



FUNDAÇÃO OSWALDO ARANHA
CENTRO UNIVERSITÁRIO DE VOLTA REDONDA
PRO-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
MESTRADO PROFISSIONAL EM MATERIAIS



ANTONIO CARLOS RAMOS JÚNIOR

**DESENVOLVIMENTO E VALIDAÇÃO DE CRITÉRIOS UTILIZADOS
NA DEFINIÇÃO DE SOBRESPESSURA DE CORROSÃO A PARTIR
DA AVALIAÇÃO DA TAXA DE CORROSÃO EM TUBOS
API 5CT C-110**

VOLTA REDONDA

2020

ANTONIO CARLOS RAMOS JÚNIOR

**DESENVOLVIMENTO E VALIDAÇÃO DE CRITÉRIOS UTILIZADOS
NA DEFINIÇÃO DE SOBRESPESSURA DE CORROSÃO A PARTIR
DA AVALIAÇÃO DA TAXA DE CORROSÃO EM TUBOS
API 5CT C-110**

Dissertação apresentada ao Mestrado Profissional em Materiais do Centro Universitário de Volta Redonda – UniFOA, como requisito obrigatório para obtenção do título de Mestre em Materiais, na área de concentração de processamento e caracterização de materiais metálicos, cerâmicos e poliméricos e linha de pesquisa em materiais metálicos.

Orientador: Prof. Dr. Bojan Marinkovic

VOLTA REDONDA

2020

FICHA CATALOGRÁFICA

Bibliotecária: Alice Tacão Wagner - CRB 7/RJ 4316

R175d Ramos Junior, Antonio Carlos

Desenvolvimento e validação de critérios utilizados na definição de sobresspesura de corrosão a partir da avaliação da taxa de corrosão em tubos API 5CT C-110. / Antonio Carlos Ramos Junior. - Volta Redonda: UniFOA, 2020.

95 p. : Il

Orientador (a): Bojan Marinkovic

Dissertação (Mestrado) – UniFOA / Mestrado Profissional em Materiais, 2020

1. Materiais - dissertação. 2. Petróleo – poço - revestimento. 3. Corrosão - desgaste. I. Marinkovic, Bojan. II. Centro Universitário de Volta Redonda. III. Título.

CDD – 620.1



FUNDAÇÃO OSWALDO ARANHA
CENTRO UNIVERSITÁRIO DE VOLTA REDONDA
PRO-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
MESTRADO PROFISSIONAL EM MATERIAIS



ANTONIO CARLOS RAMOS JUNIOR

Desenvolvimento e Validação de Critérios Utilizados na Definição de Sobresspessura de Corrosão a partir da Avaliação da Taxa de Corrosão em Tubos API 5CT C-110

Orientador: Prof. Dr. Bojan Marinkovic

**ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO
TÍTULO DE
“MESTRE EM MATERIAIS”**

**APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE MESTRADO
PROFISSIONAL EM MATERIAIS**

Prof. Dr. Roberto de Oliveira Magnago
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Bojan Marinkovic
Presidente / UniFOA

Prof. Dr. Sandro Rosa Corrêa
Examinador interno / UniFOA

Prof. Dr. Eduardo dos Santos Radespiel
Examinador externo / Petrobras

OUTUBRO DE 2020.

DEDICATÓRIA

À minha família.

AGRADECIMENTOS

Na condução do presente projeto de pesquisa, contei com o apoio de diversas pessoas, empresas, universidades e instituições às quais sou eternamente grato.

Ao Prof. Dr. Bojan Marinkovic, primeiramente por ter aceito esse desafio, pela excelência na orientação, incentivo e confiança.

Aos Professores, Técnicos e Secretárias da UniFOA, em especial à Isabela Teixeira Domingos e Ana Maria Oliveira Carvalho, sempre disponíveis, eficientes e muito gentis.

À equipe de técnicos e engenheiros que fazem parte do Laboratório de Tecnologia em Atrito e Desgaste da Universidade Federal de Uberlândia (UFU), em especial ao M.Sc. Juliano O. de Moraes e à M.Sc. Edja Landeyara Freitas Moura.

À equipe de técnicos e engenheiros que fazem parte do Laboratório de Ensaios de H₂S, CO₂ e Corrosividade do Instituto Nacional de Tecnologia (INT), em especial à D.Sc. Camila Finamore Gomes de Almeida.

À Vallourec Soluções Tubulares do Brasil S.A por ter fornecido as amostras do tubular API 5CT C-110 para a realização dos ensaios de corrosão.

À Petrobras pelo incentivo e pela sua busca incessante pela excelência.

Aos colegas da Petrobras, M.Sc. Joseir Gandra Percy e M.Sc. Ilson Palmieri Baptista pelo suporte técnico.

Obrigado!

EPÍGRAFE

“Cada sonho que você deixa pra trás, é um pedaço do seu futuro que deixa de existir.”

Steve Jobs.

JUNIOR, A. C. R. **Desenvolvimento e validação de critérios utilizados na definição de sobresspesura de corrosão a partir da avaliação da taxa de corrosão em tubos API 5CT C-110.** 2020. Dissertação (Mestrado Profissional em Materiais) – Fundação Oswaldo Aranha, Centro Universitário de Volta Redonda, Volta Redonda, 2020.

RESUMO

Ao longo da construção e vida produtiva de um poço, os tubulares instalados podem ter suas espessuras de parede reduzidas, quer seja por ação mecânica ou por ação eletroquímica (corrosão). O objetivo do presente projeto de pesquisa é avaliar a taxa de corrosão em tubo íntegro e desgastado mecanicamente, além de desenvolver e validar critérios para definição de sobresspesura de corrosão a ser considerada na etapa de elaboração de projetos de poços de petróleo a partir de ensaios de corrosão em amostras de tubos API 5CT C-110 submetidos ao processo de corrosão ácida por H_2CO_3 . A fim de se obter resultados de ensaios realizados em laboratório que pudessem reproduzir os fenômenos que ocorrem durante a construção e vida produtiva de poços, as condições de contorno definidas para a realização do desgaste mecânico e ensaios de corrosão levaram em consideração o histórico e registros de construção e produção de poços offshore. A operação de desgaste mecânico foi realizada no Laboratório de Tecnologia em Atrito e Desgaste da Universidade Federal de Uberlândia, utilizando, para tanto, amostras do tubo API 5CT C-110 cedidas pela Vallourec Soluções Tubulares do Brasil S.A. Os ensaios de corrosão foram realizados no Instituto Nacional de Tecnologia. As taxas de corrosão aferidas nas amostras submetidas ao ensaio a 50 °C foram maiores que as taxas verificadas nas amostras submetidas ao ensaio a 110 °C. As superfícies das amostras dos tubos preservadas com a carepa de laminação apresentaram taxas de corrosão inferiores às taxas observadas em áreas onde houve desgaste mecânico prévio ao ensaio de corrosão. A metodologia de estimativa de taxa de corrosão por interferometria a laser utilizando a técnica quantitativa por definição de perfis se mostrou eficaz, pois apresentou comportamento e valores compatíveis com os encontrados pelo método gravimétrico.

Palavras-chave: Petróleo; Poço; Revestimento; Corrosão; CO_2 ; Desgaste.

JUNIOR, A. C. R. **Development and validation of criteria used in the corrosion thickness allowance definition from the corrosion rate evaluation in API 5CT C-110 casing pipes.** 2020. Dissertation (Professional Master of Material) – Fundação Oswaldo Aranha, Centro Universitário de Volta Redonda, Volta Redonda, 2020.

ABSTRACT

Throughout the construction and productive life of an oil well, installed casings may have their wall thickness reduced, either by mechanical or electrochemical action (corrosion). Understanding mass losses processes by corrosion and mechanical wear, and their combined effects, is very important to well safety and its integrity. This research project' goal is to evaluate the corrosion rate in a mechanically worn pipe and preserved casing pipe, as well as to develop and validate the criteria for the definition of corrosion thickness allowance to be considered in the oil well design phase from corrosion tests executed in some API 5CT C-110 casing samples submitted to a H₂CO₃ corrosion acid. To obtain laboratory results tests that could reproduce as accurately as possible the construction and production phases, the conditions defined for wear and corrosion tests considered the construction and production operations records. The mechanical wear tests were performed at Friction and Wear Laboratory of Universidade Federal de Uberlândia, using API 5CT C-110 samples provided by Vallourec Soluções Tubular do Brasil S.A., while corrosion tests were conducted at Instituto Nacional de Tecnologia. The corrosion rates measured in samples submitted to 50 °C tests were higher than the rates verified in samples submitted to 110 °C test. The internal pipe surface preserved with lamination scale had lower corrosion rates than areas where mechanical wear were made prior to the corrosion test. The corrosion rate evaluation methodology by laser interferometry using quantitative technique by profiles definition proved to be effective, as it presented values and behavior compatible with those found by gravimetric method.

Keywords: Petroleum; Oil well; Casing; Corrosion; CO₂; Wear.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Circuito do fluido de perfuração no poço.....	23
Figura 2 - Projeto de um poço com 5 fases.....	25
Figura 3 - Poços direcionais.....	26
Figura 4 - Contato do <i>tool joint</i> com a parede interna de um revestimento.....	27
Figura 5 - Detalhe do <i>hardbanding</i> de um <i>tool joint</i>	28
Figura 6 - Esquema do mecanismo de desgaste adesivo.....	29
Figura 7 - Esquema de desgaste abrasivo entre três corpos.....	30
Figura 8 - Esquema de desgaste por fadiga.....	31
Figura 9 - Esquema de desgaste corrosivo.....	31
Figura 10 - Produção de um poço com válvula de gas-lift.....	35
Figura 11 - Influência da temperatura e da pressão parcial de CO ₂ na taxa de corrosão do aço carbono.....	39
Figura 12 - Influência do teor de cromo na taxa de corrosão por CO ₂	40
Figura 13 - Taxa média de corrosão de um aço X70 para diferentes rugosidades da superfície e umidade relativa de 50% a 88%.....	41
Figura 14 - Taxa média de corrosão de um aço X70 para diferentes rugosidades da superfície e umidade relativa de 45% e 100%.....	42
Figura 15 - Processo Mannesmann.....	47
Figura 16 - Desenho esquemático para usinagem das amostras do tubo API 5CT C-110.....	49
Figura 17 - Amostra do tubo API 5CT C-110 usinada com a sua superfície interna preservada com a carepa de laminação.....	50
Figura 18 - Esquema do dispositivo de desgaste mecânico em escala reduzida.....	50
Figura 19 - Areia NBR, 100 mesh, na proporção de 2 g de sólido para 1 ml de fluido de perfuração.....	51
Figura 20 - Detalhe do peso morto no braço de alavanca do dispositivo de desgaste em escala reduzida.....	52
Figura 21 - Amostra do tubo API 5CT C-110 usinada com 20% da sua superfície interna desgastada.....	53
Figura 22 - Detalhe da superfície interna desgastada da amostra do tubo API 5CT C-110.....	53
Figura 23 - Interferômetro modelo CLI 2000 da UFU.....	54

Figura 24 - Interferômetro CLI 2000 realizando leitura da superfície.....	55
Figura 25 - Referência dos eixos para a digitalização da superfície.....	56
Figura 26 - Exemplo de superfície digitalizada.....	56
Figura 27 - Amostras embutidas com resina epoxy Aka.	57
Figura 28 - Desenho esquemático da preparação do <i>packer fluid</i> utilizado no teste de corrosão.	59
Figura 29 - Corpos de prova de referência presos à resina epoxy.	61
Figura 30 - Estimativa do pH de uma solução aquosa em função do tempo.....	63
Figura 31 - Análise do comportamento da resina epoxy após 180 dias de ensaio de corrosão.	64
Figura 32 - Resultados dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-2, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 50 °C.	66
Figura 33 - Resultados dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-3, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 50 °C.	67
Figura 34 - Resultados dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-7, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 110 °C.	67
Figura 35 - Resultados dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-8, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 110 °C.	68
Figura 36 - Definição da referência do eixo Z.....	68
Figura 37 - Esquemático da subtração das superfícies digitalizadas antes e após o ensaio de corrosão.....	69
Figura 38 - Resultado da subtração dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-2, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 50 °C.	70
Figura 39 - Resultado da subtração dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-3, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 50 °C.	71
Figura 40 - Resultado da subtração dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-7, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 110 °C.	72
Figura 41 - Resultado da subtração dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-8, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 110 °C.	73
Figura 42 - Esquemático do posicionamento dos perfis passando pelas áreas preservadas com carepa de laminação e desgastadas mecanicamente.	75
Figura 43 - Valor numérico do posicionamento no eixo X dos perfis P1, P2 e P3 de cada amostra.....	75

Figura 44 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-2, perfil P1, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C por 180 dias.....	76
Figura 45 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-2, perfil P2, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C por 180 dias.....	77
Figura 46 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-2, perfil P3, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C por 180 dias.....	78
Figura 47 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-3, perfil P1, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C por 180 dias.....	79
Figura 48 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-3, perfil P2, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C por 180 dias.....	80
Figura 49 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-3, perfil P3, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C por 180 dias.....	81
Figura 50 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-7, perfil P1, submetida ao ensaio de corrosão a 110 °C por 180 dias.....	82
Figura 51 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-7, perfil P2, submetida ao ensaio de corrosão a 110 °C por 180 dias.....	83
Figura 52 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-7, perfil P3, submetida ao ensaio de corrosão a 110 °C por 180 dias.....	84
Figura 53 - Taxa de corrosão estimada para um aço API X70 em função da temperatura (solução de NaCl 3,5% saturada com CO ₂ a 0,07 MPa, ambiente confinado).....	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resumo de propriedades das ligas de <i>hardbanding</i>	32
Tabela 2 - Reações químicas do mecanismo de corrosão por CO ₂	36
Tabela 3 - Classificação do aço quanto a resistência à corrosão uniforme.	37
Tabela 4 - Condições de ensaio para verificação de taxa de corrosão uniforme por VSI e ASTM G1-90 ^[45]	44
Tabela 5 - Resultados dos ensaios para verificação de taxa de corrosão uniforme por VSI e ASTM G1-90 ^[45]	45
Tabela 6 - Composição química (% em peso) do aço API 5CT C-110.	48
Tabela 7 - Composição química (% em peso) do aço API 5CT C-110 em estudo....	48
Tabela 8 - Sequência de digitalização das superfícies das amostras.....	55
Tabela 9 - Resumo dos imageamentos das superfícies das amostras realizados como interferômetro CLI2000.	57
Tabela 10 - Composição química do <i>packer fluid</i>	58
Tabela 11 - Parâmetros utilizados nos ensaios de corrosão.	59
Tabela 12 - Características dos corpos de prova de referência (CPR) antes do ensaio de perda de massa.....	60
Tabela 13 - Valores de pH do <i>packer fluid</i> antes e após os ensaios de corrosão.....	62
Tabela 14 - Massas dos corpos de prova de referência (CPR) antes e após o ensaio de perda de massa.....	65
Tabela 15 - Taxa de corrosão uniforme média registradas nos corpos de prova de referência (CPR).	66
Tabela 16 - Perdas de espessura estimadas pelos métodos gravimétricos e por interferometria a laser.	74
Tabela 17 - Estimativa de taxa de corrosão da amostra 67568-2 realizada por análise de perfis obtidos por interferometria a laser. Ensaio realizado a 50°C.....	78
Tabela 18 - Estimativa de taxa de corrosão da amostra 67568-3 realizada por análise de perfis obtidos por interferometria a laser. Ensaio realizado a 50 °C.....	81
Tabela 19 - Estimativa de taxa de corrosão da amostra 67568-7 realizada por análise de perfis obtidos por interferometria a laser. Ensaio realizado a 110 °C.....	84
Tabela 20 - Resumo das estimativas de taxa de corrosão obtidas pelos métodos gravimétrico e por interferometria a laser (análise de perfis).	85

Tabela 21 - Taxa de corrosão média e desvio padrão considerando o somatório das superfícies das amostras 67568-2 e 67568-3.85

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

API	American Petroleum Institute
ARBL	Alta Resistência e Baixa Liga
ASTM	American Society for Testing and Materials
BR-CARB	Fluido de perfuração base água adensado com carbonato de cálcio
CPR	Corpo de Prova de Referência
°C	Graus Celsius – unidade de uma escala de medição de temperatura
σ	Desvio Padrão
FAC	Fadiga de Alto Ciclo
FBC	Fadiga de Baixo Ciclo
GMAW	Gas Metal Arc Welding
INT	Instituto Nacional de Tecnologia
lb/gal	Libra por galão norte-americano
LDA	Lâmina de Água
LTAD	Laboratório de Tecnologia em Atrito e Desgaste
LWD	Logging While Drilling
μm	Micrómetro – unidade de comprimento
MEV	Microscopia Eletrônica de Varredura
MPa	Mega Pascal
MWD	Measurement While Drilling
N	Newton – unidade de medida de força
NACE	National Association of Corrosion Engineers
NBR	Norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas
pH	Potencial de Hidrogênio

RPM	Rotação por Minuto
TC	Taxa de corrosão
UFU	Universidade Federal de Uberlândia
UniFOA	Centro Universitário de Volta Redonda
VSI	Interferometria de Varredura Vertical

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	19
1.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	19
1.2.	OBJETIVO.....	20
1.3.	JUSTIFICATIVA.....	20
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1.	PERFURAÇÃO DE UM POÇO DE PETRÓLEO	22
2.1.1.	Perfuração de poços direcionais	25
2.1.2.	Desgaste do revestimento em poços direcionais	26
2.2.	DESGASTE DO MATERIAL.....	28
2.2.1.	Classificação de desgaste do material	29
2.2.1.1.	Desgaste adesivo	29
2.2.1.2.	Desgaste abrasivo	30
2.2.1.3.	Desgaste por fadiga superficial	30
2.2.1.4.	Desgaste corrosivo	31
2.2.2.	Desgaste mecânico em tubos de revestimento	32
2.3.	COMPLETAÇÃO DE UM POÇO DE PETRÓLEO.....	33
2.3.1.	Método de elevação artificial	34
2.4.	CORROSÃO.....	35
2.4.1.	Corrosão por dióxido de carbono (CO₂)	36
2.4.2.	Tipos de corrosão causada pelo dióxido de carbono (CO₂)	36
2.4.2.1.	Corrosão uniforme	36
2.4.2.2.	Corrosão por pitting	38
2.4.3.	Parâmetros que influenciam a corrosão por dióxido de carbono (CO₂)	38
2.4.4.	Efeito da rugosidade de uma superfície na corrosão	40
2.4.5.	Corrosão sob tensão (CST)	43

2.5	INTERFEROMETRIA ÓPTICA NA ANÁLISE DA CORROSÃO	43
3.	MATERIAIS E MÉTODOS	46
3.1.	MATERIAL ESTUDADO	46
3.2.	USINAGEM DAS AMOSTRAS	48
3.3.	REALIZAÇÃO DO DESGASTE MECÂNICO	50
3.4.	INTERFEROMETRIA A LASER	53
3.5.	ENSAIOS DE CORROSÃO	57
3.6.	ESNSAIO GRAVIMÉTRICO PARA REFERÊNCIA	60
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	62
4.1.	AVALIAÇÃO DOS ENSAIOS REALIZADOS PARA ESTIMATIVA DA TAXA DE CORROSÃO	62
4.1.1.	Análise do pH do <i>packer fluid</i> após ensaio de corrosão	62
4.1.2.	Análise da resina epoxy	63
4.1.3.	Avaliação da taxa de corrosão por interferometria a laser e gravimetria	64
5.	CONCLUSÕES	88
6.	TRABALHOS FUTUROS	89
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	90
8.	GLOSSÁRIO	94

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A construção de um poço de petróleo é uma etapa importante e necessária ao desenvolvimento de um campo petrolífero. Basicamente, a construção de um poço é dividida em etapas de perfuração e completação. O poço é perfurado em fases e em intervalos decrescentes de diâmetro de tubulares de aço, doravante chamados de revestimentos de aço ou simplesmente revestimentos, segundo a terminologia utilizada na indústria petrolífera. O projeto estrutural de um poço convencional marítimo normalmente contempla a utilização de revestimentos com diâmetros de 30", 20", 13 3/8" e 9 5/8". Impedir a instabilidade das paredes do poço e isolar reservatórios com diferentes tipos de fluidos e pressões estão entre as diversas funções de um revestimento de um poço de petróleo.

Ao longo da construção e vida produtiva de um poço, os revestimentos instalados podem ter suas espessuras de parede reduzidas, quer seja por ação mecânica ou por ação eletroquímica (corrosão). A avaliação da corrosão em equipamentos instalados em poços de petróleo é conhecida como um grande desafio enfrentado pela indústria petrolífera. Avaliar o efeito da corrosão em tubos que já apresentam desgaste mecânico, causado pelo atrito da coluna de perfuração com os tubos de revestimento durante a construção do poço, é um desafio ainda maior. Entender esses processos é fundamental para a garantia da integridade e segurança dos poços. Os efeitos da corrosão somados à perda de massa causada pelo desgaste mecânico levam à diminuição da resistência mecânica do revestimento, podendo causar deformação e, em casos extremos, perda e abandono permanente do poço.

Ao longo do tempo a indústria de petróleo e gás tem estudado, discutido e reportado diferentes tipos de corrosão. A corrosão ácida ou corrosão por H₂S e/ou CO₂, por exemplo, é um processo complexo que é afetado por muitos fatores, incluindo temperatura, pressão, composição do gás e composição química da água [1].

A corrosão tem se apresentado como um enorme problema para as indústrias em geral, sendo responsável por grandes prejuízos causados pela interrupção da

produção e/ou necessidade de substituição de equipamentos ou mesmo pela necessidade de superdimensionamento de equipamentos e peças para evitar que rupturas e falhas ocorram. De todo o aço produzido no mundo, estima-se que em torno de 25% destina-se à reposição de material consumido pelo processo de corrosão. Estudos publicados em 2016, conduzidos pela *National Association of Corrosion Engineers* (NACE), apontam que o custo global da corrosão está em torno de US\$ 2,5 trilhões, o equivalente a aproximadamente 3,4% do Produto Interno Bruto global. O estudo constatou que o entendimento dos processos de corrosão e a implementação das melhores práticas de prevenção podem resultar em economia global entre 15% a 35% do custo dos danos. Além das perdas diretas, a corrosão é também responsável por numerosas perdas indiretas, tais como paradas não programadas de equipamentos e sistemas, com os respectivos lucros cessantes, perda de eficiência de equipamentos, perdas de produtos por vazamentos e outras causas [2].

1.2. OBJETIVO

O objetivo do presente projeto de pesquisa é avaliar a taxa de corrosão em tubos de revestimento íntegro e desgastado mecanicamente, além de desenvolver e validar critérios para definição de sobresspesura de corrosão a ser considerada na etapa de elaboração de projetos de poços de petróleo a partir de ensaios de corrosão em amostras de tubos de revestimentos API 5CT C-110 submetidos ao processo de corrosão ácida por H_2CO_3 .

1.3. JUSTIFICATIVA

Com a descoberta de reservatórios de petróleo na camada pré-sal, a atividade de construção de poços tem enfrentado diversos desafios tecnológicos, principalmente com relação à corrosão. No cenário do pré-sal, a corrosão se torna um grave problema e um grande desafio, pois trata-se de ambiente de alta pressão, alta temperatura, presença de fluidos com elevada salinidade e em alguns casos existe ainda a presença de gases dissolvidos, sendo o mais comum o dióxido de carbono (CO_2). A ocorrência do CO_2 , em presença de água, produz ácido carbônico (H_2CO_3), o qual reduz o pH do meio, podendo causar corrosão uniforme e localizada em aços

carbono. Outros gases dissolvidos no fluido produzido ou injetado, como o H_2S e O_2 , podem tornar o ambiente ainda mais agressivo [1].

A redução da espessura de revestimentos é uma ocorrência que deve ser monitorada e minimizada e, sempre que possível, deve ser incluída nos critérios do projeto [3]. Isto deve-se ao fato de que os revestimentos sofrem uma queda em sua resistência à medida que ocorre uma redução de sua espessura [1]. Em casos extremos, a redução da parede do revestimento pode resultar em falha da coluna, podendo gerar uma comunicação com o meio externo, tendo assim a perda de sua integridade hidráulica, levando a uma perda e abandono permanente do poço.

Desta forma, para o desenvolvimento dos grandes campos de petróleo de forma econômica e segura, torna-se fundamental o entendimento dos processos de desgaste mecânico e corrosivos que os tubos de revestimento podem sofrer ao longo da construção e vida produtiva do poço.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. PERFURAÇÃO DE UM POÇO DE PETRÓLEO

A construção de um poço de petróleo é dividida em perfuração e completação. A primeira etapa consiste, basicamente, da perfuração do poço e instalação dos tubulares de revestimento definidos para cada fase, até o atingimento da profundidade final definida em projeto.

A perfuração é realizada utilizando sondas terrestres ou marítimas que, em geral, possuem sistemas de rotação denominados mesa rotativa e *top drive*. Esses sistemas permitem transmitir à coluna de perfuração os parâmetros básicos necessários à perfuração, que são rotação e peso sobre broca. Na perfuração as rochas são perfuradas por uma coluna de aço que possui, dentre outros componentes e equipamentos, uma broca em sua extremidade [4].

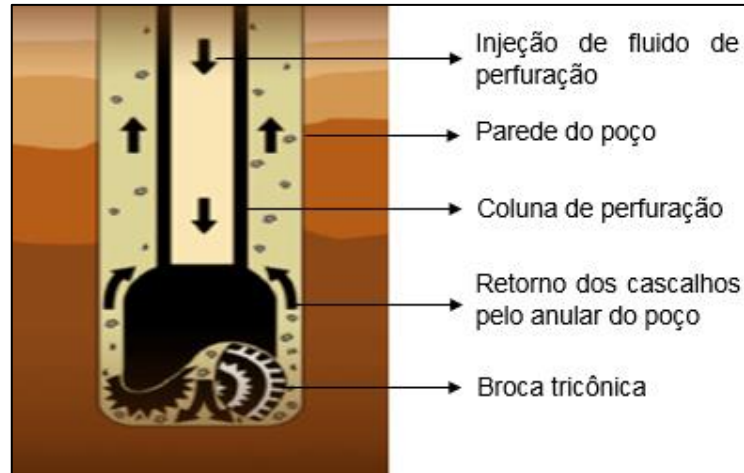
A coluna de perfuração normalmente é composta de *drill pipes*, *Heavyweight drill pipes*, *drill collars*, *drilling jar*, *float sub*, estabilizadores, LWD, MWD, motor de fundo ou *rotary steerable* e broca. A depender da geometria do poço e do contexto geológico em que está inserido, a coluna de perfuração pode ser alterada, permitindo, inclusive, a retirada do motor de fundo ou *rotary steerable* [5].

As brocas têm a função de promover a ruptura e desagregação das rochas ou formações [4], e os fragmentos gerados, chamados de cascalhos, são removidos e transportados do fundo do poço até a superfície pelo fluido de perfuração. Esse fluido é continuamente bombeado pelo interior da coluna de perfuração, passando pela broca e retornando à superfície pelo anular criado entre a coluna de perfuração e a parede do poço, conforme figura 1. São funções do fluido de perfuração:

- Resfriar e lubrificar broca e coluna de perfuração;
- Conduzir até a superfície os cascalhos gerados pela broca, mantendo o poço limpo;
- Exercer pressão hidrostática para que não ocorra instabilidade da parede do poço e, também, evitar que haja influxo indesejável de fluido da formação

(*kick*). O influxo indesejado de fluido da formação pode ser composto por óleo, gás, água ou uma mistura desses.

Figura 1 - Circuito do fluido de perfuração no poço.



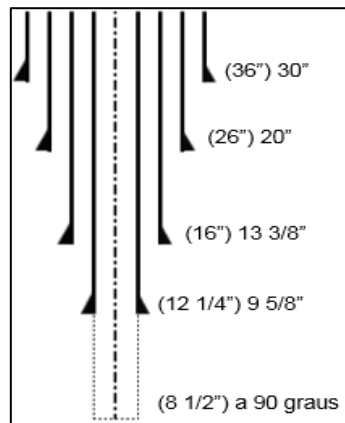
Fonte: Modificado de RIGZONE (2017).

O poço é perfurado em fases e em intervalos decrescentes de diâmetro de revestimento. O número de fases depende do contexto geológico, das zonas com hidrocarbonetos que serão atravessadas, da profundidade e diâmetro final de projeto. Existem inúmeras configurações de poços, que vão desde poços com três fases até poços com oito fases. Apenas como exemplo, podemos citar o projeto estrutural de um poço convencional *offshore* que contempla a utilização de revestimentos com diâmetros de 30", 20", 13 3/8" e 9 5/8" [6]. A descida e instalação dos tubulares de revestimento de cada fase é precedida da perfuração com broca de diâmetro maior que o diâmetro do revestimento. Para a descida do condutor de 30", por exemplo, é perfurada a fase com broca de 36". Para a fase 2, antes da descida do revestimento de superfície de 20", a fase é perfurada com broca de 26". A fase 3 é perfurada com broca de 16" para a descida e instalação do revestimento de 13 3/8". Para a instalação do revestimento produtor, nesse esquema de poço, é utilizada broca com diâmetro de 12 1/4". Novamente, em função dos diâmetros de revestimentos estabelecidos em projetos, outros diâmetros de brocas podem ser utilizados. Os revestimentos podem ser classificados de acordo com a sua função e momento de instalação durante a construção do poço. São classificados em condutor (30"), superfície (20"), intermediário (13 3/8") e de produção (9 5/8") [4].

- Conductor: tem a função de sustentar sedimentos não consolidados das partes superficiais. É o primeiro a ser descido e é instalado em pequenas profundidades, aproximadamente 60 metros em projetos convencionais com o início perfurado e cimentado. Pode ser instalado pelos métodos de jateamento, perfuração e cimentação ou torpedo;
- Superfície: tem a função de servir de base para a instalação de equipamentos de segurança de poço, além de prevenir desmoronamento de formações menos consolidadas. Em média, essa fase tem em torno de 800 metros. A extensão da fase, obviamente, é diferente para cada projeto de poço. É descido e cimentado após a perfuração da fase;
- Intermediário: tem a finalidade de isolar formações portadoras de água ou hidrocarboneto, com baixa ou alta pressão, zonas de instabilidade da formação e, eventualmente, zonas com potencial de perda de circulação de fluido de perfuração;
- Produção: último revestimento a ser descido no poço, tem a finalidade, como o próprio nome indica, de permitir a produção do poço. Funciona como barreira durante a construção e vida produtiva, evitando que o hidrocarboneto alcance o meio externo de forma indesejada e descontrolada.

No exemplo de estrutura de poço supracitado, em que são descidos os revestimentos de 30", 20", 13 3/8" e 9 5/8", a última fase da perfuração é realizada com broca de 8 1/2", conforme figura 2. Nessa fase o reservatório objetivo, portador de óleo e/ou gás, é perfurado para que seja iniciada a etapa de completação do poço. Nesse exemplo de configuração de poço horizontal, característico de um campo do pós-sal, onde normalmente há necessidade de sistema de contenção de sólidos com elementos filtrantes, a fase perfurada com broca de 8 1/2" não é isolada com revestimento. São descidas e instaladas telas que permitem a produção de fluido e evitam a produção de sólidos do reservatório, funcionando, dessa forma, como elementos filtrantes.

Figura 2 - Projeto de um poço com 5 fases.



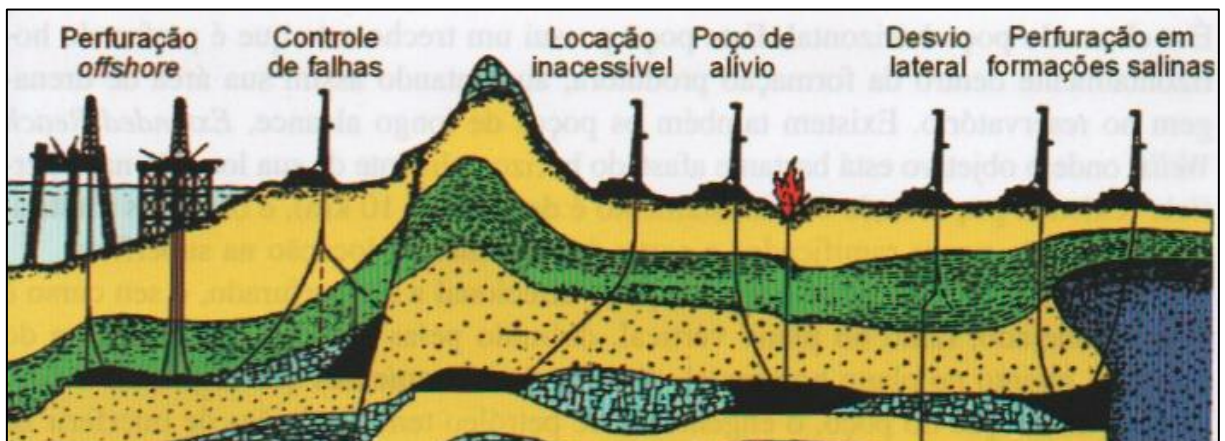
Fonte: Modificado de ROCHA, L. A., Perfuração Direcional (2006) [5].

2.1.1. Perfuração de poços direcionais

A construção de um poço com trajetória direcional tem como finalidade atingir objetivos que não estão localizados em coordenadas abaixo da cabeça do poço, que seriam alcançados com a perfuração de um poço vertical. Essa técnica é utilizada em cenários em que os alvos são de difícil acesso e que o poço vertical, que normalmente é menos complexo e mais barato, não pode ser perfurado, conforme figura 3 [5]. Os poços direcionais são perfurados com as seguintes finalidades:

- Desviar a trajetória de falhas geológicas, domos salinos, *shallow water*, *shallow gas* e formações depletadas;
- Controlar um *blowout* através da perfuração de um poço de alívio;
- Desviar lateralmente em caso de perda da fase por problemas operacionais;
- Permitir acesso a objetivos que são inacessíveis através de um poço vertical.

Figura 3 - Poços direcionais.



Fonte: THOMAS, J. E., Fundamentos de Engenharia de Petróleo (2004) [4].

Poços direcionais, horizontais ou multilaterais, têm também a função de aumentar a produtividade através de uma maior exposição do poço dentro do reservatório, ou seja, maior área ao fluxo.

2.1.2. Desgaste do revestimento em poços direcionais

Durante a construção de um poço, principalmente em trajetórias direcionais, a coluna de perfuração entra em contato com a parede interna do tubular. Esse fenômeno ocorre durante todas as manobras de descida e retirada da coluna de perfuração e, principalmente, durante a perfuração com a coluna girando. O contato da coluna de perfuração com o revestimento ocorre, preferencialmente, através dos *tool joints*, conforme figura 4. Os *tool joints* são dispostos nas extremidades dos tubos de perfuração, apresentam diâmetro externo maior que o do corpo do tubo e têm a finalidade de permitir, devido a sua característica construtiva, a conexão dos tubulares durante a perfuração. À medida que a perfuração avança, a conexão de novos tubulares é realizada até que a profundidade final da fase seja atingida.

Figura 4 - Contato do *tool joint* com a parede interna de um revestimento.



Fonte: Modificado de RIPMAN, S., Casing Wear in Multilateral Wells (2011) [7].

Tem-se observado na indústria do petróleo um aumento no número de poços construídos com trajetórias direcionais cada vez mais desafiadores e de alta extensão. O número de horas da coluna de perfuração girando em contato com os tubulares de revestimento tem aumentado significativamente, tendo em vista a alta extensão e maior resistência das rochas à perfuração. Manobras de descida e retirada da coluna de perfuração aplicando giro na coluna, mesmo não estando efetivamente perfurando, também agravam e contribuem para o desgaste mecânico do revestimento. Somado à essas questões, tem-se o fato de as perfurações estarem ocorrendo em lâminas de água (LDA) mais profundas, o que também eleva o desafio. Esses cenários têm se tornado cada vez mais comuns, levando as operadoras relatarem níveis de desgaste em revestimentos elevados e, alguns casos, inaceitáveis [7].

Da mesma forma que há a preocupação com relação ao desgaste do revestimento do poço, existe também uma preocupação quanto ao desgaste da coluna de perfuração. Estima-se que o custo de um tubo novo esteja em torno de US\$ 300 / metro [7]. Considerando que uma mesma coluna de perfuração deverá construir vários poços, e que o investimento para a reposição da mesma é elevado, foi desenvolvido um projeto de *tool joint* que possui ranhuras que permitem a deposição de material com maior resistência ao desgaste mecânico quando comparado com os tubulares de revestimento e que, ao longo da sua utilização, conforme ocorre a perda do material, existe a possibilidade de deposição de novos cordões, conforme figura 5. Esse tipo de proteção do *tool joint* é conhecida como

hardbanding e os principais materiais utilizados são o carbeto de tungstênio e o TCS™-Titânio.

Figura 5 - Detalhe do *hardbanding* de um *tool joint*.



Fonte: National Oilwell Varco. Disponível em <https://www.nov.com/products/tcs-hardbanding> (Acesso em 15 de novembro de 2019) [42].

2.2. DESGASTE DO MATERIAL

Na atividade de construção de poços de petróleo, o desgaste mecânico do revestimento pode ser um problema em muitas locações, não devendo, dessa forma, ser negligenciado. Em perfurações direcionais com elevados *doglegs* ou em fases com grandes extensões e baixas taxas de avanço, a perda de massa por desgaste mecânico pode ser um problema crítico. Em casos extremos, quando não previsto na fase de projeto da forma adequada, pode causar o abandono permanente do poço antes mesmo de atingir a profundidade final de projeto.

Na fase de desenvolvimento de campos petrolíferos no oeste da China, houve nos últimos anos a perda de mais de 10 poços por ruptura ou colapso de revestimentos devido a perda de massa da parede do tubular. As perdas dos poços Kecan-1, Dongqiu-5 e Dongqiu-8, por exemplo, causaram sérias perdas econômicas aos projetos [10].

O desgaste é o resultado da remoção do material por separação física devido à microfatura, por dissolução química ou por fusão na interface de contato. O desgaste de um material pode ser classificado em desgaste adesivo, desgaste

abrasivo, desgaste por fadiga superficial e desgaste corrosivo em termos dos mecanismos e características fundamentais da superfície de desgaste [11].

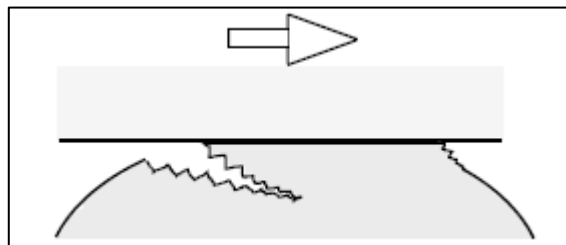
2.2.1. Classificação de desgaste do material

Os mecanismos de desgaste são descritos considerando mudanças complexas durante o atrito. Em geral, o desgaste não ocorre através de apenas um único mecanismo. Dessa forma, é importante entender o mecanismo em cada modo de desgaste [12].

2.2.1.1. Desgaste adesivo

Se a interface de contato entre duas superfícies sob contato tiver resistência adesiva suficiente para resistir ao deslizamento relativo, uma grande deformação plástica causada pelo deslocamento é introduzida na região de contato sob compressão e cisalhamento. Como resultado de uma deformação tão grande na região de contato, uma trinca é iniciada e propagada no modo de fratura combinada de tração e cisalhamento. Quando a trinca atinge a interface de contato, uma partícula de desgaste é formada e o fenômeno é concluído, conforme figura 6. Esse tipo de desgaste, que ocorre quando há uma ligação adesiva suficiente na interface de contato, é chamado desgaste adesivo [12].

Figura 6 - Esquema do mecanismo de desgaste adesivo.



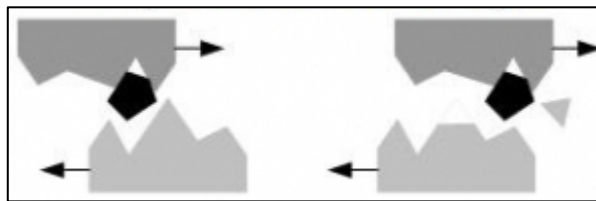
Fonte: BHUSHAN, B., Modern tribology handbook, vol. 1 – Principles of tribology (2001) [12].

2.2.1.2. Desgaste abrasivo

O desgaste abrasivo ou por abrasão é muito observado nas indústrias e ocorre quando há o desprendimento de material devido a partículas duras encontradas livres entre as superfícies de equipamentos e peças que estão em contato e que apresentam movimentos relativos [14].

Normalmente causado por partículas pontiagudas duras que produzem uma ação cisalhante ou corte quando forçadas contra e movendo-se ao longo de uma superfície sólida e macia, conforme pode ser observado na figura 7. Apenas uma certa porção de abrasivos, geralmente em torno de 10%, tem um bom ângulo de ataque para cortar e causar desgaste [14].

Figura 7 - Esquema de desgaste abrasivo entre três corpos.

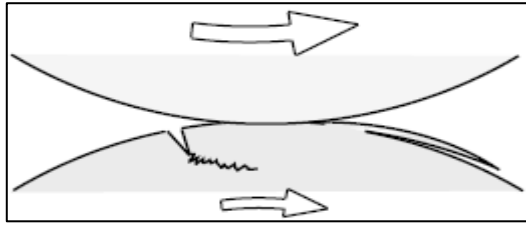


Fonte: SubsTech – Substances & Technologies. Disponível em http://www.substech.com/dokuwiki/doku.php?id=mechanisms_of_wear (Acesso em 15 de novembro de 2019) [43].

2.2.1.3. Desgaste por fadiga superficial

Diferentemente dos desgastes abrasivos ou por adesão, onde não são necessários ciclos de repetição de contato para que sejam geradas e liberadas partículas do material, o desgaste por fadiga ocorre somente quando há um certo número de ciclos de contatos repetidos entre as peças e é representado pela figura 8. Pode ser classificada em fadiga de alto ciclo (FAC), quando o ciclo de contato entre peças é alto, ou fadiga de baixo ciclo (FBC) [12].

Figura 8 - Esquema de desgaste por fadiga.

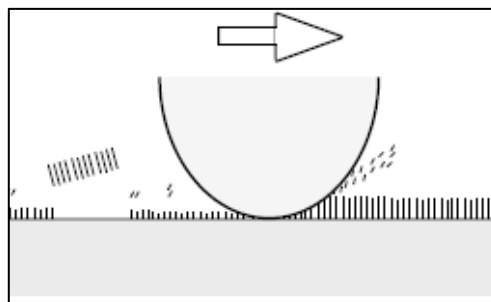


Fonte: BHUSHAN, B., Modern tribology handbook, vol. 1 – Principles of tribology (2001) [12].

2.2.1.4. Desgaste corrosivo

Ocorre quando um componente ou um equipamento opera em um meio corrosivo, seja ele líquido ou gás [12, 15]. Nesse tipo de desgaste, a reação química entre o agente corrosivo e o material gera uma camada protetora na superfície. Durante o atrito causado pelo contato entre peças, essa camada protetora pode ser removida e a reação química será iniciada novamente, figura 9. Se o crescimento da camada protetora for mais rápido que sua remoção por atrito mecânico, somente essa camada será retirada e não o material base original. No entanto, se o crescimento e a remoção da camada protetora forem muito rápidos, haverá um desgaste excessivo do material. Assim, o equilíbrio entre crescimento e remoção determina o estado de desgaste: leve ou severo [17]. Quando o meio corrosivo é o ar, o oxigênio atua como um agente corrosivo e o desgaste é chamado de oxidante [18]. No entanto, o desgaste também pode ocorrer em ambiente líquidos, devido à presença de contaminantes dissolvidos no líquido, como por exemplo o CO_2 .

Figura 9 - Esquema de desgaste corrosivo.



Fonte: BHUSHAN, B., Modern tribology handbook, vol. 1 – Principles of tribology (2001) [12].

2.2.2. Desgaste mecânico em tubos de revestimento

Entender os mecanismos de desgaste mecânico que podem ocorrer em um revestimento é de grande importância na fase de elaboração de um projeto para construção de poço. A trajetória do poço, velocidade de rotação da coluna de perfuração, tipo de fluido (base aquosa ou olefina), tempo de exposição e tipo de *hardbanding* estão entre os principais fatores que influenciam no desgaste mecânico de um tubular de revestimento. Uma das formas de reduzir o desgaste mecânico previsto ao longo da perfuração é a utilização de *tool joints* que possuem *hardbanding* menos agressivos aos revestimentos, sendo desejado, dessa forma, que haja compatibilização entre a proteção proporcionada ao *tool joint* e o desgaste previsto no revestimento [30].

Com o intuito de conhecer as características e o desempenho das principais ligas usadas em *hardbanding*, MOURA, E. I. F. (2019) [30] realizou ensaios experimentais em escala reduzida a fim de reproduzir em laboratório algumas condições de campo, correlacionando ao final os resultados obtidos das taxas de desgaste com os tipos de liga e suas microestruturas. Segundo MOURA, E. I. F. (2019) [30], para seus ensaios, a escolha dos tipos de liga passou, principalmente, pela análise da composição química, representatividade de utilização na indústria e avaliação das microestruturas formadas após a deposição do material no *tool joint*. Ao longo dos ensaios foram estudadas 5 ligas, conforme tabela 1.

Tabela 1 - Resumo de propriedades das ligas de *hardbanding*.

Material	Microestrutura	Elementos de liga	Dureza HRC
Liga A	$\alpha' + \gamma + \text{NbC}$	1,2C; 5,4Cr; 3,8Nb; 2,0Si	58 ± 0,1
Liga B	$\alpha' + \gamma + \text{MB} + \text{M}_2\text{B}$	2,3B; 0,6C; 16,3Cr; 4,1Ni	59 ± 0,5
Liga C	$\alpha' + \gamma$	0,9C; 6,3Cr; 0,6Si	63 ± 0,3
Liga D	$\alpha' + \gamma$	0,2C; 2,9Cr; 0,7Si; 2,9W	48 ± 0,8
Liga E	$\alpha' + \gamma + \text{TiC}$	0,9C; 3,2Cr; 1,9Ti	56 ± 0,1

α' – martensita

γ – austenita retida

Fonte: Modificado de MOURA, E. I. F., Avaliação do desgaste do par casing-*hardbanding* a partir de ensaios em escala reduzida (2019) [30].

Os resultados obtidos ao longo dos estudos permitiram à autora concluir que os mecanismos de desgastes abrasivo por deslizamento (a dois corpos) e abrasivo por rolamento (a três corpos) atuaram sobre a superfície e que embora tenham coexistido no início dos ensaios, o abrasivo por rolamento prevaleceu no final do ensaio. Além disso, pôde-se observar, segundo a autora, que a taxa de desgaste foi menor no início dos ensaios, quando o mecanismo de desgaste abrasivo atuava de forma mais visível, e que passou a aumentar quando o mecanismo de desgaste abrasivo por rolamento passou a predominar. Por fim, foi constatado que as ligas A e E, ricas em carbonetos primários, sofreram menor desgaste e, além disso, causaram também o menor desgaste aos tubulares de aço, podendo ser, dessa forma, excelentes opções para perfuração de poços em cenários onde são consideradas críticas as questões relacionadas ao desgaste mecânico.

2.3. COMPLETAÇÃO DE UM POÇO DE PETRÓLEO

A segunda etapa da construção de um poço, após o término da perfuração, é a completação. Nessa etapa o poço é equipado com coluna de produção ou injeção, onde são instalados válvulas e sensores a fim de deixá-lo preparado para produzir de forma econômica e segura durante todo o seu ciclo de vida. Em função dos altos custos envolvidos nessa etapa, e considerando que a configuração de completação terá reflexos durante todo o ciclo de vida do poço, deve-se realizar um planejamento criterioso do projeto ^[4]. Basicamente, a coluna de produção tem as seguintes finalidades:

- Conduzir os fluidos do reservatório até a superfície de forma segura, funcionando como barreira do hidrocarboneto para o meio externo;
- Permitir a instalação de equipamentos de elevação artificial, a fim de aumentar a vazão do poço e, conseqüentemente, produtividade do campo;
- Permitir acesso ao reservatório para amortecimento do poço em futuras intervenções.

A seleção da tubulação a ser utilizada na coluna de produção deve considerar, no mínimo, a vazão de produção estimada, tipo de fluido produzido e seus

contaminantes (ex.: CO₂, H₂S), diâmetro interno do revestimento de produção e esforços mecânicos ao longo da produção [4].

Dentre os diversos equipamentos e acessórios de uma coluna de produção, tem-se o mandril de *gas-lift*. Esse equipamento é instalado na coluna de produção e tem o objetivo de permitir a instalação de válvulas, denominadas válvulas de *gas-lift*, que possibilitam a injeção de gás do anular do poço para dentro da coluna de produção [4], reduzindo a contrapressão de fundo, aumentando a vazão do poço ou até mesmo tornando possível o poço fluir para a produção, caso não seja surgente.

2.3.1. Método de elevação artificial

O *gas-lift* é um dos métodos de elevação artificial e é aplicado em poços construídos em reservatórios com baixa pressão, conhecidos como reservatórios não surgentes, ou é aplicado com o intuito de aumentar a vazão de um poço surgente [4].

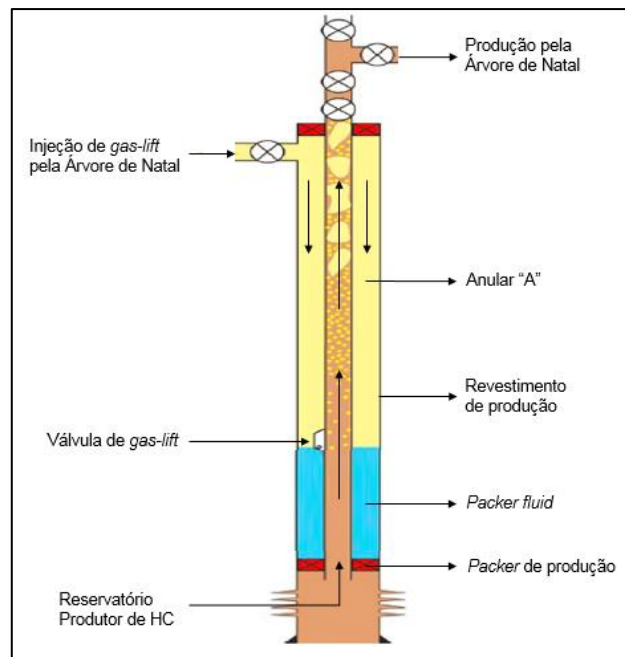
Devido a sua simplicidade de instalação, operação e flexibilidade para operar em diversos cenários de pressão, temperatura e vazão, o método de elevação artificial por *gas-lift* é muito utilizado em desenvolvimento de campos *offshore*. Esse método de elevação artificial tem mais de 150 anos, e seu princípio é simples: diminui a pressão hidrostática atuando no reservatório através do bombeio de gás no interior da coluna de produção, ou seja, gaseificar o líquido no interior da coluna. O gás injetado deve estar enquadrado (seco) para evitar formação de hidrato e risco de corrosão no intervalo entre a cabeça do poço e a válvula de *gas-lift* [8].

O gás utilizado nesse método de elevação artificial é oriundo do hidrocarboneto produzido do reservatório, que pode possuir, dentre vários contaminantes, o CO₂. O hidrocarboneto produzido passa por um processo de separação na superfície, onde a fase líquida é separada da fase gasosa. O hidrocarboneto da fase gasosa pode ser aproveitado na geração de energia da própria unidade de produção, exportado para terra, reinjetado no reservatório ou utilizado no método de elevação artificial (*gas-lift*).

Em um esquema típico de completação de um poço *offshore*, que possui como método de elevação artificial o *gas-lift*, conforme pode ser observado na figura 10, o intervalo entre a cabeça do poço até a válvula de *gas-lift* fica preenchido com gás - que é bombeado de forma contínua ao longo da produção, e desse ponto para baixo,

até *packer* de produção, o anular “A” fica preenchido com um líquido chamado *packer fluid*. O *packer fluid* é um fluido de base aquosa à base de NaCl que é bombeado e posicionado no anular do poço na etapa de completação. Devido a interface estabelecida entre o gás e o líquido na profundidade da válvula de *gas-lift*, parte do gás bombeado é dissolvido continuamente no *packer fluid* de base aquosa, e quando esse gás possui CO₂ em sua composição, forma o ácido carbônico (H₂CO₃).

Figura 10 - Produção de um poço com válvula de *gas-lift*.



Fonte: Modificado de BELLARBY, J., Well Completion Design - Developments in Petroleum Science (2009) [8].

2.4. CORROSÃO

Corrosão é definida como a deterioração indesejável de um metal ou liga, isto é, uma interação do metal com seu ambiente que afeta adversamente as propriedades do metal que devem ser preservadas. Essa definição também é aplicável a materiais não metálicos, como vidro, madeira, concreto, cerâmica e compósitos [19].

2.4.1. Corrosão por dióxido de carbono (CO₂)

O CO₂ quando dissolvido na água, formando o ácido carbônico (H₂CO₃), pode causar vários tipos de corrosão nos aços carbono e em aços de baixa liga. Pode-se dividir a corrosão em uniforme e corrosão localizada, sendo essa última dividida em três variantes, quais sejam: corrosão por pites, corrosão por ataque do tipo mesa e corrosão localizada induzida por fluxo [20]. O ácido carbônico, por sua vez, é formado quando o dióxido de carbono se dissolve na água, produzindo carbonatos e bicarbonatos de ferro na reação com aços carbono e aços de baixa liga, conforme pode ser observado nas reações químicas apresentadas na tabela 2.

A corrosão em aços carbono e aços de baixa liga por dióxido de carbono em meio aquoso é um processo eletroquímico onde ocorre a oxidação do ferro e, devido à acidez do eletrólito aquoso, redução do hidrogênio [21].

Tabela 2 - Reações químicas do mecanismo de corrosão por CO₂.

Dissolução de dióxido de carbono	(CO ₂) gás -> (CO ₂) líquido
Formação de ácido carbônico	CO ₂ +H ₂ O -> H ₂ CO ₃
Primeira dissociação de ácido carbônico	H ₂ CO ₃ -> HCO ₃ (-) + H+
Segunda dissociação de ácido de carbono	HCO ₃ (-) -> CO ₃ (2-) +H+
Reação de corrosão do ferro	H ₂ CO ₃ + Fe -> Fe ²⁺ + CO ₃ (2-) + H ₂
Formação de bicarbonato de ferro	Fe ²⁺ + 2(HCO ₃ (-)) -> Fe (HCO ₃) ₂
Formação de carbonato de ferro	Fe ²⁺ + CO ₃ (2-)-> FeCO ₃

Fonte: ROPITAL, F., Corrosion and degradation of metallic materials (2010) [21].

2.4.2. Tipos de corrosão causada pelo dióxido de carbono (CO₂)

2.4.2.1. Corrosão uniforme

Normalmente é caracterizada por uma reação química ou eletroquímica que ocorre uniformemente em toda a superfície exposta ou em uma grande área, onde o metal perde massa e sua espessura é reduzida, podendo levar a uma eventual falha da peça ou equipamento [22]. Como produto desse tipo de corrosão, uma camada de

carbonato de ferro (FeCO_3) é formada, podendo, eventualmente, ajudar a proteger o metal.

A corrosão uniforme ocorre em um ambiente homogêneo (sem gradiente de temperatura ou pressão ao longo da interface) e quando o comportamento do próprio metal é suficientemente homogêneo em relação a esse ambiente. Esse comportamento homogêneo pode resultar da homogeneidade intrínseca do material devido à ausência de inclusões ou defeitos estruturais ou à não seletividade do ambiente com relação a esses defeitos ^[21]. Nesse tipo de corrosão, irregularidades microscópicas do aço causam diferenças de potencial na superfície, criando, assim, milhões de catodos e anodos ^[23].

A taxa de corrosão é geralmente expressa em termos de perda de massa por unidade de área e por unidade de tempo ou em termos de espessura do metal corroído em função do tempo (taxa expressa em mm / ano) ^[21].

A depender da taxa de corrosão uniforme aferida, a classificação de resistência à corrosão pelo aço, fornecida na tabela 3, pode ser aplicada.

Tabela 3 - Classificação do aço quanto a resistência à corrosão uniforme.

Taxa Corrosão (mm/ano)	Resistência à Corrosão Uniforme
TC < 0,05	Excelente
0,05 < TC < 0,1	Boa
0,1 < TC < 0,5	Ruim
TC > 0,5	Péssima

Fonte: ROPITAL, F., Corrosion and degradation of metallic materials (2010) ^[21].

Caso haja informações confiáveis acerca da taxa de corrosão uniforme, esta deverá ser levada em consideração no cálculo estrutural do equipamento na fase de projeto.

2.4.2.2. Corrosão por pitting

O pitting é uma forma de ataque extremamente localizado que resulta em pequenos furos no metal. Geralmente o pitting pode ser descrito como uma cavidade ou furo com o diâmetro da superfície aproximadamente igual ou menor que a profundidade. Muitas vezes é difícil detectá-lo devido ao seu pequeno tamanho e porque são geralmente cobertos com produtos da própria corrosão [22].

Embora possa acontecer também em aço carbono, a corrosão por pitting é característica de metais apassiváveis, que devido à passivação, apresentam grande resistência à corrosão uniforme [23].

2.4.3. Parâmetros que influenciam a corrosão por dióxido de carbono (CO₂)

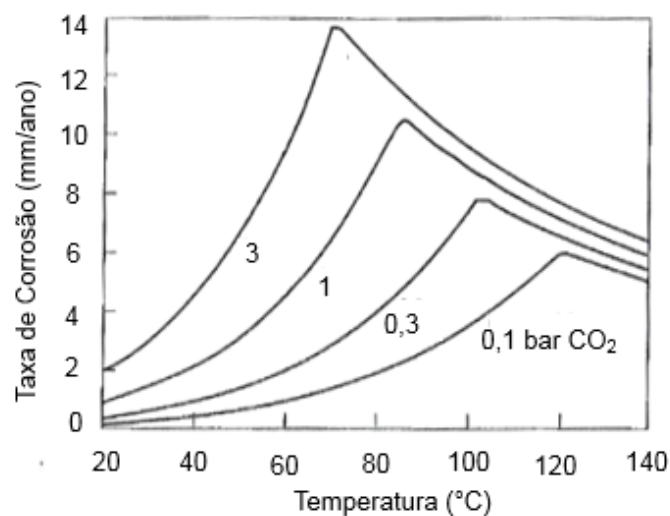
A corrosão de aços carbono e de baixa liga pelo ácido carbônico dissolvido na água é influenciada por inúmeros fatores químicos, físicos e metalúrgicos, a saber:

- Composição da água: a acidez da água na qual o CO₂ é dissolvido depende de sua composição (presença de elementos básicos ou ácidos). Nessa lógica, o pH da água tenderá a deslocar o equilíbrio da reação química para um dos sentidos e, com isso, influenciará as concentrações de cada componente na solução. Dessa maneira, o pH da água pode governar as condições de supersaturação (especialmente em Fe²⁺ e/ou HCO₃⁻ e/ou CaCO₃) que desempenham um papel central na formação e estabilidade da camada de carbonato de ferro [21];
- São fatores determinantes a presença, tipo e concentração dos hidrocarbonetos associados à água e as condições hidrodinâmicas. Quando não há água livre na superfície do aço, mas adsorção de um filme contínuo de hidrocarboneto, a corrosão não ocorre. Altas taxas de fluxo e condições de fluxo local podem romper os depósitos de corrosão e acelerar a corrosão [21];
- A pressão parcial do CO₂ (ou mais precisamente a sua fugacidade) é um parâmetro predominante: a solubilidade do CO₂ é de fato diretamente proporcional à pressão parcial. A acidez da água depende desse parâmetro e vários modelos foram desenvolvidos para calcular o pH da água, a fim de estimar uma taxa de corrosão.

Quando o H_2S também está presente, sua pressão parcial deve ser considerada no cálculo da acidez da água [21];

- Segundo Schmitt, G. e Hörstemeier, M. (2006) [31], a temperatura influencia fortemente a corrosão por dióxido de carbono em função do seu efeito na taxa de formação de filme protetor de carbonato de ferro. Em baixas temperaturas as taxas de corrosão aumentam devido à alta solubilidade do filme $FeCO_3$. À medida que as temperaturas aumentam, em torno de 60 a 80 °C, a camada de $FeCO_3$ se torna mais aderente à superfície do metal e mais protetora por natureza, resultando em uma diminuição da taxa de corrosão. De acordo com Ropital, F. (2010) [21], a baixa solubilidade do $FeCO_3$ e a alta saturação deste composto, em solução aquosa, a temperaturas superiores a 70°C, favorecem a formação de uma camada protetora de carbonato de ferro. De acordo com a figura 11, considerando uma pressão parcial de 3 bar de CO_2 , existe um aumento na taxa de corrosão até a temperatura de 70 °C. A partir desse ponto, com o aumento da temperatura, mantendo a mesma pressão parcial de CO_2 , existe uma queda na taxa de corrosão. Para pressões parciais de CO_2 menores que 3 bar, por exemplo, os picos de taxa de corrosão ocorrem em temperaturas maiores. Essa correlação entre temperatura e taxa de corrosão foi relatada por muitos pesquisadores sendo que Ueda et al. (1996) atribuíram a taxa máxima de corrosão a uma temperatura crítica denominada T_{max} encontrada tanto em aços carbono quanto em cromo, diferindo, certamente, quanto a T_{max} [32].

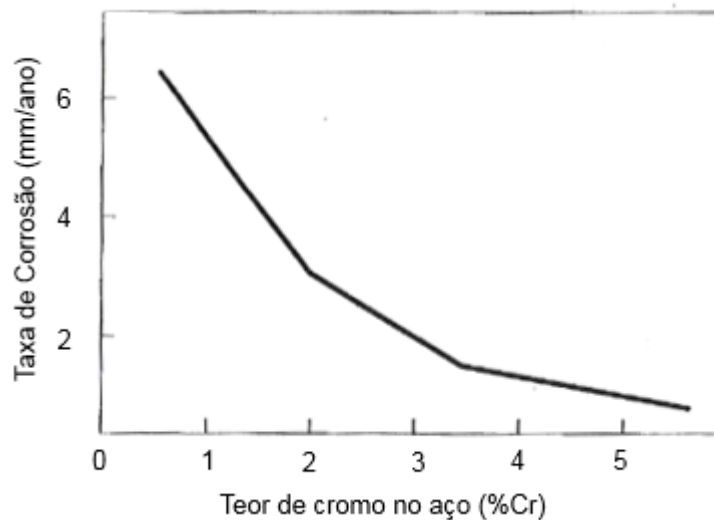
Figura 11 - Influência da temperatura e da pressão parcial de CO_2 na taxa de corrosão do aço carbono.



Fonte: Modificado de ROPITAL, F., Corrosion and degradation of metallic materials (2010) [21].

- A metalurgia do aço carbono, baixa liga ou aços inoxidáveis: a composição química, os tratamentos térmicos e o estado microestrutural afetam a corrosão por CO₂. A quantidade de cromo desempenha um papel fundamental no processo. De acordo com a figura 12, observa-se que a adição de apenas 2% de Cr ao aço reduz sua taxa de corrosão significativamente, atingindo a metade da taxa devido à formação de um óxido protetor metálico cada vez mais protetor à corrosão por dióxido de carbono. Pequenas quantidades de vanádio, titânio, molibidênio, silício e cobre, também ajudam a reduzir a taxa de corrosão dos aços microligados [24]. Quando o aço contém mais de 11% de cromo, sua superfície é protegida por uma fina camada de óxido, altamente resistente à corrosão por dióxido de carbono.

Figura 12 - Influência do teor de cromo na taxa de corrosão por CO₂.



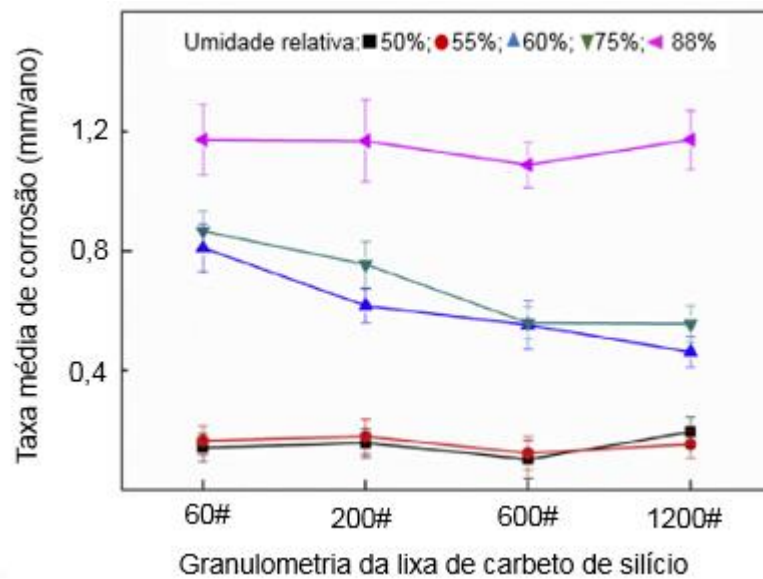
Fonte: Modificado de ROPITAL, F., Corrosion and degradation of metallic materials (2010) [21].

2.4.4. Efeito da rugosidade de uma superfície na corrosão

O efeito da rugosidade de uma determinada superfície na taxa de corrosão foi estudada por muitos pesquisadores nos últimos anos. Combinada aos outros fatores mencionados anteriormente, a rugosidade da superfície pode ter influência no tipo e severidade da corrosão, principalmente em ambientes onde há fluxo de massa constante. Xu et al. (2016) [33] estudaram os efeitos da rugosidade e umidade relativa na taxa de corrosão do aço X70 submetido a um fluxo de gás contendo CO₂, SO₂, H₂O e O₂. A análise de perda de massa dos corpos de prova mostrou que a taxa de

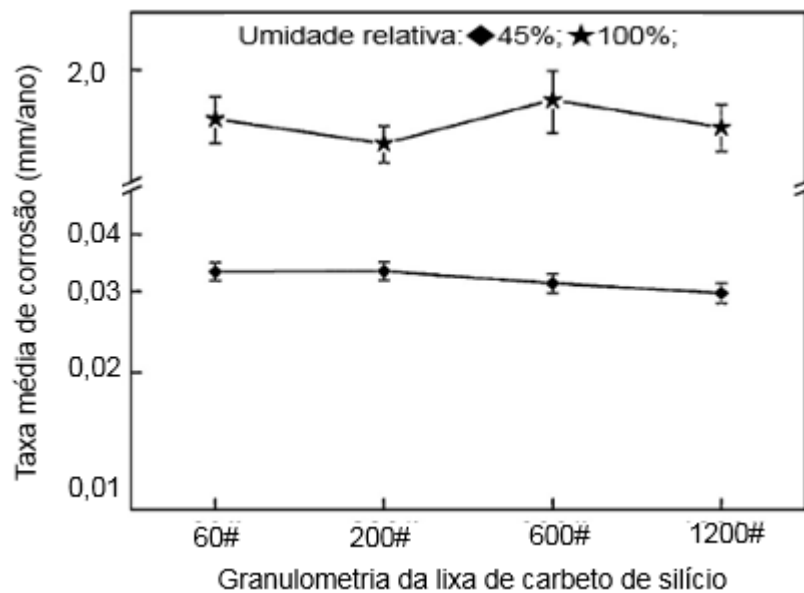
corrosão média variava de 0,03 a 1,78 mm/ano, dependendo da umidade inicial e da rugosidade da superfície. Embora nesse estudo a rugosidade não tenha influenciado de forma significativa a taxa de corrosão para algumas faixas de umidade relativa, foi possível observar que houve uma influência maior da rugosidade para a umidade relativa entre 60 e 75%, como pode ser observado nas figuras 13 e 14 [33].

Figura 13 - Taxa média de corrosão de um aço X70 para diferentes rugosidades da superfície e umidade relativa de 50% a 88%.



Fonte: Modificado de Xu, M. et al., Impact of surface roughness and humidity on X70 steel corrosion in supercritical CO₂ mixture with SO₂, H₂O, and O₂ (2015) [33].

Figura 14 - Taxa média de corrosão de um aço X70 para diferentes rugosidades da superfície e umidade relativa de 45% e 100%.



Fonte: Modificado de Xu, M. et al., Impact of surface roughness and humidity on X70 steel corrosion in supercritical CO₂ mixture with SO₂, H₂O, and O₂ (2015) [33].

Segundo os autores, para faixa de umidade relativa de até 45% a água dificilmente condensa em todas as superfícies, independentemente da sua rugosidade, dificultando assim o processo anódico. Por outro lado, as taxas de corrosão mais altas observadas na faixa de umidade relativa entre 50 a 55% são atribuídas ao maior grau de formação de FeSO₄ e à condensação secundária de água no filme do produto. Assim como para umidade relativa de até 45%, nessa faixa de 50 a 55% não são observadas diferenças na taxa de corrosão para diferentes rugosidades superficiais. À medida que a umidade relativa aumenta para a faixa entre 60 e 75%, quando há um maior volume de condensado formado, os autores atribuem a maior taxa de corrosão nas superfícies mais rugosas devido a maior área exposta às reações químicas. Todavia, as taxas de corrosão observadas para 88% de umidade (próximo à saturação) e 100% (saturação) não apresentam grandes diferenças entre os diversos perfis de rugosidade, o que, segundo Xu et al. (2015) [33], podem ser explicadas pela formação homogênea de uma camada protetora formada a partir da deposição dos produtos da corrosão em toda a superfície.

2.4.5. Corrosão sob tensão (CST)

A corrosão sob tensão é um fenômeno resultante da ação combinada de tensão mecânica, residual ou aplicada, e de um meio agressivo em relação ao material. Esse tipo de corrosão é caracterizado pela aparição de trincas intergranulares ou transgranulares que geralmente se propagam de forma perpendicular à tensão principal ^[21]. Nesse tipo de corrosão a perda de massa é geralmente baixa e a superfície do material, em função das trincas, apresenta uma aparência quebradiça ^[22]. De acordo com Schmitt, G. e Hörstemeier, M. (2006) ^[31], a corrosão sob tensão era observada apenas em sistemas contendo CO, CO₂ e H₂O, porém, mais tarde, foram encontrados esse tipo de corrosão em sistemas contendo apenas CO₂ e H₂O. Altas pressões parciais de CO₂, temperaturas acima de 40 °C e maior resistência do aço são condições favoráveis a esse tipo de corrosão ^[31].

2.5 INTERFEROMETRIA ÓPTICA NA ANÁLISE DA CORROSÃO

A interferometria óptica é uma técnica largamente utilizada na construção bidimensional ou tridimensional do perfil de uma determinada superfície em alta resolução ^[28]. As técnicas de medição do perfil de uma superfície podem ser divididas em tipo óptico e tipo não óptico, sendo essa última subdividida em técnicas elétricas e técnicas de microscópio. Quanto a técnica do tipo óptico, existem os métodos de imageamento da superfície através de trigonometria a laser, varredura confocal e a interferometria óptica. As técnicas baseadas em interferometria óptica tornaram-se mais populares não apenas por não exigirem contato direto com o material, o que é importante quando as superfícies alvo são fisicamente de difícil acesso ou suscetíveis a danos, mas por possuírem alta resolução, serem rápidas e com grande faixa de medição quando comparada às outras técnicas ^[29].

De acordo com Wang et al. (2017) ^[29], em geral, o estado da arte das técnicas de medição de perfil de superfície baseadas em interferometria óptica pode ser classificada com diferentes padrões. Essas técnicas de medição podem ser classificadas, por exemplo, considerando os tipos de interferômetros usados nas medições, como interferômetro Michelson, Fizeau, Linnik, Mirau, e assim por diante. Por outro lado, todas essas técnicas poderiam também ser classificadas de acordo

com o número de comprimentos de onda do sistema, ou seja, sistemas que trabalham com comprimento de onda único, duplo ou múltiplo, que possuem faixa de medição diferente e podem executar diferentes trabalho de medição [29].

A interferometria de varredura vertical (VSI) é um dos métodos mais famosos não invasivo utilizado para determinar características de um material como espessura, rugosidade e perfil da superfície [28]. Em 2014, Contreras et al. [44] utilizaram a VSI para medir quantitativamente a corrosão uniforme e corrosão localizada em diferentes ligas metálicas usadas na indústria de petróleo e gás. Para medições de superfícies de forma rápida e precisa, a vantagem mais significativa dessa técnica, segundo Contreras et al. (2014) [44], é o grande campo de visão combinado à alta resolução da leitura de profundidade. A técnica de avaliação da corrosão em superfície metálica utilizando a VSI foi testada e comparada com a técnica consagrada de avaliação por perda de massa, suportada pela norma ASTM G1-90 [45]. Foram realizados ensaios em amostras de metalurgia C1018, SS 410, I825 conforme condições apresentadas na tabela 4.

Tabela 4 - Condições de ensaio para verificação de taxa de corrosão uniforme por VSI e ASTM G1-90 [45].

Condições do Ensaio	
Material	C1018, SS410, I825
Temperatura	250 °C
Solução	Água + 3 M NaCl
Dissolução de CO ₂	0,05 M (a 250 °C)
pH	5 (ajustado com NaHCO ₃)
Agitador	100 rpm
Duração	161 h

Fonte: Modificado de Contreras, E. Q. et al., Optical measurement of uniform and localized corrosion of C1018, SS410, and Inconel 825 alloys using white light interferometry (2014) [44].

Os resultados observados nesse artigo corroboram a hipótese levantada de que é possível avaliar de forma quantitativa a perda de espessura por meio de VSI, conforme pode ser observado na tabela 5 onde são comparados os dois métodos.

Tabela 5 - Resultados dos ensaios para verificação de taxa de corrosão uniforme por VSI e ASTM G1-90 ^[45].

Material	VSI (mm/ano)	ASTM G1-90 (mm/ano)
C1018	0,316	0,317
SS410	0,30	0,32
I825	0,0036	0,0037

Fonte: Modificado de Contreras, E. Q. et al., Optical measurement of uniform and localized corrosion of C1018, SS410, and Inconel 825 alloys using white light interferometry (2014) ^[44].

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Serão descritos nesse capítulo os materiais utilizados nos ensaios de corrosão, bem como os métodos, equipamentos e procedimentos empregados desde a usinagem dos corpos de prova até a avaliação dos efeitos do desgaste mecânico na taxa de corrosão.

A fim de se obter resultados de testes realizados em laboratório que pudessem reproduzir da forma mais fidedigna possível os fenômenos que ocorrem durante a construção e vida produtiva de poços, as condições de contorno definidas para os ensaios de corrosão consideraram o histórico e registros de construção e produção de poços offshore. Os valores de pressão parcial de CO₂ e o intervalo de temperaturas, por exemplo, foram definidos a partir do histórico de dados adquiridos durante a perfuração de poços que estão localizados no polígono do pré-sal da Bacia de Santos. Para a definição do tipo de aço e o *hardbanding* para a realização do desgaste mecânico, considerou-se os tipos comumente utilizados na indústria do petróleo.

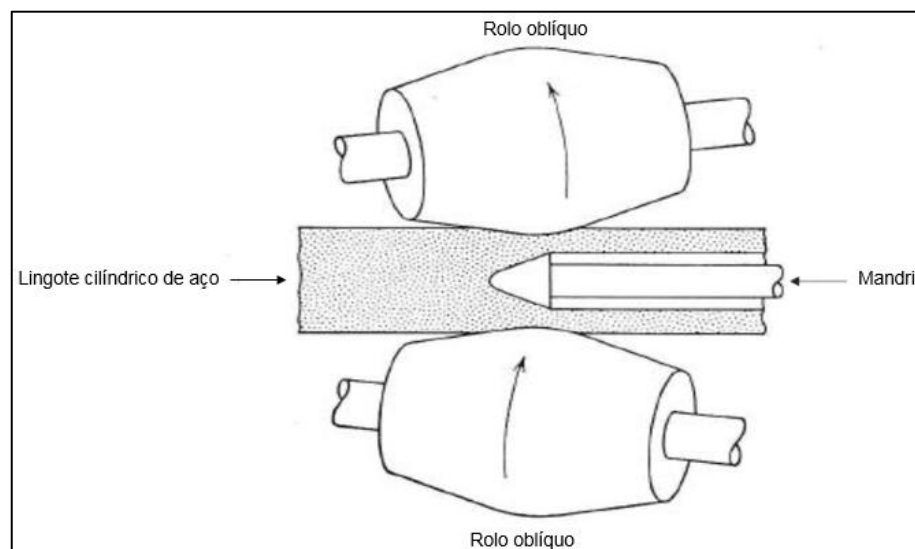
3.1. MATERIAL ESTUDADO

O aço API 5CT C-110 estudado nesse trabalho é um dos aços utilizados na fabricação de tubos de revestimentos instalados em poços de petróleo. Para compor a coluna do revestimento produtor instalado em um poço, utiliza-se, normalmente, o aço API 5CT grau C-110, que é o aço que geralmente apresenta os menores custos dentre os aços que atendem as exigências de resistência à corrosão sob tensão numa eventual presença de sulfeto de hidrogênio (H₂S). Esse tipo de aço é conhecido como aço de alta resistência e baixa liga (ARBL). São aços de baixo teor de carbono que com a adição de determinados elementos químicos conferem alta resistência mecânica a essa liga. O limite de escoamento dessa liga é da ordem de 760 MPa.

As amostras utilizadas foram obtidas a partir de uma seção do tubo API 5CT C-110, fabricado e cedido pela empresa Vallourec Soluções Tubulares do Brasil S.A, localizada em Belo Horizonte, Minas Gerais. As amostras dos tubos foram usinadas na fábrica da Vallourec e enviadas à Universidade Federal de Uberlândia (UFU). Foram fornecidas 8 amostras, sendo que apenas 6 foram utilizadas nos ensaios de

corrosão. São 8 segmentos de uma seção de tubo de bitola 13 5/8" API 5CT C-110, com espessura de parede de 5/8", fabricado sem costura através do Processo Mannesmann. O processo Mannesmann, também conhecido como processo de produção por tubo penetrante rotativo (*rotary tube piercing*), foi patenteado pelos irmãos alemães Reinhard e Max Mannesmann em 1886 [25]. O processo consiste, por meio de conformação a quente, na fabricação de tubos longos, espessos e sem costura. A partir de um lingote cilíndrico de aço aquecido a aproximadamente 1200 °C um mandril é usado para modelar e dimensionar a cavidade interna do tubo. Em processos de laminação onde o aço carbono é submetido a elevadas temperaturas e posteriormente é resfriado, forma-se em sua superfície uma camada de óxido chamada de carepa de laminação [37]. Segundo Cunha et al. (2006) [37], esta carepa de laminação é formada por duas camadas de óxidos, wustita (FeO) e hematita (Fe₂O₃). Como pode ser visto na figura 15, rolos giram na mesma direção e são orientados em um eixo que está em um ângulo ligeiramente inclinado em relação ao eixo da peça. Isso faz com que o material seja puxado pelos rolos e o força contra o mandril [26]. Ao final do processo ter-se-á um tubo bruto que passará, posteriormente, por um processo de conformação de acabamento através de laminadores perfiladores [27].

Figura 15 - Processo Mannesmann.



Fonte: Modificado de DIETER, G. E., Metalurgia Mecânica (1986) [26].

De acordo com a norma API 5CT - *Specification for Casing and Tubing* ^[9] – a composição química desse tipo de aço deve atender aos limites mínimos e máximos apresentados na tabela 6.

Tabela 6 - Composição química (% em peso) do aço API 5CT C-110.

Grade	%	C	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni
C-110	Mín.					0,40	0,25	
	Máx.	0,35	1,20	0,020	0,005	1,50	1,00	0,99

Fonte: API 5CT - *Specification for Casing and Tubing* (2011) ^[9].

O aço fornecido para os ensaios pela Vallourec Soluções Tubulares do Brasil S.A, cuja corrida de fabricação foi registrada sob o número #178905, possui limite de escoamento de 798 MPa e limite de resistência à tração de 877 MPa. A composição química do aço obtida nessa corrida, conforme apresentado na tabela 7, atende aos requisitos da norma API 5CT.

Tabela 7 - Composição química (% em peso) do aço API 5CT C-110 em estudo.

Corrida	%C	%Si	%Mn	%P	%S	%Cr	%Mo	%Ni	%Cu
178905	0,27	0,19	0,34	0,009	0,0002	0,93	0,814	0,03	0,03

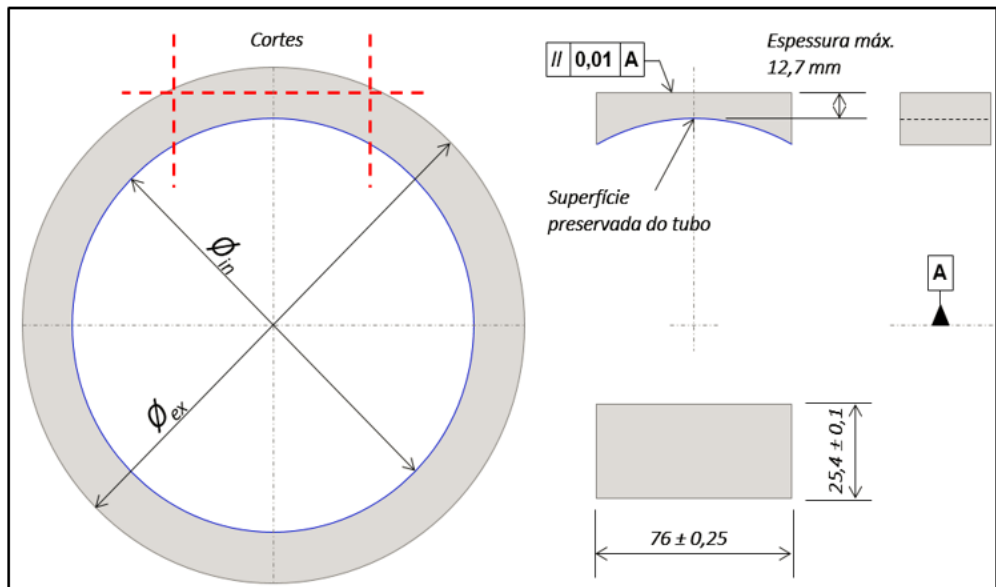
Fonte: Vallourec Soluções Tubulares do Brasil S.A. (2019).

3.2. USINAGEM DAS AMOSTRAS

Para a definição do tamanho e formato das amostras considerou-se as características dimensionais e construtivas do dispositivo construído na UFU para a realização do desgaste mecânico em escala reduzida. Essa metodologia foi desenvolvida utilizando como referência a norma ASTM B 611-13 ^[16] para a configuração do teste, equipamento e fabricação das amostras. Além disso, foi levado em consideração o dimensional da autoclave do Instituto Nacional de Tecnologia (INT).

De posse das informações acerca dos equipamentos e dispositivos necessários para a realização dos desgastes, foram gerados desenhos esquemáticos para a usinagem das amostras pela Vallourec, conforme figura 16.

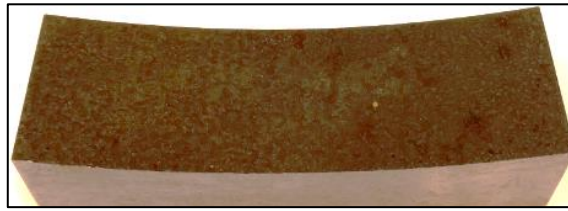
Figura 16 - Desenho esquemático para usinagem das amostras do tubo API 5CT C-110.



Fonte: LTAD da UFU (2019).

As amostras foram usinadas seguindo as exigências estabelecidas pela norma ASTM B 611-13, tendo as seguintes dimensões: 12,7 mm (altura) x 76,0 mm (comprimento) x 25,4 mm (largura), figura 17. A fim de atender às especificações do equipamento de desgaste em escala reduzida, as amostras foram retificadas para que a parte externa da amostra ficasse plana, garantindo assim um paralelismo com o porta amostra do equipamento. A superfície interna da amostra, objeto de estudo, foi mantida intacta a fim de permitir a avaliação e comparação da taxa de corrosão nas áreas preservada com carepa de laminação e desgastada mecanicamente.

Figura 17 - Amostra do tubo API 5CT C-110 usinada com a sua superfície interna preservada com a carepa de laminação.



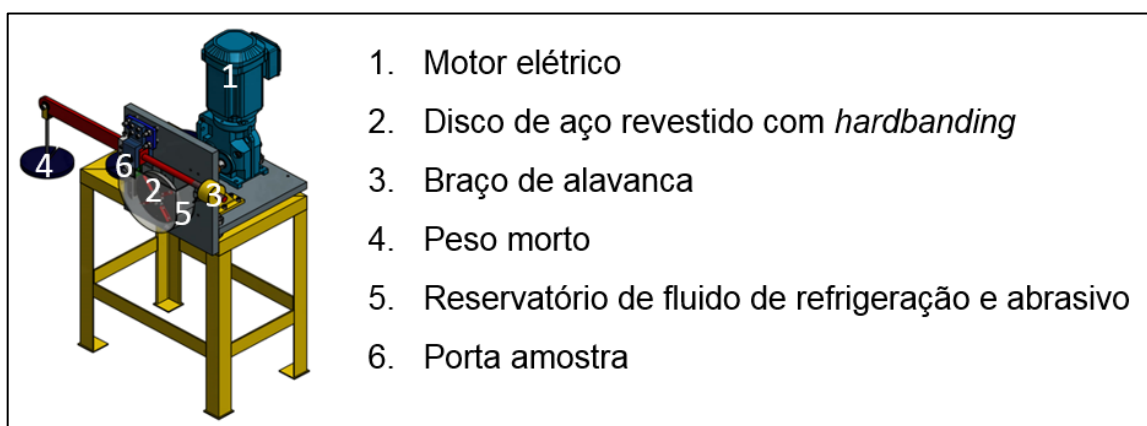
Fonte: Autor (2019).

3.3. REALIZAÇÃO DO DESGASTE MECÂNICO

Com o processo de usinagem concluído na Vallourec, as 8 amostras do tubo API 5CT C-110 foram enviadas ao Laboratório de Tecnologia em Atrito e Desgaste (LTAD) da Universidade Federal de Uberlândia (UFU). A UFU desenvolveu uma metodologia para a realização de desgaste em escala reduzida, mais simples, ágil e menos onerosa quando comparada ao método de avaliação de desgaste em escala real, regido pela norma API 7CW [13]. Normalmente, ensaios em escala real requerem grandes estruturas físicas e consumo de materiais.

O desgaste é realizado através da aplicação de carga constante em um braço de alavanca que faz com que a amostra em avaliação, durante um determinado período pré-estabelecido, seja pressionada contra um disco de aço revestido com o *hardbanding*, conforme pode ser verificado na figura 18.

Figura 18 - Esquema do dispositivo de desgaste mecânico em escala reduzida.



Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2019).

O *hardbanding* utilizado para realizar o desgaste mecânico foi o Duraband® [46]. Esse tipo de material é normalmente utilizado nos *tool joints* dos tubos de perfuração. O processo de deposição foi o GMAW, tendo sua espessura aferida em 2 mm após o término do processo. O disco utilizado nos testes media 157,1 mm de diâmetro e 10,3 mm de largura.

Com o intuito de tentar reproduzir o que acontece em campo durante a construção do poço, foi utilizado fluido de perfuração do tipo BR-CARB, massa específica de 9,7 lb/gal, cuja formulação é propriedade da Petrobras. Simulando a presença de cascalhos gerados ao longo da perfuração, foi adicionado ao fluido uma areia NBR, 100 *mesh*, na proporção de 2 g de sólido para 1 ml de fluido de perfuração, figura 19. Dessa forma, foi utilizado um volume de 480 ml e 960 g de areia em cada teste realizado. Ao término de cada desgaste o fluido utilizado era descartado, o reservatório era limpo e um novo fluido era armazenado.

Figura 19 - Areia NBR, 100 mesh, na proporção de 2 g de sólido para 1 ml de fluido de perfuração.



Fonte: Autor (2019).

As operações de desgaste mecânico foram conduzidas utilizando 155 rpm no disco de aço revestido com Duraband® [46], 19 kg de peso morto no braço de alavanca, o que equivale a aproximadamente 560 N de força normal aplicada no disco, figura 20. Após realizar alguns testes de calibração, foi definido que os desgastes seriam realizados com os parâmetros supracitados, durante 7,5 minutos. Os valores de força

normal e rotação tiveram como base os parâmetros de teste recomendados pela API 7CW [13].

Figura 20 - Detalhe do peso morto no braço de alavanca do dispositivo de desgaste em escala reduzida.

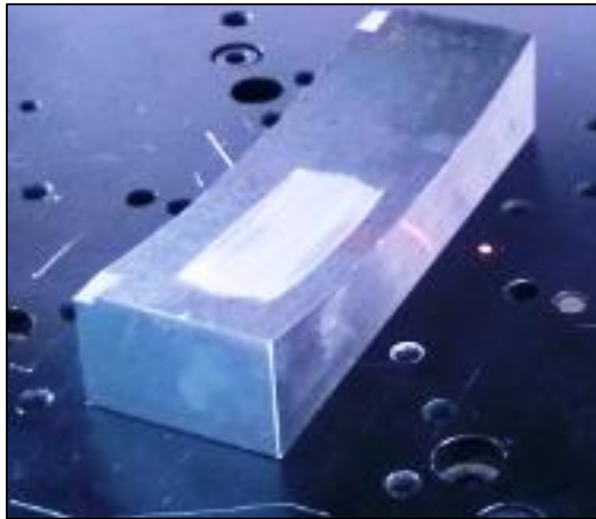


Fonte: Autor (2019).

O critério de parada e aceitação do desgaste para cada amostra foi definido a partir do atingimento de 20% de desgaste da área total exposta da amostra, conforme pode ser observado na figura 21. Esse número vem de experiência de campo e simulações de perfuração. Observa-se que em situações reais de perfuração, o desgaste mecânico causado pela rotação da coluna de perfuração em contato com a parte interna do tubular de revestimento pode atingir até 20% do perímetro do tubo.

Ao final de cada operação, a amostra era lavada com água e submetida ao banho ultrassônico imersa em álcool por aproximadamente 3 minutos. Em seguida a amostra era seca com ar comprimido para a realização da medida do comprimento da trilha de desgaste, quando a área desgastada era comparada com a área preservada. Por fim, para o correto acondicionamento das amostras e com intuito de preservar a superfície de estudo, foi aplicada vaselina sólida industrial na região desgastada, figura 22.

Figura 21 - Amostra do tubo API 5CT C-110 usinada com 20% da sua superfície interna desgastada.



Fonte: Autor (2019).

Figura 22 - Detalhe da superfície interna desgastada da amostra do tubo API 5CT C-110.



Fonte: Autor (2019).

3.4. INTERFEROMETRIA A LASER

Como um dos objetivos do presente trabalho é comparar a taxa de corrosão da superfície preservada (carepa de laminação) com a taxa da superfície desgastada, foi necessário lançar mão de equipamento de precisão que pudesse, de forma inequívoca, comparar as superfícies das amostras antes e após o ensaio de corrosão. Não existe procedimento estabelecido em norma para esse tipo de teste, o que, de certa forma, dificultou a estratégia e a tomada de decisão quanto a melhor técnica para a avaliação dos resultados. Foram consideradas a interferometria a laser e a

microscopia confocal, sendo essa segunda opção descartada por indisponibilidade momentânea do equipamento no INT.

Após a realização do desgaste mecânico em todas as amostras, a etapa seguinte foi a realização de análise de interferometria da superfície, realizada no Laboratório de Tecnologia em Atrito e Desgaste da UFU. Para tanto, foi utilizado um interferômetro, modelo CLI 2000, utilizando o laser infravermelho com resolução vertical correspondente a 1 μm , figuras 23 e 24.

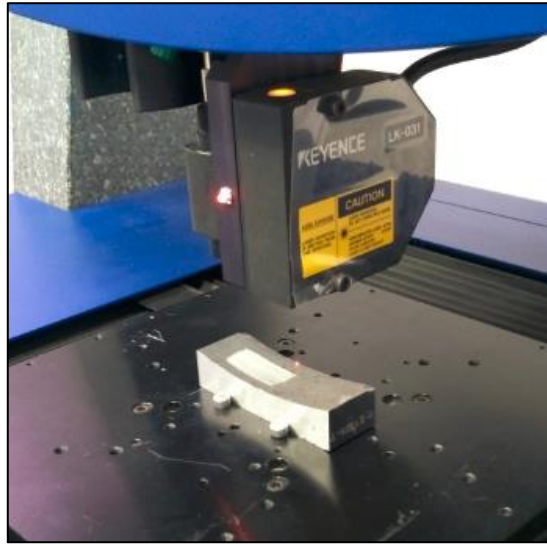
Figura 23 - Interferômetro modelo CLI 2000 da UFU.



Fonte: Autor (2019).

Antes de realizar a análise de interferometria, as amostras passaram pelo procedimento de limpeza com detergente, álcool e acetona.

Figura 24 - Interferômetro CLI 2000 realizando leitura da superfície.



Fonte: Autor (2019).

Em função do elevado tempo para a realização das leituras com o interferômetro e do volume de trabalho do laboratório da UFU, optou-se por realizar a digitalização da superfície em 4 amostras, conforme tabela 8.

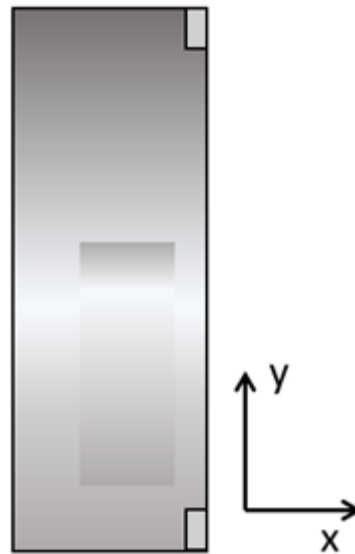
Tabela 8 - Sequência de digitalização das superfícies das amostras.

Digitalização	#1	#2	#3	#4
Amostra	67568-3	67568-2	67568-7	67568-8

Fonte: Autor (2019).

A amostra 67568-3 foi a primeira a ser escaneada, levando em torno de 4 horas todo o imageamento da superfície. A superfície da amostra foi digitalizada a partir da obtenção de dados a cada 10 μm no eixo x e a cada 20 μm no eixo y, figura 25. Como pode ser visto na tabela 9, foram gerados mais de 9 milhões de pontos com suas respectivas coordenadas x, y, z. Para as outras 3 amostras, a fim de acelerar o processo de imageamento, sem expectativa de prejuízo para o resultado final, foi utilizada uma resolução menor, cuja obtenção de dados ocorreu a cada 50 μm no eixo x e a cada 10 μm no eixo y, o que gerou para cada uma aproximadamente 3,6 milhões de pontos.

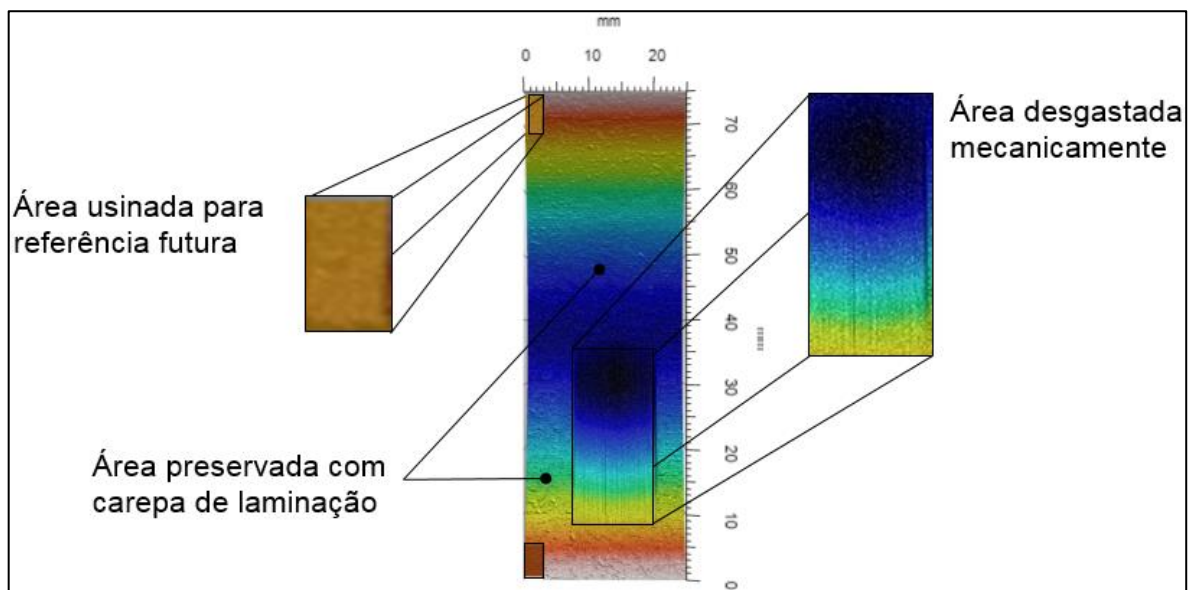
Figura 25 - Referência dos eixos para a digitalização da superfície.



Fonte: LTAD da UFU (2020).

A partir das coordenadas x , y , z obtidas a cada ponto lido pelo equipamento, é gerada uma imagem da superfície da amostra. A figura 26 apresenta um exemplo de superfície digitalizada, sendo destacada a área usinada para referência futura, bem como a área desgastada mecanicamente. Os resultados dos imageamentos das superfícies podem ser verificados na tabela 9.

Figura 26 - Exemplo de superfície digitalizada.



Fonte: Autor (2019).

Tabela 9 - Resumo dos imageamentos das superfícies das amostras realizados como interferômetro CLI2000.

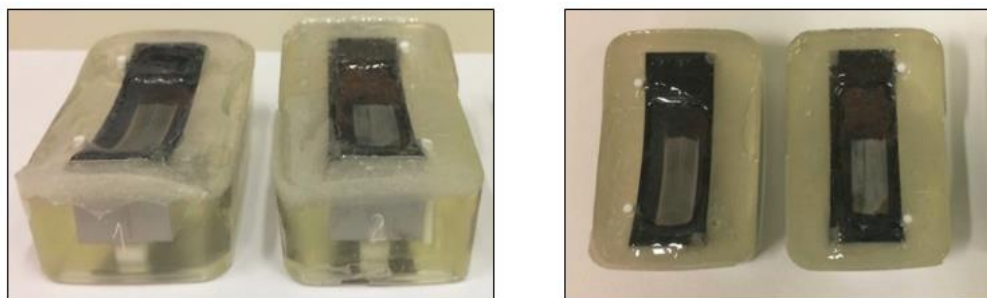
Número da Amostra	67568-2	67568-3	67568-7	67568-8
Área Total (mm ²)	1.808	1.875	1.808	1.808
Total de pontos lidos	3.623.920	9.381.251	3.623.920	3.623.920
Área usinada para referência (mm ²)	20	18	15	24
Total de pontos na área de referência	41.071	90.270	30.240	49.136
Área desgastada (mm ²)	308	315	306	278
Total de pontos de leitura na área desgastada	617.984	1.576.682	613.156	558.756
Relação área desgastada / área total (%)	19	19	19	18

Fonte: Autor (2019).

3.5. ENSAIOS DE CORROSÃO

Após a etapa de preparação das amostras realizada na UFU, as amostras foram enviadas para o Instituto Nacional de Tecnologia (INT), localizado no centro da cidade do Rio de Janeiro. As amostras foram inicialmente catalogadas no sistema do INT a fim de garantir a rastreabilidade dos ensaios. Uma vez definidos os parâmetros para os ensaios de corrosão, tais como pressão parcial de CO₂, intervalos de temperaturas, composição do fluido e duração, as superfícies das amostras foram isoladas com resina epoxy, com exceção da área referente a parte interna do tubo, que é objeto desse estudo, figura 27. Para a definição do tipo de resina mais apropriada para a realização dos ensaios, foram realizados testes de resistência à temperatura de 110 graus durante 01 hora. A resina epoxy Aka apresentou resultado satisfatório. O processo de embutimento com resina foi realizado de forma manual, tendo em vista a curvatura apresentada pelas amostras e, também, pela ausência de procedimentos e equipamentos específicos para a realização dessa tarefa.

Figura 27 - Amostras embutidas com resina epoxy Aka.



Fonte: Autor (2019).

Para a realização dos ensaios de corrosão, foram utilizadas duas autoclaves do modelo 236H20, fabricante PARR com capacidade volumétrica de 2,0 litros.

Os ensaios de corrosão foram programados e realizados com o intuito de simular as condições de pressão e temperatura observadas no anular de um poço de petróleo, durante a produção com método de elevação artificial por gás-lift. O *packer fluid* preparado para o ensaio, apresentado na tabela 10, é composto de diluente, sal, bactericida, antiemulsionante e sequestrante de oxigênio. O peso do *packer fluid* escolhido para o ensaio de corrosão foi de 9,8 lb/gal.

Tabela 10 - Composição química do *packer fluid*.

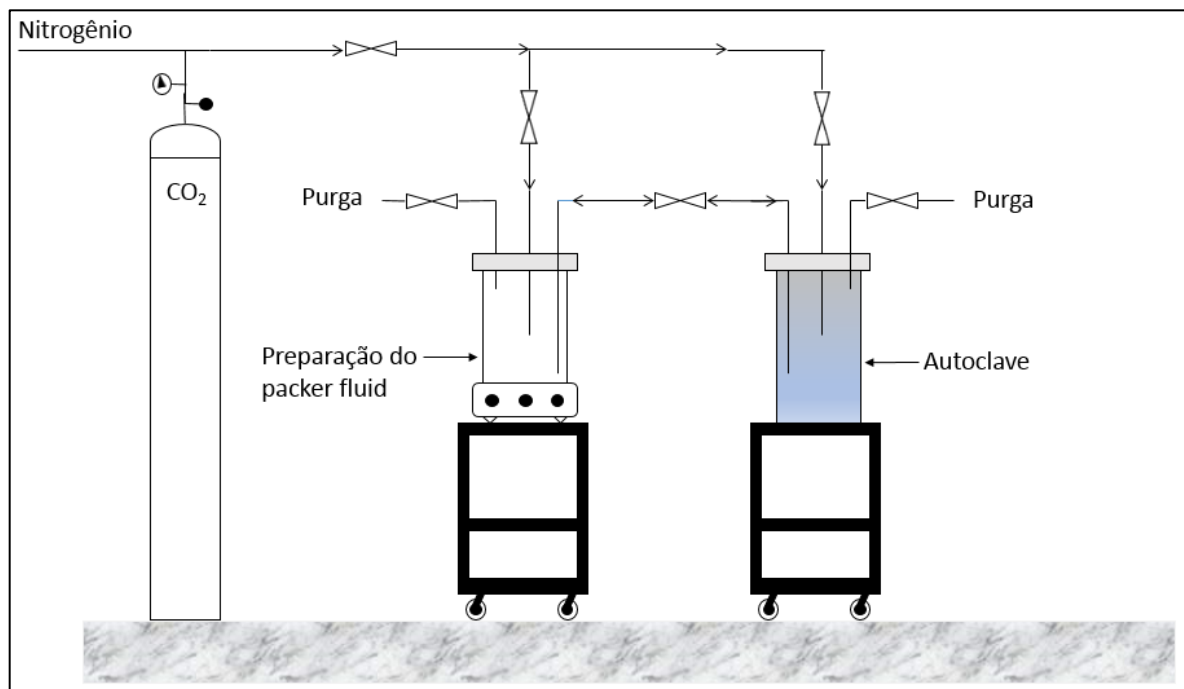
Produtos	Função	Concentração
Água Industrial	Diluente	QSP
Cloreto de Sódio	Sal	24% (m/m)
Glutaraldeído	Bactericida	200 ppm
Ultrawt 70	Antiemulsionante	0,3% (v/v)
Bissulfito de Sódio	Sequestrante de Oxigênio	200 ppm

Fonte: Autor (2019).

A figura 28 apresenta o desenho esquemático da etapa seguinte, que foi iniciada com o ajuste do pH da solução salina para permanecer entre 8 e 9. Para o ajuste, adotou-se a solução de hidróxido de sódio (NaOH) com concentração de 2 mol/L. Após essa etapa, iniciou-se a desoxigenação e a saturação do *packer fluid* e das autoclaves com bombeio constante de CO₂, por um período de 22 horas e 40 minutos. Ao término desse procedimento, foi retirada uma alíquota da solução, aproximadamente 300 ml para a aferição do pH, que foi medido no valor de 3,73. A solução foi então pré-aquecida até 40 °C antes de realizar a transferência do fluido para as autoclaves. As amostras 67568-2 e 67568-3 foram inseridas na primeira autoclave e as amostras 67568-7 e 67568-8 foram inseridas na segunda autoclave. O volume transferido para as autoclaves foi estabelecido a fim de respeitar a relação volume de solução / área exposta metálica de 3,5 ml / cm². A etapa subsequente foi o aquecimento do fluido até a temperatura de 50 °C na primeira autoclave e 110 °C na

segunda autoclave. Uma vez aquecido o fluido, e estabilizada a pressão no interior da autoclave, o sistema foi pressurizado com o bombeio de CO₂ até atingir a pressão definida para o teste, 10 bar.

Figura 28 - Desenho esquemático da preparação do *packer fluid* utilizado no teste de corrosão.



Fonte: Modificado de LA H₂S do Instituto Nacional de Tecnologia (2019).

A partir desse momento, foi mantido o borbulhamento da solução com CO₂ de forma contínua, em uma vazão equivalente a 5 mL/min/L, monitorando a pressão e a temperatura do ensaio pelo período de 180 dias, conforme parâmetros estabelecidos na tabela 11. Ao completar o período do teste, o aquecimento foi descontinuado e aguardou-se a temperatura atingir a temperatura ambiente.

Tabela 11 - Parâmetros utilizados nos ensaios de corrosão.

Amostra do aço	Solução Salina	Peso (lb/gal)	Pressão Parcial de CO ₂ (bar)	Temperatura (°C) Autoclave 1	Temperatura (°C) Autoclave 2	Duração (dias)
C-110	NaCl	9,8	10,5	50	110	180

Fonte: Autor (2019).

Seguindo a norma ASTM G1-03, a etapa de decapagem das amostras e corpos de prova foi realizada utilizando a solução de clark, que é composta por 1 litro de ácido clorídrico (HCl), 20 gramas de trióxido de antimônio (Sb_2O_3) e 50 gramas de cloreto de estanho ($SnCl_2$).

3.6. ENSAIO GRAVIMÉTRICO PARA REFERÊNCIA

A fim de permitir a comparação da taxa de corrosão medida por interferometria a laser com o método normatizado de estimativa de taxa de corrosão uniforme por perda de massa, foram usinados e preparados no Instituto Nacional de Tecnologia 6 corpos de prova de referência (CPR) do aço API 5CT C-110 sem nenhum tratamento adicional, de acordo com a norma ASTM G1-03 [34]. A etapa subsequente à fabricação dos corpos de prova de referência foi a medição da massa de cada corpo, utilizando para tanto a balança de precisão, fabricante Mettler Toledo®. As características obtidas para cada um dos 6 corpos de prova de referência podem ser consultadas na tabela 12.

Tabela 12 - Características dos corpos de prova de referência (CPR) antes do ensaio de perda de massa.

CPR	Comprimento (mm)	Largura (mm)	Altura (mm)	Diâmetro do furo (mm)	Massa Inicial (g)
01	20,233	10,100	5,223	2,950	8,0398
02	20,150	10,107	5,233	2,950	8,0529
03	20,113	10,143	5,237	2,950	8,0721
04	20,017	10,113	5,217	2,950	7,9550
05	20,113	10,123	5,250	2,950	8,0643
06	20,033	10,103	5,230	2,950	7,9962

Fonte: Autor (2019).

Após a etapa de medição de massa, os corpos de prova de referência foram presos por um pino de teflon à resina epoxy de duas amostras embutidas anteriormente, conforme figura 29. Dos 6 corpos de prova de referência fabricados para o ensaio gravimétrico, 3 foram presos à amostra número 67568-2, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C na autoclave #1, e os outros 3 foram presos à amostra número 67568-8, submetida ao ensaio de corrosão a 110 °C na autoclave #2.

Figura 29- Corpos de prova de referência presos à resina epoxy.



Fonte: Autor (2019).

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. AVALIAÇÃO DOS ENSAIOS REALIZADOS PARA ESTIMATIVA DA TAXA DE CORROSÃO

4.1.1. Análise do pH do *packer fluid* após ensaio de corrosão

Ao término do período de 180 dias estabelecido para os ensaios de corrosão, as amostras foram retiradas das duas autoclaves seguindo os procedimentos pré-estabelecidos no programa do ensaio. A primeira etapa após a despressurização e abertura das autoclaves foi a retirada de uma alíquota do *packer fluid* para a aferição do pH ao final do ensaio. Os valores obtidos de pH foram 5,10 e 5,47 para os ensaios realizados a 50 °C e 110 °C, respectivamente. O pH inicial foi registrado com 8,08 após o preparo do *packer fluid* e 3,73 após a saturação da solução com CO₂, conforme tabela 13. Observa-se, portanto, um aumento no valor do pH durante os ensaios de corrosão.

Tabela 13 - Valores de pH do *packer fluid* antes e após os ensaios de corrosão.

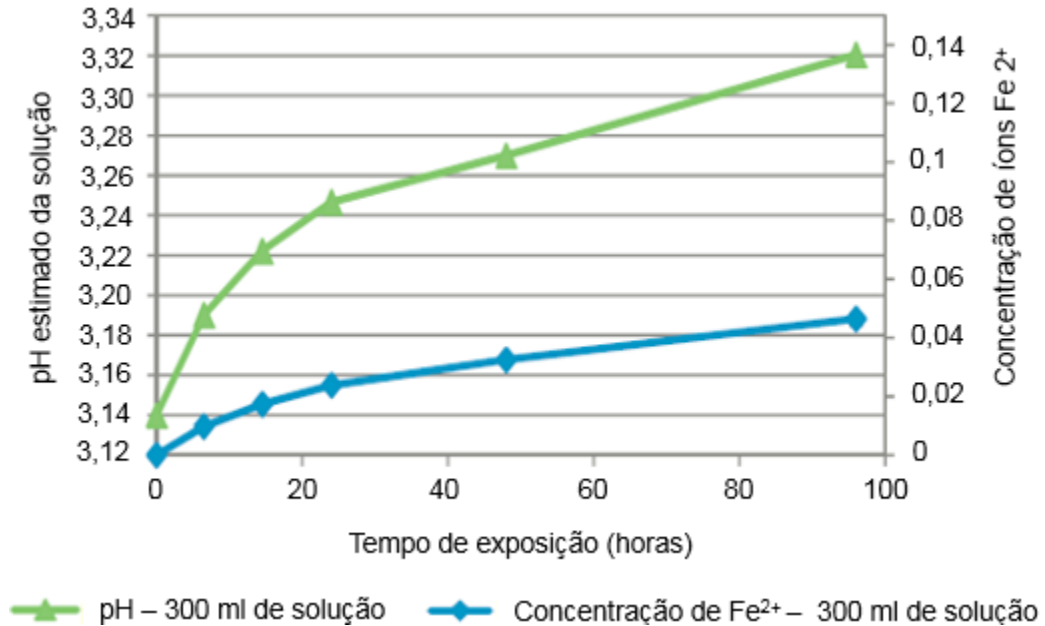
Fluido	Temperatura (°C)	Duração ensaio (dias)	pH inicial	pH após saturação com CO ₂	pH final
Packer fluid	50	180	8,08	3,73	5,1
	110	180	8,08	3,73	5,47

Fonte: Autor (2020).

De acordo com a tabela 13, é possível observar que o pH final do *packer fluid* ficou maior no ensaio realizado a 110 °C. Segundo Lopes, N. F. (2017) ^[38], a quantidade de CO₂ dissolvido na solução será tanto menor quanto maior for a temperatura, levando, dessa forma, a um aumento do pH dessa solução. Ainda, de acordo com Domingues, H. C. (2010) ^[39], em experimentos realizados com alta temperatura e pressão, observa-se um aumento da concentração de HCO₃⁻, o que, segundo a autora, contribui também para o aumento do pH da solução. Hua, Y., Barker, R. e Neville, A. (2014) ^[40] utilizaram o software MultiScale Modeling para estimar em seu ensaio o comportamento do pH em função do tempo. De acordo com a figura 30, é esperado um aumento contínuo da concentração de íons Fe²⁺ na

solução aquosa, bem como o aumento do pH de 3,14 para 3,32 após 96 h de ensaio. Esse comportamento de aumento de pH é previsto considerando que o ambiente do ensaio é confinado e não há, dessa forma, renovação da solução. A solubilização dos íons Fe^{2+} na solução, resultantes do processo de corrosão inicial, atua evitando uma redução do pH, mesmo em ambiente com elevada pressão parcial de CO_2 .

Figura 30 - Estimativa do pH de uma solução aquosa em função do tempo.



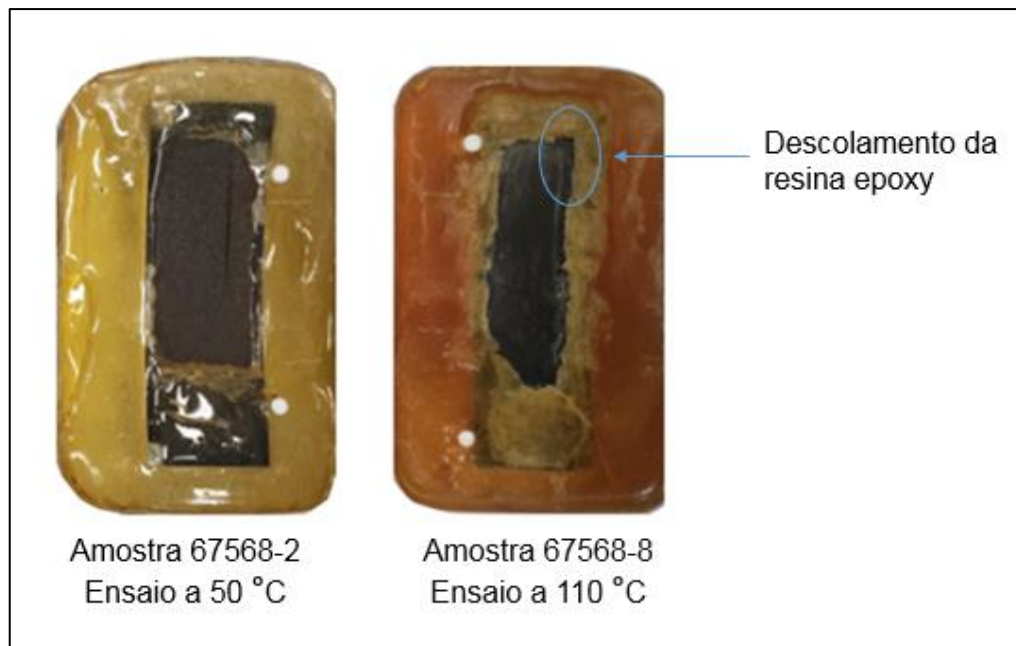
Fonte: Modificado de Hua, Y., Barker, R., Neville, A., Comparison of corrosion behaviour for X-65 carbon steel in supercritical CO_2 - saturated water and water - saturated / unsaturated supercritical CO_2 (2014) [40].

4.1.2. Análise da resina epoxy

Com relação à resina epoxy, utilizada para isolar as áreas metálicas que não eram objetos desse estudo, pôde-se observar que as amostras submetidas a $110\text{ }^\circ\text{C}$ apresentaram um pequeno descolamento entre a resina e a superfície metálica, sugerindo que houve perda do selo durante o ensaio, devido, provavelmente, a um movimento relativo entre os dois materiais em função da diferença do valor do coeficiente de dilatação. Por outro lado, esse descolamento não foi observado nas amostras submetidas ao ensaio realizado a $50\text{ }^\circ\text{C}$, figura 31. Segundo Carneiro, L. A. V. e Teixeira, A. M. A. J. (2008) [41], elevados coeficientes de expansão térmica são

algumas das principais desvantagens das resinas. Estima-se um coeficiente de expansão térmica linear de até $100 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$ para a resina epoxy [35], enquanto que para o aço tem-se até $14 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$ [36]. Além disso, de acordo com Carneiro, L. A. e Teixeira, A. M. (2008) [41], a depender do tipo de resina, o efeito de temperatura pode ser prejudicial às propriedades do material.

Figura 31 - Análise do comportamento da resina epoxy após 180 dias de ensaio de corrosão.



Fonte: Autor (2020).

4.1.3. Avaliação da taxa de corrosão por interferometria a laser e gravimetria

Após a avaliação do pH do *packer fluid*, iniciou-se o processo de decapagem dos produtos da corrosão, tanto dos corpos de prova de referência (CPR), quanto das amostras embutidas com resina epoxy. Para tanto, seguiu-se o procedimento estabelecido na norma ASTM G1-03. Como um dos objetivos do presente trabalho é comparar a taxa de corrosão da superfície preservada (carepa de laminação) com a taxa de corrosão da superfície desgastada, os produtos da corrosão não foram coletados para análise da sua composição. No entanto, diversos ensaios realizados em condições similares apresentaram como produto da corrosão o carbonato de ferro

(FeCO₃), como os ensaios conduzidos por Lopes, N. F. (2017) [38] e Hua, Y., Barker, R. e Neville, A. (2014) [40].

Após o processo de decapagem utilizando uma solução de clark, realizado no laboratório do INT, os corpos de prova de referência passaram por uma nova etapa de medição de massa, cujos resultados são apresentados na tabela 14.

Tabela 14 - Massas dos corpos de prova de referência (CPR) antes e após o ensaio de perda de massa.

CPR	Temperatura do ensaio (°C)	Massa Inicial (g)	Massa Final (g)
01	50	8,0398	7,6903
02		8,0529	7,5175
03		8,0721	7,6454
04	110	7,9550	7,9224
05		8,0643	8,0311
06		7,9962	7,9710

Fonte: Autor (2020).

De acordo com a norma ASTM G1-03, a taxa de corrosão uniforme pelo método gravimétrico deve ser estimada utilizando a equação 1:

$$TC = \frac{K \times W}{A \times T \times D} \quad (1)$$

onde TC é a taxa de corrosão uniforme em mm/ano, K é a constante dimensional definida em $8,76 \times 10^4$, W é a perda de massa em grama, A é a área exposta ao meio em cm², T é o tempo de exposição em horas e D é a massa específica da amostra em g/cm³. Neste projeto de pesquisa, o tempo de exposição foi de 180 dias, o que equivale a 4320 horas, e massa específica do aço de 7,86 g/cm³. Logo, a tabela 15 apresenta os resultados obtidos nos ensaios de perda de massa regidos pela norma ASTM G1-03.

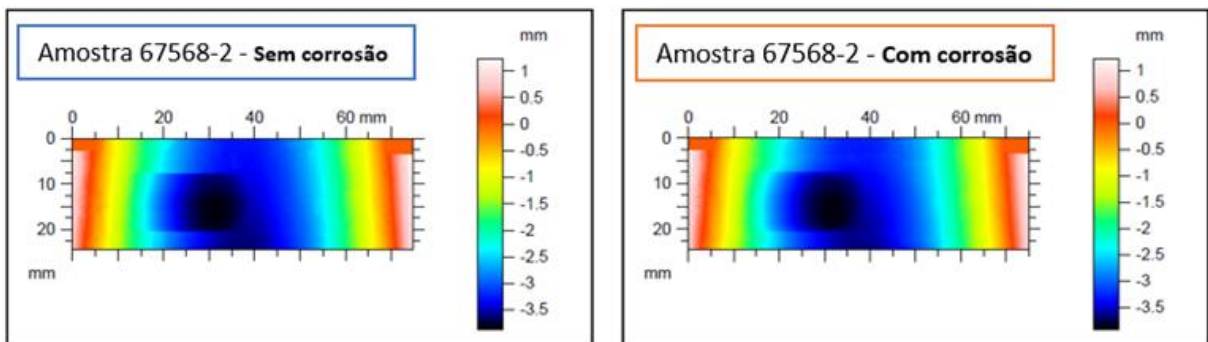
Tabela 15 - Taxa de corrosão uniforme média registradas nos corpos de prova de referência (CPR).

CPR	Temperatura do ensaio (°C)	W Perda de massa (g)	A Área exposta (cm ²)	TC Taxa de corrosão uniforme (mm/ano)	TCM Taxa de corrosão uniforme média (mm/ano)
01	50	0,3495	7,119	0,1267	0,159
02		0,5354	7,103	0,1945	
03		0,4267	7,113	0,1548	
04	110	0,0326	7,056	0,0119	0,011
05		0,0332	7,110	0,0120	
06		0,0252	7,064	0,0092	

Fonte: Autor (2020).

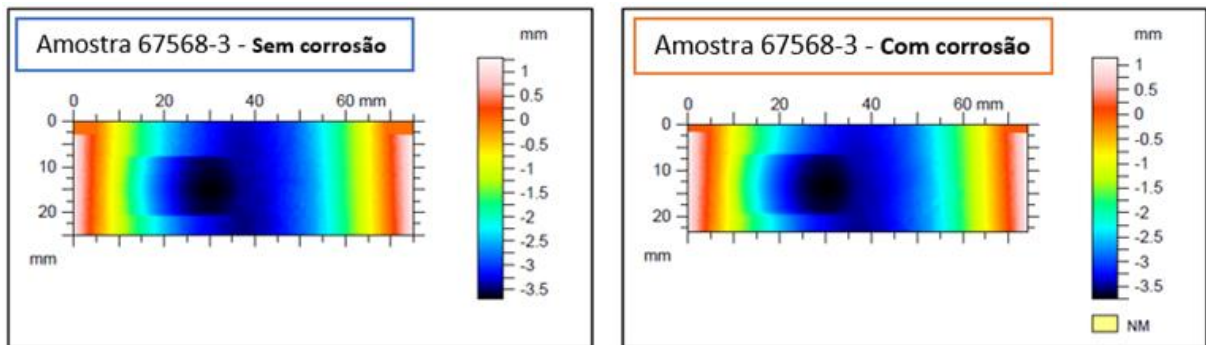
A fim de possibilitar a estimativa da taxa de corrosão por meio de interferometria a laser, a etapa subsequente foi o imageamento das superfícies das amostras, realizada, nesse caso, nos laboratórios da UFU. Os resultados dos imageamentos das superfícies das amostras 67568-2 e 67568-3, antes e após o ensaio de corrosão a 50 °C, podem ser observados nas figuras 32 e 33.

Figura 32 - Resultados dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-2, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 50 °C.



Fonte: LTAD da UFU (2020).

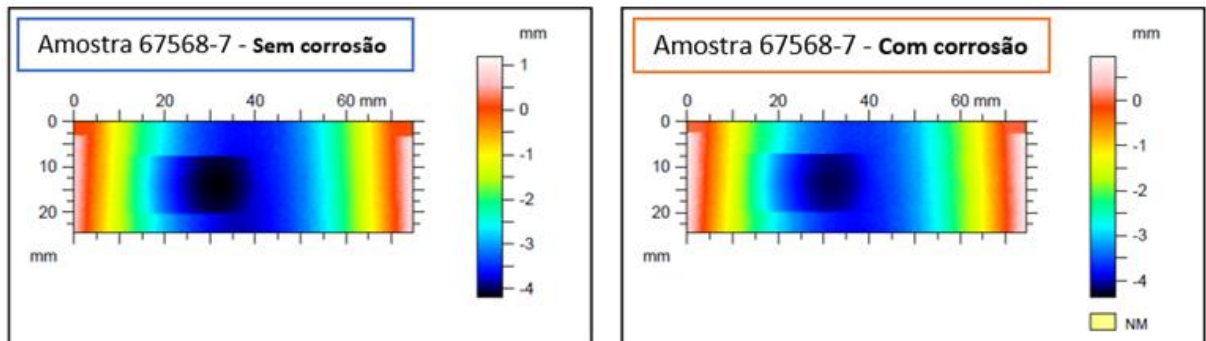
Figura 33 - Resultados dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-3, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 50 °C.



Fonte: LTAD da UFU (2020).

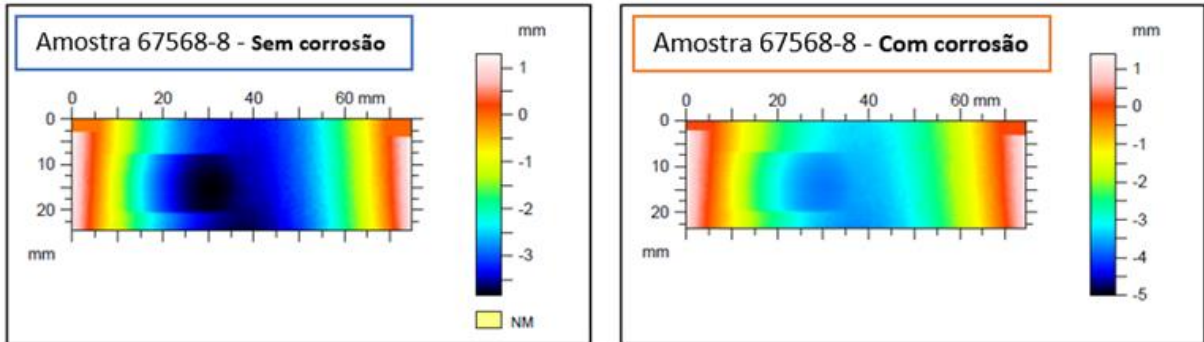
Os resultados dos imageamentos das superfícies das amostras 67568-7 e 67568-8, antes e após o ensaio de corrosão a 110 °C, podem ser observados nas figuras 34 e 35.

Figura 34 - Resultados dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-7, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 110 °C.



Fonte: LTAD da UFU (2020).

Figura 35 - Resultados dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-8, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 110 °C.

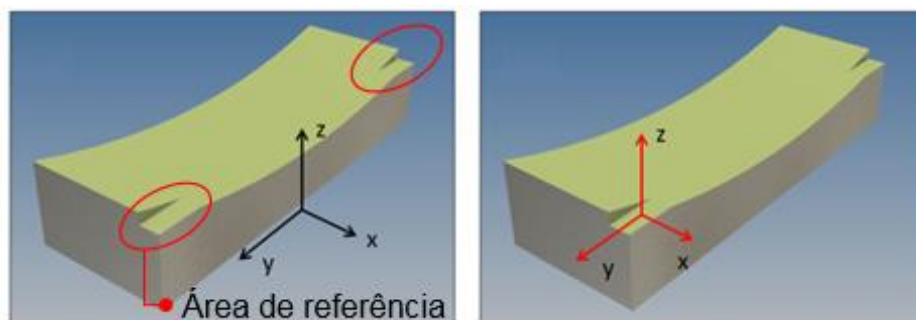


Fonte: LTAD da UFU (2020).

Como pode ser observado nas figuras 32 a 35, não é possível chegar a uma estimativa de taxa de corrosão analisando separadamente as imagens digitalizadas.

A solução utilizada para estimar a taxa de corrosão foi a realização da subtração numérica das superfícies mapeadas antes e após o ensaio de corrosão, utilizando para isso o programa Taylor Surf Gold®, disponibilizado pela UFU. Contudo, antes da subtração numérica, foi necessário definir o zero do eixo Z na superfície usinada para referência futura, figura 36. Como a superfície de referência foi isolada com resina, teoricamente essa área não sofrera processo de corrosão, sendo o resultado esperado para essa subtração numérica das superfícies de referência mapeadas antes e após o ensaio de corrosão igual a zero.

Figura 36 - Definição da referência do eixo Z.

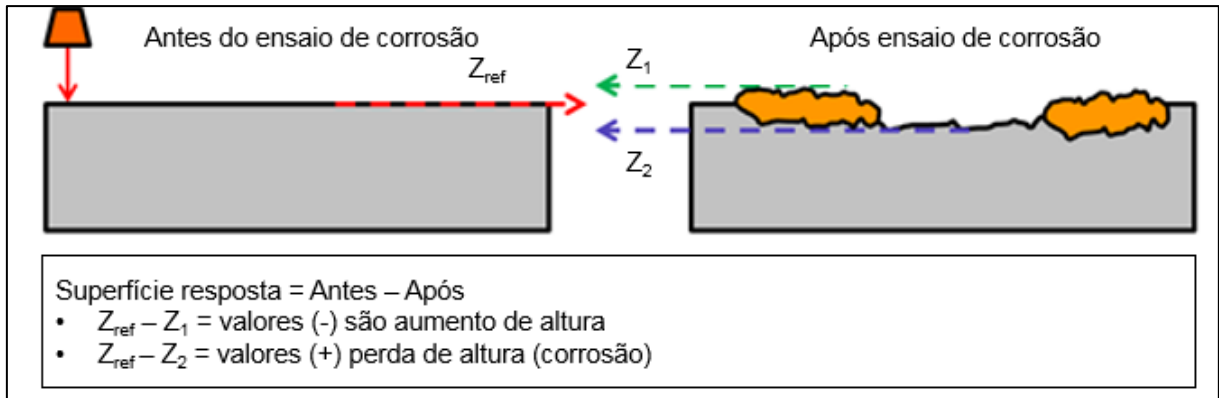


Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2020).

Com relação à área metálica submetida ao ensaio de corrosão, que é objeto de estudo deste projeto de pesquisa, o resultado da subtração das superfícies digitalizadas apresentou valores positivos e negativos, sendo os valores positivos

relacionados à perda de massa e os valores negativos relacionados ao ganho de massa, conforme representado na figura 37.

Figura 37 - Esquemático da subtração das superfícies digitalizadas antes e após o ensaio de corrosão.

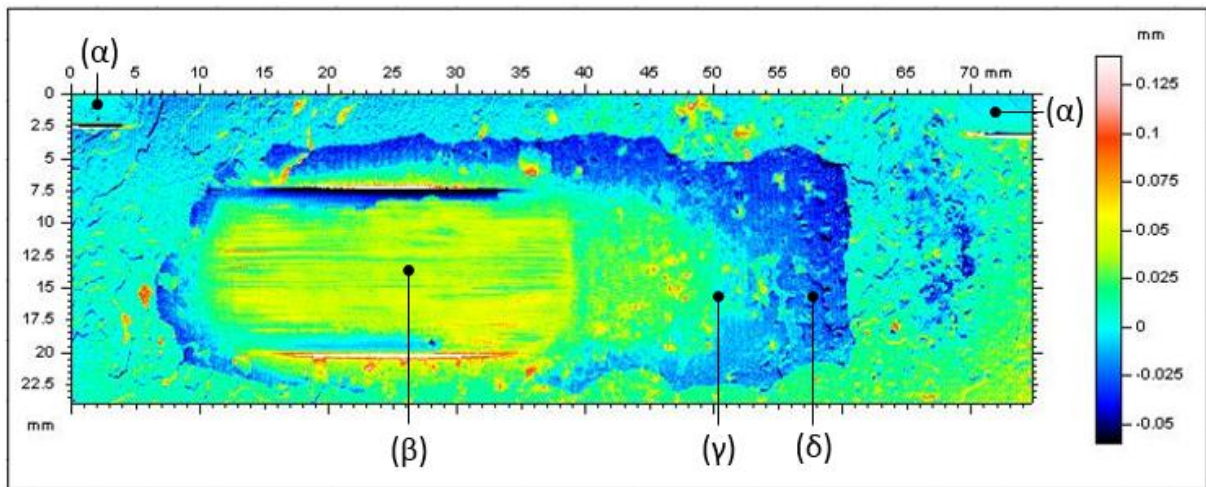


Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2020).

Para cada amostra estudada, percebe-se que o mapa resultado dessa subtração possibilita uma avaliação qualitativa e quantitativa de perda ou ganho de espessura de toda superfície metálica submetida ao ensaio de corrosão.

Os resultados das subtrações das áreas digitalizadas podem ser observados nas figuras 38 a 41. Conforme convencionado anteriormente, figura 37, valores positivos referem-se a perda de massa e valores negativos referem-se a ganho de massa.

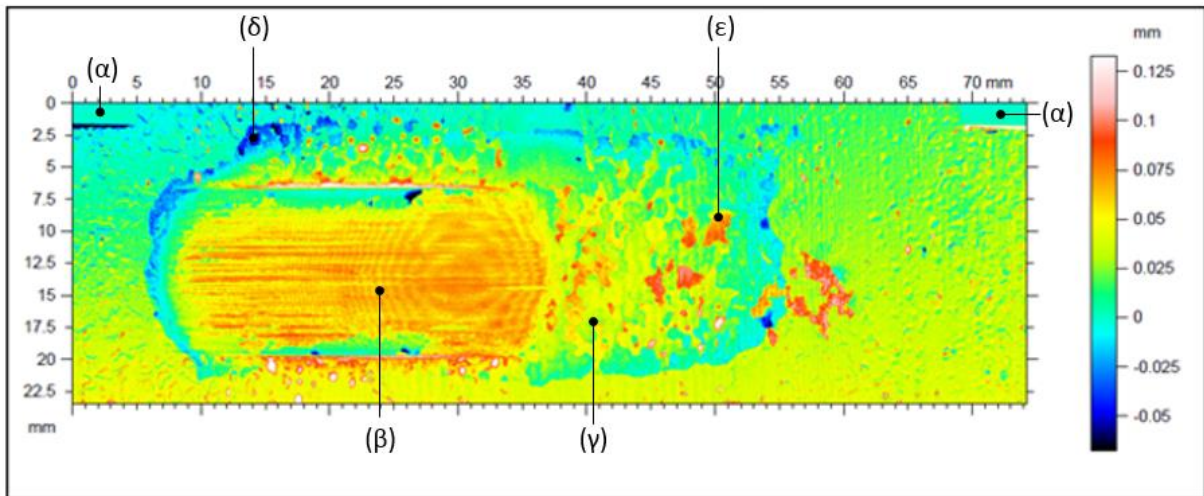
Figura 38 - Resultado da subtração dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-2, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 50 °C.



Fonte: LTAD da UFU (2020).

Observa-se no mapa da amostra 67568-2, figura 38, região destacada pela letra grega α , que as duas áreas usinadas para servir de referência apresentam, de acordo com a escala de cores, valores iguais a zero. Esse valor indica que, após a subtração numérica das imagens digitalizadas, não houve perda ou ganho de espessura nessa área. Com relação à região desgastada mecanicamente e submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C, destacada pela letra β , pode-se observar pela escala que a perda de espessura nessa região ficou entre 0,025 mm e 0,05 mm, para um período de 180 dias, o que equivale a uma taxa de corrosão entre 0,05 e 0,10 mm/ano, aproximadamente. Quando comparado com a taxa de corrosão uniforme obtida no teste gravimétrico, regido pela ASTM G1-03, que foi de 0,15 mm/ano, observa-se uma variação a menor de 0,10 a 0,05 mm/ano. Já a região destacada pela letra γ , cuja superfície não fora desgastada mecanicamente, tendo esta sido submetida somente ao processo de corrosão, estima-se uma taxa de corrosão de aproximadamente 0,05 mm/ano, que é menor que o valor observado na região destacada pela letra β , que apresentou valores de até 0,10 mm/ano. Por outro lado, a região destacada pela letra δ , que também não fora submetida ao desgaste mecânico, apresenta um ganho de espessura em torno de 0,025 mm, para o período de 180 dias de ensaio. Esse ganho de espessura foi atribuído a não remoção do produto da corrosão quando da realização da decação com solução de Clark, realizada após o período de ensaio de corrosão.

Figura 39 - Resultado da subtração dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-3, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 50 °C.

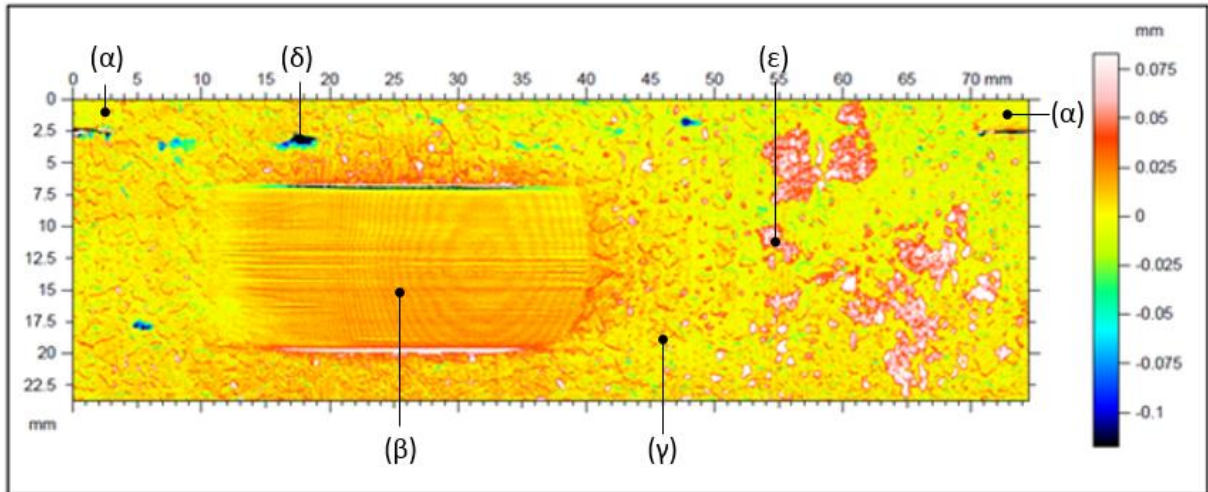


Fonte: LTAD da UFU (2020).

Com relação ao mapa da amostra 67568-3, figura 39, região destacada pela letra α , observa-se que as duas áreas usinadas para servir de referência apresentam, da mesma forma que a amostra 67568-2, valores iguais a zero. Com relação à região usinada mecanicamente e submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C, destacada pela letra β , pode-se observar pela escala de cores que a perda de espessura nessa região ficou entre 0,05 mm e 0,075 mm, para um período de 180 dias, o que equivale a uma taxa de corrosão entre 0,10 a 0,15 mm/ano, aproximadamente. Quando comparado com a taxa de corrosão uniforme obtida no teste gravimétrico, regido pela ASTM G1-03, que foi de 0,15 mm/ano, observa-se uma variação a menor de no máximo 0,05 mm/ano. Com relação à região destacada pela letra γ , cuja superfície não fora submetida ao desgaste mecânico, tendo esta sido submetida, somente, ao processo de corrosão, estima-se uma taxa de corrosão de no máximo 0,05 mm/ano, que é menor que o valor observado na região β , que apresentou valores de até 0,15 mm/ano. Diferentemente da amostra 67568-2, essa amostra não apresentou ganho de espessura, com exceção de alguns poucos pontos, destacados pela letra δ . Da mesma forma, esse ganho de espessura foi atribuído a não remoção do produto da corrosão quando da realização da decapagem. Destaca-se, no entanto, que nessa amostra, diferentemente da 67568-2, há pequenas áreas com perda de espessura mais acentuada na região que foi submetida apenas ao processo de corrosão, conforme destacado pela letra ϵ . Atribui-se a esse fato o processo de decapagem com

clark que, provavelmente, removeu a carepa de laminação formada no processo de fabricação do tubular.

Figura 40 - Resultado da subtração dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-7, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 110 °C.

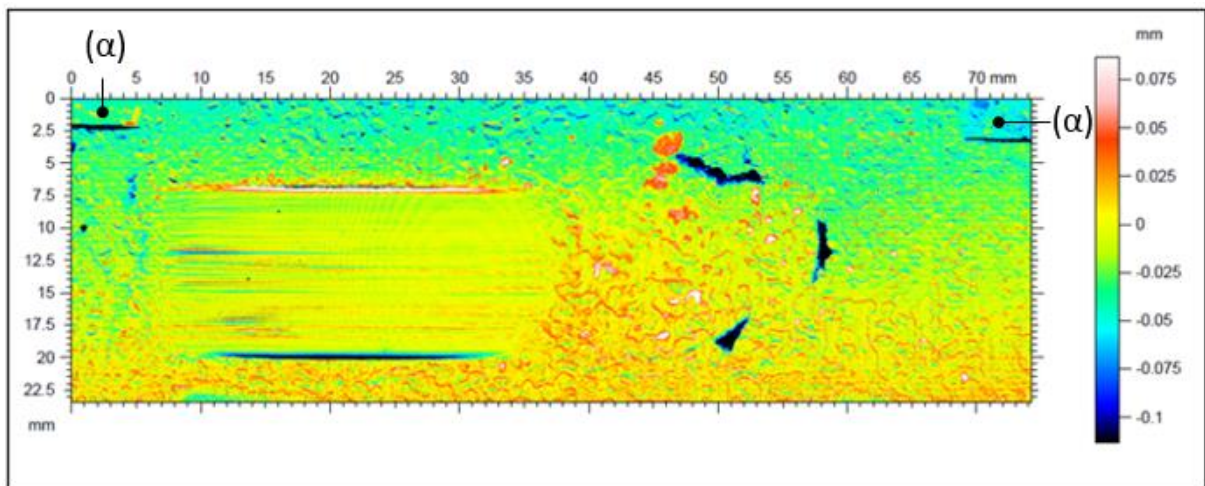


Fonte: LTAD da UFU (2020).

Observa-se no mapa da amostra 67568-7, figura 40, região destacada pela letra α , que as duas áreas usinadas para servir de referência apresentam, da mesma forma que as amostras 67568-2 e 67568-3, valores iguais a zero. Com relação à região usinada mecanicamente e submetida ao ensaio de corrosão a 110 °C, destacada pela letra β , pode-se observar pela escala de cores que a perda de espessura nessa região ficou em torno de 0,025 mm, para um período de 180 dias, o que equivale a uma taxa de corrosão de 0,05 mm/ano, aproximadamente. Quando comparado com a taxa de corrosão uniforme obtida no teste gravimétrico, regido pela ASTM G1-03, que foi de 0,01 mm/ano, observa-se uma variação a maior de 0,04 mm/ano. Com relação à região destacada pela letra γ , cuja superfície não fora submetida ao desgaste mecânico, tendo esta sido submetida, somente, ao processo de corrosão, estima-se uma taxa de corrosão em torno de 0,05 mm/ano. Essa amostra não apresentou ganho de espessura, com exceção de alguns poucos pontos, destacado pela letra δ . Da mesma forma, esse ganho de espessura foi atribuído a não remoção do produto da corrosão quando da realização da decapagem. Destaca-se, no entanto, que nessa amostra há também áreas com perda de espessura mais acentuada na região que foi submetida apenas ao processo de corrosão, conforme

destacado pela letra ϵ . Da mesma forma, atribui-se esse fato ao processo de decapagem com clark que, provavelmente, retirou a carepa de laminação formada no processo de fabricação do tubular.

Figura 41 - Resultado da subtração dos imageamentos das superfícies da amostra 67568-8, realizados antes e após o ensaio de corrosão a 110 °C.



Fonte: LTAD da UFU (2020).

Pode-se observar no mapa da amostra 67568-8, figura 41, região destacada pela letra α , que as duas áreas usinadas para servir de referência apresentam, diferentemente das amostras anteriores, valores diferentes de zero. De acordo com a escala de cores, as áreas de referência apresentam valores negativos de aproximadamente 0,05 mm, sugerindo, conforme convencionado anteriormente, um ganho de espessura nessa região quando comparado com as leituras obtidas nessa amostra antes do ensaio de corrosão. Esse fato pode estar relacionado com processo de corrosão nessa superfície em decorrência da perda de selo entre a resina e a superfície metálica da área de referência, destacado na figura 31. Como a limpeza com solução de clark não foi aplicada nessa região, qualquer produto oriundo do processo de corrosão permaneceu depositado nessa superfície, inviabilizando, dessa forma, a comparação entre as superfícies digitalizadas antes e após o ensaio de corrosão. Desta forma, essa amostra foi descartada das análises de estimativa de taxa de corrosão.

A tabela 16 apresenta o resumo dos resultados das avaliações de perda de espessura realizadas pelos métodos gravimétricos e por interferometria a laser.

Tabela 16 - Perdas de espessura estimadas pelos métodos gravimétricos e por interferometria a laser.

Temperatura (°C)	Método por Gravimetria		Método por Interferometria a laser									
	Taxa de corrosão uniforme (mm/ano)		Taxa de corrosão máxima estimada para cada amostra (mm/ano)									
	Média	Corpos de Prova	67568-2		67568-3		67568-7		67568-8		Média	
			(β)	(γ)	(β)	(γ)	(β)	(γ)	(β)	(γ)	(β)	(γ)
50	0,15		0,10	0,05	0,15	0,05	-	-	-	-	0,125	0,05
110	0,01		-	-	-	-	0,05	0,05	Descartada		0,05	0,05

β - Área desgastada mecanicamente e submetida ao ensaio de corrosão

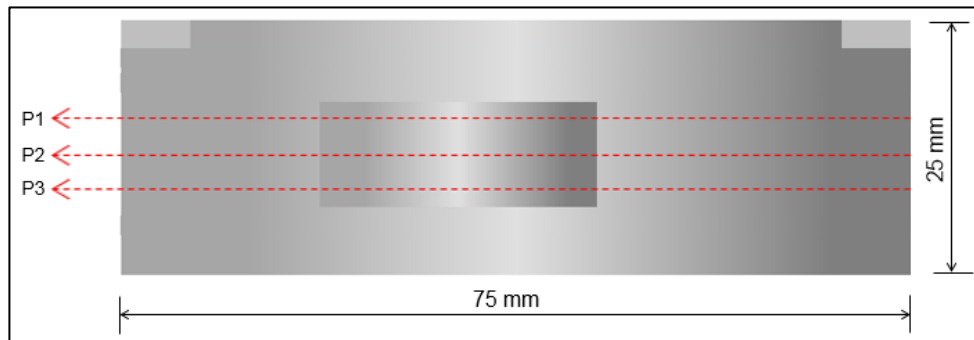
γ - Área preservada com a carepa de laminação, submetida ao ensaio de corrosão

Fonte: Autor (2020).

A partir dos resultados das subtrações das áreas digitalizadas, pôde-se, também, adotar uma abordagem mais precisa para a estimativa da taxa de corrosão, que independe de interpretação de escala de código de cores, e que elimina, dessa forma, a subjetividade da análise. Trata-se de uma técnica apresentada por Contreras et al. (2014) ^[44], que consiste em gerar, a partir do tratamento das imagens digitalizadas, um perfil de perda ou ganho de espessura em uma determinada coordenada da superfície em estudo.

Para este projeto de pesquisa, adotou-se coordenadas P1, P2 e P3 do eixo X que pudessem gerar gráficos com perfis quantitativos de perda e ganho de espessura das áreas preservadas com carepa de laminação e desgastadas mecanicamente, figuras 42 e 43.

Figura 42 - Esquemático do posicionamento dos perfis passando pelas áreas preservadas com carepa de laminação e desgastadas mecanicamente.



Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2020).

Figura 43 - Valor numérico do posicionamento no eixo X dos perfis P1, P2 e P3 de cada amostra.

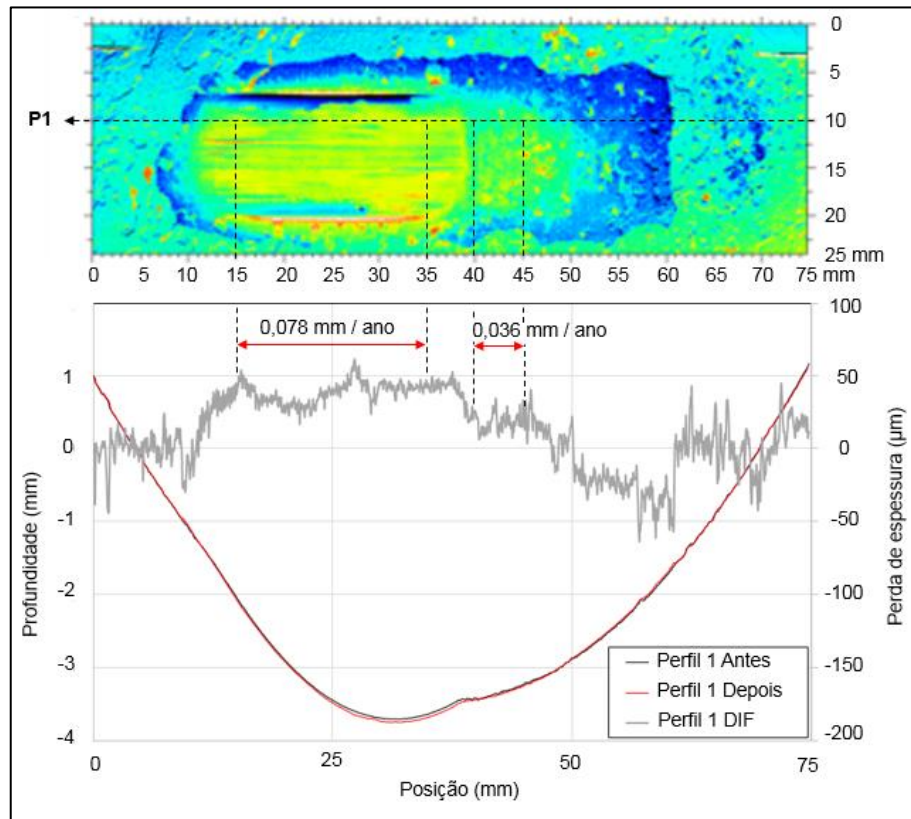
Amostra	Posição do perfil - eixo x (mm)		
	P1	P2	P3
67568-2	10,16	14,17	17,68
67568-3	8,79	12,79	17,79
67568-7	9,96	13,97	17,48

Fonte: Autor (2020).

Com relação às coordenadas do eixo Y, adotou-se para a amostra 67568-2 o intervalo entre 15 a 35 mm, que compreende a área desgastada mecanicamente e que fora submetida posteriormente ao ensaio de corrosão. Outro intervalo do eixo Y analisado foi definido entre 40 e 45 mm, que representa a área preservada com carepa de laminação e que fora, também, submetida ao ensaio de corrosão, figura 44.

A partir dos valores numéricos obtidos de variação de espessura no intervalo entre 15 a 35 mm do eixo Y, perfil P1 da amostra 67568-2, obtém-se o valor médio de taxa de corrosão de 0,078 mm/ano para esse intervalo e 0,036 mm/ano para o intervalo compreendido entre 40 e 45 mm do eixo Y.

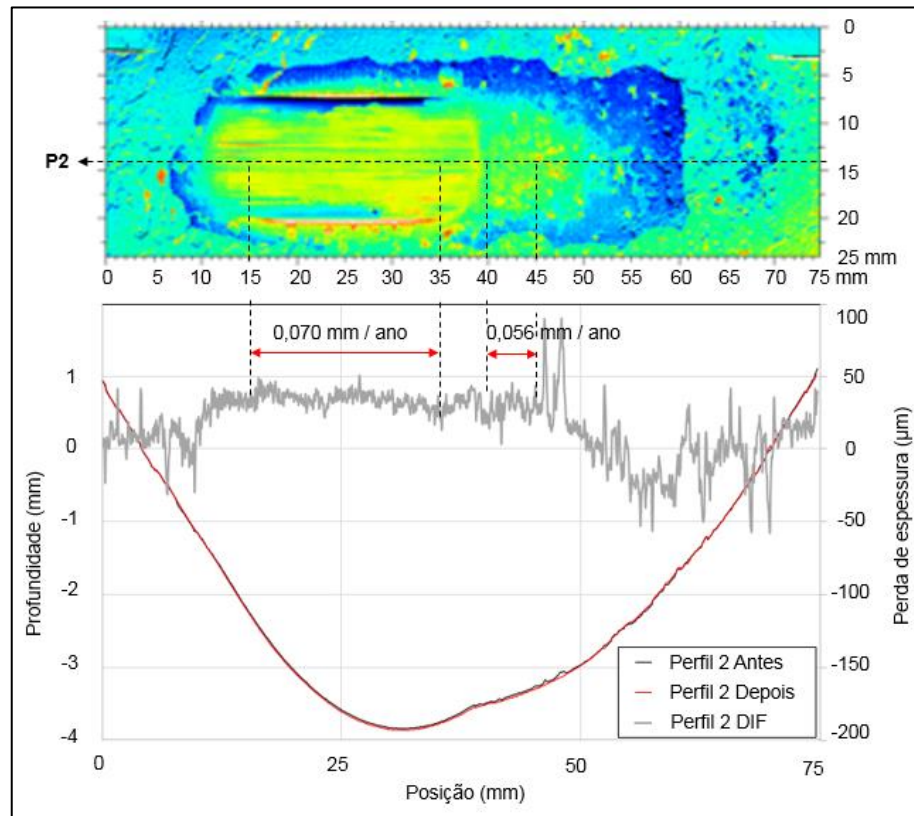
Figura 44 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-2, perfil P1, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C por 180 dias.



Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2020).

Para o perfil P2 da amostra 67568-2, cujo intervalo de análise adotado também ficou entre 15 a 35 mm do eixo Y, o valor médio de taxa de corrosão foi de 0,070 mm/ano e 0,056 mm/ano para o intervalo compreendido entre 40 e 45 mm do eixo Y, figura 45.

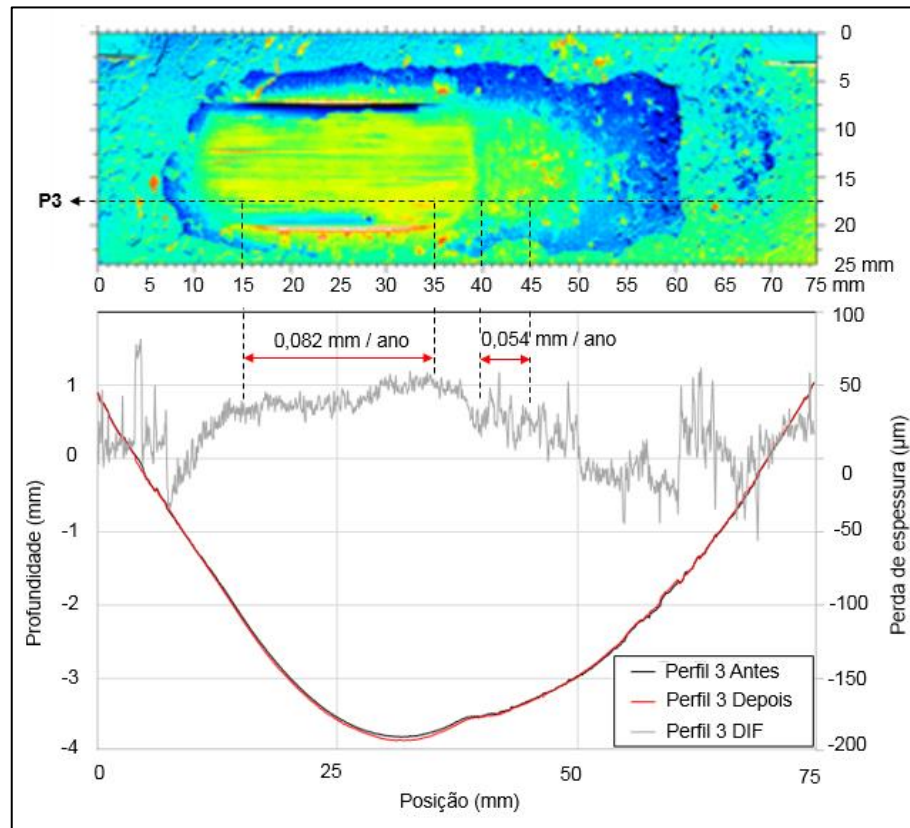
Figura 45 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-2, perfil P2, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C por 180 dias.



Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2020).

Com relação ao perfil P3 da amostra 67568-2, que seguiu a mesma estratégia de intervalo de análise no eixo Y, entre 15 a 35 mm, o valor médio de taxa de corrosão foi de 0,082 mm/ano e 0,054 mm/ano para o intervalo compreendido entre 40 e 45 mm do eixo Y, figura 46.

Figura 46 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-2, perfil P3, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C por 180 dias.



Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2020).

A tabela 17 apresenta o resumo dos resultados obtidos nas estimativas da taxa de corrosão para cada perfil analisado da amostra 67568-2.

Tabela 17 - Estimativa de taxa de corrosão da amostra 67568-2 realizada por análise de perfis obtidos por interferometria a laser. Ensaio realizado a 50°C.

Taxa de corrosão (*) (mm/ano)					Taxa de corrosão (**) (mm/ano)				
P1	P2	P3	Média	σ	P1	P2	P3	Média	σ
0,078	0,070	0,082	0,077	0,014	0,036	0,056	0,054	0,049	0,018

(*) - Área desgastada mecanicamente e submetida ao ensaio de corrosão, eixo Y, intervalo entre 15 e 35 mm.

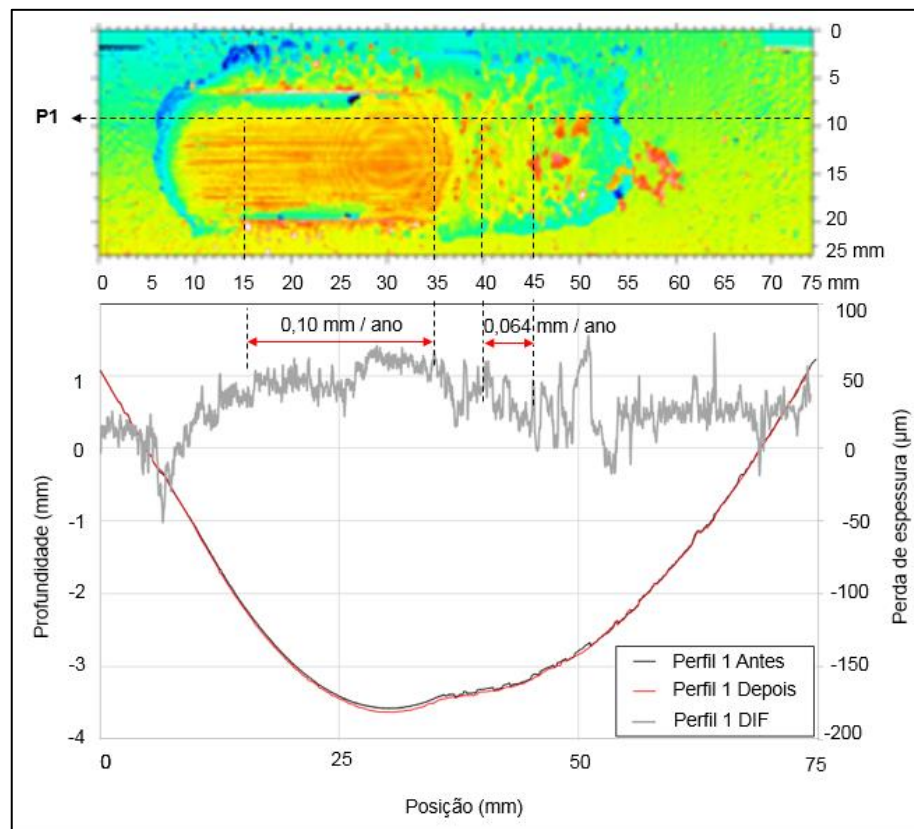
(**) - Área preservada com a carepa de laminação, submetida ao ensaio de corrosão, eixo Y, intervalo entre 40 e 45 mm.

Fonte: Autor (2020).

Para a amostra 67568-3, adotou-se também o intervalo entre 15 a 35 mm do eixo Y para a análise de perda de massa. Este intervalo compreende a área desgastada mecanicamente e que fora submetida posteriormente ao ensaio de corrosão. Outro intervalo do eixo Y analisado foi definido entre 40 e 45 mm, que representa a área preservada com carepa de laminação e que fora, também, submetida ao ensaio de corrosão, figura 47.

A partir dos valores numéricos obtidos de variação de espessura no intervalo entre 15 a 35 mm do eixo Y, perfil P1 da amostra 67568-3, obtém-se o valor médio de taxa de corrosão de 0,10 mm/ano para esse intervalo e 0,064 mm/ano para o intervalo compreendido entre 40 e 45 mm do eixo Y.

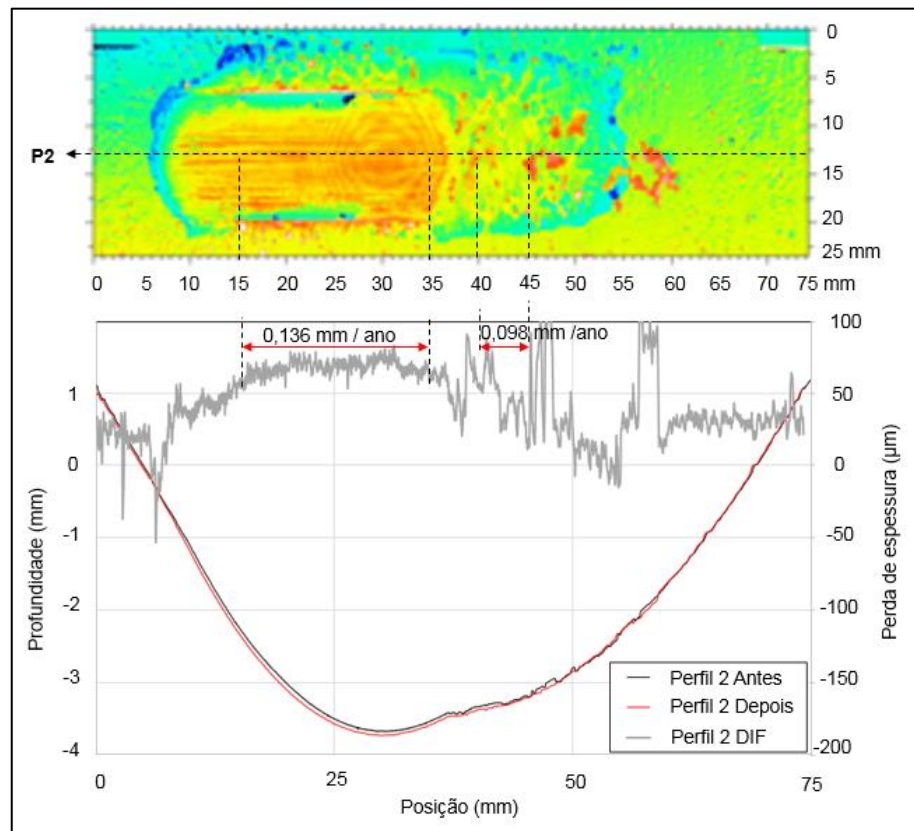
Figura 47 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-3, perfil P1, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C por 180 dias.



Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2020).

Para o perfil P2 da amostra 67568-3, cujo intervalo de análise adotado também ficou entre 15 a 35 mm do eixo Y, o valor médio de taxa de corrosão foi de 0,136 mm/ano e 0,098 mm/ano para o intervalo compreendido entre 40 e 45 mm do eixo Y, figura 48.

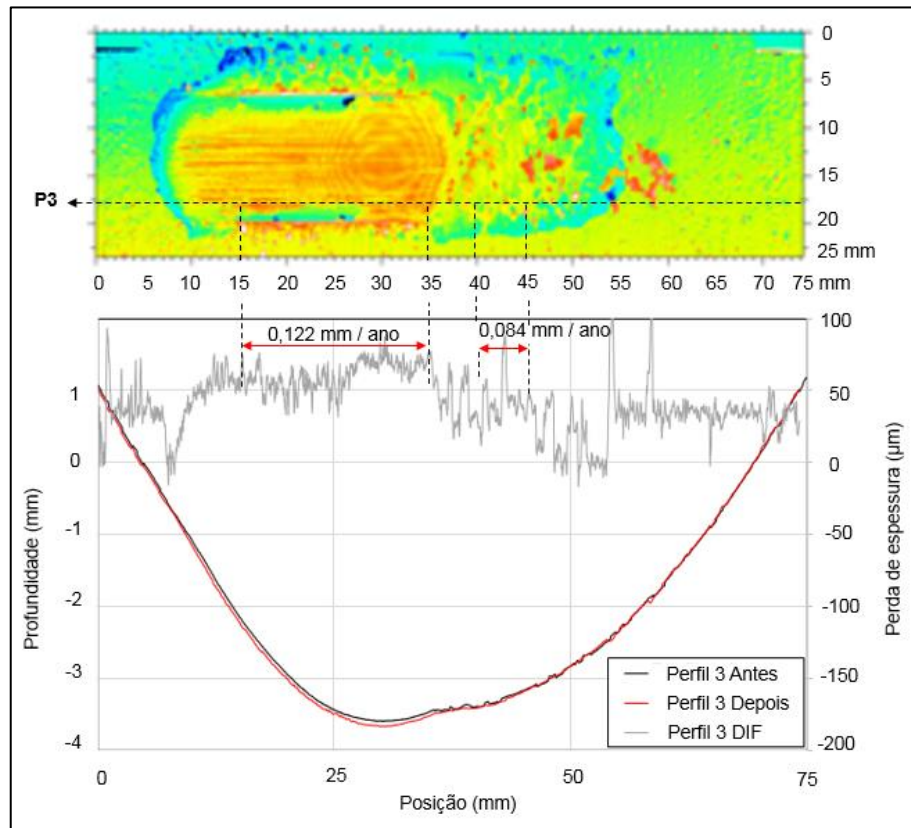
Figura 48 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-3, perfil P2, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C por 180 dias.



Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2020).

Com relação ao perfil P3 da amostra 67568-3, que seguiu a mesma estratégia de intervalo de análise no eixo Y, entre 15 e 35 mm, o valor médio de taxa de corrosão foi de 0,122 mm/ano e 0,084 mm/ano para o intervalo compreendido entre 40 e 45 mm do eixo Y, figura 49.

Figura 49 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-3, perfil P3, submetida ao ensaio de corrosão a 50 °C por 180 dias.



Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2020).

A tabela 18 apresenta o resumo dos resultados obtidos nas estimativas da taxa de corrosão para cada perfil analisado da amostra 67568-3.

Tabela 18 - Estimativa de taxa de corrosão da amostra 67568-3 realizada por análise de perfis obtidos por interferometria a laser. Ensaio realizado a 50 °C.

Taxa de corrosão (*) (mm/ano)					Taxa de corrosão (**) (mm/ano)				
P1	P2	P3	Média	σ	P1	P2	P3	Média	σ
0,100	0,136	0,122	0,119	0,022	0,064	0,098	0,084	0,082	0,032

(*) - Área desgastada mecanicamente e submetida ao ensaio de corrosão, eixo Y, intervalo entre 15 e 35 mm.

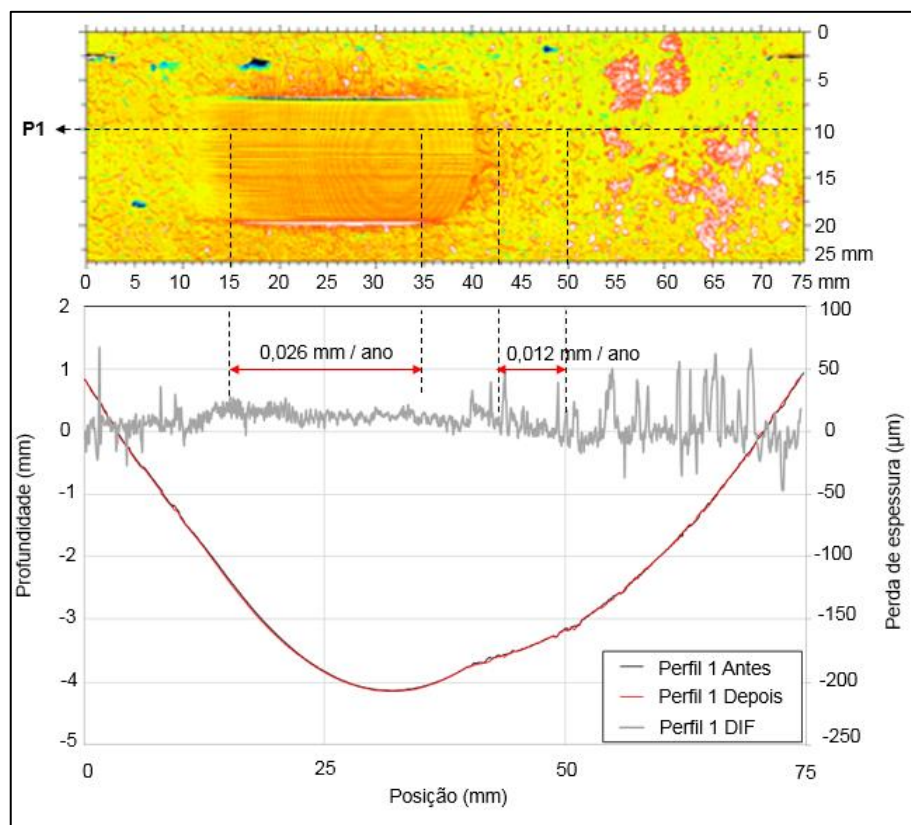
(**) - Área preservada com a carepa de laminação, submetida ao ensaio de corrosão, eixo Y, intervalo entre 40 e 45 mm.

Fonte: Autor (2020).

Para a amostra 67568-7, adotou-se também o intervalo entre 15 a 35 mm do eixo Y para a análise de perda de massa. Este intervalo compreende a área desgastada mecanicamente e que fora submetida posteriormente ao ensaio de corrosão. Outro intervalo do eixo Y analisado foi definido entre 43 e 50 mm, que representa a área preservada com carepa de laminação e que fora, também, submetida ao ensaio de corrosão, figura 50.

A partir dos valores numéricos obtidos de variação de espessura no intervalo entre 15 a 35 mm do eixo Y, perfil P1 da amostra 67568-7, obtém-se o valor médio de taxa de corrosão de 0,026 mm/ano para esse intervalo e 0,012 mm/ano para o intervalo compreendido entre 43 e 50 mm do eixo Y.

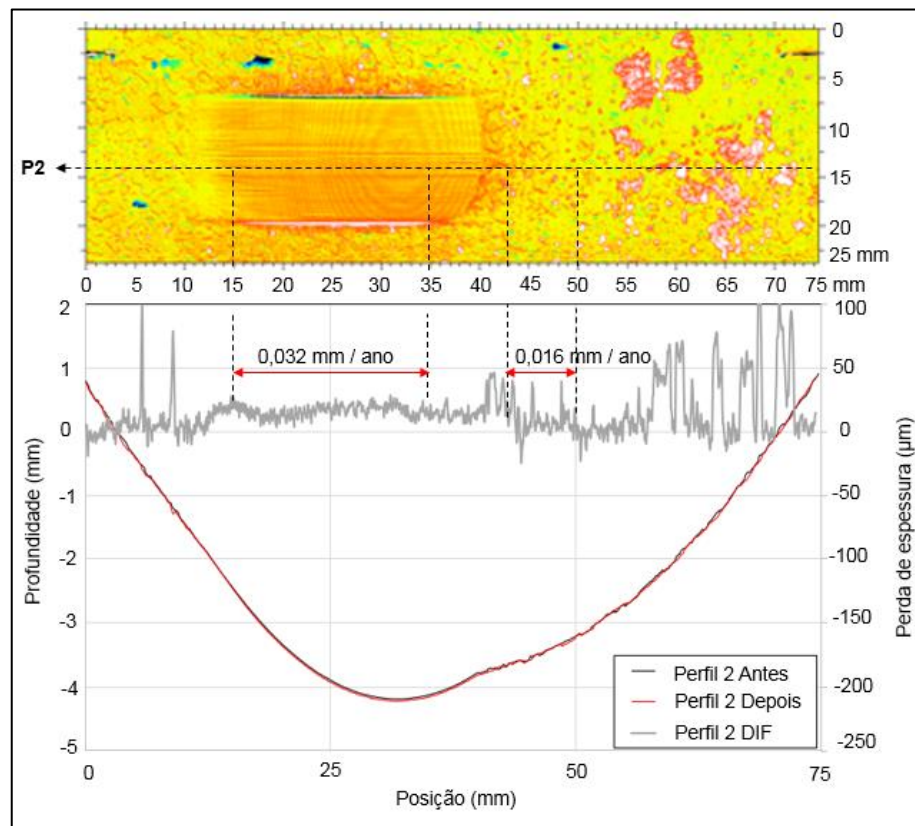
Figura 50 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-7, perfil P1, submetida ao ensaio de corrosão a 110 °C por 180 dias.



Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2020).

Para o perfil P2 da amostra 67568-7, cujo intervalo de análise adotado também ficou entre 15 a 35 mm do eixo Y, o valor médio de taxa de corrosão foi de 0,032 mm/ano e 0,016 mm/ano para o intervalo compreendido entre 43 e 50 mm do eixo Y, figura 51.

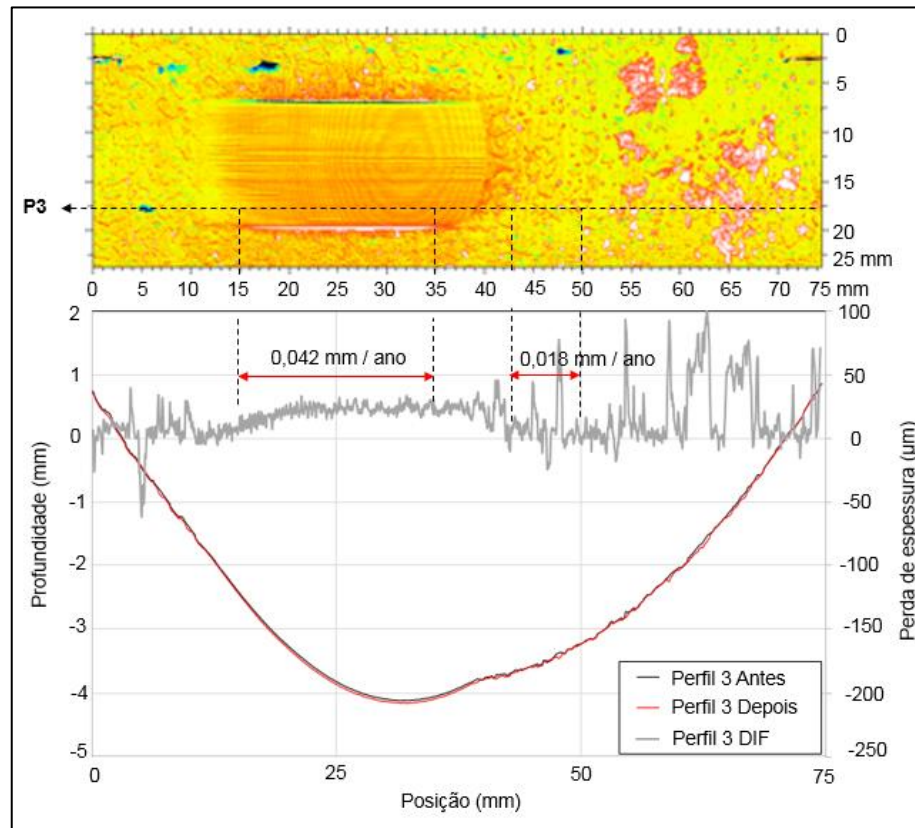
Figura 51 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-7, perfil P2, submetida ao ensaio de corrosão a 110 °C por 180 dias.



Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2020).

Para o perfil P3 da amostra 67568-7, cujo intervalo de análise adotado também ficou entre 15 a 35 mm do eixo Y, o valor médio de taxa de corrosão foi de 0,042 mm/ano e 0,018 mm/ano para o intervalo compreendido entre 43 e 50 mm do eixo Y, figura 52.

Figura 52 - Análise da variação de espessura da amostra 67568-7, perfil P3, submetida ao ensaio de corrosão a 110 °C por 180 dias.



Fonte: Modificado de LTAD da UFU (2020).

A tabela 19 apresenta o resumo dos resultados obtidos nas estimativas da taxa de corrosão para cada perfil analisado da amostra 67568-7.

Tabela 19 - Estimativa de taxa de corrosão da amostra 67568-7 realizada por análise de perfis obtidos por interferometria a laser. Ensaio realizado a 110 °C.

Taxa de corrosão (*) (mm/ano)					Taxa de corrosão (**) (mm/ano)				
P1	P2	P3	Média	σ	P1	P2	P3	Média	σ
0,026	0,032	0,042	0,033	0,011	0,012	0,016	0,018	0,015	0,026

(*) - Área desgastada mecanicamente e submetida ao ensaio de corrosão, eixo Y, intervalo entre 15 e 35 mm.

(**) - Área preservada com a carepa de laminação, submetida ao ensaio de corrosão, eixo Y, intervalo entre 43 e 50 mm.

Fonte: Autor (2020).

Avaliando os resultados obtidos pelos métodos gravimétrico e por interferometria a laser (análise de perfis), apresentados na tabela 20, pode-se verificar taxas de corrosão maiores nas amostras submetidas ao ensaio realizado a 50 °C, quando comparado com as taxas de corrosão obtidas no ensaio realizado a 110 °C. Essa constatação é válida tanto para o método gravimétrico, que apresentou taxa 15 vezes maior, quanto para o método por interferometria a laser (análise de perfis), que apresentou taxa até 3,6 vezes maior para a área desgastada mecanicamente e até 5,4 vezes maior para a área preservada com carepa de laminação.

Tabela 20 - Resumo das estimativas de taxa de corrosão obtidas pelos métodos gravimétrico e por interferometria a laser (análise de perfis).

Temperatura (°C)	Método por Gravimetria	Método por Interferometria a laser - Análise de Perfis											
	Taxa de corrosão uniforme (mm/ano)	Taxa de corrosão média estimada para cada amostra e desvio padrão (mm/ano)											
	Média Corpos de Prova	67568-2				67568-3							
		(*)	σ (*)	(**)	σ (**)	(*)	σ (*)	(**)	σ (**)	(*)	σ (*)	(**)	σ (**)
50	0,15	0,077	0,014	0,049	0,018	0,119	0,022	0,082	0,032	-	-	-	-
110	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	0,033	0,011	0,015	0,026

(*) - Área desgastada mecanicamente e submetida ao ensaio de corrosão

(**) - Área preservada com a carepa de laminação, submetida ao ensaio de corrosão

σ - Desvio padrão

Fonte: Autor (2020).

Considerando ainda o método por interferometria a laser, análise de perfis, utilizado nas digitalizações das superfícies das amostras 67568-2 e 67568-3, é possível estabelecer o valor médio de taxa de corrosão e desvio padrão das áreas em estudo dessas duas amostras, conforme tabela 21.

Tabela 21 - Taxa de corrosão média e desvio padrão considerando o somatório das superfícies das amostras 67568-2 e 67568-3.

Temperatura (°C)	Método por Gravimetria	Método por Interferometria a laser - Análise de Perfis			
	Taxa de corrosão uniforme (mm/ano)	Taxa de corrosão média e desvio padrão (mm/ano)			
	Média Corpos de Prova	67568-2 + 67568-3			
		(*)	σ (*)	(**)	σ (**)
50	0,15	0,091	0,027	0,060	0,028

(*) - Área desgastada mecanicamente e submetida ao ensaio de corrosão

(**) - Área preservada com a carepa de laminação, submetida ao ensaio de corrosão

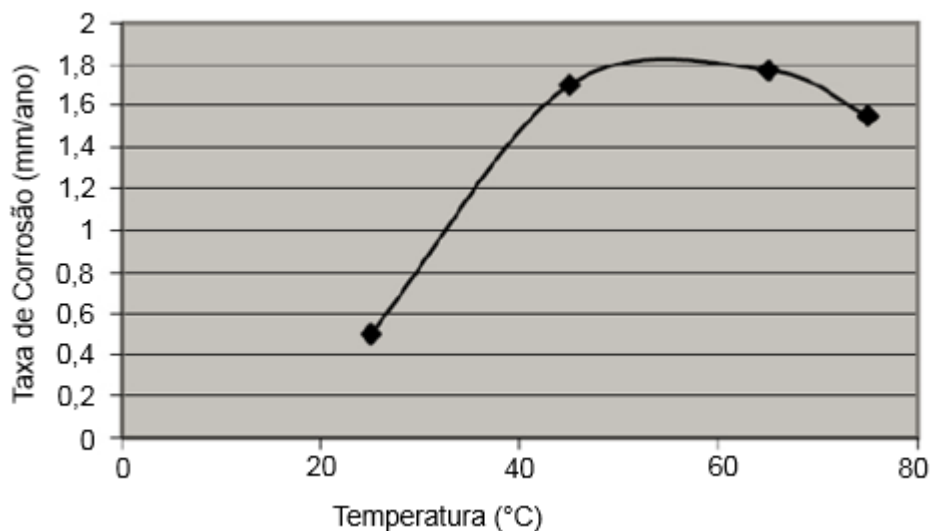
σ - Desvio padrão

Fonte: Autor (2020).

Da mesma forma, pode-se verificar através dos valores médios apresentados na tabela 20, taxas de corrosão maiores obtidas no ensaio realizado a 50 °C, quando comparadas com as taxas de corrosão obtidas no ensaio realizado a 110 °C.

De acordo com Schmitt, G. e Hörstemeier, M. (2006) ^[31], em meios corrosivos contendo CO₂ o principal produto da corrosão de um aço carbono é o carbonato de ferro (FeCO₃), que se forma nas superfícies do aço. O FeCO₃ precipita quando os íons Fe²⁺ reagem com os íons de carbonato (CO₃²⁻) e bicarbonato (HCO₃⁻) da solução. A temperatura influencia fortemente a corrosão por CO₂ devido ao seu efeito na taxa de deposição e formação de filme de FeCO₃. Em temperaturas mais baixas, menores que 60 °C, a solubilidade do FeCO₃ é alta e a taxa de precipitação é lenta. Em temperaturas superiores a 60 °C, a solubilidade do FeCO₃ diminui de forma considerável e a supersaturação leva a um acréscimo na taxa de precipitação de FeCO₃, acelerando, desta forma, a formação de uma camada protetora, resultando em uma diminuição da taxa de corrosão, conforme figura 53 ^[31]. Ainda, de acordo com Schmitt, G. e Hörstemeier, M. (2006) ^[31], para se obter uma proteção bem-sucedida, o filme deve ser aderente e cobrir toda a superfície.

Figura 53 - Taxa de corrosão estimada para um aço API X70 em função da temperatura (solução de NaCl 3,5% saturada com CO₂ a 0,07 MPa, ambiente confinado).



Fonte: Modificado de Schmitt, G. e Hörstemeier, M., Fundamental Aspects of CO₂ Metal Loss Corrosion – Part II: Influence of Different Parameters on CO₂ Corrosion Mechanisms (2006) ^[31].

Com relação às taxas de corrosão estimadas pelo método de interferometria a laser (análises de perfis), para as amostras 67568-2, 67568-3 e 67568-7, verifica-se que os valores obtidos nas regiões submetidas ao desgaste mecânico e posterior ensaio de corrosão, de uma forma geral, são maiores que os valores obtidos nas regiões que foram submetidas apenas ao ensaio de corrosão, ou seja, regiões que tinham a carepa de laminação preservada. A amostra 67568-7, por exemplo, apresenta valor de taxa de corrosão 2,2 vezes maior na área desgastada mecanicamente quando comparado com a área preservada com carepa de laminação, tabela 20. A principal hipótese para a taxa de corrosão ser menor na região que sofreu apenas corrosão é que a camada de óxido de ferro, formada no processo de fabricação do tubular (carepa de laminação), e preservada para o ensaio, tenha oferecido uma proteção ao substrato do aço.

Comparando os valores de taxa de corrosão obtidos pelo método gravimétrico com os obtidos por interferometria a laser, região mecanicamente desgastada das amostras, percebe-se que para os ensaios realizados a 50 °C, os valores obtidos por interferometria a laser são menores que o obtido por gravimetria. Realizando essa mesma análise para o ensaio realizado a 110 °C, percebe-se o comportamento oposto, ou seja, o valor obtido de taxa de corrosão por interferometria a laser é maior que o obtido por gravimetria. Essa variação entre os valores obtidos pelos métodos gravimétrico e por interferometria a laser não foi observada por Contreras et al. (2014) ^[44]. Destaca-se, no entanto, que Contreras et al. (2014) ^[44] realizaram a comparação dos métodos gravimétrico e por interferometria a laser em um mesmo corpo de prova. Neste projeto de pesquisa, diferentemente da estratégia adotada por Contreras et al. (2014) ^[44], adotou-se o método gravimétrico para a estimativa de taxa de corrosão dos corpos de prova de referência (CPR) e interferometria a laser para a estimativa de taxa de corrosão das amostras cujas superfícies foram preservadas com carepa de laminação e desgastadas mecanicamente.

5. CONCLUSÕES

Neste trabalho foram realizados ensaios de corrosão a 50 e 110 °C, por um período de 180 dias, sendo as estimativas de taxa de corrosão realizadas por meio de interferometria a laser e por método gravimétrico. Foram analisadas as taxas de corrosão nas superfícies das amostras do aço API 5CT C-110 preservadas com carepa de laminação e desgastadas mecanicamente.

Com base nos resultados obtidos, pode-se concluir que as superfícies preservadas com a carepa de laminação apresentam taxas de corrosão inferiores às taxas observadas em áreas onde houve desgaste mecânico prévio ao ensaio de corrosão, tanto para o cenário de 50 °C quanto para 110 °C. As taxas de corrosão aferidas nas amostras submetidas ao ensaio a 50 °C são maiores que as taxas verificadas nas amostras submetidas ao ensaio a 110 °C, corroborando o que foi sugerido pela literatura, sendo este comportamento observado pelos dois métodos de estimativa, gravimétrico e interferometria a laser.

Em relação à resina epoxy Aka, conclui-se que este tipo de resina apresenta boa performance para temperatura de 50 °C. Para temperatura de 110 °C, considerando as condições de contorno de teste utilizadas neste projeto de pesquisa, esta resina não apresentou boa performance de isolamento da superfície metálica, pois foi observado descolamento da superfície metálica levando a perda de vedação.

Quanto a metodologia de estimativa de perda de massa por interferometria a laser, é possível concluir que a técnica quantitativa por definição de perfis se mostrou eficaz, pois apresentou comportamento e valores de taxa de corrosão compatíveis com os encontrados utilizando o método gravimétrico. Ademais, pode-se concluir que esta técnica permite realizar estimativas de perda de massa em grandes áreas e com diferentes tipos de acabamento da superfície, o que não é possível realizar pelo método tradicional regido pela norma ASTM G1-03.

Por fim, foram estimadas taxas de corrosão em tubulares API 5CT C-110 íntegros, cuja superfície fora preservada com a carepa de laminação, e desgastados mecanicamente, em laboratório. Os resultados obtidos neste projeto de pesquisa poderão subsidiar discussões acerca de critérios para definição de sobresspesura de corrosão a ser considerada na etapa de elaboração de projetos de poços de petróleo.

6. TRABALHOS FUTUROS

Baseado na experiência obtida ao longo do desenvolvimento do projeto de pesquisa ora apresentado, sugere-se:

- Realizar estimativa de perda de massa por meio de interferometria a laser e método gravimétrico de uma mesma amostra, assim será possível comparar, de forma inequívoca, os resultados obtidos pelos dois métodos;
- Realizar novos ensaios de corrosão do tubular API 5CT C-110 mantendo as condições utilizadas, tais como pressão parcial de CO₂, temperatura, tipo de *packer fluid* e duração. Desta forma, será possível comparar e validar os resultados obtidos neste projeto de pesquisa;
- Para a interferometria a laser, superfícies construídas com o objetivo de servir de referência futura devem ser usinadas com ferramenta de dimensões conhecidas, como por exemplo uma broca. Superfícies de referência irregulares ou disformes dificultam a amarração das imagens digitalizadas antes e após os ensaio de corrosão;
- Caso seja necessário o isolamento e preservação de alguma superfície metálica da amostra, para ensaios de longa duração e em elevadas temperaturas, utilizar outro método de isolamento de superfície que não a resina epoxy Aka.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MORSHIDI, L. B.; FAROOQUI, M. Z.; BUGTI, M. A.; KUMAR, A.; DESAI, S. K.; PACHECO, J. L. **An Evaluation of Production Casing Due to Ingress of Sour Gas in the Tubing-Casing Annulus**, International Petroleum Technology Conference - IPTC-17423-MS, Doha, Qatar, 2014.
- [2] KOCH, G. H.; THOMPSON, N. G. **International Measures of Prevention, Application, and Economics of Corrosion Technologies Study**, NACE International, Houston, Texas, USA, p. iii, 2016.
- [3] MITCHELL, R. F.; MISKA, S. Z. **Fundamentals of Drilling Engineering**, SPE Textbook Series Vol. 12, 2011.
- [4] THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.
- [5] ROCHA, L. A. **Perfuração Direcional**, 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- [6] ROCHA, L. A. **Projetos de Poços de Petróleo – Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos**, 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2007.
- [7] RIPMAN, S. (2011). **Casing Wear in Multilateral Wells**. Master's Thesis - University of Stavanger – Nuruega, 2011.
- [8] BELLARBY, J. **Well Completion Design - Developments in Petroleum Science**, Elsevier, Volume 56, 2009.
- [9] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (2011) **Specification for Casing and Tubing**: API Specification 5CT. Washington DC.
- [10] SHENGLI, C.; YUQI, P.; ZONGHUA, J. C. **Study on the Theory and Method of Combined Casing Wear Resistance in Deep & Ultra-Deep Well Drilling**, International Petroleum Technology Conference – IPTC-16911-Abstract, China University of Petroleum, Beijing, China, 2013.
- [11] ZHANG, Q.; LIAN, Z.; LIN, T.; DENG, Z.; XU, D.; GAN, Q. **Casing wear Analysis Helps Verify the Feasibility of Gas Drilling in Directional Wells**, Journal of Natural Gas Science and Engineering, volume 35, part A, pages 291-298, September 2016.
- [12] BHUSHAN, B. **Modern Tribology Handbook, vol. 1 – Principles of Tribology**. Boca Raton, Flórida, CRC Press LLC, 2001.
- [13] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **Casing Wear Teste**. API 7CW. 1 ed. Jun, 2015.
- [14] ARCHARD, J. F. **Wear Theory and Mechanisms**, Wear Control Handbook, ASME, New York, 1980.

- [15] STACHOWIAK, G. W.; BATCHELOR A. W. **Engineering Tribology**, 3rd Edition, Burlington, Elsevier, 2005.
- [16] AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. **Standard Test Method for Determining the High Stress Abrasion Resistance of Hard Materials**. West Conshohocken. ASTM B611-13, 15 ed., Jun 2016.
- [17] WANG, S, Q.; WEI, M., X.; WANG, F. **Transition of Mild Wear to Severe Wear in Oxidative Wear of H21 Steel**, Tribology Letters, volume 32, pages 67-72, October 2008.
- [18] QUINN, T. F. J. **Review of Oxidational Wear. Part I: The Origins of Oxidational Wear**, Tribology International, volume 16, issue 5, pages 257-271, October 1983.
- [19] SHREIR, L. L.; JARMAN, R. A.; BURSTEIN, G. T. **Corrosion volume 1: Metal and Environmental Reactions**, 3rd Edition, Butterworth-Heinemann, 1994.
- [20] KERMANI, M. B.; MORSHED, A. **Carbon Dioxide Corrosion in Oil and Gas Production: a compendium**, NACE International, The Journal of Science and Engineering Corrosion – volume 59, number 8, pages 659-683, 2003.
- [21] ROPITAL, F. **Corrosion and Degradation of Metallic Materials: Understanding of the Phenomena and Applications in Petroleum and Process Industries**, Editions Technip, Paris, France, 2010.
- [22] FONTANA, M. G. **Corrosion Engineering**, 3rd Edition, McGraw-Hill, 1986.
- [23] TELLES, P. C. S. **Materiais para Equipamentos de Processo**, 4ª Edição, INTERCIÊNCIA, Rio de Janeiro, 1989.
- [24] KERMANI, M. B.; GONZALES, J. G, LINNE, C.; DOUGAN, R. **Development of Low Carbon Cr-Mo Steels with Exceptional Corrosion Resistance for Oil Field Applications**, Corrosion 2001, NACE International, paper number 01065, Houston, Texas, USA, 2001.
- [25] MANNESMANN. **More Than 130 Years of Tubes History**. Disponível em:< <https://mannesmann.com/en/mannesmann/history/>>. Acesso em: 31 ago. 2020.
- [26] DIETER, G. E. **Metalurgia Mecânica**, 3ª Edição, Guanabara Dois, Rio de Janeiro, 1986.
- [27] CIMM – CENTRO DE INFORMAÇÃO METAL MECÂNICA. 2010. **Fabricação de Tubos Industriais**. Disponível em:< https://cimm.com.br/portal/noticia/exibir_noticia/7355-fabricacao-de-tubos-industriais/>. Acesso em: 31 ago. 2020.
- [28] LAOPORNPICHAYANUWAT, W.; VISESSAMIT, J.; TIANPRATEEP, M. **3-D Surface Roughness Profile of 316-Stainless Steel Using Vertical Scanning Interferometry with a Superluminescent Diode**, Measurement, volume 45, issue 10, pages 2400-2406, 2011.

- [29] WANG, Y.; XIE, F.; MA, S.; DONG, L. **Review of Surface Profile Measurement Techniques Based on Optical Interferometry**, Optics and Lasers in Engineering, volume 93, pages 164-170, June 2017.
- [30] MOURA, E. I. F. **Avaliação do Desgaste do Par Casing-Hardbanding a partir de Ensaio em Escala Reduzida**, 2019. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia.
- [31] SCHMITT, G.; HÖRSTEMEIER, M. **Fundamental Aspects of CO₂ Metal Loss Corrosion – Part II: Influence of Different Parameters on CO₂ Corrosion Mechanisms**, Corrosion NACEExpo 2006, 61st Annual Conference & Exposition, paper number 06112, NACE International, Houston, Texas, USA, 2006.
- [32] UEDA, M.; IKEDA, A. **Effect of Microstructure and Cr Content in Steel on CO₂ Corrosion**, Corrosion 96, The NACE International Annual Conference and Exposition, paper number 96013, NACE International, Houston, Texas, USA, 1996.
- [33] XU, M.; ZHANG, Q.; YANG, X.; WANG, Z.; LIU, J.; LI, Z. **Impact of Surface Roughness and Humidity on X70 Steel Corrosion in Supercritical CO₂ Mixture with SO₂, H₂O, and O₂**, The Journal of Supercritical Fluids, volume 107, pages 286-297, January 2016.
- [34] ASTM INTERNATIONAL. **Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens**, ASTM G1 – 03, Pennsylvania, USA, 2010.
- [35] PEREIRA, A. C. **Estudo da Cinética de Cura e das Propriedades Térmicas da Resina Benzoxazina e dos seus Compósitos Nanoestruturados**, 2011. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá.
- [36] FISICANET CONSTANTES FÍSICAS. **Coeficiente de Dilatação Linear**. Disponível em: < [https:// fisica.net/constantas/coeficiente-de-dilatacao-linear-\(alfa\).php/](https://fisica.net/constantas/coeficiente-de-dilatacao-linear-(alfa).php/)>. Acesso em: 31 ago. 2020.
- [37] CUNHA, A. F.; FILHO, G. A.; JÚNIOR, A. M.; GOMES, O. B.; ASSIS, P. S. **Aspectos Técnicos da Utilização da Carepa Gerada em Processos Siderúrgicos e Tratada por Desagregação Ultra-Sônica**, Tecnologia em Metalurgia e Materiais, volume 3, número 2, páginas 1-5, São Paulo, Brasil, Dezembro 2006.
- [38] LOPES, N. F. **Corrosão de Aços Utilizados na Indústria de Petróleo por CO₂ Sob Pressão, Temperatura e Meio Corrosivo Similar ao Encontrado em Reservatórios do Pré-Sal**, 2017. Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul.
- [39] DOMINGUES, H. C. **Estudo do Comportamento Eletroquímico do Aço Carbono, em Meio de Bicarbonato de Sódio e Gás Carbônico, Utilizando a Técnica do Ruído Eletroquímico**, 2010. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná, Curitiba.

- [40] HUA, Y.; BARKER, R.; NEVILLE, A. **Comparison of Corrosion Behaviour for X-65 Carbon Steel in Supercritical CO₂-Saturated Water and Water-Saturated / Unsaturated Supercritical CO₂**, The Journal of Supercritical Fluids, volume 97, pages 224-237, February 2014.
- [41] CARNEIRO, L. A. V.; TEIXEIRA, A. M. A. J. **Propriedades e Características dos Materiais Compósitos Poliméricos Aplicados na Engenharia de Construção**, Revista Militar de Ciência e Tecnologia, volume XXV, 3º Quadrimestre de 2008, Tecnologia, páginas 54-66, 2008.
- [42] NATIONAL OILWELL VARCO. **Hardbanding**. Disponível em: <<https://www.nov.com/products/tcs-hardbanding/>>. Acesso em: 15 nov. 2019.
- [43] SUBSTECH. **Substances & Technologies**. Disponível em: <http://www.substech.com/dokuwiki/doku.php?id=mechanisms_of_wear/>. Acesso em: 15 nov. 2019.
- [44] CONTRERAS, E. Q.; HUANG, J.; POSUSTA, R. S.; SHARMA, D. K.; YAN, CHAO.; GURAIEB, P.; TOMSON, M. B.; TOMSON, R. C. **Optical Measurement of Uniform and Localized Corrosion of C1018, SS410, and Inconel 825 Alloys Using White Light Interferometry**, Corrosion Science, volume 87, pages 383-391, October 2014.
- [45] ASTM INTERNATIONAL. **Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens**, ASTM G1-90, West Conshohocken, PA, USA, 1999.
- [46] HARDBANDING SOLUTIONS. **DURABAND® NC for Maximum Wear Protection In All Drilling Conditions**. Disponível em: <<http://www.hardbandingsolutions.com/postle/duraband.php/>>. Acesso em: 01 nov. 2020.

8. GLOSSÁRIO

Blowout - Fluxo descontrolado de hidrocarbonetos, gás ou água saindo de um poço de petróleo devido alguma falha de equipamento ou sistema de controle de pressão.

Dogleg - Mudança de ângulo entre dois pontos da trajetória do poço.

Gas Lift - método de elevação artificial utilizado em poços de petróleo.

Hardbanding - Material com elevada resistência mecânica ao desgaste, depositado na parede externa dos *tool joints* com a finalidade de aumentar a vida útil dos tubulares de perfuração.

Kick – Influxo indesejado de fluido da formação (óleo, gás ou água) para dentro do poço.

Offshore – relacionado com atividade desenvolvida no oceano, diferente da modalidade *onshore* onde as atividades são desenvolvidas no continente, em terra firme.

Packer - Tem a função de isolar o espaço anular do poço, permitindo a produção de hidrocarboneto de forma segura e controlada.

Packer fluid - Fluido de base aquosa à base de NaCl que é bombeado e posicionado no anular de produção do poço na etapa de completação.

Revestimento - Tubo de aço instalado em poços de petróleo que tem a função de permitir a produção de hidrocarboneto de forma segura e controlada, evitar a instabilidade das paredes do poço e isolar reservatórios com diferentes tipos de fluidos e pressões.

Shallow Gas – camada portadora de gás pressurizado em uma região rasa do poço e que pode significar um risco ou ponto de atenção para a construção do poço.

Shallow Water – camada portadora de água pressurizada em uma região rasa do poço e que pode significar um risco ou ponto de atenção para a construção do poço.

Tool joint - Tem a função de permitir a conexão dos tubos de perfuração, que possuem, por sua vez, em uma extremidade um pino com rosca externa e na outra extremidade uma caixa com rosca interna, denominados *tool joint*.

Top drive - Equipamento que compõe o sistema de perfuração de uma sonda, cuja finalidade na etapa de perfuração é transmitir rotação e torque à coluna, além de permitir a circulação de fluido de perfuração.