



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

LUIZ JOSÉ DE PAIVA LIMA MARINHO

**APLICAÇÃO DA METODOLOGIA CCD (DOCUMENTO DE CONTROLE DE  
CORROSÃO) CONFORME ABORDAGEM DO API RP 970 PARA GARANTIA DA  
INTEGRIDADE MECÂNICA DE ATIVOS**

Recife

2020

LUIZ JOSÉ DE PAIVA LIMA MARINHO

**APLICAÇÃO DA METODOLOGIA CCD (DOCUMENTO DE CONTROLE DE  
CORROSÃO) CONFORME ABORDAGEM DO API RP 970 PARA GARANTIA DA  
INTEGRIDADE MECÂNICA DE ATIVOS**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao Curso de Graduação em  
Engenharia Mecânica da Universidade  
Federal de Pernambuco, como requisito  
parcial para a obtenção do grau de  
Bacharel em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. MSc. Luiz Adeildo da Silva Júnior.

Coorientador: Eng. Jarbas Cabral Fagundes.

Recife

2020

Catálogo na fonte  
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

M338a Marinho, Luiz José de Paiva Lima.  
Aplicação da metodologia CCD (documento de controle de corrosão) conforme abordagem do API RP 970 para garantia da integridade mecânica de ativos / Luiz José de Paiva Lima Marinho. - 2020.  
87 folhas, il., gráfs., tabs.

Orientador: Prof. MSc. Luiz Adeildo da Silva Júnior.  
Coorientador: Eng. Jarbas Cabral Fagundes.

TCC (Graduação) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.  
Departamento de Engenharia Mecânica, 2020.  
Inclui Referências.

1. Engenharia mecânica. 2. CCD. 3. Documento de controle de corrosão. 4. Corrosão. Mecanismos de danos. 5. Integridade mecânica.  
I. Silva Júnior, Luiz Adeildo da (Orientador). II. Fagundes, Jarbas Cabral (Coorientador). III. Título.

UFPE

621 CDD (22. ed.)

BCTG/2020- 276

LUIZ JOSÉ DE PAIVA LIMA MARINHO

**APLICAÇÃO DA METODOLOGIA CCD (DOCUMENTO DE CONTROLE DE  
CORROSÃO) CONFORME ABORDAGEM DO API RP 970 PARA GARANTIA DA  
INTEGRIDADE MECÂNICA DE ATIVOS**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao Curso de Graduação em  
Engenharia Mecânica da Universidade  
Federal de Pernambuco, como requisito  
parcial para a obtenção do grau de  
Bacharel em Engenharia Mecânica.

Aprovado em: 03/12/2020.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. MSc. Luiz Adeildo da Silva Junior (Orientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. MSc. Adson Beserra da Silva (Examinador interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Dayse Cavalcanti de Lemos Duarte (Examinadora interna)  
Universidade Federal de Pernambuco

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, por tudo. Aos meus pais, José e Simone, por todo apoio e suporte. Aos meus irmãos Filipe e Eduardo, por sempre estarem ao meu lado. Aos meus amigos por todo incentivo dado ao longo do curso.

Ao meu orientador professor Luiz Adeildo, por toda orientação e suporte ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu coorientador, amigo e mentor Jarbas Cabral Fagundes, por todos os ensinamentos, orientações, apoio e por me apresentar ao mundo da engenharia de confiabilidade e corrosão.

A meus amigos e tutores, Wemmerson Barbosa, por me abrir as portas do mundo industrial, Karlysson Arnaiz, quem tive o prazer de trabalhar ao lado e me auxiliou em todos os momentos, e Natália Lopes, que sem sua orientação, nada disso seria possível.

Aos meus grandes amigos Rafael Oliveira e Lucas Araújo, amizade que a UFPE me deu e que espero levar para o resto da vida. Ao meu amigo Jean Felipe, por todas as madrugadas que viramos ao estudar ao longo do curso.

E principalmente ao meu tio Celso Luiz Vieira de Paiva Lima, um exemplo de caráter, humildade e amor. Obrigado por sempre ter acreditado em mim.

## RESUMO

Nos dias atuais, a indústria do petróleo e petroquímica vem desenvolvendo robustos programas de integridade mecânica a fim de aumentar a confiabilidade de seus sistemas. Nesse intuito, o *American Petroleum Institute* (API) desenvolveu a prática recomendada *Corrosion Control Documents* (CCD), ou prática recomendada API RP 970, que por meio da compreensão e localização dos mecanismos de danos atuantes em um sistema, atua como espinha dorsal de um efetivo programa de integridade. O presente estudo foi a aplicação do API RP 970, realizado a partir de um caso prático de implantação em uma indústria petroquímica, avaliando os mecanismos de danos potenciais e atuantes e propondo soluções para os problemas de corrosão em um sistema de recuperação de dicloroetano para produção de monocloreto de vinila. Para tanto, foram compilados documentos de projeto e históricos de inspeção e operação dos equipamentos e tubulações de um loop, que é uma área de unidade de processo específica. A partir desses dados, foi feito um estudo de mecanismos de danos atuantes e potenciais. Também foram definidas as técnicas de inspeção adequadas, localizados os pontos críticos, traçados os pontos de monitoramento e estabelecidas as janelas de integridade operacional, a fim de compreender todos os problemas de suscetibilidade de materiais por mecanismos de danos. Como resultado, é formado o CCD, o Documento de Controle de Corrosão, mostrando como o API RP 970 é aplicado e as informações são compiladas, facilitando o entendimento sobre corrosão e embasando a modificação de material no loop.

Palavras-chave: CCD. Documento de controle de corrosão. Corrosão. Mecanismos de danos. Integridade mecânica.

## **ABSTRACT**

Nowadays, the oil and petrochemical industry has been developing robust mechanical integrity programs in order to increase the reliability of its systems. To this end, the American Petroleum Institute (API) developed the recommended practice Corrosion Control Documents (CCD), or recommended practice API RP 970, which through the understanding and location of the damage mechanisms acting on a system, acts as the backbone of an effective integrity program. This study was the application of API RP 970, carried out from a practical case of implementation in a petrochemical industry, evaluating the mechanisms of potential and active damage and proposing solutions to corrosion problems in a dichloroethane recovery system for the production of vinyl monochloride. Therefore, design documents and inspection and operation histories of the equipment and pipes of a loop, which is a specific process unit area, were compiled. From these data, a study of active and potential damage mechanisms was made. The appropriate inspection techniques were also defined, the critical points were located, the monitoring points were drawn and the operational integrity windows were established in order to understand all the problems of material susceptibility by damage mechanisms. As a result, the CCD, the Corrosion Control Document, is formed, showing how the RP 970 API is applied and the information is compiled, facilitating the understanding of corrosion and supporting the material modification in the loop.

Keywords: CCD. Corrosion control documents. Corrosion. Damage mechanisms. Mechanical integrity.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama Ferro-Carbono .....	16
Figura 2 - Custos de Corrosão x Custos de Manutenção Corretiva e Preventiva .....	22
Figura 3 - Formas de Corrosão .....	23
Figura 4 - Frequência relativa (%) das maiores causas de falhas em tubulações.....	32
Figura 5 - Frequência relativa (%) de casos de falhas .....	33
Figura 6 - Monitoramento do Equipamento .....	42
Figura 7 - Zonas de Operação da Janela de Integridade Operacional.....	43
Figura 8 - Linha do tempo até o API RP 970.....	44
Figura 9 - Camadas até o circuito de corrosão.....	48
Figura 10 - Ciclo PDCA .....	54
Figura 11 - Exemplo de modelo de um gêmeo digital .....	56
Figura 12 - Processo de trabalho da metodologia CCD .....	58
Figura 13 - Circuitização primária do loop.....	59
Figura 14 - Isométrico inicial 1.....	60
Figura 15 - Isométrico inicial 2.....	61
Figura 16 - Isométrico inicial 3.....	61
Figura 17 - Circuitização final do loop .....	67
Figura 18 - Isométrico final 1 .....	68
Figura 19 - Isométrico final 2.....	69
Figura 20 - Isométrico final 3.....	69
Figura 21 - pH x Análises laboratoriais 1.....	73
Figura 22 - pH x Análises laboratoriais 2.....	73
Figura 23 - Gráfico dos valores médios trimestrais com o desvio padrão .....	74
Figura 24 - Pontos de Monitoração 1 .....	77
Figura 25 - Pontos de Monitoração 2 .....	78
Figura 26 - Pontos de Monitoração 3 .....	78
Figura 27 - Janela de Integridade Operacional .....	79

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Denominação normativa ABNT, AISI/SAE .....	17
Tabela 2 - Custo Global da corrosão por região e setores .....	31
Tabela 3 - Frequência de Mecanismos de Falhas.....	34
Tabela 4 - Mecanismos de danos segundo o API RP 571 .....	39
Tabela 5 - Valores médios das amostras de pH da corrente (trimestral) .....	62
Tabela 6 - Pontos Mortos, Pontos de Injeção, Ponto de Mistura e Válvulas de Retenção Críticas .....	67
Tabela 7 - Lista de equipamentos e seus dados .....	70
Tabela 8 - Histórico de inspeção e alteração por Equipamento .....	70
Tabela 9 - Contaminantes .....	72
Tabela 10 - Mecanismos de Danos Ativos e Potenciais.....	76

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABENDI	Associação Brasileira de Ensaaios Não Destrutivos e Inspeção
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRACO	Associação Brasileira de Corrosão
AISI	American Iron and Steel Institute
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
CCD	Corrosion Control Documents
CML	Condition Monitoring Locations
EPA	United States Environmental Protection Agency
EUA	Estados Unidos da América
FEMI	Fixed Equipment Mechanical Integrity
IDMS	Inspection Data Management System
IOW	Integrity Operating Windows
MOC	Management of Change
MVC	Monocloreto de Vinila
NACE	National Association of Corrosion Engineers
OSHA	Occupational Safety and Health Administration
P&ID	Piping and Instrumentation Diagram/Drawing
PDCA	Plan Do Check Action
PEI	Pressure Equipment Integrity
PFD	Process Flow Diagram
PHA	Process Hazards Analysis
PIB	Produto Interno Bruto
PRFV	Plástico Reforçado com Fibra de Vidro
PSM	Process Safety Management
RAGAGEP	Recognized and Generally Accepted Good Engineering Practices
RBI	Risk Based Inspection
RMP	Risk Management Plan
RP	Recommended Practice
SAE	Society of Automotive Engineers
SPIE	Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
1.1	DELIMITAÇÃO DO PROBLEMA .....	13
1.2	OBJETIVOS .....	14
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo Principal</b> .....	<b>14</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b> .....	<b>14</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>15</b>
2.1	MATERIAIS TÍPICOS DE CONSTRUÇÃO MECÂNICA .....	15
<b>2.1.1</b>	<b>Metais</b> .....	<b>15</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Polímeros</b> .....	<b>19</b>
<b>2.1.3</b>	<b>Compósitos</b> .....	<b>19</b>
2.2	CORROSÃO .....	20
<b>2.2.1</b>	<b>Custos da corrosão</b> .....	<b>21</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Tipos de corrosão</b> .....	<b>22</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Formas de Corrosão</b> .....	<b>23</b>
<b>2.2.4</b>	<b>Meios de Corrosão</b> .....	<b>24</b>
<b>2.2.5</b>	<b>Fenomenologia da Corrosão</b> .....	<b>25</b>
<b>2.2.6</b>	<b>Controle da Corrosão</b> .....	<b>28</b>
<b>2.2.7</b>	<b>Ensaio não destrutivo</b> .....	<b>29</b>
<b>2.2.8</b>	<b>Problemas com a Corrosão</b> .....	<b>31</b>
2.3	INSTALAÇÕES E EQUIPAMENTOS .....	34
<b>2.3.1</b>	<b>Vasos de pressão</b> .....	<b>34</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Tanques de armazenamento</b> .....	<b>35</b>
<b>2.3.3</b>	<b>Tubos e Tubulações</b> .....	<b>35</b>
2.4	INTEGRIDADE DE EQUIPAMENTOS PRESSURIZADOS .....	36
2.5	NORMAS DE AVALIAÇÃO DE INTEGRIDADE .....	37
<b>2.5.1</b>	<b>API 510: Código de inspeção em vasos de pressão</b> .....	<b>37</b>
<b>2.5.2</b>	<b>API 570: Código de inspeção em tubulações</b> .....	<b>38</b>
<b>2.5.3</b>	<b>API 653: Código de inspeção em tanques</b> .....	<b>38</b>
<b>2.5.4</b>	<b>API RP 571: Mecanismos de danos</b> .....	<b>39</b>
<b>2.5.5</b>	<b>API RP 580 e RP 581: Inspeção baseada em risco</b> .....	<b>41</b>
<b>2.5.6</b>	<b>API RP 584: Janela de integridade operacional</b> .....	<b>42</b>
<b>2.5.7</b>	<b>API RP 970: Documento de controle de corrosão</b> .....	<b>43</b>

2.5.7.1	Premissas de um CCD .....	45
2.5.7.2	Equipes e responsabilidades .....	46
2.5.7.3	Loops e circuitos de corrosão .....	47
2.5.7.4	Principais parâmetros de acompanhamento de um CCD .....	49
2.5.7.5	Implementação .....	52
2.5.7.6	Variáveis, janelas de integridade operacionais e integração com outros programas .....	52
2.5.7.7	Manutenção e atualização do CCD .....	53
2.6	CIÊNCIA DE DADOS E GÊMEOS DIGITAIS NA MONITORAÇÃO DA CORROSÃO .....	54
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>57</b>
3.1	DEFINIÇÃO DO LOOP E CIRCUITIZAÇÃO .....	58
3.2	DESENHOS ISOMÉTRICOS INICIAIS (PRIMÁRIOS) .....	60
3.3	DADOS E HISTÓRICOS DO LOOP .....	62
3.4	MECANISMOS DE DANOS GERAIS .....	63
3.5	TÉCNICAS DE INSPEÇÃO E PONTOS DE MONITORAÇÃO .....	64
3.6	ESTABELEECER JANELA DE INTEGRIDADE OPERACIONAL .....	65
3.7	AÇÕES E REVISÕES DO CCD .....	65
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>66</b>
4.1	DEFINIÇÃO DO LOOP E CIRCUITIZAÇÃO .....	66
4.2	DESENHOS ISOMÉTRICOS FINAIS (SECUNDÁRIOS) .....	67
4.3	DADOS E HISTÓRICOS .....	70
4.4	DEFINIÇÃO DOS MECANISMOS DE DANOS ESPECÍFICOS .....	74
4.5	TÉCNICAS DE INSPEÇÃO E PONTOS DE MONITORAÇÃO .....	76
4.6	ESTABELEECER JANELA DE INTEGRIDADE OPERACIONAL .....	79
4.7	AÇÕES E REVISÕES DO CCD (GIRO DO PDCA) .....	79
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>81</b>
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	82
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>83</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Em 1918, após o fim da Primeira Guerra Mundial, os associados da indústria do petróleo e o governo dos Estados Unidos entraram em grande atrito por causa de altos impostos que seriam cobrados dos lucros de guerra e lucros excedentes, ameaçando o futuro das explorações. Surgiu assim, em 1919, o *American Petroleum Institute*, ou API, líder de pesquisa e desenvolvimento do setor petrolífero, detendo o maior conhecimento relacionado à área, mantendo mais de 700 padrões e práticas recomendadas. (API, 2019)

Com o apoio das normas e práticas recomendadas desenvolvidas pelo API, inúmeras empresas do setor do petróleo e petroquímico passaram a utilizá-las como base de sua estrutura e programas de integridade mecânica, que é o gerenciamento de equipamentos de processos críticos para garantir que ele seja projetado, instalado, operado e mantido corretamente. Uma das especialidades do API são as normas de apoio para gestão de ativos e integridade mecânica. Por exemplo, para gestão de equipamentos citam-se as normas API 510, 570 e 653; as práticas recomendadas RP 581, RP 571 e RP 970 para processos e a 584 para janelas de integridade operacional. Todas exercem funções importantes na garantia da integridade dos ativos da indústria. (API, 2019)

Esses documentos são ferramentas que compõem o programa de integridade mecânica típico de uma indústria do petróleo e petroquímica, sendo inclusive utilizado por outras indústrias como a nuclear. Esse programa existe para garantir a continuidade operacional de uma planta, de forma que os equipamentos sejam inspecionados de forma assertiva, atuando nos mecanismos de danos que afetam o sistema que os compõem. O grande prejuízo da empresa não é o equipamento fora de operação, mas sim a unidade parada. Assim, é necessário que o equipamento pare na hora certa e não no meio de uma campanha. (DONATO, 2017)

Os mecanismos de danos que atuam e afetam a integridade dos ativos abrangem todos os tipos de corrosão, que segundo a ABRACO (2013), Associação Brasileira de Corrosão, é conceituada como a “deterioração dos materiais pela ação química ou eletroquímica do meio, podendo estar ou não associado a esforços mecânicos”. Ou seja, a corrosão é um processo natural, causada pela reação do material com o meio ambiente. Tanto o comportamento da corrosão em um material não pode ser caracterizado se não se conhecer o ambiente, como a corrosividade ou

agressividade de um ambiente não pode ser retratada sem saber o material exposto ao meio.

A corrosão influencia diretamente a vida de toda população, afetando bens e, de forma indireta, os custos de corrosão repassados por produtores de bens e serviços. Segundo Gerhardus *et al.* (2016) em um estudo para NACE IMPACT, o custo estimado com corrosão no mundo é de 2,5 trilhões de dólares em 2016, equivalente à 3,4% do PIB mundial no mesmo ano. Ainda no mesmo estudo, é estimado que o uso de boas práticas de prevenção à corrosão pode acarretar numa economia entre 15 e 35 % do custo da corrosão.

Sabendo disso, em dezembro de 2017 o API lança a prática recomendada 970, chamado de Corrosion Control Documents (CCD), ou documentos de controle de corrosão. O CCD tem como característica ser um documento fonte que contenha as principais informações do processo, mecanismos de danos, materiais usados, histórico de inspeções, lições aprendidas e registros de alterações. O CCD serve de base para implementação de outros API's relacionados e deve estar disponível para todas as partes interessadas que tenham responsabilidade no gerenciamento da integridade de processos e ativos. (API RP 970, 2017)

O presente trabalho traz a proposta de avaliar, a partir de um caso prático de implantação em uma indústria petroquímica, os mecanismos de danos ativos e potenciais e propor soluções, por meio da aplicação do API RP 970, em um sistema de recuperação de dicloroetano para produção de monocloreto de vinila (MVC). Além disso, este estudo busca demonstrar como o API RP 970 pode ser aplicado, sendo a espinha dorsal de um programa de integridade mecânica, através da observação, do controle e do monitoramento dos mecanismos de danos, evidenciando seus efeitos e propondo soluções.

## 1.1 DELIMITAÇÃO DO PROBLEMA

Demonstrar a aplicação da API RP 970, bem como as técnicas de monitoração e avaliações empregados em uma indústria inserida no litoral do estado de Alagoas, Brasil, em um sistema de recuperação de dicloroetano para produção de monocloreto de vinila (MVC) possuindo três vasos de pressão, dois tanques e diversas tubulações industriais, construídas basicamente em aço carbono, em um meio externo de corrosão atmosférica agressiva industrial e marinha. O meio interno

é composto por 1,2-dicloroetano, popularmente conhecido como dicloroetano, nas fases gás e líquido, sendo este um composto com alto potencial corrosivo devido a sua tendência de formar ácido clorídrico quando em contato com água.

## 1.2 OBJETIVOS

Nesta seção serão abordados os objetivos gerais e específicos deste trabalho.

### 1.2.1 Objetivo Principal

Avaliar mecanismos de danos ativos e potenciais e propor soluções, por meio da aplicação do API RP 970, em um sistema de recuperação de dicloroetano para produção de monocloreto de vinila (MVC).

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- a) Aplicar a metodologia do API RP 970 como principal ferramenta para o controle de degradação de equipamentos através de um caso específico;
- b) Definir e avaliar mecanismos de danos ativos e potenciais;
- c) Evidenciar os efeitos da corrosão e seus problemas dentro de um programa de integridade mecânica;
- d) Propor soluções para os problemas evidenciados.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentados conceitos relevantes sobre materiais de construção mecânica, corrosão, equipamentos e instalações, integridade mecânica, normas de integridade, gêmeos digitais e ciência de dados.

### 2.1 MATERIAIS TÍPICOS DE CONSTRUÇÃO MECÂNICA

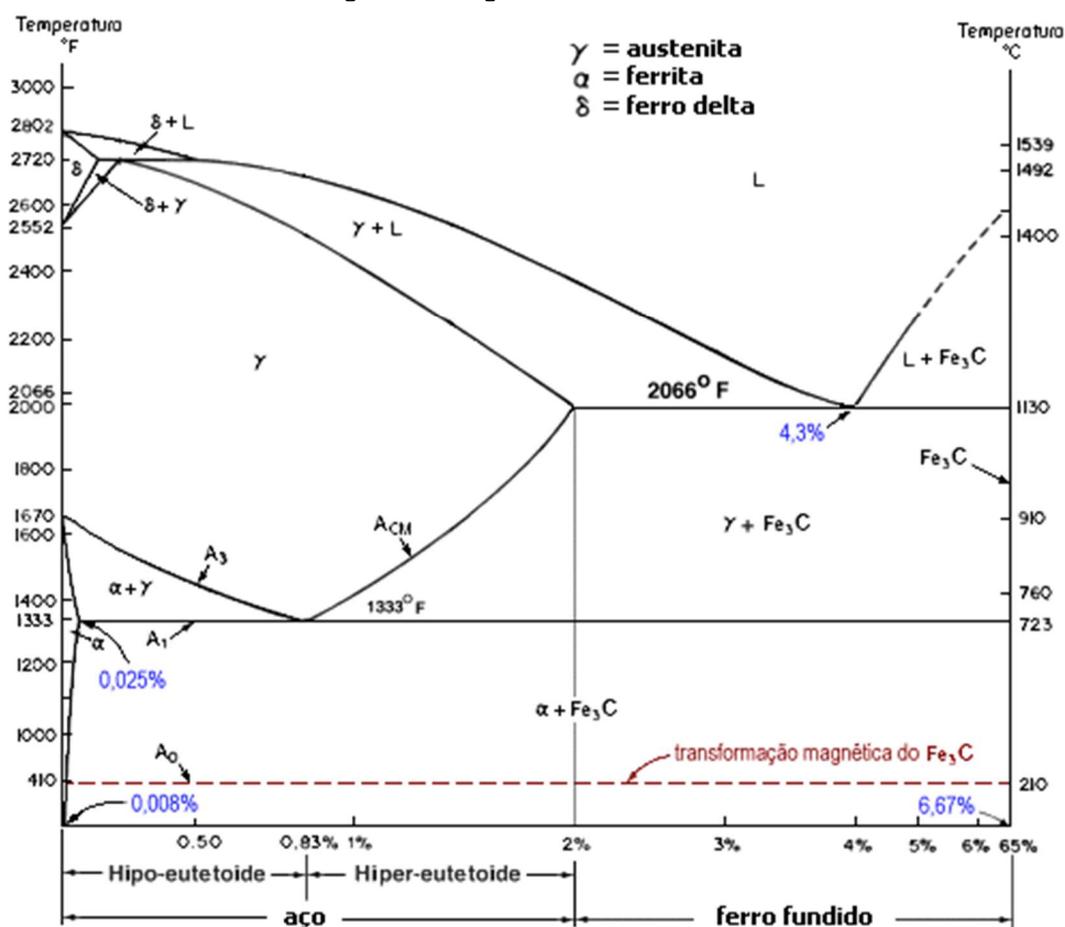
Nesta seção serão abordados conceitos de metais, polímeros e compósitos.

#### 2.1.1 Metais

Os metais são os materiais mais comumente utilizados em instalações e equipamentos na indústria do petróleo e petroquímica. Outros materiais compósitos como o plástico reforçado com fibra de vidro também são amplamente utilizados por terem boas propriedades contra a corrosão. Será abordada uma breve introdução aos materiais de construção mecânica mais presentes e suas aplicações, visto que é de suma importância conhecer o material empregado nos ativos para o estudo do controle da corrosão.

O aço é, certamente, a liga mais importante da engenharia e de maior utilização prática. Seu principal componente é o ferro, que é um elemento alotrópico, ou seja, em função da temperatura ele apresenta mais de uma estrutura cristalina, e que quando ligado ao carbono, forma ligas ferro-carbono. As ligas de ferro-carbono, ou o aço, apresentam uma grande variação nas suas propriedades mecânicas em função da quantidade de carbono presente, de tratamentos térmicos e/ou outros componentes de liga. O diagrama de equilíbrio termodinâmico ou diagrama de fases (Figura 1), permite compreender como é possível obter diferentes constituintes com a variação do teor de carbono e, conseqüentemente, diferentes propriedades em ligas ferro-carbono. Este diagrama depende apenas da porcentagem de carbono, da temperatura e das transformações microestruturais em aquecimentos e resfriamentos lentos. (PADILHA, 1997)

Figura 1 - Diagrama Ferro-Carbono



Fonte: CAENGMECUJ (2020).

Segundo Chiaverini (2005), aço é uma liga ferro-carbono contendo teor de carbono entre 0,008 a 2,11 por cento (além dos elementos residuais). Esses limites correspondem à solubilidade máxima do carbono à temperatura ambiente e a 1140 °C no ferro. Ferros Fundidos são ligas de ferro-carbono com teor de carbono acima de 2,11%.

A classificação dos aços pode ser por vários fatores como sua composição (aço simplesmente carbono ou aço liga), seu processo de fabricação (aço fundido), sua propriedade (aço inoxidável) ou por sua aplicação (aço ferramenta). Porém as instituições normativas como a ABNT, AISI e SAE também classificam os tipos dos aços com uma chave alfanumérica, mostrado na Tabela 1, essa chave se dá da seguinte forma: yyAxxB, onde yy é o tipo do aço, A é o acréscimo de elementos de liga (quando aplicável), xx é teor de carbono presente no aço multiplicado por 100 e B é relacionado a qualidade (temperabilidade do aço – quando aplicável). (CARUSO, 2001)

Tabela 1 - Denominação normativa ABNT, AISI/SAE

Tipo de aço		Chave numérica
Aço carbono		10xx
ressulfurado		11xx
ressulfurado e refosforizado		12xx
Aço manganês	Mn 1.75%	13xx
Aço níquel	Ni 3.50%	23xx
	Ni 5.00%	25xx
Aço níquel cromo	Ni 1.25% ; Cr 0.65 e 0.80%	31xx
	Ni 1.75% ; Cr 1.07%	32xx
	Ni 3.50% ; Cr 1.50% e 1.57%	33xx
	Ni 3.00% ; Cr 0.77%	34xx
Aço molibdênio	Mo 0.20 e 0.25%	40xx
	Mo 0.40 e 0.52%	44xx
Aço cromo molibdênio	Cr 0.50 , 0.80 e 0.95% ; Mo 0.12 , 0.20 , 0.25 e 0.30%	41xx
Aço níquel cromo molibdênio	Ni 1.82% ; Cr 0.50 e 0.80% ; Mo 0.25%	43xx
	Ni 1.05% ; Cr 0.45% ; Mo 0.20 e 0.35%	47xx
	Ni 0.30% ; Cr 0.40% ; Mo 0.12%	81xx
	Ni 0.55% ; Cr 0.50% ; Mo 0.20%	86xx
	Ni 0.55% ; Cr 0.50% ; Mo 0.25%	87xx
	Ni 0.55% ; Cr 0.50% ; Mo 0.35%	88xx
	Ni 3.25% ; Cr 1.20% ; Mo 0.12%	93xx
	Ni 0.45% ; Cr 0.40% ; Mo 0.12%	94xx
	Ni 0.55% ; Cr 0.20% ; Mo 0.20%	97xx
	Ni 1.00% ; Cr 0.80% ; Mo 0.25%	98xx
Aço níquel molibdênio	Ni 0.85 e 1.82% ; Mo 0.20 e 0.25%	46xx
	Ni 3.50% ; Mo 0.25%	48xx
Aços cromo	Cr 0.27, 0.40, 0.50 e 0.65%	50xx
	Cr 0.80, 0.87, 0.92, 0.95, 1.00 e 1.05%	51xx
	Cr 1.45% ; C 1.00% min	52xxx
Aço cromo vanádio	Cr 0.60, 0.80 e 0.95% ; V 0.10 e 0.15%	61xx
Aço cromo tungstênio	W 1.75 ; Cr 0.75%	72xx
Aço silício manganês	Si 1.40 e 2.00% ; Mn 0.65, 0.82 e 0.85% ; Cr 0 e 0.65%	92xx

Fonte: Caruso (2001).

Aço simplesmente ao carbono é uma classificação por sua composição química e pode ainda ser subdividida em baixo carbono (abaixo de 0,3%C), médio carbono (entre 0,3 e 0,7%C) e alto teor de carbono (acima de 0,7%C). Os aços de baixo carbono possuem uma boa ductilidade e sua aplicação principal é para trabalhos mecânicos como chapas para estampagem, tubos, arames e é também muito utilizado em processo de soldagem. Os de médio carbono possuem ductilidade a quente e uma média resistência a frio quando forjado, o que dá propriedade boa na utilização para engrenagens e bielas. Os de alto teor de carbono são aços com uma elevada dureza e resistência e, por possuir um elevado limite de escoamento, sua aplicação principal é em molas, engrenagens e vergalhões (PANNONI, 2001).

O aço ligado também é uma classificação por composição e são relativos aos aços carbono que teve elementos adicionados para modificar suas propriedades originais. Eles podem se dividir em dois grupos, baixa liga (menos de 8% de elementos de liga) e alta liga (acima de 8%). Os elementos de liga mais utilizados

são o Níquel, o Cromo, o Vanádio e o Molibdênio (PANNONI, 2001).

Os aços Inoxidáveis são uma classificação por sua propriedade, que como já diz, não oxida. São aços inox aqueles que possuem o teor de cromo igual ou superior a 11,5%. Esse cromo presente na composição forma uma camada superficial de óxidos de cromo na superfície do aço, retardando a corrosão pela barreira criada entre o ambiente e o ferro do aço. Os aços inox se subdividem em aços inox austeníticos (séria 300), ferríticos (série 400), martensíticos (série 400) e endurecíveis por precipitação. (CHIAVERINI, 2005)

Aços ferramentas são classificados pela sua aplicação. Esses aços não possuem uma lógica em sua classificação, eles são divididos em séries e se identificam pelo meio da tempera no seu tratamento ou pelo elemento de liga presente em sua composição. Séries W, S, O, A, D, H, L, P, T, M. (ZOLIN, 2008)

Os Ferros Fundidos são ligas Ferro Carbono e Silício com composição de carbono acima de 2,11% e de silício entre 1,2 e 3 por cento. Eles se subdividem entre Ferro Fundido cinzento, branco, mesclado, maleável e nodular. Suas propriedades são o baixo custo, ponto de fusão mais baixo que o aço, boa fluidez e versatilidade de propriedades e aplicações. (CHIAVERINI, 2005)

O alumínio e suas ligas são o segundo metal mais utilizados no mundo, atrás apenas do aço. São materiais bastante versáteis, bastante utilizados em estruturas de automóveis e aviões devido a sua leveza e alta resistência mecânica. É bastante resistente a corrosão e devido a isso está presente nas indústrias do petróleo e petroquímicas. (ZOLIN, 2008)

O cobre, no seu estado puro, tem uma boa ductilidade, e uma grande capacidade à deformação plástica a frio, sendo muito aplicado na fabricação de fios. Além disso, outra propriedade do cobre é sua grande resistência à corrosão de ambientes atmosféricos, marinho e produtos químicos industriais. As principais ligas de cobre são os Latões, liga de cobre com zinco e o Bronze, liga de cobre com estanho. (ZOLIN, 2008)

Níquel e suas ligas tem como principal característica uma grande resistência à corrosão. Devido a isso, é bastante utilizado nas indústrias como revestimento no aço pelo método de niquelação. Suas principais ligas são o Monel, uma liga de níquel e cobre e ligas de níquel e cromo, chamadas comercialmente de Hastelloy e Inconel. Essas ligas são utilizadas em que é necessária uma grande resistência a corrosão e resistência ao calor. (ZOLIN, 2008).

### **2.1.2 Polímeros**

Os materiais poliméricos são constituídos por muitas partes, ou unidades, ligados quimicamente entre si criando um sólido, daí vem o nome polímero. Esses materiais têm como característica a baixa densidade, baixa rigidez, boa resistência química, elevado coeficiente de expansão térmica, baixa condutibilidade térmica e elétrica e baixa resistência mecânica. Suas vantagens são sua facilidade de processamento e a elevada resistência em relação ao seu peso. Entre os tipos de polímeros estão os plásticos, elastômeros (borrachas), fibras, revestimentos, adesivos, espumas e filmes, por exemplo. Provavelmente, o maior número de diferentes materiais poliméricos vem sob a classificação de plástico. Polietileno, fluorcarbonos, epóxios e poliésteres podem ser classificados como plásticos. Eles têm uma grande variedade de combinações de propriedades. Alguns plásticos são muito rígidos e quebradiços; outros são flexíveis, exibindo deformações elásticas e plásticas quando tensionados e, às vezes, experimentando deformação considerável antes da fratura. (CALLISTER, 2000)

O politetrafluoretileno (PTFE), que também é conhecido por seu nome comercial, Teflon, pertence à família dos fluoroplásticos, que são resinas caracterizadas por excelentes propriedades químicas e estabilidade em altas e baixas temperaturas. Descoberto em 1938, a resina foi rapidamente patenteada pela empresa que viria se tornar a DuPont, se destacando em aplicações do cotidiano, saúde e industriais. (POLIFLUOR, 2020)

### **2.1.3 Compósitos**

O material compósito é a combinação de dois ou mais materiais diferentes, gerando um material com comportamento mecânico e características únicas, se dividindo em matriz (função de estabilizar e proteger) e reforço (função de rigidez e resistência) (CRAWFORD; MARTIN, 2019). A polivalência do processo de fabricação dos compósitos permite o ajuste das propriedades mecânicas ao projeto, reduzindo o custo final e atendendo a demanda. Isso se dá pela quantidade de reforços e matrizes existentes e suas combinações diversas. Porém, apesar da facilidade de adaptar o material ao projeto, esses materiais compósitos são de difícil

modelagem matemática e, conseqüentemente, a sua caracterização em relação as propriedades mecânicas são mais trabalhosas e difíceis. (TENEK; ARGYRIS, 2013; CLYNE; HULL, 2019)

O plástico reforçado com fibra de vidro, também conhecido como PRFV, é formado por uma matriz polimérica de resina epóxi e reforço de fibra de vidro, é um dos materiais compósitos mais amplamente utilizados na indústria do petróleo e petroquímica. O reforço é agregado físico e quimicamente à matriz em um processo de cura. A utilização do PRFV vai de gasodutos à tanques, tubulações e vasos. Reduzindo custos de projeto, manutenção e proteção. (NETO; PARDINI, 2016)

## 2.2 CORROSÃO

Gentil (2011) definiu a corrosão como “a deterioração de um material, geralmente metálico, por ação química ou eletroquímica do meio ambiente associado ou não a esforços mecânicos”. A corrosão se manifesta em processos diferentes, com morfologias variadas e fenomenologias específicas. É um fenômeno que ocorre em meios corrosivos, causando danos e problemas, mas que pode ser controlado.

Regularmente os processos em indústrias são interrompidos para inspeções e substituição de tubos e equipamentos, sendo mais frequentes nas do petróleo e petroquímicas por conta do ambiente severo. Esses processos possuem ciclos de operação estimados em 3,5 a 6 anos, com relação a confiabilidade do processo e leis regulatórias. (KIM; TAK; MOON, 2012)

Como consequência da corrosão são gerados custos e impactos econômicos, sendo de vital importância que os profissionais da engenharia estejam cientes e preparados para lidar com seus efeitos (REVIE, 2011). Os autores classificam a corrosão das mais variadas formas, nesse capítulo serão apresentados conceitos de custos de corrosão, as classificações divididas em tipos, forma (morfologia) e a fenomenologia. Além de elencar os meios de corrosão os problemas relacionados à ela e as formas de controle.

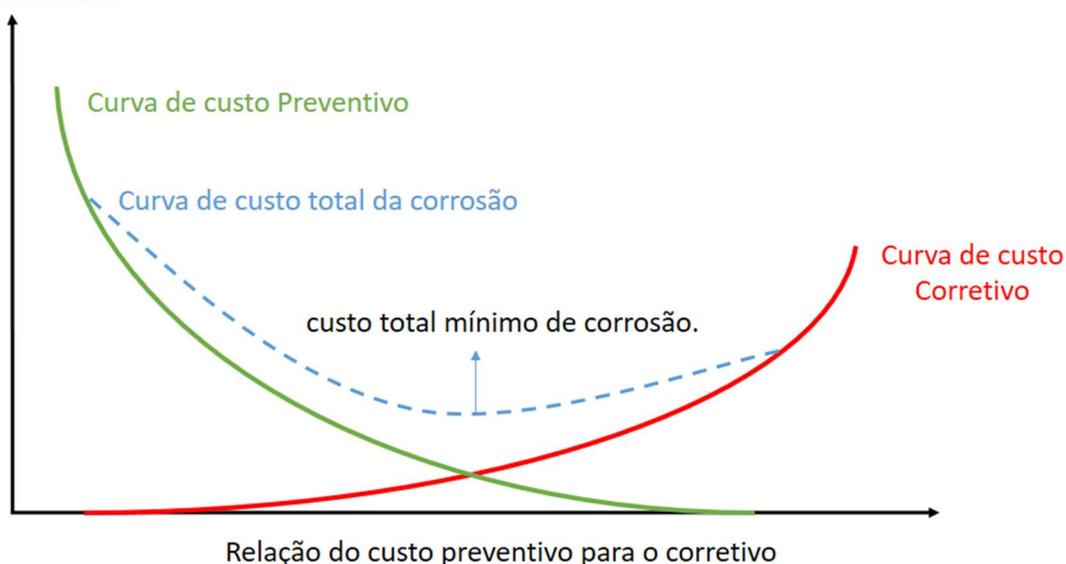
### 2.2.1 Custos da corrosão

Apesar dos custos da corrosão variarem bastante de indústria para indústria, o estudo de Gerhardus *et al.* (2016) deixa claro que é possível alcançar a economia ao combater a corrosão. Para tratar e reduzir os custos deve-se identificá-los e quantificá-los. Com os dados é possível tratá-los para se tomar decisões, avaliando o estado atual e o desejado, projetando no futuro uma redução de custos e elevando a confiabilidade.

Presentes no cotidiano das indústrias em geral, os problemas da corrosão geram perdas econômicas e são frequentemente classificados pelos autores como custos diretos e indiretos. Os custos diretos são obviamente aqueles que entram nos cálculos rotineiros da indústria e são relativamente fáceis de serem mensurados, como os custos de substituições de peças e equipamentos, os custos de manutenção da proteção contra corrosão como pinturas, a energia gasta nesses processos e a mão de obra. Já os custos indiretos nem sempre são possíveis de serem quantificados, porém, eles representam custos mais elevados que as perdas diretas. Eles podem ser paralisações acidentais, perdas de produtos, perda de eficiência, contaminação de produtos e superdimensionamento nos projetos. (GENTIL, 2011)

A Figura 2 mostra um gráfico de curva de custo preventivo x corretivo, mostrando que a classificação dos custos é importante na tomada de decisão, de forma a encontrar o equilíbrio entre despesas para minimizar o custo geral da corrosão. Com o tempo, é mais caro corrigir um problema do que impedir um problema; contudo, também é possível gastar mais do que o necessário em medidas preventivas. (GERHARDUS *et al.*, 2016)

Figura 2 - Custos de Corrosão x Custos de Manutenção Corretiva e Preventiva



Fonte: Adaptado de Gerhardus *et al.* (2016).

### 2.2.2 Tipos de corrosão

A corrosão pode ser dividida em dois grandes tipos, a corrosão química e a corrosão eletroquímica. Essa é uma classificação primária comum a muitos autores como Vicente Gentil, Hermano Cezar Jambo e pela ABRACO.

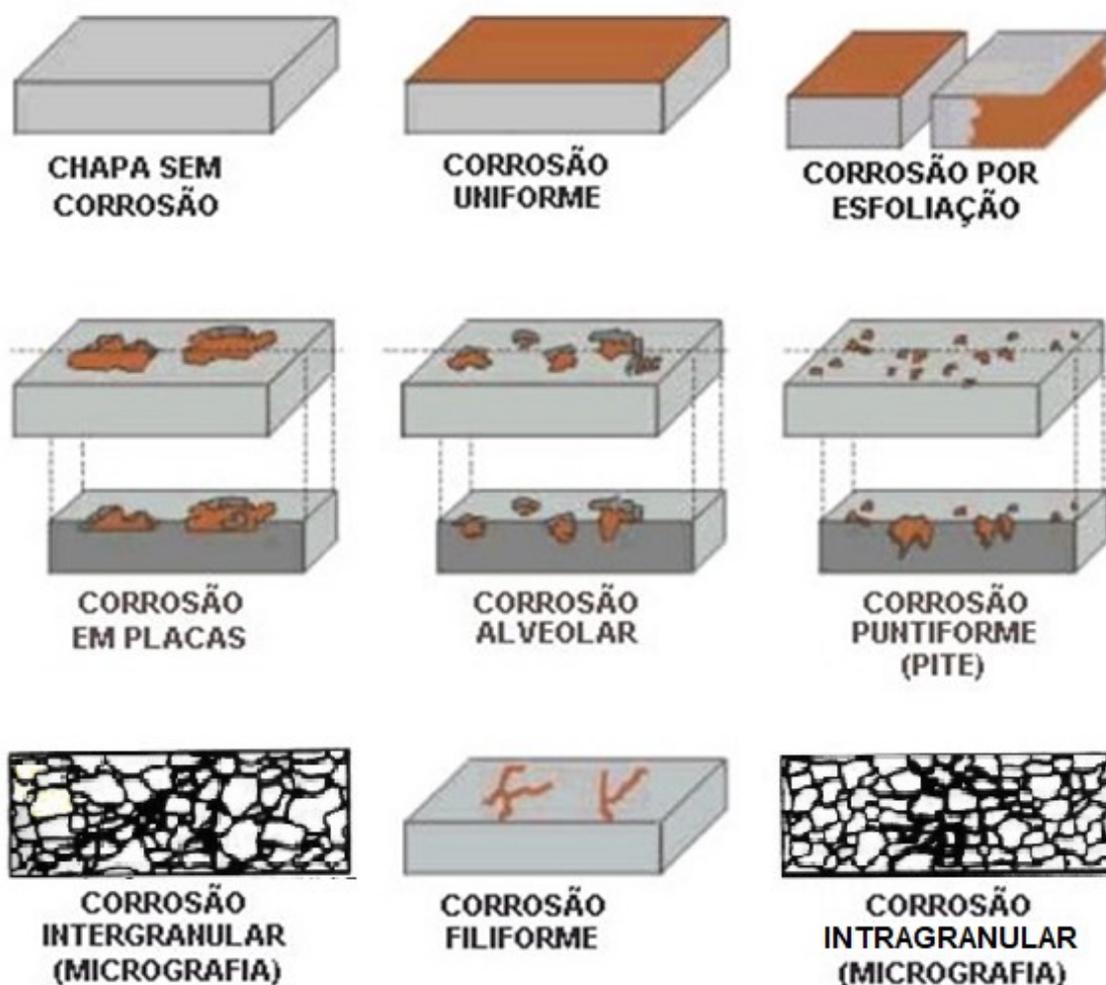
A corrosão química consiste na reação direta do material com o meio corrosivo. Frequente no dia a dia e em ambientes industriais, envolve geralmente temperaturas mais elevadas, e se caracteriza pela ausência de água no estado líquido, temperaturas acima do ponto de orvalho e pela interação metal-meio corrosivo de forma direta. (GENTIL, 2011)

A corrosão eletroquímica é a mais frequente na natureza e conseqüentemente tem seu processo mais estudado no mundo da corrosão. Ela ocorre por um processo eletroquímico, onde fica estabelecido um diferencial de potencial elétrico entre os metais junto ao meio, ou entre reações de um mesmo material, causando neles reações catódicas e anódicas (BUCHARS; LEHWING, 1979). Ela se caracteriza por ter a presença de eletrólito no estado líquido (meio), temperatura abaixo do ponto de orvalho (em geral temperatura ambiente) e a formação de pilha, onde elétrons circulam pela superfície do metal. (CRAMER; COVINO JR., 2005)

### 2.2.3 Formas de Corrosão

Segundo Gentil (2011) a forma, do ponto de vista da morfologia, pode ser dividida em uniforme, por placas, alveolar, puntiforme (pites), intergranular ou transgranular e filiforme. Do ponto de vista de localização, todas elas podem ser tanto localizadas quanto generalizadas. A Figura 3 ilustra de uma maneira condizente como as formas mais comuns se manifestam.

Figura 3 - Formas de Corrosão



Fonte: Adaptado de ABRACO (2013).

- a) Corrosão uniforme ocorre quando toda a superfície desgasta de forma que sua perda de espessura é quase igual em toda região exposta ao meio corrosivo. Ocorre devido à criação de micropilhas que atuam localmente e é a forma de corrosão mais comum, podendo ser tanto localizada quanto

generalizada. Por exemplo, o aço carbono comum exposto à atmosfera sem tratamento ou proteção. Outro exemplo é o aço carbono em meio ácido diluído. (JAMBO; FÓFANO, 2008)

- b) Corrosão por deslocamento ou esfoliação se localiza na superfície dos metais, que progressivamente se desprendem. Caracterizada por placas com escavações, que fraturam e perdem aderência, gerando uma nova área exposta ao ataque. Pode ser tanto localizada quanto generalizada. (GENTIL, 2011)
- c) Corrosão alveolar se caracteriza por sulcos semelhantes à alvéolos, apresentando fundo arredondado e na proporção do diâmetro maior que sua profundidade. É frequente em corrosão sob depósito, podendo ser tanto localizada quanto generalizada. (GENTIL, 2011)
- d) Corrosão puntiforme (ou por pites) tem a proporção inversa à do alvéolo, se caracterizando por uma profundidade maior que seu diâmetro. São pontos pequenos e de forma angulosa, podendo ser tanto localizada quanto generalizada. É bastante comum em metais formadores de películas passivadoras, como o aço inoxidável. (GENTIL, 2011)
- e) Corrosão intergranular e intragranular acontecem em regiões bem específicas do metal, sendo a primeira nos contornos de grãos e a segunda por dentro dos grãos. Pode ser tanto localizada quanto generalizada, e depende de uma combinação de material susceptível, meio exposto e tensões residuais. (JAMBO; FÓFANO, 2008)
- f) Corrosão filiforme se processa por finos filamentos, como o nome já diz, não sendo muito profundos. Ocorrem em superfícies metálicas revestidas, observada mais frequente quando a umidade do ar chega a 85%, podendo ser tanto localizada quanto generalizada. (GENTIL, 2011)

#### **2.2.4 Meios de Corrosão**

Os principais meios corrosivos são a atmosfera, a água e o solo. É importante destacar que um meio pode ser agressivo a um material e inofensivo para outro na ótica da corrosão, pois cada material tem sua susceptibilidade. (GENTIL, 2011)

Grande parte de equipamentos e estruturas metálicas estão expostos a condições e meio atmosféricos, um estudo feito por Tomashov (1965) demonstrou

que cerca de 50% de perdas por corrosão, são originados pela corrosão atmosférica. Estudos demonstram que o que influencia na corrosividade atmosférica são características climáticas locais, como condições meteorológicas, a presença de indústrias e o desenvolvimento urbano. (CAI, 2020)

Segundo Gentil (2011), a ação corrosiva da atmosfera depende de fatores como a umidade relativa do ar, substâncias poluentes presentes, como gases e particulados, a temperatura e o tempo de permanência do filme de proteção na superfície dos metais.

A água é o principal meio para a corrosão eletroquímica. A presença de contaminantes, como gases e sais dissolvidos, matéria orgânica animal ou vegetal, bactérias, limos, algas e sólidos em suspensão a tornam um meio crítico. Também devem ser considerados pH, temperatura, velocidade e ação mecânica da água. (GENTIL, 2011)

Muitas tubulações, dutos e tanques são enterradas por questões de espaço no meio urbano e industrial e também por questão de segurança. Um exemplo no nosso dia a dia são os tanques reservatórios nos postos de gasolina, esses tanques estão sujeitos ao solo como meio corrosivo, que podem levar a vazamentos e desastres ambientais. Romanoff (1957) realizou um estudo abrangente, cobrindo mais de 37 mil amostras, onde metais e ligas foram testados em 95 tipos de solos diferentes, expostos por até 17 anos, mostrando o desempenho deles aos mais variados solos, sendo esse estudo o mais importante até os dias atuais.

Gentil (2011) considera o solo como um dos meios corrosivos mais complexos pela análise físico-química na tomada de amostras de solos, por causa da variabilidade dos solos. Parâmetros como pH, potencial de oxirredução, umidade, presença de microrganismos podem variar a depender do local coletados e de condições climáticas no momento das coletas. As características físico-químicas do solo que influem diretamente na ação corrosiva são a presença de água, sais solúveis, gases, acidez, pH, resistividade elétrica e potencial redox, sendo as combinações dessas características o ponto mais influente na corrosão. (GENTIL, 2011)

### **2.2.5 Fenomenologia da Corrosão**

De acordo com Jambo e Fófano (2008) e Gentil (2011) a fenomenologia pode

ser dividida em oito grupos:

- a) Corrosão galvânica ocorre pela transferência de elétrons quando pelo menos dois metais são ligados em um eletrólito, deslocando elétrons do metal menos nobre (ânodo) para o mais nobre (cátodo), formando uma pilha galvânica.
- b) Corrosão por célula oclusa também conhecida como corrosão por frestas ou sob depósito, a depender da forma que se apresenta. Esse fenômeno acontece pela diferença eletroquímica por íons ou oxigênio, onde a região menos aerada se comporta como o ânodo e a outra com características catódicas. O ataque da corrosão de inicia em uma falha da camada de óxido do metal. A diferença entre a corrosão por frestas e sob depósito é a disposição da área anódica e o agente que causa a polarização, porém o fenômeno é o mesmo.
- c) Corrosão-erosão é a remoção de material provocada pelo impacto de partículas sólidas ou líquidas em um meio gasoso ou líquido. Com o processo corrosivo entre o meio e o metal, forma-se uma película, normalmente de óxidos, então devido à turbulência, alta velocidade do meio ou impacto de partículas arranca-se o filme do metal, formando uma nova camada de corrosão, esse processo se repete podendo ser bem rápido. Os fatores que influenciam a corrosão-erosão são a velocidade de escoamento, o ângulo de incidência, a temperatura, a dureza, forma das partículas e a tenacidade do substrato.
- d) Corrosão-fadiga ou corrosão sob fadiga é o fenômeno da fadiga (térmica ou mecânica) associada à corrosão, aumentando a velocidade do trincamento. Como na corrosão-erosão o filme de óxido se quebra com os ciclos térmicos ou mecânicos, permitindo a propagação da trinca mais rapidamente, sendo a componente fadiga então função da frequência e amplitude da tração.
- e) Corrosão sob tensão acontece especificamente em materiais susceptíveis ao meio e sob tensão mecânica (residuais ou aplicadas). Essa corrosão se apresenta em forma de microtrincas ramificadas, intergranulares ou transgranulares. Diferentemente da fadiga, as ações são estáticas. Uma característica importante desse fenômeno é que não se observa perda de material, portanto o metal fica com uma aparência íntegra, o que pode ser bastante perigoso pois podem causar fraturas catastróficas.
- f) Corrosão atmosférica pode ocorrer em qualquer tipo de metal, expostos a

temperatura e condições atmosféricas normais. Como é um processo eletroquímico, ocorre a formação de micropilhas sob todo metal, sendo o eletrólito a água condensada presente na atmosfera. A depender do material, os contaminantes presentes no meio atmosférico podem acelerar o processo corrosivo, os contaminantes mais comuns são o oxigênio, óxidos de enxofre, óxidos de nitrogênio, cloretos, sujeira e fuligem. A temperatura é um fator muito importante, pois quando o metal está com uma temperatura abaixo da atmosférica, ocorre a condensação da umidade presente no ar na superfície metálica, o aumento da temperatura também acelera a cinética das reações eletroquímicas.

- g) Corrosão microbiológica se dá pela ação de microrganismos como bactérias, líquens, fungos e protozoários. As bactérias podem sobreviver e habitar ambientes extremamente hostis. Segundo Booth, Elford e Warkeley (1968), cerca de 50% dos processos corrosivos em dutos enterrados no solo é graças a ação bacteriana. O mecanismo de biodeterioração podem ser os mais variados possíveis, segundo Jambo e Fófano (2008), existem bactérias que excretam ácidos, outros microrganismos são capazes de formar solventes orgânicos, compostos metabólicos e biofilmes. Elas formam CCO, degradam inibidores de corrosão, produzem metabólicos corrosivos, destroem revestimentos protetores e estimulam reações eletroquímicas.
- h) Ataque pelo hidrogênio também conhecido como fragilização ou empolamento, é um fenômeno bastante complexo. O agente corrosivo hydrogenante ( $H_2S$  por exemplo) reage com o metal podendo formar um íon  $H^+$ , ou seja, um íon livre. Esse hidrogênio atômico é adsorvido na superfície ou interior do metal, permeando e gerando danos. Uma vez penetrado, ele é capaz de gerar quatro processos básicos: a fissuração induzida por hidrogênio, empolamento por hidrogênio, trincamento sob tensão em presença de sulfetos e trincamento pelo hidrogênio orientado por tensão. Esse fenômeno causa um dano interno e externo de altíssima severidade.

O API RP 571 (2011) também divide a fenomenologia, e o faz em quatro grandes grupos: Falha mecânica e metalúrgica, perda de espessura uniforme ou localizada, corrosão à alta temperatura e trincas pelo ambiente.

### 2.2.6 Controle da Corrosão

Como discutido anteriormente, a corrosão se manifesta na interface meio e material, portanto o controle da corrosão deve buscar atuar no material, no meio ou na interface.

A seleção de materiais durante o projeto é de suma importância para o controle da corrosão, um estudo por Kane (1995) analisou as vantagens da utilização de certos aços e ligas analisando fatores como a corrosão e vantagens econômicas, mostrando a vivência prática de operadores e desenvolvendo estratégias para otimizar a seleção de materiais em campos de petróleo. Apesar de alguns materiais terem melhores propriedades contra a corrosão, sua aplicação pode ser inviável financeiramente, é necessário buscar no projeto esse equilíbrio.

O meio de controle da corrosão mais comum é a modificação da interface. Presente no nosso dia a dia, a tinta é o melhor exemplo desse tipo de controle. Em ambientes industriais a aplicação de tintas é muito comum e segue um certo padrão de aplicação, onde existe uma preparação da superfície envolvendo limpeza e abertura de rugosidade para a ancoragem da tinta, em seguida a aplicação de, em geral, três camadas protetivas. A primeira camada (fundo) tem função de proteção passivadora, e as posteriores de proteção mecânica e contra raios ultravioletas. (JAMBO; FÓFANO, 2008)

O meio da corrosão também pode ser modificado, como o controle de pH na água, por exemplo. Olsen *et al.* (2006) demonstrou um método alternativo para estabilização do pH em tubulações de gás úmido e comparou com algumas outras técnicas. Outro exemplo de controle da corrosão pelo meio é a inserção de filtros em linhas que sofrem por corrosão-erosão.

Para um eficiente controle de corrosão é imprescindível o entendimento completo das condições operacionais e o controle do processo, o conhecimento das susceptibilidades do material, a cinética e os mecanismos atuantes, o desempenho operacional e conhecer as relações entre mudanças de processo com os parâmetros operacionais.

Outro papel importante do controle da corrosão é o seu monitoramento por meio de ensaios não destrutivos. O API RP 571 (2011) define para cada mecanismo de dano o melhor método de inspeção, assim como o ASME PCC-3 (2017), mostrando a melhor técnica de acordo com o material do equipamento.

### 2.2.7 Ensaios não destrutivos

De acordo com a associação brasileira de ensaios não destrutivos e inspeção, ABENDI (2020), os ensaios não destrutivos, ou ENDs, são técnicas empregadas para inspecionar materiais e equipamentos sem haver danos (dano imperceptível ou nulo) aos mesmos. Estas técnicas são executadas tanto nas etapas de fabricação, construção e montagem, quanto na etapa de inspeção e manutenção em serviço.

Ensaios não destrutivos desempenham um papel importante no controle de corrosão. O monitoramento visa garantir que a vida útil do projeto não seja comprometida, maximizar a vida operacional por meio de operações seguras, melhoria na operação econômica do programa de manutenção e na avaliação de impactos de mudanças. As inspeções desempenham um papel importante no monitoramento, de forma que visa avaliar alterações de espessura e detectar defeitos. (WEBSTER; WOOLLAM, 1996; ROBERGE, 2007)

As técnicas e métodos mais usuais são o exame visual, líquido penetrante, partículas magnéticas, ultrassom, radiografia e gamagrafia, emissão acústica, correntes parasitas e termografia. (ABENDI, 2020)

Ensaio visual é o primeiro método de ensaio não destrutivo aplicado em qualquer tipo de peça. Ele é o ensaio mais antigo e mais utilizado em todos os ramos da engenharia. Sua aplicação envolve a verificação de alterações superficiais e a observação de descontinuidades superficiais em materiais, como trincas, corrosão, aparência, cor, brilho, deformação, alinhamento, cavidades, porosidades e etc. A inspeção visual pode ser direta, que é feita à olho nu ou utilizando equipamentos simples como óculos, lupas ou espelhos. A inspeção indireta é realizada com equipamentos mais complexos como microscópios, câmeras e veículos de inspeção remota. O treinamento do inspetor e sua capacidade visual são de grande importância para este método de inspeção (WELDINGTEK, 2020). Os ensaios visuais devem ser realizados conforme a norma ABNT NBR NM 315:2007 e os profissionais que realizarão o ensaio devem ser certificados conforme a norma ABNT NBR NM ISO 9712:2014.

Líquido penetrante é um método desenvolvido para a detecção de descontinuidades superficiais, como trincas, poros e dobras, sendo capaz de ser aplicado em qualquer material sólido, contudo que não seja poroso ou com uma superfície grosseira. O método baseia-se na penetração de um líquido na abertura

de uma descontinuidade em uma superfície a ser inspecionada. Em seguida, há a remoção do excesso da superfície e a aplicação de um revelador na abertura, deixando a imagem da descontinuidade desenhada em sua superfície (ANDREUCCI, 2020a). Os ensaios de líquido penetrante devem ser realizados conforme a norma ABNT NBR NM 334:2012 e os profissionais que realizarão o ensaio devem ser certificados conforme a norma ABNT NBR NM ISO 9712:2014.

Partículas magnéticas é um método utilizado para detecção de descontinuidades superficiais e subsuperficiais em materiais ferromagnéticos. A técnica se baseia em aplicar um campo magnético na superfície do material a ser inspecionado, gerando um campo de fuga do fluxo magnético nos locais que tiverem alguma falta de continuidade. As partículas magnéticas são então aplicadas e, caso exista uma descontinuidade, as partículas se aglomerarão no local devido o surgimento de polos magnéticos, indicando o desenho do campo de fuga (ANDREUCCI, 2020b). Os ensaios de partícula magnética devem ser realizados conforme a norma ABNT NBR 16030:2012 e os profissionais que realizarão o ensaio devem ser certificados conforme a norma ABNT NBR NM ISO 9712:2014.

Ultrassons são ondas acústicas na faixa de 0,5 e 25 MHz, acima do limite audível. O método se baseia na emissão de ondas que se refletem quando encontram obstáculos durante a propagação dentro do material. Esses obstáculos são os defeitos ou descontinuidades internas, podendo ser defeitos de fabricação como bolhas de gás em fundidos, escórias em uniões soldadas ou trincas internas, que são os defeitos mais comuns encontrados (ANDREUCCI, 2018). Os ensaios de ultrassom devem ser realizados conforme a norma ABNT NBR NM 336:2012 e os profissionais que o realizarão devem ser certificados conforme a norma ABNT NBR NM ISO 9712:2014.

A radiografia foi o primeiro END inserido na indústria capaz de encontrar e mensurar defeitos internos em materiais. É um método que se baseia na absorção diferenciada de radiação penetrante no corpo da peça ou equipamento inspecionado. Ao passar por uma descontinuidade (diferença de densidade, variações na espessura, ou variações na composição do material), as diferentes regiões absorverão quantidades diferentes de radiação penetrante, essa mudança da intensidade de radiação eletromagnética deixa uma imagem gravada em um filme, sensor radiográfico ou em um intensificador de imagem. Por utilizar de radiações ionizantes, a utilização desse método requer planos especiais de

segurança para sua aplicação (ANDREUCCI, 2020c). Os ensaios de radiografia devem ser realizados conforme as normas ABNT NBR 15739:2012 (versão corrigida 2016) e ABNT NBR 15817:2012 (versão corrigida 2016). Os profissionais que realizarão o ensaio devem ser certificados conforme a norma ABNT NBR NM ISO 9712:2014.

## 2.2.8 Problemas com a Corrosão

A ação da corrosão em razão das condições de processo nas indústrias do petróleo e petroquímicas é de extrema preocupação devido à toxicidade e inflamabilidade dos produtos presentes no meio. O potencial catastrófico de vazamentos e danos causados pela corrosão, pode afetar tanto a segurança, saúde e meio ambiente, de forma que ameaçam a fauna e flora pela repercussão dos acidentes. (SASTRI, 2012; GROYSMAN, 2017)

Segundo Gerhardus *et al.* (2016), um estudo da NACE IMPACT, identificou que, caso as práticas de controle de corrosão disponíveis fossem utilizadas, o custo da corrosão mundial em um ano poderia ser economizado entre 375 e 875 milhões de dólares. Presente nesse estudo, a Tabela 2 mostra o custo global da corrosão dividida por regiões e setores, evidenciando o grande custo da problemática da corrosão, se destacando o custo da corrosão percentualmente em relação ao PIB dos países e globalmente.

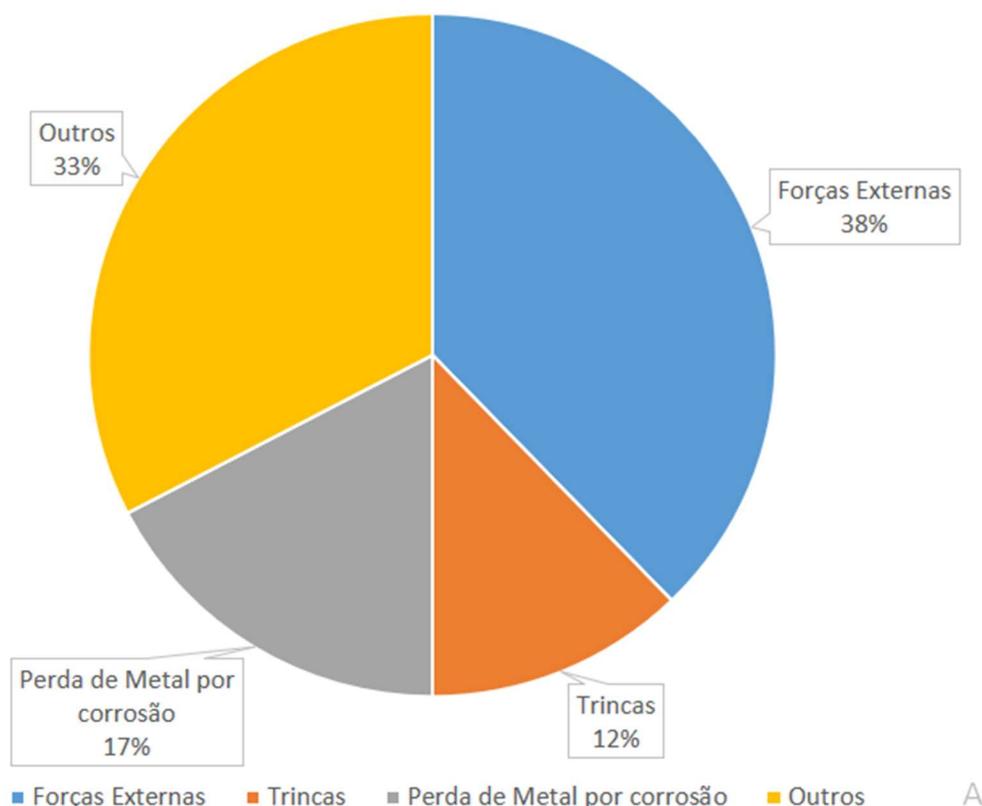
Tabela 2 - Custo Global da corrosão por região e setores

Região Econômica	Custo da Corrosão na Agricultura (Bilhões de U\$)	Custo da Corrosão na Indústria (Bilhões de U\$)	Custo da Corrosão nos Serviços (Bilhões de U\$)	Custo da Corrosão Total (Bilhões de U\$)	PIB Total (Bilhões de U\$)	Custo da Corrosão (% PIB)
Estados Unidos	2	303,2	146	451,3	16720	2,7%
Índia	17,7	20,3	32,3	70,3	1670	4,2%
Região Europeia	3,5	401	297	701,5	18331	3,8%
Mundo Árabe	13,3	34,2	92,6	140,1	2789	5%
China	56,2	192,5	146,2	394,9	9330	4,2%
Rússia	5,4	37,2	41,9	84,5	2113	4%
Japão	0,6	45,9	5,1	51,6	5002	1%
Tigres Asiáticos	1,5	29,9	27,3	58,6	2302	2,5%
Resto do Mundo	52,4	382,5	117,6	552,5	16057	3,4%
Global	152,7	1446,7	906	2505,4	74314	3,4%

Fonte: Adaptado de Gerhardus *et al.* (2016).

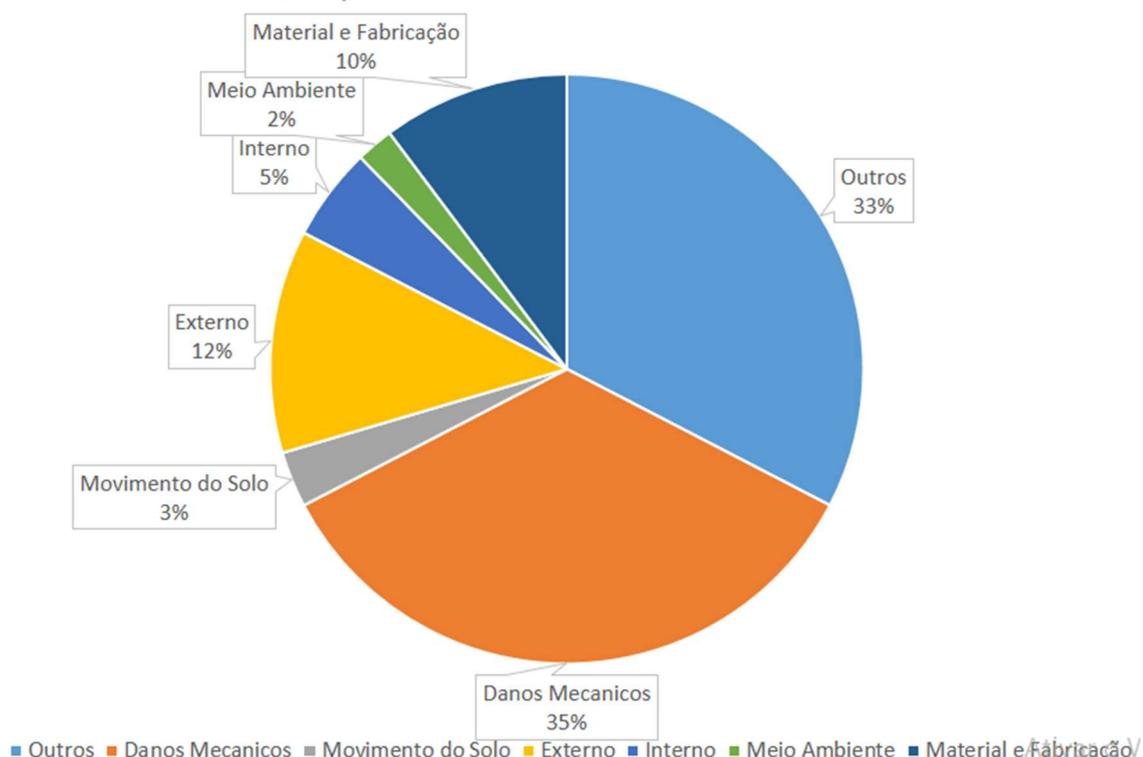
Zaferani (2015) fez uma análise do histórico de casos de falhas em equipamentos e tubulações de uma instalação de Gás Natural, evidenciando acidentes que ocorreram em decorrência da corrosão. Após compilar os dados, o autor traçou dois gráficos representados nas Figura 4 e Figura 5, que mostram que os danos mecânicos e a perda de metal por corrosão como os principais causadores de falhas. No entanto, o autor ressalta que essa proporção de perda por corrosão deve ser maior, dado que os casos de pequenos vazamentos não foram relatados no banco de dados estudado, que elevaria significativamente os casos de falhas por corrosão.

Figura 4 - Frequência relativa (%) das maiores causas de falhas em tubulações



Fonte: Adaptado de Zaferani (2015).

Figura 5 - Frequência relativa (%) de casos de falhas



Fonte: Adaptado de Zaferani (2015).

As consequências dessas falhas podem ser econômicas ou sociais, porém geralmente elas andam lado a lado. A corrosão que ocorre em plantas industriais é perigosa, principalmente em usinas de energia elétrica ou usinas de processamento químico, seja em consequência direta ou indireta. As consequências econômicas podem ser a substituição de equipamentos corroídos, projeto com sobre espessura excessiva para corrosão, manutenção preventiva, parada do equipamento devido a falha de corrosão, contaminação de um produto, perda de eficiência, incapacidade de usar materiais desejáveis ou danos no equipamento adjacente àquele em que ocorre a falha de corrosão. As consequências sociais podem envolver a segurança, como por exemplo, em uma falha súbita causando incêndio, explosão, liberação de produto tóxico ou colapso da construção, a saúde, como por exemplo, poluição causada pela fuga de produtos de equipamentos corroídos ou devido a um produto corrosivo, o esgotamento dos recursos naturais, incluindo metais e combustíveis usados para fabricá-los. (DAVIS, 2000)

As falhas ocorrem quando uma estrutura ou componente não é capaz de suportar as tensões impostas, sendo elas relacionadas diretamente à concentração de tensões. Essas falhas podem ocorrer por várias razões, incluindo falhas

estruturais, como furos, entalhes e curvaturas de transição de pequenos diâmetros, cavidades na microestrutura dos materiais e ataques corrosivos. (PETROVIĆ, 2016)

Em outro estudo que analisou a frequência de mecanismos de falhas, Findlay e Harrison (2002) compararam os percentuais de falhas em componentes de engenharia com os componentes de aviação, representado na Tabela 3, com a corrosão sendo a causa de 42% dos componentes de engenharia. (FINDLAY; HARRISON, 2002)

Tabela 3 - Frequência de Mecanismos de Falhas

Percentual de Falhas		
	Componentes de Engenharia	Componentes de Aviação
Corrosão	29	16
Fadiga	25	55
Fratura Frágil	16	-
Sobrecarga	11	14
Corrosão por Alta Temperatura	7	2
Corrosão Sob Tensão	6	7
Fluência	3	-
Abrasão/Erosão	3	6

Fonte: Adaptado de Findlay; Harrison (2002).

## 2.3 INSTALAÇÕES E EQUIPAMENTOS

As instalações onde o API RP 970 será aplicado consiste em um loop contendo três vasos de pressão, sendo um separador, um de lavagem cáustica e um de lavagem aquosa, dois tanques de armazenamento, as tubulações que interligam o loop e cinco bombas centrífugas que, apesar de fazer parte do loop, não entram no trabalho pois não são equipamentos estáticos.

### 2.3.1 Vasos de pressão

Vasos de pressão são definidos por Telles (1996) como recipientes estanques capazes de comportar um fluido pressurizado. Em média os vasos de pressão representam cerca de 60% do custo total em materiais e equipamentos de uma unidade de processo. Esses equipamentos incluem vasos de armazenamento e acumulação, torres de destilação, reatores, esferas de gases, trocadores de calor até caldeiras e fornos, por exemplo.

Telles (1996) afirma ainda que a finalidade mais importante dos vasos de pressão são os processos de transformações físicas e reações químicas que precisam ser efetuados em ambientes sob pressão, destacando torres de bandejas, reatores diversos e vasos separadores.

Algumas normas e códigos que envolvem os vasos de pressão são o NB-370, que corresponde ao conselho nacional de leis, regras e regulamentos para caldeiras e vasos de pressão, a norma ASME BPVC seção VIII divisão 1, 2 e 3 que fornecem os códigos de projeto, API 510 e ASME PCC-3 para inspeção e reparo em serviço e API 579/ASME FFS-1 para adequação ao uso.

### **2.3.2 Tanques de armazenamento**

Tanques de armazenamento são equipamentos muito utilizados em instalações industriais, normalmente destinados a armazenagem de materiais líquidos. Diferentemente dos vasos de pressão, que possuem uma grande variação de formatos e trabalham com fluidos pressurizados, os tanques são geralmente cilindros trabalhando com fluidos à pressão atmosférica. Sua classificação mais comum é feita pelo tipo de teto, que normalmente está relacionada ao tipo de fluido que o tanque foi destinado a trabalhar, sendo os mais comuns os tanques abertos, de teto fixo, de teto diafragma e de teto flutuante. (BARROS, 2014)

Algumas normas e códigos que envolvem os tanques de armazenamento são o API PUBL 327, para especificação de práticas recomendadas, códigos e normas, a norma API 650 que fornecem os códigos de projeto, API 653 e ASME PCC-3 para inspeção e reparo em serviço e API 579/ASME FFS-1 para adequação ao uso.

### **2.3.3 Tubos e Tubulações**

Os tubos são condutores fechados, de seção circular, ocos, que se destinam normalmente ao transporte de fluidos. O conjunto de tubos com seus acessórios se denomina tubulação. As tubulações são capazes de transportar qualquer material capaz de escoar, em pressões variando do vácuo até 1000 MPa e temperaturas entre o zero absoluto e a temperatura de fusão do material da tubulação. As tubulações são os componentes físicos de ligação para os equipamentos de

processo como vasos de pressão e tanques de armazenamento, custando em média 20 a 25% do custo da instalação industrial. (TELLES, 2001)

Algumas normas e códigos que envolvem os sistemas de tubulações são as normas ASME B31.3 que fornece o código de projeto e construção, API 570 e ASME PCC-3 para inspeção e reparo em serviço e API 579/ASME FFS-1 para adequação ao uso.

## 2.4 INTEGRIDADE DE EQUIPAMENTOS PRESSURIZADOS

A Integridade Mecânica é definida como a gestão de equipamentos em processos críticos, garantindo o projeto com a correta instalação para uma adequada operação e manutenção. Ela é um dos 14 elementos do padrão OSHA (Administração de Saúde e Segurança Ocupacional) de Gestão e Segurança de Processos. A Integridade de Equipamentos sob Pressão ou Integridade Mecânica de Equipamentos Fixos como são conhecidas, abrangem componentes como os vasos de pressão, tubulações de processo, tanques de armazenamento (atmosféricos e pressurizados), componentes pressurizados de aquecedores de processo, trocadores de calor e mangueiras industriais, podendo conter outros ativos a depender do programa da empresa. (ENERGY API, 2019)

Portanto, a Integridade Mecânica engloba todas as atividades necessárias para garantia que os ativos sejam projetados, fabricados, instalados, operados e mantidos de forma que atinja o desempenho de maneira segura, confiável e com o meio ambiente protegido. Além disso, ela visa estabelecer critérios de criticidade para inclusão dos equipamentos no programa, a fim de alocar recursos, seja pessoal ou financeiro, priorizados pela criticidade.

A integridade mecânica sistematizada ajuda a equipe da planta tanto a executar a manutenção planejada, como reconhecer deficiências nos equipamentos e adotar controles afim de garantir que eles não venham a falhar e acarretar graves acidentes. Ela incorpora RAGAGEP (*Recognized and Generally Accepted Good Engineering Practices in Process Safety Management Enforcement*), que são boas práticas de engenharia reconhecidas e aceitas internacionalmente. (INSPECTIONEERING, 2020)

Assim, para evitar violações de integridade, é preciso identificar, inspecionar, monitorar e gerenciar os mecanismos de degradação. Para isso, como programa de

integridade de equipamentos sob pressão, é utilizado um tripé envolvendo o CCD, o IOW (*Integrity Operating Window*) e o RBI (*Risk Based Inspection*). (ENERGY API, 2019).

## 2.5 NORMAS DE AVALIAÇÃO DE INTEGRIDADE

A medida que o governo federal americano instituiu medidas regulatórias para a integridade mecânica, o API liderou o desenvolvimento e implementação de importantes normas, padrões e práticas recomendadas, por meio da Administração de Saúde e Segurança Ocupacional (OSHA), da Agência de Proteção Ambiental (EPA), do programa de Gerenciamento de Segurança de Processos (PSM) e do Programa de Gerenciamento de Riscos (RMP). (API, 2019)

Os comitês do API criaram padrões e práticas recomendadas nas áreas de reparo e inspeção de vasos, tanques e tubulações, também nas áreas de corrosão, janela de integridade operacional e confiabilidade de equipamento, por exemplo. Com isso permitiram a todo setor aplicar métodos testados e aprovados, distribuindo o conhecimento. Isso permitiu que gerentes passassem a operar de forma mais segura e eficiente, assertivos com a necessidade de sua própria empresa. (ENERGY API, 2019).

O API teve como motivação para escrever os padrões e práticas recomendadas de Integridade nos desafios crescentes de segurança industrial, no orçamento, na concorrência e em pressões externas. Tudo isso trouxe como resultado dados de inspeções mais completos, maior flexibilidade e capacidade de mudança em condições de processo, além das inspeções planejadas e aumento de confiabilidade dos ativos. O API mantém todos os padrões e práticas em constante revisão, permanecendo de suma importância para o setor do petróleo e petroquímico em todo o mundo, mostrando a visão e preocupação da instituição centenária à ciência da integridade mecânica. (ENERGY API, 2019)

### 2.5.1 API 510: Código de inspeção em vasos de pressão

O API 510 é o código de inspeção do vaso de pressão que abrange a inspeção, classificação, reparo, alteração e reexame em serviço. Sua primeira publicação data de 1958 e atualmente está na décima edição, lançada em maio de

2014. Este padrão se aplica à grande parte dos processos químicos e petroquímicos colocados em serviço, incluindo vasos construídos de acordo com códigos, sem códigos ou aprovados com jurisdição especial. Também inclui vasos construídos com códigos reconhecidos, mas que perderam sua identificação. (API 510, 2014)

Seu objetivo é especificar inspeções em serviço e o programa de monitoração por condição que é necessário para assegurar a integridade de vasos de pressão. Esse programa deve oferecer uma precisa avaliação que qualquer mudança nas condições de operação dos ativos cobertos nessa norma seja informada e gerida com precisão e tempo útil, afim de não comprometer a operação segura. (API 510, 2014).

### **2.5.2 API 570: Código de inspeção em tubulações**

O API 570 é o código de inspeção de tubulação que abrange inspeção em serviço, classificação, reparo e alteração de sistemas de tubulação. Sua primeira edição foi em 1993 e hoje está na quarta edição, publicada em fevereiro de 2016. Esta norma inclui tanto tubulações metálicas como tubulações de plástico reforçado com fibra de vidro colocados em serviço, estão cobertos neste código tanto linhas em operação, como linhas temporariamente fora de serviço. Sistemas de tubulações retirados de serviço ou abandonados não são mais cobertos por esse código, porém essas tubulações ainda precisam ser inspecionadas para evitar que se tornem risco à segurança devido a deterioração. (API 570, 2016)

A intenção deste API é especificar inspeções em serviço e o programa de monitoração por condição que é necessário para assegurar a integridade de tubulações, garantindo uma operação segura. (API 570, 2016)

### **2.5.3 API 653: Código de inspeção em tanques**

O API 653 é o código de inspeção, reparo, alteração e reconstrução de tanques. Ele cobre tanques de armazenamento de aço construídos para o API 650 e fornece requisitos mínimos para manter a integridade de tais tanques após serem colocados em serviço, porém considerando os detalhes de construção, esse API também pode ser aplicado a qualquer tanque metálico. Sua primeira edição foi em 1991 e hoje está na quinta edição, publicada em novembro de 2014. (API 653, 2014)

O escopo é limitado à fundação do tanque, fundo, costado, estrutura, teto, acessórios anexados e bocais na face do primeiro flange, primeira junta rosqueada ou primeira conexão da extremidade da soldagem. Muitos dos requisitos de projeto, soldagem, exame e material da norma 650 pode ser aplicado na inspeção de manutenção, classificação, reparo e alteração de tanques em serviço. (API 653, 2014)

#### 2.5.4 API RP 571: Mecanismos de danos

O API RP 571 é uma prática recomendada de mecanismos de danos que afetam equipamentos fixos na indústria de refino. Sua primeira edição foi lançada em dezembro de 2003 e atualmente está na sua segunda edição lançada em abril de 2011. Este API oferece informações sobre danos que podem ocorrer em equipamentos da indústria do petróleo e petroquímica, cobrindo 66 tipos de mecanismos de danos, de forma que é uma referência à manutenção, operação e inspeção. (API RP 571, 2011)

Cada dano é descrito sob a ótica de 9 passos, englobando uma descrição geral dos danos, os materiais suscetíveis, os fatores críticos, as unidades ou equipamentos afetados, a aparência ou morfologia do dano, métodos de prevenção ou mitigação do dano, métodos de inspeção e monitoração recomendados, mecanismos relacionados e referências. A Tabela 4 mostra todos os mecanismos, sua tradução e seu item referido na norma. (API RP 571, 2011)

Tabela 4 - Mecanismos de danos segundo o API RP 571

Nome do Mecanismo (Inglês)	Nome do Mecanismo (Português)	Item do API	Nome do Mecanismo (Inglês)	Nome do Mecanismo (Português)	Item do API
885°F (475°C) Embrittlement	Fragilização a 885 °F (475 °C)	4.2.5	Hydrofluoric Acid Corrosion	Corrosão por Ácido Hidrofluorídrico	5.1.1.6
Amine Corrosion	Corrosão por Amina	5.1.1.1	Hydrogen Embrittlement	Fragilização ao Hidrogênio	4.5.6
Amine Cracking	Corrosão sob Tensão por Amina	5.1.2.2	Hydrogen Stress Cracking in HF	Trincamento sob Tensão por Hidrogênio em Ácido Hidrofluorídrico	5.1.2.4
Ammonia Stress corrosion Cracking	Corrosão sob Tensão por Amônia	4.5.4	Liquid Metal Embrittlement	Fragilização ao Metal Líquido	4.5.5
Ammonium Bilsulfide Corrosion (Alkaline Sour Water)	Corrosão por Bissulfeto de Amônia (água azeda alcalina)	5.1.1.2	Mechancial Fatigue	Fadiga-Mecânica	4.2.16

Nome do Mecanismo (Inglês)	Nome do Mecanismo (Português)	Item do API	Nome do Mecanismo (Inglês)	Nome do Mecanismo (Português)	Item do API
Ammonium Chloride Corrosion	Corrosão por Cloreto de Amônia	5.1.1.3	Metal Dusting	Carburização Severa (Metal Dusting)	4.4.5
Atmospheric Corrosion	Corrosão Atmosférica	4.3.2	Microbiologically Induced Corrosion (MIC)	Corrosão Microbiológica	4.3.8
Boiler Water / Condensate Corrosion	Corrosão por Água de Caldeira / Corrosão por Condensado de Vapor	4.3.5	Naphtenic Acid Corrosion	Corrosão por Ácido Naftênico	5.1.1.7
Brittle Fracture	Fratura Frágil	4.2.7	Nitriding	Nitretação	4.4.7
Carbonate Stress Corrosion Cracking	Corrosão sob Tensão por Carbonatos	5.1.2.5	Aqueous Organic Acid Corrosion	Corrosão Aquosa por Ácidos Orgânicos	5.1.1.12
Carburization	Carburização	4.4.3	Oxidation	Oxidação	4.4.1
Caustic Corrosion	Corrosão Cáustica	4.3.10	Gaseous Oxygen-enhanced Ignition and Combustion	Combustão e Ignição Gasosa Acelerada por Oxigênio	4.2.20
Caustic Cracking	Corrosão sob Tensão Cáustica	4.5.3	Phenol (carbolic acid) Corrosion	Corrosão por Fenóis (Ácidos Carbólicos)	5.1.1.8
Cavitation	Cavitação	4.2.15	Phosphoric Acid Corrosion	Corrosão por Ácido Fosfórico	5.1.1.9
Chloride Stress Corrosion Cracking	Corrosão sob Tensão por Cloretos	4.5.1	Polythionic Acid Corrosion	Corrosão sob Tensão por Ácidos Polietiónicos	5.1.2.1
CO2 Corrosion	Corrosão por CO2	4.3.6	Refractory Degradation	Degradação de Refratários	4.2.18
Cooling Water Corrosion	Corrosão em Água de Resfriamento	4.3.4	Reheat Cracking	Trincamento por Relaxamento de Tensões (Trincamento por Reaquecimento)	4.2.19
Corrosion Fatigue	Fadiga-Corrosão	4.5.2	Short Term Overheating - Stress Rupture	Trincamento por Tensão devido a Sobreaquecimento de Curta Duração	4.2.10
Corrosion Under Insulation (CUI)	Corrosão sob Isolamento	4.3.3	Sigma Phase / Chi Embrittlement	Fragilização à Fase Sigma	4.2.6
Creep / Stress Rupture	Fluência / Ruptura por Tensão	4.2.8	Softening (Spheroidization)	Esferoidização	4.2.2
Dealloying (Dezincification / Denickelification)	Corrosão Seletiva em Elementos de Liga (Dealloying)	4.3.11	Soil Corrosion	Corrosão no Solo	4.3.9
Descarburization	Descarburização	4.4.4	Sour Water Corrosion (acid)	Corrosão em Água Azeda (Ácida)	5.1.1.10
Dissimilar Metal Weld (DMW) Cracking	Trincamento em Solda de Metal Dissimilar	4.2.12	Steam Blanketing	Tamponamento por Vapor	4.2.11
Erosion / Erosion-Corrosion	Erosão / Erosão-Corrosão	4.2.14	Strain Aging	Envelhecimento por Deformação	4.2.4
Ethanol Stress Corrosion Cracking	Corrosão sob Tensão por Etanol	4.5.7	Sulfate Stress Corrosion Cracking	Corrosão sob Tensão por Enxofre	4.5.8

Nome do Mecanismo (Inglês)	Nome do Mecanismo (Português)	Item do API	Nome do Mecanismo (Inglês)	Nome do Mecanismo (Português)	Item do API
Flue Gas Dew Point Corrosion	Corrosão em Ponto de Orvalho	4.3.7	Sulfidation	Sulfidação (Corrosão pelo Enxofre)	4.4.2
Fuel Ash Corrosion	Corrosão por Cinzas de Combustível	4.4.6	Sulfuric Acid Corrosion	Corrosão por Ácido Sulfúrico	5.1.1.11
Galvanic Corrosion	Corrosão Galvânica	4.3.1	Temper Embrittlement	Fragilização ao Revenido	4.2.3
Graphitic Corrosion	Corrosão Grafítica em Ferros Fundidos	4.3.12	Thermal Fatigue	Fadiga Térmica	4.2.9
Graphitization	Grafitização	4.2.1	Thermal Shock	Choque Térmico	4.2.13
Hydrochloric Acid (HCl) Corrosion	Corrosão por Ácido Hidroclorídrico	5.1.1.4	Titanium Hydriding	Hidretação do Titânio	5.1.3.2
High Temperature H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> S Corrosion	Corrosão em Alta Temperatura por H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> S	5.1.1.5	Vibration-Induced Fatigue	Fadiga	4.2.17
High Temperature Hydrogen Attack	Ataque por Hidrogênio em Alta Temperatura	5.1.3.1	Wet H <sub>2</sub> S Damage (Blistering/ HIC/ SOHIC/ SSC)	Dano por H <sub>2</sub> S Úmido (Empolamento/ TIH/ TOTIH/ CSTS)	5.1.2.3

Fonte: Adaptado de API RP 571 (2011).

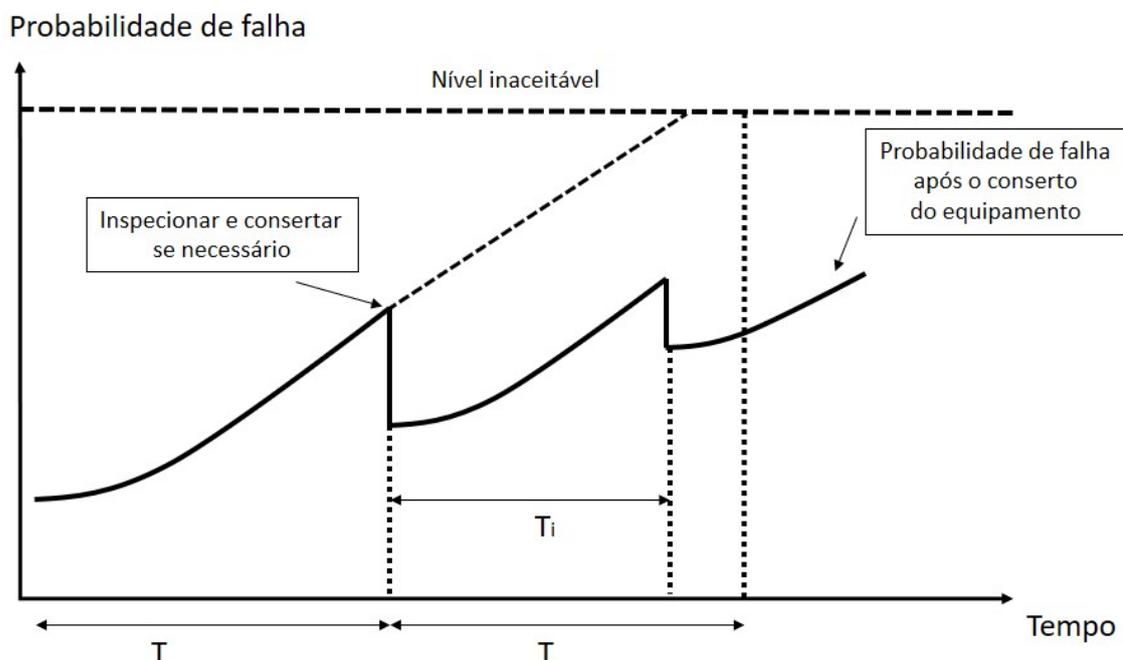
### 2.5.5 API RP 580 e RP 581: Inspeção baseada em risco

O API RP 581 é uma prática recomendada de metodologia de inspeção baseada em risco. Hoje está prática recomendada se encontra na sua terceira edição, tendo a pioneira lançada em 2000. Esse API abrange equipamentos fixos sob pressão, fornecendo procedimentos quantitativos para o desenvolvimento de um programa de inspeção baseado no risco. Já o API RP 580 fornece uma orientação, uma espécie de introdução aos princípios do RBI, diferentemente do API RP 581 que fornece métodos e cálculos para o plano. Esse cálculo determina a combinação da probabilidade com a consequência de uma falha, que pode ser uma perda de contenção por exemplo. A medida que o dano se acumula na operação dos equipamentos, o risco de falha aumenta, sendo assim o RBI entra com a inspeção assertiva para o determinado mecanismo de dano, quantificando seu estado. É importante ressaltar que a inspeção em si não reduz o risco de falha, porém ela reduz a incerteza acerca da situação. (API RP 581, 2016)

A Figura 6 mostra um exemplo de como a aplicação do RBI pode diminuir a probabilidade de falha e garantir a integridade do equipamento durante o uso. Em um intervalo fixo de tempo (determinado pela empresa ou por normas como a ABNT

por exemplo) a inspeção é realizada, diminuindo a probabilidade de falha do equipamento. (SOARES; VASCONCELOS; RABELLO, 2015)

Figura 6 - Monitoramento do Equipamento



T – Intervalo de inspeção fixo

T<sub>i</sub> – Intervalo de inspeção prescrito pela metodologia de risco

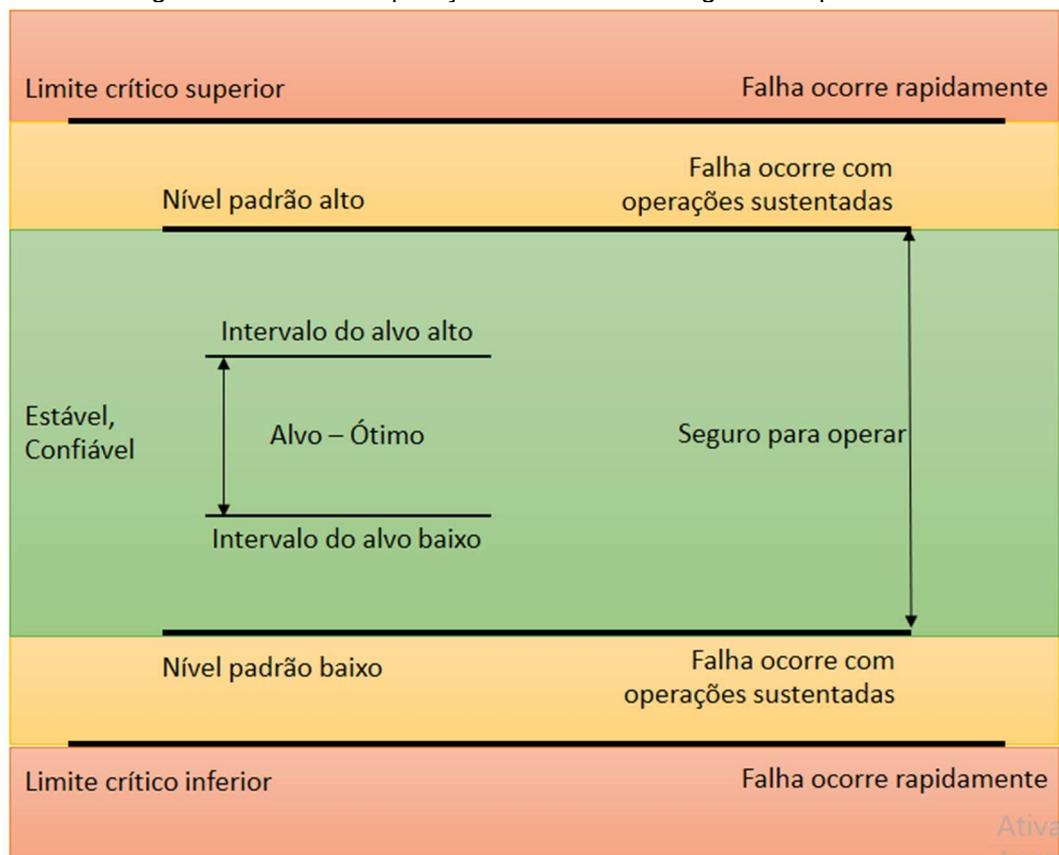
Fonte: Adaptado de Soares; Vasconcelos; Rabello (2015).

### 2.5.6 API RP 584: Janela de integridade operacional

O API RP 584 é uma prática recomendada que orienta como estabelecer e implementar um programa de janela de integridade operacional - IOW. Está na sua primeira edição, publicada em maio de 2014. A janela de Integridade Operacional é definida como um limite para variáveis do processo, parâmetros monitorados pelo processo, que afetam ou podem afetar a integridade de uma unidade ou equipamento caso esses limites sejam ultrapassados por um certo tempo. É uma importante ferramenta para o gerenciamento de segurança de processo, de forma a evitar uma degradação inesperada e uma consequente falha. (API RP 584, 2014)

A Figura 7 mostra como o API vê o funcionamento e os limites de uma janela de integridade operacional, onde a região central é a área segura de operação, a intermediária é uma área que, se mantida, pode ocasionar falhas, e a da extremidade é onde ocorre rapidamente a falha. (API RP 584, 2014)

Figura 7 - Zonas de Operação da Janela de Integridade Operacional



Fonte: Adaptado de API RP 584 (2014).

### 2.5.7 API RP 970: Documento de controle de corrosão

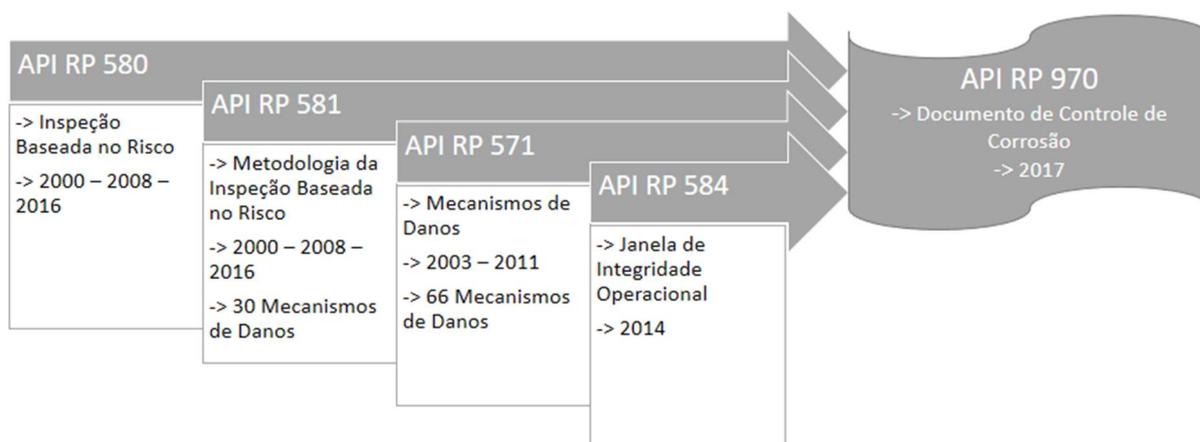
O Documento de Controle de Corrosão, é definido pelo API RP 970 como uma prática recomendada onde se encontra todas as informações para se compreender os problemas de suscetibilidade de materiais por mecanismos de danos em um determinado loop ou equipamento de uma unidade operacional. Esse API fornece os elementos para desenvolver, implementar e manter o CCD e mostra como o documento se integra com outras normas de integridade. (API RP 970, 2017)

Reynolds (2012) afirma que CCDs são importantes pois, quando posto em prática por pessoal capacitado, captura quase tudo sobre a degradação de um sistema e como evitá-la. Segundo o autor, a implementação do CCD gerou um grande valor para várias empresas, que se beneficiaram de uma redução de

vazamentos e incidentes de segurança de processos por causa de problemas relacionado a integridade mecânica, evitando acidentes e diminuindo custos.

Esta prática recomendada descreve elementos essenciais na definição, monitoramento e manutenção de CCD's como um componente vital, ou espinha dorsal, do gerenciamento de corrosão e planejamento de inspeção, podendo ser a base para o estabelecimento de Janelas de Integridade Operacionais e Inspeção Baseada no Risco, por meio de ações recomendadas. Ele cobre equipamentos fixos que contém pressão e seus componentes, como vasos de pressão, tubulações, tanques, trocadores e aquecedores, por exemplo. A Figura 8 mostra os APIs de integridade em uma ordem de lançamento até o API RP 970, mostrando as datas de lançamento e atualização das práticas recomendadas pelo API.

Figura 8 - Linha do tempo até o API RP 970



Fonte: Adaptado de Energy API (2019).

O público alvo desta prática recomendada são as pessoas que atuam diretamente na manutenção da integridade mecânica, ou seja, os engenheiros e inspetores. Porém, o CCD precisa do envolvimento das mais diversas partes da organização, com compromisso e cooperação de toda organização operacional da unidade, principalmente da inspeção, engenharia de processo, manutenção, operação e segurança de processo. Dessa forma, o resultado será um documento detalhando os mecanismos de danos, janelas de integridade operacional, planejamento de projeto e gestão da mudança, por exemplo, gerando um benefício mútuo a equipe. (API RP 970, 2017)

Nas indústrias do petróleo e petroquímicas é comum observar planos de inspeção baseados nas normas API 510, API 570 e API 653 para vasos de pressão,

tubulações e tanques, respectivamente, somados ao histórico dos equipamentos para compor esse plano. No entanto, essas normas geralmente não se conectam com a operação, resultando num déficit de compreensão das condições de processo e dos mecanismos de danos resultantes, constituindo assim um histórico pouco consistente que permita um monitoramento adequado.

Processos e operações erroneamente controlados geram mecanismos de danos imprevistos que planos de inspeção não foram concebidos para encontrá-los. Os planos de inspeção devem ser dinâmicos e uma etapa fundamental do CCD é a junção do conhecimento de materiais de construção, operação dos equipamentos, histórico de inspeção, mecanismos de danos relevantes e taxas de corrosão. Condições de processos podem ser alteradas ao longo da campanha e isso deve se comunicar com o plano de inspeção para possíveis alterações tanto nos tipos de inspeção como na sua periodicidade (API RP 970, 2017)

#### 2.5.7.1 Premissas de um CCD

Uma das etapas da criação do CCD é um estudo prévio, podendo ter um impacto grande no desenvolvimento do trabalho. As possíveis alterações que devem ser avaliadas antes de iniciar o trabalho são, de acordo com o API RP 970:

- a) Materiais de construção de equipamentos condizentes no campo e nos documentos internos da empresa;
- b) Revisões de leis e regulamentações de segurança e ambiental;
- c) Mudança em condições de produção (vazão e composição de alimentação);
- d) Mudança em condições operacionais (temperatura e pressão, por exemplo);
- e) Alteração dos intervalos operacionais entre trocas de manutenção;
- f) Mudança em códigos ou normas de inspeção;
- g) Histórico de problemas.

Coletar as informações do projeto mecânico e as condições operacionais atuais e anteriores de todos os ativos cobertos pelo CCD, a fim de identificar os mecanismos de danos prováveis ou ativos, é outra etapa importante. Deve ser considerado toda a operação normal e qualquer operação não normal que possa produzir mecanismos de danos imprevistos ou taxas de danos aceleradas ou ambos. Os locais das mudanças de fase no fluxo do processo devem ser avaliados.

Potenciais mudanças induzidas por incrustação na localização dos pontos de orvalho e pontos de sal também deve ser consideradas. (API RP 970, 2017)

A revisão também deve examinar a localização de todas as quebras de especificação de materiais e soldas de metais dissimilares, onde há uma mudança acentuada de composição e comportamento mecânico de uma liga para outra. Isso se faz necessário para garantir que condições operacionais atuais e operações auxiliares (partida, desligamento etc.) sejam compatíveis com os limites das condições de projeto nesses locais específicos, ou se são necessárias inspeções adicionais para adequação ao serviço. (API RP 970, 2017)

#### 2.5.7.2 Equipes e responsabilidades

De acordo com a norma API RP 970 (2017), a qualidade do processo de desenvolvimento do CCD e, portanto, a qualidade da saída resultante do CCD é altamente dependente de um esforço interativo e colaborativo entre membros qualificados, experientes e com conhecimento. Normalmente, essa equipe consiste em:

- a) Especialista em Corrosão/Materiais – Têm o papel de identificar mecanismos de danos para a equipe do CCD. Um especialista em corrosão/materiais normalmente terá o papel e a responsabilidade de facilitar a equipe do CCD, além de documentar e distribuir os resultados do processo de trabalho do CCD;
- b) Facilitador – É um especialista em corrosão/materiais ou integridade mecânica, seja da planta, de um escritório central ou de terceiros. É responsabilidade do facilitador da equipe organizar e liderar discussões multidisciplinares da equipe. Uma das funções do facilitador deve ser obter informações sobre o que realmente está acontecendo no campo em relação ao que está nos registros documentados ou o que "pensa-se estar acontecendo" por aqueles que não são operadores. Um facilitador qualificado fará as perguntas corretas para que a equipe entenda completamente os problemas que podem impactar o processo de trabalho do CCD;
- c) Engenheiro de Processo – Fornece as condições operacionais reais (isso inclui dados operacionais atuais, passados e futuros, se forem planejadas alterações) e dados de engenharia para a equipe do CCD. Os engenheiros de

processo da unidade geralmente são responsáveis por garantir que os aspectos operacionais e de processo do CCD para sua unidade sejam implementados adequadamente da maneira especificada na documentação do CCD;

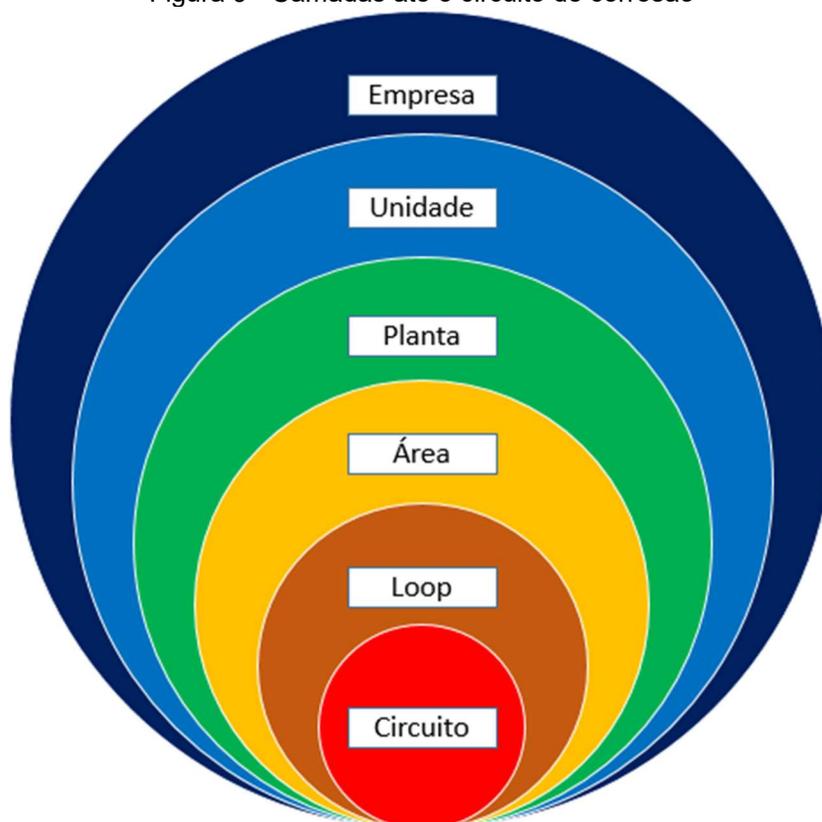
- d) Engenheiro/Técnico de Inspeção – Fornece informações históricas de inspeção e manutenção, além de informações sobre falhas no equipamento e experiência no serviço;
- e) Experiente Representante de Operações – Responsável por fornecer dados e informações operacionais sobre as práticas operacionais atuais e passadas à equipe do CCD. Fornece informações sobre a frequência de problemas ou condições anormais, e como as práticas operacionais reais das unidades diferem das práticas operacionais de projeto;
- f) Engenheiro de Equipamentos Estáticos – Compartilham a responsabilidade com engenheiros e inspetores de corrosão/materiais na identificação de falhas anteriores de equipamentos e experiências de reparo e são responsáveis por executar adequação para serviço ou gerenciar adequação para avaliações de serviço, conforme necessário;
- g) Pessoal de Laboratório (conforme necessário) – Implementa, registra e relata análises de amostras usadas para monitoramento de corrosão e IOW em tempo hábil, de acordo com os requisitos de documentação do CCD;
- h) Especialistas em Tecnologia Licenciada (conforme necessário);
- i) Especialista em Sistemas de Controle (conforme necessário) – Tem o papel de projetar, comprar, instalar e manter qualquer sistema de controle e monitoramento de IOWs recomendado pelos CCDs;
- j) Fornecedor de Tratamento Químico de Processo (conforme necessário).

### 2.5.7.3 Loops e circuitos de corrosão

Um conceito importante a se destacar em um CCD é o de loop de corrosão, sendo chamado em algumas empresas tais como a Petrobras, de circuitos isocorrosivos, ou que corroem da mesma forma. Para cada unidade de processo específica, a empresa deve dividir as áreas em loops, seja por química de processo exclusiva ou por mecanismos de danos semelhantes, ou seja, que deterioram da mesma forma nas mesmas condições. Cada loop deve ser uma seção bem definida

a serviço de uma etapa funcional comum (API RP 970, 2017). Ilustrando as camadas de uma empresa até o circuito, a Figura 9 mostra onde cada parte se encontra em uma organização.

Figura 9 - Camadas até o circuito de corrosão



At

Fonte: O Autor (2020).

O loop é dividido ainda em circuitos de corrosão semelhantes (condições comuns do processo) do ponto de vista da susceptibilidade de um processo corrosivo específico, pela combinação de condições operacionais, material e fluido, podendo, para efeito de monitoramento e avaliações, ser considerado com um único ente a ser controlado. Os loops geralmente são definidos no nível do fluxograma de processo (PFD) e os circuitos são definidos no nível de diagrama de tubulação e instrumentação (P&ID). Os critérios usados para definir loops e circuitos devem aumentar a eficácia do CCD. Loops e circuitos adequadamente desenvolvidos, baseados em mecanismos de danos esperados/identificados, permitem o desenvolvimento de uma análise concisa dos dados. Os loops geralmente têm uma ou mais das seguintes características comuns:

- a) Intenção do processo;
- b) Esquema de controle de processo;
- c) Composição do fluxo de processo;
- d) Projetar condições operacionais; e / ou
- e) Conjunto comum, similar ou relacionado de IOWs dentro do circuito.

Os circuitos são identificados para facilitar o planejamento da inspeção e a análise dos dados e geralmente terão as seguintes características:

- a) Materiais de construção em comum ou similares;
- b) Condições de projeto comuns ou similares;
- c) Condições operacionais comuns ou similares;
- d) Conjunto comum de um ou mais mecanismos de dano;
- e) Taxa de corrosão esperada comum ou similares; e
- f) Morfologia comuns de danos esperados. (API RP 970, 2017)

Para programas baseados em risco (RBI), os circuitos de tubulação podem ser subdivididos, ainda, com base no nível de risco. Por exemplo, uma descarga da bomba ou a montante de uma válvula de controle pode ter as mesmas características de corrosão que a sucção da bomba ou a jusante da válvula de controle, mas o risco pode ser maior nos segmentos de alta pressão devido ao maior potencial de vazamento. Nesses casos, os componentes de pressão mais alta podem ser atribuídos a um circuito separado. (API RP 581, 2016)

#### 2.5.7.4 Principais parâmetros de acompanhamento de um CCD

Segundo o API RP 970 (2017) os principais componentes de um CCD podem incluir:

- a) Descrição da unidade de processo e condições do processo, inclusive quando a unidade foi construída;
- b) Condições operacionais dos componentes da unidade que podem afetar ou promover mecanismos de danos;
- c) Composição do fluxo de processos da unidade;

- d) Diagrama de Fluxo do Processo e Diagrama de Materiais e Corrosão;
- e) Maquetes eletrônicas;
- f) Lista de linhas (incluindo classe de tubulação);
- g) Isométricos da tubulação
- h) Todos os tipos potenciais de degradação em cada unidade de processo e histórico de áreas problemáticas;
- i) Precusores de corrosão;
- j) Equipamentos e materiais;
- k) Motivo dos materiais de construção;
- l) Pontos de injeção, pontos de mistura, pontos mortos, pontos altos e pontos baixos;
- m) Válvulas de retenção críticas;
- n) Termopoços críticos;
- o) Destaques do histórico de inspeção;
- p) Histórico de Problemas da Operação do Processo;
- q) Revisão de mecanismos de danos;
- r) Mecanismos de dano ativo/potencial;
- s) Monitoramento online de corrosão;
- t) Considerações especiais sobre inspeção (equipamentos e tubulações);
- u) Considerações sobre tempo de inatividade, inicialização e desligamento (condições que podem afetar a corrosão);
- v) Modelos quantitativos e preditivos para mecanismos de degradação;
- w) Inspeção e monitoramento de corrosão (RBI) recomendados, alterações de processo, alterações de materiais de construção, etc.
- x) Conclusões e ações recomendadas;
- y) Limites operacionais e IOWs;
- z) Abrangências baseadas noutras unidades semelhantes.

A Prática Recomendada se preocupa com pontos críticos conhecidos nas indústrias, dando uma tratativa diferenciada para eles. Eles são os pontos mortos (*deadlegs*), pontos de injeção, pontos de mistura, termopoços e válvulas de retenção crítica, bem como pontos altos e pontos baixos. (API RP 970, 2017)

As válvulas de retenção críticas são aquelas que não podem ocorrer passagem no sentido contrário. São críticas pois, caso deem passagem, o material

que antecede pode não ser compatível com o fluido após a válvula, ou podem acontecer reações inesperadas e gerar novos precursores de corrosão, por exemplo. Normalmente são utilizadas em sistemas de injeção ou dosagem de produtos.

Os pontos mortos, ou *deadlegs*, são áreas de um sistema de tubulação que raramente veem fluxo, mas ainda estão expostas ao processo, como drenos ou termopares, por exemplo. Nesses pontos, o acúmulo ou concentração de espécies corrosivas (por exemplo, sais de amônio, ácidos orgânicos e depósitos ácidos) pode levar à corrosão acelerada e localizada. Reynolds (2014) relatou que a ruptura de um ponto morto causou um grave acidente numa unidade de hidro processamento, destacando que esses pontos merecem uma atenção focada da inspeção.

Pontos altos são susceptíveis de acúmulo de gases, causando golpes de aríete e corrosão por fase gasosa, se for o caso. Pontos baixos acumulam líquidos e detritos, causando golpe de aríete e/ou corrosão sob depósito.

Segundo o API 570 (2016), pontos de injeção são locais onde produtos químicos ou aditivos de processo são introduzidos em um fluxo de processo. Inibidores de corrosão, neutralizadores, anti-incrustantes de processo, dessulfurizadores de dessalinização, eliminadores de oxigênio, lavagens cáusticas e de água são mais frequentemente reconhecidos como exigindo atenção especial ao projetar o ponto de injeção.

Os pontos de mistura são semelhantes aos pontos de injeção e igualmente importantes do ponto de vista da integridade de equipamentos pressurizados. Pontos de mistura se localizam em sistemas de tubulação onde duas ou mais corrente de processos diferentes se encontram. A diferença nos fluxos de processo combinados nos pontos de mistura pode ser composição química, temperatura ou qualquer outro parâmetro operacional. Essas diferenças podem contribuir para a deterioração, corrosão acelerada ou localizada e/ou fadiga térmica durante condições operacionais normais ou anormais (API 570, 2016). Reynolds (2014) cita um caso de corrosão por fadiga térmica em um ponto de mistura, ocasionando a morte de duas pessoas. Por isso que, para suportar a corrosão em casos de retorno, a metalurgia mais nobre deve adentrar no ponto de injeção ou mistura.

#### 2.5.7.5 Implementação

A implementação efetiva do CCD é tão importante quanto o seu desenvolvimento. Uma vez terminado um estudo, ele deve ser apresentado e estar disponível para toda equipe, para que se possa ser passado todo raciocínio por trás do estudo. Essa apresentação deve vir em forma de treinamento, que deve incluir e deixar clara as diferenças das condições de projeto e operação. (API RP 970, 2017)

O API RP 970 (2017) destaca que o treinamento deve ser realizado em forma de seminário, explicando como acessar o CCD, detalhes de sua estrutura, principais variáveis de controle de corrosão, limites operacionais, como buscar as informações no documento e, opcionalmente, verificar se o conhecimento foi adquirido em forma de teste. Treinamentos mais aprofundados também podem ser realizados para a equipe de operação, processo e inspeção.

#### 2.5.7.6 Variáveis, janelas de integridade operacionais e integração com outros programas

O API RP 970 se integra com os outros APIs da integridade como uma espinha dorsal, juntando em um só documento vivo. Dessa forma, após a identificação de todos mecanismos de danos ativos e potenciais, e das variáveis de processo que contribuem para ativação ou progressão desses mecanismos de dano, elas devem ser consideradas para potenciais janelas de integridade operacionais (IOWs), aplicando o API RP 584. (API RP 970, 2017)

De forma análoga, podemos observar essa integração com outros programas, como a gestão de mudança, ou MOC, que define qualquer alteração na instalação, seja de condições operacionais de equipamentos ou da unidade, ou até alterações na matéria-prima. Essas mudanças precisam ser consideradas no CCD na identificação dos mecanismos de danos potenciais associados a essa mudança. (REYNOLDS, 2014)

A integração do CCD com a manutenção e operação deve ser de forma que o documento gere uma lista de ações recomendadas para a inibição ou amenização dos efeitos dos mecanismos de danos, que podem afetar os procedimentos de operação e manutenção. O proprietário do CCD é normalmente responsável pelo acompanhamento para garantir que os procedimentos foram atualizados, conforme

necessário. Os membros da equipe do CCD podem ajudar na interpretação dessas recomendações ou na avaliação de quaisquer soluções alternativas. (API RP 970, 2017)

#### 2.5.7.7 Manutenção e atualização do CCD

É importante manter e atualizar o CCD para garantir que as informações mais recentes sobre inspeção, processo e manutenção sejam incluídas. Os resultados da inspeção podem indicar uma mudança significativa na taxa de deterioração da tubulação e do equipamento, possivelmente relacionada a mudanças nas condições do processo ou nas práticas de manutenção. Isso pode desencadear a necessidade de realizar uma reavaliação. É de responsabilidade do proprietário ou do usuário determinar um mecanismo apropriado para revisão e atualização do CCD. (API RP 970, 2017)

Ou seja, a empresa ou o responsável pela implantação do CCD deve estipular um prazo de revisão e atualização, como um ciclo PDCA (Plan Do Check Action). O ciclo PDCA é uma ferramenta de gestão com foco na melhoria contínua, que busca agilizar, dar clareza e objetividade à processos, atingindo um melhor nível de gestão. A Figura 10 mostra as quatro etapas do ciclo, que envolve o Planejamento (Plan), Execução (Do), Verificação (Check) e Ação (Action), e assim deve-se suceder o CCD, de forma que o documento seja sempre revisado e atualizado, em um ciclo, para que a metodologia possa cumprir a sua função de verdadeiramente controlar a corrosão. Um exemplo de atualização do CCD é que, cada vez que o ciclo girar podem ser necessários ajustes nos planos de inspeção, seja à nível de intervalos, à nível de ensaios e monitoramentos, seja nas condições operacionais, mudanças na legislação e etc.

Figura 10 - Ciclo PDCA

## Ciclo PDCA



Fonte: Periard (2020).

### 2.6 CIÊNCIA DE DADOS E GÊMEOS DIGITAIS NA MONITORAÇÃO DA CORROSÃO

O avanço da tecnologia e o uso da inteligência artificial e internet das coisas (IoT) vem revolucionando o modo em que o homem interage com o meio, possibilitando análises em tempo real e simulações alinhadas com a realidade. A IoT é conceituada como uma conexão dos objetos físicos cotidianos com a internet. Essa conexão permite reunir e transmitir dados de qualquer objeto que tenha capacidade computacional conectado à internet, possibilitando controlá-los remotamente ou utilizá-los como provedores de serviço, abrindo caminho para inúmeras possibilidades. (SANTOS, 2016)

Esse conceito abriu as portas para a quarta revolução industrial, também chamada de indústria 4.0. Esse termo é recente e data de 2012, e aplica o conceito da IoT nas indústrias transformando-as em fábricas inteligentes, com os sistemas ciber-físicos monitorando todos os processos de chão de fábrica, possibilitando a descentralizações das decisões e gerando uma cooperação homem-máquina em tempo real. (HERMANN; PENTEK; OTTO, 2016)

A simples conexão do mundo virtual com o real não gera vantagem competitiva para as empresas. Dados para virar informações precisam ser tratados, e é aí que entra a ciência de dados. A ciência de dados busca, através de métodos científicos e técnicas avançadas de dados (*machine learning* e inteligência artificial), a investigação de dados para a resolução de problemas reais, simples e complexos, gerando impactos em operações e estratégias de longo prazo. (AQUARELA, 2020)

Segundo dados da *International Data Corporation* (IDC), a produção de dados dobra a cada quatro anos (FRAMINGHAM, 2020). Esses dados multivariados são provenientes de uma variada gama de fontes, não apresentando uma estrutura definida. Esse conglomerado é conhecido como *big data*, e os tipos de dados se dividem em três tipos básicos: *Social Data*, que são dados relacionados a redes sociais; *Personal Data*, que são dados relacionados a dados pessoais; E o *Enterprise Data*, ligado a dados empresariais, e é nele que está contido os dados das indústrias. (NASCIMENTO, 2020)

Com as tecnologias presentes na indústria, como sistemas de monitoramento online ou sensores remotos *Wifi*, por exemplo, a indústria 4.0 incorporou todos os conceitos de IoT, ciências de dados e *big data* para criar novas tecnologias disruptivas. Uma dessas novas tecnologias é o chamado *digital twin*, ou gêmeos digitais, que pode ser definido como um modelo digital de um objeto real, que representa sua configuração física com riqueza de detalhes suficiente ou até mesmo com simplificações pertinentes, alimentado por dados de sensores, o que ilustra a situação instantânea deste objeto no mundo real. (PARROT; WARSHAW, 2017)

De acordo com Piccolo (2020), os gêmeos digitais têm o objetivo de materializar essa união do mundo físico com o mundo virtual, de forma a criar um cenário ciber-físico, através de sensores no objeto físico, capaz de antecipar problemas, possibilitando sua prevenção ou simplesmente uma melhora no gerenciamento dos ativos.

A Gartner (2020) realizou um estudo onde constatou que cerca de 13% de empresas que possuem a Indústria 4.0, também utilizam os gêmeos digitais, e 62% das empresas que ainda não o possuem, já estão em processo de estabelecimento da tecnologia.

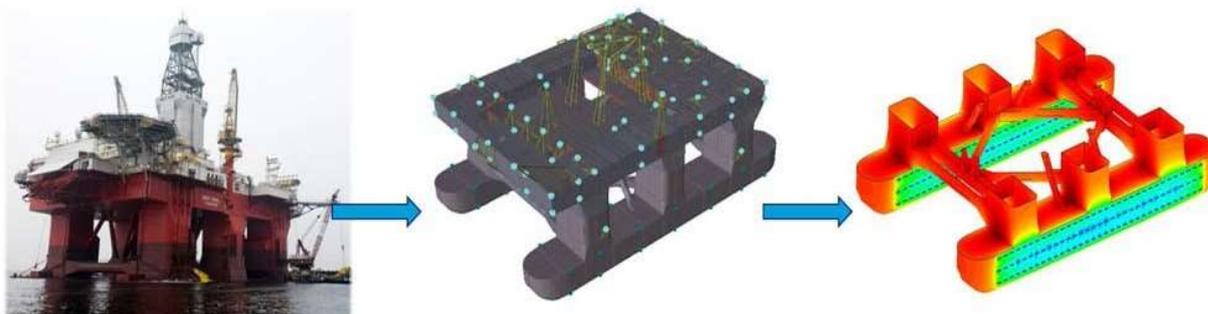
O monitoramento de corrosão em tempo real já é possível graças ao avanço da tecnologia. A indústria do petróleo e petroquímica vem adotando esses sistemas pelas consequências catastróficas que podem ocorrer em falhas geradas pela

degradação dos ativos pelos mecanismos de danos. Assim, com foco na otimização dos processos, melhorando a segurança e desempenho das operações, a incorporação desses sistemas tiveram como consequência um impacto financeiro positivo nas indústrias que o adotaram. (PRASAD, 2020)

Beasy é uma empresa líder internacional no setor de simulação computacional para controle de corrosão. Utilizando softwares como ferramenta, ela desenvolveu um gerenciador de dados de corrosão integrado ao modelo de simulação de um gêmeo digital. Ao fazer isso, é possível utilizar o software para monitorar as diferenças entre as previsões do modelo e os dados levantados para reconhecer anomalias e fornecer a identificação precoce de problemas. O grande objetivo do gêmeo digital é a melhoria da eficiência da comunicação, planejamento e, principalmente, da manutenção. Ele permite o gerenciamento e visualização de dados em um formato 3D, dando clareza de informações para que a equipe que a utiliza possa tomar decisões informadas. Com isso, é desenvolvida uma estratégia eficaz de gerenciamento de corrosão proativa, aumentando o tempo de vida de ativos ao aplicar melhores práticas para prevenção da corrosão, podendo melhorar a produção e levar a maiores lucros. (BEASY, 2020)

A Figura 11 representa um modelo de um gêmeo digital construído com uso de elementos finitos a partir de monitoramento remoto e validado por dados de inspeção de uma plataforma *offshore*. (GNV-GL, 2020)

Figura 11 - Exemplo de modelo de um gêmeo digital



Fonte: GNV-GL (2020).

Nesse contexto, o CCD é inevitavelmente o ponto de partida para a implementação de um desenvolvimento de gêmeos digitais consistentes, à partir da ciência de dados, possibilitando a análise em tempo real, condizente com a indústria 4.0.

### 3 METODOLOGIA

O projeto foi desenvolvido em uma indústria petroquímica de Alagoas, aliando a metodologia científica à prática industrial, a fim de avaliar os mecanismos de danos em um sistema de recuperação de dicloroetano e demonstrar as etapas fundamentais na aplicação da metodologia CCD.

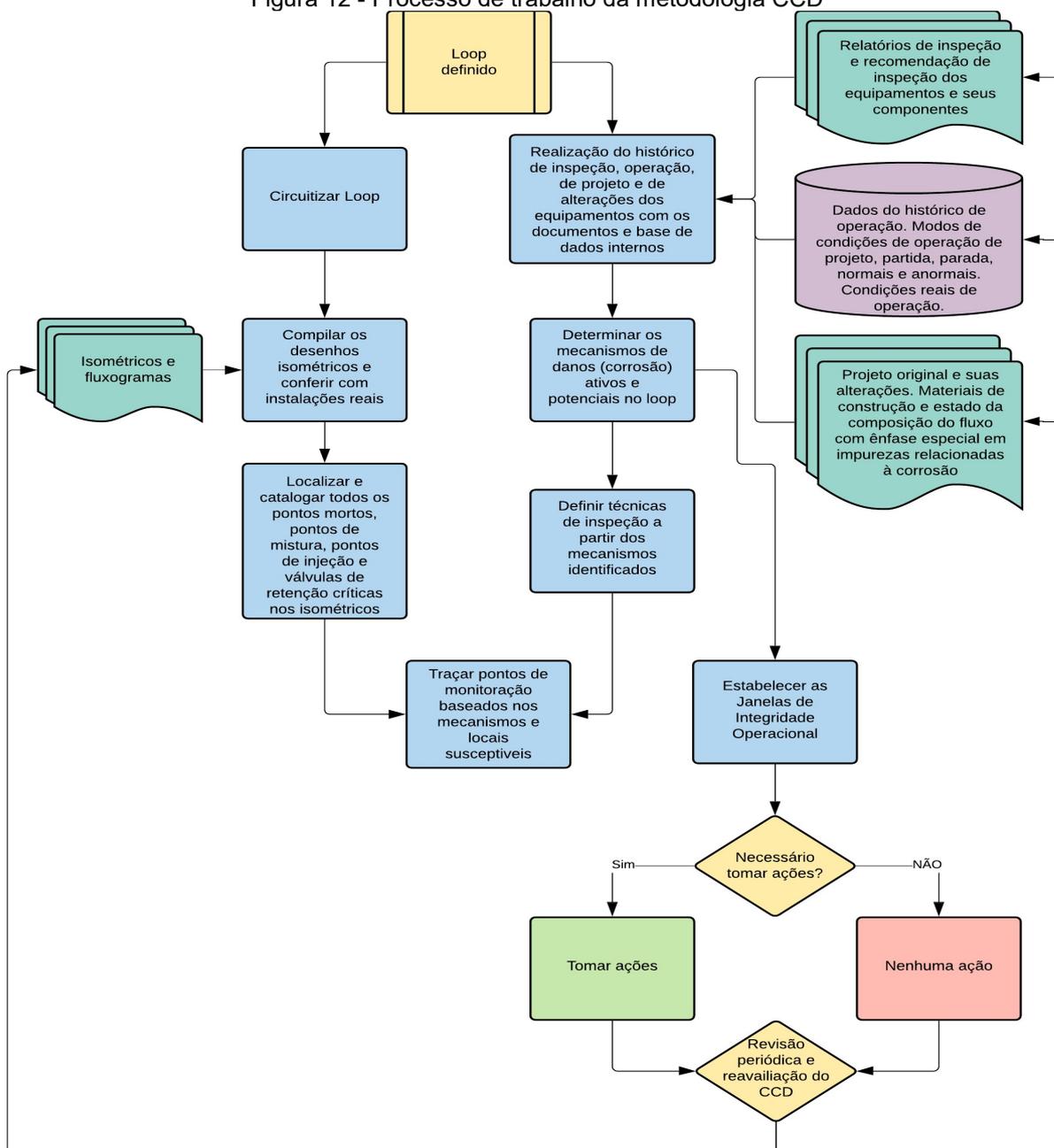
O fluxograma representado na Figura 12 contém o processo de trabalho deste estudo para a aplicação do API RP 970, que se inicia com a definição do loop de interesse. Com o loop definido se abrem duas etapas, a primeira é a circuitização do loop, ou seja, repartir o loop em partes com características diferentes entre si. Após isso é necessário compilar os desenhos isométricos, conferir no campo e incorporá-los ao trabalho. A partir dos desenhos, são então localizados os pontos mortos, pontos de mistura, pontos de injeção e as válvulas de retenção críticas pertencentes ao loop.

Em paralelo, a outra etapa é a realização do histórico de inspeção, operação e de alterações dos equipamentos a partir do estudo de documentos internos como relatórios de inspeção e da base de dados da empresa. Continuando nesta etapa, são determinados os mecanismos de danos ativos e potenciais no loop a partir dos históricos e então é definida as técnicas de inspeção a partir destes mecanismos ativos.

Juntando as duas etapas é possível traçar os pontos de monitoração com base nos mecanismos de danos atuantes e esperados nos desenhos isométricos, facilitando o trabalho da equipe de inspeção. Com base no histórico operacional e nos mecanismos de danos atuantes no loop é possível também estabelecer as janelas de integridade operacional. Por fim, com base no documento é decidido se será necessário tomar ações para o controle da corrosão e o ciclo de revisão é formado com a inserção de novos dados e documentos, sendo feita a atualização constante do documento. Esse ciclo de avaliação (giro de PDCA) poderá levar a ajustes nos planos de inspeção dos equipamentos existentes.

O papel do autor no trabalho foi o de facilitador e especialista de corrosão, contando com o apoio da equipe composta por, além do autor, um engenheiro de processo, um técnico de operações (experiente representante de operações), um engenheiro de inspeção e um técnico de inspeção.

Figura 12 - Processo de trabalho da metodologia CCD



Fonte: O Autor (2020).

### 3.1 DEFINIÇÃO DO LOOP E CIRCUITIZAÇÃO

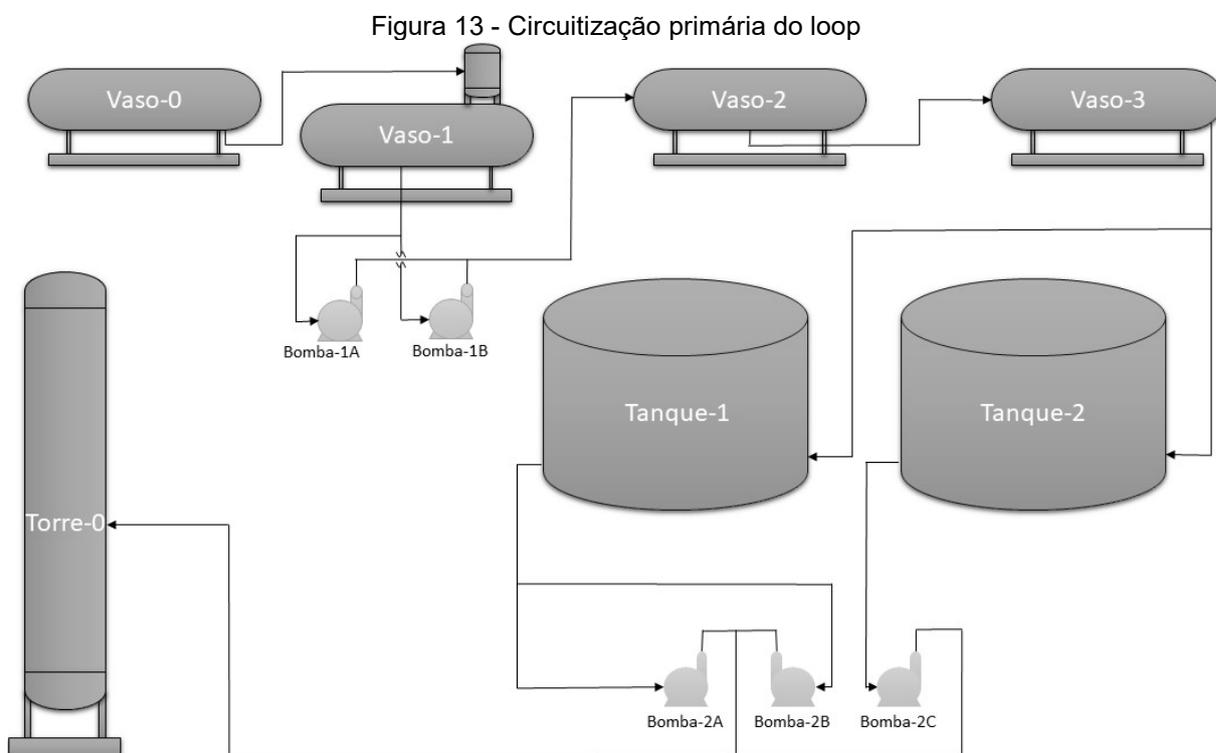
A escolha do loop para este estudo se deu por se tratar de um sistema potencialmente crítico e com um histórico de falhas por corrosão. Existem outros sistemas críticos na empresa, entretanto, para o desenvolvimento desse estudo, esse loop foi escolhido por ter vasta disponibilidade de informações necessárias à realização do trabalho.

Essa escolha é necessária para se adequar a utilização dos recursos (limitados) da empresa aos sistemas que mais necessitam de atenção (maiores impactos em aspectos como segurança, qualidade, produtividade e etc.).

O loop está localizado na área onde ocorre o tratamento inicial do dicloroetano bruto. Nos vasos de lavagem cáustica e aquosa ocorre a remoção de substâncias indesejadas para o restante do processo, inclusive da água produzida na oxicloração. Em seguida, o dicloroetano lavado e saturado em água segue para uma torre de destilação para remoção de subprodutos leves e água. Essa é uma etapa que compõe a produção de monocloreto de vinila.

A Figura 13 representa o loop descrito. A partir dessa representação do loop foi feita uma divisão dos circuitos, pelo tipo de fluido e para que cada equipamento ficasse em um circuito diferente, pois cada um possui um material diferente e os mesmos podem reagir de forma variada em taxa de corrosão.

Nesta etapa o autor contou com o apoio do engenheiro de processo para obter as informações de descrição do processo do loop.



Fonte: O Autor (2020).

### 3.2 DESENHOS ISOMÉTRICOS INICIAIS (PRIMÁRIOS)

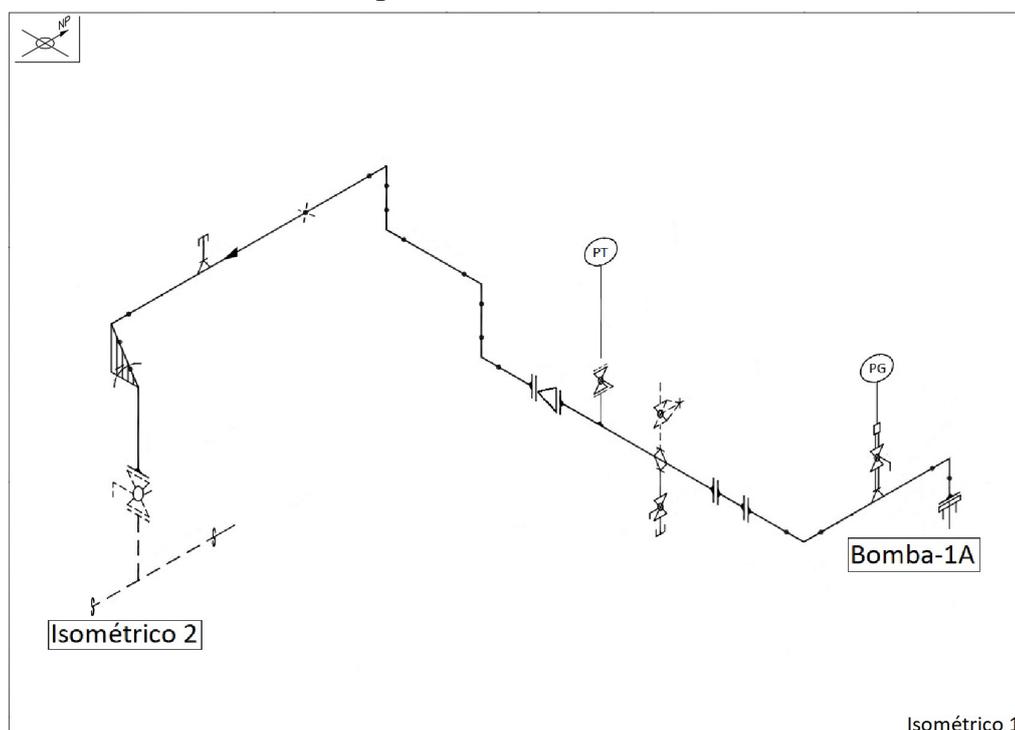
Os desenhos isométricos são a representação em desenho do fluxo das tubulações e equipamentos instalados na área industrial da empresa, contendo todas as peças componentes das tubulações e suas localizações como válvulas, flanges e drenos, por exemplo. Todos os desenhos foram checados na área de forma que a documentação seja assertiva.

Neste trabalho, foram avaliados 100 desenhos isométricos, 20 diagramas de tubulação e instrumentação (P&Id) e 8 fluxogramas de processo (PFD). No entanto, apenas um trecho do loop, da bomba-1A até o Vaso-2, será apresentado como exemplo. Esse trecho possui todos os elementos que precisam ser observados nas tubulações que interligam os equipamentos, ilustrando a metodologia aplicada.

Nesta etapa o autor contou com o apoio do técnico de inspeção para obter os desenhos e retificar no campo a revisão dos mesmos, onde todos os desenhos foram validados.

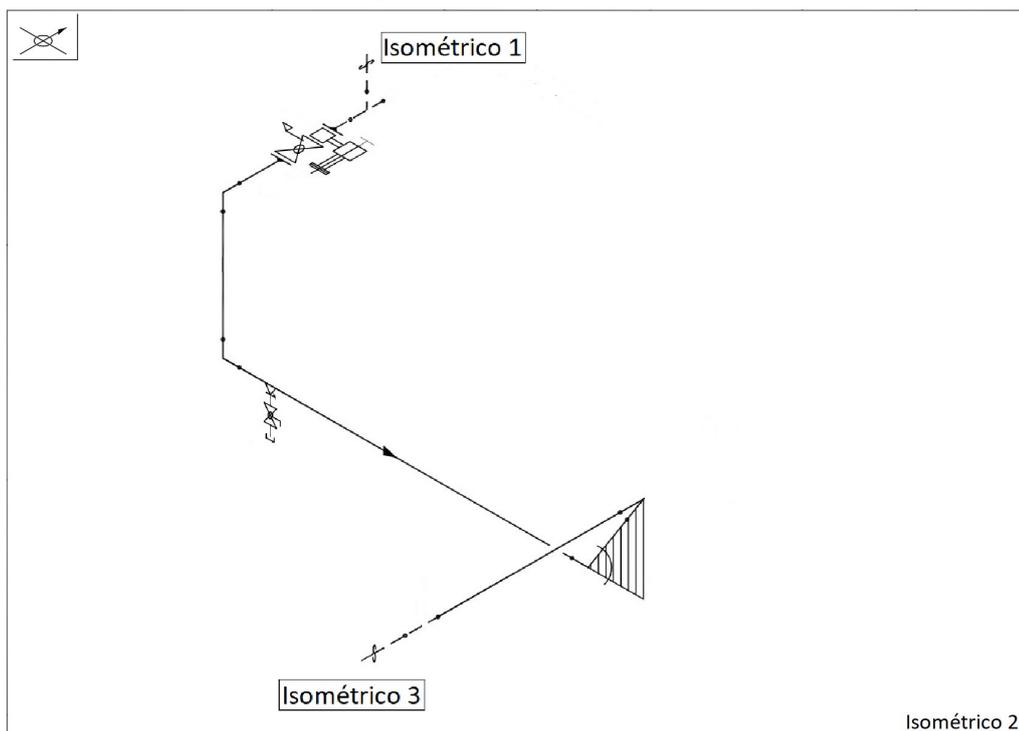
A Figura 14 representa o primeiro trecho, a Figura 15 o segundo trecho e a Figura 16 o terceiro trecho, mostrando todos os componentes da tubulação.

Figura 14 - Isométrico inicial 1



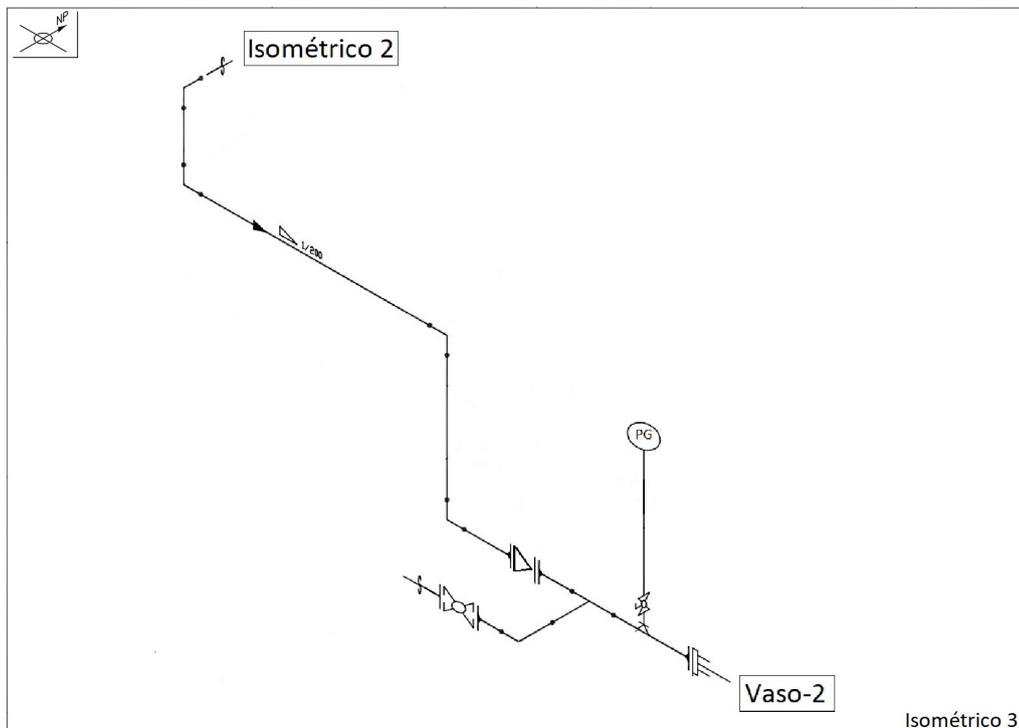
Fonte: O Autor (2020).

Figura 15 - Isométrico inicial 2



Fonte: O Autor (2020).

Figura 16 - Isométrico inicial 3



Fonte: O Autor (2020).

### 3.3 DADOS E HISTÓRICOS DO LOOP

Os dados de projeto dos equipamentos como materiais de construção, temperatura e pressão de projeto, temperatura e pressão de operação, condições de operação de partida e parada, composição do fluxo com ênfase nas impurezas relacionadas à corrosão, além de relatórios técnicos de inspeção e recomendações de inspeção são de suma importância para compreender quais os mecanismos de danos atuantes e potenciais para o loop.

As tubulações desse circuito são construídas todas em aço carbono SA-106 Gr B, Vaso-1 é construído em SA-285 Gr C, já o Vaso-2 e Vaso-3 são construídos em SA-516 Gr 70, os tanques Tanque-1 e Tanque-2 são construídos em SA-36. A temperatura de operação está entre 31,5 e 45 °C e a pressão de operação está entre a pressão atmosférica e 5 kgf/cm<sup>2</sup>. Esses dados foram obtidos por meio do estudo do projeto dos equipamentos e das condições atuais de operações.

Todo histórico de inspeção e alterações nos equipamentos, seus componentes e tubulações foi obtido a partir de um extensivo estudo dos relatórios técnicos de inspeção, das recomendações de inspeção e dos registros de alterações e falhas.

O fluxo do loop é composto por dicloroetano bifásico (circuito 1), cáustico (circuito 2) e ácido (circuitos 3 e 4). O contaminante detectado foi a água (ou umidade), que reage com o dicloroetano e forma o ácido clorídrico.

Todos os valores dos pH's retirados das amostras das correntes foram coletados. A Tabela 5 mostra os valores médios referentes aos trimestres entre 2006 e 2019, junto com seu desvio padrão, mostrando uma grande variabilidade de valores.

Nesta etapa o autor contou com o apoio do engenheiro de processo para obter as informações de projeto e históricos de alterações e operação do loop. Para o histórico de inspeção dos equipamentos e tubulações, o autor contou com o apoio do engenheiro de inspeção e do técnico de inspeção.

Tabela 5 - Valores médios das amostras de pH da corrente (trimestral)

Data (trimestral)	Média do pH	Desvio Padrão	Data (trimestral)	Média do pH	Desvio Padrão	Data (trimestral)	Média do pH	Desvio Padrão
2006.4	7,3	+/- 1	2011.1	8,7	+/- 1,1	2015.2	7,9	+/- 1,4
2007.1	6,9	+/- 1	2011.2	9,1	+/- 0,9	2015.3	7,7	+/- 1,4

Data (trimestral)	Média do pH	Desvio Padrão	Data (trimestral)	Média do pH	Desvio Padrão	Data (trimestral)	Média do pH	Desvio Padrão
2007.2	7,4	+/- 1,7	2011.3	8,7	+/- 0,9	2015.4	7,3	+/- 1,6
2007.3	7,6	+/- 1	2011.4	8,4	+/- 1,2	2016.1	7,6	+/- 1,5
2007.4	7,8	+/- 0,9	2012.1	8,3	+/- 1,3	2016.2	7,5	+/- 1,4
2008.1	7,4	+/- 1,4	2012.2	8,2	+/- 1,1	2016.3	7,3	+/- 1,4
2008.2	7,5	+/- 1,6	2012.3	8,2	+/- 1,5	2016.4	7,2	+/- 1,4
2008.3	7,5	+/- 1,7	2012.4	8,2	+/- 1,4	2017.1	7,2	+/- 1,4
2008.4	7,7	+/- 1,5	2013.1	8,2	+/- 1,2	2017.2	7,1	+/- 1,6
2009.1	8,1	+/- 1,2	2013.2	8,1	+/- 1,4	2017.3	7	+/- 1,4
2009.2	8,3	+/- 1,1	2013.3	8,7	+/- 1,5	2017.4	7	+/- 1,2
2009.3	8,6	+/- 1,2	2013.4	8,3	+/- 1,6	2018.1	7,4	+/- 1,7
2009.4	8,6	+/- 0,8	2014.1	8,5	+/- 1,4	2018.2	7,5	+/- 1,7
2010.1	8,8	+/- 1,1	2014.2	7,7	+/- 1,3	2018.3	6,8	+/- 2
2010.2	8,6	+/- 1,4	2014.3	7,9	+/- 1,6	2018.4	6,1	+/- 2
2010.3	8,5	+/- 1,2	2014.4	7,4	+/- 1,5	2019.1	5,9	+/- 1,5
2010.4	8,4	+/- 1,4	2015.1	7,9	+/- 1,4			

Fonte: O Autor (2020).

### 3.4 MECANISMOS DE DANOS GERAIS

Para o estudo dos mecanismos de danos atuantes e potenciais neste loop é de suma importância conhecer os materiais presentes nos equipamentos e tubulações, o meio externo, o meio interno e a relação meio x material.

Para os estudos dos mecanismos ativos e potenciais presentes neste loop, o API RP 970 chama o API RP 571. Como explicado no capítulo 2.5.4, este API compreende 66 tipos de mecanismos de danos, descrevendo o dano, quais os materiais afetados, fatores críticos, equipamentos afetados, forma do dano, modos de prevenir ou mitigar e métodos de inspeção e monitoração.

Os materiais presentes são os aços SA-36, SA-106 Gr B, SA-285 Gr C e SA-516 Gr 70. Esses materiais são aços baixo e médio carbono.

O meio externo é o atmosférico industrial e litorâneo, podendo conter cloretos. O microclima classificado como atmosfera C4 e é caracterizado por um clima úmido com tempo de condensação de 30% a 60% e/ou presença de SO<sub>2</sub> entre 40 e 90 µg/m<sup>3</sup>, uma emissão de gases ou ácidos localizadamente, não muito intensa, porém superior à média. (ABNT, 2001)

Já o meio interno é formado por dicloroetano gasoso e líquido. De acordo com Dreher *et al.* (2014), o 1,2-dicloroetano puro é estável em ferro mesmo em

temperaturas elevadas. Ferro e zinco não correm quando 1,2-dicloroetano anidro é usado, enquanto alumínio apresenta forte dissolução. O aumento no teor de água leva a corrosão do ferro e do zinco, enquanto o alumínio se torna menos susceptível à corrosão.

Essa corrosão se dá pois, em contato com a água, o 1,2-dicloroetano pode sofrer hidrólise formando HCl:  $C_2H_4Cl_2 + 2H_2O \rightarrow C_2H_6O_2$  (etilenoglicol) + 2HCl. Como cloroetanos são pouco solúveis em água, a hidrólise acontece na interface líquido/líquido. A formação do HCl pode levar à corrosão. Sistemas bifásicos com menores teores de água são mais corrosivos do que sistemas com elevados teores de água, devido à maior concentração de HCl na fase aquosa. (SPILKER; JÄNSCH-KAISER; PÉREZ, 2012)

Esta etapa é de responsabilidade única do especialista de corrosão e facilitador, ou seja, do autor.

### 3.5 TÉCNICAS DE INSPEÇÃO E PONTOS DE MONITORAÇÃO

A partir dos mecanismos de danos ativos e potenciais, foram definidas as técnicas de inspeção. Para isso o API RP 970 chama como base o API RP 571, que contém as técnicas para cada mecanismo de dano. Estas técnicas podem ser observadas no subitem “inspeção e monitoramento”, contida em todos os mecanismos de danos, onde é detalhado o método de inspeção e como o processo deve ser monitorado para preveni-lo.

Com as técnicas definidas, o API RP 970 chama os API's 510, 570 e 653 para desenvolver o plano de inspeção, corroborando também as técnicas escolhidas, e como serão determinados os pontos de monitoração.

Segundo o API 510 (2014) e API 570 (2016), os pontos de monitoração por condição, também chamados de CML's, são áreas específicas ao longo do equipamento/tubulação onde as inspeções são conduzidas e alocadas de acordo com o potencial mecanismo de dano. Exemplos de diferentes condições a serem monitoradas em CML's incluem espessura de parede, fissuração por tensão, corrosão sob isolamento e ataque de hidrogênio em alta temperatura.

Nesta etapa o autor contou com o apoio do engenheiro de inspeção para ratificar as técnicas e pontos de monitoramento escolhidos.

### 3.6 ESTABELEECER JANELA DE INTEGRIDADE OPERACIONAL

Para o estabelecimento de uma janela de integridade operacional, o API RP 970 indica a utilização do API RP 584. Definido o mecanismo de dano atuante, é necessário que se faça um método de monitoramento. O método já existente é a análise de pH do loop, que deve estar entre 7 e 9 para que o mecanismo seja neutralizado, sendo definida essa a janela de integridade onde a operação deve atuar.

Essa coleta requer a utilização de base de dados, na maior parte das vezes coletados de forma automática a partir de sistemas instrumentados (sensores, termopares, medidores de vazão, resultados de coleta de laboratório e etc.).

Nesta etapa o autor contou com o apoio do engenheiro de processo no estabelecimento da janela de integridade operacional química (controle de pH) e na implantação dos alarmes e treinamento de equipe de operação.

### 3.7 AÇÕES E REVISÕES DO CCD

A última etapa do CCD consiste em definir ações para combater o mecanismo de dano e mitigar o processo corrosivo no loop. O capítulo 2.3.6 sobre controle de corrosão, diz que o controle deve buscar atuar no material, no meio ou na interface, ou seja, como o meio não pode ser alterado, sobra alterar ou o material ou a interface. Assim, como forma de resposta ao estudo dos mecanismos de danos, o documento do CCD propõe a modificação do material, dada a incompatibilidade do atual com o meio.

Tomada essa ação, o CCD é finalizado, sendo um documento completo com todas as informações necessárias para o entendimento dos mecanismos de danos atuantes no loop estudado. Assim que novas informações de alterações nos equipamentos, novos relatórios técnicos e recomendações de inspeção, inclusão de novas linhas no sistema (consequentemente novos desenhos isométricos), será necessário ser feita uma revisão no trabalho (como o ajuste nos planos de inspeção, por exemplo), em forma de melhoria continua onde o documento é realimentado, sendo um documento vivo.

Esta etapa é de responsabilidade única do especialista de corrosão e facilitador, ou seja, do autor.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção apresenta os resultados principais deste estudo, na forma final de um documento de controle de corrosão, obtido após a aplicação da metodologia do API RP 970 no loop de dicloroetano.

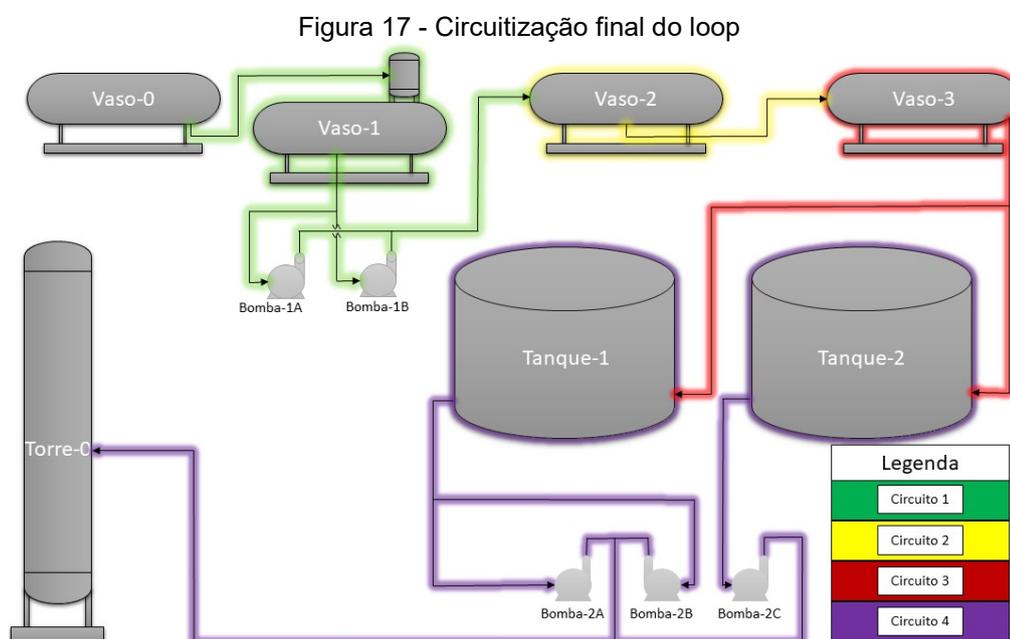
### 4.1 DEFINIÇÃO DO LOOP E CIRCUITIZAÇÃO

O loop definido neste estudo inicia-se na saída do Vaso-0, que consiste em um condensador de dicloroetano cru, construído de metal nobre, onde dicloroetano e água são condensados e resfriados a 38 °C (Figura 17). A corrente de saída do Vaso-0, constituída por dicloroetano, é então enviada até o Vaso-1 em uma vazão de 31 ton/h, onde o dicloroetano é separado do condensado e duas fases líquidas são formadas (dicloroetano/água). O Vaso-1 é um vaso horizontal construído de aço carbono, equipado com uma chicana interna para a separação da fase aquosa do dicloroetano. Essa interface é mantida a um nível constante por meio de um controlador de interface. A fase aquosa é então reciclada para um processo antes do Vaso-0, entretanto a partir da saída do Vaso-1, esse fluido não faz mais parte do loop em estudo.

O dicloroetano é então bombeado por meio das Bombas 1A e 1B para o vaso de lavagem cáustica, o Vaso-2, que opera à 38 °C e 5,4 kg/cm<sup>2</sup>. Nesse vaso, é adicionado soda cáustica ao dicloroetano, para o controle de pH do sistema e para neutralização do ácido clorídrico. Após o transbordamento, o fluxo segue para o vaso de lavagem aquosa, o Vaso-3. Esse vaso opera à 38 °C e 5 kg/cm<sup>2</sup> e é onde o dicloroetano passa por um processo de remoção do excesso de soda cáustica com a adição de água. Saindo do Vaso-3, a corrente de dicloroetano, agora úmido, segue para os tanques de armazenamento Tanque-1 e Tanque-2, com a finalidade de estocar e distribuir o dicloroetano, que é mantido à 45 °C e pressão atmosférica. Por meio das Bombas 2A, 2B e 2C, o dicloroetano é novamente pressurizado e enviado para a Torre-0, para remoção de água, construída de metal nobre, finalizando o loop.

O circuito final do loop é representado na Figura 17, destacando-se à divisão dos circuitos por cores. Dividido pelo tipo de fluido e pelo fato dos materiais dos equipamentos serem diferentes, o circuito 1 é representado pela cor verde, o circuito 2 é representado pela cor amarela, o circuito 3 é representado pela cor vermelha e o

circuito 4 é representada pela cor roxa. Esse tipo de indicação facilita uma rápida visualização e entendimento das diversas condições presentes no loop.



Fonte: O Autor (2020).

## 4.2 DESENHOS ISOMÉTRICOS FINAIS (SECUNDÁRIOS)

A Tabela 6 traz a identificação dos componentes e sua localização nas Figuras 18 a 20, detalhando o seu nome (item), o que ele é (identificação e componente), qual isométrico está vinculado e qual cor ele está marcado no isométrico.

Tabela 6 - Pontos Mortos, Pontos de Injeção, Ponto de Mistura e Válvulas de Retenção Críticas

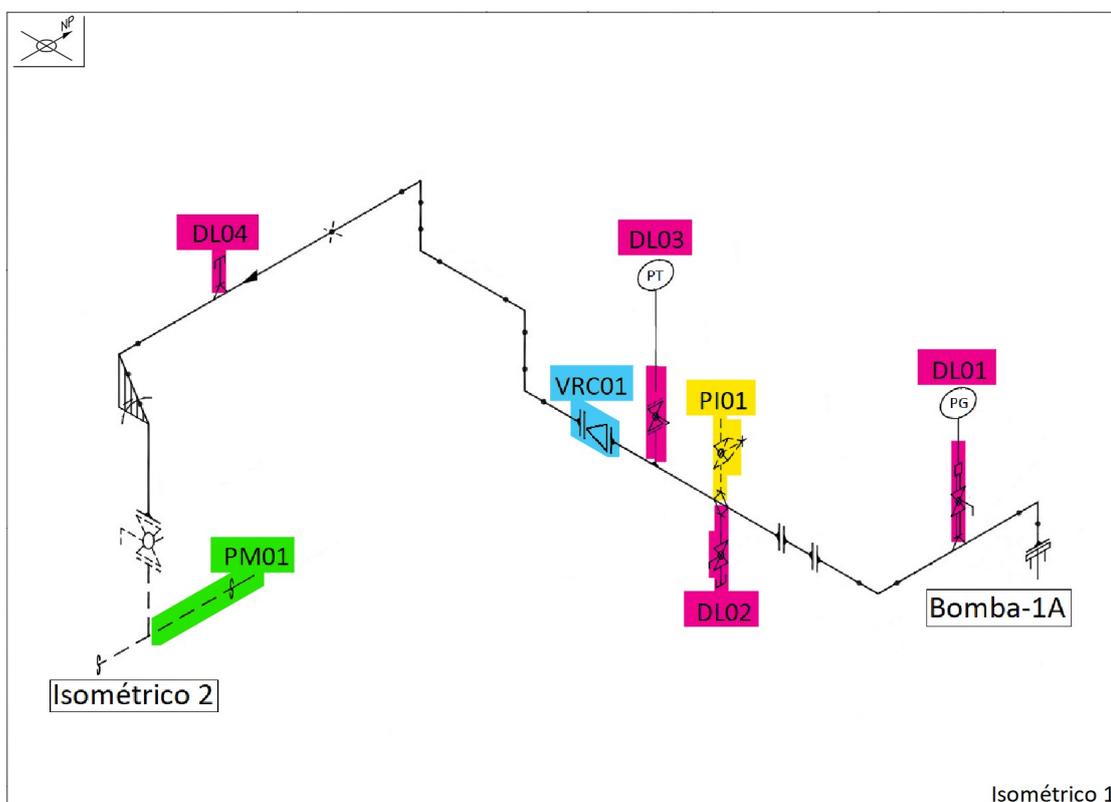
Item	Identificação	Componente	Localização	Cor
DL01	Ponto Morto	Medidor de pressão analógico	Isométrico 1	
DL02	Ponto Morto	Dreno	Isométrico 1	
DL03	Ponto Morto	Medidor de pressão digital	Isométrico 1	
DL04	Ponto Morto	Tubo de ventilação	Isométrico 1	
DL05	Ponto Morto	Dreno	Isométrico 2	
DL06	Ponto Morto	Medidor de pressão analógico	Isométrico 3	
PI01	Ponto de Injeção	Injeção de GI (Gás inerte) para hibernação	Isométrico 1	
PI02	Ponto de Injeção	Ponto de injeção de soda cáustica	Isométrico 3	
PM01	Ponto de Mistura	Mistura do fluxo da Bomba-1B	Isométrico 1	
VRC01	Válvula de Retenção Crítica	Válvula de retenção	Isométrico 1	
VRC02	Válvula de Retenção Crítica	Válvula de retenção	Isométrico 3	

Fonte: O Autor (2020).

As Figuras 18, 19 e 20 ilustram as marcações dos pontos mortos, pontos de injeção, ponto de mistura e válvulas de retenção críticas nos isométricos referentes ao trecho do loop da bomba-1A até o Vaso-2.

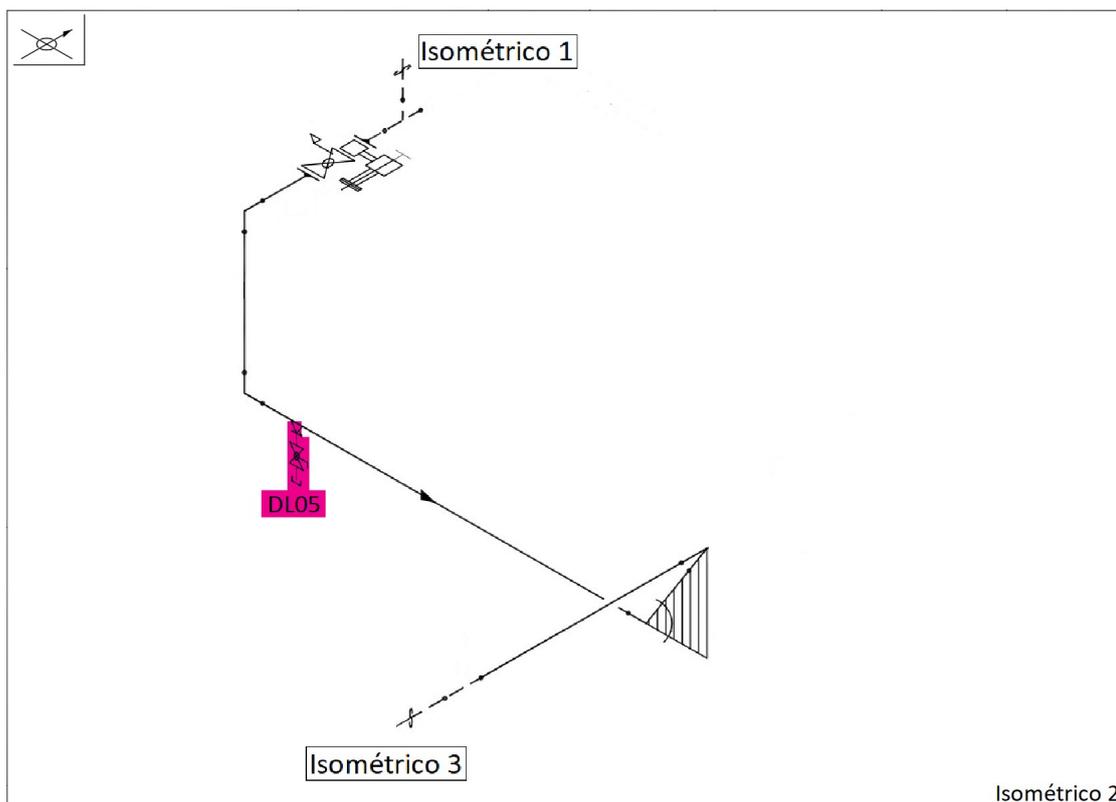
Na Figura 18 é possível observar um medidor de pressão analógico logo após a saída da bomba, um dreno, um ponto de injeção de GI (gás inerte), um medidor de pressão digital, um tubo de ventilação e um ponto de mistura, esse ponto é a interseção das tubulações das bombas 1A e 1B. Na Figura 19 existe um dreno e na Figura 20 tem outra válvula de retenção crítica, um ponto de injeção de soda cáustica e outro medidor de pressão analógico. Para uma assertiva indicação desses pontos, o API RP 970 utiliza das definições de trabalho dos API's 510, 653 e principalmente do API 570. Esses pontos, como explicado no capítulo 2.5.7.4, são parâmetros importantes para o CCD, pois são regiões propensas ao acúmulo ou concentração de espécies corrosivas, que pode levar à corrosão acelerada e localizada e, conseqüentemente, a falhas catastróficas. (API RP 970, 2017)

Figura 18 - Isométrico final 1



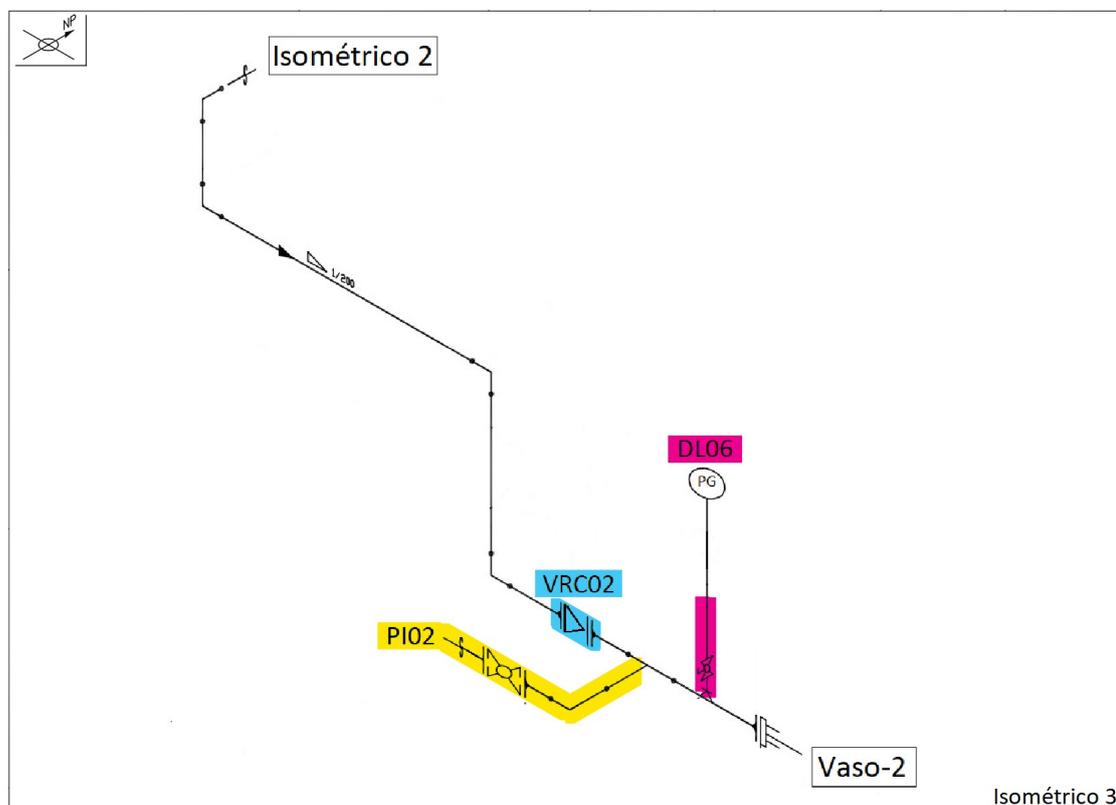
Fonte: O Autor (2020).

Figura 19 - Isométrico final 2



Fonte: O Autor (2020).

Figura 20 - Isométrico final 3



Fonte: O Autor (2020).

### 4.3 DADOS E HISTÓRICOS

Os equipamentos e componentes foram listados na Tabela 7, mostrando o material de construção, temperaturas de operação e projeto, pressão de operação e projeto e seu circuito correspondente. Observa-se que todos os equipamentos e as tubulações do loop estão operando dentro das condições de temperatura e pressão de projeto.

Tabela 7 - Lista de equipamentos e seus dados

Lista de Equipamentos						
Equipamento	Temperatura Operação	Pressão Operação	Temperatura Projeto	Pressão Projeto	Material	Circuito
Vaso-1	31,5 °C	3,4 kgf/cm <sup>2</sup>	200 °C	5,3 kgf/cm <sup>2</sup>	SA-285 Gr C	1
Vaso-2	38 °C	5,4 kgf/cm <sup>2</sup>	66 °C	12,6 kgf/cm <sup>2</sup>	SA-516 Gr 70	2
Vaso-3	38 °C	5 kgf/cm <sup>2</sup>	66 °C	12,6 kgf/cm <sup>2</sup>	SA-516 Gr 70	3
Tanque-1	45 °C	ATM	100 °C	300 mm H <sub>2</sub> O	SA-36	4
Tanque-2	45 °C	ATM	100 °C	300 mm H <sub>2</sub> O	SA-36	4
Tubulações	38 °C	5 kgf/cm <sup>2</sup>	66 °C	19,6 kgf/cm <sup>2</sup>	SA-106 Gr B	1, 2, 3 e 4

Fonte: O Autor (2020).

A Tabela 8 mostra os destaques do histórico de inspeção e alterações nos equipamentos e componentes do circuito, divididos por ordem cronológica de acontecimentos. O levantamento do histórico de inspeção evidenciou a troca frequente de trechos de tubulações em decorrência de corrosão.

Tabela 8 - Histórico de inspeção e alteração por Equipamento

EQUIPAMENTO	HISTÓRICO
Vaso-1	<p>11/2008 – Inspeção por B-Scan detectando perda de espessura de até 48% no costado e 44% nos tampos.</p> <p>01/2009 – Inspeção Visual Externa detectando princípio de corrosão atmosférica entre os flanges, parafusos e porcas.</p> <p>04/2009 – Inspeção Visual Interna durante a parada da planta, detectando corrosão alveolar e corrosão em placas de média e severa intensidade do centro para geratriz inferior, e corrosão uniforme na geratriz superior. Instaladas chapas de reforço no interior do vaso.</p> <p>01/2015 – Inspeção Visual Interna durante a parada da planta, detectando corrosão alveolar e corrosão em placas de média e severa intensidade do centro para geratriz inferior, e corrosão uniforme na geratriz superior. Instaladas chapas de reforço no interior do vaso.</p> <p>01/2017 – Inspeção Visual Externa detectando pontos de corrosão atmosférica de leve intensidade por falta de pintura.</p> <p>06/2017 - Inspeção Visual Interna detectando corrosão alveolar dispersa. Substituição de tubo interno.</p>

EQUIPAMENTO	HISTÓRICO
Vaso-2	<p>05/2004 – Inspeção por B-Scan detectando perda de espessura de até 60% no costado e 34% nos tampos.</p> <p>11/2008 – Inspeção por B-Scan detectando perda de espessura de até 70% no costado e 40% nos tampos.</p> <p>03/2011 – Avaliação em API 579-1/ASME FFS-1, prolongando a vida útil do vaso.</p> <p>04/2011 – Inspeção Visual Interna detectando processo corrosivo interno sob depósito e alveolar de forma acentuada na geratriz inferior.</p> <p>08/2015 – Inspeção por B-Scan detectando perda de espessura de até 75% no costado e 45% nos tampos.</p> <p>06/2017 – Efetuada troca do equipamento e início de operação do novo vaso.</p>
Vaso-3	<p>12/2004 – Inspeção por B-Scan detectando perda de espessura de até 47% no costado e 37% nos tampos.</p> <p>11/2008 – Inspeção por B-Scan detectando perda de espessura de até 59% no costado e 40% nos tampos.</p> <p>03/2011 – Avaliação em API 579-1/ASME FFS-1, prolongando a vida útil do vaso.</p> <p>04/2011 – Inspeção Visual Interna detectando processo corrosivo interno sob depósito e alveolar de forma acentuada na geratriz inferior.</p> <p>08/2015 – Inspeção por B-Scan detectando perda de espessura de até 63% no costado e 44% nos tampos.</p> <p>08/2017 – Efetuada troca do equipamento e início de operação do novo vaso.</p>
Tanque-1	<p>04/2007 – Inspeção por B-Scan detectando perda de espessura de 46% em uma chapa do costado.</p> <p>05/2012 – Inspeção Visual Interna detectando corrosão alveolar generalizada nas chapas de fundo e costado. Inspeção por B-Scan detectando perda de espessura de 48% em uma chapa do costado.</p> <p>03/2014 – Inspeção Visual Externa detectando corrosão atmosférica de leve intensidade por falha da pintura.</p> <p>03/2017 – Inspeção Visual Externa detectando corrosão atmosférica de leve intensidade por falha da pintura.</p>
Tanque-2	<p>10/2008 – Inspeção Visual Interna detectando severa corrosão alveolar. Inspeção por B-Scan detectando perda de espessura de 68% em uma chapa do costado. Intervenção com instalação de chapas sobrepostas e substituição de chapas.</p> <p>10/2012 – Inspeção por B-Scan detectando perda de espessura de 42% em uma chapa do costado.</p> <p>04/2013 – Inspeção por B-Scan detectando perda de espessura de 56% em uma chapa do costado.</p> <p>10/2015 – Efetuada troca do equipamento e Inspeção Inicial.</p> <p>12/2018 – Inspeção Visual Externa detectando corrosão atmosférica de leve intensidade por falha da pintura.</p>
Tubulações	<p>06/2008 – Troca de trecho devido a furos por corrosão interna localizada.</p> <p>05/2009 – Troca de trecho devido a furos.</p> <p>08/2009 – Troca de trecho devido a furos.</p> <p>10/2010 – Troca de vários trechos devido a furos.</p> <p>12/2010 – Troca de vários trechos devido a furos.</p> <p>09/2011 – Substituição completa de linha devido a furos por corrosão interna.</p> <p>02/2012 – Troca de trecho devido a furos.</p> <p>01/2014 – Substituição completa de linha devido a furos por corrosão interna.</p> <p>07/2014 – Troca de trecho devido a furos.</p> <p>08/2015 – Troca de trecho devido a furos por corrosão interna localizada.</p> <p>09/2015 – Troca de trecho devido a furos por corrosão interna localizada.</p> <p>06/2016 – Troca de trecho devido a furos por corrosão interna localizada.</p> <p>05/2017 – Troca de trecho devido a furos por corrosão interna localizada.</p> <p>01/2019 – Troca de trecho devido a furos por corrosão interna localizada.</p> <p>03/2019 – Troca de trecho devido a furos por corrosão interna localizada.</p> <p>05/2019 – Troca de trecho devido a furos por corrosão interna localizada.</p> <p>07/2019 – Troca de trecho devido a furos por corrosão interna localizada.</p>

Fonte: O Autor (2020).

Os contaminantes do sistema são listados na Tabela 9, evidenciando o contaminante e relacionando-o com o fluido e o circuito correspondente. A observação se refere ao método de monitoração do contaminante. A reação da água (contaminante) com o dicloroetano forma ácido clorídrico, que abaixa significativamente o pH da corrente. O método de análise para saber se existe ácido clorídrico na corrente é analisando o pH, o que é feito unicamente no Vaso-1 em sua parte orgânica. As condições de partidas e paradas não alteram ou geram riscos para o sistema.

Tabela 9 - Contaminantes

Circuito	Identificação do Fluido	Contaminante	Unidade	Observações
1	Dicloroetano (Bifásico)	H <sub>2</sub> O	ppm	Contaminante não monitorado nas análises de amostras, somente o pH é monitorado.
2	Dicloroetano (Cáustico)	H <sub>2</sub> O	ppm	Contaminante não monitorado nas análises de amostras, somente o pH é monitorado.
3	Dicloroetano (ácido)	H <sub>2</sub> O	ppm	Contaminante não monitorado nas análises de amostras, somente o pH é monitorado.
4	Dicloroetano (ácido)	H <sub>2</sub> O	ppm	Contaminante não monitorado nas análises de amostras, somente o pH é monitorado.

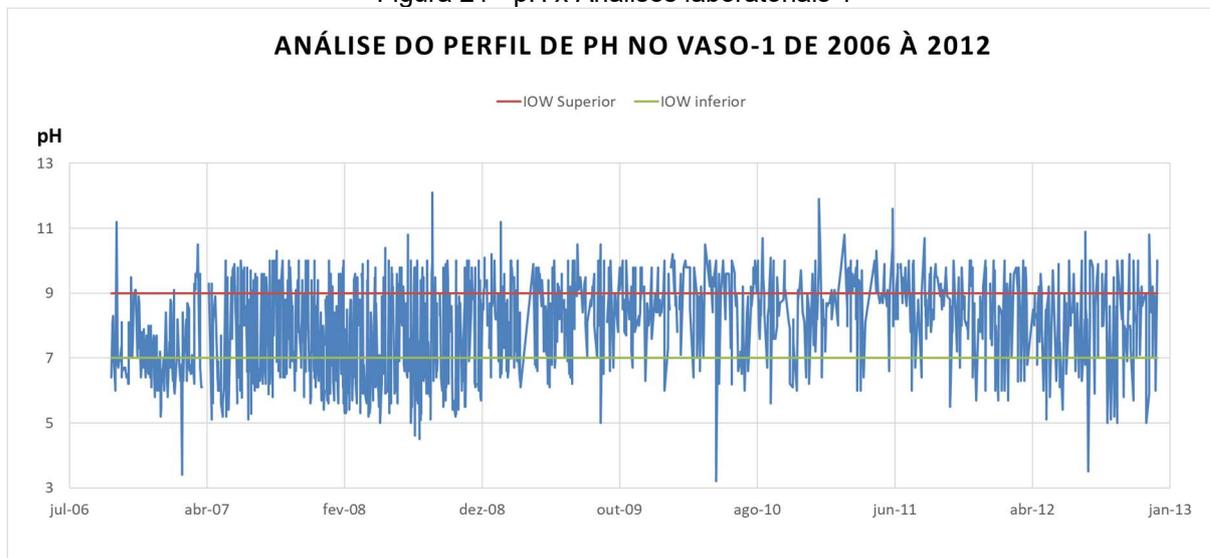
Fonte: O Autor (2020).

Do histórico de mudanças, foi observado uma grande alteração no processo de regulação de pH da corrente em 2013, que era feita a partir da dosagem de amônia. Porém, com mudanças em outra planta, passou-se a utilizar equipamentos construídos a partir de liga de Cobre, o que geraria um mecanismo de dano conhecido por Corrosão sob Tensão por Amônia. Desse modo, a partir de 2013 passou a se utilizar a dosagem de soda cáustica para o controle de pH na corrente.

A Figura 21 e a Figura 22 mostram os resultados das análises laboratoriais em forma de dispersão para os valores de pH que variam ao longo dos anos. Diante dos resultados expostos na Figura 21, que mostra os dados das análises até 2012, onde dosava-se amônia, é perceptível que nos anos de 2006 a 2009 houveram muitas indicações de pH abaixo da IOW, entre 5 e 7. A Figura 22 mostra os dados das análises a partir de 2013 até os dias atuais, porém nota-se uma queda na linha de tendência do pH o que sugere que de acordo com as amostras os níveis de pH

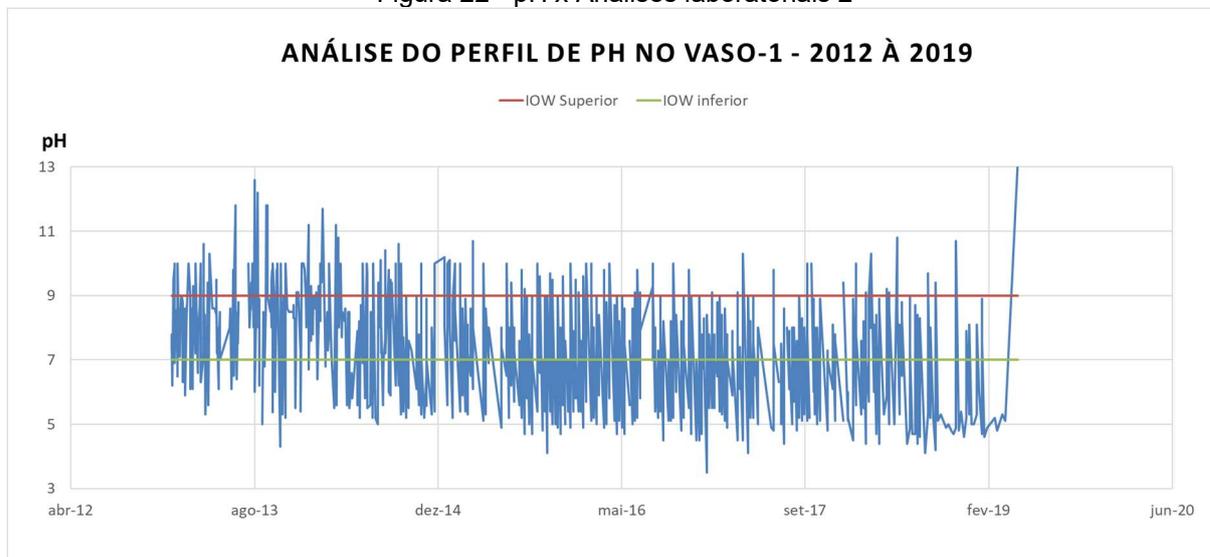
estão mais baixos do que anteriormente, atestando que houve um descontrole do nível do pH na corrente.

Figura 21 - pH x Análises laboratoriais 1



Fonte: O Autor (2020).

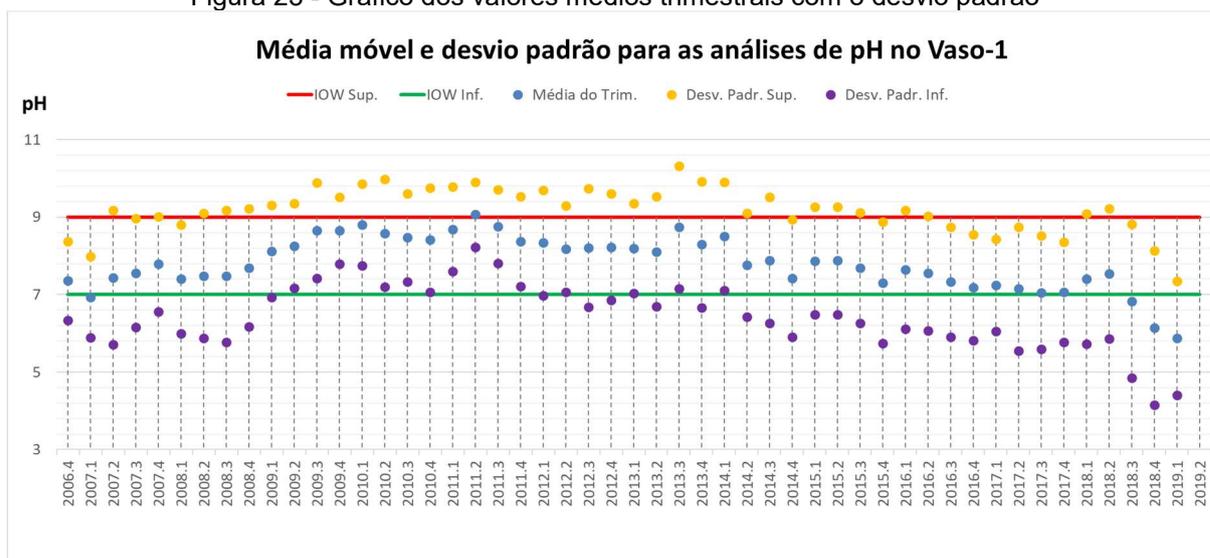
Figura 22 - pH x Análises laboratoriais 2



Fonte: O Autor (2020).

A Figura 23 é uma demonstração direta dos valores médios do pH e seus desvios padrões da Tabela 5, demonstrando a queda da média a partir de 2014, dando ênfase para as últimas três médias que ficaram fora da janela de integridade, além de uma maior amplitude no desvio padrão de 2015 até 2019. O que confirma que a corrente passa grandes intervalos de tempo atuando com pH negativo.

Figura 23 - Gráfico dos valores médios trimestrais com o desvio padrão



Fonte: O Autor (2020).

As condições de partida/parada não são fatores de influencia significativa no controle de pH da corrente no circuito. Durante a partida ocorre um aumento no teor de subprodutos do fluido mas sem provocar variações consideráveis de pH.

#### 4.4 DEFINIÇÃO DOS MECANISMOS DE DANOS ESPECÍFICOS

Com os materiais dos equipamentos, a temperatura de operação, o meio e o tipo de equipamento foi possível buscar entre os 66 mecanismos de danos presentes no API RP 571 e os 91 presentes no ASME PCC-3 quais os mecanismos de dano ativos e potenciais existente no loop em estudo. Desse modo, foram destacados quatro tipos de mecanismos: corrosão atmosférica, corrosão galvânica, corrosão por fresta e corrosão por ácido clorídrico; sendo os três primeiros mecanismos potenciais e o último o único ativo, o que é confirmado pela análise do histórico de inspeção e operação.

A corrosão atmosférica, a corrosão galvânica e a corrosão por fresta são mecanismos de danos potenciais pois, caso haja falha na pintura, eles viram ativos. Após observar o histórico dos equipamentos, foi possível notar que falhas na pintura geraram esses tipos de corrosão. O material susceptível (aço), em uma temperatura que vai da ambiente (25 °C) até 50°C e em um ambiente industrial, corroboram a presença desses mecanismos.

O procedimento de pintura se inicia com a preparação da superfície visando a remoção de óleos, graxas, gorduras e produtos de corrosão, além da preparação da superfície para criar um perfil de rugosidade, para que haja a adesão mecânica da tinta e a superfície que está sendo protegida. De acordo com Nunes e Lobo (2014), o preparo ideal para esse tipo de material é o preparo com hidrojateamento grau WJ-4, pois já existe perfil de rugosidade. Esse preparo deve seguir o procedimento da norma Petrobras N-9 (2011), além da norma NACE No. 5/SSPC-SP 12 (1995).

Ainda de acordo com Nunes e Lobo (2014), o esquema de pintura segue a sequência de tinta de fundo, tinta intermediária e tinta de acabamento. Assim, o esquema adequado para as condições de microclima que este loop apresenta é a utilização de uma tinta epóxi fosfato de zinco de alta espessura como a tinta de fundo, tinta epóxi poliamida de alta espessura como a tinta intermediária e tinta alumínio fenólica como a tinta de acabamento.

A corrosão por ácido clorídrico é o principal mecanismo de dano desse loop pois, juntamente às condições de material susceptível e temperatura favorável, a presença de H<sub>2</sub>O reage na corrente de dicloroetano formando HCl e deixando o pH abaixo de 7, tornando a corrente ácida e propícia ao aparecimento desse mecanismo. Segundo o API RP 571 (2011), o ácido clorídrico causa corrosão geral e localizada, bastante agressiva a todos os materiais de construção. Ele destaca ainda que, abaixo do pH de 4,5, a corrosão se torna maior em aços carbonos e baixa ligas. A aparência do dano em aços carbonos é de afinamento uniforme, corrosão localizada ou corrosão sob depósito. Como forma de prevenção ou mitigação, o API sugere que exista uma lavagem aquosa para diluir a concentração de ácido clorídrico ou de uma injeção cáustica, porém as duas estão presentes no loop e não conseguiram ser efetivas, dada a quantidade de ocorrências de falhas pelo histórico. Como forma de inspeção, o API sugere que o ultrassom B-SCAN ou a radiografia de perfil, podem evidenciar locais com afinamento.

De acordo com Rabald (1968), a taxa de corrosão do dicloroetano em ferro (puro), ferro fundido e aços carbonos pode ser de 0,11 mm/ano, se a corrente for anidra (sem a presença de água) e em pH neutro. Já em um ambiente úmido e com pH ácido, a taxa de corrosão pode chegar à até 3,37 mm/ano. Visto que o ambiente tende a ser úmido e com pH ácido, o aço carbono sofre corrosão bastante acelerada, corroborando as observações dos históricos.

Os mecanismos de danos presente nesse circuito estão listados na Tabela 10, mostrando as áreas suscetíveis, a abrangência do mecanismo e o método de inspeção a ser utilizado para sua detecção. Os mecanismos detectados estão presentes em todos os circuitos.

Tabela 10 - Mecanismos de Danos Ativos e Potenciais

Mecanismos de Danos Ativos/Potenciais							
Ativo/ Potencial	Meio	Mecanismo Dano	Forma como ocorre	Materiais	Faixa T	Áreas Suscetíveis	Métodos Inspeção
Potencial	Externo	Corrosão Atmosférica	Corrosão generalizada	Aços carbono com danos na pintura ou no revestimento	121°C	Regiões expostas: equipamentos e tubulações	Visual, medição de espessura, IV
Potencial	Externo	Corrosão por Fresta (Crevice/Sob depósito)	Corrosão generalizada ou localizada.	Aço carbono e aço inoxidável	Não definida exatamente. Temperaturas próximas à ambiente são conhecidas danosas.	Flanges, elementos de fixação e quaisquer regiões de montagem que possam ter condições de fresta.	Visual e medição de espessura
Potencial	Externo	Corrosão Galvânica/Dissimilar	Corrosão generalizada, perda de massa, corrosão por fresta, sulcos, pites.	Todos os materiais	Acentuada até 66°C	Locais de junção de metais diferentes como flanges, soldas, uniões, interface de revestimento /cladding e o metal base.	Inspeção visual e Ultrassom
Ativo	Interno	Corrosão por Ácido Clorídrico	Corrosão generalizada ou localizada, perda de espessura e ataque sob depósitos.	Aço carbono, aço baixa liga, aço inox série 300 e 400, ligas à base de níquel, de cobre, de titânio, de alumínio e de ferro fundido	$0 < T \text{ } ^\circ\text{C} < 121$	Tubulações e equipamentos submetidos a correntes de fluido que contenham HCl	Medição de espessura pontual, Ultrassom (B-Scan) e Radiografia.

Fonte: O Autor (2020).

#### 4.5 TÉCNICAS DE INSPEÇÃO E PONTOS DE MONITORAÇÃO

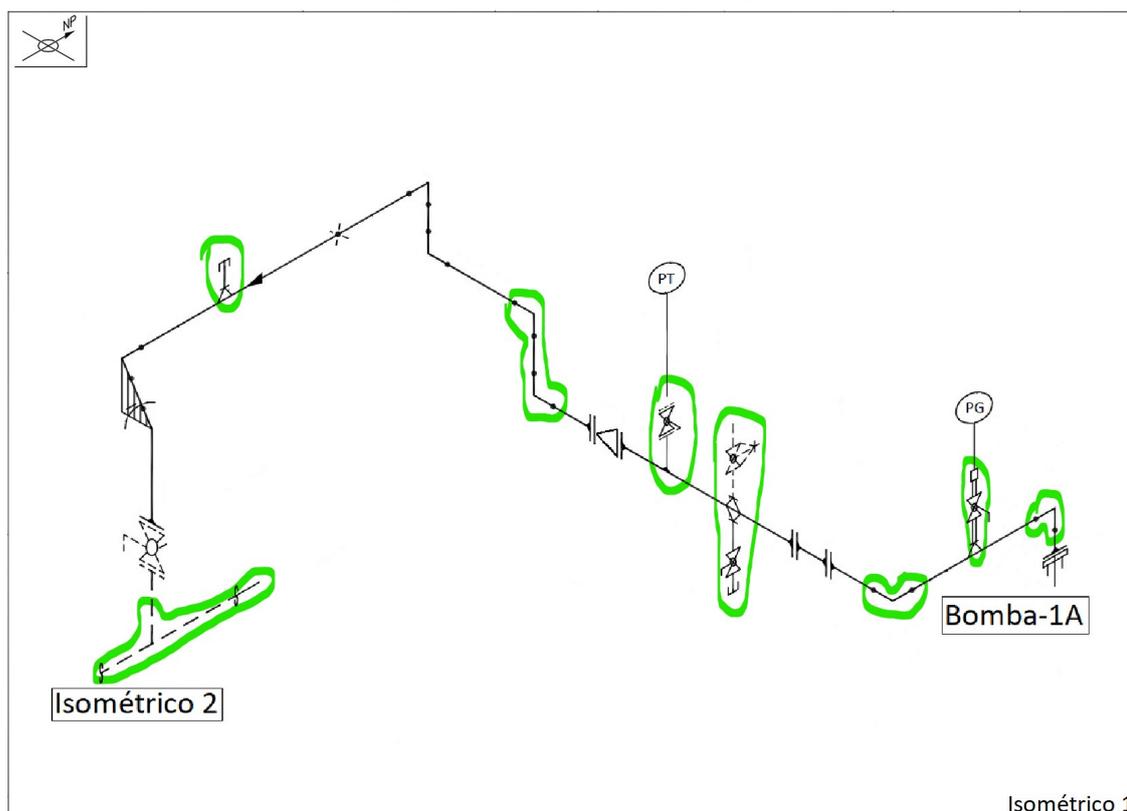
A partir dos resultados do estudo dos mecanismos de danos ativos e potenciais, foram definidas as técnicas de inspeção apropriadas e os pontos de monitoração necessários. Para a corrosão atmosférica, a corrosão galvânica e a corrosão por fresta foi definido a inspeção visual externa. O cumprimento do plano de pintura é uma forma de prevenir o aparecimento desses tipos de corrosões. Para

a corrosão por ácido clorídrico foi definido a inspeção visual interna e a inspeção por ultrassom do tipo B-SCAN.

Para vasos de pressão serão utilizados os critérios seguindo o API 510, englobando a inspeção, a avaliação de vida residual e os planos e programas de inspeção de equipamentos estáticos. Para tubulações serão utilizadas os critérios seguindo o API 570, englobando planos e programas de inspeção e avaliação de vida residual. Para os tanques serão utilizadas os critérios seguindo o API 653, englobando planos e programas de inspeção e avaliação de vida residual.

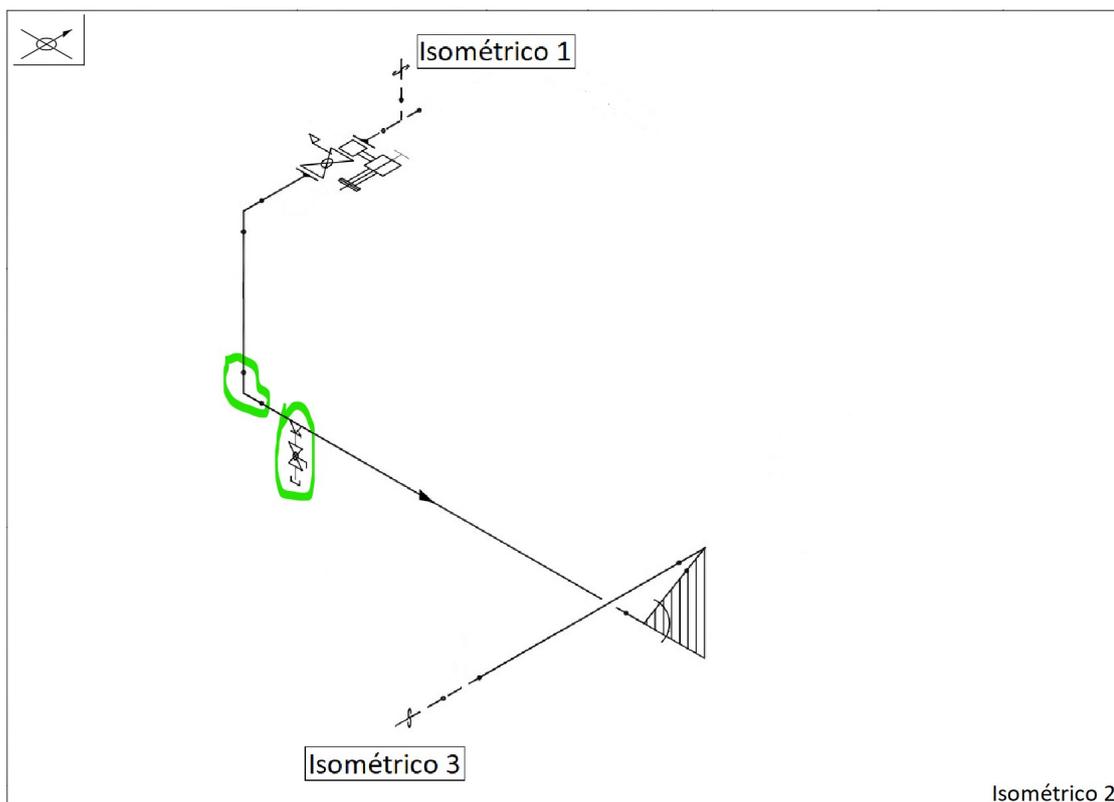
Os pontos de monitoração estão marcados em verde nas Figuras 24, 25 e 26. Nesses pontos, serão feitas regularmente medição de espessura via B-SCAN, inspeção visual externa e radiografia digital, para que todos os mecanismos potenciais e ativos sejam monitorados.

Figura 24 - Pontos de Monitoração 1



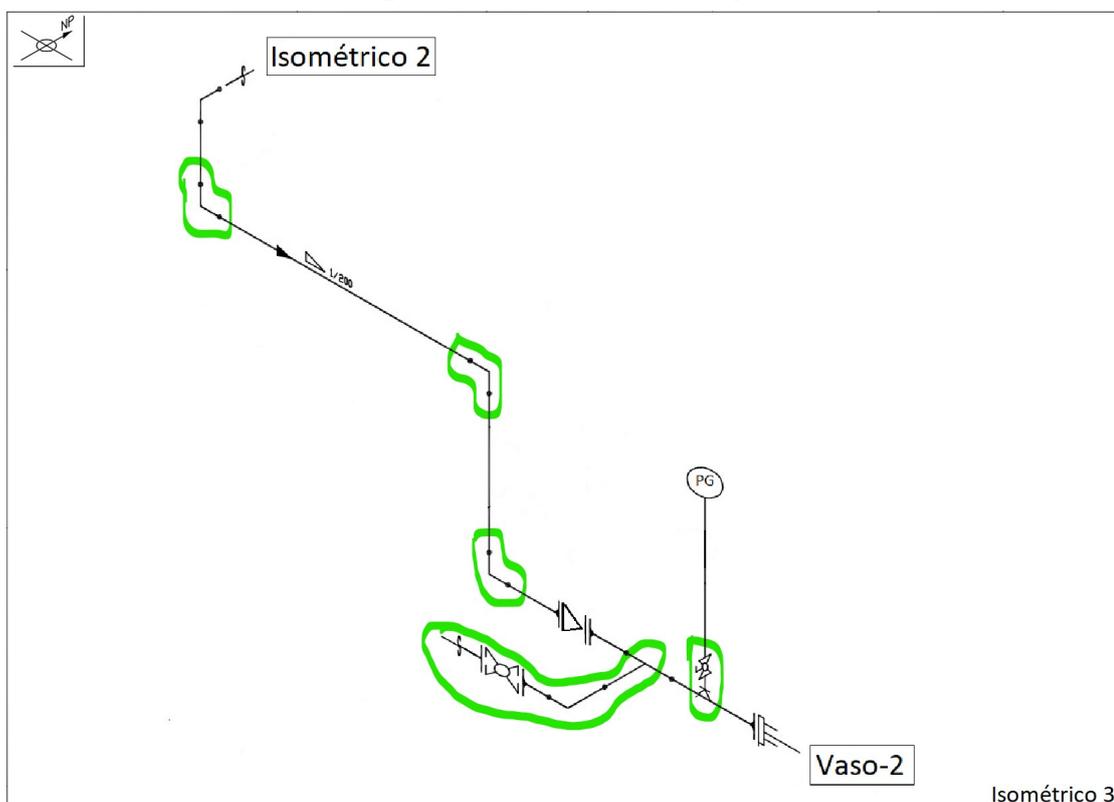
Fonte: O Autor (2020).

Figura 25 - Pontos de Monitoração 2



Fonte: O Autor (2020).

Figura 26 - Pontos de Monitoração 3

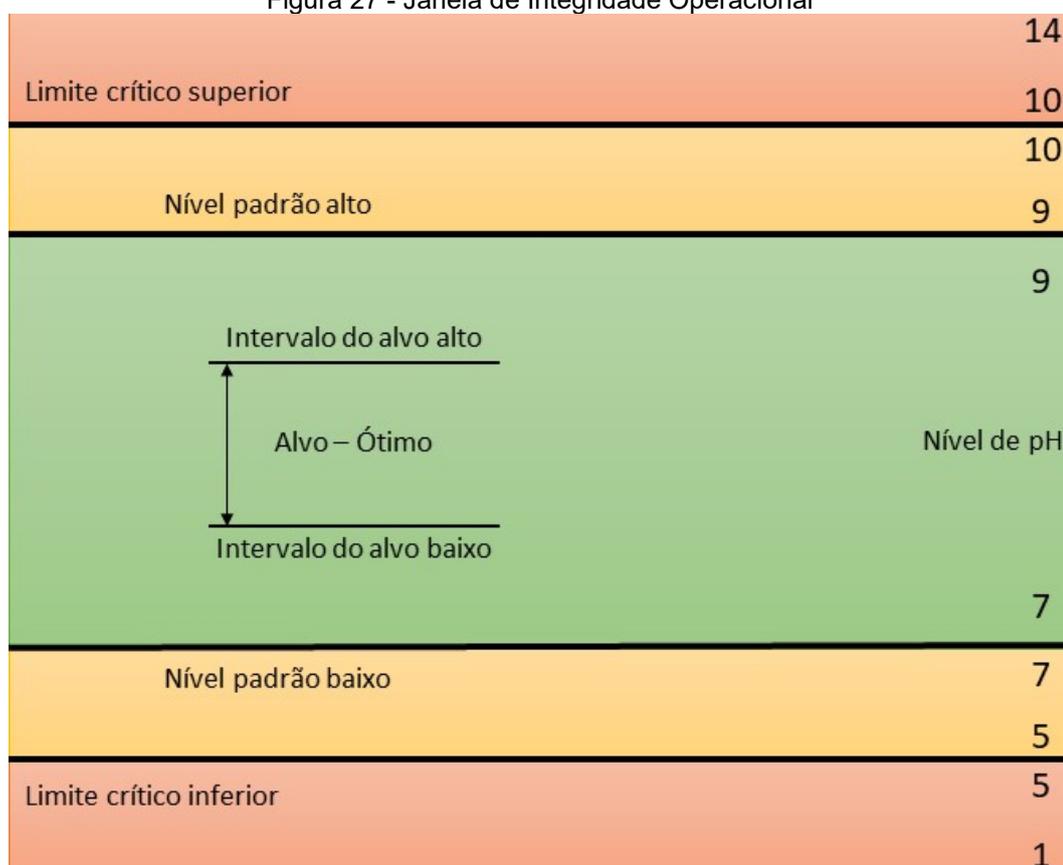


Fonte: O Autor (2020).

#### 4.6 ESTABELECECER JANELA DE INTEGRIDADE OPERACIONAL

A janela de integridade operacional para o acompanhamento do pH da corrente do loop foi definida como apresentado na Figura 27, onde o limite superior aceitável é 9 e o limite inferior aceitável é 7 afim de evitar a atuação dos mecanismos de danos e manter a taxa de corrosão estável. Caso uma análise de amostra mostre o pH fora do nível aceitável, um alerta será emitido e o pH terá de ser corrigido com urgência, pois cada momento que a corrente passa operando no nível padrão baixo ou no limite crítico inferior, como já foi constatado diversas vezes, o material irá se degradar rapidamente, podendo causar um vazamento ou acidente.

Figura 27 - Janela de Integridade Operacional



Fonte: O Autor (2020).

#### 4.7 AÇÕES E REVISÕES DO CCD (GIRO DO PDCA)

A aplicação da metodologia do API RP 970 para o controle de degradação de equipamentos em um sistema de recuperação de dicloroetano evidenciou que o

processo de injeção de soda cáustica para controle do pH do sistema não é efetivo, gerando uma grande variação no nível de acidez do loop. Esse descontrole pode ser confirmado pelos históricos de inspeção, onde muitas ocorrências de vazamento e necessidade de substituição de linha e equipamento, aliado com o histórico de operação visto nas amostras de valores de pH o descontrole de sua neutralização.

Assim, dada a suscetibilidade à deterioração do aço carbono com o meio, a solução proposta foi de alterar o material, buscando um material resistente ao meio. Por via de um estudo bibliográfico, chegou-se a dois materiais: ligas à base de níquel e materiais termoplásticos.

O API RP 571 (2011), no capítulo 5.1.1.4.6 onde fala sobre métodos de prevenção à corrosão por ácido clorídrico, sugere a substituição do aço carbono por ligas à base de níquel como forma de reduzir os problemas com a corrosão. As ligas de níquel mais comuns nas indústrias petroquímicas e com característica de grande resistência à corrosão são as ligas de níquel-cromo, níquel-molibdênio ou níquel-cromo-molibdênio, comercialmente conhecidas como Hastelloy. De acordo com Davies (2016), essas ligas possuem alta resistência à corrosão em correntes com ácido clorídrico e pH ácido, com a taxa de corrosão raramente ultrapassando os 0,25 mm/ano. Porém, devido à nobreza do material, o custo para trocar todo o sistema seria de alto investimento.

Uma alternativa seria a utilização de aço carbono revestido internamente com material termoplástico. Ainda segundo Davies (2016), o politetrafluoretileno, também conhecido como PTFE ou Teflon, possui uma alta resistência à corrosão em todas as concentrações de ácido clorídrico, podendo ser usado como linha de tubulação. Existem linhas atuando sobre condições mais adversas que esse sistema, onde o aço carbono revestido com PTFE apresentou um resultado excelente quanto à corrosão, além de ser uma alternativa com custo significativamente menor em relação às ligas de níquel.

Deste modo, optou-se por substituir os trechos mais críticos de tubulações, especificamente o trecho entre o Vaso-3 e os Tanques 1 e 2, incluindo um revestimento interno de PTFE na tubulação de aço ASTM A106 Gr B.

Como esperado, essa substituição levou a zerar os casos de vazamentos e falhas por corrosão interna no trecho substituído, sendo o essa uma alternativa viável para o controle da corrosão no resto do loop.

## 5 CONCLUSÃO

Os problemas com a corrosão existem desde os primórdios da humanidade, visto que a corrosão é uma relação de deterioração dos materiais pela ação química ou eletroquímica do meio. Em consonância com isso, a API RP 970 visa promover a segurança em todo ramo do petróleo, por meio da geração de um CCD, um documento capaz de compreender a corrosão e os mecanismos de danos atuando em um loop, a relação meio e material, o que e como deve ser inspecionado, promover janelas de integridade operacionais, tomar ações para eliminar ou mitigar os mecanismos de danos e transferir o conhecimento para a equipe e todos da organização, fechando o ciclo PDCA.

Partindo disto, o presente trabalho propôs, a partir do estudo em um loop definido, avaliar os mecanismos de danos ativos e potenciais e propor soluções, por meio da aplicação do API RP 970, em um sistema de recuperação de dicloroetano para produção de monocloreto de vinila (MVC). A metodologia do API RP 970 originou um documento contendo a descrição do loop e sua circuitização, seus documentos relacionados, os principais dados e históricos, as técnicas de inspeção e pontos de monitoramentos, sua janela de integridade operacional e as ações tomadas.

A partir da descrição do processo e dos tipos materiais dos equipamentos e tubulações, o loop foi dividido em quatro circuitos. Foram identificados os pontos críticos, a partir de seus desenhos, definidas as técnicas de inspeção em função dos mecanismos atuantes e, assim, estabelecidos os pontos de monitoramento contínuo no loop. O histórico de inspeção e operação mostrou que ocorreram diversas falhas por corrosão, se destacando a dificuldade de eliminar a contaminante água e, por consequência, controlar o pH.

O estudo dos mecanismos de danos mostrou que o loop é susceptível a corrosão atmosférica, a corrosão galvânica e a corrosão por fresta, visto que o histórico de inspeção trouxe casos de falhas por esses mecanismos. Porém, com o plano de pintura efetivo, esses mecanismos não atuam no loop. Esse estudo também mostrou que o loop estava sob forte atuação da corrosão por ácido clorídrico, devido a reação do dicloroetano (meio) com o contaminante, a água, gerando na reação o ácido clorídrico e baixando o pH da corrente. Mesmo com o estabelecimento da janela operacional, os dados de amostras mostravam o pH muito

abaixo do intervalo ótimo de operação, o que gerou a ação da proposição de mudança de material dos equipamentos e tubulações. Nesse sentido, conforme a análise dos materiais, as tubulações críticas foram revestidas com politetrafluoretileno. Essa alteração se mostrou efetiva na eliminação do processo corrosivo devido à mudança de interface do meio com o material.

Finalmente, este trabalho foi capaz de mostrar como é construído o CCD, o Documento de Controle de Corrosão, pela aplicação do API RP 970, facilitando o entendimento sobre o processo e os mecanismos de danos de um sistema e constituindo a espinha dorsal de um programa de integridade mecânica. Com o conhecimento pleno do processo e produção, é possível avaliar quais mecanismos de danos causam a degradação de um sistema e como evitá-la. Assim, a implementação do CCD contribui para a redução de acidentes e incidentes de segurança relacionados à integridade mecânica que poderiam trazer graves consequências sociais, ambientais e econômicas.

## 5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros, pode-se propor:

- a) Desenvolver o RBI (aplicação do API RP 580 e 581) com base nesse CCD;
- b) Aplicar a Internet das Coisas (IoT) com o PDCA para atualização em tempo real do CCD;
- c) Desenvolver um Gêmeo Digital com a ciência de dados com base no CCD para prever novas situações e melhorar os prazos de inspeção;
- d) Desenvolver a metodologia de Scrum junto a equipe de CCDs, introduzindo conceitos de Kanban das metodologias ágeis, inclusive associada a técnicas de monitoração baseada em ciência de dados.

## REFERÊNCIAS

- ABENDI. **Ensaio não destrutivos e inspeção**. Disponível em: <http://www.abendi.org.br/abendi/default.aspx?c=17>. Acesso em: 20 mar. 2020.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14643** - Corrosão Atmosférica—Classificação da Corrosividade de Atmosferas. Rio de Janeiro: ABNT, 2001.
- ABRACO. **Corrosão** - uma abordagem geral. 2013. p. 1–13. Disponível em: <https://abraco.org.br/>. Acesso em: 13 dez. 2019.
- ANDREUCCI, R. **Ensaio por ultrassom**. São Paulo: Associação Brasileira de Ensaio Não Destrutivos, 2018.
- ANDREUCCI, R. **Líquidos penetrantes**. São Paulo: Associação Brasileira de Ensaio Não Destrutivos, 2020a.
- ANDREUCCI, R. **Partículas magnéticas**. São Paulo: Associação Brasileira de Ensaio Não Destrutivos, 2020b.
- ANDREUCCI, R. **Radiologia industrial**. São Paulo: Associação Brasileira de Ensaio Não Destrutivos, 2020c.
- API. **About API - History**. Disponível em: <https://www.api.org/about#tab-history>. Acesso em: 3 nov. 2019.
- API. **API 510**. Pressure Vessel Inspection Code In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration. 10. ed. Washington D.C., 2014.
- API. **API 570**. Piping Inspection Code In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems. 4. Ed. Washington D.C., 2016.
- API. **API 653**. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. 5. Ed. Washington D.C., EUA, 2014.
- API. **RP 571**. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. 2. Ed. Washington D.C., EUA, 2011.
- API. **RP 581**. Risk-Based Inspection Methodology. 3. Ed. Washington D.C., EUA, 2016.
- API. **RP 584**. Integrity Operating Windows. 1. Ed. Washington D.C., EUA, 2014.
- API. **RP 970**. Corrosion Control Documents. 1. Ed. Washington D.C., EUA, 2017.
- AQUARELA. **O que é ciência de dados (data science) e como aplicá-la nos negócios**. Disponível em: <https://www.aquare.la/o-que-e-ciencia-de-dados-data-science-para-negocios>. Acesso em: 11 fev. 2020.

ASME PCC-3. **Inspection Planning Using Risk-Based Methods**. Nova York, EUA, 2017.

BARROS, S. M. **Tanques de Armazenamento**. Rio de Janeiro. Universidade Petrobras, 2014.

BEASY. **Corrosion Data Manager/Digital Twin Services**. Disponível em: <https://www.beasy.com/digital-twin.html>. Acesso em: 03 out. 2020.

BOOTH, G. H.; ELFORD, L.; WAKERLEY, D. S. Corrosion of Mild Steel by Sulphate-reducing Bacteria: An Alternative Mechanism. **British Corrosion Journal**, v. 3, n. 5, p. 242–245, 1 set. 1968.

BUCHARS, T. J.; LEHWING, C. R. **Princípios de tratamento de águas industriais**. São Paulo: Drew Produtos Químicos Ltda, 1979.

CAENGMECUJ, **Diagrama de fase ferro-carbono**. Disponível em: <http://caengmecuj.blogspot.com/2017/02/diagrama-de-fase-ferro-carbono.html>. Acesso em: 20 fev. 2020.

CAI, Y. *et al.* Atmospheric corrosion prediction: a review. **Corrosion Reviews**, v. 38, n. 4, p. 299-321, 2020

CALLISTER, W. **Ciência e engenharia de materiais: uma introdução**. 5. ed. Rio de Janeiro: Grupo Gen-LTC, 2000.

CARUSO, J. **Informações gerais sobre aços**. Centro Federal de Educação Tecnológica de São Paulo – CEFET/SP Área Industrial, p. 16, 2001.

CHIAVERINI, V. **Aços e ferros fundidos**. 7. ed. São Paulo: ABM, 2005.

CLYNE, T. W.; HULL, D. **An introduction to composite materials**. Cambridge: Cambridge university press, 2019.

CRAMER, S. D.; COVINO, B. S. Corrosion: Materials. *In*: ASM internacional. **ASM Handbook**. 2005. v. 13b.

CRAWFORD, R. J.; MARTIN, P. **Plastics engineering**. Butterworth-Heinemann, 2019.

DAVIES, M. **Materials Selector for Hazardous Chemicals Vol. 3: Hydrochloric Acid, Hydrogen Chloride and Chlorine**. 2. ed., [s.l.] : Materials Technology Institute of the Chemical Process Industries, Inc., 2016.

DAVIS, J. R. **Corrosion: Understanding the basics**. 1st. ed. Materials Park, Ohio: ASM internacional, 2000.

DNV-GL. **WEBINAR: Applying the Digital Twin Concept to Corrosion Management**. Disponível em: <https://www.dnvgl.com/oilgas/webinars/webinar-applying-the-digital->

twin-concept-to-corrosion-management.html. Acesso em: 03 out. 2020.

DONATO, G. **Inspeção e Integridade de Equipamentos - Encontro do GSETI-2017**. 1 Vídeo (62 min). Publicado pelo canal Welding TV, 2017. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=TtLwem8SB1E>. Acesso em: 15 fev. 2020.

DREHER, E. L. *et al.* **Chloroethanes and Chloroethylenes**. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, p. 1–81, 2014. DOI: 10.1002/14356007.o06\_o01.pub2.

ENERGY API. **Fixed Equipment Mechanical integrity**. Washington DC, EUA. Disponível em: <http://mechanicalintegrity101.com>. Acesso em: 15 nov. 2019.

FINDLAY, S. J.; HARRISON, N. D. Why aircraft fail. **Materials today**, v. 5, n. 11, p. 18–25, 2002.

FRAMINGHAM, M. **IDC's Global DataSphere Forecast Shows Continued Steady Growth in the Creation and Consumption of Data**. Disponível em: <https://www.idc.com/getdoc.jsp?containerId=prUS46286020>. Acesso em: 03 out. 2020.

GARTNER. **Gartner Survey Reveals Digital Twins Are Entering Mainstream Use**. Disponível em: <https://www.gartner.com/en/newsroom/press-releases/2019-02-20-gartner-survey-reveals-digital-twins-are-entering-mai>. Acesso em: 11 fev. 2020.

GENTIL, V. **Corrosão**. 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

GERHARDUS, K. *et al.* **International Measures of Prevention , Application , and Economics of Corrosion Technologies Study**. NACE International, p. 1–216, 2016.

GROYSMAN, A. **Corrosion problems and solutions in oil, gas, refining and petrochemical industry**. *Koroze a ochrana materialu*, v. 61, n. 3, p. 100–117, 2017.

HERMANN, M.; PENTEK, T.; OTTO, B. **Design principles for industrie 4.0 scenarios**. 49th Hawaii international conference on system sciences (HICSS). IEEE, 2016. p. 3928-3937.

INSPECTIONEERING. **Overview of Mechanical Integrity (MI)**. Disponível em <https://inspectioneering.com/tag/mechanical+integrity>. Acesso em 20 fev, 2020.

JAMBO, H. C. M.; FÓFANO, S. **Corrosão: fundamentos, monitoração e controle**. 2. ed. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2008.

KANE, R. D. **Good corrosion control strategies maximize returns**. *Petroleum Engineer International*, v. 68, n. 10, 1995.

KIM, J.; TAK, K.; MOON, I. **Optimization of Procurement and Production Planning Model in Refinery Processes Considering Corrosion Effect**. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, v. 51, n. 30, p. 10191–10200, 1 ago. 2012.

NASCIMENTO, R. **Afinal, o que é Big Data?** Disponível em: <http://marketingpordados.com/analise-de-dados/o-que-e-big-data-%f0%9f%a4%96>. Acesso em 22 fev, 2020.

NETO, F. L.; PARDINI, L. C. **Compósitos estruturais: ciência e tecnologia**. [s.l.] Editora Blucher, 2016.

NUNES, L. P.; LOBO, A. C. O. **Pintura industrial na proteção anticorrosiva**. 5. ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 2014.

OLSEN, S. *et al.* **Corrosion control by inhibition, environmental aspects, and pH control**: Part II: Corrosion control by pH stabilization. CORROSION 2006. NACE International, 2006.

PADILHA, A. F. **Materiais de engenharia**. 1. ed. Curitiba: Hemus, 1997.

PANNONI, F. D. **Aços estruturais**. Açominas, 2001. Artigo técnico, disponível em: [http://www.acominas.com.br/upload/produtos/perfis/caracteristicatecnicapf/artigostecnicos/geral\\_1.pdf](http://www.acominas.com.br/upload/produtos/perfis/caracteristicatecnicapf/artigostecnicos/geral_1.pdf). Acesso em: 23 dez. 2019.

PERIARD, G. **O Ciclo PDCA e a melhoria contínua**. Disponível em: <http://www.sobreadministracao.com/o-ciclo-pdca-deming-e-a-melhoria-continua>. Acesso em: 20 jan. 2020.

PETROBRAS. **Norma Petrobras N-9**. revisão F. Tratamentos de Superfície de Aço com ato Abrasivo e Hidrojateamento, 2011.

PETROVIĆ, Z. C. **Catastrophes caused by corrosion**. Vojnotehnički glasnik, v. 64, n. 4, p. 1048–1064, 2016.

PICCOLO, L. **Gêmeos digitais: o mundo ciberfísico já chegou**. Disponível em: <https://www.itforum365.com.br/gemeos-digitais-o-mundo-ciberfisico-ja-chegou>. Acesso em: 10 fev. 2020.

POLIFLUOR. **Teflon: Marca registrada Dupont**. Disponível em: <https://polifluor.com.br/pdf/certificado-teflon.pdf>. Acesso em: 12 fev. 2020.

PRASAD, V. **Real-time Corrosion Monitoring is Increasing Adoption of Corrosion Monitoring Solutions in Various Industries**. Disponível em: <https://www.arcweb.com/blog/real-time-corrosion-monitoring-increasing-adoption-corrosion-monitoring-solutions-various>. Acesso em: 12 fev. 2020.

RABALD, E. **Corrosion guide**. 2nd. ed., Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Science Publishers B. V., 1968.

REVIE, R. W. **Uhlig's corrosion handbook**. 3. ed. Nova York: John Wiley & Sons, 2011.

REYNOLDS, J. T. Corrosion Control Documents: One High Priority Approach to Minimizing Failures of Fixed Equipment. **Inspectioneering Journal**, v. 18, n. 5, p. 6–

9, 2012.

REYNOLDS, J. T. **101 essential elements: In a pressure equipment integrity management program**. 2. ed. The Woodlands: Inspectioneering, 2014.

ROBERGE, P. R. **Corrosion inspection and monitoring**. 1. ed. Ontario: John Wiley & Sons, 2007.

ROMANOFF, M. **Underground corrosion**. US Government Printing Office Washington, DC, 1957.

SANTOS, B. P. *et al.* **Internet das coisas: da teoria à prática**. Minicursos SBRC-Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos, v. 31, 2016.

SASTRI, V. S. **Green corrosion inhibitors: theory and practice**. John Wiley & Sons, v. 10, 2012.

SOARES, W. A.; VASCONCELOS, V. DE; RABELLO, E. G. **Risk-Based Inspection in the context of nuclear power plants**, International Nuclear Atlantic Conference, São Paulo, dez. 2015.

SPIPKER, H. G.; JÄNSCH-KAISER, G.; PÉREZ, N. **Unalloyed steels and cast steel**. Corrosion Handbook, 2012.

TELLES, P. C. S. **Tubulações industriais: materiais, projeto e montagem**. Livros Técnicos e Científicos, 2001.

TELLES, P. C. S. **Vasos de Pressão**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC S.A., 1996.

TENEK, L. T.; ARGYRIS, J. **Finite element analysis for composite structures**. Springer Science & Business Media, 2013.

TOMASHOV, N. D. **Theory of corrosion and protection of metals**. 2. ed. Nova York: Macmillan Company 1965.

WEBSTER, S.; WOOLLAM, R. **Corrosion Monitoring Manual**. BP Sunbury report no. ESR, v. 95, 1996.

WELDINGTEK. A. **Importância da inspeção visual no controle do processo de fabrico**. Disponível em: <http://weldingtek.com/pt/artigos/239/a-importancia-da-inspecao-visual-no-controle-do-processo-de-fabrico>. Acesso em: 19 mar. 2020.

ZAFERANI, S. H. **Failure Analysis of Corrosion Case Histories**. OMICS International, 2015.

ZOLIN, I. **Materiais de Construção Mecânica**. Santa Maria, Brasil. Disponível em: [http://proedu.rnp.br/bitstream/handle/123456789/731/matconstmecanicaPB\\_comcap\\_a.pdf?sequence=2&isAllowed=y](http://proedu.rnp.br/bitstream/handle/123456789/731/matconstmecanicaPB_comcap_a.pdf?sequence=2&isAllowed=y). Acesso em: 08 dez. 2019.