metodologia foi realizada com geometrias exatas geradas de círculos e elipses, obtendo-se uma precisão superior a 0,01% nas respostas obtidas. Os autores mostraram que é possível identificar desgaste em seções transversais por meio de um ajuste de elipse nos dados de raio interno de *caliper*. Contudo, como o ajuste é realizado com todos os pontos da seção transversal, inclusive os da região desgastada, eles recomendam dobrar o valor de desgaste encontrado pela comparação entre o ajuste de elipse e os dados da leitura de raio interno do *caliper*.

Aichinger et al. (2016) apresentaram uma metodologia de quantificação de desgaste usando dados de raio interno de um *Multi Finger Caliper Log* (MFCL), seguida de aplicação em estudo de caso. A metodologia é dependente de uma simulação do modelo *stiff-string* para indicar as orientações de desgaste previsto nas seções transversais de toda coluna de revestimento. Os pontos na orientação de desgaste da simulação são removidos e, em seguida, aplica-se um ajuste de elipse nos pontos remanescentes. A elipse encontrada é considerada a forma da seção antes do desgaste. A diferença entre os dados brutos lidos e a elipse ajustada resulta no desgaste da seção. Os resultados mostram uma melhor convergência entre o perfil de desgaste da inspeção e o perfil de desgaste previsto. Contudo, a metodologia demanda ainda uma simulação do modelo *stiff-string* para remover as orientações prováveis de desgaste. Assim, outros erros oriundos da própria simulação podem incorporar mais incerteza à análise, como a qualidade dos dados de trajetória do poço.

Ainda em Aichinger et al. (2016), há uma explanação sobre a metodologia usada pela indústria para estimar o desgaste a partir dos dados de raio interno. Basicamente, deve-se contar com a comparação de duas perfilagens, feitas antes do desgaste (*baseline*) e após o desgaste. Uma desvantagem clara nessa metodologia é a necessidade de duas operações de perfilagem a serem realizadas, que demandam tempo e custo. Considerando que as seções medidas ao longo da profundidade do poço ficam espaçadas em torno de 15 cm, é difícil também garantir que as profundidades medidas são as mesmas nas duas perfilagens. Os autores ainda comentam a possibilidade de compressão ou expansão das seções transversais ao longo do tempo, que podem levar a uma excessiva estimativa de desgaste, quando na verdade o tubo está ovalizado.

Chandrasekhar et al. (2019) incorporaram melhorias importantes ao processo de ajuste por elipse, trabalhando com dados de perfilagem ultrassônica. Eles propuseram o uso de elipses distorcidas que devem ser capazes de melhor se ajustar aos dados de seções transversais de tubos de aço. Isso porque o processo de manufatura do tubo e a anisotropia das camadas que o poço atravessa podem levar a configurações de elipses distorcidas em seções ainda não desgastadas. Assim, foram propostos dois tipos de ajustes: a) elipse distorcida para os dados de raio interno; e b) anel composto por elipses distorcidas usando os dados de espessura. Nos dois casos, os autores propuseram realizar uma eliminação de pontos prováveis de desgaste

para realizar um novo ajuste sem considerar esses pontos. Para o ajuste do tipo a), considera-se um ponto provável de desgaste quando o raio interno medido é maior do que o raio da elipse ajustada mais uma tolerância relacionada à precisão do equipamento. Para o ajuste do tipo b), considera-se um ponto provável de desgaste quando a espessura medida é menor do que a espessura ajustada menos a tolerância. Iterações de ajustes e eliminação de pontos se repetem até que um critério de convergência seja alcançado, tal como a não eliminação de nenhum ponto em uma iteração. Neste formato, os autores denominaram a geometria ajustada final como uma boa estimativa da seção transversal pré-desgaste, preservando a ovalização e a excentricidade do tubo no momento da medição. Essa metodologia possui vantagens em relação às demais, pois depende somente dos dados lidos em uma perfilagem, sem a necessidade de simular uma análise *stiff-string*. Assim, trata-se de uma análise puramente geométrica.

Ahmed et al. (2021) estudaram a fase de revestimento de 7 polegadas de um poço exploratório de gás, que estava comprometido por incidentes devido a operações de pescaria e cabo preso, na região sudeste da Ásia. Um *caliper* de 24 *fingers* e uma ferramenta ultrassônica foram usadas na inspeção. Assim, tinham-se disponíveis dois perfis de raio interno e um perfil de espessura do revestimento. As análises em busca de perda de metal nas seções transversais, seja por desgaste ou por corrosão, se basearam em avaliações simples das diferenças percentuais entre os valores medidos e os valores nominais da geometria do tubo. Os autores então tiraram conclusões baseadas em análises visuais dos perfis gerados e dos perfis relacionados à trajetória do poço, visando classificar as zonas mais perturbadas em relação aos valores nominais em desgaste, corrosão ou deformação excessiva (ovalização).

Diante do exposto, nota-se que, somente na última década começaram a surgir trabalhos tentando utilizar de forma mais sofisticada os dados de perfilagens de poços, por meio de ajustes de elipses, por exemplo. Entretanto, ainda se tem como prática na indústria avaliações simplistas de comparação de valores máximos ou mínimos observados na inspeção. Os trabalhos que desenvolveram os primeiros estudos sobre desgaste objetivaram propor modelos de previsão para auxiliar os projetistas no dimensionamento adequado da espessura de parede dos tubos. Geralmente, essas análises eram realizadas com tubos com desgaste usinado em laboratório ou tubos extraídos de poços. Atualmente a disponibilidade de dados das perfilagens realizadas permite uma melhor avaliação da condição dos tubos e os modelos de previsão podem ser aprimorados por meio de uma metodologia robusta de quantificação de desgaste.

Durante o desenvolvimento desta tese, uma nova metodologia de quantificação de desgaste com base em dados de perfilagem ultrassônica foi publicada em Gouveia et al. (2022). Nessa proposta, simplificações observadas em Chandrasekhar et al. (2019) foram removidas e os resultados se mostraram bastante satisfatórios. Propõe-se ainda uma técnica para quantificar as incertezas relacionadas à estimativa do desgaste. Maiores detalhes são discutidos no Capítulo 3.

## 2.5 Corrosão em tubos de aço carbono de poços de petróleo

Watfa (1991) classifica os mecanismos de corrosão em três categorias: corrosão eletroquímica, corrosão química e corrosão mecânica. A corrosão eletroquímica ocorre principalmente na parede externa do revestimento. Ela resulta da troca de corrente no ambiente, formando um sistema semelhante a uma pilha. Um exemplo de corrosão eletroquímica é a corrosão galvânica. A corrosão química envolve a interação entre substâncias para formar outras substâncias e sua ocorrência é mais provável na parede interna do revestimento. A corrosão por CO<sub>2</sub> ou por H<sub>2</sub>S se enquadram aqui. A corrosão mecânica é causada pela tensão nos tubos e conexões, que pode aumentar a taxa de corrosão de qualquer natureza.

Oliveira (2015) explica que a corrosão também pode ser classificada em relação à sua morfologia, ou seja, à forma geométrica do dano causado ao elemento metálico. Pode ser uniforme, localizada, seletiva e intergranular, onde as duas primeiras são de interesse para o estudo de integridade de tubos de poços. A corrosão uniforme se caracteriza por um ataque químico generalizado em toda superfície exposta do metal. Já a corrosão localizada, também chamada de corrosão por pites, ocorre em pontos específicos da superfície, formando danos com geometrias diversas.

Gunaltun e Kopliku (2006) destacaram a dificuldade de simular em laboratório todas as condições de campo e que os dados de campo não são completos ou válidos. Os autores explicam que os modelos de previsão de taxa de corrosão usados por empresas de petróleo começaram a surgir na década de 70. O primeiro modelo foi proposto por Waard e Milliams, baseado em ensaio de laboratório. Depois, poucos modelos empíricos de campo, como o Copra Correlation, foram publicados. Mais recentemente, outros modelos com base semi-empírica, validados em laboratório, ou mecanicistas foram desenvolvidos (Lipucor, Cormed, NORSOK, Cassandra, Hydroxor, KSC e Multicorp). O trabalho de Nyborg (2002) descreve boa parte dos modelos disponíveis na época. Contudo, Gunaltun e Kopliku (2006) afirmam que, devido o mecanismo de corrosão localizada ser complexo, apenas um modelo não linear com o tempo pode prever adequadamente esse comportamento. Contudo, nenhum modelo analisado em seu trabalho de revisão possuía as características adequadas.

Depois de desenvolvidos, os modelos de previsão de taxa de corrosão são testados com dados de campo ou de laboratório. Dados de inspeção ou análise de falhas são usados para avaliação da real corrosão em campo, onde ainda é imprescindível a informação do histórico de produção do tubo. Gunaltun e Kopliku (2006) destacaram que, para o teste dos modelos de previsão de corrosão, é importante que a história de produção seja detalhada, incluindo informações como:

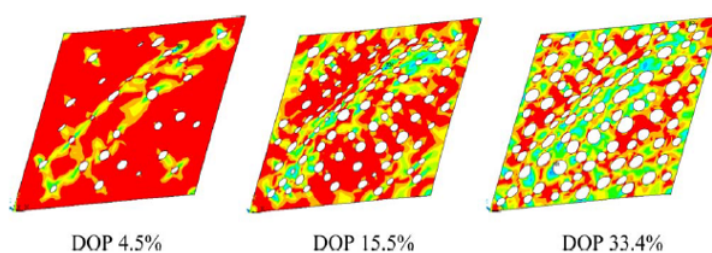
- parâmetros de produção, como teores de óleo, água e gás;

- composição do efluente e as características principais do óleo e gás (densidade, peso molecular, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, espécies de carboxila, sais dissolvidos na água);
- condições de operação como pressão e temperatura;
- características da tubulação como diâmetro, inclinações ou desvios, metalurgia do material.

O modelo de Velázquez et al. (2009) propõe uma equação empírica para previsão de profundidade de corrosão, com base nos dados de dutos enterrados em solos de diferentes tipos, posteriormente publicados em Velázquez et al. (2010). O tipo de corrosão predominantemente observado são pites na parede externa, ou seja, pequenos danos localizados causados por fatores como salinidade, pH, umidade, potencial elétrico, entre outros. Usando o mesmo conjunto de dados, Seghier et al. (2020) propõe outro modelo de previsão de profundidade de corrosão aplicando técnicas de aprendizado de máquina. Os autores alcançam melhor acurácia do que modelos anteriores comparados. Apesar da aplicação ser em dutos, e não em tubos de poços, a melhor performance obtida com aprendizado de máquina pode indicar que essa abordagem pode ser apropriada para esse tipo de problema.

Lin et al. (2016) afirmam que a corrosão por pite é a mais comum em revestimentos de poços. O trabalho de Paik et al. (2004) modelou pites regularmente e randomicamente distribuídos em placa, visando avaliar sua integridade mecânica após a corrosão. A Figura 2.17 apresenta um resultado da modelagem realizada onde tensões cisalhantes são aplicadas à placa. Os autores adotam a densidade de pites (DOP) como um parâmetro de controle da resistência residual.

Figura 2.17 – Modelagem de integridade residual de placa corroída por pites.

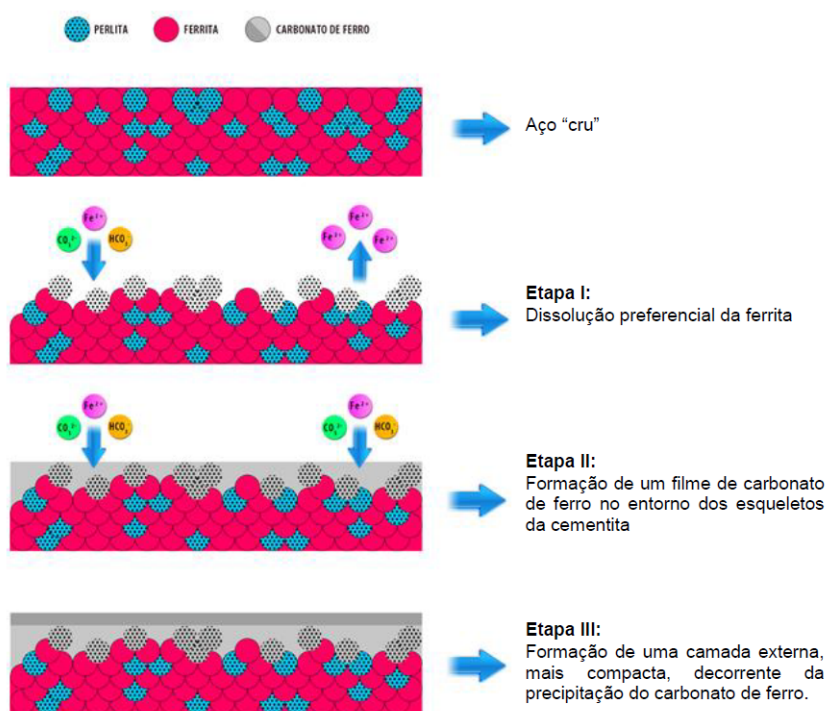


Fonte: Paik et al. (2004)

Sholihin et al. (2019) avaliam o tempo de vida útil remanescente e a taxa de corrosão por CO<sub>2</sub> do revestimento com grau de aço K-55, em um poço operado há 14 anos na região de Aceh do Norte, Indonésia. Os autores aplicam o modelo NORSOK D-010 (2013) com parâmetros adequados para o campo em análise. Teores de 37% de CO<sub>2</sub> e 0,016% de H<sub>2</sub>S são alguns dos principais pontos citados que causam a corrosão da parede interna do revestimento, a qual atinge altos níveis levando inclusive a vazamentos entre colunas.

Medições realizadas no início da vida útil do aço podem indicar uma alta taxa, enquanto que aquelas realizadas em período posterior podem apresentar uma taxa bem menor. Inspeções em equipamentos de poços e de linhas submarinas apresentaram taxa de corrosão reduzindo de 5 a 10 mm por ano (valores iniciais) até valores baixos como 0,1 a 0,5 mm por ano, depois de um intervalo de dois anos de produção (GUNALTUN; KOPLIKU, 2006). Esses resultados indicam que há uma redução severa da taxa da corrosão com o tempo, sendo que as maiores taxas são observadas no início da vida produtiva do poço. E assim, a taxa de corrosão é extremamente dependente do tempo. As imagens analisadas por Lopes (2017) em Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV) mostram que, quanto maiores a pressão e a temperatura do meio, mais compacto é o filme de proteção. O mecanismo de formação de filme do produto de corrosão é esquematizado conforme Figura 2.18. Nota-se que a precipitação de carbonato de ferro, produto da corrosão, favorece a formação do filme protetor, o que faz com que as taxas de corrosão sejam menores ao longo do tempo.

Figura 2.18 – Mecanismo de formação de filme produto de corrosão que tende a reduzir a taxa de corrosão ao longo do tempo.



Fonte: Lopes (2017)

Os resultados de Lopes (2017) mostram uma redução da taxa de corrosão nos ensaios sob condições de temperatura e pressão mais altas. De acordo com a autora, isso está de acordo com a literatura, uma vez que essas condições melhoram a formação do filme produto de corrosão e conferem maior resistência à corrosão para a superfície. O comportamento esperado se o filme não fosse formado seria de natural aumento da taxa de corrosão com o aumento de pressão e temperatura. Em seu trabalho, a autora explicou bem a problemática da corrosão de aços na indústria do petróleo e de forma mais específica no ambiente do pré-sal brasileiro. De

maneira geral, a corrosão vai ocorrer principalmente na presença de meio aquoso e em contato com gases dissolvidos ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  e  $\text{O}_2$ ). No pré-sal, o problema se agrava devido ao petróleo extraído possuir água de alta salinidade e elevado teor de  $\text{CO}_2$ , e o poço estar sujeito a altas pressões e temperaturas. A autora realizou ensaios de corrosão em aços usados em tubos de revestimento de poços de petróleo condicionando a um ambiente corrosivo por  $\text{CO}_2$ , tendo composição química similar ao pré-sal, altas pressões e temperaturas. Ao observar os filmes de produto de corrosão, taxas de corrosão e perda de massa, verificou que o aumento do teor de cromo no aço melhorou significativamente a proteção dos filmes, principalmente no aço super duplex.

Seitinger (2010) avaliou o caso do vazamento em poços do campo de Troll, no Mar do Norte, em fevereiro de 2000. As investigações mostraram que um pequeno tubo feito de aço carbono de cerca de 1m (um *pup joint*), conectado à árvore de natal do poço e à COP, estava severamente danificado por corrosão de  $\text{CO}_2$  (Figura 2.19). Ao todo, 23 poços foram encontrados com problema semelhante na *pup joint*. O autor ainda apresenta recomendações de uso de aço carbono 13Cr (contendo 13% de cromo em sua composição) em poços operados com *gas-lift*, pois são mais suscetíveis à corrosão devido a possíveis altos teores de  $\text{CO}_2$ , água e  $\text{O}_2$ .

Figura 2.19 – Corrosão severa observada em pequeno tubo em poço no campo de Troll, na Noruega.



Fonte: Seitinger (2010)

O trabalho de Oliveira e Zoghbi Filho (2015) apresenta as metalurgias usadas pela Petrobras no pré-sal, destacando que o ambiente demanda ligas especiais de cromo, níquel e molibdênio. A Figura 2.20 mostra um tubo 13Cr com pites devido à corrosão por  $\text{CO}_2$ . A taxa de corrosão deve variar com a temperatura do ambiente devido à influência na formação do filme protetor de carbonato de ferro. Nota-se que o aço 13Cr só deve aumentar a taxa de corrosão em

temperaturas bem mais altas, acima de 150°C. Assim, os autores revelam que a Petrobras utilizou o aço inoxidável super duplex (SDSS) nos primeiros poços produtores no pré-sal da bacia de Santos, que representa uma liga de maior custo. Em outros campos da região, quando uma menor ação corrosiva é verificada pelos testes, é possível utilizar ligas de menor custo, como o aço inoxidável super martensítico (SMSS) ou super 13Cr.

Figura 2.20 – Corrosão CO<sub>2</sub> por pites observada em tubo 13Cr.



Fonte: Oliveira e Zoghbi Filho (2015)

Oliveira (2015) explica que tanto a composição do aço, como a classificação da fase que compõe a sua microestrutura, influenciam nas propriedades de resistência à corrosão, resistência mecânica, tenacidade e outros. Quanto à composição, quando o aço carbono possui teor de cromo acima de 12% já é considerado um CRA, ou seja, uma liga resistente à corrosão (*Corrosion Resistant Alloy*). Nas especificações de tubos de revestimento e de COP/COI é comum se deparar com produtos 13Cr e 25Cr. Outros metais como níquel, molibdênio e até mesmo tungstênio podem ser incorporados para desenvolver ligas mais nobres.

A microestrutura dessas composições pode se apresentar nas fases martensítica, ferrítica e austenítica, ou uma combinação delas (BHADESHIA; HONEYCOMBE, 2017). É preciso também garantir que, nas condições de operação do poço e reservatório, essas fases não serão revertidas, alterando as características do material. Os aços 13Cr ou super 13Cr possuem a fase martensítica predominante. Os aços duplex ou super duplex, empregados em ambientes mais severos, são assim denominados por possuírem duas fases em aproximadamente igual proporção, a austenítica e a ferrítica (OLIVEIRA, 2015). Cada fase possui um papel importante nas propriedades que a liga alcança, dentre as quais se destacam a alta resistência mecânica, boa tenacidade e elevada resistência à corrosão em ambientes severos, mesmo sob tensão e fadiga. Para manter a fase austenítica, o níquel é o elemento estabilizador. Já o cromo e o molibdênio garantem a fase ferrítica. Aços super duplex possuem adição de tungstênio para reduzir a chance de corrosão por pites.

Lei et al. (2016) menciona que a liga Super 13Cr foi desenvolvida para operações de óleo e gás com previsão de produção de hidrocarbonatos com altos teores de CO<sub>2</sub> em ambientes de alta pressão e alta temperatura. Essa liga possui 13% de cromo, 5% de níquel e 2% de molibdênio para conferir maior resistência à corrosão do metal. Outras ligas também se destacam, como as estudadas por Matsuo et al. (2022), que se dedica a avaliar a resistência à corrosão em ambientes de captura e armazenamento de carbono (CCS, *carbon capture and storage*). Os autores testam as ligas especiais de aço inoxidável Super 13Cr martensítico (SMSS), 25Cr Duplex (DSS) e 25Cr Super Duplex (SDSS), todas com altas concentrações de cromo e outros metais nobres, submetidas ainda durante a fabricação à tratamento térmico controlado. Os ensaios foram realizados em ambiente de CO<sub>2</sub> supercrítico com variadas concentrações de impurezas como NaCl, O<sub>2</sub> e SO<sub>2</sub>. Condições variadas de pressão e temperatura também foram usadas visando se aproximar das aplicações CCS. Os resultados analisados em espectroscopia de fotoelétrons de raios-X mostram, em geral, baixas taxas de corrosão uniforme para as ligas DSS e SDSS, sendo a máxima de 0,03 mm / ano. Já na liga SMSS, as taxas são maiores quando as impurezas estão presentes, sendo 0,98 mm / ano com O<sub>2</sub>, com pites observados, podendo ainda chegar à 21,94 mm / ano com um alto teor de SO<sub>2</sub>.

Portanto, conclui-se que o fenômeno da corrosão em tubos de poços de petróleo deve ser analisado considerando diversos fatores relacionados ao material empregado e ao ambiente de exposição. Considerando a configuração usual de poços de petróleo, pode-se esperar corrosão em parede externa de tubos quando há falha na cimentação, em zonas de aquíferos, quando não se aplica metalurgia CRA, por exemplo. Já na parede interna de tubos, em casos críticos de produção ou injeção de fluido com alto teor de CO<sub>2</sub> e outras impurezas, mesmo utilizando metalurgia CRA, é possível observar baixas taxas de corrosão uniforme ou localizada. Vale ressaltar que essas conclusões são baseadas em experimentos de laboratório que tentam simular as condições de poço. Assim, podem haver situações específicas de campo que levam a resultados diferentes dos ensaiados, uma vez que é difícil abranger em laboratório todos os cenários possíveis. As análises propostas neste trabalho visam verificar as consequências da corrosão na parede interna do tubo em sua resistência. Tanto corrosão uniforme como localizada são consideradas na modelagem.

## 2.6 Modelagem de resistência residual de tubos danificados

Em se tratando de estudos voltados para modelagem da resistência mecânica de tubos, a API/TR 5C3 (2008) recomenda as clássicas equações de colapso e *burst*, e, ainda, o critério de von Mises com as equações de Lamé considerando efeitos combinados de pressão interna, pressão externa, força axial, flexão e torção. Ela ainda descreve formulações modernas de resistência de tubo ao colapso (KLEVER; TAMANO, 2006) e à pressão interna (KLEVER; STEWART,



1998), incluindo os efeitos combinados das pressões e força axial. Ambos os modelos se mostraram como os de melhor ajuste nas séries históricas de dados de fabricação. Klever e Tamano (2006) incluíram como parâmetro de penalização da resistência imperfeições de manufatura como ovalização, excentricidade e tensão residual. Klever e Stewart (1998) também adicionaram fatores importantes ao modelo, incluindo o efeito de defeitos de fabricação em forma de pequenas trincas ao longo do tubo. Portanto, todos esses modelos já trazem uma boa estimativa de resistência do tubo novo, porém, na condição de poço outros fatores podem reduzir a resistência do tubo.

Uns dos principais fatores de redução da resistência de tubos OCTG em poços de petróleo são os danos aos quais esses elementos ficam sujeitos. Mais especificamente, o desgaste mecânico por *tool joint* e a corrosão química podem ser considerados os tipos de dano mais agressivos. Nesses casos, o cálculo da resistência residual se torna mais complicado devido às diversas geometrias possíveis de volume removido da espessura do tubo. A forma mais usual e simples de cálculo consiste em fazer uso de uma equação de tubo intacto, como a proposta por Klever e Stewart (1998), e penalizar a espessura de acordo com a profundidade máxima esperada ou medida do dano. Tem-se assim uma remoção uniforme de material que pode ser muito conservadora nos casos de dano localizado, como canaletas e pites. Porém, a resistência residual do tubo danificado depende de muitos outros parâmetros, como o número de danos, a profundidade, extensão, comprimento e posição de cada dano e até mesmo as propriedades do tubo não desgastado, como a relação OD/wt (diâmetro externo sobre espessura de parede) e ovalização e excentricidade iniciais.

Nesta seção, apresentam-se os trabalhos encontrados na literatura que buscam estimar de forma mais precisa a resistência residual dos tubos com danos localizados. As metodologias envolvem investigações experimentais, modelagem numérica computacional e/ou equações analíticas. De maneira geral, a modelagem precisa da resistência real pode ser complexa se todos os parâmetros forem considerados. Portanto, estudos investigativos podem ser realizados para, inicialmente, eliminar parâmetros que são desprezíveis. Pesquisar estudos anteriores permite tirar conclusões sobre a influência de parâmetros na perda de resistência.

Em geral, as investigações experimentais devem trazer uma resposta confiável. Porém, os custos associados a tornam inviável para explorar as mais diversas situações possíveis de dano. Assim, os poucos tubos ensaiados normalmente são usados para validar uma modelagem numérica com o Método dos Elementos Finitos (MEF). Para esse problema, o MEF é capaz de fornecer a pressão para a qual o tubo falha e não é mais capaz de garantir a estanqueidade como um elemento de barreira de segurança. O uso de técnicas numéricas para modelagem de fenômenos físicos é revelante em diversas situações, como também quando é impossível ter acesso a um elemento estrutural, pois ele já se encontra em serviço. O moderno conceito de *digital twin* está ligado à modelagem da estrutura em serviço em um ambiente virtual, sendo alimentado frequentemente por dados de medições da estrutura real.

O MEF consiste em uma estratégia de solução aproximada para problemas que envolvem a solução de equações diferenciais. Discretiza-se o domínio do objeto em elementos finitos suficientemente pequenos conectados por nós, onde as soluções aproximadas são obtidas. As simplificações na simulação para viabilizar a modelagem matemática do problema real e a discretização do objeto em elementos finitos são as principais causas das soluções encontradas não serem exatas. Por outro lado, tais respostas geralmente já são adequadas para as aplicações de engenharia e viabilizam os empreendimentos, sendo assim de grande importância para a indústria. Maiores detalhes podem ser obtidos na vasta literatura especializada (COOK et al., 2001; FISH; BELYTSCHKO, 2007).

### 2.6.1 Resistência ao colapso de tubos desgastados

A Tabela 2.1 resume os trabalhos relevantes encontrados na literatura para estimar a resistência ao colapso residual de tubos desgastados. Os trabalhos que realizam testes experimentais de colapso geralmente contam com eles para validar a modelagem através do MEF. Além de colapsar os tubos em uma câmara pressurizada, também é necessário usar o desgaste e inspecionar o elemento com precisão. Isso torna todo o procedimento custoso e é por isso que há muito menos resultados de teste de colapso para tubos desgastados do que para tubos intactos. Por exemplo, a Tabela 2.1 mostra no total 66 testes de colapso de tubos desgastados, enquanto API/TR 5C3 (2008) tem quase 3000 resultados de testes de colapso para tubos intactos. Deve-se notar ainda que os testes de tubos desgastados podem ter metodologias diferentes para usar o desgaste, podendo levar a resultados não comparáveis entre si.

As simulações pelo MEF são geralmente aplicadas para gerar um conjunto de dados extrapolados, permitindo investigar o comportamento do tubo desgastado com diferentes configurações. Estudos paramétricos podem então ser realizados para propor uma equação para fins de projeto de revestimento. Lin et al. (2022) concluíram que as simulações com modelos 2D e 3D fornecem resultados semelhantes quando a canaleta de desgaste está presente em toda a extensão do tubo. Sakakibara et al. (2008) verificaram que, quando o comprimento da canaleta é maior que dez vezes o diâmetro externo, as simulações 2D convergem para os resultados 3D. Tubos longos com ranhuras curtas requerem modelagem 3D. Wang et al. (2013) encontraram um comprimento crítico de desgaste de 0,3 m em uma modelagem 3D de tubo, para o qual canaletas mais longas não apresentam resistência significativamente diferente.

Como o colapso de um tubo pode ocorrer em regimes distintos, uma abordagem pelo MEF não linear é recomendada para contemplar toda a esbeltez da seção transversal, ou seja, tubos finos, intermediários e espessos, de acordo com a relação OD/wt. No entanto, alguns trabalhos possuem abordagens alternativas que permitem o uso de modelagem linear através do MEF (KURIYAMA et al., 1992; TEIGLAND et al., 2021; TEIGLAND et al., 2022). A ideia é realizar modelagem linear pelo MEF para tubos finos e espessos em separado, e então, integrar os resultados em uma equação de transição, como as de Tamano et al. (1985) ou Klever

Tabela 2.1 – Trabalhos com propostas para estimar a resistência residual ao colapso de tubo desgastado.

<b>Trabalho</b>	<b>Ensaios experimentais</b>	<b>MEF</b>	<b>Proposta de equação</b>
Kuriyama et al. (1992)	5 ensaios	2D, linear	Teórica
Sakakibara et al. (2008)	29 ensaios	3D, não-linear	-
Liang e Li (2011)	9 ensaios	2D, não-linear	Teórica
Shen e Beck (2012)	-	2D	Teórica
Liang et al. (2013)	7 ensaios	2D, não-linear	Teórica
Wang et al. (2013)	3 ensaios	3D, não-linear	Empírica
Moreira Junior et al. (2015)	7 ensaios	3D, não-linear	Empírica
Lin et al. (2015)	6 ensaios	-	Teórica
Lin et al. (2016)	-	-	Teórica
Silva (2020)	-	2D, não-linear	-
Lin et al. (2020)	-	2D, não-linear	-
Ding et al. (2020)	-	2D	Teórica
Teigland et al. (2021)	-	2D, linear	Empírica
Teigland et al. (2022)	-	2D, linear	Empírica
Lin et al. (2022)	-	2D e 3D, não-linear	-
Zhang et al. (2022)	3 ensaios	2D	Aprendizado de máquina
Mencaglia et al. (2022)	Não detalhado	2D	

e Tamano (2006). Ainda assim, cabe destacar que, em tubos esbeltos, podem se manifestar modos de instabilidade complexos, os quais só podem ser captados através de uma abordagem geometricamente não linear (SILVA, 2020).

Algumas equações para a resistência residual de tubos desgastados estão disponíveis na literatura. Kuriyama et al. (1992) propuseram uma equação para estimar a resistência ao colapso de tubos desgastados com uma única canaleta e apenas a profundidade de desgaste é aplicada como entrada. O modelo é baseado na geometria de um tubo excêntrico e mostra boa convergência com os resultados experimentais e numéricos endereçados pelos autores. As imperfeições de fabricação, como ovalização, excentricidade e tensão residual, são consideradas uma vez que o modelo é combinado com a equação anterior de Tamano et al. (1985) para tubos intactos. Liang e Li (2011), Liang et al. (2013) e Lin et al. (2015) propuseram equações para resistência ao colapso de tubos desgastados também com base na equação de Tamano et al. (1985). Apesar de apresentar melhores resultados, poucos tubos são colapsados experimentalmente, dificultando o ranqueamento das formulações em termos de precisão. Shen e Beck (2012) estudaram como a temperatura afeta a concentração de tensão do tubo desgastado. Moreira Junior et al. (2015) também realizaram testes e simulações e, a partir desses resultados, propõem uma equação empírica para relacionar a profundidade de desgaste com a resistência residual no formato exponencial. Lin et al. (2016) propuseram uma equação para o colapso de tubos com uma única canaleta de desgaste. O critério de falha está relacionado à análise de tensões, uma vez que o dano tende a amplificar o efeito de concentração de tensões rapidamente.

Ding et al. (2020) aplicaram uma equação baseada em um sistema de coordenadas bipolar e na teoria do potencial complexo. Além disso, a geometria do tubo desgastado leva em conta apenas a excentricidade.

Muitos trabalhos na Tabela 2.1 concluem que a redução da resistência ao colapso é aproximadamente proporcional à razão da espessura mínima desgastada sobre a espessura original do revestimento. A relação entre a perda de resistência e a perda de espessura da parede parece ter uma tendência linear, ou seja, se a canaleta de desgaste reduz a espessura em 10%, a resistência ao colapso também é reduzida em 10%. Sabe-se também que esta é uma prática comum na indústria. O livro de Pattillo (2018) se baseia em alguns desses trabalhos para afirmar que adotar a perda de resistência de forma proporcional à perda de espessura de parede é razoável, seja para colapso ou para *burst*. Por outro lado, trabalhos mais recentes observaram que mais variáveis deveriam estar envolvidas nesta conclusão, como a relação OD/wt, o raio da canaleta de desgaste e o número de canaletas. Sakakibara et al. (2008) observaram para os tubos que analisaram que existe uma abertura de canaleta crítica a partir da qual a resistência não diminui significativamente. No entanto, Liang e Li (2011), Liang et al. (2013), Teigland et al. (2021) e Teigland et al. (2022), analisando mais geometrias de tubos, verificaram que o raio da canaleta pode afetar a resistência do tubo desgastado, principalmente tubos finos, com altas relações OD/wt, são afetados pela mudança no raio de desgaste. Mencaglia et al. (2022) verificaram que as geometrias tanto da *tool joint* como do revestimento (relação OD/wt, ovalização e excentricidade, por exemplo) podem afetar a resistência do tubo desgastado em até 10% para o mesmo nível de desgaste. Eles também propuseram uma análise MEF e uma análise probabilística integrada para calcular a resistência residual para um nível de confiabilidade de 0,5%.

Gouveia et al. (2022) investigaram dados de perfilagem ultrassônica de inspeção de coluna de revestimento e observaram que múltiplas canaletas são frequentes ao longo da profundidade. Isso significa que devido à perfuração da próxima fase, a coluna de perfuração provavelmente toca e desgasta muitos pontos na parede do revestimento. Zhang et al. (2022) concluíram que múltiplas canaletas podem reduzir significativamente a resistência residual ao colapso. Isso pode sugerir que modelos que consideram apenas uma única canaleta de desgaste podem não ser adequados para serem aplicados em muitas situações.

### 2.6.2 Resistência à pressão interna de tubos desgastados

Os trabalhos relevantes selecionados que avaliam a resistência à pressão interna residual de tubo desgastado são apresentados na Tabela 2.2. Existem menos testes experimentais destrutivos disponíveis do que para colapso, apenas 18 no total. No entanto, o mecanismo de falha por pressão interna parece ser menos complexo que o mecanismo de colapso e observa-se uma boa concordância entre os testes e as análises via MEF. Song et al. (1992) propuseram uma equação teórica baseada na formulação de potenciais complexos e no princípio da superposição

Tabela 2.2 – Trabalhos com propostas para estimar a resistência residual à pressão interna de tubo desgastado.

<b>Trabalho</b>	<b>Ensaios experimentais</b>	<b>MEF</b>	<b>Proposta de Equação</b>
Song et al. (1992)	2 ensaios	-	Teórica
Klever e Stewart (1998)	8 ensaios	Realizado, mas não detalhado	Teórica
Wu e Zhang (2005)	4 ensaios	2D	Teórica
Wang et al. (2013)	-	3D, não-linear	Empírica
Irawan et al. (2015)	-	3D, não-linear	-
Chen et al. (2016)	4 ensaios	3D, não-linear	Teórica
Lin et al. (2016)	-	-	Teórica
Li e Samuel (2016)	-	2D	Teórica
Li e Samuel (2018)	-	2D	Teórica
Ding et al. (2020)	-	-	Teórica
Zhang et al. (2020)	-	2D	Teórica

de geometrias em um sistema de coordenadas bipolares. Eles observaram uma boa concordância dos resultados com apenas dois testes. Klever e Stewart (1998) propuseram equações tanto para tubos intactos quanto para tubos desgastados. O modelo considera a profundidade do desgaste, raio de desgaste e índice de endurecimento do material. Os oito testes realizados tiveram uma boa concordância com a equação proposta e as análises pelo MEF, porém, não há maiores detalhes sobre o modelagem aplicada. Wu e Zhang (2005) propuseram equações para tubos desgastados em condições de serviço, inclusive na presença de ácido, mas apenas quatro testes são usados para validar os modelos. Wang et al. (2013) aplicaram um modelo baseado no MEF e validado com testes de colapso para a análise da resistência residual à pressão interna. Usando os resultados das análises através do MEF, eles realizaram uma regressão para propor uma equação empírica para o colapso, pressão interna e resistência à tração residuais, usando a profundidade de desgaste como variável de entrada.

Irawan et al. (2015) e Li e Samuel (2018) aplicaram o MEF para comparar os efeitos de canaletas simples e múltiplas em uma seção transversal. Eles concluíram que uma única canaleta pode ser adotada na avaliação da resistência residual à pressão interna, uma vez que os resultados são bastante semelhantes. Chen et al. (2016) e Zhang et al. (2020) observaram que a mudança do raio da *tool joint* não impacta significativamente a resistência à pressão interna. Parece haver uma convergência nas conclusões em todos esses trabalhos onde o aumento da profundidade do desgaste causa uma redução linear da resistência residual à pressão interna.

Tanto para a análise de colapso quanto de pressão interna, fica evidente a demanda por mais testes experimentais para dar mais confiabilidade aos modelos. Além disso, nota-se uma demanda por uma investigação mais geral considerando a combinação de todos os parâmetros que podem impactar significativamente a resistência residual, como a profundidade, raio e comprimento da canaleta de desgaste, bem como o número de canaletas no tubo e a geometria do

tubo intacto. A modelagem do tubo 3D via MEF não linear corresponde à forma mais precisa para abordar o problema, pois suas premissas estão mais próximas da realidade. Por outro lado, simplificações podem ser aplicadas para reduzir o custo computacional das simulações numéricas.

Com relação à análise de conexões desgastadas, Mencaglia et al. (2022) apresentam um estudo de resistência residual de uma conexão *premium* desgastada a partir de análises com o MEF. Os resultados são comparados com o envelope de qualificação da conexão considerando diferentes combinações de carregamento.

### 2.6.3 Resistência residual de tubos corroídos

A corrosão em tubos de aço em poços de petróleo pode ocorrer por diferentes mecanismos. A depender da situação, diferentes morfologias do dano no tubo podem surgir, como a corrosão uniforme ou a corrosão localizada. Além disso, na literatura é possível encontrar estudos importantes sobre resistência de tubo corroído não somente para tubos de revestimento (OLARTE et al., 2009; LIU et al., 2014; LIN et al., 2016; YAN et al., 2019; CHEN et al., 2021), mas também para tubos de COP/COI (LIU et al., 2018; CHEN et al., 2020; ZENG et al., 2020) e para dutos submarinos (YAMANE et al., 2006; NETTO et al., 2006; NETTO et al., 2007; NETTO, 2009; YANG et al., 2014; OLIVEIRA; NETTO, 2020), entre outros. Assim, outros modos de falha ganham destaque nos estudos, como falha axial ou por flexão. Isso torna a quantidade de trabalhos muito grande e resolve-se aqui focar apenas nos trabalhos que de alguma forma trouxeram uma contribuição para o desenvolvimento desta tese, conforme discute-se a seguir.

Paik et al. (2004) definem o grau de intensidade da corrosão por pite, sendo a área de metal corroído em uma placa de aço. Esse conceito pode ser facilmente expandido para as superfícies internas e externas de tubos. Os autores também verificam o efeito de redistribuir aleatoriamente os pites de corrosão ao longo de uma placa, verificando assim se a perda de resistência é semelhante a uma distribuição de pites uniformizada. Eles concluem que a fórmula proposta por eles também é satisfatória para pites distribuídos aleatoriamente na placa.

Yamane et al. (2006) investigam a resistência última de elementos tubulares de aço corroídos sujeitos à compressão pura ou flexão. As análises são realizadas considerando o ambiente marinho de plataformas de petróleo *offshore* e a corrosão devido ao contato com a água do mar. Os autores enfatizam que a análise é importante mesmo considerando que os tubos possuem pintura protetora anti corrosão, pois o ambiente extremo em que os elementos se encontram ainda pode deteriorar essa barreira. As resistências são verificadas por meio de ensaios reais e numericamente, por meio do MEF. Desta forma, é considerada uma distribuição de pites de corrosão e suas respectivas profundidades com base em ensaios de corrosão. A corrosão localizada é aplicada de acordo com um modelo de previsão de taxa de corrosão ao longo dos anos (PSR, Percent of Surface Rusted). Os pites são distribuídos de forma aleatória na superfície do tubo.

Olarte et al. (2009) apresentam os resultados de uma campanha de análise de casos relacionados ao colapso de tubos no campo Casabe, na Colômbia, onde 45% dos poços produtores tiveram algum tipo de problema, com diferentes níveis de severidade. Os poços analisados foram divididos em duas gerações, a primeira com poços de idades entre 48 e 62 anos e a segunda com poços de idade entre 19 e 29 anos. Os autores realizam uma análise simplificada reduzindo a espessura de parede de maneira uniforme em função das perdas de massa estimadas com dados de espessura de perfilagem ultrassônica. Os resultados obtidos mostram que a maior parte dos problemas de colapso registrados referem-se aos poços mais antigos, porém os poços mais novos possuem alta probabilidade de falharem no futuro. No final, propõe-se uma metodologia de projeto determinístico para novos poços onde deve-se considerar níveis de corrosão de 30% quando se prevê injeção de água como método de recuperação, visando evitar problemas futuros.

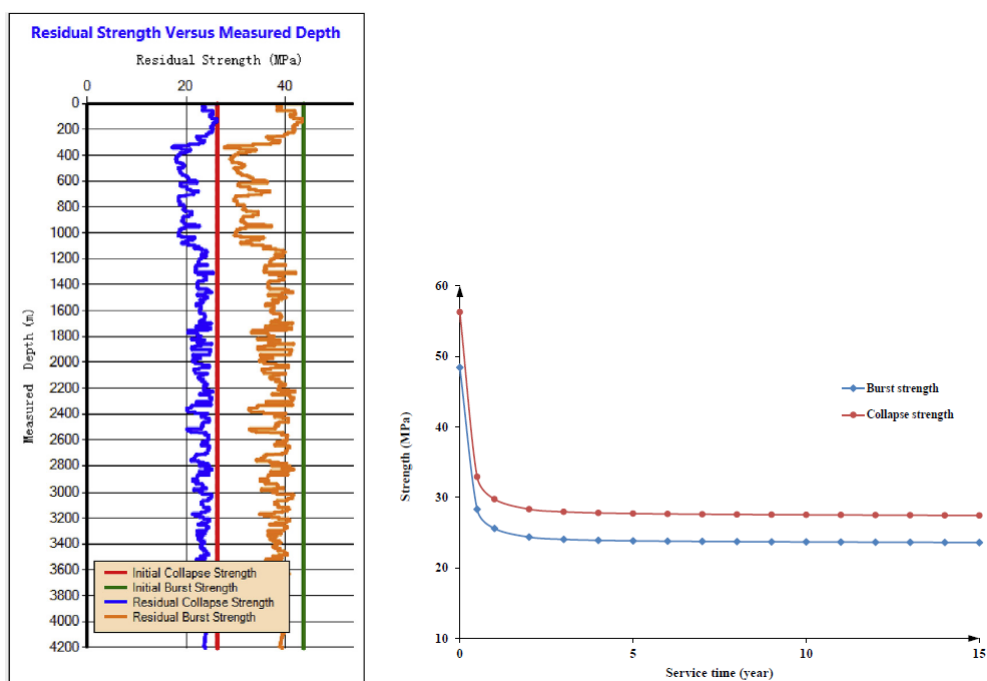
Liu et al. (2014) analisam a perda de resistência ao colapso por meio do MEF e o efeito do formato do pite de corrosão (semicircular, setorial, retangular e triangular), e de sua profundidade, abertura e quantidade. O formato semicircular é considerado o mais severo, sendo adotado por ser a favor da segurança. Nas análises, os autores observam que a profundidade do pite possui um efeito maior na perda de resistência do tubo em relação à sua abertura. Entretanto, eles enfatizam que ambos os fatores precisam ser considerados nas análises. Ao simular diferentes quantidades de pites e alterar o espaçamento entre eles, os autores observam pouca mudança nos resultados de perda de resistência ao colapso e resolvem ignorar esses fatores, adotando uma configuração fixa. Por fim, os autores propõem uma formulação para cálculo da resistência ao colapso degradada por pites, por meio de estimativas das tensões radial e tangencial aplicadas ao critério de escoamento de von Mises. Três tubos com pites ensaiados experimentalmente são conduzidos ao colapso e a comparação com a formulação proposta leva a um erro máximo de 5,6%, que os autores consideram aceitável para aplicações de engenharia.

Yang et al. (2014) realizam uma análise comparativa entre resultados experimentais e numéricos de um duto corroído sob flexão extraído da operação no fundo do mar. Esse duto estava há 15 anos em operação. Os resultados apresentam uma boa convergência das curvas tensão deformação do ensaio experimental e da análise numérica em vários pontos do tubo. A análise numérica é realizada com o MEF, por meio do software Abaqus (SMITH, 2009). Já as deformações do ensaio são monitoradas com a instalação de rosetas e LVDT. A redução percentual de resistência em relação ao tubo não corroído é de 12%.

Lin et al. (2016) propõem dois modelos matemáticos para calcular a resistência residual de revestimento defeituoso devido ao desgaste e corrosão. São usadas formulações analíticas modificadas de resistência de tubo onde visa-se incorporar os efeitos supracitados na análise de integridade dos tubos ao longo do tempo. Na análise de tubo corroído, os autores se baseiam no aumento de tensões cisalhantes próximo a cavidades ou pites de corrosão para propor um modelo de degradação de resistência. Eles realizam ensaios de corrosão com os mesmos graus

de aço usados no estudo de caso (N80 e P110). Os corpos de prova são expostos a um ambiente químico que reproduz a ação do material corrosivo do campo em questão. A corrosão dominante é por  $\text{CO}_2$ , mas também há conteúdo de  $\text{H}_2\text{S}$ . O padrão corrosivo observado no ensaio é considerado na formulação analítica de resistência, onde a cavidade é idealizada como uma esfera na parede do tubo. Os resultados chegam a perdas severas de resistência do tubo, onde cerca de 50% da resistência inicial do tubo é perdida nos primeiros 5 anos de serviço devido a corrosão (Figura 2.21).

Figura 2.21 – Propostas de correção da resistência usada para projeto de revestimento desgastado e corroído.



Fonte: Lin et al. (2016)

Liu et al. (2018) realizaram um estudo experimental e numérico da resistência à pressão interna de tubos P110 corroídos usados em injeção de  $\text{CO}_2$ . Três tipos de corrosão foram analisados: localizada simples (*single pit*), linear axial e uniforme. Nos ensaios, a corrosão foi imposta por um maquinário que simula a injeção de  $\text{CO}_2$  ao longo do tempo, atingindo diferentes profundidades de dano. Em análises com o MEF o modelo usado foi 3D e a análise foi não linear. Os resultados mostraram que o modelo analítico da DNV-RP-F101 (DNV, 2015) foi o mais adequado para os resultados encontrados.

Yan et al. (2019) realizaram estudo do colapso de tubos corroídos com pites duplos elipsoidais usando o MEF. Foram analisados os efeitos da profundidade da corrosão dos pites e de sua distância, tanto na direção circunferencial, como na direção longitudinal do tubo. Os autores concluíram que pites separados longitudinalmente reduzem de forma mais significativa a resistência do tubo do que pites separados circunferencialmente.

Zeng et al. (2020) realizaram um estudo experimental variando a salinidade, a con-

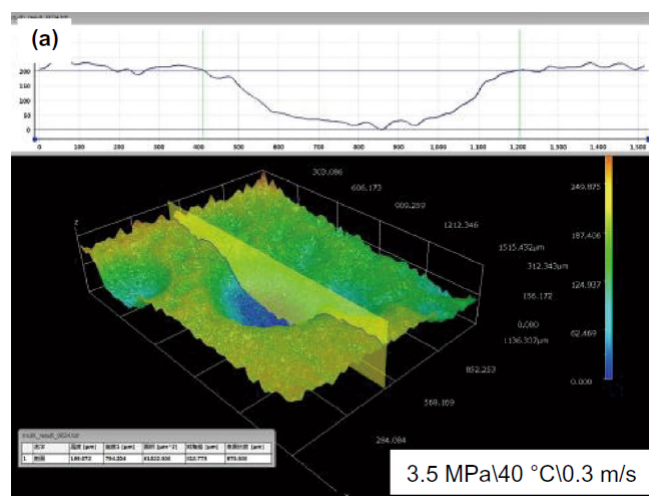


centração de  $H_2S$  e a temperatura de ensaios de corrosão no aço grau N80. As condições se assemelharam ao campo de Xinjiang na China onde se inclui também  $CO_2$  e polímero usado na recuperação do reservatório. O tempo de serviço residual dos tubos de produção foi estimado usando a taxa de corrosão verificada nos ensaios e aplicando-a ao modelo de resistência axial de seção transversal de tubo. Assim, há uma redução uniforme da espessura de parede ao longo do tempo e, conseqüentemente, da resistência do tubo. Quando a resistência se torna menor que a solicitação em um dado momento da vida do tubo, tem-se o tempo de vida remanescente do tubo. No estudo de caso os autores encontram tempos de vida maiores do que 20 anos.

Netto (2009) investiga o comportamento de colapso de dutos com defeitos de corrosão, fornece dados experimentais e numéricos e propõe uma equação simplificada para avaliar a pressão de colapso de dutos com geometrias de defeitos específicos. A equação é utilizada posteriormente em Oliveira e Netto (2020) para aplicações *offshore*, destacando a importância de considerar incertezas e confiabilidade nas avaliações de integridade estrutural.

Chen et al. (2021) realizaram ensaios de corrosão por  $CO_2$  e caracterizaram a morfologia dos pites por escaneamento com microscopia (Figura 2.22). Com base nessas geometrias observadas, os autores buscaram estimar a resistência residual do tubo por meio de simulações com o software de elementos finitos ANSYS. Cenários de *burst* e de colapso são avaliados variando-se a pressão de injeção. Porém, a falha é caracterizada pelo critério de von Mises, somente. Eles adotaram a corrosão por pite na forma de uma esfera superficial, baseando-se em análises de outros trabalhos da literatura. Por fim, os autores propuseram uma metodologia de análise de risco do revestimento corroído por  $CO_2$  com base em um processo hierárquico analítico e lógica *fuzzy*.

Figura 2.22 – Imagem de microscópio usada para definir a morfologia do pite de corrosão.



Fonte: Chen et al. (2021)

Portanto, nota-se que muitos trabalhos já foram publicados sobre o tema de resistência residual de tubo corroído. Porém, a maior parte deles adota a modelagem através do MEF para

as análises ou considera equações analíticas com simplificações que podem não ser adequadas para representar a condição real dos tubos. A condição de corrosão localizada, por exemplo, muitas vezes é modelada como uniforme ou com simplificações no modelo geométrico.

# 3 INSPEÇÃO DE DANO EM PAREDE INTERNA DE COLUNAS DE TUBOS

A avaliação de integridade de equipamentos em poços de petróleo é uma atividade desafiadora. Mesmo em elementos de geometria simples, como tubos, é difícil acessar com precisão posições específicas das quilométricas colunas de revestimento e completação. Assim, neste capítulo, apresenta-se uma metodologia de identificação e quantificação de danos, por meio de perfilagem ultrassônica. Admitem-se os danos causados por desgaste mecânico de *tool joint* ou por corrosão localizada (pites) na parede interna dos tubos de revestimento.

Encontram-se na literatura metodologias que buscam uma melhor interpretação dos dados lidos visando uma quantificação mais acurada do dano (SAWARYN et al., 2015; AICHINGER et al., 2016; CHANDRASEKHAR et al., 2019). Tais metodologias foram apresentadas de forma resumida na seção 2.4. Neste capítulo, propõe-se uma nova metodologia que leva a respostas mais precisas em comparação a esses trabalhos, conforme já publicado em Gouveia et al. (2022). A estratégia permite ainda a identificação e caracterização de danos, bem como a estimativa da área danificada.

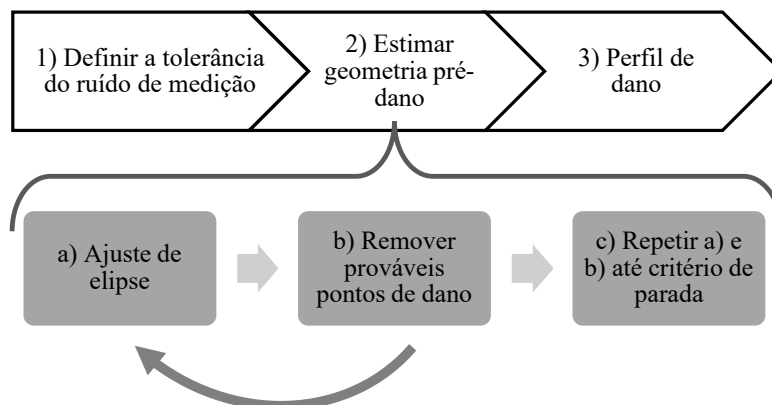
## 3.1 Metodologia da elipse distorcida pré dano

Os dados de raio interno de perfilagens caliper e ultrassônica são normalmente espaçados por ângulos iguais distribuídos nos 360° da seção transversal. Assim, tem-se pontos em coordenadas polares que estão contidos na parede interna do tubo. Um ajuste de elipse nestes pontos fornece uma estimativa da geometria da parede. Contudo, Kyriakides e Corona (2007) mostra que imperfeições do processo de manufatura, como ovalização, excentricidade e outros defeitos pontuais podem estar presentes na seção transversal do tubo, levando-o a possuir desvios em relação às geometrias de um círculo ou elipse convencional. Também podem ser esperadas deformações acentuadas nas seções transversais medidas durante a perfilagem, inclusive com a ação de tensões anisotrópicas oriundas das camadas de rocha e dos desvios de trajetória do poço. O trabalho de Chandrasekhar et al. (2019) propõe o ajuste de uma elipse distorcida para minimizar esses efeitos na estimativa da geometria do tubo intacto. Quando há dano, o raio interno deve sofrer um aumento em pontos de uma região da seção transversal. O ajuste não deve se adequar bem nessa região.

Uma quantificação de dano adequada deve comparar os dados pós dano com os dados pré dano, onde a diferença indica o dano sofrido. A estratégia proposta por Chandrasekhar et al. (2019) busca a geometria pré dano a partir dos dados inspecionados pós dano. Realiza-se o ajuste dos dados para uma elipse distorcida e as regiões que acabam não ajustando bem

são consideradas pontos de dano. Um novo ajuste deve então ser realizado desconsiderando os pontos de dano. Se os pontos remanescentes ajustarem adequadamente, a geometria pré dano foi encontrada. Porém, se ainda existem pontos mal ajustados, repete-se o processo de remoção de mais pontos de dano e um novo ajuste até se chegar a um ajuste satisfatório. O fluxograma da Figura 3.1 apresenta os passos necessários para se alcançar a elipse pré dano e em seguida quantificar os danos encontrados.

Figura 3.1 – Fluxograma geral da estratégia de geração de perfil de dano.



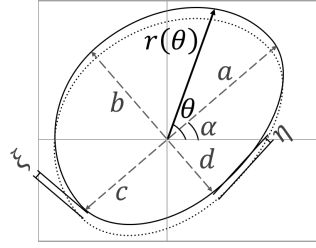
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Nesta tese, a mesma estratégia é aplicada incorporando melhorias em algumas etapas. Adiciona-se uma etapa inicial de definição da tolerância ao ruído de medição para que o algoritmo classifique com maior confiança pontos de dano na seção transversal. Além disso, a equação da elipse distorcida adotada inclui a rotação dos eixos da elipse como novo grau de liberdade ao ajuste, sendo capaz de se adaptar melhor aos dados lidos das perfilagens geométricas. Os resultados obtidos com a nova metodologia são validados com seções de tubo geradas com geometria de ovalização, excentricidade e dano de forma controlada. Estudos de casos reais são apresentados para exemplificar o uso e potencial da metodologia. A seguir as etapas da metodologia são detalhadas.

### 3.1.1 Ajuste de elipse distorcida

A equação de elipse aplicada neste trabalho difere de uma equação de elipse usual por permitir distorções dos eixos menor e maior. Nesse formato, os quatro eixos usuais de uma elipse podem ter valores diferentes e não mais em dois pares do eixo menor e do eixo maior, conforme ilustrado na Figura 3.2. Nota-se que a elipse é definida por sete parâmetros, sendo quatro referentes aos eixos ( $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $d$ ), dois referentes ao centro ( $\xi$  e  $\eta$ ) e um de rotação ( $\alpha$ ). O ângulo  $\theta$  é a coordenada que define o raio da elipse  $r(\theta)$ . Chandrasekhar et al. (2019) propuseram o ajuste da elipse sem considerar o parâmetro de rotação  $\alpha$ . Entretanto, no desenvolvimento deste trabalho observou-se que adicionar este parâmetro no processo de ajuste permite uma melhor adequação dos dados ao modelo.

Figura 3.2 – Elipse distorcida aplicada no ajuste dos dados de raio interno.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

A Equação 3.1 apresenta como calcular qualquer posição  $r(p, \theta)$  da elipse distorcida considerando os parâmetros  $p = [a, b, c, d, \xi, \eta, \alpha]$  que a definem, e, o ângulo direcional  $\theta$ .

$$r(p, \theta)^2 = (x(\theta - \alpha, a, c) \cos \alpha - y(\theta - \alpha, b, d) \sin \alpha + \xi)^2 + (y(\theta - \alpha, b, d) \cos \alpha + x(\theta - \alpha, a, c) \sin \alpha + \eta)^2 \quad (3.1)$$

Na Equação 3.1  $x$  e  $y$  são definidos de acordo com as Equações 3.2 e 3.3, onde  $\psi_\theta$  é um ângulo função de  $\theta$ , dado conforme a Equação 3.4,  $H_a(\theta)$ ,  $H_b(\theta)$ ,  $H_c(\theta)$  e  $H_d(\theta)$  são funções que ativam ou desativam os seus correspondentes parâmetros da elipse distorcida, dependendo do quadrante que  $\theta$  se encontra. Em outras palavras, o resultado é unitário quando  $\theta$  está em um quadrante influenciado pelo seu correspondente parâmetro de distorção e zero caso contrário. O comportamento dessas funções é desenhado na Figura 3.3. A implementação consiste em declarações condicionais simples que atribuem valores unitários ou zeros às variáveis.

$$x(\theta, a, c) = \cos \psi_\theta (H_a(\theta)a + H_c(\theta)c) \quad (3.2)$$

$$y(\theta, b, d) = \sin \psi_\theta (H_b(\theta)b + H_d(\theta)d) \quad (3.3)$$

$$\psi_\theta = \tan^{-1} \left( \frac{H_b(\theta)b + H_d(\theta)d}{H_a(\theta)a + H_c(\theta)c} \tan \theta \right) \quad (3.4)$$

Uma função de ajuste por mínimos quadrados do pacote SciPy (VIRTANEN et al., 2020) é aplicada para descobrir os parâmetros da elipse distorcida que melhor se ajustam aos dados de perfilagem  $r_i^{USI}$ . O problema se resume então em minimizar os quadrados dos resíduos  $res_i$  (Equação 3.5) entre os dados da perfilagem US e a elipse, conforme Equação 3.6.

$$res_i = r_i^{USI} - r(p, \theta_i) \quad (3.5)$$

$$\min_p \sum w_i res_i^2 \quad (3.6)$$

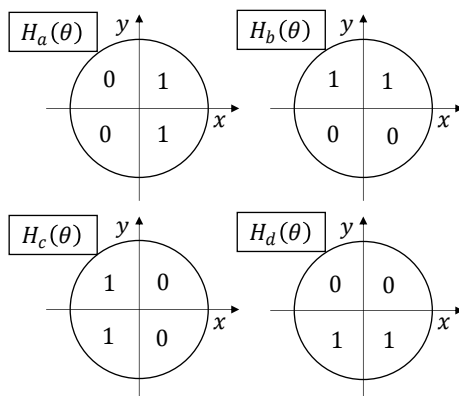


Figura 3.3 – Valores de  $H_a(\theta)$ ,  $H_b(\theta)$ ,  $H_c(\theta)$  e  $H_d(\theta)$  em cada quadrante.

onde  $i$  representa a sequência das medições (ou canais) em uma seção transversal e a variável  $w_i$  é um peso atribuído a cada canal, começando sempre igual a um em todos os canais e podendo se tornar nulo, caso o canal represente um possível região de dano. É importante estabelecer um chute inicial adequado para que o algoritmo de busca encontre os parâmetros da elipse distorcida de forma adequada. Assim, utilizou-se para o chute inicial os parâmetros  $a$  e  $c$  iguais ao valor de  $r_i^{USI}$  máximo e  $b$  e  $d$  iguais ao valor mínimo de  $r_i^{USI}$ ,  $\xi$  e  $\eta$  iguais a zero, e,  $\alpha$  igual ao ângulo correspondente ao máximo  $r_i^{USI}$ .

Para exemplificar o ajuste, apresenta-se a Figura 3.4 com um resultado obtido. Nota-se que ovalizações e dano são imperceptíveis a olho nu analisando somente a seção transversal. O gráfico de raio interno vs.  $\theta$  permite verificar que a seção está ovalizada devido à variação no formato de onda. Além disso, no histograma dos resíduos  $r_i^{USI} - r(p, \theta_i)$  do ajuste realizado percebe-se altos valores de resíduos relacionados a uma zona danificada entre 1 e 2 radianos.

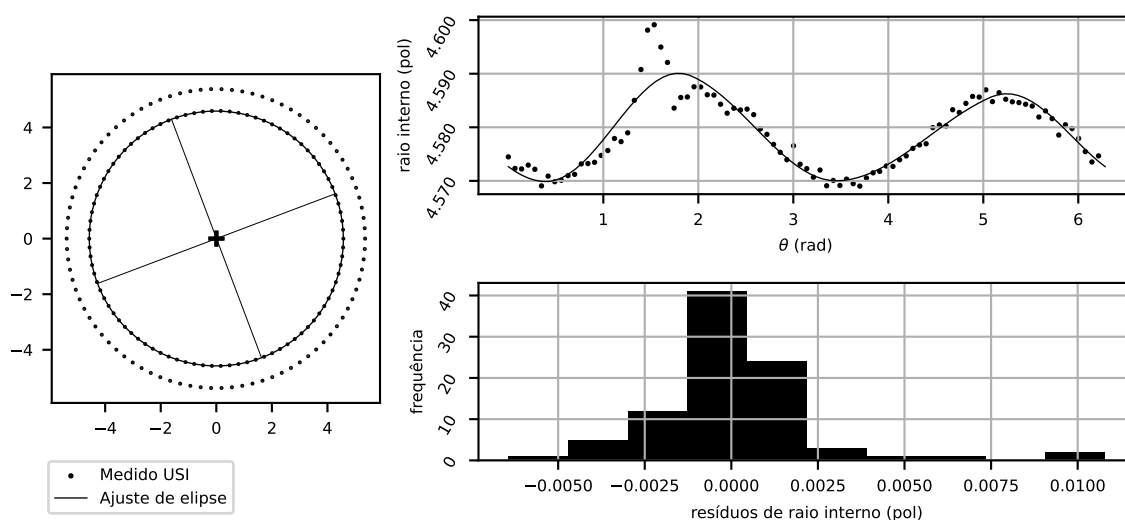


Figura 3.4 – Exemplo de resultado de ajuste de elipse distorcida.

A estratégia então segue visando remover esses canais mal ajustados (i.e., *outliers* com maiores resíduos) e realizar novo ajuste, verificando em seguida se este gera resíduos toleráveis.

### 3.1.2 Estimativa do ruído de medição

Uma tolerância do ruído de medição deve ser definida antes de todo o processo, na primeira etapa conforme a Figura 3.1. Watfa (1991) realiza uma estratégia análoga para calibrar parâmetros da perfilagem eletromagnética, buscando zonas não corroídas para estimar a condutividade do revestimento. Assim, a estratégia deste trabalho consiste em buscar quadrantes (arcos de 90 graus) sem dano. Os quadrantes são definidos a partir do pico de leitura do raio interno. Para cada seção, quatro arcos de 90 graus são delimitados a partir deste pico. Em seguida, realiza-se um ajuste de elipse em cada quadrante, totalizando quatro ajustes por seção transversal. O ajuste que alcançar a menor soma dos resíduos quadrados é definido como o representativo da seção. Ou seja, é o arco de 90 graus com menor probabilidade de ter sofrido dano. Como exemplo, o gráfico da esquerda na Figura 3.5 ilustra o processo para uma seção transversal. Neste caso, o ajuste do quadrante em azul resultou na menor soma dos resíduos ao quadrado, sendo escolhido como representativo da seção.

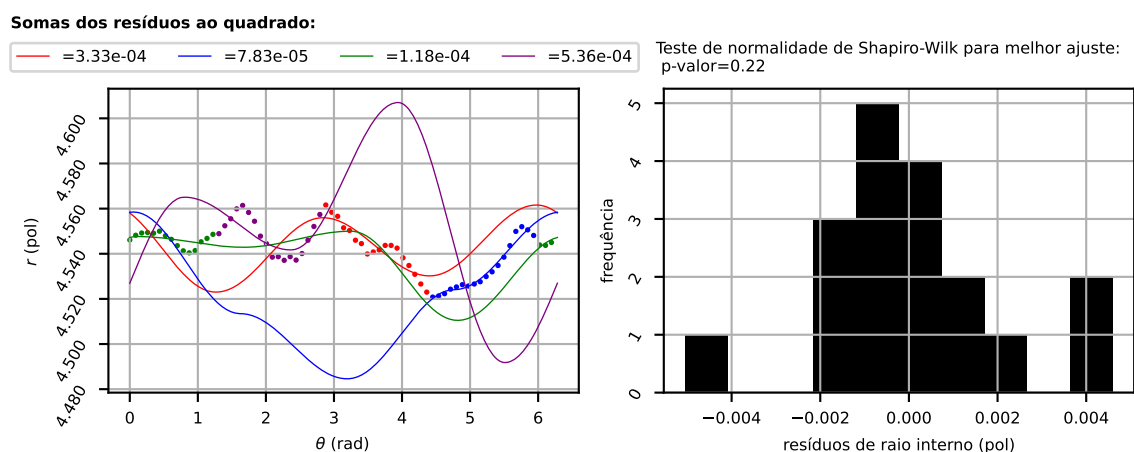


Figura 3.5 – Exemplo de ajustes nos quadrantes de uma seção transversal. P-valor teste de Shapiro-Wilk igual a 0,22.

Como a variância da precisão das perfilagens deve variar ao longo da profundidade (HAYMAN et al., 1991), amostras de resíduos de quadrantes sem dano são separadas a cada 10m de perfilagem. Adota-se a média das variâncias dos resíduos neste intervalo como estimador da variância do ruído de medição dos 10m.

Testes de normalidade de Shapiro-Wilk aplicado às amostras dos resíduos dos quadrantes sem dano revelam uma boa aderência dos dados à distribuição normal, conforme observado também em Ferro (2021). Essa tendência é verificada no histograma da direita da Figura 3.5, onde o teste aceita a normalidade dos dados, considerando que o p-valor encontrado é maior do que o índice de significância adotado de 5%. Mais adiante, no estudo de caso, essa tendência também é confirmada para muitas outras seções transversais. Portanto, o ruído de medição fica definido como uma variável aleatória normal  $R$  com média zero e variância igual a estimativa realizada a cada 10m de perfilagem. Adota-se a tolerância ao ruído realizando um corte bicau-

dal, desprezando 0,5% nas caudas inferior e superior, na distribuição normal definida para o ruído de medição (Equação 3.7).

$$\begin{aligned} t^{sup} &= CDF_R^{-1}(0,995) \\ t^{inf} &= CDF_R^{-1}(0,005) \end{aligned} \quad (3.7)$$

Isso significa que resíduos no intervalo entre  $t^{sup}$  e  $t^{inf}$  não devem ser considerados pontos de dano, sendo mantidos para os ajustes seguintes. Por outro lado, resíduos fora deste intervalo devem ser considerados pontos de dano, sendo excluídos do próximo ajuste. Neste formato, deve-se concluir também que danos menores do que essa tolerância não podem ser captados. Pode-se atribuir essa limitação à precisão do equipamento de medição.

### 3.1.3 Remoção dos pontos de dano

Nesta etapa, os resíduos que ficam fora da tolerância de ruído de medição são removidos para que um próximo ajuste seja realizado. A remoção consiste em atribuir o valor nulo à  $w_i$  e o novo ajuste é realizado ainda conforme a Equação 3.6. Esse processo deve se repetir até que nenhum resíduo seja maior do que a tolerância ou outro critério de convergência seja atingido. O critério de remoção de pontos de dano envolve verificar se o resíduo de cada canal está dentro ou não de um intervalo de valores de ruído de medição. A Figura 3.6 ilustra um exemplo de como a estratégia encontra a geometria pré-dano com três repetições.

As iterações devem se repetir até que um critério de convergência seja atingido, ou seja, se qualquer uma das condições abaixo for verdadeira.

- (A)  $t^{inf} < \min(res_i)$  e  $\max(res_i) < t^{sup}$ ;
- (B)  $média(res_i^2) < \text{tolerância}$  (ex.:  $10^{-5}$ );
- (C)  $1 - CDF_{\chi^2}(\sum res_i^2 / \text{std}_R^2) > 1\%$ , onde  $\chi^2$  é a distribuição Chi-Quadrado com número de graus de liberdade igual a  $\sum w_i - 1$ ;
- (D) número de iterações  $>$  número máximo de iterações pré-estabelecido (ex.: 10).

O critério (C) consiste em uma verificação da soma dos resíduos ao quadrado em relação à dispersão do ruído, ou seja, seu desvio padrão ( $\text{std}_R$ ). Como a distribuição Chi-Quadrado é definida pela soma dos quadrados de  $k$  variáveis aleatórias normais, e, o ruído de medição é normal, a soma de seus quadrados deve então obedecer uma distribuição  $\chi^2$ . Assim, quando a soma dos quadrados do ruído atinge um valor em que há 99% de chance de pertencer a distribuição  $\chi^2$ , o critério é aceito.



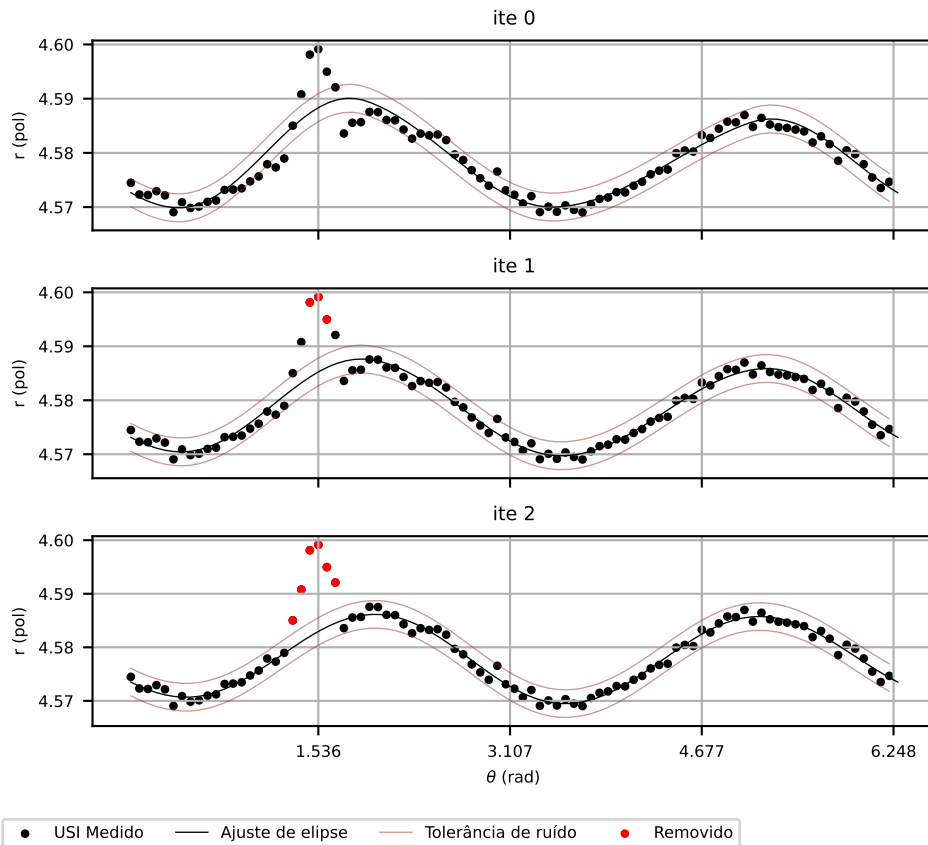


Figura 3.6 – Exemplo de etapas de ajuste e remoção dos pontos de dano.

### 3.1.4 Cálculo da profundidade do dano

Ao finalizar o processo, tem-se uma estimativa da superfície do tubo antes do dano, que consiste em uma equação de elipse distorcida. A profundidade máxima de dano,  $\delta$ , é dada pelo resíduo máximo observado (Equação 3.8). O dano máximo percentual na seção,  $\delta_{\%}$ , é calculado conforme a Equação 3.9.

$$\delta = \max(res_i, 0) \quad (3.8)$$

$$\delta_{\%} = \frac{\delta}{wt} \times 100 \quad (3.9)$$

O denominador da Equação 3.9 pode ser:

- a espessura nominal do tubo;
- um valor médio da espessura na seção transversal, que represente o dado da seção íntegra;
- o valor da espessura pré-dano no canal do valor do resíduo. Neste caso é necessário resolver a estratégia com dados de espessura, conforme subseção 3.1.6.

O valor nominal deve facilitar comparações em projetos futuros, onde normalmente somente dados nominais estão disponíveis para o projetista. Contudo, a terceira opção deve fornecer uma resposta mais realista da integridade do tubo. Já  $\delta$  na Equação 3.8 revela que todo resíduo positivo deve ser quantificado como dano, mesmo que ainda esteja dentro da tolerância ao ruído de medição. Isso faz com que haja quantificação de dano mesmo na incerteza da leitura ser dano ou ruído.

### 3.1.5 Cálculo da área danificada

Comparando a geometria pré dano com os dados medidos, calcula-se a área danificada de cada seção transversal. Para isso, a área da superfície pré-dano  $A_{pre}$  possui solução analítica dada pela Equação 3.10, que consiste no cálculo de área da superfície da elipse distorcida. Os parâmetros  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $d$  referem-se aos parâmetros que definem uma elipse distorcida, conforme a Equação 3.1.

$$A_{pre} = \frac{\pi}{4}(ab + bc + cd + da) \quad (3.10)$$

Já a área da superfície pós-dano  $A_{pos}$ , definida pelos pontos medidos com a ferramenta ultrassônica, é calculada utilizando o método de cálculo de área de Gauss, também conhecido fórmula *Shoelace*. A estratégia consiste na multiplicação cruzada de coordenadas  $x_i$  e  $y_i$  que definem os vértices de um polígono qualquer, conforme Equação 3.11. A fórmula é aplicada em  $n_{spline}$  pontos interpolados por uma *spline* cúbica da geometria pós-dano.

$$A_{pos} = \frac{1}{2} \begin{vmatrix} x_1 & y_1 \\ x_2 & y_2 \\ \dots & \dots \\ x_{n_{spline}-1} & y_{n_{spline}-1} \\ x_{n_{spline}} & y_{n_{spline}} \end{vmatrix} \quad (3.11)$$

Portanto, a área total danificada  $A_{dano}$  pode ser obtida conforme a subtração da Equação 3.12.

$$A_{dano} = A_{pos} - A_{pre} \quad (3.12)$$

Dois casos com solução analítica são adotados para definir um valor de  $n_{spline}$  adequado para o cálculo da área danificada. O primeiro estudo de convergência consiste na comparação de cálculo de área de seção transversal de tubo não danificado. A formulação analítica da elipse distorcida é aplicada tanto para a superfície interna como para superfície externa. A Figura 3.7-a) apresenta o caso em estudo com os canais de leitura da inspeção simulados e a *spline*, em laranja, usada na interpolação cúbica do pontos.

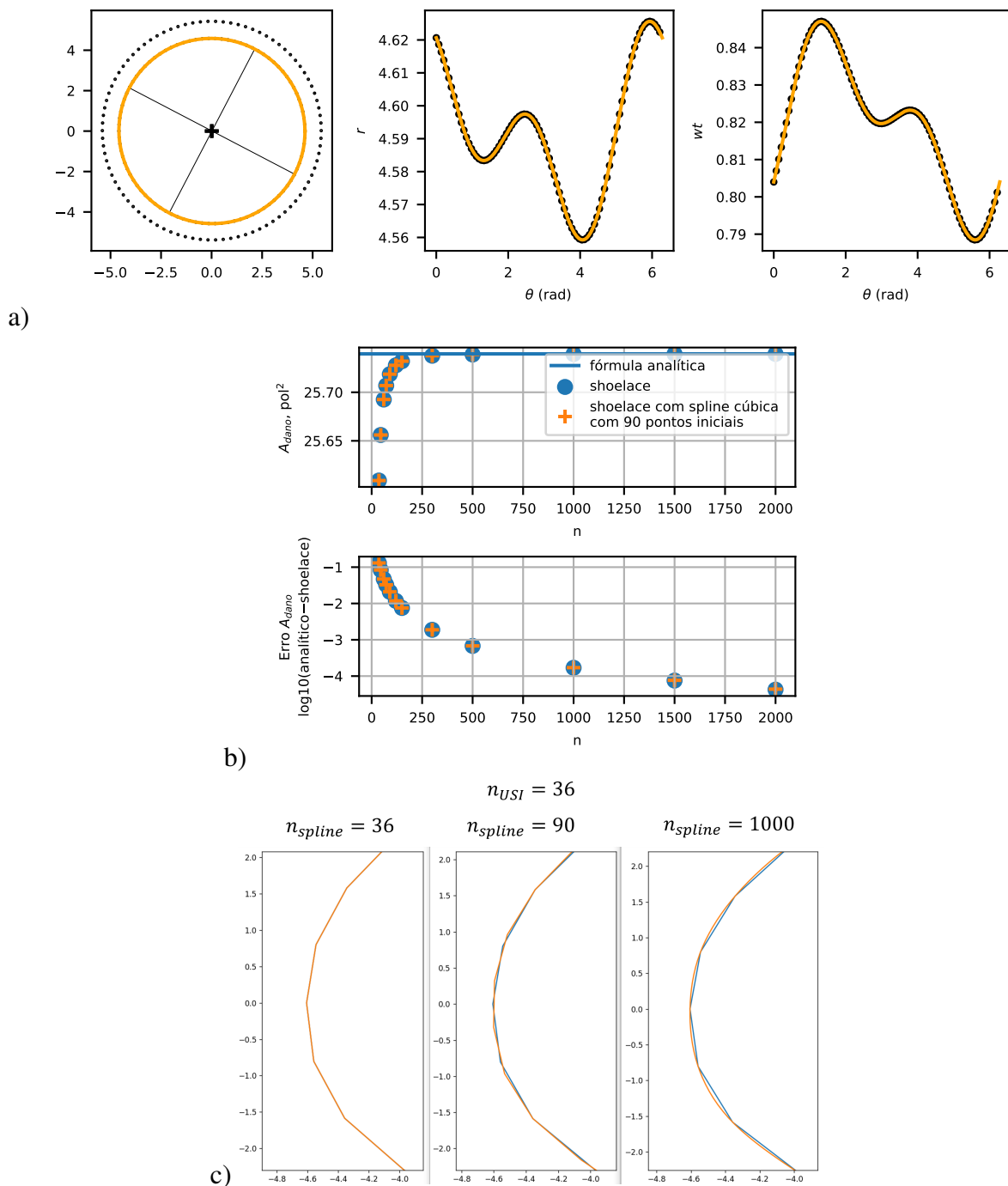


Figura 3.7 – a) Caso adotado de um tubo sem dano para estudo de convergência do método numérico do cálculo de área de seção transversal; b) Estudo de convergência das estratégias numéricas em relação à área obtida analiticamente; c) Detalhamento de como a *spline* cúbica suaviza a ligação dos pontos.

Na Figura 3.7-b), o gráfico superior contém as áreas calculadas e o gráfico inferior contém as diferenças entre as respostas analítica e numérica. A linha azul é a resposta analítica. Os pontos azuis representam a resposta numérica com a fórmula *shoelace* gerando as elipses diretamente com  $n$  pontos discretos. As cruces em laranja representam a resposta numérica com o uso de *spline* com a mesma quantidade de pontos, considerando 90 pontos inicialmente gerados para as elipses. Nota-se que com  $n$  aproximadamente igual a 1500 tem-se uma diferença de

abaixo de  $10^{-4}$ , ou seja, abaixo da quarta casa decimal em polegadas quadradas. A Figura 3.7-c) mostra em detalhes como a *spline* cúbica consegue suavizar a ligação entre pontos discretos de uma elipse. A linha azul consiste na interpolação linear e a laranja a interpolação cúbica.

O segundo caso consiste na comparação com a solução analítica da área da geometria de uma lua crescente (área hachurada na Figura 3.8-a)), dada pela Equação 3.13. A geometria é definida por dois círculos de raios  $r_1$  e  $r_2$  com centros distanciados por  $\xi_{lua}$  e o caso adotado para estudo consiste em dois círculos com  $r_1 = 5$  in,  $r_2 = 3$  in e  $\xi_{lua} = 1.1$  in.

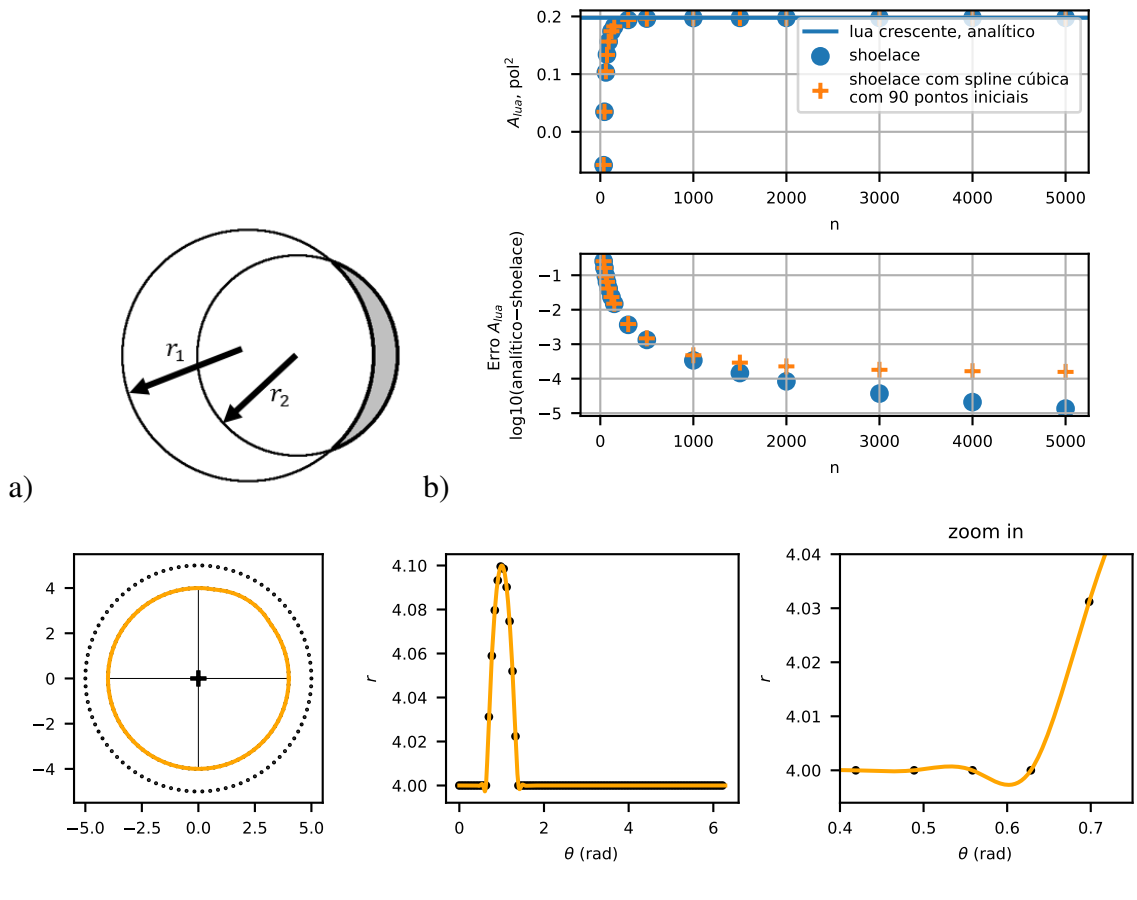


Figura 3.8 – a) Caso adotado de cálculo de área de lua crescente, análogo ao caso do dano circular em parede interna de revestimento; b) Estudo de convergência das estratégias numéricas em relação à área obtida analiticamente; c) Detalhamento da região de transição onde a *spline* tem dificuldade de ser ajustada adequadamente.

$$A_{lua} = \pi(r_2^2 - r_1^2) - \frac{1}{2} \sqrt{(r_1 + r_2 + \xi_{lua})(r_1 + r_2 - \xi_{lua})(r_1 - r_2 + \xi_{lua})(r_2 + \xi_{lua} - r_1)} + r_1^2 \arccos\left(\frac{r_2^2 - r_1^2 - \xi_{lua}^2}{2\xi_{lua}r_1}\right) - r_2^2 \arccos\left(\frac{r_2^2 + \xi_{lua}^2 - r_1^2}{2\xi_{lua}r_2}\right) \quad (3.13)$$

A Figura 3.8-b) apresenta a comparação entre a resposta analítica e a resposta numérica pelo método de cálculo de área de Gauss, seguindo o mesmo padrão visual da Figura 3.7.

Observa-se que a aproximação por *spline* só deve estimar a área exata até a terceira casa decimal, onde a diferença tende a se aproximar de  $10^{-4}$ . Isso se dá devido ao efeito destacado no *zoom in* da Figura 3.8-c), gerado devido à forma cúbica da *spline*. Para reduzir essa limitação é necessária uma maior resolução da inspeção da seção transversal, com mais canais de pulsos ultrassônicos disponíveis. Como exemplo, a Figura 3.9 apresenta o resultado considerando 150 canais. Nota-se que a diferença se torna menor do que  $10^{-4}$ , o que leva a uma estimativa da área danificada com uma boa precisão até a quarta casa decimal.

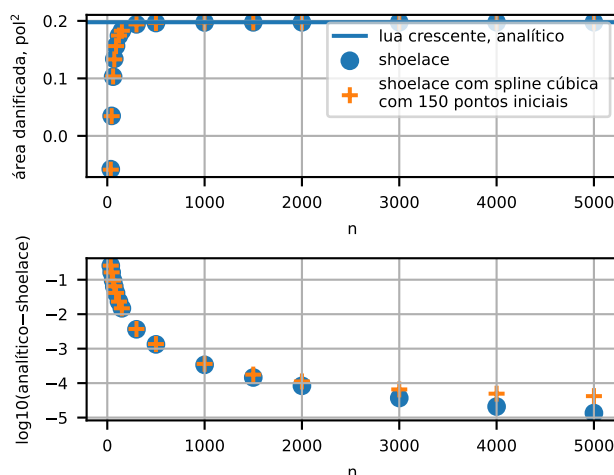


Figura 3.9 – Problema de cálculo da área da geometria de uma lua crescente quando se tem uma resolução de 150 canais da ferramenta ultrassônica.

Deve-se destacar que as análises apresentadas nesta subseção tiveram o intuito de mostrar que a metodologia de cálculo de área danificada pode trazer resultados importantes na avaliação da integridade do tubos. A validação, portanto, é feita com dados sem ruído de medição. Contudo, os dados reais de perfilagem devem possuir ruído e assim a diferença (erro da estimativa) deve ser maior. Essa análise é apresentada mais a frente.

### 3.1.6 Adaptação para dados de espessura

A perfilagem ultrassônica fornece também a espessura das seções transversais distribuídas em ângulos igualmente espaçados nos  $360^\circ$  graus. Diferentemente do raio interno, espera-se que somente danos no tubo devem alterar significativamente a espessura, em relação ao produto que saiu de fábrica.

Contudo, limitações dos processos de manufatura podem levar a entregar tubos com excentricidades médias em torno de 5% (API/TR 5C3, 2008). Portanto, a análise simplificada de comparar valores máximos e mínimos de espessura para quantificar dano pode não ser adequada, pois não deve permitir distinguir dano de excentricidade. Por outro lado, o valor médio da espessura ao longo da seção transversal pode ser um importante indicador de perda de volume na seção. A dificuldade neste tipo análise recai em definir qual valor médio deve indicar o tubo sem dano para ser comparado com o valor médio da perfilagem pós-dano.

Uma solução alternativa para quantificar dano com dados de espessura consiste em utilizar a metodologia detalhada anteriormente com os dados de espessura  $wt_i^{USI}$  convertidos em dados de raio interno  $r_i^{wt}$ , mantendo o diâmetro externo  $OD$  fixo, conforme Equação 3.14. Assim, todas as etapas discutidas anteriormente são aplicadas para  $r_i^{wt}$  e um perfil de dano é gerado.

$$r_i^{wt} = OD/2 - wt_i^{USI} \quad (3.14)$$

Nos resultados apresentados nesta tese, o perfil de dano com dados de espessura é gerado com base nessa conversão. Deve-se observar que os dados de espessura carregam em si não somente informações sobre a condição da parede interna do tubo, mas também incluem a condição da parede externa. Porém, a conversão realizada deve fazer com que todo dano no tubo seja transmitido para a parede interna, o que pode não representar a realidade.

Chandrasekhar et al. (2019) propõem a repetição da metodologia alterando o tipo de ajuste uma elipse distorcida para um *anel distorcido*. Neste caso, os dados de espessura são usados diretamente no ajuste, sem necessitar de conversão. Contudo, as análises realizadas com essa abordagem durante o desenvolvimento desta tese não levaram a resultados satisfatórios e, portanto, resolveu-se não investir nessa discussão.

Uma outra abordagem também pode ser realizada combinando os dados de raio interno e espessura para estimar a superfície externa do revestimento. Entretanto, também se resolveu não realizar este tipo de abordagem tendo em vista os seguintes argumentos: a) a combinação deve amplificar o efeito do ruído de medição, limitando ainda mais a estimativa; e b) a superfície externa não é afetada por desgaste de *tool joint*.

## 3.2 Validação da metodologia da elipse distorcida

Seções virtuais de tubos são geradas para medir a qualidade das metodologias de quantificação de dano. Neste trabalho desenvolve-se um algoritmo de geração de seções virtuais ovalizadas e excêntricas, com danos de intensidades e posições quaisquer. A geração de seções virtuais danificadas também é útil em outras aplicações, como na geração de modelos para simulação mecânica de tubos via Método do Elementos Finitos, como é feito mais adiante na Capítulo 4. O trabalho de Silva (2020), que faz parte do grupo de pesquisa do autor desta tese, usou este algoritmo para gerar geometrias de seções desgastadas, trazendo importantes contribuições na análise de resistência dos tubos com imperfeições. Outros trabalhos também geram seções para validar a metodologia de quantificação de desgaste, como Aichinger et al. (2016) e Chandrasekhar et al. (2019).

O algoritmo de tubos virtuais desenvolvido é utilizado em testes exaustivos, gerando-se milhares de exemplares com configurações diversas. Esses conjuntos de dados são considerados

poços virtuais que servem como *benchmark* nos estudos para aperfeiçoamento das técnicas de quantificação de dano. Avalia-se a qualidade da estimativa da penetração máxima e da área danificada na seção transversal.

### 3.2.1 Geração de seções virtuais

A Figura 3.10 apresenta seções transversais de tubos gerados com geometrias perfeitas de círculos e elipses. Ao lado de cada seção são plotados os gráficos de raio interno,  $r$ , e espessura de parede,  $wt$ , em relação ao ângulo da leitura na seção transversal  $\theta$  (possui valor nulo na direção  $[1, 0]$  e cresce no sentido anti horário). Em todos os casos foram simulados 90 pontos (ou canais) de medição por seção transversal.

Na Figura 3.10-a) tem-se uma seção transversal gerada por dois círculos perfeitos e concêntricos. Nota-se que o raio interno e a espessura ficam constantes ao longo de todo o giro da seção transversal. A Figura 3.10-b) consiste em uma seção ovalizada em 3%, formada por duas elipses concêntricas. Neste caso, o raio interno apresenta uma variação oscilatória com dois picos de máximos e dois picos de mínimos. Na Figura 3.10-c) apresenta-se uma seção excêntrica em 5%, formada por dois círculos perfeitos. A espessura passa a variar e o raio interno fica constante. Por fim, tem-se na Figura 3.10-d) um exemplo mais próximo de uma medição real, com uma seção ovalizada, excêntrica, danificada ( $\delta\% = 5\%$ ) e com a medição descentralizada. Nota-se que o raio interno passa a ter um comportamento oscilatório com picos de máximos e mínimos irregulares. A descontinuidade observada entre 0 e 2 radianos representa o dano simulado, que faz com que o raio interno aumente de forma localizada. No caso da espessura, verifica-se ainda o comportamento não constante devido à excentricidade em relação às superfícies interna e externa da seção. O dano reduz de forma localizada a espessura entre 0 e 2 radianos. É interessante salientar que a visualização das seções transversais a olho nu não permite distinguir diferenças entre elas. Todas elas parecem exatamente iguais, apesar das variações aplicadas. As dimensões usadas foram baseadas em um tubo de revestimento real e as deformidades também são baseadas em valores coerentes com a realidade. Devido a isso, prefere-se trabalhar com os gráficos de raio interno e espessura em relação à  $\theta$ .

#### 3.2.1.1 Seções ovalizadas

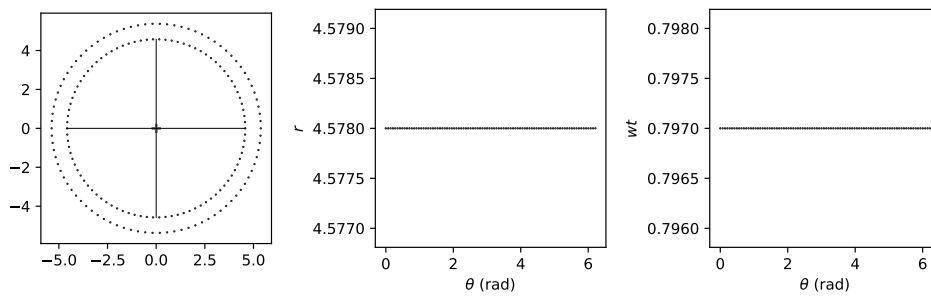
A ovalização de uma seção transversal é quantificada em termo dos diâmetros máximo  $OD_{\max}$ , mínimo  $OD_{\min}$  e médio  $OD_{\text{med}}$  da parede externa do tubo, conforme Equação 3.15 (API/TR 5C3, 2008).

$$ov = \frac{OD_{\max} - OD_{\min}}{OD_{\text{med}}} \quad (3.15)$$

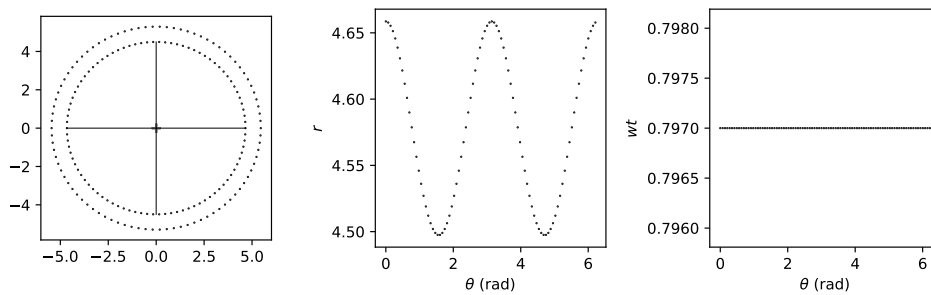
Considerando isso, adota-se a parede interna da seção transversal como uma elipse distorcida (Equação 3.1) com parâmetros de forma iguais a  $a, c = ID_{\max}/2$  e  $b, d = ID_{\min}/2$ ,

Figura 3.10 – Exemplos de seções transversais medidas em perfilagens ultrassônicas.

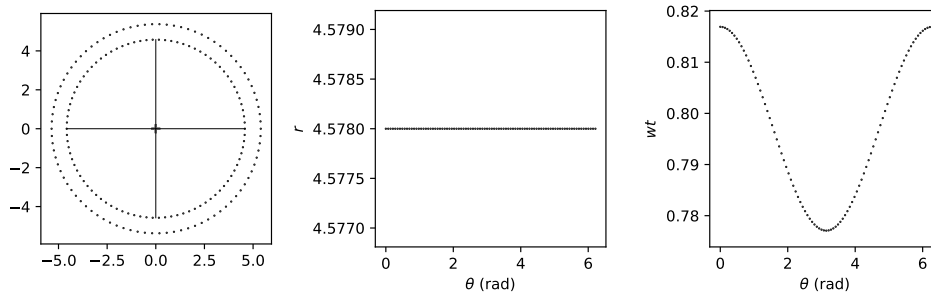
a) Seção virtual de tubo perfeitamente circular e concêntrico.



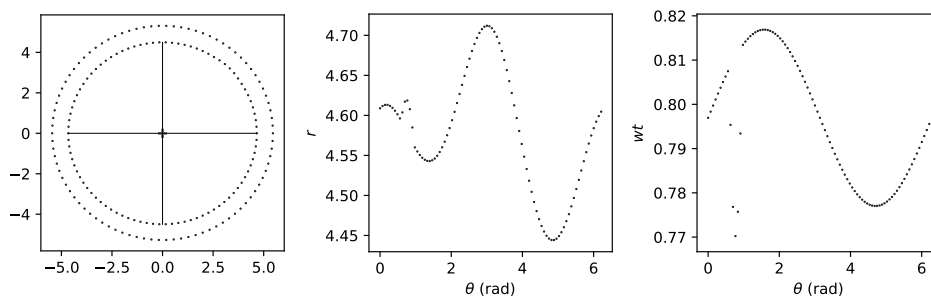
b) Seção virtual de tubo ovalizado e concêntrico.



c) Seção virtual de tubo perfeitamente circular e excêntrico.



d) Seção virtual de tubo ovalizado, excêntrico, com medição descentralizada e com dano.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

onde  $ID$  é o diâmetro interno da seção transversal. Ou seja, o ângulo entre as direções do valor máximo e mínimo do diâmetro interno é igual a 90 graus. Assim, as relações entre  $a$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $d$  e  $ov$  resultam nas Equações 3.16 e 3.17.



$$a, c = \frac{ID_{\text{med}} k_{ov}}{1 + k_{ov}} \quad (3.16)$$

$$b, d = ID_{\text{med}} \left( 1 - \frac{k_{ov}}{1 + k_{ov}} \right) \quad (3.17)$$

onde  $k_{ov} = (2 + ov^{ID}) / (2 - ov^{ID})$  e  $ov^{ID} = ov \cdot OD / ID$ . O valor de  $ID_{\text{med}}$  é considerado igual à média dos diâmetros internos máximo e mínimo. É possível rotacionar a posição da ovalização alterando o valor de  $\alpha$  na Equação 3.1 para o valor desejado. Depois da geração da superfície interna, a superfície externa é gerada somando o vetor de espessura da seção transversal, onde a excentricidade desejada já pode ser incluída, conforme é detalhado na seção seguinte.

### 3.2.1.2 Seções excêntricas

A excentricidade de uma seção transversal é quantificada em termo das espessuras máxima  $wt_{\text{max}}$ , mínima  $wt_{\text{min}}$  e média  $wt_{\text{med}}$  do tubo, conforme Equação 3.18 (API/TR 5C3, 2008).

$$ecc = \frac{wt_{\text{max}} - wt_{\text{min}}}{wt_{\text{med}}} \quad (3.18)$$

Seções excêntricas são geradas movendo em  $\vec{\Delta} = (\Delta X, \Delta Y)$  cada ponto da parede externa. Adota-se o ângulo entre as direções do valor máximo e mínimo de espessura igual a 180 graus. Ainda, o valor de  $wt_{\text{med}}$  é adotado como o valor nominal  $wt$  do tubo, sendo definido inicialmente como a média entre  $wt_{\text{max}}$  and  $wt_{\text{min}}$  para simplificar o processo. Com isso, para atingir a excentricidade desejada, o vetor  $\vec{\Delta}$  precisa ter módulo igual a  $ecc \cdot wt / 2$ . Assim, soma-se o vetor de espessuras da Equação 3.19 com os valores de raio interno gerados já ovalizados.

$$\vec{wt}_{ecc} = wt_{\text{med}} + \cos(\vec{\theta}) \cos(\theta_{ecc}) |\vec{\Delta}| + \sin(\vec{\theta}) \sin(\theta_{ecc}) |\vec{\Delta}| \quad (3.19)$$

Portanto, o raio externo da seção virtual fica definido conforme a Equação 3.20.

$$re_i = r_i + wt_{ecc \ i} \quad (3.20)$$

É importante destacar que os dados de raio interno e espessura da parede dos tubos virtuais são centralizados com a superfície interna da seção transversal. Medidas descentralizadas poderiam aumentar os erros relacionados à real ovalização e excentricidade da seção transversal. No entanto, entende-se que o ajuste da elipse distorcida corrige este problema descontando a posição descentralizada das medidas com os parâmetros  $\xi$  and  $\eta$ .

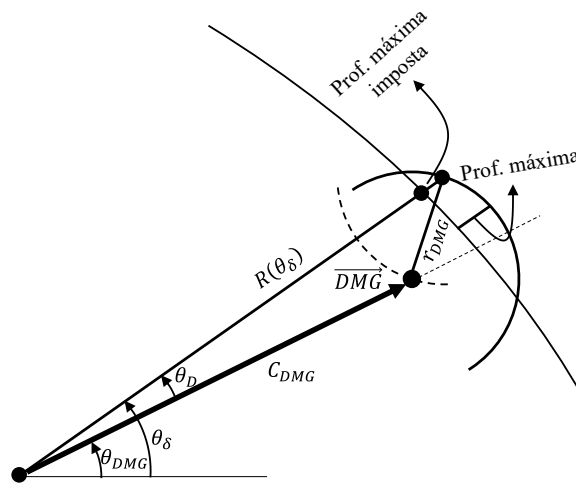
### 3.2.1.3 Inserção de círculos de dano

Para simular a geometria danificada, assume-se que o desgaste causado pela *tool joint* ou os pites de corrosão são pequenos círculos dentro de uma seção transversal. A correta posição do

círculo, que gera um dano de profundidade, abertura e posição impostos, é o principal problema para ser resolvido. Seja  $\overrightarrow{DMG} = (C_{DMG} \cos \theta_{DMG}, C_{DMG} \sin \theta_{DMG})$  o vetor que define a posição do centro do círculo de dano, onde  $C_{DMG}$  é o tamanho do vetor e,  $\theta_{DMG}$ , a direção. Então, a relação dada na Equação 3.21 é obtida no esquema dado na Figura 3.11 e deduzida por relações trigonométricas e projeções ao longo de  $\overrightarrow{DMG}$ , onde  $\theta_\delta$  é a localização do dano imposto,  $R(\theta_\delta)$  é o raio interno nessa posição,  $\delta$  é a profundidade do dano imposto,  $\theta_D$  é  $\theta_\delta$  menos  $\theta_{DMG}$  e  $r_{DMG}$  é o raio do círculo que representa o dano.

$$C_{DMG} = (R(\theta_\delta) + \delta) \cos \theta_D - \sqrt{r_{DMG}^2 - (R(\theta_\delta) + \delta)^2 \sin^2 \theta_D} \quad (3.21)$$

Figura 3.11 – Geometria do problema para encontrar a posição correta da tool joint.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Analisando a Figura 3.11, percebe-se que o problema é definido de forma que o centro do círculo seja movido até que a máxima profundidade do dano medida seja igual à profundidade imposta. Nota-se que, devido à ovalização e à excentricidade da seção transversal, não necessariamente  $\theta_D = 0$ , ou seja,  $\theta_{DMG} = \theta_\delta$ , representa a posição ideal do círculo. Assim, são incógnitas  $C_{DMG}$  e  $\theta_D$ . A posição correta é encontrada usando algoritmo que minimiza o quadrado da diferença entre a profundidade máxima e imposta do dano, sujeito à Equação 3.21.

#### 3.2.1.4 Perturbação com ruído de medição

Um gerador de números aleatórios com a distribuição de probabilidades do ruído de medição é aplicado para perturbar os dados da seção transversal virtual. Esse procedimento visa simular de forma mais próxima da realidade uma leitura de dados de ultrassom. É importante destacar que raio interno e espessura podem possuir dispersões distintas e, portanto, podem ser simulados com distribuições de probabilidades diferentes. Assim, a perturbação de ruído de medição, denominada *Noise*, é o principal parâmetro que distingue a medição do valor real de raio interno ou espessura. As relações são dadas conforme as Equações 3.22 e 3.23.

$$r^{USI} = r + Noise_r \quad (3.22)$$

$$wt^{USI} = wt + Noise_{wt} \quad (3.23)$$

### 3.2.1.5 Amostras virtuais para validação

Seções virtuais aleatórias adotadas como elipses distorcidas (Equação 3.1) são geradas tendo os respectivos parâmetros perturbados para que geometrias diversas sejam testadas, conforme Tabela 3.1. O catálogo de tubos API é utilizado para definição do espectro de diâmetro externo (OD) e esbeltez de seção (OD/wt), sendo a espessura (wt) e o raio interno (r) do tubo inferidos a partir desses dois valores. Em seguida, é realizada a inserção de múltiplos danos aleatoriamente na seção transversal. Os parâmetros referentes aos danos inseridos na seção são o número de danos ( $n_\delta$ ), o percentual de espessura danificada ( $\delta\%$ ), o raio do círculo de dano ( $r_\delta$ ) e a posição da penetração máxima do dano ( $\theta_\delta$ ). São utilizadas funções em Python do módulo *numpy.random* (HARRIS et al., 2020) para gerar números aleatórios de acordo com a distribuição uniforme considerando números reais (*uniform*) e inteiros (*randint*). Os valores foram adotados de acordo com a experiência do autor na análise de casos reais. Durante a geração das seções virtuais não se permite áreas totais de dano maiores do que 0,35 pol<sup>2</sup>, ou seja, 4,2 pol<sup>3</sup>/ft. Essa restrição é aplicada uma vez que ensaios e simulações de desgaste encontrados na literatura normalmente não excedem esse valor (WHITE; DAWSON, 1987; HALL; MALLOY, 2005).

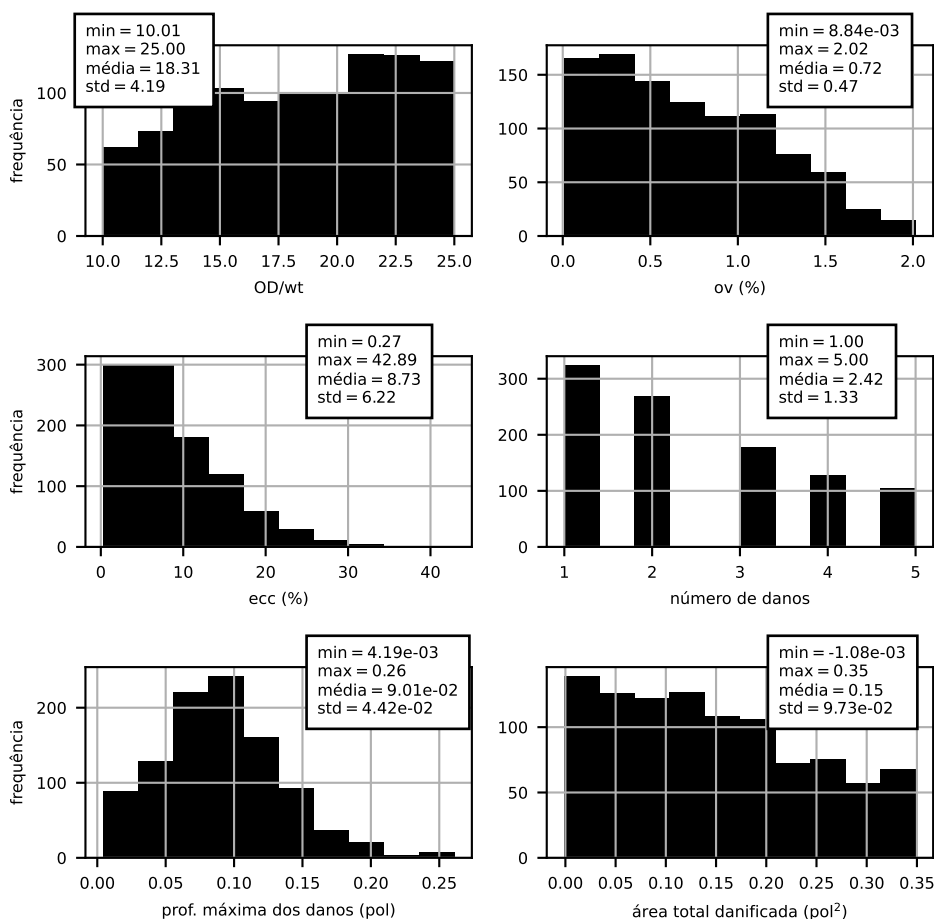
Tabela 3.1 – Definição de aleatoriedade dos parâmetros usados na geração de seções transversais para estudo do erro de modelo.

Parâmetro	Distribuição
OD (pol)	<i>uniform</i> (4,5; 20)
OD/wt	<i>uniform</i> (10; 25)
a, b (pol)	$r \times$ <i>uniform</i> (0,99; 1,01)
c (pol)	$a \times$ <i>uniform</i> (0,999; 1,001)
d (pol)	$b \times$ <i>uniform</i> (0,999; 1,001)
$\alpha$ (rad)	<i>uniform</i> (0; $2\pi$ )
$\xi, \eta$ (pol)	<i>uniform</i> (-0,01; 0,01)
$n_\delta$	<i>randint</i> (1; 6)
$\delta\%$	<i>uniform</i> (0; 30)
$r_\delta$ (pol)	$r \times$ <i>uniform</i> (0,2; 0,8)
$\theta_\delta$ (rad)	<i>uniform</i> (0; $2\pi$ )

A Figura 3.12 apresenta uma visão geral de 1000 seções virtuais geradas seguindo as restrições adotadas. O objetivo é obter uma uniformidade geral de variadas geometrias possíveis de serem encontradas em situações reais de inspeção. Apesar dessa uniformidade não ter sido observada visualmente para todos os parâmetros, ela pode ser observada para a relação OD/wt

e para a área danificada. A ideia é apresentar uma visão geral da aplicação da metodologia no âmbito de tubos de revestimento e verificar a dispersão das estimativas nesse espectro mais geral. As etapas a seguir podem ser revisadas para uma situação mais específica. Por exemplo, a investigação de uma fase de revestimento do poço com uma relação OD/wt fixa pode gerar resultados diferentes.

Figura 3.12 – Visão geral da amostra de 1000 seções virtuais gerada para análise do erro estatístico.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Por fim, aplica-se a perturbação das leituras com o ruído de medição. Consideram-se 10 distribuições normais com média zero e desvios padrão variando de 0,0005 pol à 0,005 pol. Esse intervalo de valores está de acordo com a ordem de grandeza mencionada como acurácia (ou incerteza) em outros trabalhos da literatura (BETTS et al., 1993; SEITINGER, 2010). Os valores entre 0,0015 e 0,003 pol foram os mais observados quando a metodologia foi aplicada nos estudos de caso com dados reais, conforme discutido mais a frente. Também se avalia o impacto do aumento do número de canais de medição por seção transversal. Adotam-se 36, 72, 90, 120, 150 e 180 canais na geração dos tubos virtuais.

### 3.2.2 Análise de erro com seções virtuais

Em um primeiro estudo, apresenta-se como a proposta de inserção do parâmetro de rotação na equação da elipse (Equação 3.1) produz resultados melhores para a quantificação de dano na parede interna do tubo, em relação ao modelo proposto por Chandrasekhar et al. (2019). No estudo seguinte, a amostra de seções virtuais aleatórias é utilizada para testar as metodologias de estimativa do ruído de medição, da penetração máxima e da área danificada. A dispersão das estimativas também é avaliada, atribuindo uma distribuição de probabilidades para a penetração máxima e para a área danificada, que são parâmetros normalmente utilizados em modelos de resistência residual de tubos danificados.

Ao longo desses estudos, o erro é definido como a diferença do resultado imposto na seção virtual e o resultado estimado pela metodologia de quantificação. Como exemplo, se a penetração máxima aplicada em uma seção virtual foi de 0,10 pol e a metodologia encontrou 0,11 pol, então o erro foi igual a 0,01 pol. Assim, o erro positivo é uma estimativa maior que a real, sendo a favor da segurança. Já o erro negativo é uma estimativa menor que a real, sendo contra a segurança. O mesmo raciocínio se aplica para o erro de área danificada.

#### 3.2.2.1 Efeito da inserção do parâmetro de rotação

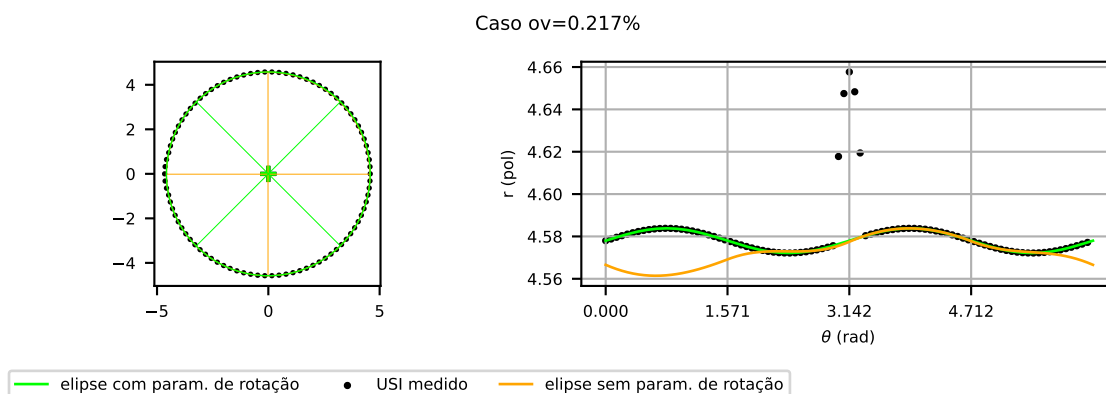
Adota-se o tubo com diâmetro externo de 10,75 pol, espessura de parede de 0,797 pol e ovalização de 0,217% (valor médio de fábrica de acordo com a API/TR 5C3 (2008)), usualmente adotado em projetos de revestimento. O raio máximo da seção ovalizada é posicionado à 45° em relação ao eixo x. Um dano de 0,0797 pol de profundidade (10% da espessura de parede nominal) e 2,5 pol de raio é posicionado em 180°. A Figura 3.13 apresenta a seção e as soluções da estratégia considerando, ou não, o parâmetro de rotação na equação da elipse. Quando não se considera o parâmetro de rotação, a penetração máxima encontrada é igual a 0,0802060 pol e quando se considera encontra-se 0,0796997 pol, muito próximo do valor imposto. Nota-se que a ausência do parâmetro de rotação impede um ajuste adequado nos pontos onde não foi inserida nenhuma canaleta. Por outro lado, ao considerá-lo, tem-se uma estimativa satisfatória da elipse pré-dano.

Visando explorar melhor esse efeito, a ovalização é aumentada para 3%, onde o mesmo comportamento é observado, porém com maior ênfase para melhor visualização. A Figura 3.14 mostra esse resultado, onde, por outro lado, mais uma vez a consideração do parâmetro de rotação leva a ajustes satisfatórios. O grau de liberdade de rotação é importante para que a elipse seja capaz de se moldar a configurações quaisquer.

#### 3.2.2.2 Erro na estimativa do ruído de medição

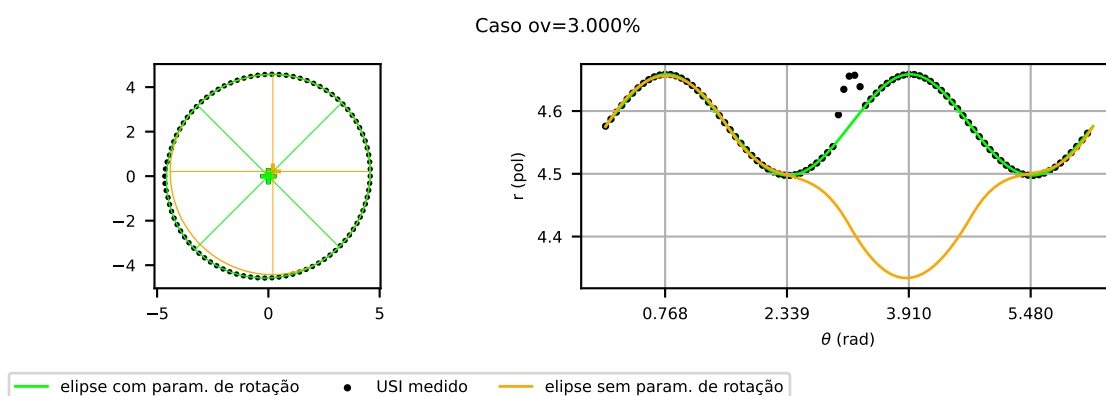
Considerando 1000 seções virtuais geradas com 90 canais e aplicando um ruído aleatório com distribuição normal de média zero e desvio padrão 0,002 pol, busca-se aplicar a metodologia discutida na subseção 3.1.2 para recuperar esses valores. Assim, foi selecionado o melhor ajuste

Figura 3.13 – Efeito do parâmetro de rotação na equação da elipse distorcida em uma seção transversal com ovalização média da API/TR 5C3 (2008).



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Figura 3.14 – Efeito do parâmetro de rotação na equação da elipse distorcida em uma seção transversal com ovalização alta.

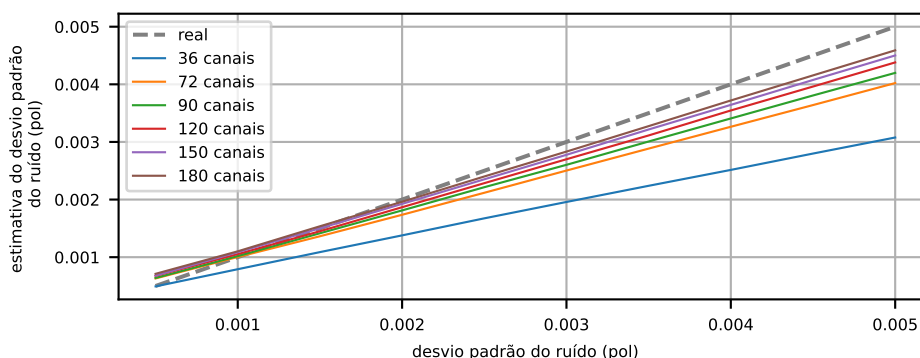


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

nos quadrantes de cada seção virtual e a estatística de resíduos é avaliada. A média das médias observada foi de  $-5,842E-08$  pol, ficando muito próxima de zero, conforme esperado e imposto na amostra inicialmente. Já a média dos desvios padrão foi de  $0,00182$  pol, ficando próxima da imposta inicialmente. Esse resultado mostra que a metodologia se aproxima da estatística do ruído de medição, porém está sujeita a um erro pequeno.

A Figura 3.15 apresenta resultados de estimativa do desvio padrão do ruído considerando outros desvios padrão impostos e variando ainda o número de canais de medição, ou seja, a resolução da inspeção. Nota-se que a estratégia tende a estimar valores menores do que os reais com o aumento do desvio padrão de ruído. Porém, a redução do desvio padrão do ruído faz com que essa tendência se inverta e os valores estimados passam a ser maiores do que os reais. Observa-se também que o aumento da resolução (aumento do número de canais) pode ter impacto na estimativa do ruído utilizando a estratégia proposta. Pode-se pensar em melhorias trabalhando em conjunto com o fornecedor do equipamento de perfilagem, uma vez que as fontes de erro podem ser melhor mapeadas.

Figura 3.15 – Estimativa do desvio padrão do ruído de medição em diferentes condições de ruído imposto e número de canais das seções virtuais.

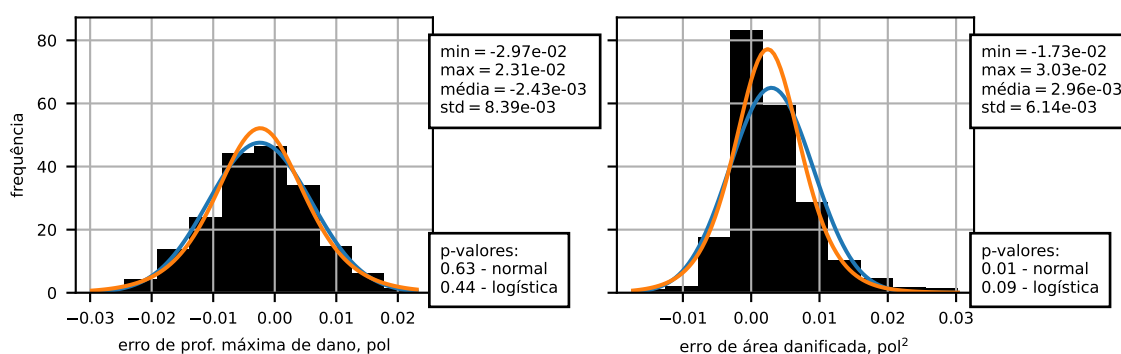


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

### 3.2.2.3 Erro na estimativa de danos

Apresenta-se aqui o processo de validação da metodologia de quantificação de dano. Ao final do processo, a dispersão das estimativas em relação ao valor real imposto nos tubos virtuais foi modelada como variável aleatória com uma distribuição de probabilidades associada. A Figura 3.16 apresenta os histogramas de erro dessas estimativas. No histograma da esquerda, tem-se a distribuição do erro para a penetração máxima do dano, com média negativa. No histograma da direita, tem-se a distribuição do erro para a área danificada, com média positiva. Em geral, já notam-se valores baixos para média e desvio padrão em ambos os casos, o que demonstra o potencial da metodologia.

Figura 3.16 – Erros observados na estimativa da penetração máxima e da área danificada na amostra de 1000 seções virtuais aleatórias.

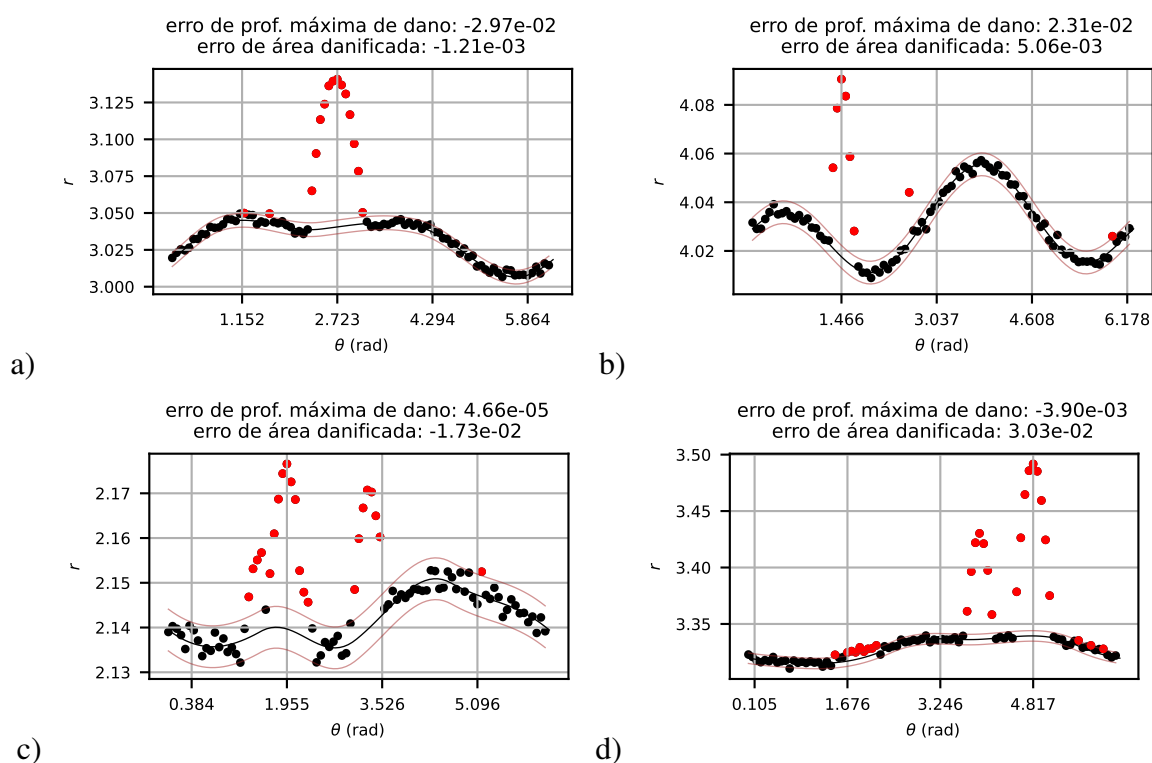


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

As soluções com os maiores erros positivos e negativos são apresentadas na Figura 3.17. Nota-se que nesses casos, a resposta é visualmente adequada, removendo pontos de aparente dano e chegando a uma estimativa da geometria pré-dano satisfatória. No casos a), b) e c), pode-se atribuir o motivo dos maiores erros terem ocorrido na amostra, devido a remoção de um ou dois pontos fora da região danificada. No caso d), observa-se que um dano muito pequeno

foi captado ao redor de 1,676 rad. O maior erro associado a esse caso está relacionado a esse dano, o qual é difícil de ser captado pela metodologia que depende da intensidade dos ruídos da leituras. Contudo, como o dano é muito pequeno e o erro é a favor da segurança, assume-se que a entrega do resultado ainda é satisfatória.

Figura 3.17 – Piores resultados encontrados com a aplicação da estratégia na amostra de seções virtuais aleatórias.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Visando fomentar a análise probabilística, ajustam-se distribuições de probabilidades do tipo normal e logística, utilizando-se a função *fit* do módulo *scipy.stats* (HARRIS et al., 2020). Devido à observação de valores negativos na amostra, foram evitadas distribuições do tipo lognormal e de extremos (Weibull e Gumbel, por exemplo). Em seguida, realizaram-se testes de aderência de Komolgorov-Smirnov (ANG; TANG, 2007), também do módulo *scipy.stats*, em 30 subamostras com 300 ocorrências aleatoriamente selecionadas, sem permitir repetição. A hipótese nula testada é que a amostra pode ter sido gerada pelas correspondentes distribuições ajustadas. Já a hipótese alternativa é que a amostra não pode ter sido gerada. A média dos p-valores encontrados nos 30 testes também é apresentada na caixa de texto da parte inferior direita na Figura 3.16. Considerando um nível de significância de 5%, conclui-se que pode-se aceitar a hipótese nula para a distribuições normal e logística no caso das subamostras de erros de penetração máxima (p-valores: normal=0,63 e logística=0,44). Por outro lado, a hipótese nula só é aceita para a distribuição logística no caso das subamostras de erro de estimativa de área danificada, sendo rejeitada para a distribuição normal (p-valores: normal=0,01 e logística=0,09).



Tais distribuições de probabilidades podem ser utilizadas como variáveis aleatórias em modelos de resistência de tubo danificado que dependem da penetração máxima ou da área danificada. Outra aplicação é a análise probabilística de simuladores de desgaste calibrados com dados de inspeção.

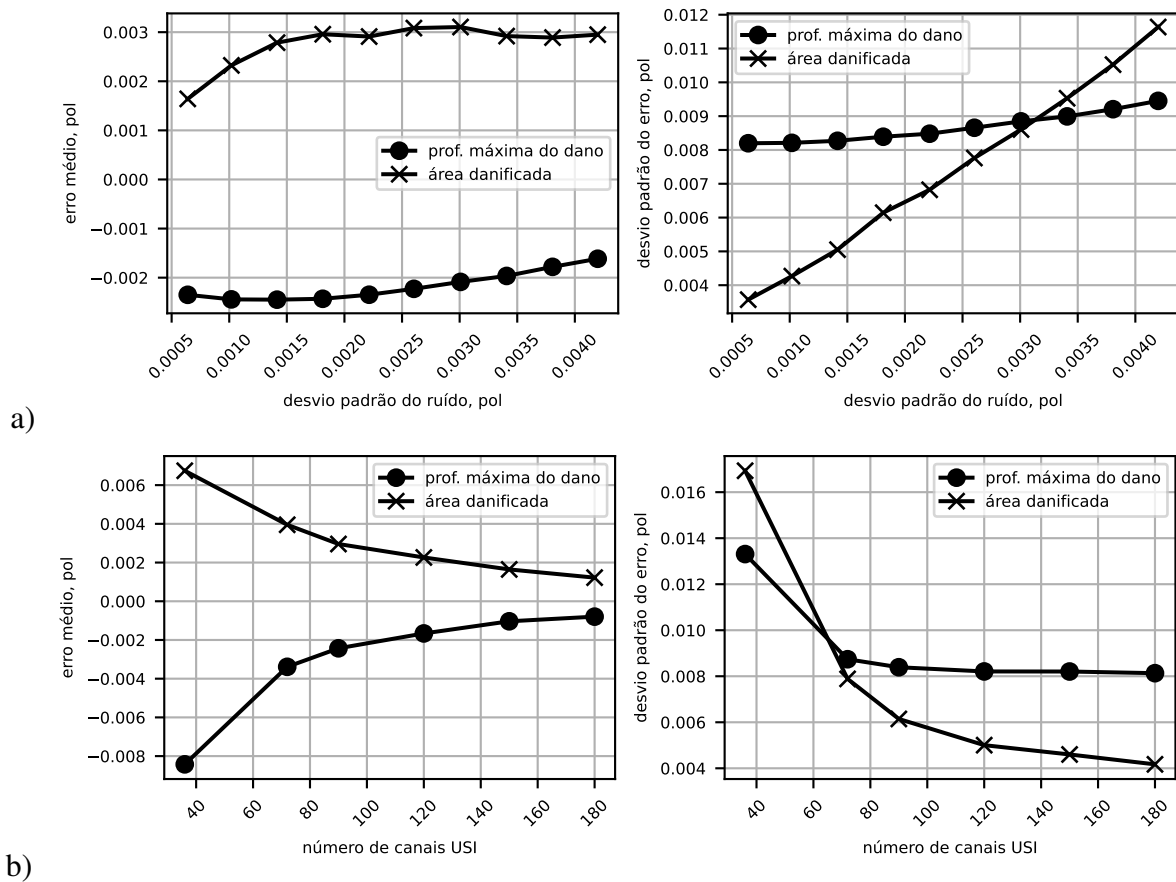
Nota-se que a redução da dispersão dessas variáveis aleatórias está diretamente associada à qualidade das medições realizadas. Ruídos de medição menos dispersos e uma maior resolução (mais pontos medidos por seção transversal) dos equipamentos devem melhorar as estimativas. As Figuras 3.18-a) e b) mostram como média e desvio padrão do erro das estimativas variam quando a precisão e resolução do equipamento de perfilagem varia. Em a), o número de canais é mantido constante em 90. No gráfico da esquerda, observa-se que reduzir o desvio padrão do ruído faz com que a média do erro para a penetração máxima aumente em módulo até 0,015 pol, e depois mude a tendência para uma aparente redução. Já a média do erro da área danificada tende a cair para zero com a redução do desvio padrão do ruído. A limitação para melhorar esse resultado está associada à quantidade de canais disponíveis para a metodologia e somente o aumento da resolução poderia trazer melhores resultados. No gráfico da direita, o desvio padrão do erro no gráfico da direita tende a diminuir com a redução do desvio padrão do ruído nos dois casos. Porém, para a estimativa da área danificada a redução é bem mais significativa. Em b), o desvio padrão do ruído é mantido constante em 0,002 in. Nota-se que, no gráfico da esquerda, os dois tipos de média de erro tendem para zero com uma maior resolução de pontos disponível. No gráfico da direita, também verifica-se uma redução da dispersão nos dois tipos de erro. Contudo, parece haver pouca melhora na estimativa da profundidade máxima dos danos para uma resolução maior do que 90 canais. Já a dispersão do erro da área danificada continua a ser reduzida de forma mais significativa com o aumento do número de canais.

### 3.3 Estudo de caso real

Um estudo de caso é desenvolvido usando dados reais de uma inspeção em um trecho de uma fase de revestimento. Analisa-se um intervalo de 115,52 m com 758 medições de seções transversais espaçadas de 0,15 m, conforme se verifica nas Figuras 3.19-a) (raio interno) e 3.20-a) (espessura). Os tubos escaneados possuem diâmetro externo nominal igual a 9,625 pol e espessura de parede nominal igual a 0,435 pol. De imediato observam-se seções de conexões entre tubos que visualmente possuem picos de valores máximos e mínimos espaçados com certa regularidade. Analisando o perfil de espessuras mínimas pode-se contabilizar claramente 9 zonas de conexões. No perfil de raios internos máximos observam-se 6 conexões.

Nas Figuras 3.19-b) e 3.20-b) apresenta-se também o processo de filtro de seções transversais não representativas de corpo de tubo, onde a metodologia de identificação de dano não é válida. A geometria não regular desses elementos justificam os picos observados. Exemplos de seções típicas de leitura de zonas de conexão são mostradas nas primeiras linhas das Figuras

Figura 3.18 – Média e desvio padrão do erro em função do desvio padrão do ruído de medição e do número de canais lidos por seção transversal.



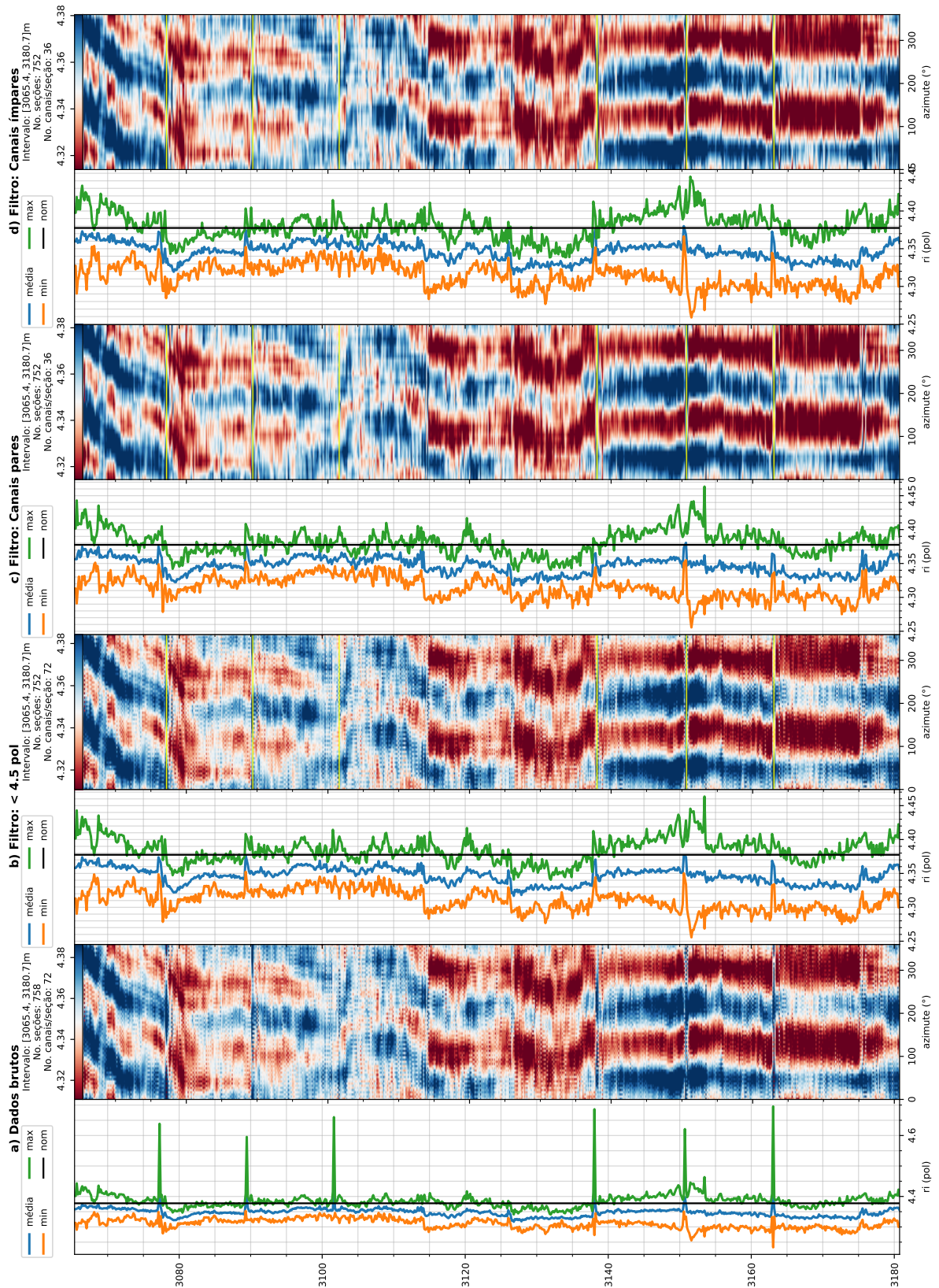
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

3.21-a) e 3.22-a), para raio interno e espessura, respectivamente.

Analisando os perfis de valores mínimos, médios e máximos de espessura (Figura 3.20-b)), verifica-se que neste intervalo nenhuma seção transversal chegou a estar danificada a ponto da espessura estar menor do que o valor limite de tolerância de norma para tubos saindo de fábrica, ou seja, 87,5% da espessura nominal. Assim, pode-se afirmar que o dano sofrido pela coluna neste intervalo não deve ter reduzido a resistência à pressão interna dos tubos abaixo da resistência de projeto da API Bulletin 5C3 (1999). Por outro lado, nota-se uma heterogeneidade de padrões ao longo do intervalo que torna difícil um diagnóstico da condição de dano dos tubos apenas por uma inspeção visual. Portanto, é relevante verificar se essas variações podem indicar uma condição de dano no tubo e se esse dano impacta as outras resistências do elemento, como o colapso (pressão externa), estados limites últimos e estados triaxiais.

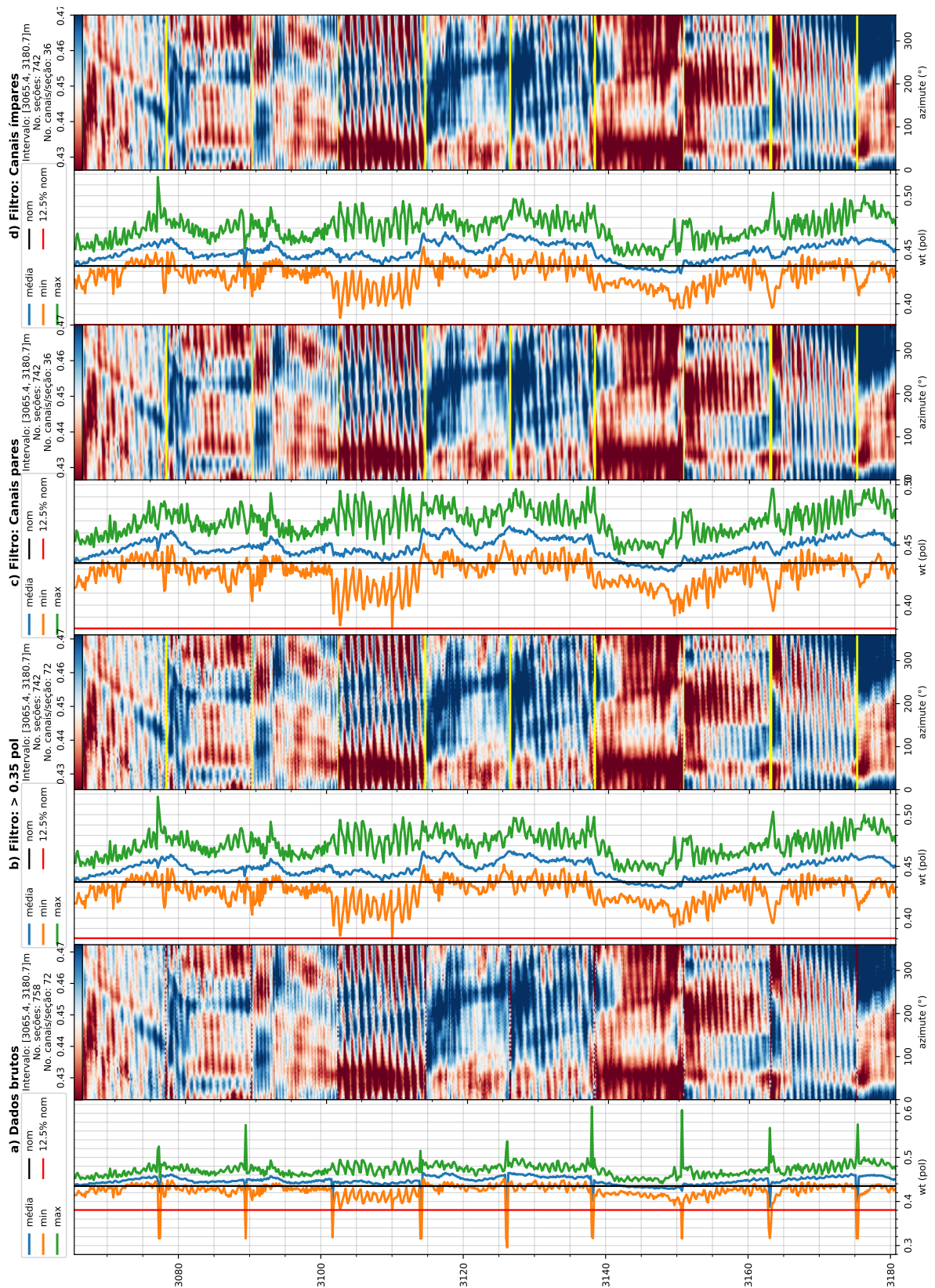
Já na Figura 3.19-b), percebe-se que a ovalização da coluna vai se tornando cada vez mais evidente quando a profundidade aumenta pois os valores de mínimos e máximos de raio interno tendem a se afastar. Ainda por essa lógica, o mapa de cor apresenta um maior contraste entre azul e vermelho.

Figura 3.19 – Dados brutos e filtrados de raio interno do poço avaliado no estudo de caso.



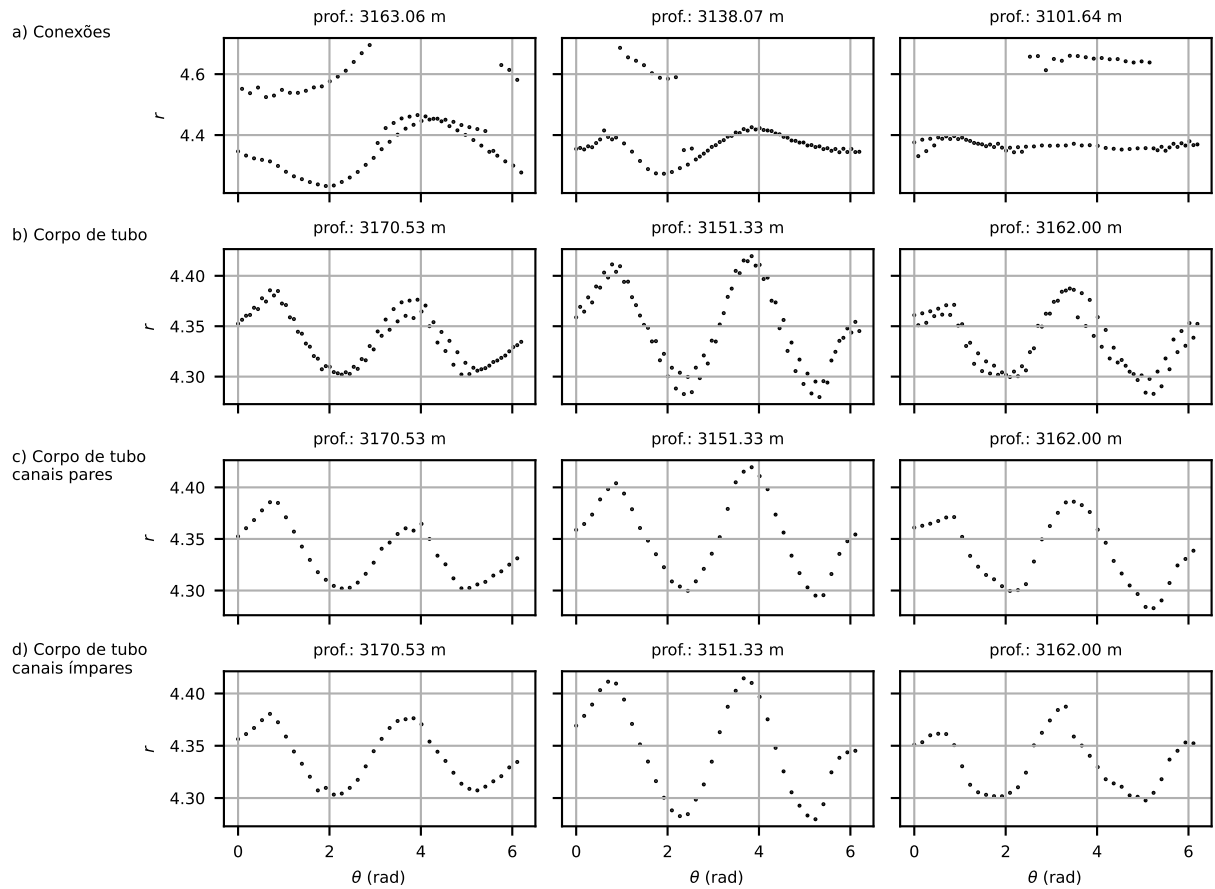
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Figura 3.20 – Dados brutos e filtrados de espessura do poço avaliado no estudo de caso.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Figura 3.21 – Leituras de raio interno de seções transversais do estudo de caso.

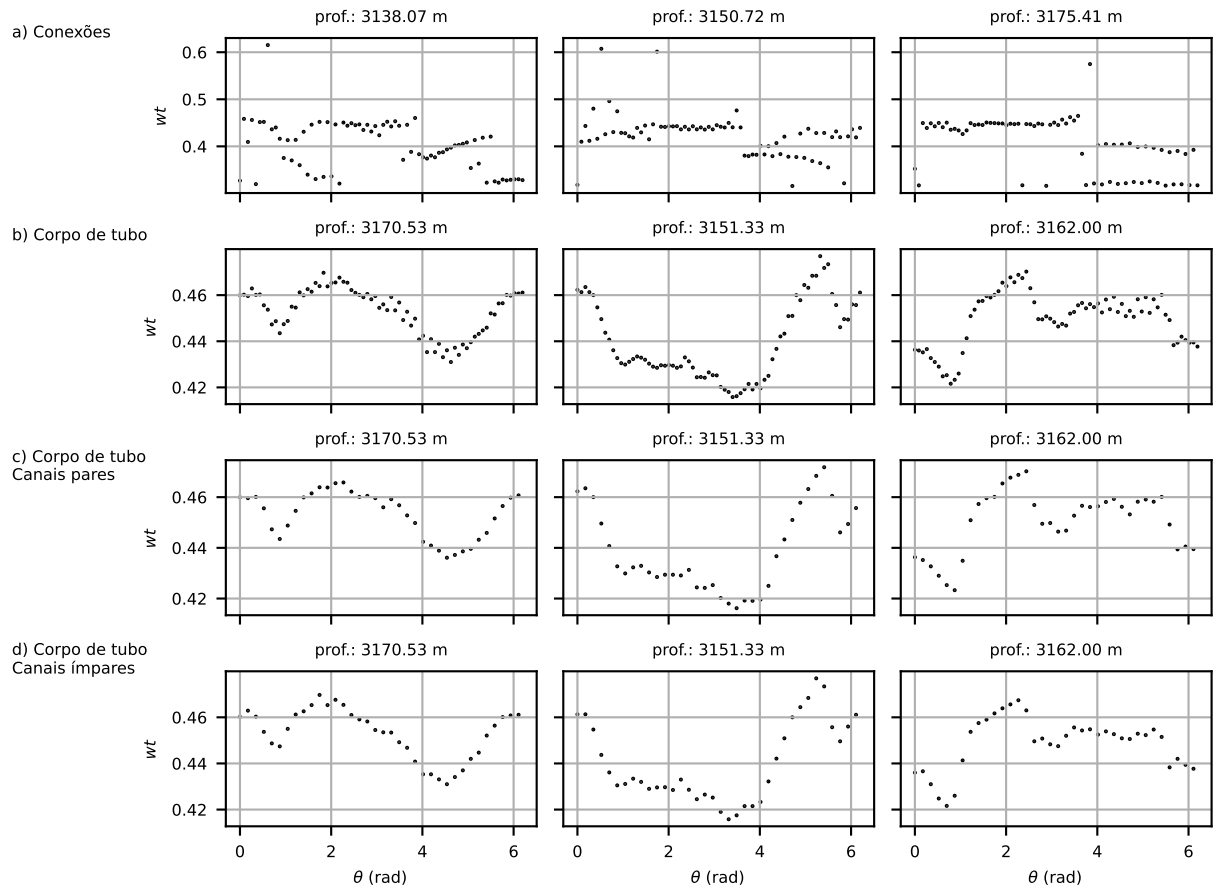


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Durante a investigação dos dados, observou-se também um padrão anômalo na disposição dos dados das seções transversais. Esse padrão pode ser visto nos três exemplos nas segundas linhas das Figuras 3.21-b) e 3.22-b). Nos três casos, uma duplicidade parece ocorrer com os pontos sendo dispostos de forma intercalada. Em um contato com os responsáveis pela operação foi relatado que níveis de tensão anormais no cabo da ferramenta de perfilagem foram registrados, podendo estar relacionado a causa desse padrão. Para contornar esse problema, resolveu-se adotar canais pares ou ímpares para dar prosseguimento às análises. As terceiras e quartas linhas das Figuras 3.21-c), -d) e 3.22-c), -d) mostram como as seções transversais ficam após esse tratamento. Por um lado reduz-se o número de canais de 72 para 36, por outro, viabiliza-se a análise de quantificação de dano.

A etapa seguinte consiste na definição da tolerância ao ruído de medição por meio da caracterização estatística dos resíduos de ajustes de elipses em quadrantes dos dados. Para cada seção, o quadrante com melhor ajuste de elipse é selecionado e os resíduos destes ajustes são usados como amostras para caracterizar o ruído de medição da ferramenta ultrassônica neste intervalo. Foi verificado 100% de aprovação nos testes de normalidade de Shapiro-Wilk (função

Figura 3.22 – Leituras de espessura de seções transversais do estudo de caso.



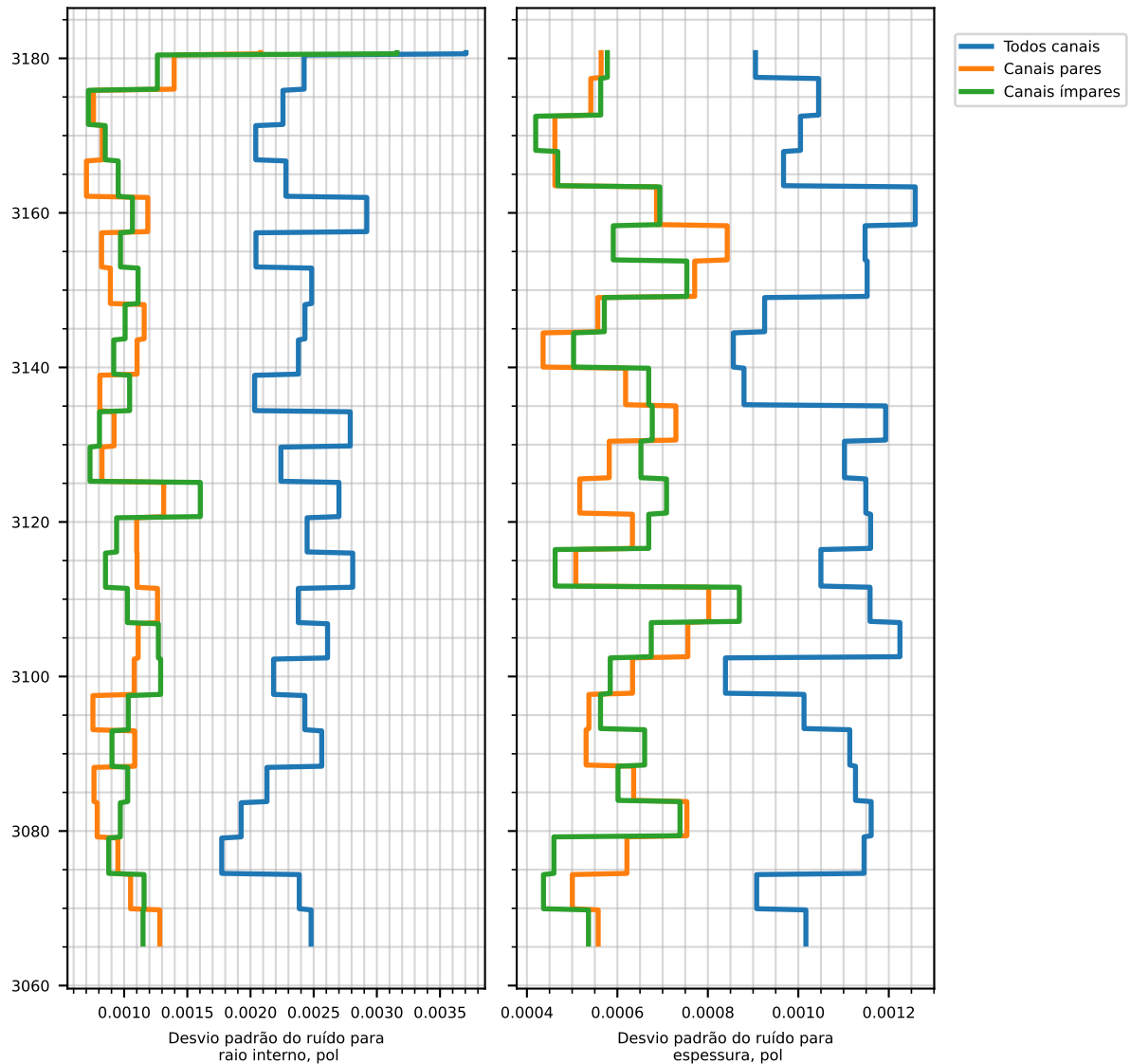
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

*shapiro* do módulo *scipy.stats* de Harris et al. (2020)) aplicados para as amostras dos resíduos dos ajustes nos quadrantes das seções, para 5% de nível de significância. A média das amostras converge em zero e o desvio padrão médio observado variou conforme Figura 3.23. Considerando isso, as tolerâncias ao ruído de medição foram calculadas com base na Equação 3.7.

Ainda analisando a Figura 3.23, nota-se uma redução significativa nos desvios padrões quando somente canais pares ou ímpares são considerados. O resultado com todos os canais aumenta consideravelmente a dispersão do ruído, o que indica que a estratégia resolve o problema de duplicidade observado anteriormente. Resgatando a Figura 3.15, verifica-se que com 36 canais as estimativas de desvio padrão de ruído tendem a ser menores do que o valor esperado real. Pode-se esperar assim que, na realidade, os valores reais de dispersão devem ser um pouco maiores do que os encontrados.

A Figura 3.24 apresenta o resultado de perfis de profundidade máxima dos danos do estudo de caso. No gráfico da esquerda, constam as máximas profundidades de dano obtidas pela metodologia simplificada de cálculo da indústria (*solve usual*), onde se computa a diferença entre a espessura nominal e a mínima espessura lida da seção transversal (curvas preta

Figura 3.23 – Estimativas de desvio padrão de ruído de medição para o estudo de caso.

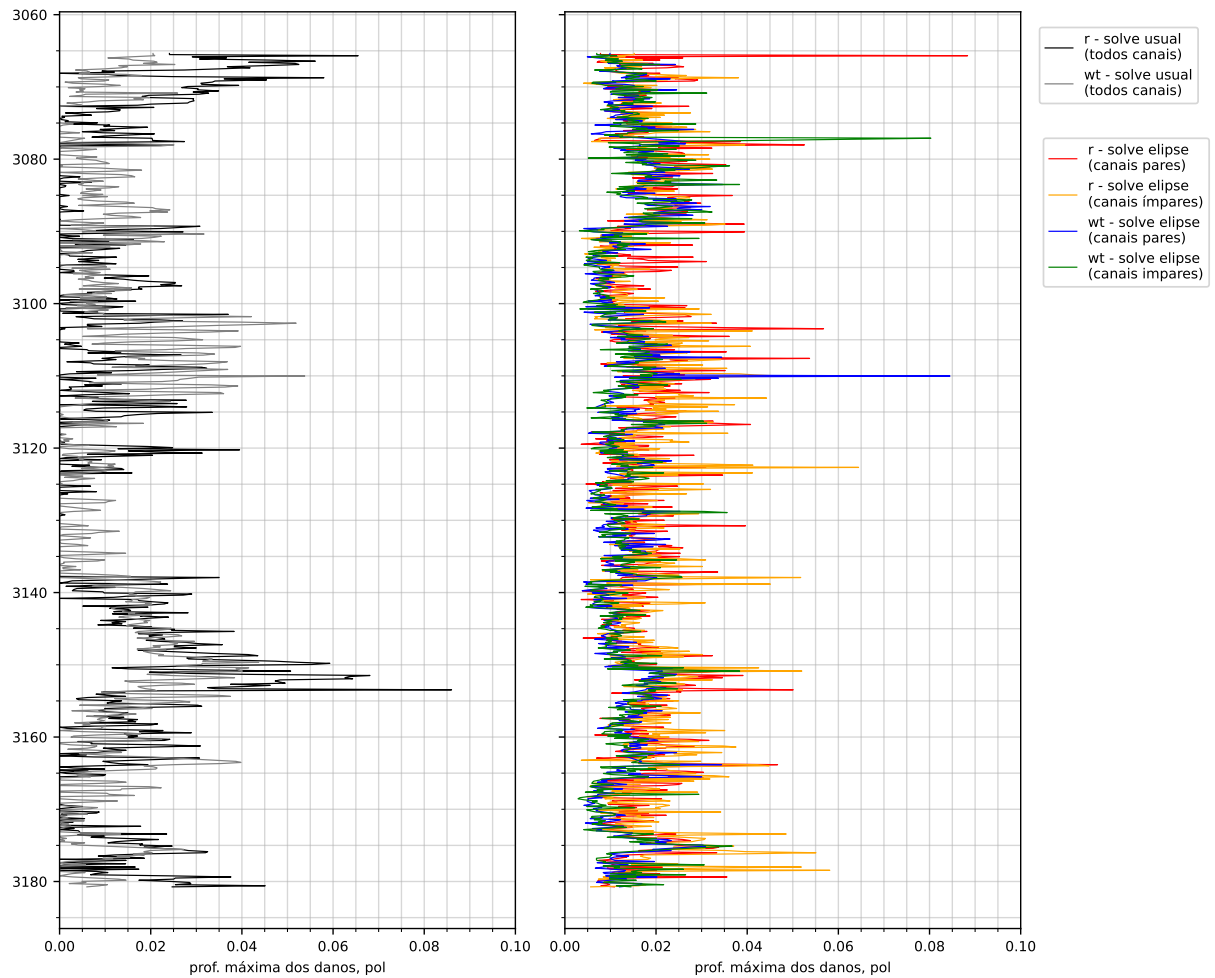


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

e cinza). Para dados de raio interno, realiza-se a conversão para espessura considerando o diâmetro externo constante. No gráfico da direita, tem-se quatro curvas baseadas na metodologia apresentada neste trabalho considerando o processo de obtenção de uma elipse pré-dano (curvas vermelha, laranja, azul e verde). Dentro de cada técnica, os resultados diferem devido ao dado de entrada, podendo ser raio interno ou espessura, tendo ainda o uso de canais pares ou ímpares em cada tipo de dado. É possível verificar visualmente que as tendências das estimativas considerando a metodologia da elipse pré-dano são semelhantes entre si mesmo com os dados de entrada diferentes. Por outro lado, a metodologia usual da indústria retorna resultados com grandes discrepâncias em alguns trechos, apesar dos dados serem referentes à medição da mesma parte do tubo. Assim, tem-se uma primeira evidência de que as estimativas de dano com a metodologia proposta neste trabalho indicam de fato a condição do tubo, uma vez que entradas

de dados diferentes para a mesma fatia do tubo levam a resultados com tendências similares.

Figura 3.24 – Perfis de profundidade máxima dos danos do estudo de caso.



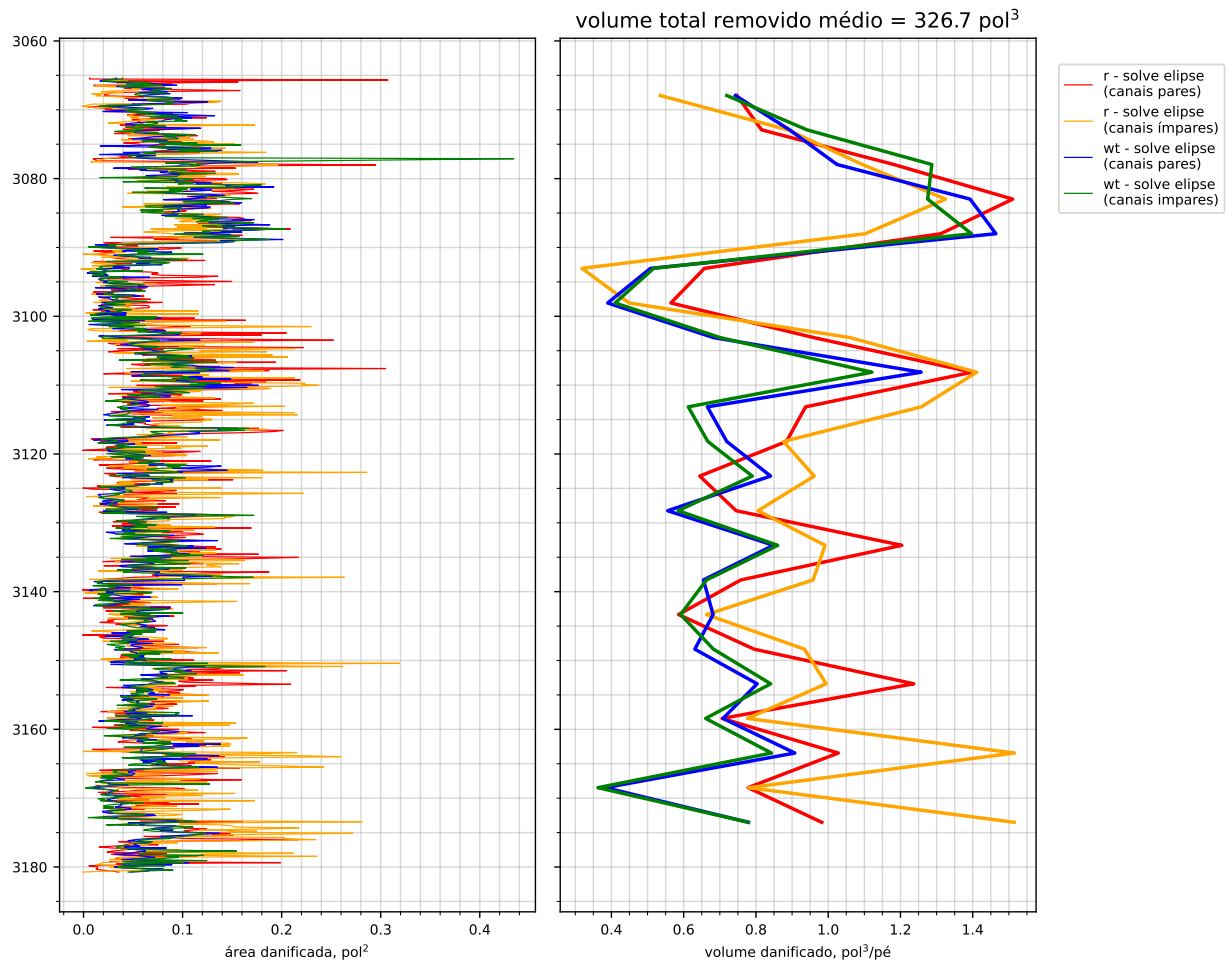
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Já na Figura 3.25, estão as estimativas de área danificada calculadas com a metodologia proposta neste trabalho considerando os diferentes dados de entrada: raio interno ou espessura, canais pares ou ímpares. Nota-se novamente uma convergência nas tendências de aumento ou de redução das estimativas ao longo da profundidade. No gráfico da direita, apresenta-se também uma estimativa do volume removido no intervalo analisado. O volume é obtido multiplicando a área de cada seção transversal pelo intervalo de comprimento representativo.

De acordo com a Figura 3.26, analisam-se as soluções de seções transversais em profundidades aleatórias. As colunas da grade de gráficos se referem à mesma seção transversal medida, porém os dados de entrada são diferentes ao longo das linhas, variando na seguinte ordem: 1) raio interno com canais pares; 2) raio interno com canais ímpares; 3) espessura com canais pares, e; 4) espessura com canais ímpares. Os dados de espessura foram convertidos em dados de raio, conforme discutido na subseção 3.1.6. Nota-se que há uma tendência similar na identificação dos danos, apresentados em pontos vermelhos, ao longo de uma mesma coluna,



Figura 3.25 – Perfis de área danificada do estudo de caso.

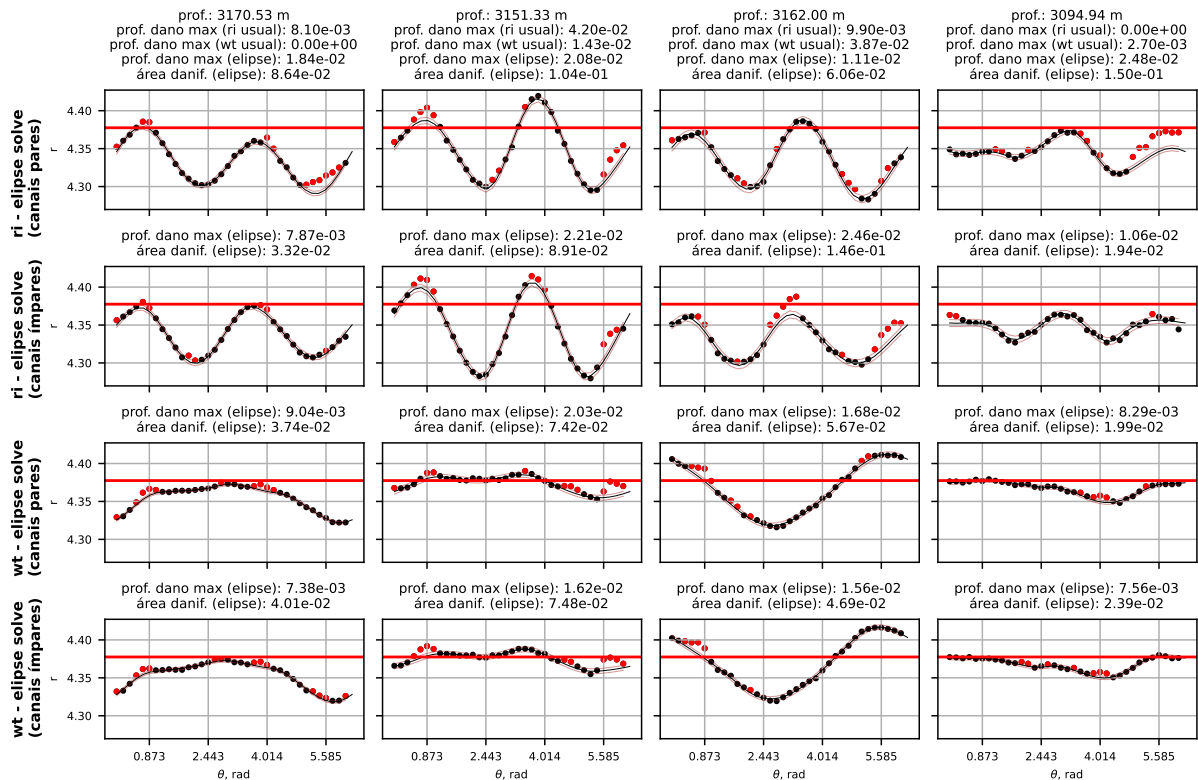


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

que se refere a uma única profundidade. Tomando como exemplo a primeira coluna referente às medições da profundidade 3170,53 m, nota-se que logo após 0,349 rad e 3,491 rad dois danos foram captados nas quatro linhas. Assim, há uma maior confiança de que esse dano de fato exista na tubo. Por outro lado, em outras posições, como 1,920 rad e 5,061 rad, algumas linhas de soluções indicam danos, mas não todas. Nesse caso, pode-se dizer que há uma menor confiança de que esse dano de fato exista, podendo estar associado a alguma tendência específica do dado de entrada correspondente.

Outro fator que chama atenção na Figura 3.24 são os picos de cada solução. As medições nas profundidades correspondentes são apresentadas na Figura 3.27. Nas profundidades 3153,46 m e 3102,71 m foram registrados os valores máximos para as curvas preta e cinza (metodologia usual da indústria). Percebe-se que os picos ocorrem devido à distância observada entre o valor máximo lido e o valor nominal representado pela linha vermelha em cada gráfico. Essa distância se dá devido a uma excentricidade acentuada ou um processo de ovalização do tubo, que faz com que a comparação com o valor nominal seja amplificada, conforme pode ser

Figura 3.26 – Soluções da metodologia da elipse pré-dano com seções transversais aleatórias do estudo de caso.

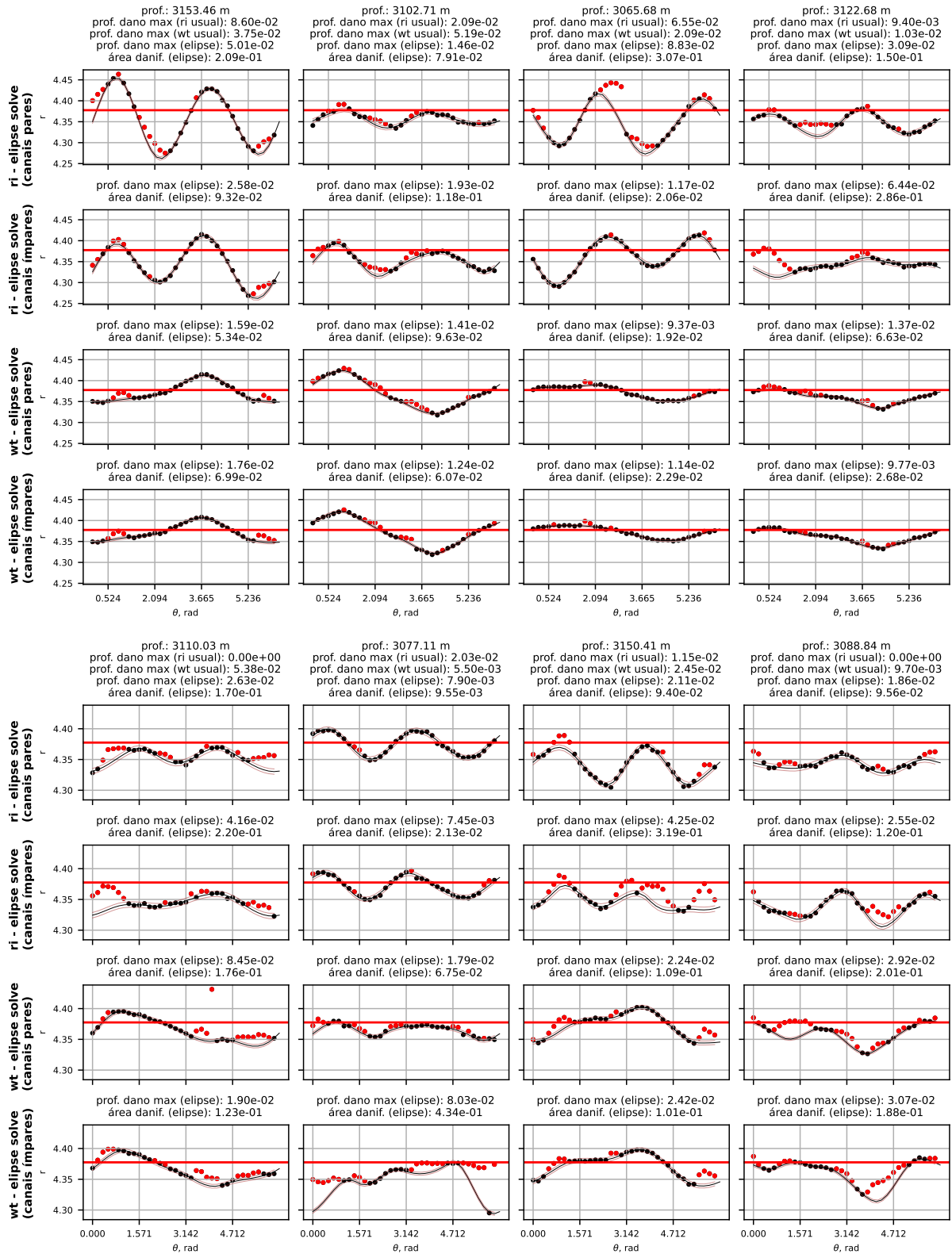


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

observado nos gráficos. Portanto, tais picos não representam um dano profundo. Na profundidade 3065,68 m, a solução da metodologia da elipse pré-dano teve o pico máximo quando dados de raio interno em canais pares foram utilizados como entrada. Nesse caso, percebe-se claramente algum tipo de anomalia nos respectivos dados com uma grande mudança na medição entre dois canais vizinhos, em aproximadamente 3 radianos. Nota-se que esse comportamento não se repete nas outras medições para a mesma profundidade, o que indica algum provável problema de leitura e a melhor decisão neste caso seria desconsiderar esse resultado. Um comportamento semelhante é observado nas profundidades 3110,03 m e 3077,11 m que são os picos para dados de espessura com canais pares e ímpares, respectivamente. Porém, nesses casos um canal somente parece estar anômalo em relação aos demais e às outras medições da mesma profundidade. Por fim, nas profundidades 3122,68 m, 3150,31 m e 3088,84 m as soluções parecem gerar picos sem o respaldo das outras soluções para a mesma profundidade, reduzindo também a probabilidade de que esses valores altos serem coerentes com a real condição do tubo.

Para se ter uma visão geral da condição do intervalo de coluna de revestimento analisado, a Figura 3.28 apresenta o mapeamento dos danos identificados em cada seção transversal para cada solução. De imediato se visualiza uma boa convergência dos mapas, onde quatro canaletas se estendem ao longo da profundidade de forma consistente. Percebe-se em alguns

Figura 3.27 – Soluções da metodologia da elipse pré-dano com seções transversais nos picos de cada solução do estudo de caso.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

trechos a tendência diagonal e em outros, vertical. Como não há a informação de que a ferramenta de ultrassom se mantém ou não sempre apontando no mesmo azimute, não se pode afirmar se a canaleta é diagonal ou a inclinação se dá devido ao giro do própria ferramenta. A intensidade das canaletas também varia ao longo do intervalo, o que pode indicar regiões de maior agressividade da coluna de perfuração com a parede interna do revestimento. Estudos futuros que associem essas soluções com o acompanhamento direcional do poço devem constatar altas correlações entre a intensidade do dano e o *dogleg severity*.

Figura 3.28 – Mapeamento de danos identificados pela metodologia da elipse pré-dano para o estudo de caso.



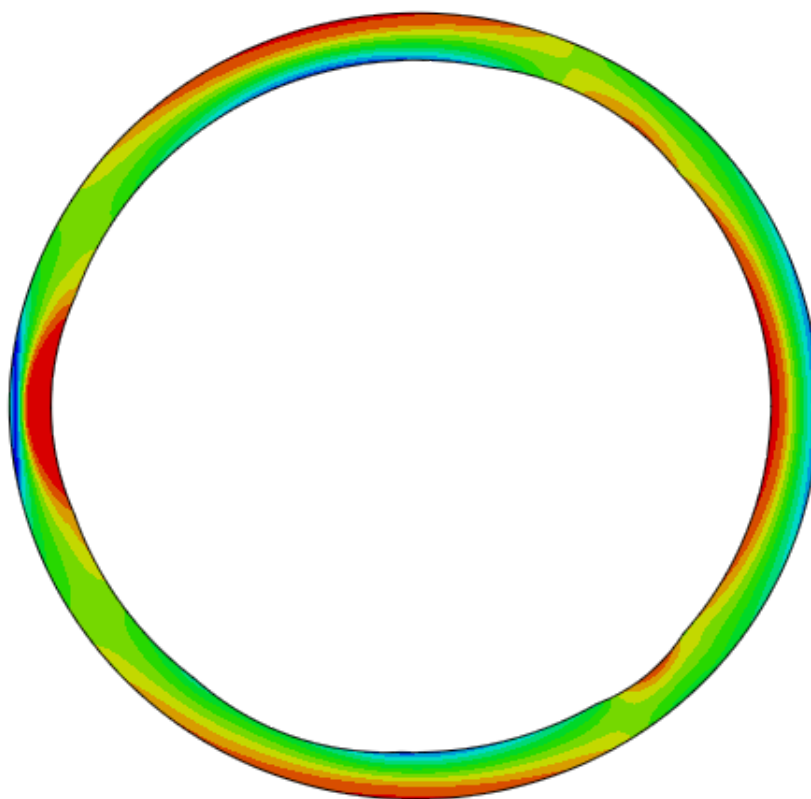
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

## 4 MODELAGEM DA RESISTÊNCIA RESIDUAL COM O MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS

Neste capítulo, descreve-se a modelagem adotada para estimar a resistência dos tubos desgastados e/ou corroídos, aplicando-a em comparações com outros trabalhos da literatura e análises paramétricas. Conforme discutido na seção 2.6, na literatura muitos trabalhos já se dedicaram a estimar a resistência de tubos danificados, seja por desgaste de *tool-joint*, seja por corrosão uniforme ou localizada. Contudo, os danos identificados com dados de inspeção ultrassônica, na seção 3.3, mostram-se com um padrão que nenhum desses trabalhos analisou, contendo múltiplas canaletas ou pites localizados, distribuídos com aberturas e profundidades variadas na seção transversal. Além disso, simulações de previsão de desgaste com o modelo *stiff-string* têm indicado que, durante as operações de perfuração da fase subsequente, podem haver vários pontos de contato na seção transversal. Como exemplo, apresenta-se a Figura 4.1 com um exemplo de padrão possível de tubo danificado, onde a distribuição da tensão equivalente de von Mises é mostrada de forma qualitativa. As regiões em vermelho são as que possuem maiores níveis de tensão, seguidas das regiões em amarelo e verde, respectivamente. Observa-se que múltiplas regiões podem apresentar concentração de tensão no momento da falha por pressão externa (colapso). Isso se deve à seção transversal possuir imperfeições do processo de fabricação (ovalização e excentricidade), bem como danos de posições e intensidades variadas. Propor uma equação analítica nesse cenário deve se tornar uma tarefa complexa, uma vez que o número de parâmetros necessários para contabilizar todos os danos pode ser considerável. Diante disto, neste trabalho modela-se o problema com o MEF para que seja possível considerar mais aproximadamente os danos captados pela metodologia da elipse pré-dano.

A literatura também aponta que, na análise de resistência residual à pressão interna (*burst*), a penetração máxima do dano mais profundo é o parâmetro governante na estimativa final. Ou seja, a variação de resultado quando a quantidade ou os raios dos danos são alterados é mínima (ver discussão na seção 2.6). Por outro lado, essa variação pode ser expressiva na análise de resistência residual à pressão externa (colapso). Assim, visando trazer maior contribuição ao setor, neste trabalho, os estudos são voltados somente para análise ao colapso. Deve-se lembrar ainda que o modo de falha combinado de pressões e força axial é o que se observa na condição real de poço. Estudos futuros que integrem geometrias variadas de múltiplos danos com ações combinadas de pressões e força axial podem trazer contribuições importantes.

Figura 4.1 – Exemplo de modelagem com distribuição de tensões de von Mises no momento da falha mostradas de forma qualitativa, com padrão de tubo ovalizado, excêntrico e danificado em posições variadas.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

## 4.1 Descrição da modelagem de colapso de tubos danificados

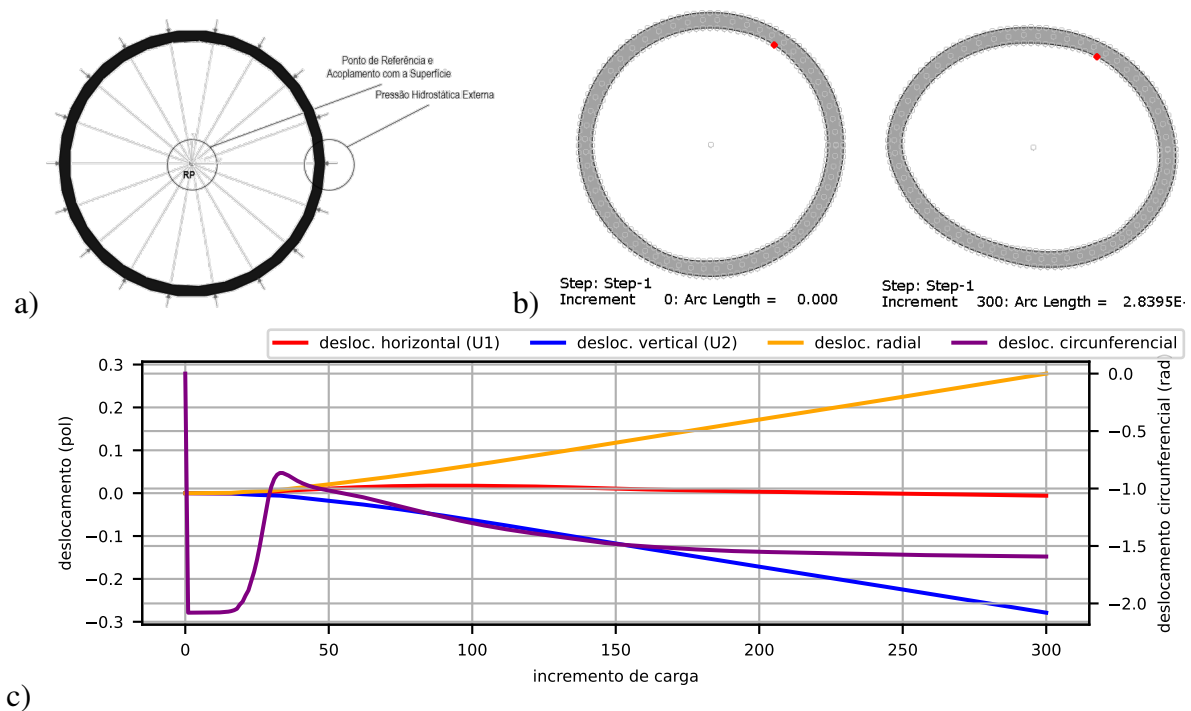
Adota-se a modelagem via MEF bidimensional da seção transversal, em forma de anel e em estado plano de deformação (EPD). De acordo com Sakakibara et al. (2008), a modelagem 2D é adequada para danos longos, aproximadamente maiores do que dez vezes o diâmetro externo do tubo. Por outro lado, danos curtos removem uma quantidade menor de material e, assim, a perda de resistência deve ser menor em relação a um dano longo. Essa relação é observada em dano na parede externa de tubos no trabalho de Netto et al. (2007). Logo, o modelo bidimensional deve atender bem casos de danos longos e pode ser considerado como uma abordagem a favor da segurança para danos curtos. O EPD é adotado visando obter respostas que representem a condição de poço da seção transversal, quando há esforços de compressão axial devido à restrição de deformações nessa direção.

Devido à possibilidade de falha por instabilidade do problema de colapso de tubos, adota-se a análise não linear por incrementos de carga. Nesse tipo de análise, realizam-se iterações variando carga e/ou deslocamentos visando se manter na trajetória de equilíbrio do sistema (LEON et al., 2011). Dentre as estratégias disponíveis, utiliza-se o método de Riks, ou método

de solução por comprimento de arco, para o qual o controle de carga e deslocamento é realizado simultaneamente.

Todo o procedimento é modelado utilizando o software Abaqus (SMITH, 2009). O modelo adotado consiste em uma adaptação da estrutura desenvolvida por Silva (2020), do mesmo grupo de pesquisa do autor desta tese. Admitem-se condições de contorno e carregamentos conforme a Figura 4.2-a). Assim, o carregamento externo ao tubo é hidrostático em toda a parede externa e o interno é nulo. Para evitar o movimento de corpo rígido, utiliza-se o acoplamento distribuído, conectando os nós da superfície externa a um ponto de referência (RP) no centro geométrico da seção transversal. Nesse formato, os deslocamentos dos nós ficam permitidos nos sentidos radial e circunferencial. Verifica-se na Figura 4.2-b) e c) o mapeamento dos deslocamentos nas direções horizontal (U1), vertical (U2), radial e circunferencial no ponto destacado em vermelho em b) na superfície interna de um tubo danificado.

Figura 4.2 – a) Condições de contorno e carregamento adotados para a simulação via MEF; b) configurações indeformada e deformada de um caso de tubo danificado; c) deslocamentos radial e circunferencial do ponto em vermelho em b) ao longo dos incrementos de carga.



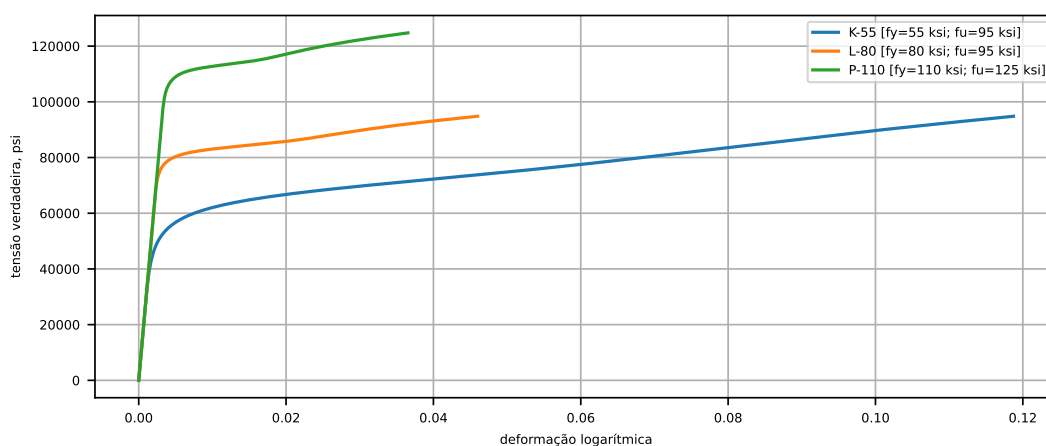
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

A geometria do tubo é definida pelos pontos de coordenadas  $x$  e  $y$  das superfícies interna e externa, geradas por meio do algoritmo de seções virtuais (subseção 3.2.1). A quantidade de pontos pode variar em função do nível de detalhe que se deseje para a descrição da seção transversal. Nos estudos aqui conduzidos, admite-se que mil pontos são mais que suficientes. Para evitar a formação de quinas, os pontos são ligados por uma interpolação do tipo *spline* cúbica do Abaqus (SMITH, 2009). Em seguida, a malha de elementos finitos é gerada com elementos de tamanhos regulares em toda a seção transversal. Adotam-se elementos finitos quadrilaterais

de oito nós em EPD e com integração reduzida, denominados no Abaqus de CPE8R. A utilização de integração reduzida se justifica pela eficiência no processamento, reduzindo o custo computacional sem comprometer de maneira significativa a precisão dos resultados.

A curva tensão-deformação verdadeiras obedece o comportamento elastoplástico com endurecimento não linear, baseada em diretrizes da ASME (*American Society of Mechanical Engineers*)), conforme apresentado em Silva (2020). Três graus de aço são utilizados: K-55, L-80 e P-110. Os números representam a tensão de escoamento do aço em ksi. Já as letras não possuem nenhum significado direto, tendo um caráter histórico de adoção de nomenclatura dos fabricantes ao longo dos anos. As curvas tensão-deformação desses graus são apresentadas na Figura 4.3, onde pelo menos 100 pontos foram utilizados no Abaqus para definir a região de plastificação.

Figura 4.3 – Curvas tensão-deformação verdadeiras dos graus de aço trabalhados.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

O parâmetro de controle dos incrementos de carga é o fator de proporcionalidade de carga (LPF, *Load Proportionality Factor*), dado pela razão entre a pressão total aplicada e uma pressão de referência, geralmente unitária. O modelo é configurado de forma que o valor máximo de LPF observado já deve ser o valor de carga máxima da simulação, ou seja, quando a falha por colapso do tubo ocorre. Portanto, mantendo-se na trajetória de equilíbrio, visa-se atingir um valor máximo de carga antes que o sistema se torne instável. A carga máxima então é considerada a resistência do sistema.

Desenvolveu-se ainda um *script Python* que é executado em paralelo à simulação, e que, a cada segundo, verifica se o incremento de carga é negativo, ao ler o arquivo auxiliar da execução do Abaqus, com extensão *.sta*. Caso encontre valores negativos, o algoritmo força a parada da simulação, encerrando-a imediatamente. Esse processo auxiliou na redução dos tempos das simulações, uma vez que elas se prolongavam até que o número máximo de incrementos, definido pelo usuário, fosse alcançado.

O Abaqus permite configurar parâmetros do algoritmo que determinam os incrementos



de comprimento de arco do Método de Riks (SMITH, 2009). Assim, um primeiro teste é realizado utilizando a configuração padrão dos parâmetros, sendo o fator de escala de comprimento de arco  $l_{period}$  igual a 1, o incremento inicial  $\Delta l_{in}$  igual a 1, o incremento mínimo  $\Delta l_{min}$  igual a  $10^{-5}$  e o incremento máximo  $\Delta l_{max}$  igual a  $10^{36}$ . No entanto, nos testes realizados, verificou-se uma instabilidade nas respostas, bem como um aumento na quantidade de incrementos para se atingir o LPF máximo. Devido a isso, os parâmetros foram alterados por tentativas sucessivas até que esses problemas fossem resolvidos. Os parâmetros que melhor se adequaram foram  $l_{period} = 1$ ,  $\Delta l_{in} = 1$ ,  $\Delta l_{min} = 1$  e  $\Delta l_{max} = 10^3$ .

Para automatizar as simulações com variadas configurações de geometria de tubo danificado, o Abaqus Script (Dassault Systemes Simulia Corporation, 2011) é utilizado para geração, execução e pós-processamento dos modelos. Essa arquitetura foi desenvolvida para ser utilizada em *Python*, facilitando a integração com outros módulos da linguagem, inclusive com os de estatística e probabilidade, aplicados neste trabalho. A entrada de dados, troca de informações e extração de resultados são sempre realizados via arquivos do tipo *JavaScript Object Notation (json)*.

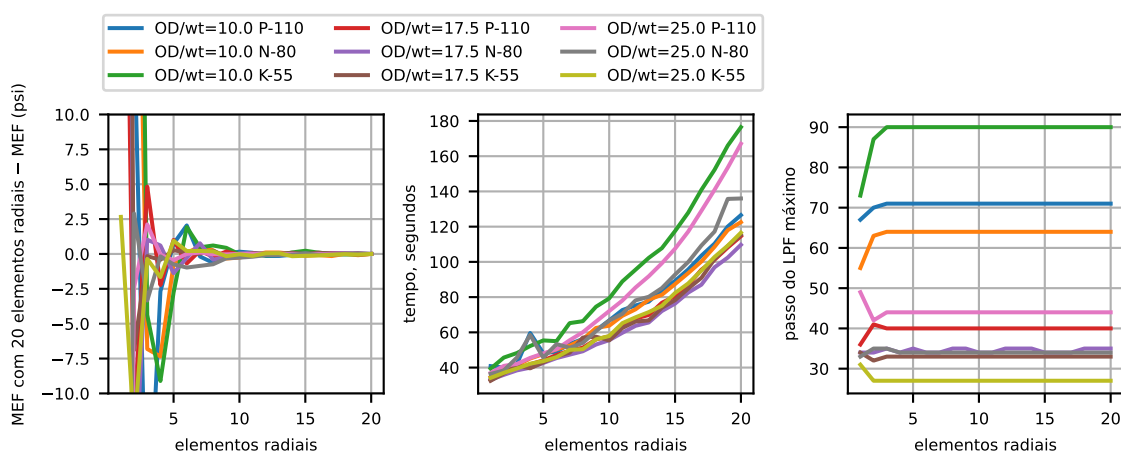
#### 4.1.1 Estudos de convergência

A definição da discretização da malha para a seção transversal envolveu um estudo de convergência variando-se a quantidade de elementos quadrilaterais na direção radial da seção transversal, ou seja, ao longo da espessura de parede. Nove tubos com geometrias e graus de aço diferentes são avaliados, oriundos da combinação de três esbeltezes de seção transversal (OD/wt: 10,0, 17,5 e 25,0) com três graus de aço (K-55, L-80 e P-110). São inseridos quatro danos na seção transversal com 10% de profundidade. Os círculos que definem os danos (ver subseção 3.2.1.3) possuem raios iguais a  $0,8r$ ,  $0,8r$ ,  $0,8r$  e  $0,5r$ , sendo  $r$  o raio interno, e ficam posicionados de forma que a profundidade máxima do dano esteja em  $60^\circ$ ,  $180^\circ$ ,  $250^\circ$  e  $310^\circ$ , respectivamente para cada dano.

No gráfico à esquerda da Figura 4.4, as resistências são subtraídas do valor de resistência correspondente a uma discretização de vinte elementos na direção radial. Percebe-se uma convergência em torno do valor de referência dependente da precisão da resposta que se deseja obter. A API Bulletin 5C3 (1999) faz referência ao arredondamento das estimativas de pressão de colapso para o múltiplo de dez mais próximo. Assim, uma diferença menor do que 5 psi na estimativa já é adequada para aplicações de projeto de revestimento, o que é obtido após a discretização com aproximadamente cinco elementos. Uma maior discretização pode ser necessária em casos específicos, como em estudos de pequenos danos, como pites de corrosão longos, ou em estudos probabilísticos, onde pode ser preciso realizar o cálculo de tendências por meio de diferenciação numérica.

No gráfico do centro da Figura 4.4, verifica-se um rápido aumento do tempo com o aumento da discretização, o que reforça a importância de se definir um número mínimo de

Figura 4.4 – Estudo de convergência para tubos danificados, realizado variando-se a quantidade de elementos na direção radial da seção transversal.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

elementos radiais que gere resultados satisfatórios. Já no gráfico à direita, tem-se a quantidade de incrementos de carga para a qual se atinge a resistência ao colapso dos tubos. Praticamente não há variação em função do aumento da discretização, mas fica evidente a correlação entre o maior tempo computacional com as simulações que demandam mais passos para chegar à solução. É possível ainda verificar que os tubos mais espessos (menor razão OD/wt) são aqueles que demandam maior quantidade de incrementos de carga para atingir a falha. Isso ocorre pois eles somente devem falhar quando a maior parte do tubo plastifica, ao contrário de tubos mais esbeltos que falham com a maior parte do tubo ainda no regime elástico, abaixo do limite de escoamento do material.

Ainda em relação à Figura 4.4, nota-se que, considerando cinco elementos radiais de discretização, os tempos de simulação variam entre aproximadamente 41 segundos e 55 segundos, com média em 48 segundos. Como se deseja utilizar essa modelagem na abordagem probabilística discutida mais a frente, esse tempo de processamento pode se tornar um gargalo computacional, pois essa simulação pode precisar ser executada centenas ou milhares de vezes. Assim, é importante que trabalhos futuros busquem reduzir esse tempo de processamento explorando formas de alcançar os resultados de forma mais eficiente, incluindo a computação de alto desempenho, por exemplo.

#### 4.1.2 Comparação com modelo da indústria e dados de ensaios da literatura

Para comparar as estimativas de resistência ao colapso realizadas com a modelagem numérica, são adotados resultados de ensaios da literatura e a equação de Klever e Tamano (2006) (KT). Ao sugerir KT como um modelo de resistência ao colapso em Estado Limite Último, a norma API/TR 5C3 (2008) destaca que a equação foi a que melhor se ajustou aos resultados da base de

dados experimentais, quando comparada a outras equações encontradas na literatura. A amostra usada na comparação contou com 2986 resultados de ensaios de colapso, sendo composta por uma grande variedade de tipos de tubos de diversos fabricantes pelo mundo. O parâmetro balizador da qualidade da equação foi a *incerteza de modelo*, dada pela razão entre a resistência real e a resistência estimada por equação. Como resultado, a média da incerteza de modelo para KT foi de 0,9991 e o desvio padrão de 6,70%, com a distribuição de probabilidades do tipo normal sendo adequada para representar a variável.

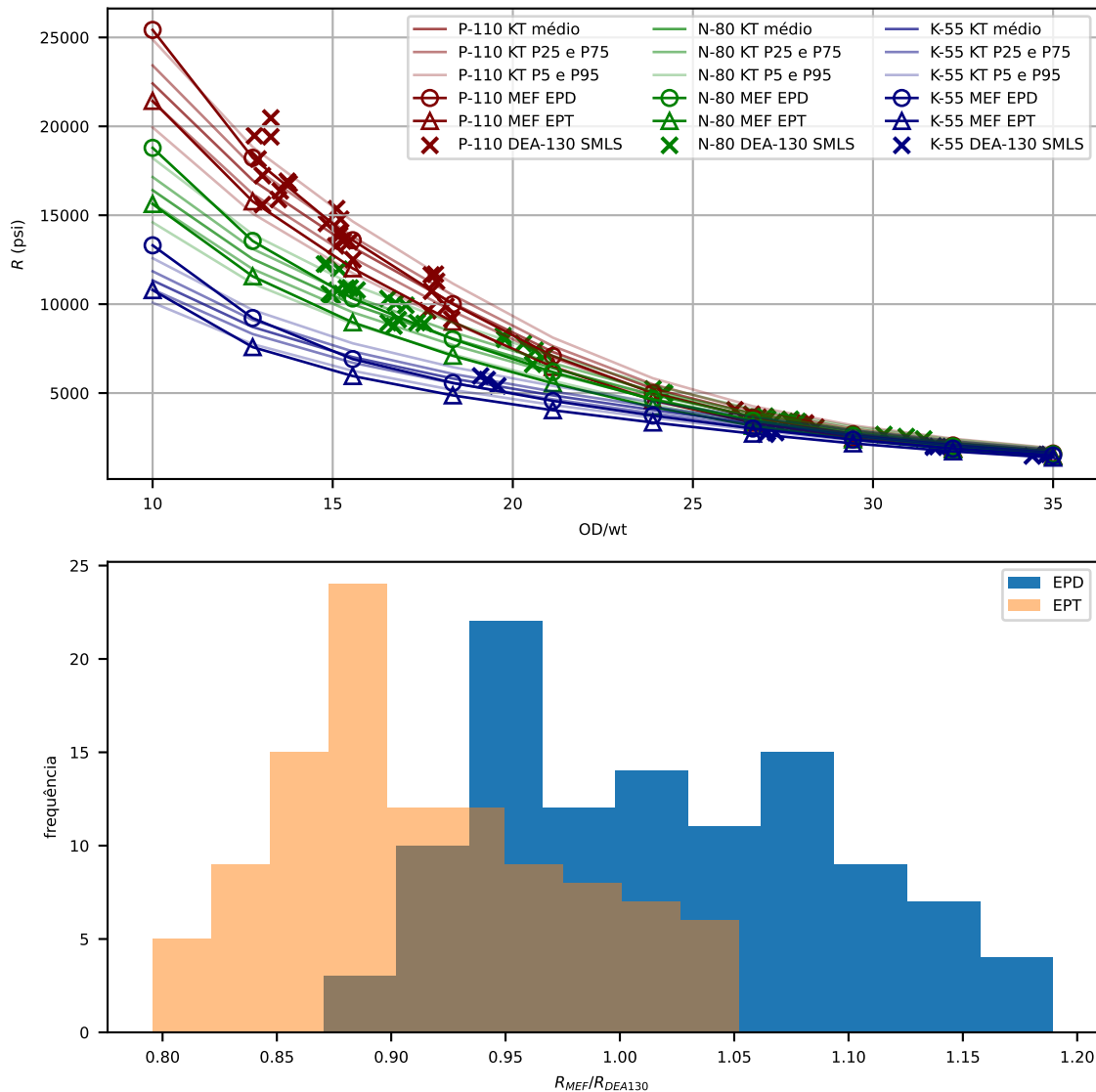
Adota-se como referência para os resultados de ensaios de colapso de tubos intactos o relatório DEA-130 (2002), onde constam as pressões de colapso de 151 tubos com configurações variadas. Resolveu-se utilizar somente tubos sem costura nos graus de aço com tensões limite de escoamento iguais a 55, 80 e 110 ksi. Após a aplicação desses filtros, 82 tubos foram utilizados nas análises a seguir. Outro trabalho adotado como referência para dados de ensaio de colapso de tubos danificados é Sakakibara et al. (2008). Ao todo, são 27 tubos ensaiados com diferentes níveis de profundidade máxima e abertura de dano.

A Figura 4.5 apresenta os resultados das estimativas de resistência ao colapso do modelo numérico, da equação de KT e de ensaios publicados no DEA-130 (2002). Considera-se neste estudo a aplicação de elementos finitos em estado plano de tensão (EPT) e em estado plano de deformação (EPD). A definição do EPT condiz melhor com a condição dos ensaios realizados em câmara hiperbárica, uma vez que o aparato é montado de forma a ter uma das extremidades do tubo livre para se movimentar na direção axial. No gráfico superior, os resultados via MEF são simulados considerando ovalização e excentricidade médias fornecidas pelo Anexo F da norma API supracitada. As cores separam os resultados para os três tipos de graus de aço analisados. Já as curvas de tonalidades mais suaves representam as estimativas via equação KT, considerando médias e percentis (5 %, 25 %, 75 % e 95 %) da distribuição de probabilidades normal para a incerteza de modelo. Nos histogramas da parte inferior da figura, consideram-se os valores de ovalização e excentricidade medidos para cada tubo, de acordo com o DEA-130 (2002).

Observa-se na Figura 4.5 que o EPT traz respostas de menor resistência em relação ao EPD. Apesar disso, nota-se que há uma boa convergência das tendências na maior parte dos resultados, tanto para a comparação com KT, como para a comparação com os resultados experimentais. As diferenças observadas podem ser atribuídas a fatores relacionados às simplificações adotadas da simulação como modelagem 2D, geometria de elipses perfeitas para parede interna e externa, posição relativa entre ovalização e excentricidade, além da variabilidade natural inerente à realização de ensaios experimentais, no tocante aos dados do DEA-130 (2002).

A Figura 4.6 apresenta a comparação dos resultados da modelagem via MEF com os resultados de ensaios de colapso com tubos danificados de Sakakibara et al. (2008). Os dados constam somente para dois tipos de tubos, um com razão OD/wt de 18,7 e tensão de escoamento

Figura 4.5 – Resultados dos ensaios do DEA-130 (2002), da modelagem via MEF e da equação KT para tubos intactos com parâmetros médios da API/TR 5C3 (2008).



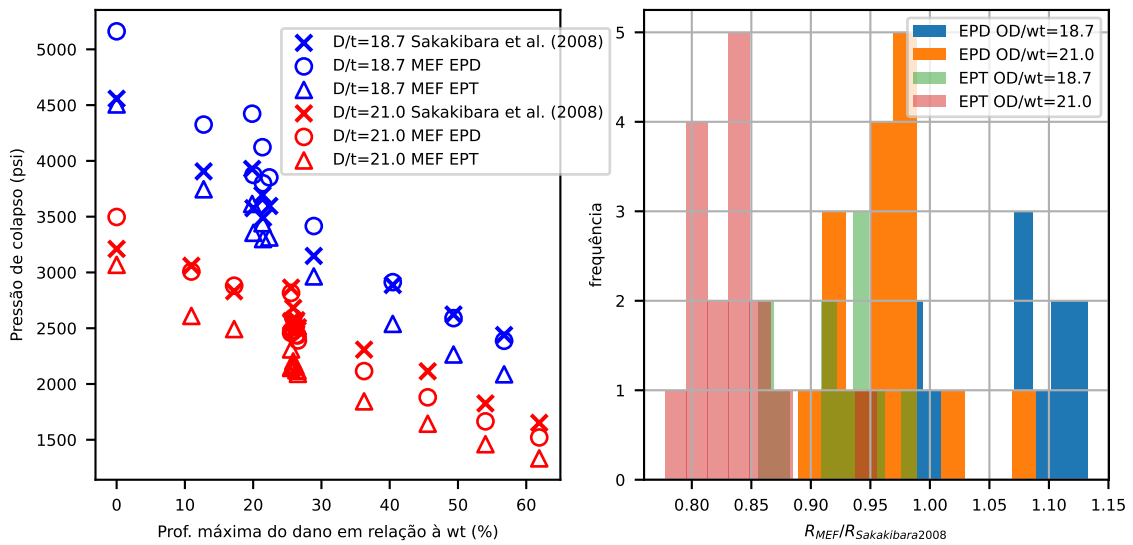
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

de 38,60 ksi e o outro com OD/wt de 21,0 e tensão de escoamento de 30,80 ksi. Para as simulações são geradas geometrias com ovalização, excentricidade, profundidade e abertura de dano iguais aos valores da referência. Nota-se que os resultados em EPT fornecem sempre resultados abaixo da resistência obtida com os ensaios, enquanto que os resultados em EPD oscilam entre aproximadamente 10% para menos e 13% para mais.

## 4.2 Estudos com tubos intactos

Análises da modelagem de colapso com geometrias de tubos intactos foram realizadas para verificar a qualidade dos resultados do modelo numérico, realizando em paralelo comparações com resultados observados na literatura. Para isso, discutem-se os comportamentos de tubos

Figura 4.6 – Comparação dos resultados da modelagem via MEF com os dados observados de ensaios de colapso em tubos danificados de Sakakibara et al. (2008)



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

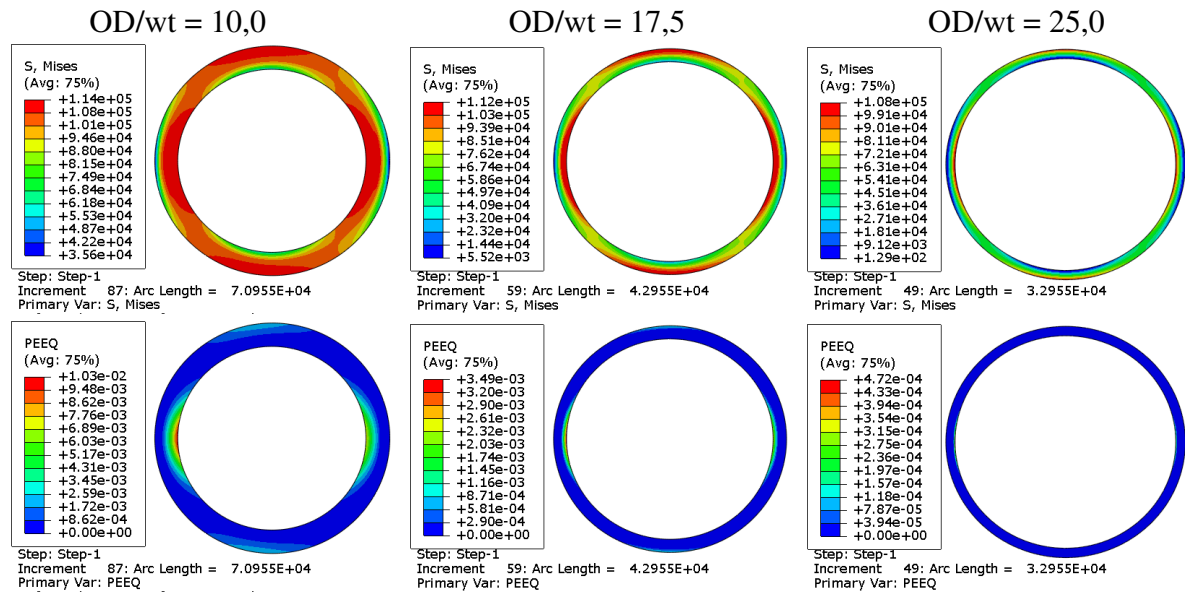
com esbeltezes diferentes e apresenta-se um estudo com a variação da geometria em relação às posições de ovalização e excentricidade. Adotam-se ovalização e excentricidade com valores médios da API/TR 5C3 (2008) ( $ov = 0,217\%$  e  $ecc = 3,924\%$ ).

#### 4.2.1 Comportamentos de tubos em função da esbeltez

As esbeltezes de seção transversal (dadas pela razão OD/wt) iguais a 10, 17,5 e 25 são utilizadas neste estudo para comparar diferentes formas de colapso de tubos. Para isso, adota-se o grau de aço P-110. A Figura 4.7 apresenta os resultados das simulações no momento da falha em termos de tensão equivalente de von Mises e deformação plástica. Nota-se visualmente que tensões e deformações altas estão mais bem distribuídas na seção transversal para o caso OD/wt=10,0. Já nos outros dois casos os níveis mais elevados se concentram na parede interna, horizontalmente, e na parede externa, verticalmente.

Na Figura 4.8 apresentam-se os comportamentos dos casos em função dos incrementos de comprimento de arco vs. o LPF, a média da tensão equivalente de von Mises entre todos os elementos e o percentual de elementos finitos com deformação plástica. O momento da falha é destacado com um linha vertical tracejada na cor correspondente à esbeltez de seção transversal. Nota-se que o aumento da esbeltez reduz drasticamente a resistência ao colapso do tubo, dados pelos valores máximos de LPF nas curvas. Ainda, os tubos mais espessos atingem níveis de tensões e elementos finitos com deformação plástica maiores do que os demais casos. Há uma clara relação entre a capacidade de permitir mais deformações plásticas antes de atingir o colapso e a relação OD/wt do tubo intacto. A API Bulletin 5C3 (1999) e muitos outros trabalhos (BOURGOYNE et al., 1987; CLINEDINST, 1985; KYRIAKIDES; CORONA, 2007) discutem

Figura 4.7 – Análise de tensões equivalentes de von Mises e deformação plástica para tubos intactos com diferentes esbeltezes de seção transversal (OD/wt) no momento do colapso (grau de aço P-110).



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

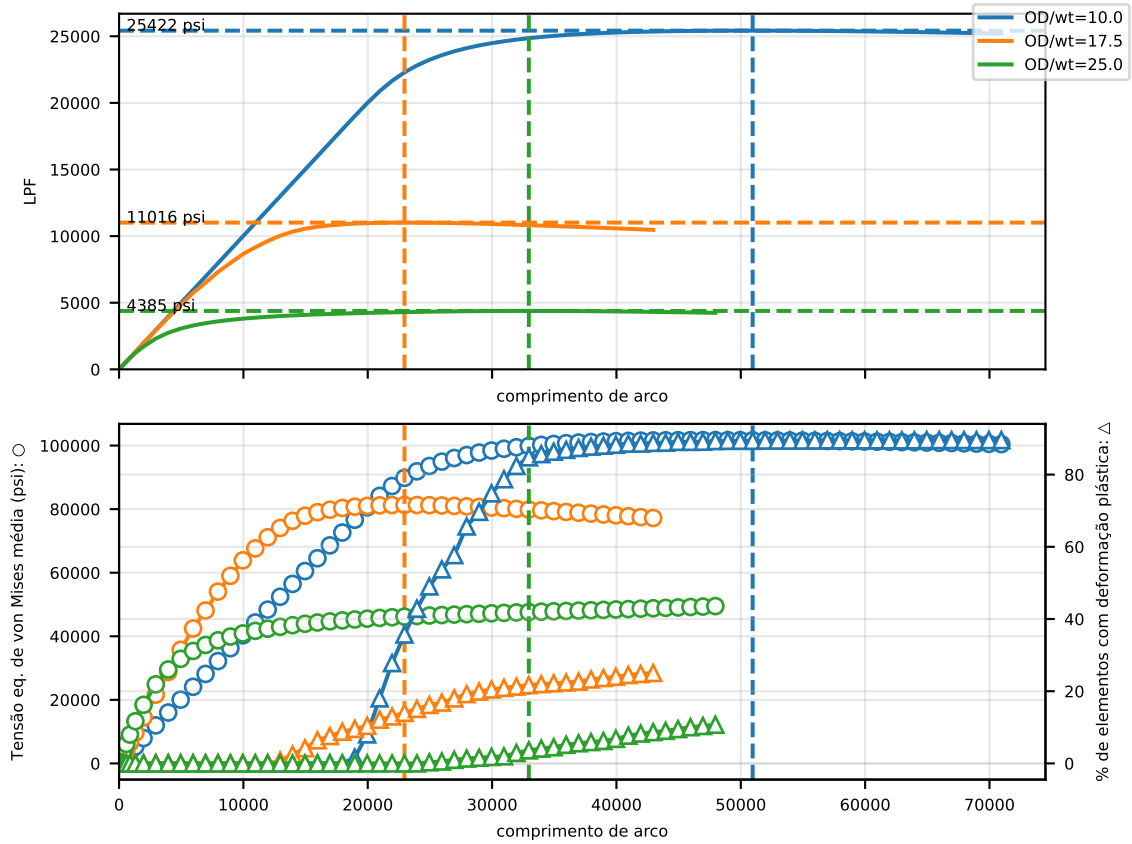
essa relação por meio dos regimes de colapso de tubos. De acordo com eles, o colapso elástico acontece em tubos finos com tensões ainda na região elástica linear do material. A simulação para o caso OD/wt=25,0 mostra essa tendência com a média das tensões equivalentes de von Mises bem abaixo do limite de escoamento, em aproximadamente 50 ksi. No outro extremo, tem-se o colapso por escoamento em tubos espessos com tensões próximas ou acima da tensão limite de escoamento. Também observa-se essa tendência nas simulações do caso OD/wt=10,0, quando a média das tensões equivalentes de von Mises ultrapassam os 100 ksi e praticamente 90% dos elementos estão com deformações plásticas. Os casos de tubos com espessuras de parede intermediárias, conhecidos como colapso plástico e de transição, são representados pelo caso OD/wt=17,5.

#### 4.2.2 Efeito das posições de ovalização e excentricidade

Neste estudo, analisa-se a influência das posições do raio externo máximo  $\theta_{r_{max}}$  e da espessura máxima  $\theta_{wt_{max}}$  da seção transversal. Esses dois parâmetros definem as disposições das imperfeições do processo de fabricação do tubo, conforme estratégia de geração de tubos virtuais apresentada na subseção 3.2.1. Para facilitar a visualização, exemplos de seções com ovalização e excentricidade definidas em diferentes posições são apresentadas na Figura 4.9. As intensidades estão majoradas para facilitar a visualização.

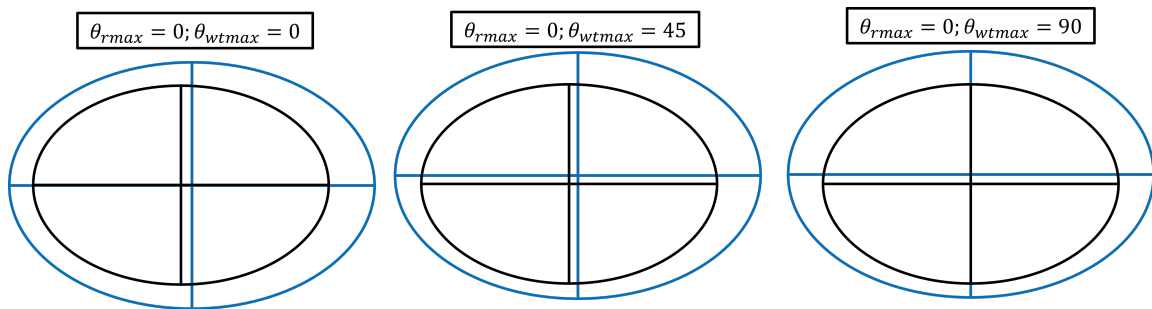
No gráfico da esquerda da Figura 4.10 apresenta-se a razão entre a pressão resistente ao colapso em relação ao caso em que  $\theta_{r_{max}} - \theta_{wt_{max}} = 0$  grau. Ovalização e excentricidade são adotados com valores médios da API/TR 5C3 (2008), iguais a 0,217% e 3,924%,

Figura 4.8 – Análise de tubos intactos com diferentes esbeltezes de seção transversal (OD/wt) sob colapso.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Figura 4.9 – Esquema de seções transversais com ovalização e excentricidade posicionadas de formas diferentes, mas com as mesmas intensidades (valores em graus e intensidades exageradas para facilitar visualização).

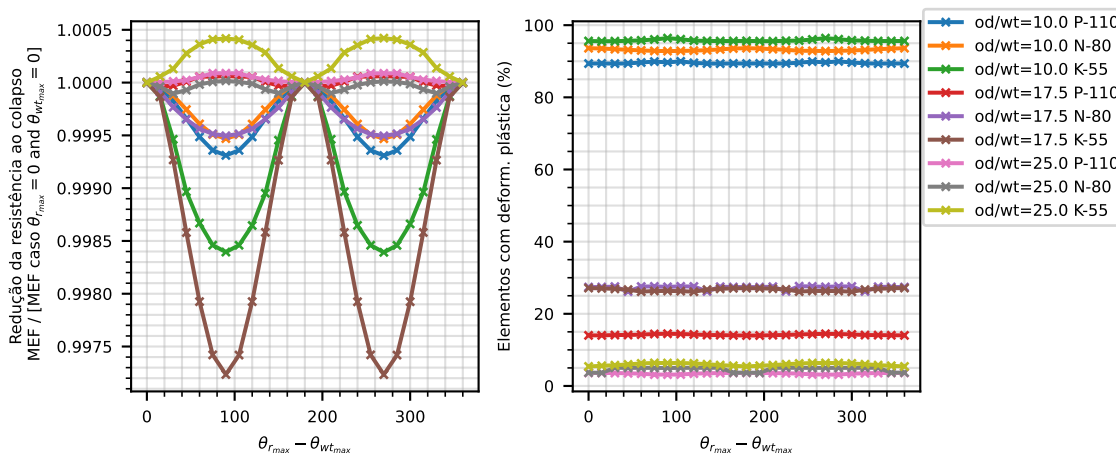


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

respectivamente. Observa-se que, devido às simetrias de tubo ovalizado e excêntrico, a resposta de resistência também tende a ser simétrica. Verifica-se que a configuração de referência ( $\theta_{r_{max}} - \theta_{wt_{max}} = 0$ ) nem sempre é a que leva à menor resistência. Alguns tubos possuem resistência mínima quando  $\theta_{r_{max}}$  e  $\theta_{wt_{max}}$  estão posicionados perpendicularmente entre si. Já no gráfico da direita da mesma figura tem-se o percentual de elementos com deformação plástica no momento da falha. Observa-se que os tubos com aproximadamente mais de 20% de elemen-

tos com deformação plástica reduzem resistência em  $\theta_{r_{\max}} - \theta_{wt_{\max}} = 90$  graus. Os demais casos tendem a ganhar resistência. Isso pode ser justificado pelas diferentes trajetórias de equilíbrio que podem ser tomadas quando o sistema se torna instável. A trajetória deve variar em função da configuração inicial do modelo, o que pode resultar em comportamentos variados como os observados neste estudo.

Figura 4.10 – Estudo da influência do posicionamento de raio máximo e espessura máxima na seção transversal.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Por fim, deve-se destacar que, de maneira geral, o erro em adotar  $\theta_{r_{\max}} - \theta_{wt_{\max}} = 0$  é pequeno, não passando de 22 psi ou 0,3% para menos (contra a segurança) e 2 psi ou 0,05% para mais (a favor da segurança), nos casos mais críticos. Essa baixa sensibilidade converge com os resultados observados em Kyriakides e Corona (2007). Assim, a separação de 0 grau é mantida nos casos a seguir, visando simplificar as análises.

### 4.3 Análise paramétrica de tubos desgastados

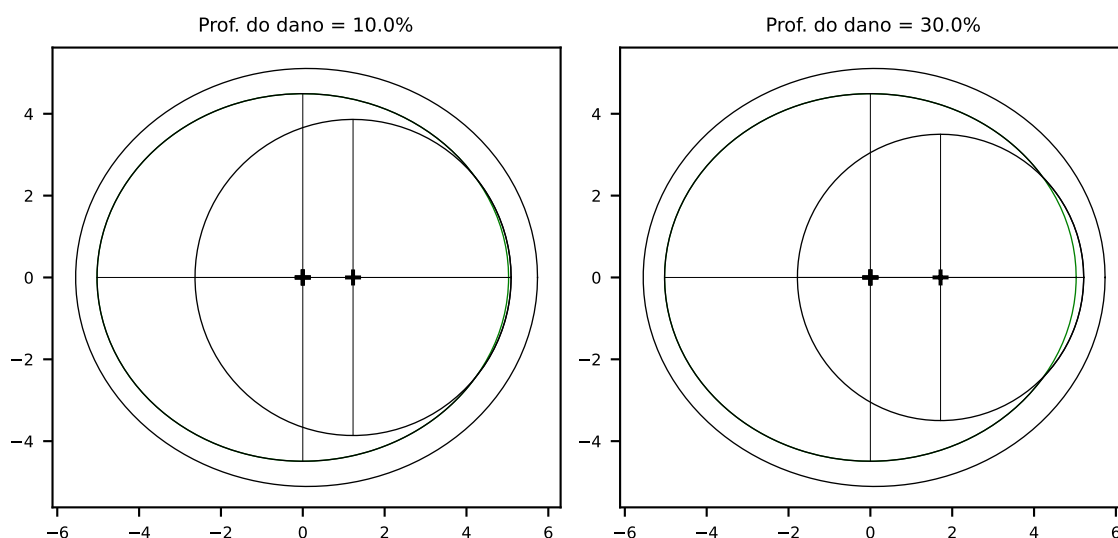
Nos casos analisados nesta seção, os mesmos nove tubos dos estudos da seção anterior são adotados, com ovalização e excentricidade API posicionadas a 0 grau. A partir disso, canaletas resultantes de desgaste por *tool joint* são inseridas sistematicamente com o intuito de verificar o impacto na perda de resistência. Inicialmente, adotam-se variações nos parâmetros para um canaleta única no tubo, como profundidade, raio de abertura e posição, de acordo com a ordem de grandeza que foi observada na literatura e nos estudos de caso com dados de inspeção ultrassom. Em seguida, investiga-se o efeito de múltiplas canaletas na resistência residual ao colapso. Um dos objetivos é verificar como esse dano afeta a resistência do tubo em relação à consideração do dano uniforme, ou seja, reduzindo a espessura do tubo na mesma proporção do dano de maior profundidade.



### 4.3.1 Canaleta simples

O estudo do efeito da profundidade do dano é realizado conforme apresentado na Figura 4.11. O dano adotado é um círculo posicionado a 0 grau com abertura constante em 60°. A profundidade do dano é dada em termos percentuais da espessura original do tubo. Para manter essa abertura constante, o raio do círculo deve diminuir quando a profundidade do dano aumenta.

Figura 4.11 – Esquema de seções transversais com variação de profundidade de canaleta (ovalização e excentricidade com intensidades exageradas para facilitar visualização).

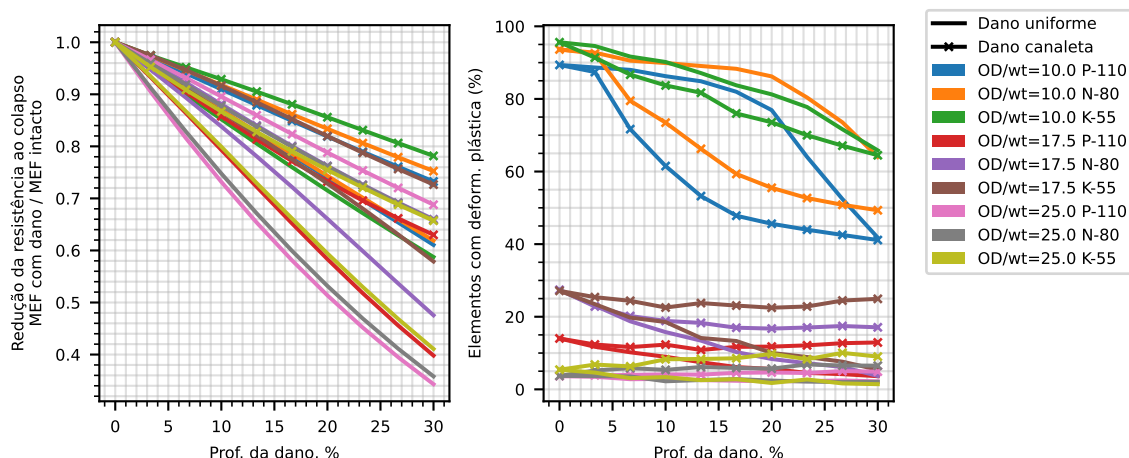


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

No gráfico da esquerda da Figura 4.12, a perda de resistência é verificada pela razão entre a resistência do tubo com dano em relação à resistência do tubo intacto. Nota-se que a consideração do dano uniforme se mostra muito conservadora, reduzindo drasticamente a resistência. Por outro lado, o dano no formato de canaleta mostra que as perdas de resistência variam em função de propriedades do tubo original, como a razão OD/wt e o grau de aço do tubo. Em geral, essa perda possui uma tendência linear e converge com os resultados de muitos outros trabalhos da literatura (KURIYAMA et al., 1992; TEIGLAND et al., 2021; LIN et al., 2016; LIN et al., 2020). Conforme já constatado por Teigland et al. (2022), razões OD/wt diferentes podem levar a efeitos distintos em relação a uma mesma profundidade de dano. Por exemplo, o caso da profundidade de dano de 10%, para a qual as perdas ficam no intervalo aproximado entre 0,93 e 0,85 da resistência do tubo intacto. Esse intervalo aumenta à medida que a profundidade do dano aumenta.

O gráfico à direita na Figura 4.12 mostra o percentual de elementos com deformação plástica na seção transversal no momento da falha. Nas linhas representativas de dano uniforme, percebe-se sempre uma tendência de queda, uma vez que o regime de falha tende a ser o elástico quando o tubo diminui uniformemente sua espessura de parede. Já o dano no formato canaleta apresenta o comportamento variado, com tendência de queda em tubos com OD/wt=10,0, mas

Figura 4.12 – Efeito da profundidade do dano em nove tubos.

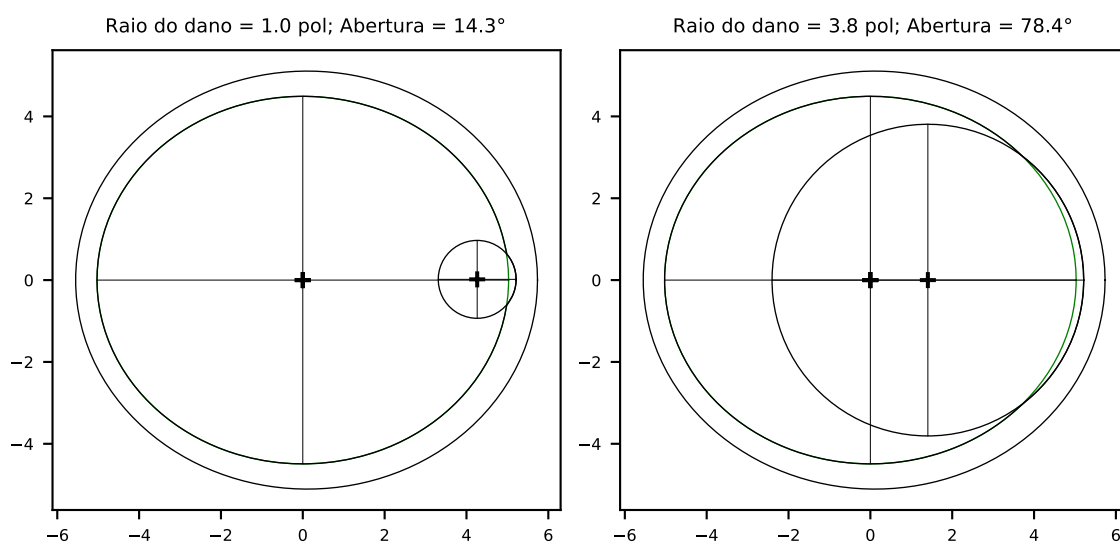


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

com uma aparente mudança de tendência para aumento de elementos com deformação plástica em tubos de espessura de parede menor.

O estudo seguinte consiste na avaliação do comportamento resistência residual ao colapso em função da abertura do dano, dada pela variação do raio do círculo de dano. A Figura 4.13 ilustra o tipo de variação de parâmetro aplicado. A profundidade do dano é mantida constante em 10%, assim como a posição em 0 grau.

Figura 4.13 – Esquema de seções transversais com variação da abertura da canaleta (ovalização e excêntrica com intensidades exageradas para facilitar visualização).

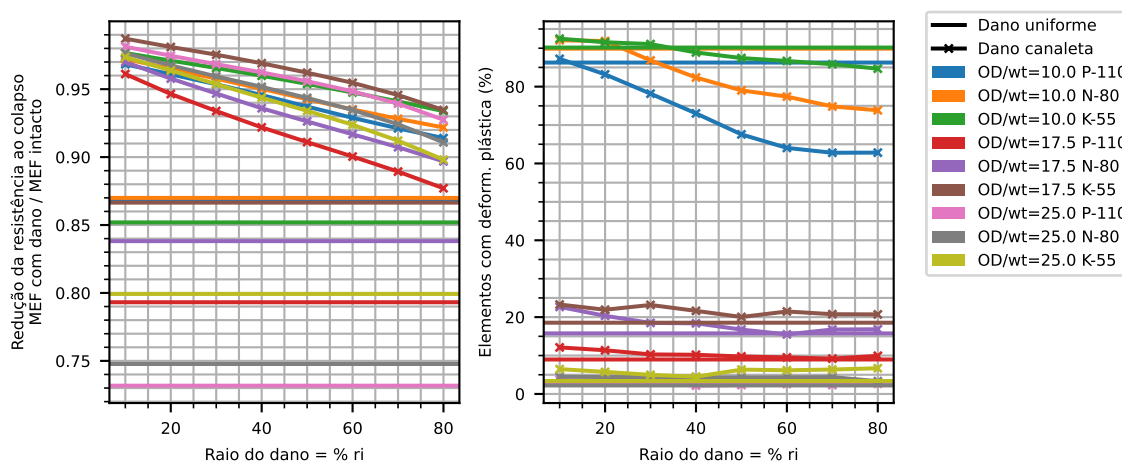


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

No gráfico à esquerda da Figura 4.14 nota-se novamente que tanto a abertura como propriedades originais do tubo intacto podem levar a perdas de resistência variadas, como a razão OD/wt e o grau do aço. Essas variações de resistência podem ser significativas em análises crite-

riosas de projeto. Em situações de perfuração, o desgaste da *tool joint* na parede interna do tubo pode ser influenciado pela vibração da coluna, fazendo com que a abertura seja consideravelmente maior do que a esperada. É importante destacar que essa variação não é considerada no modelo de Kuriyama et al. (1992) e em modelos baseados nele. Tais trabalhos partem da simplificação de considerar a canaleta por meio de uma maior excentricidade das superfícies interna e externa do tubo, o que torna a abertura sempre muito grande, podendo ser uma penalização muito alta. O modelo de Moreira Junior et al. (2015) também não considera a abertura da canaleta como parâmetro de entrada, porém a relação exponencial com a profundidade da canaleta é capaz de melhor captar o aumento da abertura com profundidades maiores. Analisando o gráfico à direita da mesma figura, verifica-se o percentual de elementos com deformação plástica no momento do colapso da seção transversal. Observa-se uma clara tendência de redução desse percentual em tubos espessos, o que indica uma tendência ao colapso elástico. Em tubos mais finos, o comportamento se mantém com um baixo percentual de elementos com deformação plástica.

Figura 4.14 – Efeito da abertura do dano em nove tubos.

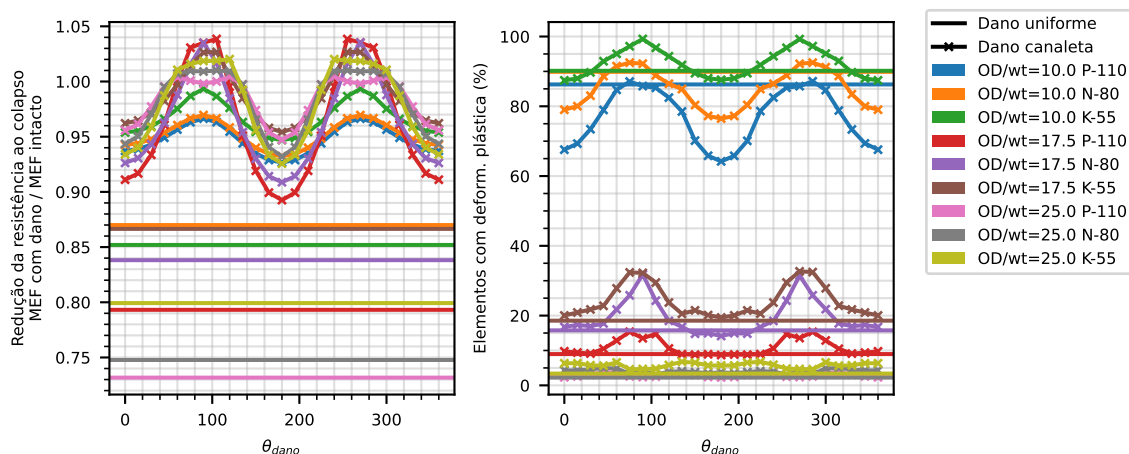


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Analisa-se, ainda, o efeito da variação da posição da canaleta  $\theta_{damo}$  na seção transversal. Mantêm-se fixas a profundidade de canaleta, igual à 10% da espessura de parede nominal, e a abertura do dano, referente a um círculo de raio igual a 50% do raio interno. A Figura 4.15 apresenta os resultados no mesmo padrão dos resultados anteriores, com redução de resistência à esquerda e o percentual de elementos com deformação plástica no momento do colapso à direita. Nota-se uma simetria das respostas em torno dos 180°, conforme esperado. Os tubos apresentam um ganho de resistência até os 90°, e curiosamente alguns deles chegam a ultrapassar a resistência do tubo intacto, correspondente ao valor unitário no eixo vertical. Somente os tubos com OD/wt igual a 10 não ultrapassam.

Buscando compreender o ganho de resistência com a inserção do dano, tem-se a Figura 4.16 que compara os resultados do tubo P-110 e OD/wt igual a 17,5, sem e com dano, à

Figura 4.15 – Efeito da posição de um dano consumindo 10% da espessura de parede em nove tubos.

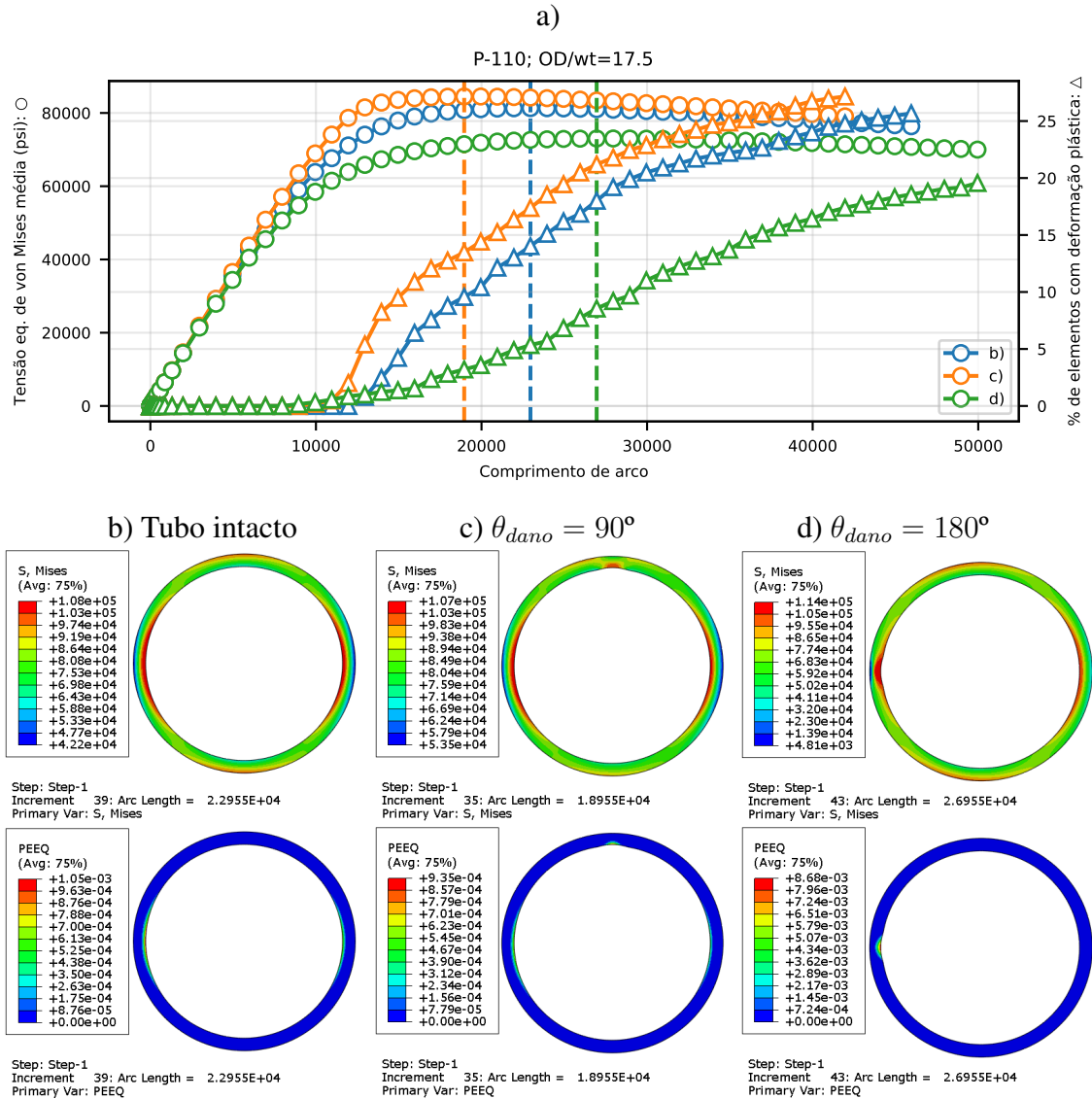


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

90° e à 180°. Observa-se que o tubo intacto, b), possui um comportamento intermediário em relação aos dois casos de tubo danificado, c) e d). No caso de  $\theta_{dano} = 90^\circ$ , desenvolve-se um maior percentual de elementos com deformação plástica. O dano parece aliviar tensões na parede externa da seção à 90°, fazendo com que os maiores níveis voltem-se para a parede interna. Conforme mencionado por Netto et al. (2007), quando o defeito está posicionado à 90° das fibras mais comprimidas, há uma interação entre o defeito e a ovalização, onde um modo de colapso pode prevalecer em relação ao outro. Isso faz com que a trajetória de equilíbrio seja outra, podendo inclusive levar a um caso de carga crítica maior em relação ao tubo sem dano. Esse exemplo reforça a complexidade da modelagem do colapso de tubos danificados, para os quais configurações iniciais diferentes podem levar a respostas não triviais. Instabilidades locais podem estar presentes em certas situações e simplificações na modelagem podem escondê-las. No caso de  $\theta_{dano} = 180^\circ$ , o dano parece contribuir ainda mais para tensões subindo rapidamente a 180°. Isso faz com que o elemento chegue mais cedo ao ponto instável, reduzindo a resistência residual.

Assim, é interessante ressaltar que alguns casos possuem uma considerável variação de resistência somente devido à posição da canaleta. Nos casos mais críticos essa variação máxima pode ser próxima à 15%, ou seja, variar posição do dano 90° pode causar uma diferença de até 1888 psi de resistência residual do tubo. Uma conclusão similar também é obtida em Netto et al. (2007) que reforça que outras características de defeitos em tubos podem ter maior influência do que a profundidade do dano em certas situações. Possivelmente essa magnitude deve ser menor quando as intensidades de ovalização e excentricidade da seção transversal forem menores do que os valores API, o que é esperado diante dos processos de manufatura de tubos mais modernos.

Figura 4.16 – Comparação entre modelagens de tubos com canaletas em posições variadas, a) curvas de tensões equivalentes de von Mises médias dos elementos finitos e percentual de elementos finitos com deformação plástica vs. comprimento de arco; b) tubo intacto; c) tubo com canaleta a 90°; d) tubo com canaleta a 180°.



### 4.3.2 Múltiplas canaletas

O estudo apresentado aqui mostra como a inserção de danos múltiplos amplifica a variação da resistência residual ao colapso. Na subseção anterior, foi possível concluir que não somente a profundidade do dano  $\delta$  pode ser relevante na redução de resistência, mas também a abertura (ou o raio do dano  $r_\delta$ ) e a posição do dano ( $\theta_\delta$ ), bem como a razão OD/wt, o grau do aço e a configuração inicial de ovalização e excentricidade. Nesta seção, a estratégia utilizada para avaliar o efeito de múltiplos danos  $n_\delta$ , se baseou em gerar seções transversais danificadas com configurações aleatórias, utilizando a distribuição uniforme para balancear as análises. O objetivo é identificar as tendências em função de parâmetros possivelmente protagonistas como

profundidade máxima de dano, área total desgastada e quantidade de danos.

A Tabela 4.1 apresenta os parâmetros utilizados para geração de geometrias de tubos virtuais com múltiplos danos representativos de desgaste de *tool joint*. Foi imposta uma restrição de área danificada total máxima de 0,35 m<sup>2</sup>. O diâmetro externo (OD), a ovalização (ov) e a excentricidade (ecc) são mantidos constantes. Os demais parâmetros variam como uma distribuição uniforme com a função *uniform*, para números reais, e *randint*, para números inteiros, do módulo *numpy.random*. Ao todo foram 1000 seções transversais geradas e simuladas considerando o grau de aço P-110. O objetivo é apresentar visualmente um espectro de resultados do comportamento da resistência residual em relação a parâmetros que sintetizem a condição do tubo danificado, como a maior profundidade de desgaste e a área total desgastada.

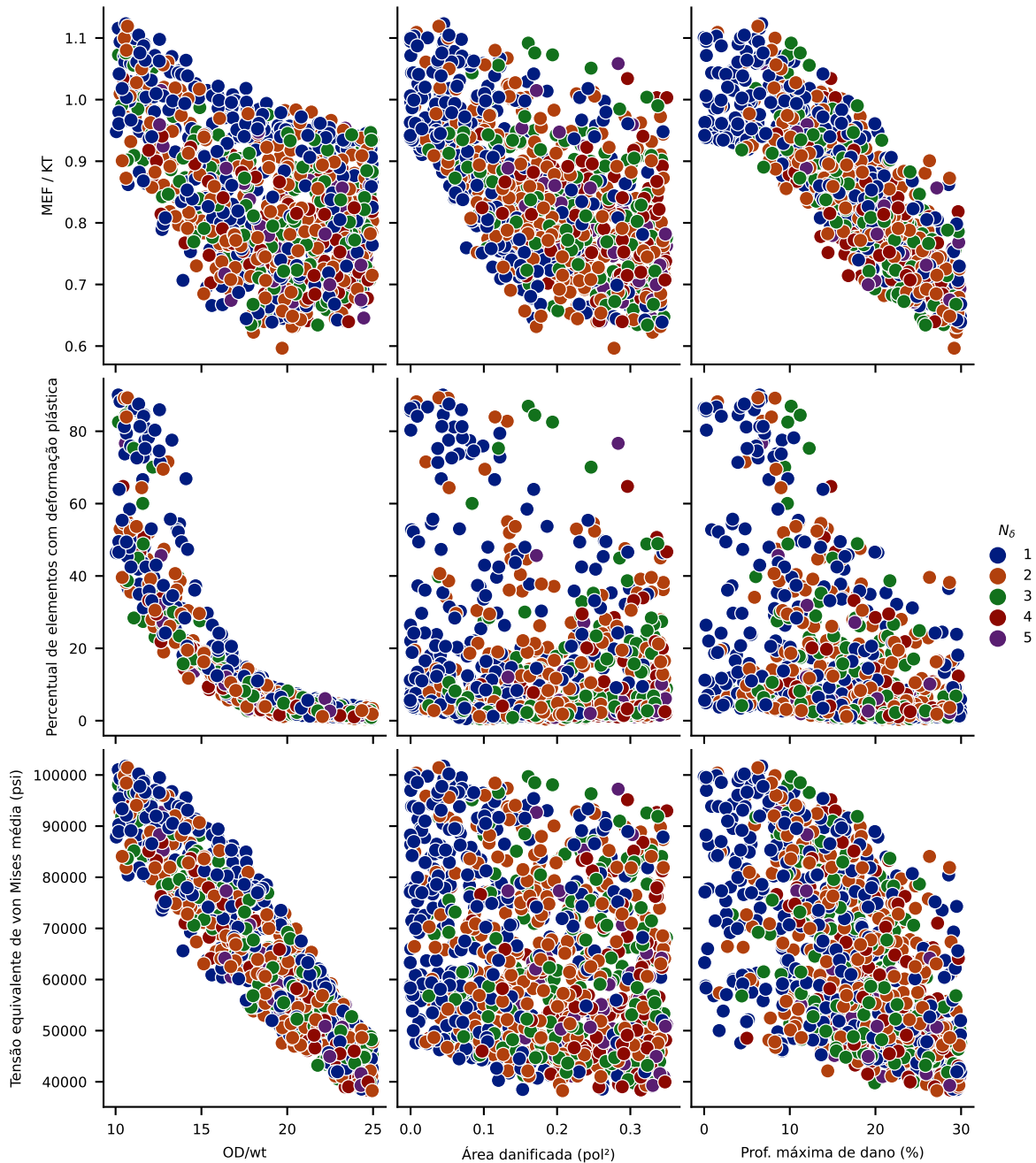
Tabela 4.1 – Definição de aleatoriedade dos parâmetros usados na geração de seções transversais para estudo de resistência residual ao colapso de tubos com múltiplos danos.

Parâmetro	Distribuição
OD (pol)	10,75
OD/wt	<i>uniform</i> (10; 25)
ov (%)	0,217
ecc (%)	3,924
$n_{\delta}$	<i>randint</i> (1; 6)
$\delta_{\%}$	<i>uniform</i> (0; 30)
$r_{\delta}$ (pol)	$r_i \times \text{uniform}(0,2; 0,8)$
$\theta_{\delta}$ (rad)	<i>uniform</i> (0; $2\pi$ )

A Figura 4.17 é capaz de fornecer uma visão da dispersão das respostas em função desses parâmetros. Notam-se perdas de resistência ao colapso maiores e maior dispersão dos resultados (maior incerteza) com o aumento da esbeltez da seção transversal (tubos de parede fina). Tubos espessos tendem a perder menos resistência do que tubos finos. Como esperado, o aumento da área desgastada e do desgaste máximo levam a uma tendência de perda de resistência ao colapso. Porém, nota-se que há um intervalo considerável de incerteza na estimativa se somente um dos dois parâmetros for utilizado, sendo essa incerteza menor para o desgaste máximo. Por exemplo, casos de 10 % de desgaste máximo variam com perdas entre 0,8KT a 1,05KT.

Ainda observando a Figura 4.17, verifica-se que a maior parte das estimativas levou a condições de falha com um percentual de elementos com deformação plástica baixo. A tensão equivalente de von Mises média se mostra mais bem distribuída. Nota-se uma redução não linear na quantidade de elementos com deformação plástica em relação à razão OD/wt, enquanto que a relação é linear com a tensão equivalente de von Mises média. Os parâmetros analisados não conseguem distinguir comportamentos característicos em função da quantidade de danos na seção transversal. Por exemplo, seções com danos únicos, em azul, apesar de estarem mais concentradas na zona superior do gráfico de resistência residual, sugerindo perdas menores em relação aos casos com mais de um dano, ainda apresentam pontos em menor concentração

Figura 4.17 – Resultados das análises com inserção de múltiplos danos em seções transversais de tubos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

na parte inferior, de maiores perdas. Percebe-se assim a dificuldade em definir uma equação analítica com maior acurácia considerando somente os parâmetros em pauta. Trabalhos futuros podem ser desenvolvidos com esse objetivo, onde considerar mais parâmetros relacionados aos múltiplos danos, como profundidades, posições e aberturas de cada, devem ajudar na obtenção de estimativas mais precisas.

## 4.4 Análise paramétrica de tubos corroídos

Diante da revisão de literatura realizada, observou-se que a corrosão em tubos de aço carbono de poços de petróleo pode ser uniforme ou localizada na superfície exposta do elemento. O que vai influenciar o processo depende da liga metálica aplicada e do ambiente corrosivo. Essa discussão é realizada com mais detalhes na seção 2.5. Nesta seção, adotam-se configurações e parâmetros com intensidades possíveis diante dos estudos realizados. Busca-se comparar os resultados quando se considera a corrosão localizada com pites em relação à corrosão uniforme. Sabe-se que, nas metodologias usuais de projeto, a indústria costuma considerar a corrosão uniforme para penalizar a resistência dos tubos. Contudo, essa simplificação pode ser muito severa quando sabe-se que o elemento tende a sofrer corrosão localizada. Os resultados apresentados aqui buscam mostrar uma análise qualitativa comparando as duas formas de corrosão.

A modelagem bidimensional é adotada para simplificar a análise. Assim, os pites são considerados como infinitas ranhuras em toda extensão do tubo. Entretanto, a distribuição 3-D dos pites na superfície do tubo não pode ser considerada e instabilidades locais associadas podem não ser captadas. Os estudos encontrados na literatura mostram que pites longos tendem a penalizar mais a resistência do que pites curtos (NETTO et al., 2007; SAKAKIBARA et al., 2008). Portanto, a abordagem 2-D pode ser considerada a favor da segurança.

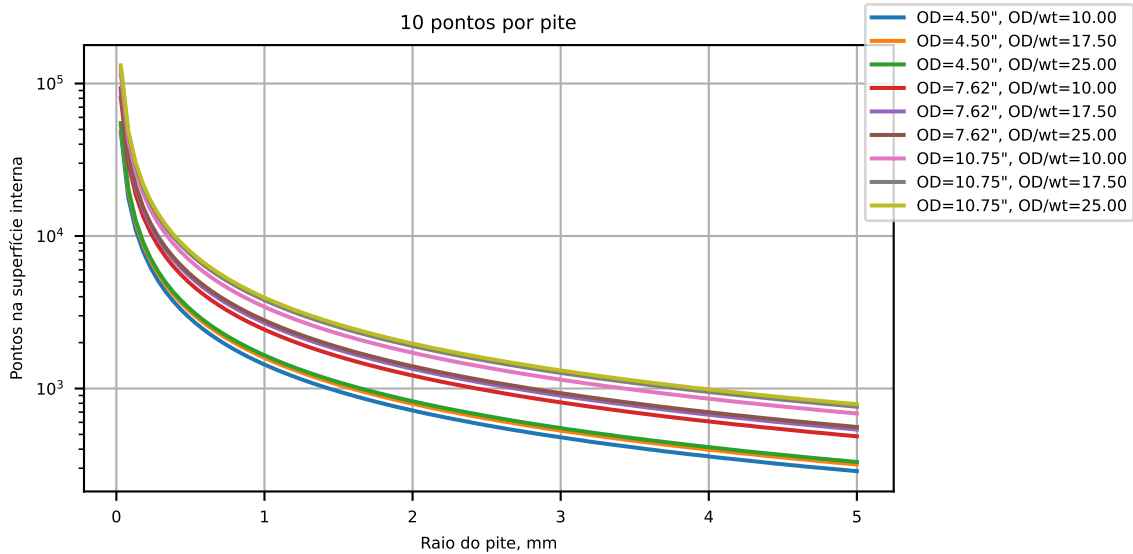
Adotam-se pites inseridos de forma uniformemente aleatória entre 0 e  $2\pi$ . Os raios dos pites são considerados iguais às profundidades dos pites, seguindo a tendência das observações realizadas por Guo et al. (2018).

Deve-se notar ainda que as geometrias dos danos por corrosão localizada por pite são consideravelmente menores do que as de desgaste por *tool joint*. É preciso atentar à capacidade da malha de elementos finitos captar esses pequenos pites. Inicialmente, mais pontos precisam ser inseridos na definição da geometria da parede interna do tubo, durante a geração do tubo virtual corroído. A Figura 4.18 apresenta o número aproximado de pontos necessários para captar os danos com pelo menos dez pontos por pite. Para esse resultado, os pontos são igualmente espaçados na parede interna, considerada como um círculo perfeito. Nove geometrias de tubos são consideradas, visando representar tubos de revestimento produtor e COP/COI que estão mais suscetíveis à corrosão de parede interna devido à ataque químico. O tubo de maior comprimento de parede ( $OD = 10,75''$  e  $OD/wt = 25,0$ ) é o que mais precisa de pontos para definir pites com a resolução de dez pontos. Tubos de menores  $OD$  e  $OD/wt$  demandam uma menor discretização para captar pites menores, dada a menor superfície da parede interna.

Na Figura 4.19 faz-se uma análise para o tubo de maior superfície da parede interna do estudo do parágrafo anterior. Apresenta-se como a resolução de pontos no pite impacta o número de elementos igualmente espaçados na superfície interna. Nota-se que uma quantidade muito alta de pontos é necessária para captar pites menores do que 0,6 mm. Assim, estabeleceu-se que 10000 pontos seriam usados para geração da geometria dos tubos.

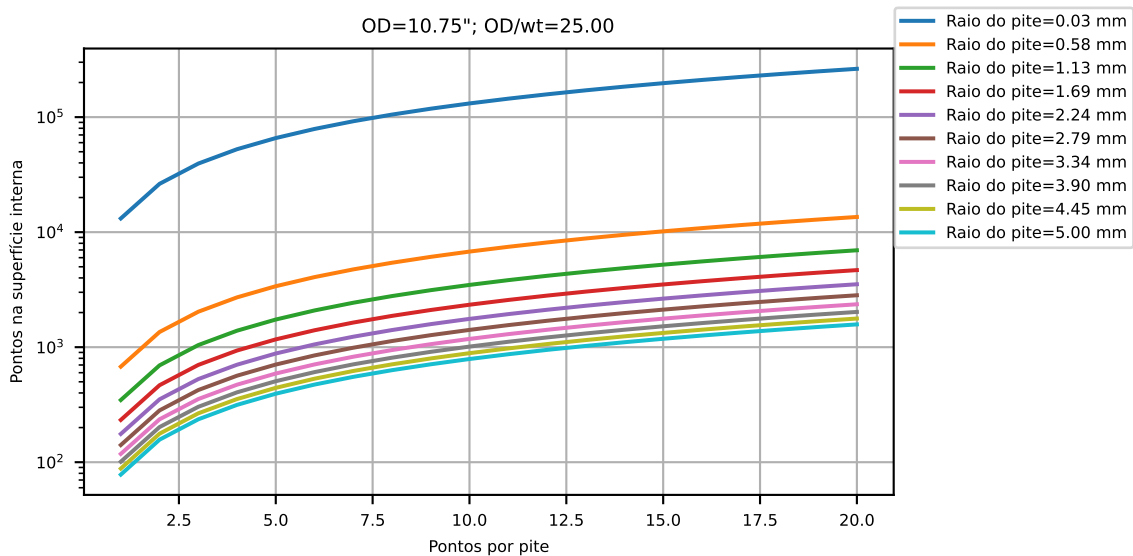


Figura 4.18 – Número de pontos necessários para definir a parede interna de geometrias de tubos usuais para revestimento produtor e COP/COI com pelo menos dez pontos por pite.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Figura 4.19 – Número de pontos necessários para definir a parede interna do tubo com pelo menos dez pontos por pite.

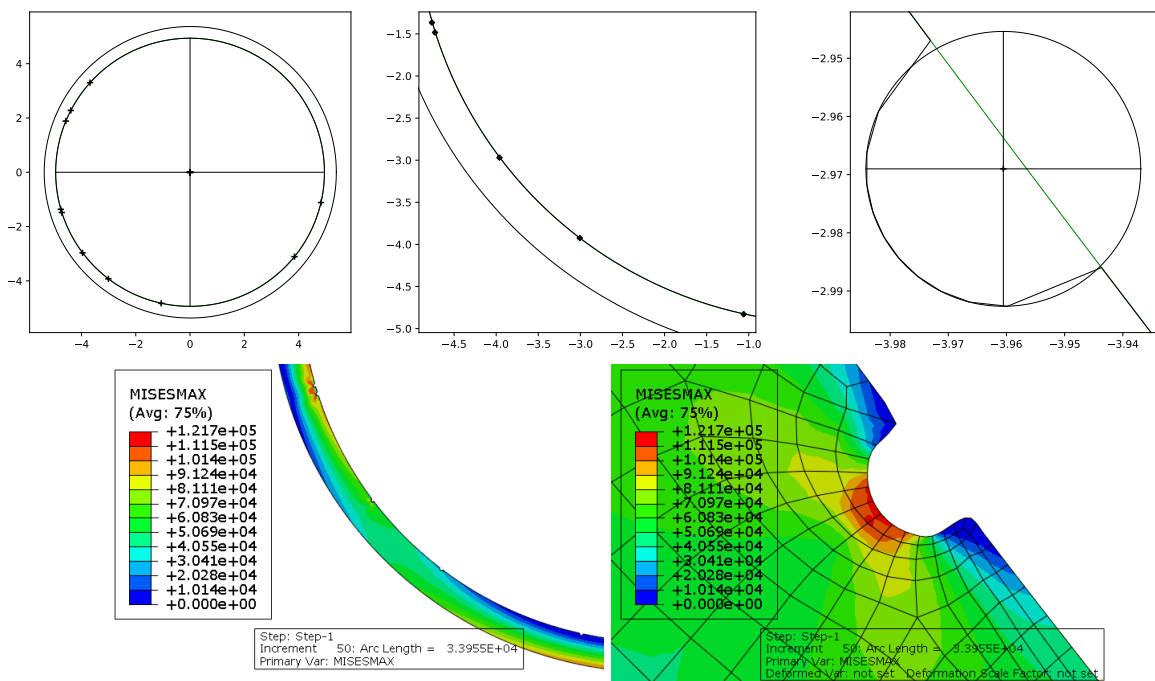


Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Visando melhor captar os pequenos pites na malha aumentou-se a discretização para 20 elementos radiais ao longo da espessura do tubo. Além disso, alteraram-se os parâmetros *deviationFactor* (fator de desvio) e *minSizeFactor* (fator de tamanho mínimo) da função *seedPartInstance* do algoritmo de geração de malha do Abaqus (SMITH, 2009), de 0, 1 para 0, 5, e de 0, 1 para 0, 05, respectivamente, a fim de permitir uma maior curvatura das arestas dos elementos finitos. A Figura 4.20 mostra em detalhe a geometria e a malha deformada do tubo de maior comprimento de parede interna com dez pites de profundidade 0,6 mm, posicionados

aleatoriamente. Ao aproximar a visualização na região de um dos pites, verifica-se que a malha de elementos finitos está representando-o adequadamente. Os demais tubos e pites devem possuir sempre melhor resolução do que essa, pois as paredes internas devem ter superfície menores e os pites serão sempre considerados maiores do que esse caso. Destaca-se também que esses pites muito pequenos não devem impactar consideravelmente a resistência residual do tubo, apesar de haver concentração de tensão, a região afetada é muito pequena.

Figura 4.20 – Detalhamento da geometria e da malha de um modelo de tubo corroído por pites, aproximando a visualização para a região de um pite.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

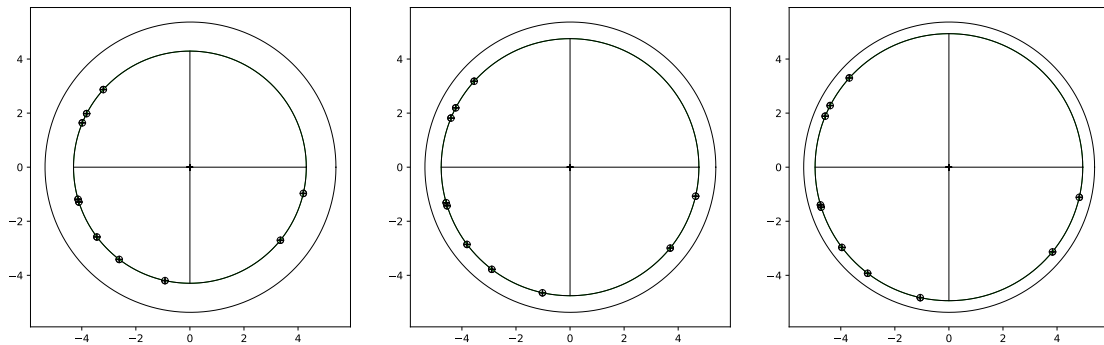
Trabalhos futuros podem ser realizados visando otimizar a geração da malha de elementos finitos, aumentando-se o refinamento somente nas regiões de próximas dos pites. Isso deve reduzir o tempo computacional das simulações, viabilizando estudos mais avançados sobre o assunto.

#### 4.4.1 Efeito da profundidade de corrosão

Avaliou-se o efeito de uma crescente profundidade de corrosão uniforme e localizada em relação à resistência residual ao colapso e ao percentual de elementos com deformação plástica no momento da falha. Adotam-se dez pites posicionados aleatoriamente em três seções transversais de razões  $OD/wt$  variadas. As posições aleatórias são mantidas as mesmas em todos os casos, conforme exemplo apresentado na Figura 4.21.

Na Figura 4.22 observa-se a tendência de redução da resistência bem mais pronunciada para a corrosão uniforme. Há uma variação considerável de perda de resistência em função da configuração inicial do tubo, a depender da razão  $OD/wt$  e do grau do aço. Tubos espessos

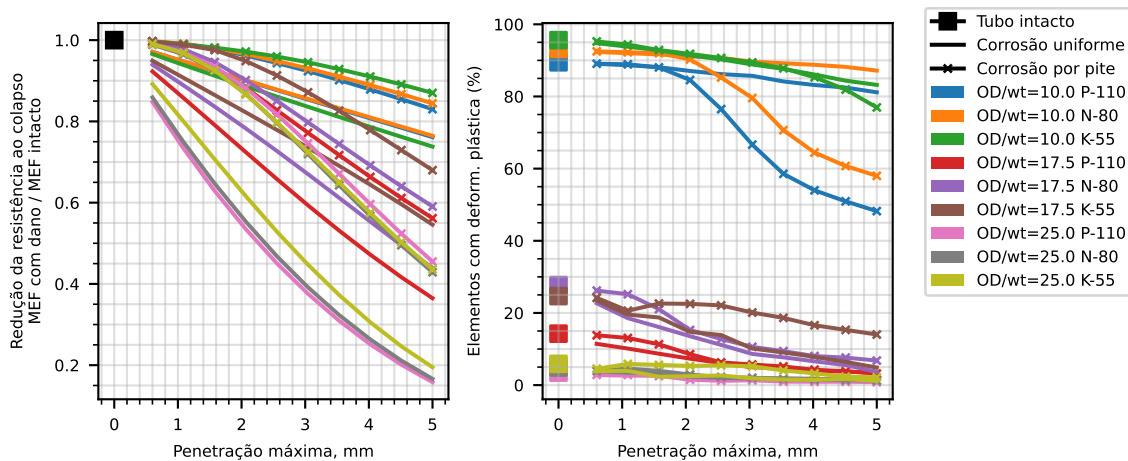
Figura 4.21 – Exemplos de geometrias com dez pites posicionados aleatoriamente na seção transversal.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

apresentam perdas menores e tubos finos tendem a perder resistência mais rapidamente. Em comparação com os resultados apresentados anteriormente na Figura 4.12, nota-se que a tendência de redução linear muda para uma tendência de queda mais acentuada com o aumento da penetração máxima. Isso ocorre pois existem mais danos na parede interna e também os danos possuem larguras cada vez maiores com o aumento da penetração máxima. Assim, a área removida aumenta com maior velocidade e a penalização da resistência se agrava na mesma proporção.

Figura 4.22 – Efeito da profundidade de corrosão uniforme e localizada com dez pites na resistência residual e no percentual de elementos com deformação plástica no momento da falha.



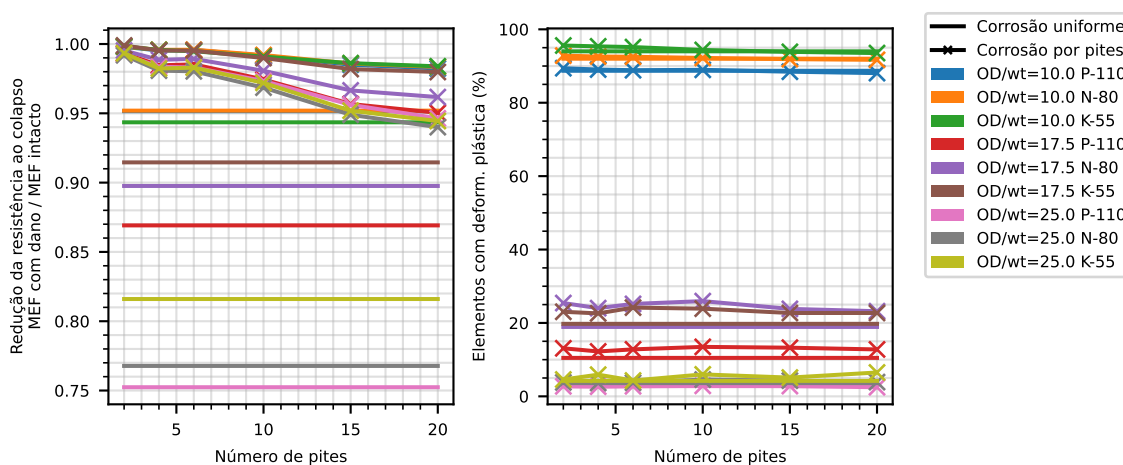
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Destaca-se que, nos modelos de corrosão localizada, há uma tendência de queda do percentual de elementos com deformação plástica que varia com a esbeltez da seção transversal do tubo. Depois de determinado valor de penetração máxima dos pites, tubos espessos com corrosão localizada reduzem com maior velocidade o percentual de elementos com deformação plástica no momento da falha. Por outro lado, na corrosão uniforme a tendência é de uma queda constante, como esperado.

#### 4.4.2 Efeito do número de pites

A Figura 4.23 apresenta o efeito do aumento do número de pites na resistência residual e no percentual de elementos com deformação plástica no momento da falha por colapso. Adotam-se pites de 1 mm de profundidade para esse estudo. É possível verificar que as resistências residuais no caso da corrosão localizada se mostram bem maiores do que no caso da corrosão uniforme, mesmo com vinte pites inseridos. Em algum momento deve se esperar que essas resistências se igualem, contudo deve ser necessário um número muito alto de pites para que isso ocorra.

Figura 4.23 – Efeito do número de pites em relação à resistência residual e à tensão máxima de von Mises no momento da falha.



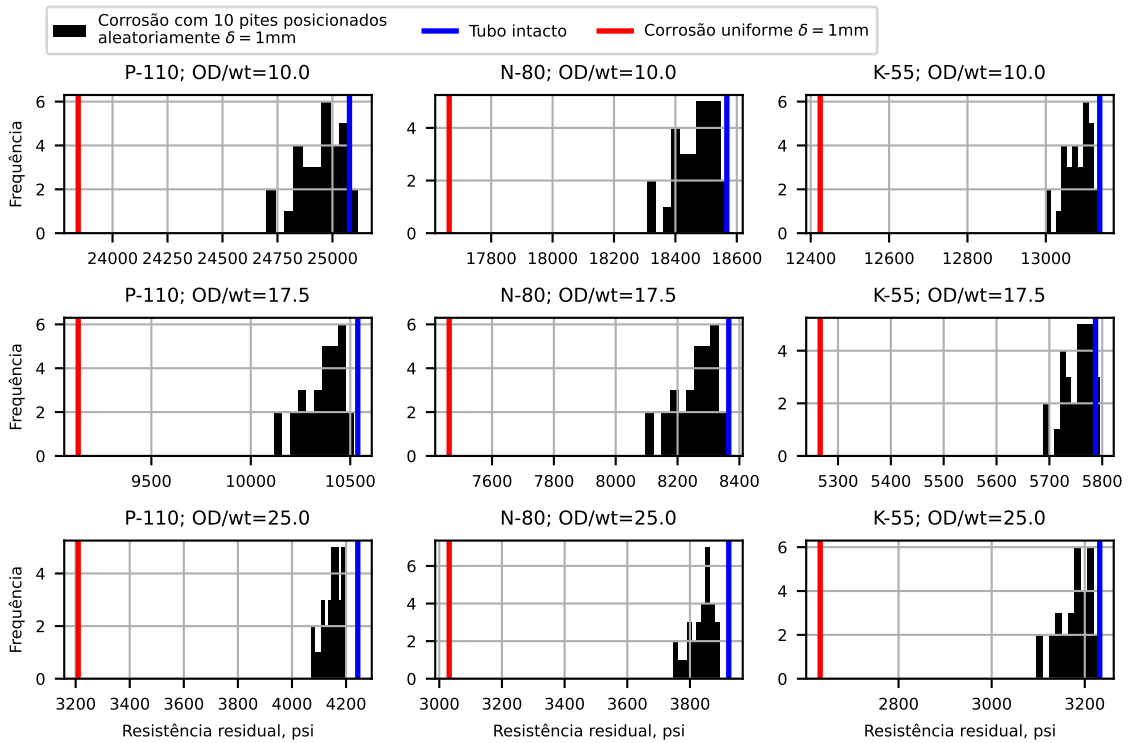
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

#### 4.4.3 Efeito da aleatoriedade da distribuição de pites

Por fim, verifica-se o efeito que a distribuição das posições de pites na seção transversal causa na resistência residual. A Figura 4.24 apresenta os resultados de 30 amostras de posições aleatórias para tubos de razão OD/wt e graus de aço diferentes, mas com o OD fixo em 10,75". Duas linhas verticais são traçadas em cada gráfico, uma que demarca a resistência do tubo intacto e outra com o valor da resistência residual considerando a corrosão uniforme. Os histogramas facilitam a visão das resistências residuais quando a corrosão localizada com posições aleatórias é considerada. Notam-se dez pites com 1mm de profundidade levam a resistências residuais consideravelmente maiores do que a corrosão uniforme e, em alguns poucos casos, até maiores do que o tubo intacto. Esse resultado pode ser justificado da mesma maneira de quando se avaliou o efeito da posição de uma canaleta de desgaste de *tool joint* na seção 4.3, ou seja, existem configurações geométricas em que a trajetória de equilíbrio da solução encontrada segue diferente da trajetória do tubo intacto, podendo levar a resistências maiores.

De maneira geral, pode-se concluir que a corrosão uniforme tende a penalizar bem mais a resistência para a mesma profundidade do dano localizado. Além disso, como os pites devem

Figura 4.24 – Efeito das posições aleatórias que dez pites de 1mm de profundidade da corrosão podem causar na resistência residual de tubo de 10,75" de OD, em comparação à resistência do tubo intacto e do tubo corroído de maneira uniforme com a mesma profundidade.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

ocorrer de forma aleatória na seção transversal, o intervalo de resultados para as resistências residuais pode ser significativamente grande. Assim, análises de confiabilidade estrutural podem ajudar em aplicações que busquem agregar maior conhecimento do colapso nessas situações específicas.

# 5 RESISTÊNCIA RESIDUAL A PARTIR DE DADOS DE INSPEÇÃO E ANÁLISE PROBABILÍSTICA

Apresenta-se neste capítulo a integração dos dados de inspeção de tubos danificados com a modelagem numérica. Para isso, tem-se como pré-requisito as metodologias descritas nos capítulos anteriores. Em seguida, aplica-se a abordagem probabilística que permite considerar as incertezas associadas aos dados de entrada. Para tanto, realiza-se uma integração entre a modelagem via MEF e o Método de Confiabilidade de Primeira Ordem (*First Order Reliability Method*, FORM). O resultado obtido é a probabilidade de falha do problema, bem como a influência de cada parâmetro nesse resultado.

Estudos de casos com dados de campo são desenvolvidos visando mostrar pontos positivos e limitações. Desenvolve-se, também, uma discussão sobre o potencial da estratégia em relação a outras observadas na literatura e na indústria. A solução proposta pode ser aplicada tanto na fase de projeto como na avaliação de segurança de operações. Um melhor ajuste nas estimativas de projeto deve trazer impactos nos estudos de viabilidade da construção do poço. Já na operação, a integração com um *digital twin* deve permitir uma modelagem mais acurada da condição real do sistema estrutural.

## 5.1 Resistência residual baseada em perfil ultrassônico

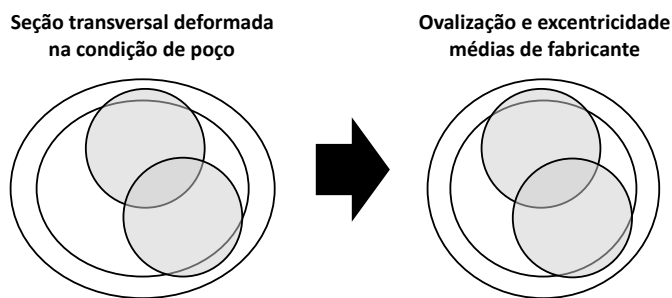
A estratégia adotada para estimar a resistência residual ao colapso consiste inicialmente em aplicar a metodologia de identificação e caracterização de danos apresentada no Capítulo 3. Em seguida, é necessário adotar uma geometria representativa para a modelagem em elementos finitos. Para fins de comparação, os resultados das simulações são apresentados em conjunto com os resultados de outras equações de resistência residual ao colapso da literatura.

### 5.1.1 Geometria de tubos danificados - tubo virtual equivalente

Os dados de inspeção da seção transversal do tubo refletem a condição no poço de pressão, temperatura e conformação no espaço disponível. Assim, a geometria inspecionada representa uma situação do elemento deformado. Simular a resistência residual diretamente com essa geometria pode resultar em um valor penalizado, caso a pressão externa seja maior que a pressão interna no momento da inspeção. Pode-se ter ainda um resultado de resistência superestimado, caso a pressão interna seja maior do que a pressão externa no momento da medição. Adota-

se a geometria inicial conforme projeto, aplicando valores nominais de diâmetro externo  $OD$ , espessura de parede  $wt$ , tensão de escoamento  $f_{ymn}$  e tensão última  $f_{umn}$ . Valores médios são adotados para ovalização  $ov$  e excentricidade  $ecc$ , conforme estudo histórico em amostras de fabricantes da API/TR 5C3 (2008). A Figura 5.1 ilustra essa estratégia. Esses parâmetros podem ainda ser atualizados para valores mais representativos de fabricantes específicos, caso a informação esteja disponível.

Figura 5.1 – Utiliza-se a geometria da seção transversal do tubo não deformada para a simulação MEF.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Desgaste, corrosão e a posição do raio interno máximo da parede interna teórica são considerados a partir dos resultados obtidos pela metodologia de identificação de danos discutida no Capítulo 3. A posição do raio interno máximo é definida igual ao parâmetro  $\alpha$  da equação da elipse distorcida pré-dano (Equação 3.1). Para inserir o dano idealizado como um círculo, é necessário ter a intensidade e direção da profundidade máxima do dano, bem como o raio do círculo representativo do dano. Para isso, identificam-se os pontos de dano, por meio da aplicação da metodologia de quantificação de desgaste da elipse pré-dano. As medições com dano são agrupadas em conjuntos de pontos, adicionando ainda os pontos de tubo intacto imediatamente vizinhos aos conjuntos. Para cada conjunto de pontos de dano, calculam-se:

- A profundidade máxima do dano, dada pelo resíduo máximo observado no conjunto de pontos de dano;
- A direção da profundidade máxima do dano, dada pela direção média do conjunto de pontos de dano;
- O arco de abertura do dano, obtido subtraindo a posição do último ponto do primeiro ponto do conjunto de pontos. Esse arco é utilizado para se chegar ao raio do dano, utilizado na geometria do tubo indeformado.

É importante salientar que deve sempre haver um erro associado nesta estratégia proposta. Porém, como os pontos de geometria intacta imediatamente vizinhos são adicionados, espera-se que esse erro seja sempre a favor da segurança e, assim, a região danificada estimada será sempre maior do que a região danificada real.

### 5.1.2 Estudo de caso

Recupera-se o resultado do intervalo entre 3140 m e 3170 m do estudo de caso apresentado na seção 3.3 para avaliação. Adota-se o caso específico de seções transversais com 36 canais pares de leitura de raio interno, proporcionando uma resolução circunferencial de 10°. O intervalo de 30 m possui 195 seções inspecionadas. Assim, são 30 m inspecionados de uma coluna de revestimento com diâmetro externo de 9,625" e espessura de parede de 0,435". A coluna de revestimento é de aço de grau P-110.

A Tabela 5.1 apresenta os valores e as profundidades correspondentes aos danos mais profundos e de maior área removida. Observa-se que a seção de maior profundidade de dano máximo também é a de maior área danificada. Porém, os demais casos não possuem essa mesma correspondência, o que indica que múltiplos danos foram identificados e levam a uma maior área removida do que seções com um dano mais profundo.

Tabela 5.1 – Maiores profundidades de dano máximo e área danificada estimados pela estratégia da elipse pré-dano.

Prof. de dano máxima		Área danificada	
Prof., m	Valor, %	Prof., m	Valor, pol <sup>2</sup>
3153,46	11,51	3153,46	0,209
3163,82	10,73	3151,48	0,205
3151,48	8,99	3150,87	0,193
3150,87	8,20	3167,33	0,159
3163,98	8,08	3151,78	0,158

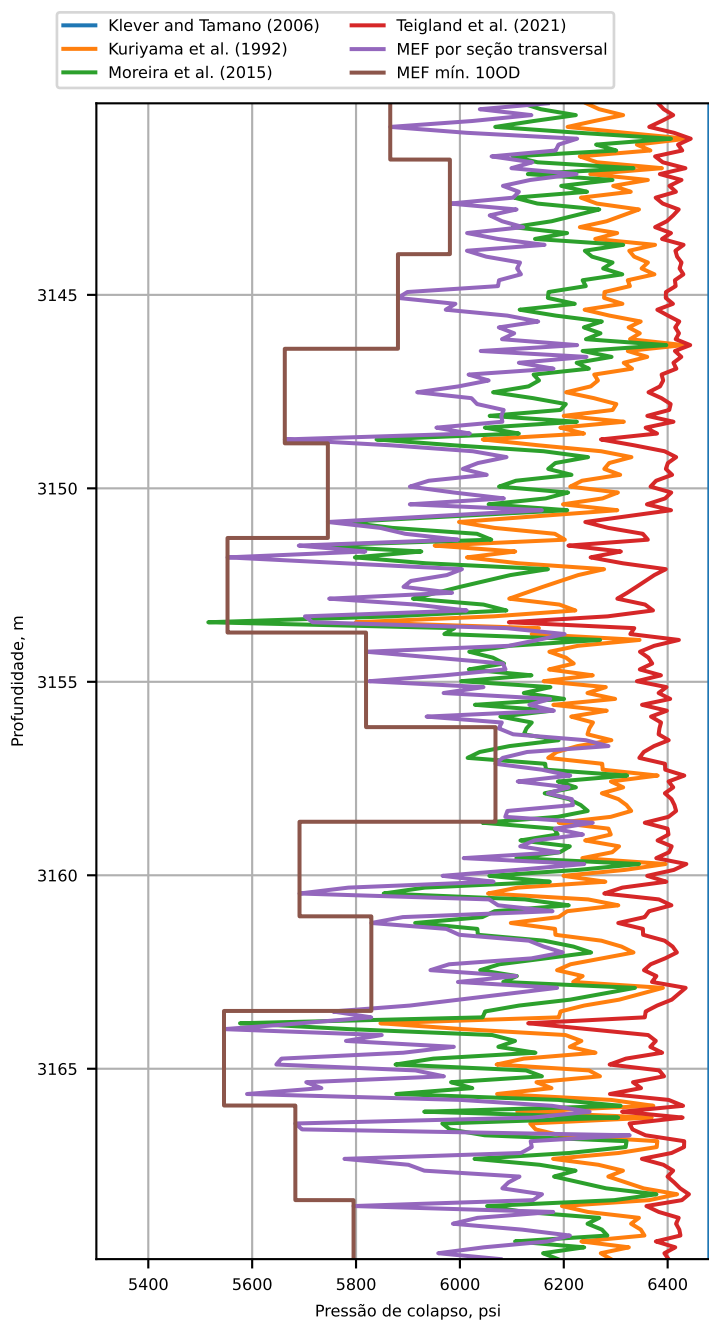
Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

A Figura 5.2 apresenta a estimativa de Klever e Tamano (2006) para o tubo sem danos e as resistências residuais para cada seção transversal inspecionada. Três equações da literatura e a estimativa MEF são avaliadas. Em todos os modelos, a ovalização e a excentricidade foram mantidas com intensidades médias de 0,217% e 3,924%, respectivamente, de acordo com a API/TR 5C3 (2008). Observa-se que as estimativas com a modelagem via MEF trazem respostas de menor resistência em relação aos modelos analíticos por estarem considerando múltiplas canaletas, o que induz uma maior penalização. A equação de Moreira Junior et al. (2015) apresenta a melhor correlação com MEF, enquanto que Kuriyama et al. (1992) e Teigland et al. (2021) fornecem valores mais altos de resistência residual. Para lidar com a informação de todo o intervalo, usualmente seleciona-se a perda crítica de resistência, assumindo-a para intervalos representativos. Essa abordagem pode contornar as incertezas inerentes ao processo de forma conservadora. No caso em estudo, a linha em marrom na figura sumariza os valores mínimos de resistência residual a cada 10OD (aproximadamente 2,5m).

A Tabela 5.2 apresenta as resistências residuais mínimas avaliadas usando as equações da literatura. Observa-se que a equação de Moreira Junior et al. (2015) é a que produz resultados mais conservadores, resultando em uma redução mais significativa na resistência ao



Figura 5.2 – Resistência residual avaliada com modelos da literatura e com a abordagem MEF.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

colapso. Em seguida, vem Kuriyama et al. (1992) e Teigland et al. (2021). A diferença máxima de estimativa de resistência residual entre os modelos analíticos em uma profundidade chega a 578 psi.

Finalmente, a Tabela 5.3 apresenta as resistências residuais mínimas obtidas usando a modelagem através do MEF proposta neste trabalho. Observa-se que as profundidades dos valores críticos não são as mesmas profundidades dos valores críticos de desgaste máximo. Isso indica que a profundidade de dano máxima na seção transversal não é o único parâmetro

Tabela 5.2 – Menores resistências residuais estimadas com as equações analíticas no intervalo.

Prof., m	Kuriyama et al. (1992), psi	Moreira Junior et al. (2015), psi	Teigland et al. (2021), psi
3153,46	5799,68	5515,48	6094,23
3163,82	5846,96	5576,53	6131,47
3151,48	5951,41	5714,16	6209,00
3150,87	5998,22	5777,08	6241,39
3163,98	6005,45	5786,87	6246,25

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

importante para estimar a resistência residual, conforme já discutido anteriormente. Outros parâmetros geométricos relacionados aos danos na seção transversal também podem influenciar os resultados, como o número de danos e a área total danificada.

Tabela 5.3 – Menores resistências residuais estimadas com a modelagem via MEF no intervalo.

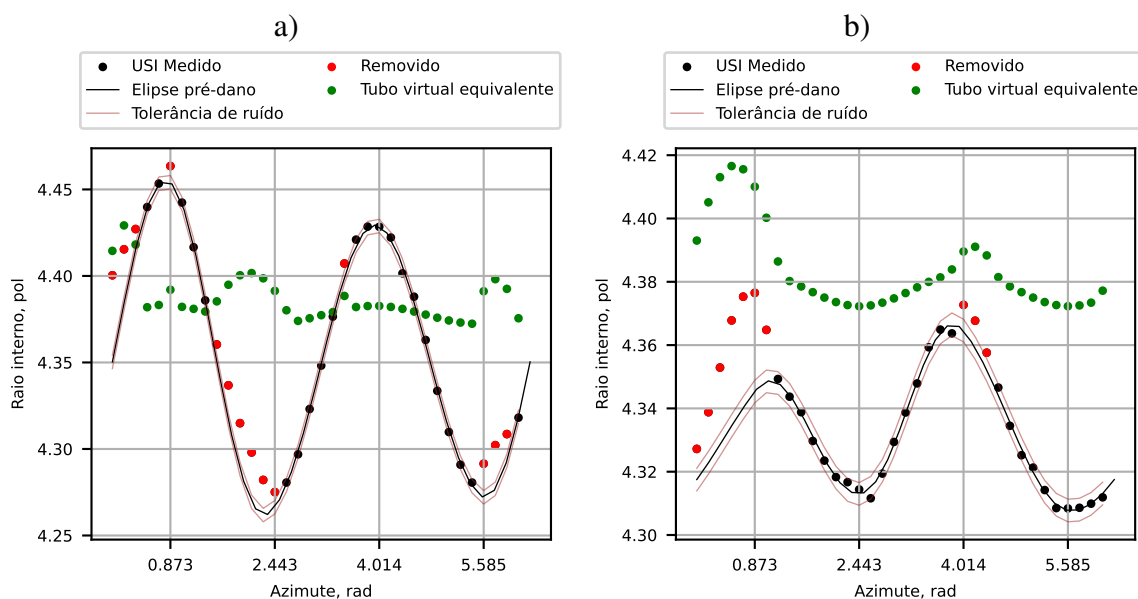
Prof., m	MEF, psi
3163,98	5545,77
3151,78	5552,54
3165,65	5590,07
3164,89	5646,49
3164,74	5656,33

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

As Figuras 5.3-a) e b) mostram a modelagem geométrica da superfície interna para as seções transversais com maiores profundidade máxima de dano e área danificada e menor resistência residual de acordo com a modelagem via MEF. Os pontos pretos representam medições da zona intacta do tubo, enquanto os pontos vermelhos são para os pontos de danos identificados. A linha preta representa a forma elíptica pré-dano alcançada pela estratégia adotada, enquanto a linha vermelha denota a tolerância para classificar os pontos como danos em vez de ruído. Os pontos verdes representam o tubo virtual equivalente aplicado na modelagem com o MEF, que é uma seção transversal com os danos identificados, mas com a ovalização e excentricidade do fabricante. A redução de ovalização é visualmente clara, onde se verifica que a seção transversal medida está severamente ovalizada no caso a) e um pouco menos no caso b), contudo ambas bem mais ovalizadas do que a ovalização média API.

Observa-se que a seção transversal com o dano mais profundo a 3153,46 m (Figura 5.3-a)) não aparece entre os cinco casos críticos de acordo com os resultados da modelagem via MEF (Tabela 5.3). No entanto, corresponde ao caso crítico de acordo com as equações (Tabela 5.2). Nota-se que os danos identificados no caso a) ficam posicionados mais próximos do raio interno mínimo, enquanto que os danos do caso b) estão mais próximos do raio máximo. Essas posições relativas entre dano e raios mínimos e máximos são bastante relevantes na estimativa da resistência residual ao colapso, conforme discutido na seção 4.3.

Figura 5.3 – Casos críticos do estudo de caso: a) seção transversal em 3153,46 m com maior profundidade máxima e área de dano, b) menor resistência residual de acordo com a modelagem via MEF em 3163,98 m.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

## 5.2 Resistência residual com base em perfil eletromagnético

De acordo com o que a literatura apresenta, o perfil eletromagnético é capaz de fornecer a perda de metal de seções transversais em termos de área. Assim, visa-se apresentar um caso hipotético de uma seção transversal em que é observada a perda de 3% de metal. Adota-se o tubo de OD 10,75", wt 0,797", grau de aço P-110 e ovalização e excentricidade médias API. Considera-se que a perda por desgaste de *tool joint* foi de 0,21 pol<sup>2</sup>, aproximadamente, e o restante foi por corrosão uniforme. Cinco danos localizados por desgaste de *tool joint* foram gerados e posicionados de forma aleatória na seção transversal conforme a Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Dados das canaletas inseridas aleatoriamente na seção transversal hipotética visando atingir 0,21 pol<sup>2</sup> de área danificada.

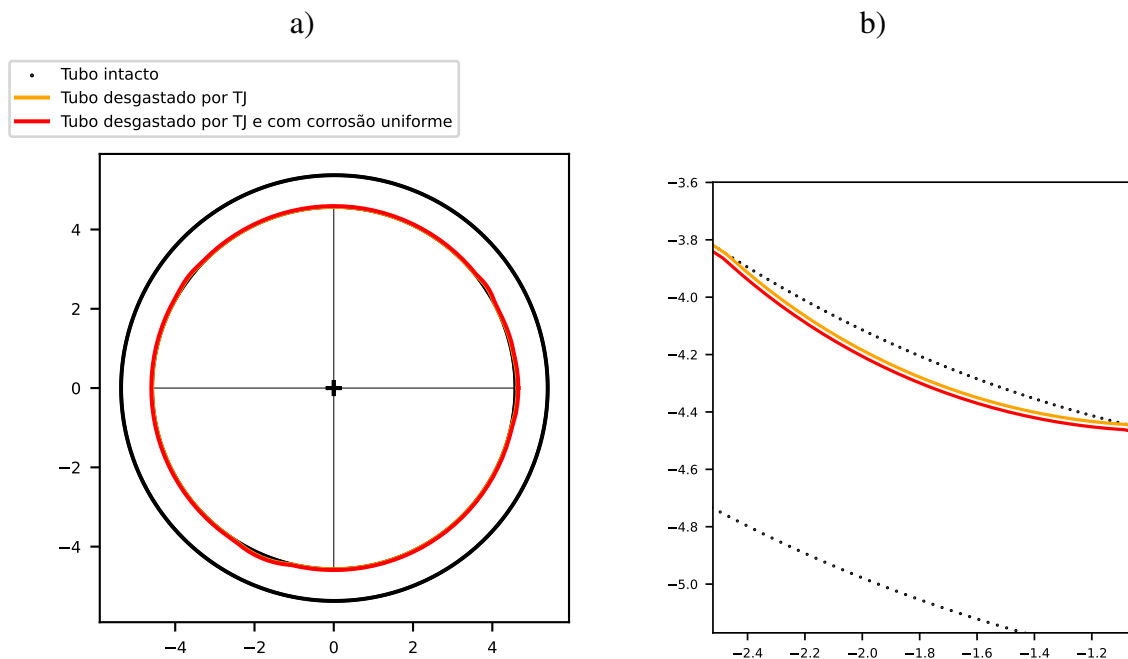
Canaleta	$\delta\%$	$r_\delta$ (pol)	$\theta_\delta$ (°)
1	6,84	3,22	0,04
2	5,23	1,39	33,24
3	3,61	2,02	142,84
4	8,54	2,26	246,68
5	3,86	3,73	9,86

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Assim, a Figura 5.4 apresenta a configuração geométrica resultante dessas considerações. Vale notar que o modelo geométrico considera que a região com desgaste canaleta também

deve sofrer corrosão uniforme, o que é razoável.

Figura 5.4 – Geometria resultante das considerações adotadas para o estudo de caso com inspeção de ferramenta eletromagnética: a) visão total da seção transversal, b) visão ampliada de uma região.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

A Tabela 5.5 apresenta os resultados das simulações das geometrias de seção transversal inicial, intermediária e final. Nota-se que, apesar da remoção de área ser menor para o desgaste por *tool joint*, há uma maior perda de resistência para esse tipo de dano localizado. Isso acontece pois uma maior profundidade do dano precisa atingida para que a mesma área seja removida. Portanto, pode-se afirmar que, no caso da interpretação de resultados de perfilagem eletromagnética, considerar danos localizados acarreta em uma maior redução de resistência em relação ao dano uniforme.

Tabela 5.5 – Área danificada e resistências das geometrias adotadas para o tubo hipotético inspecionado por perfilagem eletromagnética.

Geometria	Área danificada, pol <sup>2</sup>	MEF, psi
Tubo intacto	0	16884
Desgaste de TJ	0,21 (0,83%)	16108 (-4,60%)
Desgaste de TJ e corrosão uniforme	0,747 (3,0%)	15516 (-8,10%)

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

## 5.3 Análise probabilística

Em problemas de engenharia voltados para a análise de capacidade (resistência) e demanda (solicitação) de estruturas, existem muitas fontes de incerteza que podem levar a um dimensionamento impreciso do sistema. Como exemplo, sabe-se que a resistência depende de parâmetros da geometria e do material do elemento estrutural. Contudo, os processos de fabricação desses elementos podem sofrer variações de difícil controle, mesmo com maquinário sofisticado. A variação tende a ser maior nas solicitações, bem como nos danos que o elemento fica sujeito ao longo da sua vida útil. Portanto, a análise probabilística do problema com a confiabilidade estrutural visa quantificar essas incertezas e agregar informação ao dimensionamento para que as tomadas de decisão sejam realizadas com maior precisão.

Todo elemento ou sistema estrutural possui uma probabilidade de falhar, tendo em vista as incertezas inerentes às variáveis envolvidas em sua modelagem. Quando esse problema é descrito abordando os conceitos de probabilidade e estatística, busca-se quantificar a probabilidade de falha do sistema por meio de uma integração múltipla, a qual, em muitos casos, é de difícil resolução analítica e/ou inviável resolução numérica. Essa integração é composta pelas funções de densidade de probabilidade (PDF, *probability density functions*) das variáveis aleatórias (v.a.) associadas, as respectivas correlações entre elas e uma equação de estado limite (EEL), que delimita o critério de falha do sistema. A integração possui dimensão igual ao número de variáveis aleatórias do problema e corresponde ao cálculo do volume da região de falha. Para maiores informações a respeito da análise de confiabilidade estrutural, vide Melchers e Beck (2018). Métodos de simulação baseados em Monte Carlo são alternativas de solução para o problema da integração múltipla. Contudo, o maior custo computacional das simulações numéricas torna a aplicação desses métodos inviável. Um alto número de simulações deve ser necessário para alcançar resultados de probabilidade de falha usuais em sistemas estruturais, normalmente muito baixas.

Propõe-se assim aplicar de forma integrada o método de confiabilidade de primeira ordem (*First Order Reliability Method*, FORM) e o MEF, onde a resistência do modelo depende do resultado da simulação numérica. A modelagem Abaqus aplicada anteriormente nas análises determinísticas é também utilizada aqui. Apresenta-se inicialmente uma descrição da metodologia usada para que seja calculada uma probabilidade de falha que incorpora as incertezas quantificáveis do problema de colapso de tubos danificados. As correspondentes v.a. podem se referir às incertezas de propriedades do tubo intacto, propriedades dos danos e até mesmo às incertezas dos modelos adotados.

### 5.3.1 Integração FORM e MEF

O FORM é um procedimento numérico iterativo alternativo à resolução da integral múltipla para o cálculo da probabilidade de falha. Resumidamente, realiza-se inicialmente uma transfor-

mação das v.a. e da EEL para um espaço normal reduzido e descorrelacionado. Nessa etapa, é necessário realizar uma linearização da EEL em torno de um ponto de interesse, via série de Taylor. Essa simplificação é aceitável para vários problemas de engenharia, mas caso não seja, métodos de ordem superior podem também ser aplicados, a exemplo do SORM (*Second Order Reliability Method*). No espaço reduzido, demonstra-se que a integração múltipla da região de falha linearizada é igual à menor distância entre a origem e a EEL linearizada. Para encontrar o ponto na reta que leva à menor distância, conhecido como ponto de projeto, utiliza-se o algoritmo iterativo de Hassofer, Lind, Rackwitz e Fiessler (HLRF). Para maiores detalhes sobre essa dedução, recomenda-se acessar a literatura (MELCHERS; BECK, 2018). A apresentação de conceitos básicos de confiabilidade estrutural não é objeto desta tese. A aplicação de métodos de confiabilidade para análise e projeto de tubos de revestimento intactos já foi realizada por diversos autores (GOUVEIA, 2014; SILVA, 2018; GOUVEIA et al., 2020; ARAÚJO, 2023).

Neste trabalho, propõe-se compor a EEL com o resultado da simulação numérica de tubos danificados com v.a. descorrelacionadas. As equações encontradas na literatura possuem simplificações que aumentam a incerteza das estimativas, conforme se discute na seção 4.3. Quando variáveis aleatórias descorrelacionadas são consideradas na análise de confiabilidade, o algoritmo HLRF para o FORM pode ser resumido nas seguintes etapas:

1. Definição de um ponto como chute inicial, geralmente a média das variáveis aleatórias;
2. Transformação das variáveis aleatórias em suas respectivas representações normais equivalentes;
3. Cálculo da equação de estado limite no ponto corrente;
4. Cálculo do gradiente da equação de estado limite no ponto corrente;
5. Cálculo do próximo ponto de busca;
6. Repetição até critério de convergência ser atendido.

Sempre que a equação de estado limite precisa ser calculada, uma simulação da modelagem com o MEF precisa ser executada. Essas chamadas devem ser realizadas nas etapas 3 e 4, pois utiliza-se o método das diferenças finitas para calcular o gradiente. Assim, para cada iteração do algoritmo de busca HLRF deve ser necessário executar uma quantidade de simulações MEF igual a duas vezes o número de variáveis aleatórias do problema mais um. Como exemplo, se o FORM convergir em quatro iterações e o problema tiver sete variáveis aleatórias, considerando que cada simulação leva aproximadamente 50 segundos para ser executada, estima-se que o tempo total de execução deve girar em torno de cinquenta minutos.

Durante a execução das análises de confiabilidade com  $R_{prob}$  sendo estimado pela modelagem via MEF, verificaram-se problemas de convergência no algoritmo HLRF. Dois tipos de

problemas foram observados, onde o primeiro se dá devido a valores de algumas v.a. que caem fora do domínio permitido durante a busca. Em específico, as posições das imperfeições e dos danos apresentaram esse tipo de problema. A solução adotada foi realizar o truncamento dessas variáveis inserindo limites para cada variável e não permitindo que a busca ultrapasse esses limites. O segundo problema se dá devido à não linearidade absorvida pela equação de estado limite quando novas v.a. são adicionadas, como as posições das imperfeições e dos danos. O algoritmo de busca não conseguiu convergir adequadamente nesses casos, apresentando um comportamento oscilatório. Como solução, as melhorias encontradas para o algoritmo HLRF no trabalho de Roudak et al. (2017) foram incorporadas para que a convergência fosse obtida. Os autores propõem resolver os problemas de convergência em equações de estado limite com certo grau de não linearidade por meio da adoção de dois novos parâmetros para o algoritmo HLRF.

Para viabilizar as simulações via MEF executadas com o *Abaqus Scripting*, são usados arquivos *json* que contém as informações dos pontos que definem a geometria da seção transversal. Esses arquivos são escritos com auxílio dos tubos virtuais gerados de acordo com os valores das variáveis aleatórias para cada iteração do FORM. O resultado da simulação também é devolvido por outro arquivo *json*, contendo a pressão de colapso do elemento.

### 5.3.2 Estudos de caso

Realizam-se estudos de caso para o tubo de 9,625 pol de OD, 0,435 pol de wt e grau de aço P-110, visando apresentar os tipos de respostas alcançados com a metodologia integrada do FORM com a simulação numérica. Em todos os casos, a Equação 5.1 é usada como equação de estado limite, havendo variações na parcela de resistência  $R_{prob}(\mathbf{X})$ , em função do estado limite e das variáveis aleatórias  $\mathbf{X}$  adotadas para cada estudo. A função  $G(\mathbf{X})$  fornece a condição de segurança do elemento, quando negativa, tem-se uma condição de falha, e quando positiva, tem-se uma condição segura. O valor 4484 é dado em psi e representa um carregamento limite para o tubo, segundo a equação de resistência de Klever e Tamano (2006) na API/TR 5C3 (2008).

$$G(\mathbf{X}) = R_{prob}(\mathbf{X}) - 4484 = 0 \quad (5.1)$$

Portanto, apresentam-se nas seções a seguir estudos considerando  $R_{prob}(\mathbf{X})$  com um modelo analítico de resistência ao colapso de tubo e com modelagens MEF para tubo intacto e para tubo danificado. Inclui-se também a análise dos casos críticos de resistência residual observados no estudo da subseção 5.1.2, onde o mesmo tubo foi inspecionado.

#### 5.3.2.1 Probabilidade de falha de tubo intacto: modelo KT e modelagem via MEF

Considerando o tubo intacto, a proposta apresentada na API/TR 5C3 (2008) sugere as v.a. da Tabela 5.6 para a análise de confiabilidade com o modelo analítico de Klever e Tamano (2006)

(KT), vide tabelas F.3 e F.4 da referida norma. Tais parâmetros estatísticos resultam da análise realizada com um grande banco de dados englobando a produção de diversos fabricantes entre as décadas de 1970 e 2000. As médias são fornecidas normalizadas pelo respectivo valor nominal da variável, quando houver. A sigla COV é para o coeficiente de variação, dado pela razão entre o desvio padrão e a média da variável aleatória. A variável  $rs$  se refere à tensão residual do aço, decorrente de processos de manufatura, como o endurecimento à quente (HRS, *hot rotary straightened*) ou à frio (CRS, *hot rotary straightened*). A variável  $mu_{KT}$  consiste na incerteza de modelo, dada pela razão entre a resistência encontrada no ensaio de colapso pela resistência calculada com a equação.

Tabela 5.6 – Parâmetros estatísticos das variáveis aleatórias para análise de confiabilidade com tubo intacto.

	Média/Nominal	COV	Distribuição	Unidade
$OD$	1,0059	0,00181	gaussiana	-
$wt$	1,0069	0,0259	gaussiana	-
$ov$	0,217*	0,541	Weibull	%
$ecc$	3,924*	0,661	Weibull	%
$rs/f_y$ (HRS)	-0,138*	0,507	gaussiana	-
$mu_{KT}$	0,9991*	0,067	gaussiana	-
$f_y$ (P110, HRS)	1,10	0,0360	gaussiana	-

Fonte: API/TR 5C3 (2008)

Nota: \*Já representam a média do parâmetro, pois não existe definição para o valor nominal.

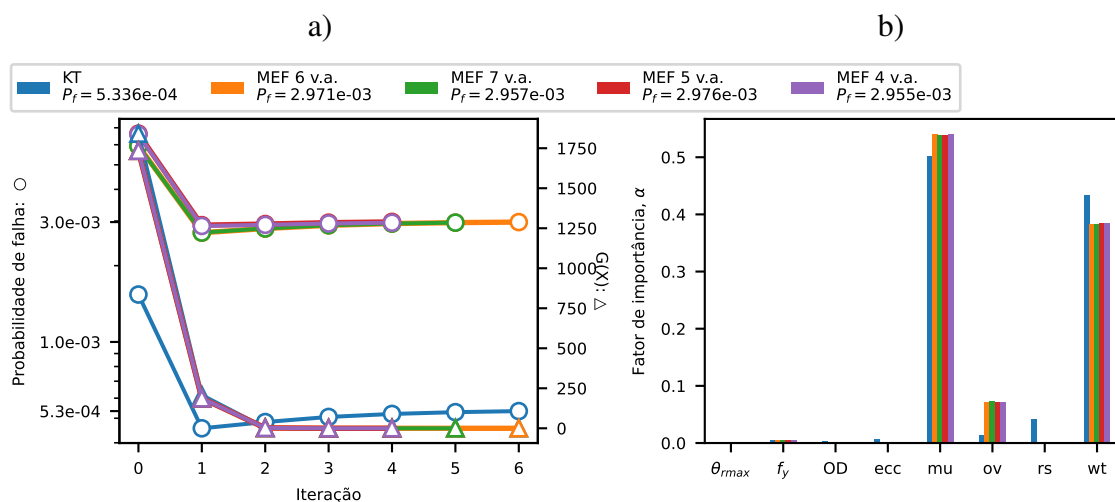
Realiza-se uma comparação entre o FORM aplicado com os modelos de resistência de KT e a modelagem por meio do MEF para tubos intactos, considerados de forma probabilística. Assim, as sete v.a. da Tabela 5.6 são utilizadas para  $R_{prob}(\mathbf{X})$  dado por KT. Já para  $R_{prob}(\mathbf{X})$  avaliado via MEF, adotam-se inicialmente  $f_y$ ,  $OD$ ,  $wt$ ,  $ov$ ,  $ecc$  e uma incerteza de modelo  $mu_{MEF}$  dada pela comparação entre as estimativas da modelagem via MEF e os resultados de ensaios de colapso do DEA-130 (2002) e do trabalho de Sakakibara et al. (2008), já discutidos na subseção 4.1.2. Para cada ensaio, calcula-se a razão entre o valor de resistência obtido com o ensaio e o valor de resistência estimado pela modelagem. O resultado obtido apresenta uma amostra que passa no teste de normalidade de Shapiro-Wilk (p-valor>5%), com média 0,97081 e desvio padrão 0,07634. Os valores ficam próximos dos observados também para outros modelos de tubos danificados, como o mencionado por Oliveira e Netto (2020) que usa a equação de Netto (2009) para também realizar uma análise de confiabilidade do colapso de tubos danificados. É interessante entender a incerteza de modelo como uma variável capaz de incorporar na análise probabilística os efeitos de parâmetros não considerados na modelagem. Além disso, modelos que melhor representam o problema real tendem a possuir média mais próxima da unidade e menor desvio padrão. Portanto, apesar da modelagem numérica aplicada possibilitar a análise de tubos danificados, sua incerteza de modelo não alcança a mesma performance da incerteza de modelo de KT, mas fica razoavelmente próxima. Contudo, destaca-se que em KT



considera-se a tensão residual como v.a. e a equação possui coeficientes ajustados diretamente para os dados dos ensaios. Esses dois pontos, se forem incorporados à modelagem via MEF, também podem levar a uma melhor performance da simulação numérica.

A Figura 5.5-a) apresenta a convergência da probabilidade de falha ( $P_f$ ) e o valor da função de estado limite ( $G(\mathbf{X})$ ) ao longo das iterações do FORM. No primeiro caso, em azul, tem-se a solução aplicando a resistência probabilística como KT com sete v.a. Nos demais casos, utiliza-se a modelagem com o MEF, ativando e desativando algumas v.a. Em laranja, tem-se o caso usando seis v.a. contidas também na análise com KT. A tensão residual não é considerada na modelagem. Em seguida, em verde, adicionou-se a posição da ovalização como uma v.a. uniforme delimitada entre 0 e 90° na modelagem MEF, totalizando novamente sete v.a. Em vermelho, diante da pouca importância observada para os casos anteriores (Figura 5.5-b)), as v.a.  $ecc$  e  $\theta_{rmax}$  são removidas e adotadas com valores médios de forma determinística (MEF 5 v.a.). Por fim, em roxo, considera-se o  $OD$  também como variável determinística, igual ao valor médio do parâmetro (MEF 4 v.a.). A  $P_f$  converge em valores muito similares em todos os casos com o MEF, mostrando que as v.a. removidas possuem de fato uma influência muito baixa na resposta final. Esse estudo foi realizado visando reduzir o tempo computacional das iterações do FORM, uma vez que uma menor quantidade de simulações com o MEF é demandada com menos v.a. no problema. Comparando os casos extremos, o tempo total aproximado para obter a  $P_f$  cai de 1 hora e 15 minutos no caso de 7 v.a. (12 minutos e meio por iteração do FORM vezes 6 iterações para convergir) para 37 minutos e meio no caso de 4 v.a. (7 minutos e meio por iteração do FORM vezes 5 iterações para convergir). Além disso, conforme esperado,  $G(\mathbf{X})$  rapidamente vai para zero em todos os casos, indicando que o método de confiabilidade está convergindo adequadamente, e com poucas iterações do FORM.

Figura 5.5 – Resultados do FORM para tubos intactos usando como estado limite o modelo KT e as modelagens via MEF com diferentes conjuntos de v.a. aleatórias. a) convergência da probabilidade de falha e da função de estado limite ao longo das iterações e, b) fatores de importância das variáveis aleatórias.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Ainda de acordo com a Figura 5.5-a), nota-se que a  $P_f$  obtida com o KT é uma ordem de grandeza menor do que a obtida com a modelagem numérica. Isso indica que o estado limite imposto na simulação, para esse estudo específico, é mais conservador do que o estado limite adotado com KT. Esse comportamento é específico para o tubo em análise, ou seja, razão OD/wt de aproximadamente 22 e grau de aço P-110. Analisando a Figura 4.5 nota-se que tubos mais espessos podem ter o comportamento oposto, onde o estado limite KT deve ser mais conservador.

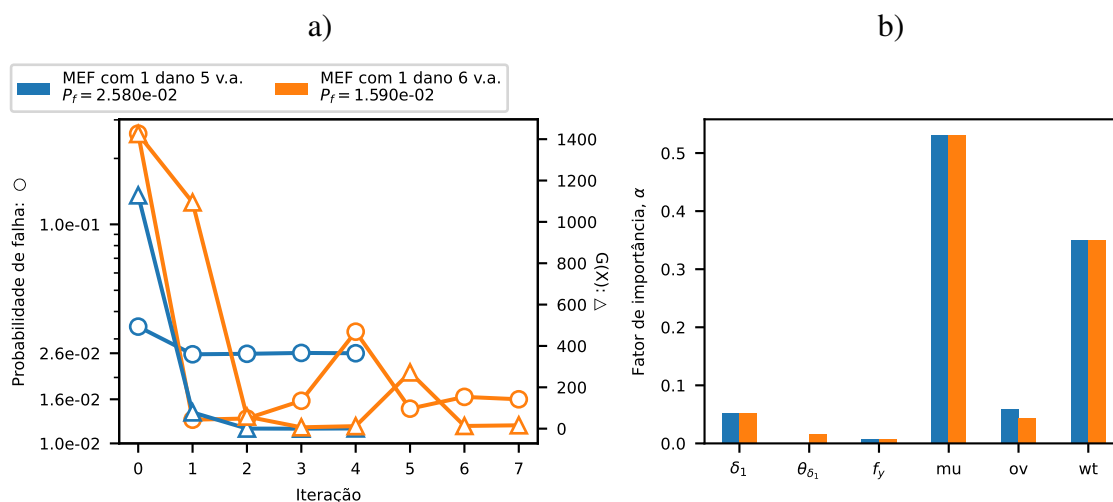
Os fatores de importância são obtidos analisando a última iteração em que o FORM converge. Eles consistem nos componentes do vetor normalizado que define a menor distância entre a origem do espaço reduzido e a função de estado limite. Assim, são capazes de indicar a influência de cada v.a. na probabilidade de falha obtida, englobando efeitos de variação do estado limite e da dispersão da respectiva v.a. A análise dos fatores de importância é apresentada na Figura 5.5-b). Nela, verifica-se uma tendência similar nos fatores de importância das v.a. entre os casos com o MEF e no caso com KT. Usando o modelo KT e a modelagem com o MEF,  $mu$  e  $wt$  se mostram como principais parâmetros, ressaltando-se que, para KT,  $wt$  possui uma importância um pouco maior do que para a modelagem via MEF. Por outro lado,  $mu$  e  $ov$  são mais importantes na modelagem através do MEF do que no modelo KT. A tensão residual  $rs$  também possui uma importância razoável no modelo de KT. Devido à moderada esbelteza do tubo, a tensão de escoamento possui baixa importância em todos os casos. Destaca-se ainda que  $OD$  e  $ecc$  praticamente não possuem importância nenhuma, justificando também os valores próximos de  $P_f$  encontrados quando essa v.a. são removidas. Esse resultado converge com os encontrados em outros trabalhos (GOUVEIA, 2014; SILVA, 2018; ARAÚJO, 2023), onde se nota pouca variação da resistência em diferentes níveis de excentricidade.

### 5.3.2.2 Probabilidade de falha de tubo com 1 dano

Para o mesmo tubo da análise anterior, inseriu-se um dano no modelo. Dois casos foram analisados, no primeiro, adicionou-se a profundidade máxima do dano  $\delta_1$  (10% da espessura de parede nominal) como v.a. e a posição  $\theta_{\delta_1}$  foi mantida na posição crítica, alinhada com a posição de raio interno máximo (MEF com 1 dano 5 v.a., sendo 4 v.a. do tubo intacto mais uma do dano). No segundo caso, a posição do dano  $\theta_{\delta_1}$  também foi considerada como v.a. (MEF com 1 dano 6 v.a.). Para simplificar, o raio do dano foi adotado com um valor constante, igual a 90% do raio interno do revestimento, representando assim uma condição crítica, a favor da segurança. Para considerar a dispersão de  $\delta_1$ , adotou-se o erro absoluto encontrado na subseção 3.2.2.3, baseando-se na incerteza das medições de desgaste máximo por meio de perfilagens ultrassônicas. Assim, o erro absoluto é uma variável aleatória gaussiana com valor médio de  $-0,00243$  in e desvio padrão de  $0,00839$  in. Essa variável aleatória é somada ao valor adotado de profundidade máxima de dano de  $0,0435$  in e a variável aleatória resultante é usada no FORM. Já para a posição do desgaste, adotou-se uma distribuição uniforme com limites entre  $0$  e  $90^\circ$ . Assim, o FORM foi executado com a modelagem via MEF para  $R_{prob}(\mathbf{X})$ , com 5 e 6 variáveis

aleatórias:  $f_y$ ,  $wt$ ,  $ov$ ,  $\mu_{MEF}$ ,  $\delta_1$  e  $\theta_{\delta_1}$ . A Figura 5.6 apresenta o resultado dessa análise, no mesmo padrão do estudo da seção anterior.

Figura 5.6 – Resultados da análise de confiabilidade com o FORM usando como estado limite a modelagem via MEF do tubo com 1 dano. a) convergência da probabilidade de falha e função de estado limite ao longo das iterações e, b) fatores de importância das variáveis aleatórias.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

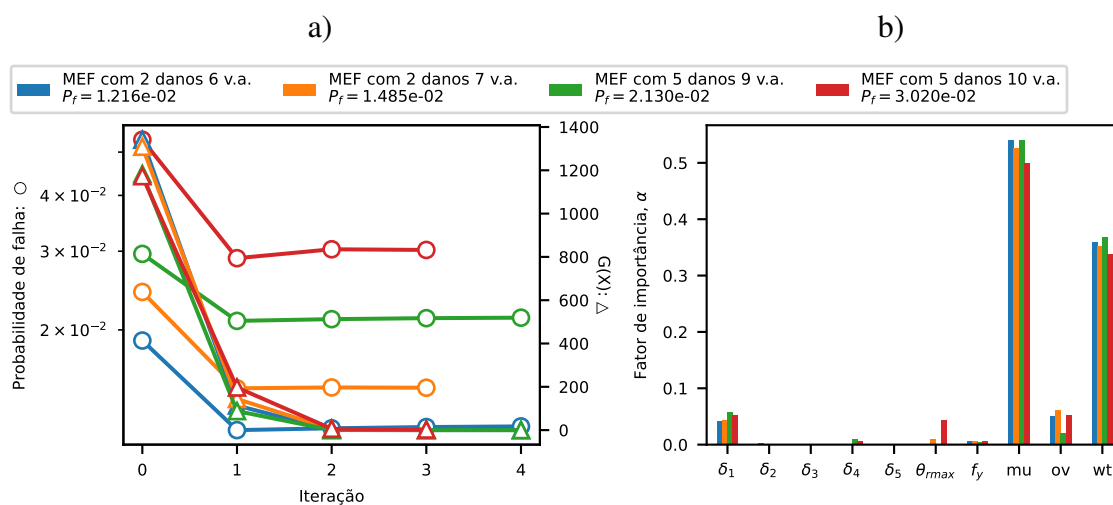
De acordo com a Figura 5.6, nota-se um aumento na  $P_f$  em relação ao caso do tubo intacto analisado anteriormente. Considerar a posição do dano como variável aleatória faz com que a  $P_f$  seja levemente reduzida. Isso indica que a posição adotada de forma determinística é crítica, aumentando a  $P_f$  em relação à abordagem probabilística para essa v.a. Observa-se também que os fatores de importância ainda foram maiores para  $\mu$  e  $wt$ , como no tubo intacto, seguidos por  $ov$ . Já os parâmetros relacionados ao desgaste também tiveram uma importância não desprezível na variação da  $P_f$ . A profundidade máxima do dano  $\delta_1$  foi a principal v.a. responsável pelo o aumento da  $P_f$  em relação ao tubo intacto. Contudo, a posição adotada se mostrou com um pequeno conservadorismo, fazendo a  $P_f$  aumentar de aproximadamente 1,6% para 2,6%. Destaca-se ainda que um certo grau de não linearidade pode ter sido incorporado ao problema quando  $\theta_{\delta_1}$  foi considerada como v.a. Isso fez com que o algoritmo de busca do FORM desvia-se levemente na quarta iteração. Estudos de verificação do erro associado à aproximação de primeira ordem do FORM nesse tipo de caso podem trazer importantes contribuições no futuro.

### 5.3.2.3 Probabilidade de falha dos casos críticos da perfilagem ultrassônica

As metodologias propostas neste trabalho possibilitam o cálculo da  $P_f$  de casos de tubos com danos múltiplos, verificados em inspeção ultrassônica de colunas de revestimento ou COP/COI. Aplicam-se dois casos como exemplo. O raio do dano é mantido constante nos dois casos com o valor de 90% do raio interno do tubo. O primeiro caso refere-se à seção transversal que leva à menor resistência residual avaliada com a modelagem via MEF da subseção 5.1.2. Resgatando a Figura 5.3-b), que apresenta o perfil escaneado deste caso, existem dois danos identificados

na seção transversal. O tubo virtual equivalente é adotado como configuração inicial e os resultados obtidos com o FORM são representados pelas cores azul e laranja na Figura 5.7. Na cor azul, tem-se os resultados obtidos quando somente as penetrações máximas de cada dano são v.a. (MEF com 2 danos 6 v.a., são 4 v.a. referentes ao tubo intacto mais 2 referentes aos dois danos) e a posição da ovalização  $\theta_{rmax}$  é considerada de forma determinística, com base na posição da ovalização observada no perfil ultrassônico. Essa seria a posição mais provável do raio máximo com base na análise do escaneamento ultrassom. Porém, fatores não considerados podem aumentar o grau de incerteza nessa definição, como pressões não uniformes na parede externa devido à trajetória do poço ou tensões anisotrópicas das camadas, ou ainda falhas de cimentação. Comparando com a linha laranja, quando essa posição é considerada como uma v.a. uniforme com limites entre 0 e 90° (MEF com 2 danos 7 v.a.), observa-se que a  $P_f$  pode ainda aumentar. Portanto, a posição definida para o dano não é crítica e caso haja incerteza em relação ao correto valor a ser adotado, considerá-la como v.a. pode ser uma opção mais conservadora.

Figura 5.7 – Resultados da análise de confiabilidade com o FORM usando como estado limite a modelagem via MEF dos casos críticos da perfilagem ultrassônica da subseção 5.1.2. a) convergência da probabilidade de falha e função de estado limite ao longo das iterações e, b) fatores de importância das variáveis aleatórias.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

O segundo caso da Figura 5.7 refere-se à seção transversal crítica em relação à maior penetração máxima de dano no mesmo estudo de caso. São cinco danos observados na seção transversal, conforme Figura 5.3-a). Os resultados associados estão com as cores verde (MEF com 5 danos 9 v.a.) e vermelha (MEF com 5 danos 10 v.a.) na Figura 5.7. Mais uma vez, observa-se um aumento da  $P_f$  quando a posição  $\theta_{rmax}$  é considerada como v.a., o que indica que a posição mais provável adotada como determinística não é a mais crítica. Apesar desta seção transversal não ser a mais crítica na avaliação determinística com a modelagem via MEF, ela leva a uma maior  $P_f$  do que a seção mais crítica, avaliada no primeiro caso.

Os fatores de importância apresentados na Figura 5.7-b) revelam que a incerteza de mo-

delo e a espessura do tubo ainda são muito influentes no resultado. Assim, o dimensionamento adequado dos tubos deve reduzir os riscos associados. As penetrações máximas de dano de cada caso se mostram como v.a. com importância razoável nas análises, ultrapassando a *ov* em alguns casos. Os demais danos possuem uma importância muito menor. A posição da ovalização  $\theta_{rmax}$  aumenta sua influência consideravelmente no caso dos 5 danos, o que reforça a importância de considerar esse parâmetro neste tipo de problema.

#### 5.3.2.4 Visão geral dos casos analisados com a abordagem probabilística

Para resumir os resultados obtidos, a Tabela 5.7 é montada com as  $P_f$  encontradas de cada caso. Os tempos totais de processamento também são apresentados. Nota-se que os casos de tubos intactos possuem uma boa convergência entre si e baixas  $P_f$  associadas. A modelagem via MEF é mais conservadora para esse caso do que a equação de KT e assim as  $P_f$  associadas são maiores. Ao se considerar somente um dano crítico de aproximadamente 10% de profundidade (casos 6 e 7) nota-se um aumento da  $P_f$ , como esperado. Como no caso 6 o dano é posicionado de forma crítica, alinhado com o raio interno máximo, considerar essa posição como v.a. reduz a  $P_f$ . Nos casos seguintes, a posição dos danos não ocorre de forma crítica, mas sim baseada na análise dos dados da perfilagem ultrassônica, no formato de uma posição mais provável. Assim, ocorre o comportamento inverso, e consideração o posicionamento da ovalização como v.a. faz com que a  $P_f$  aumente.

Vale ressaltar que as análises realizadas foram consideravelmente custosas computacionalmente devido ao tempo necessário para modelagem do problema de resistência residual. Cada simulação leva cerca de 51 segundos para ser executada e o processo de cálculo dos gradientes para cada iteração do FORM demanda duas vezes o número de v.a. mais uma simulação. O tempo total também depende da quantidade de iterações necessárias para se atingir a convergência. Apesar do maior número de v.a. do caso 11, seu tempo foi menor do que o caso 10, com uma v.a. a menos, pois com somente 4 iterações a convergência foi alcançada (Figura 5.7).

Tabela 5.7 – Probabilidades de falha obtidas e tempos de processamento para os casos estudados com o FORM sendo aplicado. Os casos de 8 a 11 se referem a casos críticos do estudo de caso da subseção 5.1.2

Caso	Descrição	v.a.	$P_f$	Tempo
1	Tubo intacto; $R_{Prob} = KT$	$OD, wt, f_y, ov, ecc, rs, mu_{KT}$	5,336e-04	<1s
2	Tubo intacto; $R_{Prob} = MEF$	$OD, wt, f_y, ov, ecc, mu_{MEF}$	2,971e-03	78 min
3	Tubo intacto; $R_{Prob} = MEF$	$OD, wt, f_y, ov, ecc, \theta_{rmax}, mu_{MEF}$	2,957e-03	72 min
4	Tubo intacto; $R_{Prob} = MEF$	$OD, wt, f_y, ov, mu_{MEF}$	2,976e-03	46 min
5	Tubo intacto; $R_{Prob} = MEF$	$wt, f_y, ov, mu_{MEF}$	2,955e-03	37 min
6	Tubo com 1 dano; $R_{Prob} = MEF$	$wt, f_y, ov, mu_{MEF}, \delta_1$	2,580e-02	47 min
7	Tubo com 1 dano; $R_{Prob} = MEF$	$wt, f_y, ov, mu_{MEF}, \delta_1, \theta_{\delta_1}$	1,590e-02	89 min
8	Caso prof. 3163,98 m; 2 danos; $R_{Prob} = MEF$	$wt, f_y, ov, mu_{MEF}, \delta_1, \delta_2$	1,216-02	56 min
9	Caso prof. 3163,98 m; 2 danos; $R_{Prob} = MEF$	$wt, f_y, ov, mu_{MEF}, \delta_1, \delta_2, \theta_{rmax}$	1,485e-02	52 min
10	Caso prof. 3153,46 m; 5 danos; $R_{Prob} = MEF$	$wt, f_y, ov, mu_{MEF}, \delta_1, \delta_2, \delta_3, \delta_4, \delta_5$	2,130e-02	82 min
11	Caso prof. 3153,46 m; 5 danos; $R_{Prob} = MEF$	$wt, f_y, ov, mu_{MEF}, \delta_1, \delta_2, \delta_3, \delta_4, \delta_5, \theta_{rmax}$	3,020e-02	72 min

Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

## 6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foram apresentados modelos de análise de dados e de análise estrutural visando expandir o conhecimento sobre tubos de revestimento ou de COP/COI danificados. Em uma primeira modelagem permitiu-se identificar danos por meio de uma estratégia aplicada à geometria de inspeção por ultrassom de poços. De forma resumida, as regiões de seções transversais que não se ajustavam bem ao formato de uma elipse distorcida eram consideradas como dano. A técnica foi testada com geometrias sintéticas para validação e os resultados alcançados foram capazes de fornecer conclusões mais consistentes em relação a outras técnicas usualmente aplicadas na indústria. Por exemplo, foi possível mapear danos similares para uma mesma seção de tubos usando tanto dados de raio interno como dados de espessura.

A modelagem seguinte aplicou geometrias de tubos danificados por desgaste ou corrosão (uniforme ou localizada) em simulações numéricas de resistência ao colapso de tubo usando o Método dos Elementos Finitos. Foi possível elaborar geometrias de seções transversais com imperfeições de manufatura, como ovalização e excentricidade, associadas com os danos em posições quaisquer. Simulações foram executadas considerando o comportamento não linear entre carregamentos e deslocamentos, permitindo a captura de diferentes modos de colapso do elemento. Os estudos paramétricos realizados foram capazes de reproduzir comportamentos como os efeitos da variação da posição do desgaste e os efeitos de múltiplos danos na seção transversal. Foi possível ainda propor uma integração dessas modelagens com os dados de inspeção de colunas, como o perfil ultrassônico e o perfil eletromagnético.

Por fim, apresentou-se também uma avaliação probabilística associada à modelagem numérica da resistência ao colapso de tubos danificados. A vantagem de realizar esse tipo de análise está na possibilidade de associar as incertezas inerentes de cada parâmetro da modelagem como variável aleatória, viabilizando o cálculo da probabilidade de falha do elemento. Os resultados foram obtidos utilizando o método de confiabilidade de primeira ordem. Um alto tempo computacional foi necessário, devido à necessidade de executar um grande número de simulações para se alcançar o resultado.

Várias linhas de estudo podem ser colocadas como sugestão de trabalhos futuros, dentre as quais, destacam-se:

- Expansão da modelagem geométrica em função da perfilagem ultrassônica para o espaço tridimensional;
- Estudo com outros elementos de poços de petróleo danificados, como conexões, válvulas,

etc.;

- Estudos para redução do tempo computacional das simulações usando o Método dos Elementos Finitos;
- Comparar as respostas probabilísticas obtidas com outros métodos de confiabilidade, como Monte Carlo e derivados, para o problema de tubo com múltiplos danos;
- Estudos probabilísticos com uma maior quantidade de tubos com diferentes configurações inicial e de danos;
- Estudos de danos na parede externa dos tubos;
- Testes experimentais de colapso de tubos com mais de um dano.



# REFERÊNCIAS

- AADNØY, B. *Modern well design*. Leiden, The Netherlands Boca Raton Fla: CRC Press/Balkema, 2010. ISBN 978-0-203-83613-2.
- ABDO, A. E. *Development of a Well Integrity Management System for Drilling and Well Control Applications*. 113 p. Tese (Dissertation) — Politecnico di Torino, 2019.
- AHMED, H. et al. Evaluating Casing Condition Through Integration of Multi-Finger Calipers and Ultrasonic Imaging with Casing Wear Analysis - A Hybrid Approach. In: *SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition*. Virtual: SPE, 2021.
- AHMED, R. U. D. et al. Effective and eco-efficient pipe inspection in heavy mud environment using induced electro-magnetic measurement (EMDS). *Society of Petroleum Engineers - SPE/PAPG Annual Technical Conference 2011, PATC 2011*, n. November, p. 43–60, 2011.
- AICHINGER, F. et al. *SPE-206221-MS Casing Wear: Prediction, Monitoring, Analysis and Management in the Culzean Field*. [S.l.], 2021. 21–23 p. Disponível em: <<http://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-pdf/21ATCE/2-21ATCE/D021S035R002/2521961/spe-206221-ms.pdf>>.
- AICHINGER, F. et al. Systematic field validation of new casing wear quantification process. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2016*, v. 2016-Janua, n. November, p. 7–10, 2016.
- ANG, A.; TANG, W. *Probability concepts in engineering : emphasis on applications in civil & environmental engineering*. New York: Wiley, 2007. ISBN 9780471720645.
- ANP. RESOLUÇÃO ANP Nº43, DE 6.12.2007 - DOU 7.12.2007 – RETIFICADA DOU 10.12.2007 E DOU 12.12.2007. [S.l.]: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2007.
- ANP. RESOLUÇÃO ANP Nº 46, DE 1º.11.2016 - DOU 3.11.2016 – RETIFICADO DOU 7.11.2016. [S.l.]: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016.
- API 5CT. *Specification for Casing and Tubing*. Washington, D.C.: [s.n.], 2010.
- API Bulletin 5C3. Bulletin on formulas and calculations for casing, tubing, drill pipe, and line. n. 6th, 1999.
- API/TR 5C3. Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing or Tubing; and Performance Properties Tables for Casing and Tubing. *American Petroleum Institute*, Washington, D.C., v. 2007, n. December, 2008.
- ARAÚJO, J. P. N. de. *O projeto probabilístico e suas implicações no dimensionamento de revestimentos*. 54 p. Tese (Dissertação de mestrado) — UFAL, 2023.
- ASLANYAN, A. et al. Time-domain magnetic defectoscopy for tubing and casing corrosion detection. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Conference and Exhibition on Oilfield Corrosion 2014: New Challenges for a New Era*, p. 22–38, 2014.

- AZAR, J. J.; SAMUEL, G. R. *Drilling Engineering*. [S.l.]: Pennwell Books, 2007. 486 p. ISBN 1593700725.
- BEST, B. Casing Wear Caused by Tooljoint Hardfacing. *SPE Drilling Engineering*, v. 1, n. 01, p. 62–70, fev 1986. ISSN 0885-9744.
- BETTS, F. E. et al. Ultrasound logging in cased boreholes pipe wear. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Delta, p. 15–27, 1993.
- BHADESHIA, H.; HONEYCOMBE, R. *Steels and Properties*. [S.l.: s.n.], 2017. 461 p. ISBN 9780081002704.
- BINDL, B. *Casing Wear Study on Gullfaks Field*. Tese (Master Thesis) — Montanuniversität Leoben, 2010.
- BOL, G. M.; 801, G. M.; SHELL, K. . Effect of Mud Composition on Wear and Friction of Casing and Tool Joints. *SPE Drilling Engineering*, v. 1, n. 5, p. 369–376, 1986. ISSN 08859744.
- BOURGOYNE, A. T. et al. *Applied drilling engineering*. 1st. ed. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1987. v. 24. 512 p. ISSN 01489062. ISBN 1555630014.
- BRADLEY, W. B. Experimental Determination of Casing Wear By Drill String Rotation. *American Society of Mechanical Engineers (Paper)*, n. 74 -Pet-51, 1974. ISSN 04021215.
- BRADLEY, W. B.; FONTENOT, J. E. Prediction and Control of Casing Wear. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, v. 27, p. 233–245, 1975. ISSN 01492136.
- CHANDRASEKHAR, S. V. et al. Casing wear estimation without a baseline log - A distorted ellipse methodology. In: *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*. [S.l.: s.n.], 2019. v. 2019-May. ISBN 9781613996416. ISSN 01603663.
- CHEN, S. et al. Residual mechanical strength evaluation of corroded tubing in cryogenic carbon dioxide injection wellbore. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier B.V., v. 193, n. February, p. 107398, 2020. ISSN 09204105.
- CHEN, S. S. et al. Risk assessment of corroded casing based on analytic hierarchy process and fuzzy comprehensive evaluation. *Petroleum Science*, China University of Petroleum (Beijing), v. 18, n. 2, p. 591–602, 2021. ISSN 19958226.
- CHEN, Z. et al. Numerical and theoretical analysis of burst pressures for casings with eccentric wear. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, v. 145, p. 585–591, 2016. ISSN 09204105.
- CLINEDINST, W. O. *Collapse Resistance Of Pipe*. Tese (Doutorado) — Century University, 1985.
- COLOMBO, D. *Proposição de um Modelo Markoviano de Apoio ao Gerenciamento de Riscos à Integridade de Poços Submarinos*. 218 p. Tese (Dissertação de mestrado) — UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE, 2018.
- COOK, R. D.; MALKUS, D. S.; PLESHA, M. E. *Concepts and Applications of Finite Element Analysis*. 4th ed.. ed. [S.l.]: John Wiley and Sons, 2001. 719 p. ISBN 0471356050.

CORNELIUSEN, K. Well Safety: Risk Control in the Operational Phase of Offshore Wells. p. 1–138, 2006.

Dassault Systemes Simulia Corporation. *Abaqus 6.11 Scripting User's Manual*. [S.l.]: Dassault Systemes Simulia Corporation, 2011.

DEA-130. DEA-130 Modernization of Tubular Collapse Performance Properties. *Drilling Engineering Association*, n. October, 2002.

DING, L.; XIAN, M.; ZHANG, Q. Prediction of casing wear depth and residual strength in highly-deviated wells based on modeling and simulation. *Science Progress*, v. 103, n. 4, p. 003685042096957, oct 2020. ISSN 0036-8504.

DNV. *DNV-RP-F101 - Corroded Pipelines*. 2015. 93 p.

FERRO, A. P. A. *Análise estatística em dados de perfilagem como suporte à avaliação da integridade do revestimento de poços de petróleo*. 100 p. Tese (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Federal de Alagoas, 2021.

FISH, J.; BELYTSCHKO, T. *A First Course in Finite Elements*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2007. ISBN 9780470510858.

FONSECA, T. C. da. *Metodologia de Análise de Integridade para Projetos de Poços de Desenvolvimento da Produção*. 133 p. Tese (Doutorado) — UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, 2012.

FONTENOT, J. E.; MCEVER, J. W. The Experimental Measurement of Casing Wear Due to Tripping—Part 1: Drill Pipe Wear. *Journal of Engineering for Industry*, v. 97, n. 2, p. 445–455, may 1975. ISSN 0022-0817.

FONTENOT, J. E.; MCEVER, J. W. The Experimental Measurement of Casing Wear Due to Tripping—Part 2: Wire-Line Wear. *Journal of Engineering for Industry*, v. 97, n. 2, p. 456–463, may 1975. ISSN 0022-0817.

GAO, D.; SUN, L.; LIAN, J. Prediction of casing wear in extended-reach drilling. *Petroleum Science*, v. 7, n. 4, p. 494–501, dec 2010. ISSN 16725107.

GARCIA, J. et al. Successful application of a new electromagnetic corrosion tool for well integrity evaluation in old wells completed with reduced diameter tubular. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2013, IPTC 2013: Challenging Technology and Economic Limits to Meet the Global Energy Demand*, v. 6, p. 4305–4316, 2013.

GOUVEIA, L. P. et al. Casing Wear Log Using a Prewear Ellipse Shape from Ultrasonic Logging Data. *SPE Journal*, p. 1–13, apr 2022. ISSN 1086-055X.

GOUVEIA, L. P. et al. Probabilistic assessment of API casing strength in serviceability limit state. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, Springer, p. 1–16, feb 2020. ISSN 2190-0558. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/s13202-020-00858-9>>.

GOUVEIA, L. P. D. *Avaliação da Confiabilidade em Tubos de Revestimento de Poços de Petróleo*. 123 p. Tese (Dissertação de mestrado) — Universidade Federal de Alagoas - UFAL, 2014.

- GUNALTUN, Y.; KOPLIKU, A. Field Data Collection, Evaluation and Use for Corrosivity Prediction and Validation of Models. Part I: Collection of Reliable Field Data for Validation of Prediction Models. In: . [S.l.: s.n.], 2006. p. 1–18.
- GUO, P. et al. Direct observation of pitting corrosion evolutions on carbon steel surfaces at the nano-to-micro- scales. *Scientific Reports*, Springer US, v. 8, n. 1, p. 1–12, 2018. ISSN 20452322.
- HALL, R. et al. Recent Advances in Casing Wear Technology. 1994.
- HALL, R. W.; MALLOY, K. P. Contact pressure threshold: An important new aspect of casing wear. *Society of Petroleum Engineers - SPE Production Operations Symposium 2005, POS 2005*, p. 1–7, 2005.
- HARRIS, C. R. et al. Array programming with NumPy. *Nature*, Springer Science and Business Media LLC, v. 585, n. 7825, p. 357–362, 2020.
- HAYMAN, A. J.; HUTIN, R.; WRIGHT, P. V. High-resolution cementation and corrosion imaging by ultrasound. *SPWLA 32nd Annual Logging Symposium 1991*, 1991.
- IRAWAN, S. et al. Effect of wear on the burst strength of 1-80 steel casing. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, v. 100, n. 1, 2015. ISSN 1757899X.
- JULIAN, J. Y. et al. Use of 3D visualization software for multifinger caliper analysis at Prudhoe Bay, Alaska. *Society of Petroleum Engineers Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition 2007*, n. Figure 1, p. 95–101, 2007.
- KHAN, M. I. et al. 2014 oil plunge: Causes and impacts on renewable energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 68, p. 609–622, 2017. ISSN 1364-0321.
- KIRAN, R. et al. Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A review). *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Elsevier B.V, v. 45, p. 511–526, 2017. ISSN 18755100.
- KLEVER, F.; TAMANO, T. A New OCTG Strength Equation for Collapse Under Combined Loads. *SPE Drilling & Completion*, Society of Petroleum Engineers, v. 21, n. 3, 2006.
- KLEVER, F. J.; STEWART, G. Analytical Burst Strength Prediction of OCTG With and Without Defects. In: *Proceedings of SPE Applied Technology Workshop on Risk Based Design of Well Casing and Tubing*. The Woodlands, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998. ISBN 9781555633868.
- KUMAR, A.; SAMUEL, R. *SPE/IADC-173053-MS Casing Wear Factors: How do They Improve Well Integrity Analyses?* [S.l.], 2015.
- KURIYAMA, Y. et al. Effect of wear and bending on casing collapse strength. In: *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S.l.: s.n.], 1992.
- KYRIAKIDES, S.; CORONA, E. *Mechanics of Offshore Pipelines : Volume i*. Elsevier, 2007. v. 1. 1–709 p. ISBN 9780128168592. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/C20180004077>>.
- La Grange, E. A roadmap for adopting a digital lifecycle approach to offshore oil and gas production. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*, v. 2, p. 865–879, 2018. ISSN 01603663.

- LEI, X. et al. Impact of Reversed Austenite on the Pitting Corrosion Behavior of Super 13Cr Martensitic Stainless Steel. *Electrochimica Acta*, Elsevier Ltd, v. 191, p. 640–650, 2016. ISSN 00134686.
- LEON, S. E. et al. A Unified Library of Nonlinear Solution Schemes. *Applied Mechanics Reviews*, v. 64, n. 4, jul 2011. ISSN 0003-6900.
- LI, C.; SAMUEL, R. Casing integrity: Modeling strength degradation. *SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings*, v. 2016-Janua, 2016.
- LI, C.; SAMUEL, R. Casing Burst Strength Degradation Due to Casing Wear. *Journal of Energy Resources Technology*, v. 140, n. 3, mar 2018. ISSN 0195-0738.
- LIANG, E. et al. Analysis on collapse strength of casing wear. *Chinese Journal of Mechanical Engineering*, v. 26, n. 3, p. 613–619, may 2013. ISSN 1000-9345.
- LIANG, E. G.; LI, Z. F. Computation Model for Collapse Strength of the Casing Wear. *Advanced Materials Research*, v. 403-408, p. 496–501, nov 2011. ISSN 1662-8985.
- LIN, B. et al. On Some Factors Affecting Casing Collapse Resistance under External Pressure. n. iii, 2020.
- LIN, B. et al. Accurate Prediction of Casing Collapse Resistance by 3D Finite Element Modeling. In: *Day 1 Tue, March 08, 2022*. [S.l.]: SPE, 2022.
- LIN, T. et al. Evaluation of casing integrity defects considering wear and corrosion – Application to casing design. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Elsevier B.V, v. 29, p. 440–452, 2016. ISSN 18755100.
- LIN, Y. et al. A New Crescent-Shaped Wear Equation for Calculating Collapse Strength of Worn Casing Under Uniform Loading. *Journal of Pressure Vessel Technology*, v. 137, n. 3, jun 2015. ISSN 0094-9930.
- LIU, S. et al. Equations to calculate collapse strength of defective casing for steam injection wells. *Engineering Failure Analysis*, Elsevier Ltd, v. 42, p. 240–251, 2014. ISSN 13506307.
- LIU, Z. et al. Experimental and numerical study on internal pressure load capacity and failure mechanism of CO<sub>2</sub> corroded tubing. *Energy*, Elsevier Ltd, v. 158, p. 1070–1079, 2018. ISSN 03605442.
- LOPES, N. F. Corrosão De Aços Utilizados Na Indústria De Petróleo Por Co<sub>2</sub> Sob Pressão, Temperatura E Meio Corrosivo Similar Ao Encontrado Em Reservatórios Do Pré-Sal. p. 121, 2017.
- MARTHA, L. *Análise de estruturas: conceitos e métodos básicos*. [S.l.]: Elsevier Brasil, 2010.
- MARTIN, L. E. S. et al. New high-definition frequency tool for tubing and multiple casing corrosion detection. *Society of Petroleum Engineers - SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2017*, v. 2017-Janua, 2017.
- MATSUO, D. N. S. C. et al. Paper No. 17602. n. 17602, p. 1–10, 2022.
- MELCHERS, R. E.; BECK, A. T. *Structural Reliability Analysis and Prediction*. Wiley, 2018. ISBN 9781119265993. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119266105>>.

MENCAGLIA, X. et al. Towards a Novel Approach to Consider Casing Wear in Well Designs. In: *Day 4 Thu, May 05, 2022*. [S.l.]: OTC, 2022.

MITCHELL, R. F.; SAMUEL, R. How good is the torque-drag model? *SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings*, v. 1, p. 232–240, 2007.

MITTAL, M. K.; SAMUEL, R.; GONZALES, A. Wear-Factor Prediction Based on Data-Driven Inversion Technique for Casing Wear Estimation. In: *Volume 11: Petroleum Technology*. [S.l.]: American Society of Mechanical Engineers, 2020. v. 11, n. 1. ISBN 978-0-7918-8443-0.

MIURA, K. *Um Estudo sobre a Segurança Operacional na Construção e Reparo de Poços Marítimos de Petróleo Um Estudo sobre a Segurança Operacional na Construção e Reparo de Poços Marítimos de Petróleo*. 710 p. Tese (Doutorado) — UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, 2004.

MOHAMMED, A. I. et al. Casing structural integrity and failure modes in a range of well types - A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 68, 2019. ISSN 18755100.

Moreira Junior, N. M. et al. Worn pipes collapse strength: Experimental and numerical study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, v. 133, p. 328–334, 2015. ISSN 09204105.

NETTO, T. On the effect of narrow and long corrosion defects on the collapse pressure of pipelines. *Applied Ocean Research*, v. 31, n. 2, p. 75–81, apr 2009. ISSN 01411187.

NETTO, T. A.; FERRAZ, U. S.; BOTTO, A. Residual strength of corroded pipelines under external pressure: a simple assessment. In: *International Pipeline Conference*. Calgary: [s.n.], 2006. p. 1–14.

NETTO, T. A.; FERRAZ, U. S.; BOTTO, A. On the effect of corrosion defects on the collapse pressure of pipelines. *International Journal of Solids and Structures*, v. 44, n. 22-23, p. 7597–7614, 2007. ISSN 00207683.

NORSOK D-010. *D-010 Well integrity in drilling and well operations (Rev. 4, June 2013)*. Noruega: Standards Norway, 2013.

NYBORG, R. Overview of CO<sub>2</sub> Corrosion Models for Wells and Pipelines. In: *Corrosion 2002*. [S.l.: s.n.], 2002. p. 1–16.

OLARTE, P. et al. Casing collapse study on block VI wells: Casabe field. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, v. 3, n. June, p. 1364–1375, 2009.

OLIVEIRA, J. J. M. *O Problema da Corrosão por CO<sub>2</sub> nos Tubos Localizados Na Província Do Pré-Sal*. 104 p. Tese (Monografia (Pós-graduação)) — Faculdade do Centro Leste, 2015.

OLIVEIRA, J. J. M.; Zoghbi Filho, J. R. B. O Problema Da Corrosão Por Co 2 Nos Localizados Na Província Do Pré-Sal. *Revista da Pós-Graduação da Faculdade do Centro Leste*, n. June 2015, 2015.

OLIVEIRA, N.; NETTO, T. A. Collapse Experiments and Reliability Analyses of Corroded Pipes for Offshore Applications. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, v. 142, n. 2, apr 2020. ISSN 0892-7219.

- OSSAI, C. I.; BOSWELL, B.; DAVIES, I. J. Pipeline failures in corrosive environments - A conceptual analysis of trends and effects. *Engineering Failure Analysis*, Elsevier Ltd, v. 53, p. 36–58, 2015. ISSN 13506307.
- PAIK, J. K.; LEE, J. M.; KO, M. J. Ultimate shear strength of plate elements with pit corrosion wastage. *Thin-Walled Structures*, v. 42, n. 8, p. 1161–1176, 2004. ISSN 02638231.
- PATTILLO, P. *Elements of Oil and Gas Well Tubular Design*. 1st. ed. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2018. 606 p. ISBN 9780128118580.
- PETROBRAS. *Tecnologias pioneiras do pré-sal*. 2017. Disponível em: <<https://presal.hotsitespetrobras.com.br/tecnologias-pioneiras>>.
- RAHMAN, S. S.; CHILINGARIAN, G. V. *Casing Design-Theory and Practice*. [S.l.]: Elsevier, 1995. v. 42. 27–75 p. ISSN 09204105. ISBN 0444817433.
- RIPMAN, S. Casing Wear in Multilateral Wells. p. 101, 2011.
- ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. de; ROCHA, Luiz Alberto Santos and AZEVEDO, C. T. de. *Projetos de Poços de Petróleo: Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos*. 2nd. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2009.
- ROUDAK, M. A. et al. A robust approximation method for nonlinear cases of structural reliability analysis. *International Journal of Mechanical Sciences*, v. 133, n. May, p. 11–20, 2017. ISSN 00207403.
- SAKAKIBARA, N.; KYRIAKIDES, S.; CORONA, E. Collapse of partially corroded or worn pipe under external pressure. *International Journal of Mechanical Sciences*, v. 50, n. 12, p. 1586–1597, 2008. ISSN 00207403.
- SAMUEL, R. et al. Solving the Casing Wear Puzzle Using Stiff String Model. n. March, p. 1–3, 2016.
- SAWARYN, S. J. et al. Assessing casing wear in the absence of a baseline calliper log. *SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings*, v. 2015-Janua, n. March, p. 1879–1904, 2015. ISSN 1930-0204.
- SEGHIER, M. E. A. B. et al. Prediction of maximum pitting corrosion depth in oil and gas pipelines. *Engineering Failure Analysis*, Elsevier, v. 112, n. February, p. 104505, 2020. ISSN 13506307.
- SEITINGER, P. M. *An analysis of the parameters causing casing wear in Troll field and possible solutions*. 158 p. Tese (Doutorado) — Mining University of Leoben, 2010.
- SHEN, Z.; BECK, F. E. Intermediate casing collapse induced by casing wear in high-temperature and high-pressure wells. In: *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*. [S.l.: s.n.], 2012. ISBN 9781622761272.
- SHOLIHIN, M. Y. M. et al. Remaining Life and Corrosion Rate Prediction of Well Casing Material in the CO<sub>2</sub> Environment. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, v. 553, n. 1, 2019. ISSN 1757899X.
- SILVA, G. T. da. *Análise numérica da resistência ao colapso em tubulares de revestimento de poços dotados de imperfeições de manufatura e desgaste*. 123 p. Tese (Dissertação de Mestrado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS - UFAL, 2020.

SILVA, T. B. da. Contribuição À Análise De Integridade Em Sistemas De Revestimento Via Confiabilidade Estrutural. p. 88, 2018.

SINTEF. *Offshore and Onshore Reliability Data (OREDA)*. 4th editio. ed. Trondheim, Norway: DNV, 2002. 835 p.

SINTEF. *Offshore and Onshore Reliability Data (OREDA): Volume 2 - Subsea Equipment*. 6th editio. ed. Trondheim, Norway: [s.n.], 2015.

SMITH, M. *ABAQUS/Standard User's Manual, Version 6.9*. 2009.

SONG, J. S.; BOWEN, J.; KLEMENTICH, F. Internal pressure capacity of crescent-shaped wear casing. *Drilling Conference - Proceedings*, p. 547–553, 1992. ISSN 0090-8339.

SOUZA, C. O. de. *Análise Estrutural de Poços Submarinos: Uma Avaliação da Influência do Topo do Cimento do Revestimento de Superfície*. 214 p. Tese (Tese de doutorado) — UFRJ, 2020.

SUBSEAMASTER. *ExproSoft SubseaMaster project*. 2006. Disponível em: <<http://www.exprosoft.com/>>.

SUN, Z. et al. Design of multi-functional ultrasonic imaging logging tool. In: *Proceedings of Meetings on Acoustics*. [S.l.: s.n.], 2012. v. 15, n. 2012. ISSN 1939800X.

TAMANO, T.; YANAGIMOTO, S.; MIMAKI, T. New Empirical Formula for Collapse Resistance of Commercial Casing. *Nippon Steel Technical Report*, n. 26, 1985. ISSN 0300306X.

TAN, L.; GAO, D. Casing Wear Prediction Model Based on Casing Ellipticity in Oil and Gas Well-Drilling With Complex Structures. *Journal of Applied Mechanics*, American Society of Mechanical Engineers (ASME), v. 85, n. 10, oct 2018. ISSN 0021-8936.

TAN, L.; GAO, D.; ZHOU, J. A Prediction Model of Casing Wear in Extended-Reach Drilling With Buckled Drillstring. *Journal of Applied Mechanics*, American Society of Mechanical Engineers (ASME), v. 85, n. 2, feb 2018. ISSN 0021-8936.

TAN, L.; GAO, D.; ZHOU, J. Casing Wear Prediction with Considering Initial Internal Casing Eccentricity. *Arabian Journal for Science and Engineering*, Springer Verlag, v. 43, n. 5, p. 2593–2603, may 2018. ISSN 2193-567X.

TAN, L. et al. Casing Wear Prediction Model Based on Drill String Whirling Motion in Extended-Reach Drilling. *Arabian Journal for Science and Engineering*, Springer Verlag, v. 43, n. 11, p. 6325–6332, nov 2018. ISSN 2193-567X.

TEIGLAND, A. et al. A Generalized Empirical Expression for Collapse of Worn Tubulars Using Stress Concentration Factors. *SPE Drilling & Completion*, v. 36, n. 04, p. 1006–1017, dec 2021. ISSN 1064-6671.

TEIGLAND, A. et al. A generalized empirical expression for the collapse of worn tubulars with a crescent-shaped wear groove under combined loads. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 208, p. 109187, jan 2022. ISSN 09204105.

TEIXEIRA, A. P. et al. Reliability of pipelines with corrosion defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 85, n. 4, p. 228–237, 2008. ISSN 03080161.



- TEIXEIRA, A. P.; PALENCIA, O. G.; Guedes Soares, C. Reliability Analysis of Pipelines With Local Corrosion Defects Under External Pressure. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, v. 141, n. 5, p. 1–10, 2019. ISSN 1528896X.
- TRUE, M. E.; WEINER, P. D. Optimum Means of Protecting Casing and Drillpipe Tool Joints Against Wear. *Journal of Petroleum Technology*, v. 27, n. 02, p. 246–252, feb 1975. ISSN 0149-2136.
- VANHAZEBROUCK, V. M. *Análise de dutos corroídos por meio de método de confiabilidade estrutural*. 139 p. Tese (Dissertação) — Pontifícia Universidade Católica do Paraná, 2008.
- VARGAS, C. E. V. et al. Comparison of well integrity logs using ultrasonic tool during workover intervention and innovative electromagnetic tool in rig-less scenario: Colombia case history. *Rio Oil and Gas Expo and Conference*, v. 20, n. 2020, p. 129–130, 2020. ISSN 25257579.
- VAVASSEUR, D. et al. *SPE-183388-MS Casing Wear and Stiff String Modeling Sensitivity Analysis-The Contribution of DP Pipe-Body and Tool-Joint on Casing Contact*. [S.l.], 2016.
- VELÁZQUEZ, J. C. et al. Predictive model for pitting corrosion in buried oil and gas pipelines. *Corrosion*, v. 65, n. 5, p. 332–342, 2009. ISSN 00109312.
- VELÁZQUEZ, J. C. et al. Technical Note: Field study - Pitting corrosion of underground pipelines related to local soil and pipe characteristics. *Corrosion*, v. 66, n. 1, p. 0160011–0160015, 2010. ISSN 00109312.
- VIGNES, B.; AADNØY, B. S. Well-integrity issues offshore Norway. *SPE Production and Operations*, v. 25, n. 2, p. 145–150, 2010. ISSN 19301855.
- VIRTANEN, P. et al. SciPy 1.0: Fundamental Algorithms for Scientific Computing in Python. *Nature Methods*, v. 17, p. 261–272, 2020.
- WANG, T. et al. Investigation of the ultimate residual strength of a worn casing by using the arc-length algorithm. *Engineering Failure Analysis*, v. 28, p. 1–15, mar 2013. ISSN 13506307.
- WATFA, M. Downhole casing corrosion and interpretation techniques to evaluate corrosion in multiple casing strings. n. August, p. 55–66 17931, 1991.
- WELLMASTER. *WellMaster project*. 2006. Disponível em: <<http://www.exprosoft.com/>>.
- WELLMASTER. *Reliability of Well Completion Equipment – Phase VI Main Report*. Trondheim, Norway: [s.n.], 2009.
- WHITE, J. P.; DAWSON, R. Casing Wear: Laboratory Measurements and Field Predictions. *SPE Drilling Engineering*, Exxon Production Research Co, v. 2, n. 01, p. 56–62, 1987. ISSN 0885-9744.
- WILLIAMSON, J. S. Casing Wear: The Effect of Contact Pressure. *Journal of Petroleum Technology*, v. 33, n. 12, p. 2382–2388, dec 1981. ISSN 0149-2136.
- WU, J.; ZHANG, M. Casing Burst Strength After Casing Wear. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Production Operations Symposium*. [S.l.], 2005.
- XINGFU, Z. Multi-Pipe String Electromagnetic Detection Tool and Its Applications Electromagnetic Detection Tool MID-K 3 Measurement Principle. p. 423–427, 2007.

- YAMANE, M. et al. Residual strength evaluation of corroded steel members in marine environments. *Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference*, v. 4, p. 43–50, 2006. ISSN 10986189.
- YAN, Y. et al. A study on the influence of double ellipsoidal pitting corrosion on the collapsing strength of the casing. *Engineering Failure Analysis*, Elsevier, v. 100, n. March 2018, p. 11–24, 2019. ISSN 13506307.
- YANG, D. P. et al. Study on residual strength of corroded pipes. *Applied Mechanics and Materials*, v. 662, n. October, p. 196–203, oct 2014. ISSN 16627482.
- YU, H.; TALEGHANI, A. D.; LIAN, Z. Modelling casing wear at doglegs by incorporating alternate accumulative wear. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier B.V., v. 168, p. 273–282, sep 2018. ISSN 09204105.
- ZENG, D. et al. Investigation of service life and corrosion mechanism of tubing in production well on polymer flooding. *Corrosion Engineering Science and Technology*, Taylor & Francis, v. 55, n. 8, p. 634–644, 2020. ISSN 17432782.
- ZHANG, Q.; LIAN, Z.; LIN, T. Prediction of residual burst strength of worn casing by theoretical and numerical modelling. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, v. 188, p. 104195, dec 2020. ISSN 03080161.
- ZHANG, W.; ECKERT, A. Numerical investigation of the influence of cement failure to micro-annuli generation. *52nd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*, 2018.
- ZHANG, X.; HUANG, W.; GAO, D. Prediction Model of Casing Wear Shape and Residual Strength under Compound Modes. *SPE Journal*, v. 1, p. 1–25, mar 2022. ISSN 1086-055X.