



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Vinicius Galdino da Silva

**Análise de vida residual em vaso acumulador
de condensado por corrosão uniforme**

Recife
2023

Vinicius Galdino da Silva

Análise de vida residual em vaso acumulador de condensado por corrosão uniforme

Monografia submetida ao Departamento de Engenharia Mecânica, da Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, para conclusão do curso de Graduação em Engenharia Mecânica

Orientador(a): PROF. Luiz Adeildo da Silva Júnior

Recife
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Silva, Vinicius Galdino da.

Análise de vida residual em vaso acumulador de condensado por corrosão
uniforme / Vinicius Galdino da Silva. - Recife, 2023.

72 : il., tab.

Orientador(a): Luiz Adeildo da Silva Junior

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de
Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Mecânica -
Bacharelado, 2023.

Inclui referências, apêndices, anexos.

1. Vasos de pressão. 2. NR-13. 3. Análise de vida residual. 4. inspeção. 5.
API 579. I. Silva Junior, Luiz Adeildo da. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

VINICIUS GALDINO DA SILVA

**ANÁLISE DE VIDA RESIDUAL EM VASO ACUMULADOR DE CONDENSADO
POR CORROSÃO UNIFORME**

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

Aprovado em: 13 de fevereiro de 2023

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Prof. Luiz Adeildo da Silva Júnior (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Marcus Costa de Araújo (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Justo Emilio Alvarez Jacobo (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a DEUS, nada teria acontecido sem a sua permissão em nossas vidas

Agradeço aos meus Pais, Rosangela Galdino e Geraldo Arthur, que sempre me incentivaram, apoiaram e direcionaram na vida pessoal e profissional, comecei a gostar de mecânica por causa do meu Pai.

Agradeço todos os professores do departamento de engenharia mecânica e amigos que fizeram parte desta jornada dentro da engenharia e puderam fazer parte da construção do meu conhecimento e senso crítico.

*“A persistência é o caminho do êxito.”
(Autor: Charles Chaplin)*

RESUMO

As plantas industriais possuem dentro do seu processo uma grande variedade de equipamentos estáticos (caldeiras, tubulações, Tanques e Vasos de Pressão) que precisam ser avaliados seguindo os prazos da norma de segurança NR-13, através das inspeções externas e internas, dentro da inspeção externa tem-se como boa prática a execução da medição de espessura do ativo, a partir desta medição é possível calcular a vida útil do ativo com base nas taxas de corrosão de longo e curto prazo, predizendo a vida útil do ativo a partir das informações de projeto. Um vaso de pressão pode continuar em atividade com segurança mesmo estando abaixo da espessura de mínima de projeto, mas para isso é necessária uma análise pelo fitness for service, onde foi avaliado pelos níveis 01 e 02 do API 579, sendo aprovado pelo nível 01 não sendo assim necessário a análise pelo nível 02, garantindo a integridade estrutural com uma espessura abaixo da mínima de projeto. Como foi evidenciado pela equipe do SPIE (Serviço próprio de inspeção de equipamentos) que além da corrosão de forma uniforme o equipamento está sujeito a corrosão sob tensão, que pode ser uma sugestão para o futuro uma análise da integridade estrutural voltada a avaliação da cinética de evolução das trincas observando se as mesmas são trincas ativas ou inativas.

Palavras-chaves: Vasos de pressão, NR-13, Análise de vida residual, inspeção, API 579.

ABSTRACT

Industrial plants have a wide variety of static equipment in their process (boilers, pipes, Tanks and Pressure Vessels) that need to be evaluated following the deadlines of the NR-13 safety standard, through external and internal inspections, within the inspection external it is good practice to measure the thickness of the asset, from this measurement it is possible to calculate the useful life of the asset based on the long and short term corrosion rates, predicting the useful life of the asset based on the information of project. A pressure vessel can continue to operate safely even if it is below the minimum design thickness, but for this it is necessary to analyze it by fitness for service, where it was evaluated by levels 01 and 02 of API 579, being approved by level 01 no therefore, analysis by level 02 is necessary, guaranteeing structural integrity with a thickness below the design minimum. As the SPIE team (own equipment inspection service) showed that in addition to corrosion uniformly, the equipment is subject to stress corrosion, which may be a suggestion for the future of an analysis of structural integrity aimed at evaluating the kinetics of evolution of the cracks observing if they are active or inactive cracks.

Keywords: Pressure vessels, NR-13, Residual life analysis, inspection, API 579.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Tampo e costado esférico.....	18
Figura 2: Tampo elíptico	19
Figura 3: Tampo Torisférico	21
Figura 4: Tampo Cônico	22
Figura 5: Ensaio não destrutivos por ultrassom	28
Figura 6: Líquido Penetrante.....	29
Figura 7: Radiografia	30
Figura 8: Esboço do desaerador	43
Figura 9: Efeito da temperatura na corrosão de aços em ambientes abertos e fechados	49
Figura 10: ZTA com trincas circunferências	50
Figura 11: Conexão de injeção de sulfito	51
Figura 12: TML's no equipamento.....	55
Figura 13: Planificação da medição de espessura por varredura	57
Figura 14: Região de medição crítica pela varredura.....	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Eficiência de solda para tipos de inspeção.....	17
Tabela 2: Espessura recomendada por isótopo.....	30
Tabela 3: Categorização NR-13.....	33
Tabela 4: Periodização de inspeção.....	33
Tabela 5: Limite de temperatura para definir fluência.....	36
Tabela 6: Definições dos tipos de componentes.....	37
Tabela 7: Critério de aceitação para nível 1 e 2 para cascos cilíndricos e cônicos.....	41
Tabela 8: Dados de projetos e construção.....	44
Tabela 9: Categorização NR-13.....	47
Tabela 10: Histórico de medidas.....	56
Tabela 11: Cálculo da TCL e TCC entre 1986 e 2021.....	60
Tabela 12: Cálculo da TCL e TCC entre 2021 e 2022.....	61

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AVR	Análise da vida residual
API	American Petroleum Institute
CUI	Corrosion under insulation
CML	Condition monitoring local
CSI	Corrosão sob isolamento
CST	Corrosão sob tensão
CTP	Critical thickness profile
DTP	Dispositivo técnico provisório
END	Ensaaios não destrutivos
LP	Líquido Penetrante
NR-13	Norma Regulamentadora 13
PMTA	Pressão máxima de trabalho
RGI	Risco grave e iminente
REC	Recomendações de inspeção
SPIE	Serviço próprio de inspeção de equipamentos
TML	Thicknnes monitoring local
ZTA	Zona termicamente afetada

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	12
1.1.	Objetivos	12
1.2.	ORGANIZAÇÃO DO PRESENTE TRABALHO	13
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
2.1.	VASOS DE PRESSÃO	14
2.1.1.	CASCO	14
2.1.1.1.	CASCO CILÍNDRICO	14
2.1.1.2.	CASCO ESFÉRICO E TAMPO ESFÉRICOS	17
2.1.2.	TAMPOS	18
2.2.	CORROSÃO	22
2.2.1	AERAÇÃO DIFERENCIAL	23
2.2.2	CORROSÃO GALVÂNICA	24
2.2.3	CORROSÃO SOB ISOLAMENTO	24
2.3.1	AÇO CARBONO E BAIXAS LIGA	25
2.3.1.1	EFEITOS DA ÁGUA	25
2.3.1.2	EFEITO CONTAMINANTES	26
2.3.1.3	EFEITO DA TEMPERATURA	26
2.3.2	TIPOS DE ISOLAMENTO	26
2.4	ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS	27
2.4.1	ULTRASSOM	28
2.4.2	LÍQUIDO PENETRANTE	29
2.4.3	RADIOGRAFIA	29
2.5.	NR-13	30
2.5.1.	CALDEIRAS	31
2.5.2.	VASOS DE PRESSÃO	32
2.6.	ANÁLISE DE VIDA RESIDUAL - API 510	34
2.7.	INTEGRIDADE ESTRUTURAL POR CORROSÃO UNIFORME – API 579	35
2.7.1.	AVALIAÇÃO POR CORROSÃO UNIFORME	35
2.7.2.	APLICABILIDADE DO PROCEDIMENTO NÍVEL 1 e NÍVEL 2.	36
2.7.3.	MEDIDAS NECESSÁRIAS	37
3.	METODOLOGIA	42
3.5.	DADOS DE PROJETO	43
3.6.	INSPEÇÃO	46
3.6.1.	HISTÓRICO DE INSPEÇÃO	47
3.6.2.	HISTÓRICO DE MEDIÇÕES	54

4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	59
4.5.	ESPESSURA MÍNIMA ADMISSÍVEL	59
4.6.	ANÁLISE DE VIDA RESIDUAL.....	60
4.7.	ANÁLISE PELO API 579 NÍVEL 1 E NÍVEL 2	62
5.	CONCLUSÕES.....	65
6.	SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS	66
7.	REFERÊNCIAS	67
	ANEXO A – TENSÃO ADMISSÍVEL SA-515 GR 70.....	69
	ANEXO B – PARÂMETROS PARA CALCULAR O COMPRIMENTO PARA MÉDIA DE ESPESSURA.....	71

1. INTRODUÇÃO

Toda indústria de processo precisa de equipamento estáticos para armazenar e distribuir, levar matéria-prima, escoar para transporte logístico e até mesmo formas de conservação. Estes equipamentos estão na maior parte associados a armazenamento de fluidos quando tratamos de vasos de pressão e tanques, já na área de distribuição tem-se como principal fonte de escoamento de matéria-prima tanto para alimentar a linha de produção quanto para receber fluidos as tubulações. Os processos de armazenagem e escoamento de fluídos proporcionam o contato do metal base com o eletrólito, proporcionando meios corrosivos.

Para construção de um vaso de pressão há as características de utilização (dados de operação) que vão nortear o material utilizado e a sobresspesura de corrosão, ocasionando ao fim da mesma o fim da sua vida útil, porém em grandes partes do final de vida útil os equipamentos ainda possui integridade estrutural para continuar em operação, mas que precisa ser avaliado se ainda é seguro operar. As análises são feitas com base na norma de projetos (ASME Seção VIII divisão 1 e 2) ou por uma norma de integridade estrutural como API 579 ou ASME FFS-1. Para se analisar pelas normas é preciso tem informações pertinente a condição atual do equipamento e os mecanismos de dano associado, que só é possível graças as informações colhidas durante as inspeções internas e externas.

Com isso se faz necessário a inspeções desses equipamentos por meios de ensaios não destrutivos, podendo ser eles partícula magnética, líquido penetrante, ultrassom, PECA, eldy current, réplica metalográfica entre outros, os quais forem necessários para conseguir laudar o equipamento para continuar a operação ou encerrar sua vida.

1.1. Objetivos

O objetivo geral do presente trabalho é realizar análises sobre a vida residual com base nos danos associado aos vasos de pressão acumulador de condensado (desaerador), tanto de forma externa como de forma interna, usando como maior parâmetro de análise a corrosão sob isolamento para mecanismo de dano externa e a ação do fluido com mecanismos internos. Correlacionar as informações captadas e

fornecidas pelo SPIE para as análises do vaso de pressão em relação a periodicidade informada pela NR-13 (Estabelecimento com SPIE) e pelas normas de construção e inspeção e vasos de pressão da indústria de petróleo (API 510, API 579, ASME SECÇÃO VIII div. I).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Como objetivos específicos, pode-se citar:

- Avaliar as condições físicas do vaso de pressão, se o equipamento está apto a operar por mais uma campanha e atende aos prazos da NR-13, avaliar os mecanismos de dano vigente no material, avaliar e quantificar os danos que o equipamento está submetido, avaliar a vida residual que o equipamento possui, mitigando riscos envolvidos a danos posteriores, avaliando se é preciso reavaliar o tempo de inspeção a depender da influência da corrosão sobre as chapas dos tampos e cascos.

1.2. ORGANIZAÇÃO DO PRESENTE TRABALHO

Além deste capítulo introdutório, esta monografia é composta por mais 5 capítulos, descritos a seguir.

- No Capítulo 2 é apresentada uma fundamentação teórica a respeito das técnicas sobre as geometrias de vasos de pressão e os tipos de mecanismos de danos ocasionados por corrosão.
- No Capítulo 3 é apresentada uma revisão da literatura com relação ao API 510 e API 579
- O Capítulo 4 exibe a metodologia adotada para a execução deste trabalho;
- No Capítulo 5 são exibidos os resultados obtidos com a abordagem tratadas no Capítulo 4;
- No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões extraídas do presente trabalho e apontadas sugestões para trabalhos futuros.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. VASOS DE PRESSÃO

Na grande demanda e controle de processos as indústrias precisam armazenar sua matéria de consumo para utilizar na composição dos seus componentes, a forma mais fácil de se armazenar são em recipientes, quando o fluido ou matéria prima precisa ficar submetida a pressão esse fluido é projetado um vaso de pressão, que são estruturas utilizadas presentes nos mais diversos ramos industriais, onde se pode armazenar os mais diversos fluidos e materiais para consumi-los. Vasos de Pressão podem ser produzidos por aços, ligas e até materiais compósitos, mas para decidir o melhor material e o mais adequado se faz necessário entender a que atmosfera ela estará submetida a fim de encontrar o melhor material para o fluido de trabalho. Outra importante definição de um vaso é seu formato, que pode ter 2 tipos de corpo principais e alguns tipos de tampos distintos, onde o formato da geometria é responsável pelo conjunto de tensões que o material estará submetido.

2.1.1. CASCO

pode-se inferir que o casco junto aos tampos forma as principais partes dos vasos de pressão, é sobre elas que estão sendo as influências do fluido, temperatura e pressão, para realizar a construção do vaso de pressão é necessário entender quais os tipos de cascos e a influência da tensão com base na sua forma.

2.1.1.1. CASCO CILÍNDRICO

Corpo Cilindro é o mais usual dentro da indústria petroquímica, basicamente quando o casco é cilíndrico o vaso é apoiado sobre o chão ou sobre poucos metros abaixo da superfície o que faz variar é o seu tampo, os vasos podem ser verticais ou horizontais a depender da finalidade do seu uso. Pela norma ASME é possível dimensionar a espessura de parede do vaso a depender da pressão interna. Os cascos cilíndricos vão ter dois tipos de definições sobre pressão e espessura mínima admissível, que estão associadas as tensões circunferenciais e longitudinais, para cálculo desta definição é preciso avaliar para os parâmetros circunferenciais se a pressão de projeto não exceda $0,385 \cdot S \cdot E$ e para os parâmetros longitudinais se a

pressão de projeto não exceda $1,25 \cdot S \cdot E$. Ao se calcular o casco em relação a tensão circunferencial a equação é variável, é necessário avaliar se a espessura de parede não excede a metade do raio interno ou se a pressão interna de projeto não exceda $0,385 \cdot S \cdot E$ (SILVA TELLES, 1996). É possível encontrar a espessura para a tensão longitudinal através das seguintes equações 2.1 ,2.2 ,2.3 ,2.4 ,2.5 e 2.6.

- **$P \leq 0,385 \cdot S \cdot E$**

$$t = \frac{P \cdot R}{S \cdot E - 0,6 \cdot P} \quad (2.1)$$

$$P = \frac{t \cdot S \cdot E}{R + 0,6t} \quad (2.2)$$

$$\sigma_c = \frac{P \cdot (R + 0,6 \cdot t)}{t \cdot E} \quad (2.3)$$

- **$P > 0,385 \cdot S \cdot E$**

$$t = R \cdot \sqrt{Z} - 1 + C \quad (2.4)$$

Onde: $Z = \frac{SE+P}{SE-P}$

$$P = \frac{S \cdot E \cdot (a^2 - 1)}{(a^2 + 1)} \quad (2.5)$$

$$\sigma_c = \frac{P \cdot (a^2 + 1)}{E \cdot (a^2 - 1)} \quad (2.6)$$

Onde: $a = \frac{t}{R} + 1$

S é Tensão admissível do material

P é Pressão

R é raio interno

E é a eficiência de soldagem

t é espessura

σ_c é tensão circunferencial

Ao se calcular o casco em relação a tensão longitudinal a equação é variável, é necessário avaliar se a espessura de parede não excede a metade do raio interno ou se a pressão interna de projeto não exceda $1,25 \cdot S \cdot E$ (SILVA TELLES, 1996). É possível encontrar a espessura para a tensão longitudinal através da seguinte equação 2.7 ,2.8 ,2.9 ,2.10 ,2.11 e 2.12.

- **$P \leq 1,25 \cdot S \cdot E$**

$$t = \frac{P \cdot R}{2 \cdot S \cdot E + 0,4 \cdot P} \quad (2.7)$$

$$P = \frac{2 \cdot t \cdot S \cdot E}{R - 0,4 \cdot t} \quad (2.8)$$

$$S = \frac{P \cdot (R - 0,4 \cdot t)}{2 \cdot t \cdot E} \quad (2.9)$$

- **$P > 1,25 \cdot S \cdot E$**

$$t = R \cdot \sqrt{Z} - 1 \quad (2.10)$$

Onde: $Z = \frac{P}{S \cdot E} + 1$

$$P = S \cdot E \cdot (a^2 - 1) \quad (2.11)$$

$$S = \frac{P}{E \cdot (a^2 - 1)} \quad (2.12)$$

Onde:

S é Tensão admissível do material

P é Pressão

R é raio interno

E é a eficiência de soldagem

t é espessura

Tabela 1: Eficiência de solda para tipos de inspeção

Tipo de solda	Limitações	Grau de inspeção		
		Radiografia Total	Radiografia Parcial	Não Radiografada
Solda de topo feita por ambos os lados ou por procedimento equivalente, de forma a obter penetração e fusão totais	Nenhuma	1,00	0,85	0,70
Solda de topo feita por apenas um lado, com mata-junta permanente	Nenhuma	0,90	0,80	0,65
Solda de topo feita por apenas um lado, Sem mata-junta	Uso permitido somente para soldas circunferenciais, para espessuras inferiores a 15 mm e diâmetro do vaso inferior a 610 mm	-	-	0,60
Solda sobrepostas com filete duplo de altura total	Uso permitido para soldas longitudinais em espessuras inferiores a 10 mm, e para soldas circunferenciais em espessuras inferiores a 15	-	-	0,55

Fonte: ASME Seção VIII, div 1

2.1.1.2. CASCO ESFÉRICO E TAMPO ESFÉRICOS

Proporcionalmente são os mais resistentes em comparação com os demais, podendo ter cerca de metade da espessura de um casco cilíndrico para o mesmo diâmetro. É empregado em vasos verticais de diâmetros grandes (superiores a 10 metros), para vasos com diâmetros inferiores a 10 metros é utilizado para aplicações de alto nível de pressão e nestes casos é construído forjados de forma integral, em diâmetros maiores é fabricado por partes e soldados para forma a esfera. Os parâmetros de construção seguem as seguintes equações:

- $P \leq 0,665 \cdot S \cdot E$

$$t = \frac{P \cdot L}{2 \cdot S \cdot E} \quad (2.13)$$

$$P = \frac{2 \cdot t \cdot S \cdot E}{(L + 0,2 \cdot t)} \quad (2.14)$$

$$S = \frac{P \cdot (L + 0,2 \cdot t)}{2 \cdot t \cdot E} \quad (2.15)$$

- $P > 0,665 \cdot S \cdot E$

$$t = L \cdot (\sqrt[3]{Y} - 1) \quad (2.16)$$

Onde: $Y = \frac{2(SE + P)}{2SE - P}$

$$P = \frac{2 \cdot S \cdot E(a^3 - 1)}{(2 + a)} \quad (2.17)$$

$$S = \frac{P \cdot (2 + a^3)}{2 \cdot E(a^3 - 1)} \quad (2.18)$$

Onde: $a = \frac{t}{L} + 1$

S é Tensão admissível do material

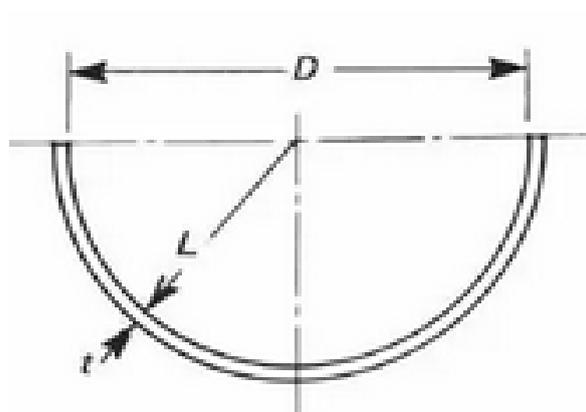
P é Pressão

L é raio interno

E é a eficiência de soldagem

t é espessura

Figura 1: Tampo e costado esférico



Fonte: ASME seção VIII div. 1

2.1.2. TAMPOS

Para vasos de pressão verticais e horizontais não enterrados existem uma gama de tampos que podem ser utilizados, cada tipo de tampo possui uma geometria característica e as tensões atuantes para cada tipo de geometria.

2.1.2.1. ELÍPTICOS

São seções transversais como uma elipse geométrica perfeita. Tampo elíptico tem a relação de semieixos de 2:1, isto é, o diâmetro do tampo é 4 vezes maior que sua altura, quase sempre tem a mesma espessura de casos cilíndricos, porque sua resistência a pressão interna é praticamente igual ao cilíndrico de mesmo diâmetro. As equações que descrevem os parâmetros são:

$$t = \frac{P \cdot K \cdot D}{(2 \cdot S \cdot E - 0,2 \cdot P)} \quad (2.19)$$

$$P = \frac{2 \cdot t \cdot S \cdot E}{D \cdot K + 0,2 \cdot t} \quad (2.20)$$

$$S = \frac{P(D \cdot K + 0,2 \cdot t)}{2 \cdot t \cdot E} \quad (2.21)$$

Onde: $K = \frac{1}{6} \left\{ 2 + \left[\frac{D}{2h} \right]^2 \right\}$

S é Tensão admissível do material

P é Pressão

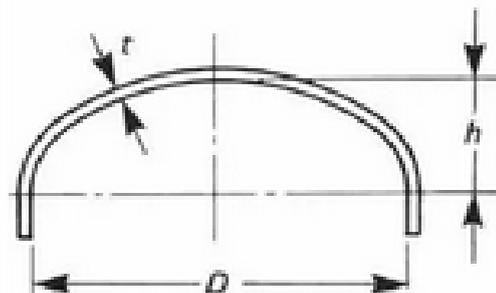
D é Diâmetro interno

E é a eficiência de soldagem

t é espessura

K é o fator de forma do tampo elíptico

Figura 2: Tampo elíptico



2.1.2.2. TORISFÉRICO

Constituído por uma calota central esférica de raio R_c , e uma seção toroidal de concordância R_k . Mais fácil de fabricar do que o elíptico, quanto menor for o raio de concordância mais fácil de fabricar, porém quanto maior mais resistente conforme autor Silva Telles (1996).

Qualquer tampo torisférico é sempre mais fraco do que um elíptico de mesmo diâmetro e mesma relação de semieixos. A ASME seção VIII div. I Parágrafo UG-32 exige que para tampos torisféricos que R_k seja no mínimo 6% do diâmetro, ou 3 vezes a espessura da chapa (ou o que for maior) e que R_c seja no máximo igual ao diâmetro externo do tampo.

Os tampos triféricos com $R_k = 0,06D$ e $L = D$ são os mais resistentes de todos ao efeito da pressão interna, exigindo menor espessura de chapa. Quanto mais próximo do perfil elíptico mais resistente se torna, a relação que mais se aproxima é $R_k = 0,1727D$ e $L = 0,9045D$ (SILVA TELLES, 1996). As equações que descrevem os parâmetros com base na pressão interna são:

$$t = \frac{P \cdot L \cdot M}{(2 \cdot S \cdot E - 0,2 \cdot P)} \quad (2.22)$$

$$P = \frac{2 \cdot t \cdot S \cdot E}{L \cdot M + 0,2 \cdot t} \quad (2.23)$$

$$S = \frac{P \cdot (L \cdot M + 0,2 \cdot t)}{2 \cdot t \cdot E} \quad (2.24)$$

$$\text{Onde: } M = \frac{1}{4} \left\{ 3 + \left[\frac{L}{R_k} \right]^{\frac{1}{2}} \right\}$$

S é Tensão admissível do material

P é Pressão

D é Diâmetro interno

E é a eficiência de soldagem

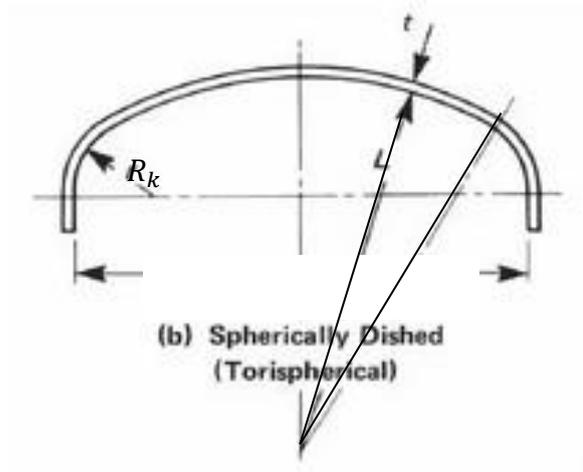
t é espessura

M é o fator de forma do tampo torisférico

R_k é o Raio de concavidade

L é o Raio de coroa

Figura 3: Tampo Torisférico



Fonte: ASME Seção VIII Div. 1

2.1.2.3. Cônico

Embora fáceis de construir, são poucos usados, pois são menos resistentes que os outros, sua utilização limita-se ao tampo inferior de vasos que seja necessária a descarga rápida completa, ou que trabalhem com fluidos viscosos ou sólidos em suspensão. Para tampos cônicos com semiângulo no vértice maior que 30° o código ASME seção VIII div.1 exige a concordância toroidal, somente dispensada com estudo especial. As equações que descrevem os tampos cônicos são:

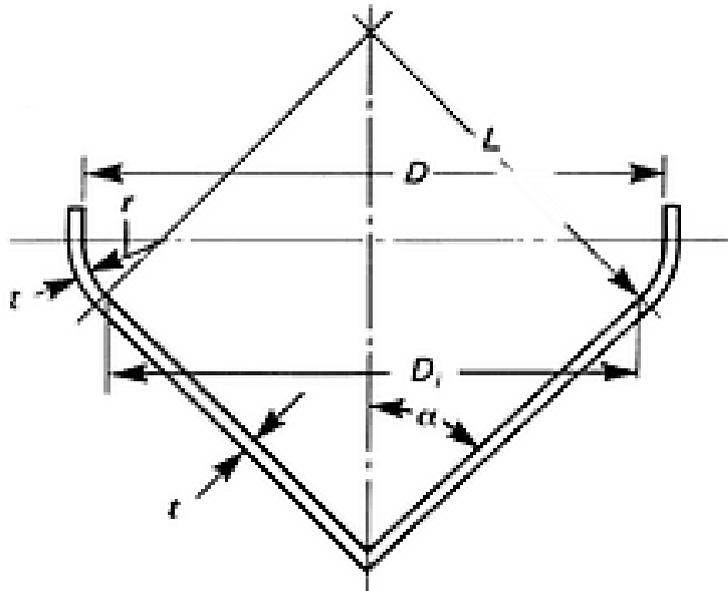
- $\alpha \leq 30^\circ$

$$t = \frac{P \cdot D}{2 \cos(\alpha) (S \cdot E - 0,6 \cdot P)} \quad (2.25)$$

$$P = \frac{2 \cdot t \cdot S \cdot E \cdot \cos(\alpha)}{(D + 1,2 \cdot t \cdot \cos(\alpha))} \quad (2.26)$$

$$S = \frac{P \cdot (D + 1,2 \cdot t \cdot \cos(\alpha))}{2 \cdot t \cdot E \cdot \cos(\alpha)} \quad (2.27)$$

Figura 4: Tampo Cônico



Fonte: ASME Seção VIII Div. 1

2.2. CORROSÃO

A corrosão pode ser caracterizada como um processo espontâneo, que acontece por meio de uma ação química ou eletroquímica, da interação dos materiais com o meio, podendo ou não ser auxiliado por esforços mecânicos (Corrosão sob tensão). A deterioração pode ocorrer em materiais metálicos e não metálicos a depender do meio o qual o mesmo esteja submetido.

Em sua grande maioria os metais são encontrados na natureza sobre a forma de compostos, nessa composição pode-se considerar que os metais são estáveis, e nesse estado possuem um nível de energia inferior aos metais que são comercialmente vendidos depois de terem sofridos a ação da metalurgia, por conta disso os metais tendem a reagir com o meio para voltar ao seu estado natural, o autor **Vicente Gentil** mensura no seu livro Corrosão que "em alguns casos pode-se admitir a corrosão como o processo inverso da metalurgia". Na natureza a hematita (Fe_2O_3) óxido de ferro encontrado em maior forma na natureza pode ser visto como ferrugem na forma hematita hidratada ($\text{Fe}_2\text{O}_3 + n\text{H}_2\text{O}$) (VICENTE GENTIL, 1998).



Apesar de existirem metais encontrados nas suas formas finais como o ouro e

platina os mesmos podem sofrer danos corrosivos a depender se o meio é suficientemente agressivo, com isso pode-se inferir que todos os metais podem corroer a depender do meio.

- Ouro e platina na presença de ácido clorídrico (HCl) e ácido nítrico corroem.
- Aços inoxidáveis (AISI 304) na presença de íon de cloreto podem ser atacados por pites e CST.
- Alumínio não resiste ao ácido clorídrico e em soluções de bases fortes.
- Cobre é fortemente atacado por soluções amoníacas.
- Titânio. Corrói na presença de ácido fluorídrico.

Num processo corrosivo existem 2 agentes: um redutor e um oxidante, onde o agente oxidante perde elétrons para o agente redutor (cátodo), para se avaliar qual o metal é o cátodo ou o ânodo é necessário avaliar o potencial de oxidação, o metal que tiver o maior potencial de oxidação vai corroer e esse será o ânodo. Para avaliar os potenciais é preciso observar a equação de *Nerst*

$$E = E^{\circ} - \frac{RT}{nF} \ln Q \quad (2.28)$$

A espontaneidade da reação pode ser vista da mesma forma que na termodinâmica, pela equação de Gibbs, com isso é possível identificar a espontaneidade de a reação ocorrer.

$$\Delta G = -nFE \quad (2.29)$$

A espontaneidade da reação é relacionada da seguinte forma:

$\Delta G > 0$: Reação não espontânea

$\Delta G < 0$: Reação espontânea

Os principais tipos de casos encontrados em indústrias em relação a corrosão, são as corrosões que ocorrem por aeração diferencial, corrosão sob tensão e pilhas galvânicas.

2.2.1 AERAÇÃO DIFERENCIAL

Acontece quando existe algum tipo de fresta na junção entre dois materiais, muito

comum acontecer em peças rebitadas e junções aparafusadas, que são regiões que deixam frestas e permitem a entrada de ar, o Ar aumenta o potencial do material tornando a região mais aerada a região de maior potencial, a região anódica, e a região menos aerada a região catódica (VICENTE GENTIL, 1998).

2.2.2 CORROSÃO GALVÂNICA

A corrosão galvânica acontece quando há o contato entre materiais dissimilares, com potenciais distintos, este contato gera uma diferença de potencial e quando imersa em um eletrólito acaba permitindo a transferência de elétron da região anódica para região catódica (VICENTE GENTIL, 1998).

2.2.3 CORROSÃO SOB ISOLAMENTO

Problemas relacionados ao CUI é relativamente recente, até a década de 1950 não se havia nenhuma informações na literatura sobre o assunto, a medida do crescimento dos problemas de corrosão sob isolamento foi publicada trabalhos e artigos, tendo sua primeira aparição em 1983, com o primeiro relatório de última geração da NACE sobre CUI sendo publicado em 1989. Esse aumento de atividade sobre os trabalhos e artigos se dá pelo aumento da gravidade dos danos, com equipamentos precisando parar sua operação para realizar os reparos.

A suscetibilidade da corrosão sob isolamento tem suas peculiaridades e suas características, os materiais classificados a suscetibilidade são os aços carbonos, aços baixos liga, aços inoxidáveis autênticos e aços inoxidáveis duplex (API 583, 2021), associado ao material existem as temperaturas de suscetibilidade que para aços carbono e aços de baixa liga está a uma faixa de -12 °C a 177 °C (API 583, 2021), existe outra concepção sobre as temperaturas que as mesmas podem variar de -4°C a 175 °C (NACE SP0198, 2010), de modo a considerar e mitigar os riscos as faixas de temperatura que usualmente é considerada é a do API 583 já que engloba a faixa de temperatura da NACE-SP0198. Apesar das literaturas falarem sobre um range de temperatura deve-se ter atenção sobre alguns pontos, como em torres de resfriamento e trocadores de calor que a entrada e saída do produto podem não estar na faixa da ocorrência de CUI, mas em um certo momento do processo há temperatura pode entrar no range da corrosão sob isolamento, até mesmo em serviços

cíclico ou intermitente.

2.3.1 AÇO CARBONO E BAIXAS LIGA

Para avaliar a existência da corrosão no aço carbono é necessário o metal entrar em contato com água mais oxigênio. Para que se tenha o contato entre o metal e a água mais o oxigênio é necessário que alguns fatores aconteçam, sendo esses: Retenção de água ou de outros meios corrosivos em anéis um espaço anular, falta de calafetação ou mastigues, absorção da água gaseificada pelo isolamento ou retenção do mesmo, falta da camada protetiva de pintura, um material (isolamento) que possa ter em sua composição contaminantes lixiviados nos mesmos como cloretos ou sulfetos. Com a incidência de água sobre o aço se forma um local propício para o acontecimento da corrosão no aço carbono. Para uma melhor análise do CUI é preciso verificar os efeitos da água, contaminantes e temperatura.

2.3.1.1 EFEITOS DA ÁGUA

O primeiro ponto para existência de corrosão sob isolamento é a de que a água ou eletrólito precisa entrar em contato com o metal, e existem 2 fontes para a incidência da água que é a incidência por fonte externa e condensação (*NACE SP0198, 2010*).

A incidência de fonte externa ela pode advir dos meios mais diversos como: torre de resfriamento, precipitação, sistema de combate a incêndio, condensação caindo no equipamento de serviço frio, descargas de vapores, derramamento de líquidos de processo, águas subterrâneas, condensação em superfície fria após danos na barreira de vapor e etc. (*NACE SP0198, 2010*).

O isolamento tem um grande importância quanto ao efeito da água, o que ocorre é que quando o equipamento está a uma temperatura de operação superior a temperatura de evaporação da água a água deveria evaporar e assim não se ter mais o contato com o metal, mas o que ocorre é que apesar da temperatura de operação ser superior a 100 °C a temperatura durante o isolamento é inferior a isso, tendo uma temperatura na interface isolamento atmosfera menor que 100 °C, fazendo que a água condense novamente e volte a ter contato com o metal voltando a acontecer o CUI.

2.3.1.2 EFEITO CONTAMINANTES

O contaminante é um fator que pode aumentar ou diminuir a corrosão dependendo da sua concentração, e as principais classes de contaminantes que afetam o CUI são: Contaminantes do meio que o equipamento está inserido com atmosferas marinhas ou zonas industriais e contaminantes lixiviados no isolamento que ao ter contato com a água os contaminantes acabam por se concentrar na superfície do metal. As hidrólises dos sais metálicos podem vir a causar uma corrosão do tipo pite e/ou alveolar (Localizada) devido à diminuição do PH em pequenas regiões criando áreas anódicas (*NACE SP0198, 2010*).

2.3.1.3 EFEITO DA TEMPERATURA

A temperatura é um dos principais mecanismos para avaliar a suscetibilidade, como mencionado no item 2. O aumento da temperatura diminui a exposição que o material ficar em contato com a umidade, mas com o aumento da temperatura o mesmo diminui a vida útil de revestimento protetores, mástiques e selantes.

A influência da temperatura na corrosão é variante de acordo com o sistema como é evidenciado na figura 1, para sistemas abertos a concentração de oxigênio diminui à medida que a temperatura aumenta, há um aumento mas à medida que a temperatura passa dos 80 °C a curva de corrosão tende a diminuir, diferente dos sistemas fechados, onde com aumento da temperatura a taxa de corrosão tende a aumentar, a cinética de reação da corrosão tendem até os maiores níveis entre 70 °C a 110 °C (*API 583, 2021*) usualmente é classificado como a temperatura onde as taxas de corrosão são as maiores.

2.3.2 TIPOS DE ISOLAMENTO

Os isolamentos são compostos por materiais que tem por finalidade evitar a troca térmica de equipamento e tubulações, usualmente são utilizados em conservação térmica, mas não possuem somente esta finalidade. No API 583 é mencionado faixas de temperaturas que podem prever a funcionalidade final do isolamento, são essas:

- Conservação de calor usualmente para temperaturas superiores a 93 °C

- Conservação a frio (sistemas de refrigeração) usualmente menores que 40 °C
- Proteção contra pessoas Temperaturas superiores a 60 °C
- Proteção de congelamento e traços de calor
- Controle de condensação
- Controle acústico (Redução de ruído)
- Controle de processo.

Devida a grande gama de empregabilidade dos isolamentos e com o avanço da tecnologia é existente uma grande variedade dos isolantes. Em plantas petroquímicas e químicas são comumente encontrados isolamentos dos tipos granulares, cobertores finos, fibrosos, celulares, espumas e revestimentos isolantes térmicos (API 583,2021).

2.4 ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS

Ensaio não destrutivo são compostos por uma gama de ensaios utilizado para aferir que o equipamento esteja em total capacidade de operação conforme as propriedades físicas, químicas, mecânicas ou dimensionais. Os principais objetivos dos Ensaio não destrutivo (END) é detectar descontinuidade nos materiais, conseguindo avaliar a segurança do processo, se o processo corre algum risco de falha ou até mesmo mensurando a possível vida útil do material. também para o processo de qualidade do material e produto, contribuindo para diminuir os custos e aumentar a confiabilidade.

Para cada tipo de END existem uma norma específica, para garantir o comprimento da qualidade do END é necessário profissional e empresa qualificados, equipamento devidamente calibrado, ainda existem normas que regulam empresas de END como a ISO 17020.

- **Descontinuidade:** é a interrupção (vazio) nas estruturas típicas de uma peça, a estrutura metálica do aço em proporções as características físicas, mecânicas ou metalúrgicas. Esses vazios não são estruturas que causam falha ou impedem o funcionamento do material ou equipamento. Essas descontinuidades podem acontecer em 2 pontos, a Descontinuidade em

juntas de solda e a descontinuidade em fundido.

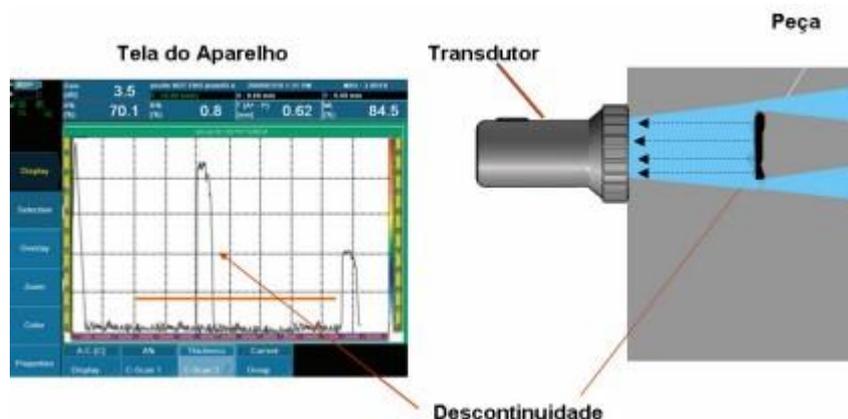
- **Defeitos:** Podem ser descritos como o aumento da descontinuidade ou uma descontinuidade não tratada que acaba pondo em risco (acima do aceitável) a operação do equipamento ou de qualquer tipo de material.

2.4.1 ULTRASSOM

O ensaio por ultrassom, é caracterizado com um método não destrutivo que tem por objetivos a detecção de descontinuidades internas. Diferente do ensaio de partícula magnética o END por ultrassom pode ser feito na maior diversidade de materiais, podendo ser eles ferros ou não ferros. Como é sabido ondas sonoras podem ser emitidas numa grande gama de frequência, sendo diferenciadas ao ouvido humano em 02 zonas: audíveis (Zonas audíveis são considerados com a gama de frequência que é superior a 20 Hz e inferior a 20 KHz) não audíveis (Zonas inaudíveis são zonas abaixo de 20 Hz (infrassom) e zonas superiores a 20 KHz (ultrassom)). Outro fator que é de grande valia em relação aos sons é que ondas sonoras podem ser refletidas ou repelidas por objetos.

O ensaio de ultrassom consiste em utilizar sons que são emitidos através de um transdutor, essa onda sonora percorre o material, sofrendo vibrações e reflexões ao se chocarem com descontinuidades, o transdutor também capta a onda sonora refletida, transformando no monitor essa reflexão como um pulso. conforme na figura abaixo

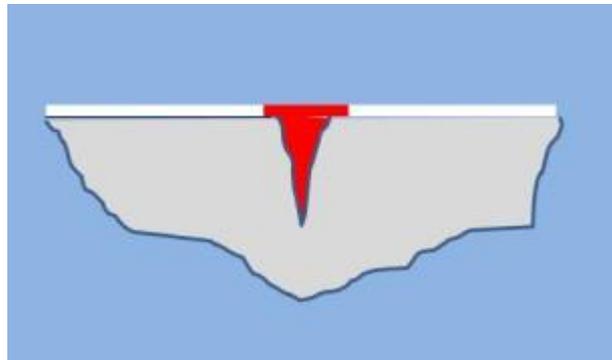
Figura 5: Ensaio não destrutivo por ultrassom



2.4.2 LÍQUIDO PENETRANTE

O END de líquido penetrante (LP) é um método desenvolvido para detecção de descontinuidades superficiais, e um método antigo, incitado anterior a segunda guerramundial. O ensaio do líquido penetrante não aconselhável para estruturas de superfícies grossas ou muito porosas, podendo ser aplicado como o ultrassom a 3qualquer tipo de material que seja solido.

Figura 6: Líquido Penetrante



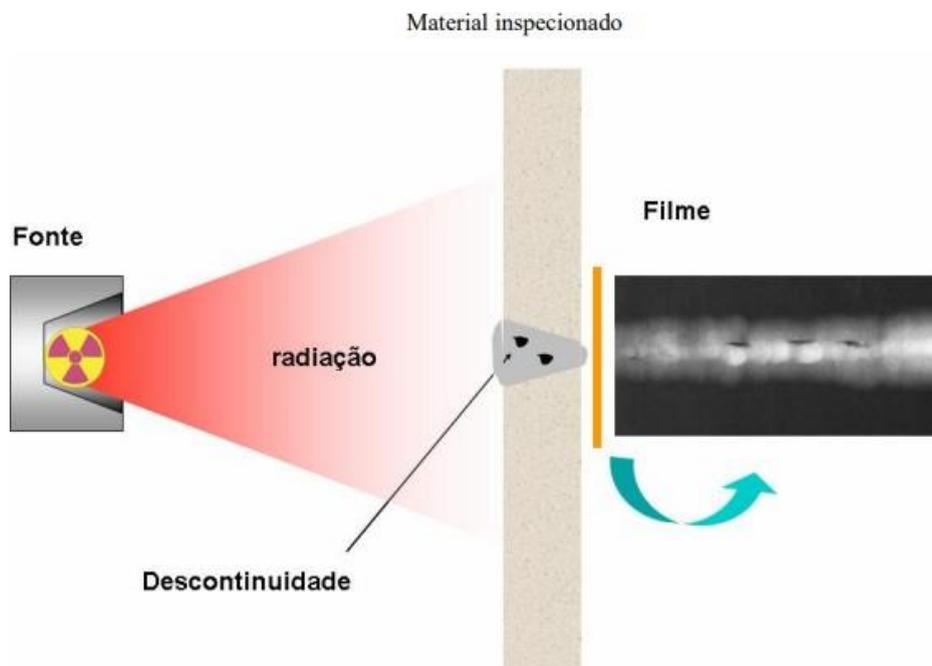
Fonte: Andreucci, 2018

O método de LP penetrante consiste com 2 tipos de fluido, o penetrante e o revelador. todo processo se inicia com a preparação da superfície do material, e sua limpeza. neste processo deve-se retirar todo o tipo de contaminante e rugosidade para tornar o teste confiável, deve-se remover ferrugem, carapeta, água, óleo e qualquer outrocontaminante, após a limpeza da peça e aplicado o líquido penetrante que vai penetrar na descontinuidade, após a aplicação remove-se o excesso e é aplicado o revelador. O revelador normalmente é um pó fino, que é aplicado sobre a superfície e age com o LP, revelando-o.

2.4.3 RADIOGRAFIA

O método radiográfico é um método baseado na diferença de absorção da radiação penetrante pelo material que está sobre análise. A detecção da absorção da radiação pode ser detectada através de 3 meios, por meio de um filme, por meio de um tubo de imagem ou por meio de detectores de eletrônicos de radiação.

Figura 7: Radiografia



Fonte: Andreucci, 2010

O ensaio pode ocorrer por 2 tipos de radiação, Raios-x e raios-Gama para inspeção de peças fundidas, forjadas, laminadas e juntas soldadas (Andreucci, 2010). Para cada tipo de isótopo radioativo, está correlacionado uma espessura recomendada a radiografar, como pode ser visto na tabela 1.

Tabela 2: Espessura recomendada por isótopo

Material	Iridio-192 Espessura (mm)	Cobalto-60 Espessura (mm)	Selênio-75 Espessura (mm)
Aço	10 a 80	60 a 150	5 a 30
Ligas de cobre e de alto níquel	10 a 80	60 a 150	-
Alumínio	≥ 60	-	-

Fonte: N-1595, 2004

2.5. NR-13

A Norma Regulamentadora 13 foi criada pelo ministério do trabalho em 1978, onde tinha por objetivo redigir normas claras para operação de caldeiras, vasos de pressão e tubulações, a fim de garantir a integridade operacional da planta industrial e de seus colaboradores.

Em 1994 houve uma modificação da norma onde foi feita a definição dos equipamentos o quais a norma incluía sobre sua jurisprudência e a classificação dos tipos de caldeiras. Também em 1994 foi criada o Serviço próprio de inspeção de equipamentos (SPIE) com certificação pelo INMETRO, o que possibilitou que empresas certificadas no SPIE pudessem ampliar os prazos de inspeção dos equipamentos.

2.5.1. CALDEIRAS

As caldeiras são equipamentos sujeitos a ações de chamas que podem ser de 02 tipos: Aquatubulares e Flamotubulares. A principal funcionalidade de uma caldeira é a produção de vapor saturado ou superaquecido.

A classificação da caldeira se dá entre 02 classes A e B, sendo categoria A caldeiras cuja pressão de operação é superior a 19,98 kgf/cm² e B caldeiras a quais operam com pressões inferiores a 19,98 kgf/cm² e superiores a 0,61 kgf/cm² (NR-13, 2022), São componentes obrigatórios de caldeiras válvulas PSV's com pressão de abertura igual ou inferior a PMTA das caldeiras, Sistema de controle de nível de água, indicadores de pressão do vapor e sistema dedicados de drenagem de água. Toda caldeira deve possuir placa, contendo informações do fabricante, capacidade de vapor, PMTA, área de superfície de aquecimento, número da ordem do fabricante, ano de fabricação, código de construção e seu prontuário no estabelecimento onde a mesma está instalada (NR-13, 2022).

Para inspeções periódicas de segurança constituídas por inspeções internas e externas é constituída por um prazo para estabelecimentos que não possuem SPIE:

- 12 meses para caldeiras categoria A e B.
- 18 meses para caldeiras de recuperação de álcalis.
- 24 meses para caldeiras categoria A desde com 12 meses sejam feitos testes das válvulas PSV da caldeira.
- 36 meses para caldeira categoria B com sistema de gerenciamento de combustão (SGC).

Estabelecimentos com SPIE:

- 24 meses para caldeiras categoria B e de recuperação de álcalis.

- 36 meses para caldeiras categoria A
- 48 meses para caldeira categoria A com sistema instrumentado de segurança (SIS)

2.5.2. VASOS DE PRESSÃO

Vasos de pressão são equipamento dimensionados para diversas finalidades dentro de processos industriais, que envolvam fluidos e gases que precisem ser armazenados em um ambiente pressurizado interno. São projetos para suportar uma pressão internas e possuem diversas disposições de tampos e cascos conforme item 2.1. deste trabalho. Normalmente são projetos com base na norma ASME seção VIII divisão 1 e 2.

A categorização dos vasos de pressão são conforme 02 parâmetros, o fluido de armazenamento e o potencial de risco, que é definido através da multiplicação entre pressão e volume. Os fluidos são classificados em classes A, B, C e D.

Classe A:

- Inflamáveis
- Combustíveis com temperatura superior a 200 °C.
- Tóxicos com limite de tolerância inferior a 20 PPM
- Hidrogênio e acetileno.

Classe B:

- Combustíveis com temperatura inferior a 200 °C.
- Tóxicos com limite de tolerância superior a 20 PPM

Classe C:

- Vapor de água
- Gases asfixiantes
- Ar comprimido

Classe D:

- Outros não enquadrados na categoria acima

Grupo dos potenciais de Risco:

- Grupo 1: $P.V > 100,0$
- Grupo 2: $P.V < 100,0$ e $P.V > 30,0$
- Grupo 3: $P.V < 30,0$ e $P.V > 2,5$

- Grupo 4: P.V < 2,5 e P.V > 1
- Grupo 5: P.V < 1

A definição da classe do vaso de pressão é dada pela tabela 3, onde são cruzadas as informações pertinentes aos fluidos (Classe A, B, C ou D) e grupo de potencial Risco, e assim é possível categorizar o vaso de pressão, que uma exigência da NR-13, que o vaso possua em sua superfície uma identificação com o TAG do equipamento, Categorização e a placa do equipamento.

Tabela 3: Categorização NR-13

Classe do Fluido	Grupo de Potencial de Risco				
	1	2	3	4	5
A	I	I	II	III	III
B	I	II	III	IV	IV
C	I	II	III	IV	V
D	II	III	IV	V	V

Fonte: NR-13, 2022

São itens obrigatórios dos vasos de pressão, Válvula de segurança ou outro dispositivo de alívio de pressão com pressão de abertura que seja igual ou inferior a PMTA, medida para evitar bloqueio inadvertido de dispositivos de segurança, utilização de DCBI (dispositivos contra bloqueio inadvertido), indicador de pressão, placa de identificação contendo: Fabricante, ano de fabricação, código de fabricação e edição e PMTA, categoria, TAG em locais visíveis e seu prontuário no local da instalação (NR-13, 2022). Os prazos de inspeção são conforme a tabela 4.

Tabela 4: Periodização de inspeção

Categoria	Estabelecimento sem SPIE		Estabelecimento com SPIE	
	Exame Externo	Exame Interno	Exame Externo	Exame Interno
I	1 ano	3 anos	3 anos	6 anos
II	2 anos	4 anos	4 anos	8 anos
III	3 anos	6 anos	5 anos	10 anos
IV	4 anos	8 anos	6 anos	12 anos
V	5 anos	10 anos	7 anos	a critério

Fonte: NR-13: 12/2018

2.6. ANÁLISE DE VIDA RESIDUAL - API 510

A estimativa da análise de vida residual se aplica em equipamentos estáticos sujeitos a mecanismos de danos progressivos, isoladamente ou em possíveis associações. Os mecanismos de danos que é possível realizar a medição da cinética de evolução pois evoluem de forma constante e com isso predizer a vida útil são:

- Perda de espessura interna por corrosão, erosão ou combinação de ambos
- Fadiga mecânica ou térmica
- Fluência

A confiabilidade dos ativos depende diretamente da quantidade de regiões amostradas e dos parâmetros de cálculos adotados de acordo com a criticidade do ativo.

O mapeamento dos mecanismos de danos se dá através de CML's (*Condition Monitoring Location* – Local de monitoramento de condição) e TML's (*Thickness Monitoring Location* – Local de Monitoramento de Espessura) (*API 510, 2022*), para monitorar a cinética de evolução dos mecanismos de danos e a degradação da espessura. O processo de avaliação de vida residual deve ser feito para cada ponto de medição de espessura (TML) individualmente, onde o que vai decretar a vida residual do equipamento será o ponto mais crítico.

A estimativa de vida residual será realizada baseada na taxa de corrosão/erosão até o limite da espessura mínima de projeto ou recálculo do equipamento e tubulação, utilizando as fórmulas abaixo (*API 510, 2022*). As fórmulas estão descritas em nomenclatura de corrosão, mas podem ser utilizadas para corrosão pura, corrosão-erosão e erosão.

$$\text{Taxa de corrosão longa (TCL)} = \frac{\text{Espessura medida}_{\text{inicial}} - \text{Espessura medida}_{\text{atual}}}{\text{Tempo entre as medições}} \quad (2.30)$$

$$\text{Taxa de corrosão curta (TCC)} = \frac{\text{Espessura medida}_{\text{Anterior}} - \text{Espessura medida}_{\text{Atual}}}{\text{Tempo entre as medições}} \quad (2.31)$$

$$\text{Taxa de corrosão crítica (TC)} = \text{Maximo (TCC, TCL)} \quad (2.32)$$

$$\text{Vida Residual (VR)} = \frac{\text{Espessura medida}_{\text{atual}} - \text{Espessura}_{\text{mínima}}}{\text{TC}} \quad (2.33)$$

2.7. INTEGRIDADE ESTRUTURAL POR CORROSÃO UNIFORME – API 579

O API 579 é uma norma que trata da integridade operacional dos equipamentos que estão sujeitos a diversos mecanismos de danos, que buscam nortear qual o limite que um determinado mecanismo de dano pode chegar sem impor riscos a integridade física do equipamento. A norma em destaque se aplica aos mecanismos de danos associados a indústrias químicas e petroquímicas.

2.7.1. AVALIAÇÃO POR CORROSÃO UNIFORME

Para equipamentos que sofreram perda de espessura uniforme (Corrosão uniforme), que ultrapasse os limites estabelecidos por projeto ou que esteja previsto para ir além dos limites mínimos calculados antes da próxima inspeção programada. A análise para componentes pressurizados, os métodos de cálculo podem ser utilizados para definir ou encontrar a pressão máxima de trabalho permitida reduzida (**MAWP_r**). Para tanques os métodos de cálculo podem ser utilizados para chegar na altura de overflow reduzida (**MFH_r**).

Para utilização deste método é necessário avaliar se o componente do equipamento está sujeito a faixa de temperatura que possa suscetibilizar o material a zona de fluência (Tabela 5).

Tabela 5: Limite de temperatura para definir fluência

Material	Temperature Limit
Carbon Steel ($UTS \leq 414MPa$ (60 ksi))	343°C (650°F)
Carbon Steel ($UTS > 414MPa$ (60 ksi))	371°C (700°F)
Carbon Steel – Graphitized	371°C (700°F)
C-1/2Mo	399°C (750°F)
1-1/4Cr-1/2Mo – Normalized & Tempered	427°C (800°F)
1-1/4Cr-1/2Mo – Annealed	427°C (800°F)
2-1/4Cr-1Mo – Normalized & Tempered	427°C (800°F)
2-1/4Cr-1Mo – Annealed	427°C (800°F)
2-1/4Cr-1Mo – Quenched & Tempered	427°C (800°F)
2-1/4Cr-1Mo – V	441°C (825°F)
3Cr-1Mo-V	441°C (825°F)
5Cr-1/2Mo	427°C (800°F)
7Cr-1/2Mo	427°C (800°F)
9Cr-1Mo	427°C (800°F)
9Cr-1Mo – V	454°C (850°F)
12 Cr	482°C (900°F)
AISI Type 304 & 304H	510°C (950°F)
AISI Type 316 & 316H	538°C (1000°F)
AISI Type 321	538°C (1000°F)
AISI Type 321H	538°C (1000°F)

Fonte: API 579, 2021

2.7.2. APLICABILIDADE DO PROCEDIMENTO NÍVEL 1 e NÍVEL 2.

Para fazer uma avaliação de corrosão uniforme por este método é necessário que as mudanças de forma nas regiões de perda de espessura se comportem de forma suave de modo a não se ter nenhuma região como concentradores de tensão. As Tensões as qual o componente esteja submetido seja de forma constantes, ou seja, inferior a 150 ciclos de forma que essas tensões não causem danos como fadiga mecânica, de forma similar a temperatura não se deve ser cíclica para não influir danos de fadiga térmica.

Para aplicabilidade do nível 1 o equipamento deve estar submetido apenas as pressões internas ou externas e ser classificado como do tipo A conforme tabela 05. Para aplicabilidade do nível 2 o equipamento pode estar submetido a solicitações internas, externas e cargas suplementares, ou ainda sim a aplicação em conjugado

de dois ou mais formas desses esforços, podendo ser componente tipo A e B (tabela 06).

Tabela 6: Definições dos tipos de componentes

Componente	Definição
Tipo A	Um componente que tem uma equação de projeto que relaciona especificamente pressão (ou altura de enchimento de líquido para tanques) e cargas suplementares, conforme aplicável, a uma espessura de parede necessária, e as cargas suplementares em combinação com a pressão não governam a espessura de parede necessária, ou seja, a espessura necessária é baseada apenas na pressão.
Tipo B Classe 1	Os componentes têm a mesma geometria e condições de cargas descritas acima para o Tipo A, mas não são classificados como componentes do Tipo A porque as cargas suplementares em combinação com a pressão podem governar a espessura de parede necessária
Tipo B Classe 2	Os componentes não têm uma equação de projeto que relacione especificamente a pressão (ou altura de enchimento de líquido para tanques) e/ou outras Cargas, conforme aplicável, a uma espessura de parede necessária. Esses componentes têm um procedimento de design de código para determinar uma configuração aceitável. Os componentes Tipo B, classe 2 normalmente existem em uma grande descontinuidade e envolvem a satisfação de um requisito de reforço local (por exemplo, área de reforço de bocal) ou exigem o cálculo de um nível e tensão com base em uma determinada condição de carga, geometria e configuração de espessura (por exemplo, projeto de flange). Essas regras normalmente resultam em um componente com espessura dependente da espessura do outro componente. As regras de projeto desse tipo em interdependência de espessuras e a definição de uma espessura mínima para um componente é ambígua.

Fonte: API 579,2021

As avaliações nível 01 e nível 02 possuem limitações com relação a espessura mínima medida, t_{min} . Esta limitação visa resguardar a avaliação contra potenciais medições inadequação quantitativas nos recursos do método de inspeção para caracterizar de forma precisa as regiões de perda de espessuras. Caso a limitações não seja cumprida uma análise pelo nível 03 pode ser feita.

2.7.3. MEDIDAS NECESSÁRIAS

Para caracterizar os mecanismos de dano, e ter maior precisão na avaliação é necessário ter uma visão geral dos históricos de medições no componente da perda de espessura. Para validar o método é preciso utilizar 15 leituras, ou um ensaio não destrutivo (END) que possa confirmar a perda de espessura uniforme. A depender das dimensões do componente 15 leituras podem ser insuficientes para caracterizar o dano, fazendo necessário mais pontos.

Para aplicabilidade dos níveis 01 e níveis 02 podem seguir por 02 critérios:

- **Leitura pontuais de espessura (LPE):** As leituras pontuais podem ser utilizadas na caracterização do tipo de corrosão, caso não se tenham mudanças significativas nas leituras de espessuras obtidas nos locais de monitoramento. Para utilização do critério de leitura pontuais o dano deve ser confirmado como perda uniforme de parede e não numa região específica atendendo.
- **Perfis de Espessura:** Quando se há uma variação significativa deve ser utilizada os perfis de espessura para caracterizar a corrosão. Neste caso os perfis de espessura (leitura numa grade prescrita) devem ser usados para caracterizar a espessura restante e o tamanho da região de perda do material. Para utilização do critério de Perfis de espessura deve-se determinar os locais e os perfis de espessura crítica (CTP) e determinar a espessura uniforme longe da região da perda de metal local.

2.7.4. AVALIAÇÃO NÍVEL 1 e NÍVEL 2 PARA REGIÕES CIRCUNFERENCIAIS

Para vasos de pressão a aplicação condições do nível 01 do API 579, será diferente a depender do critério utilizado (*API 579, 2021*).

• Leitura Pontuais de Espessura

$$t_{am} - FCA_{ml} \geq t_{min}^C \quad (2.34)$$

$$t_{mm} - FCA_{ml} \geq \max\{0,5t_{min}, t_{lim}\} \quad (2.35)$$

$$t_{min} = \max[t_{min}^C, t_{min}^L] \quad (2.36)$$

$$t_{lim} = \max[0,2t_{nom}, 2,5mm (0,10 in)] \quad (2.37)$$

Onde, t_{am} é a média das espessuras, FCA_{ml} a taxa de corrosão futura admissível na região do dano, t_{mm} a mínima espessura medida na inspeção e t_{min}^C é mínima espessura circunferencial dada pela Eq. (2.2). Caso alguma dessas inequações acabe não sendo satisfeita, o equipamento não poderá realizar as condições de trabalho a qual o mesmo está submetido, para que ele opera sem riscos de colapso a API 579 recomenda uma redução da PMTA nas regiões cilíndricas, similar a Eq. (2.2) tendo variações na aplicação da espessura, conforme Eq. (3.09) e Eq. (3.10).

$$PMTA_C^R = \frac{SEt_c}{R + 0,6tc} \quad (2.38)$$

No qual, pela Eq. (3.10)

$$t_c = t_{am} - FCA_{ml} \quad (2.39)$$

Onde S é a tensão admissível do material, E a eficiência de soldagem e R é o raio interno com a sobresspessura de corrosão.

- **Critical thicknes profile (CTP)**

$$t_{am}^C - FCA_{ml} \geq t_{min}^C \quad (2.40)$$

$$t_{am}^S - FCA_{ml} \geq t_{min}^L \quad (2.41)$$

Onde, t_{am}^S é a espessura média baseada longitudinal CTP e t_{am}^C é a espessura média baseada em circunferencial CTP. Analogamente as Eq. (3.6), (3.7) e (3.8) são validas para o critério de CTP. Sendo essas inequações não satisfeita deverá se calcular o nova PMTA circunferencial e longitudinal (análogo a Eq. 3.9 e 3.10).

$$PMTA_C^R = \frac{SEt_{RC}}{R + 0,6t_{RC}} \quad (2.42)$$

$$PMTA_L^R = \frac{2SE t_{RL}}{R - 0,4 t_{RL}} \quad (2.43)$$

No qual, pela Eq. (3.15) e (3.16).

$$t_{RC} = t_{am}^C - FCA_{ml} \quad (2.44)$$

$$t_{RL} = t_{am}^L - FCA_{ml} \quad (2.45)$$

Analogamente, quando o componente é submetido a avaliação nível 01 e falha, recorre-se à avaliação de nível 02, de forma similar também se segue os 2 critérios

$$t_{am} - FCA_{ml} \geq \max [(t_{min}^C \cdot RSF_a), (t_{min}^L \cdot RSF_a)] \quad (2.46)$$

Onde t_{min}^C e t_{min}^L são determinados pelas equações do capítulo 2.1.1.1. Para regiões cilíndricas. Para valores desconhecidos é possível considerar 0,9 (valor conservativo segundo o API 579).

Caso a inequação (3.17) não seja satisfeita deverá ser calculado nova PMTA conforme passos abaixo.

$$PMTA_C^R = \frac{SE \cdot \frac{(t_{am} - FCA_{ml})}{RSF_a}}{R + \frac{0,6(t_{am} - FCA_{ml})}{RSF_a}} \quad (2.47)$$

$$PMTA_L^R = \frac{2SE \cdot \frac{(t_{am} - t_{SL} - FCA_{ml})}{RSF_a}}{R - \frac{0,4(t_{am} - t_{SL} - FCA_{ml})}{RSF_a}} \quad (2.48)$$

A tabela 07 trará um resumo do que poderá ser utilizado para ambos os métodos do nível 1 e 2.

Tabela 7: Critério de aceitação para nível 1 e 2 para cascos cilíndricos e cônicos

Assessment Parameter	Level 1 Assessment Acceptance Criteria	Level 2 Assessment Acceptance Criteria
Average Measured Thickness from Point Thickness Readings (PTR)	Determine t_{min}^C using P $t_{am} - FCA_{nl} \geq t_{min}^C$	Determine t_{min}^C, t_{min}^L using $P \cdot RSF_a$ $t_{am} - FCA_{nl} \geq \max[t_{min}^C, t_{min}^L]$
Average Measured Thickness from Critical Thickness Profiles (CTP)	Determine t_{min}^C, t_{min}^L using P $t_{am}^s - FCA_{nl} \geq t_{min}^C$ $t_{am}^c - FCA_{nl} \geq t_{min}^L$	Determine t_{min}^C, t_{min}^L using $P \cdot RSF_a$ $t_{am}^s - FCA_{nl} \geq t_{min}^C$ $t_{am}^c - FCA_{nl} \geq t_{min}^L$
MAWP from Point Thickness Readings (PTR)	Determine $MAWP_r^C$ using $(t_{am} - FCA_{nl})$ $MAWP_r^C \geq MAWP$	Determine $MAWP_r^C$ using $(t_{am} - FCA_{nl})$ Determine $MAWP_r^L$ using $(t_{am} - t_{sl} - FCA_{nl})$ $\frac{\min[MAWP_r^C, MAWP_r^L]}{RSF_a} \geq MAWP$
MAWP from Critical Thickness Profiles (CTP)	Determine $MAWP_r^C$ using $(t_{am}^s - FCA_{nl})$ Determine $MAWP_r^L$ using $(t_{am}^c - FCA_{nl})$ $\min[MAWP_r^C, MAWP_r^L] \geq MAWP$	Determine $MAWP_r^C$ using $(t_{am}^s - FCA_{nl})$ Determine $MAWP_r^L$ using $(t_{am}^c - t_{sl} - FCA_{nl})$ $\frac{\min[MAWP_r^C, MAWP_r^L]}{RSF_a} \geq MAWP$
Minimum Measured Thickness	$(t_{nom} - FCA_{nl}) \geq \max[0.5t_{min}, t_{lim}]$ $t_{min} = \max[t_{min}^C, t_{min}^L]$ $t_{lim} = \max[0.2t_{nom}, 2.5 \text{ mm (0.10 inches)}]$ $t_{lim} = \max[0.2t_{nom}, 1.3 \text{ mm (0.05 inches)}]$	<i>for Pressure Vessels</i> <i>for Piping</i>

Fonte: API 579, 2021

3. METODOLOGIA

Caldeiras são equipamento estáticos sujeitos a chamas, que podem ser de dois tipos: Aquatubulares e Flamotubulares. As aquatubulares a água se situa dentro dos tubos e a chama e os gases de combustão na região externa das mesmas, é composta por 02 regiões de troca térmica: Radiação e Convecção. As flamotubulares a chama e os gases de combustão fluem pelos tubos e a água situasse na interface externa dos tubos, os dois modelos se assemelham no funcionamento que é a produção vapor saturado ou superaquecido, através da troca térmica da chama e gases de combustão com a superfície em contato com a água, gerando vapores superaquecidos ou saturados.

O desaerador foi uma tecnologia criada para assessorar caldeiras aquatubulares e mitigar um dos possíveis mecanismos de danos associados ao lado da água, como o nome já fala é indicativo, ele atua para diminuir a quantidade de oxigênio dissolvido no condensado de retorno do processo para caldeira. Grandes quantidades de oxigênio dissolvidos no condensado podem proporcionar corrosão por aeração diferencial (IBP, 2020), que resulta na diferença de potencial entre as regiões em contato com o condensado da caldeira, criando regiões anódicas e regiões catódicas resultando na perda de elétrons das regiões anódicas para as regiões catódicas. Outro fator que a corrosão por aeração diferencial produz é aumentar a porosidade do substrato trazendo maior suscetibilidade a incrustação de depósitos sobre a superfície dos tubos da parede d'água proporcionando um outro mecanismo de dano o sobreaquecimento.

Desoxigenação do condensado não irá tornar a caldeira imune a todos mecanismos de danos, mas diminuirá a suscetibilidade dos mecanismos de danos que podem ser desencadeados pela aeração diferencial, tratar da desoxigenação diminuirá um dos mecanismos de dano, que associados os demais barreiras do sistema, como: desmineralização ou abrandamento da água, tipo do combustível queimado com baixo ou 0 teor de enxofre e vanádio, direcionamento correto das chamas e etc. acarretará numa menor suscetibilidade aos mecanismos de danos e prolongará a vida útil do equipamento. O mesmo mecanismo de dano que o

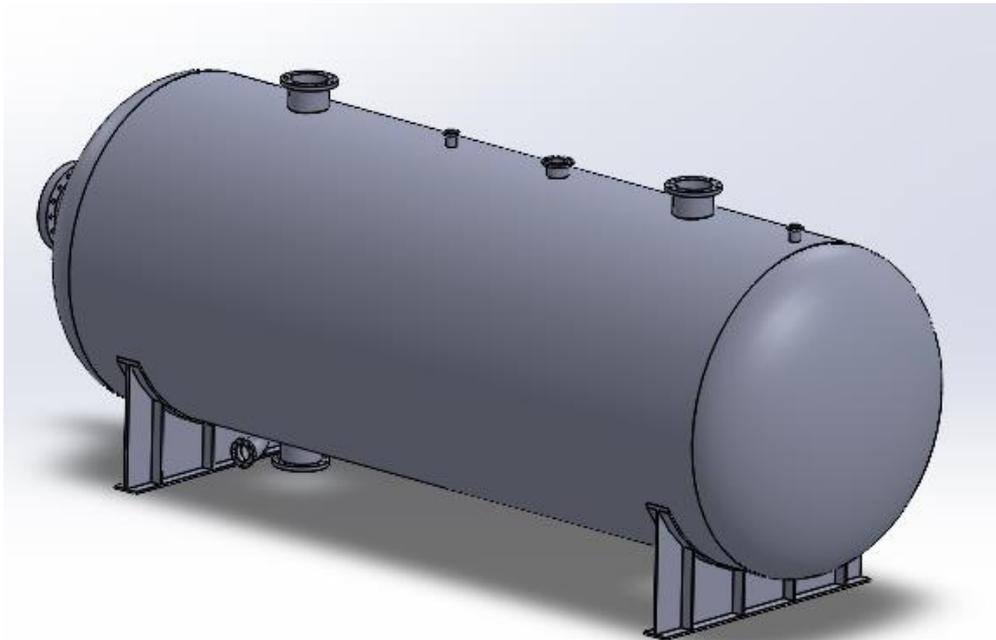
desaerador auxilia na mitigação é o mesmo que ele tem susceptibilidade corrosão por aeração diferencial.

3.5. DADOS DE PROJETO

O projeto o desaerador foi concebido para atender uma demanda de três caldeiras Aquatubulares compactas com capacidade de geração de vapor de 65 Toneladas/hora.

Os parâmetros de processo são importantes para definição dos dados e especificações de projeto, assim como a norma regulamentadora de projeto, como o desaerador é um vaso de pressão a norma regulamentadora que regula o projeto da mesma é a ASME seção VIII Div. I é II, com suas características de aplicação de cada uma das mesmas. As características de projetos são mostradas na tabela 8:

Figura 8: Esboço do desaerador



Fonte: autor

Tabela 8: Dados de projetos e construção

DESCRIÇÃO SUMÁRIA			QUANT.	IDENTIFICAÇÃO
ACUMULAÇÃO DE CONDENSADO DESAERADO			1 (UM)	245-1245-011
CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO E PROJETO				
01	SERVIÇO DESAERAÇÃO DE		OPERAÇÃO	PROJETO
	CONDENSADO	04	PRESSÃO NORMAL 0,35	1,83
02	FLÚIDO: ÁGUA E VAPOR	05	Kg/cm ² man MÁXIMA 1,48	- 1,00
<input type="checkbox"/>	INFLAMÁVEL	<input type="checkbox"/>	EXPLOSIVO	06
<input type="checkbox"/>	AGRESSIVO	<input type="checkbox"/>	LETAL	07
			TEMPERA - TURA °C	NORMAL 109
				MÁXIMA 127
03	DENSIDADE:	08	CAPACIDADE NOMINAL:	52,2 m ³
DADOS PARA CONSTRUÇÃO				
09	CÓDIGO (S): ASME CODE SECTION VIII - DIV 1 - EMISSÃO 1968			
10	EFICIÊNCIA DAS JUNTAS:	85 %	16	AJUSTE VÁLVULA DE SEGURANÇA:
11	CORROSÃO ADMISSÍVEL:	4,5 (3/16) mm	17	PRESS. MÁX. ADM. QUENTE CORR. 2,29 Kg/cm ² man
12	ALÍVIO DE TENSÕES:	<input type="checkbox"/> SIM, <input checked="" type="checkbox"/> NÃO	18	ISOLAMENTO TÉRMICO: (POR TERCEIROS)
13	RADIOGR. (RAIO X):	<input type="checkbox"/> NÃO, <input checked="" type="checkbox"/> PARCIAL, <input type="checkbox"/> TOTAL	19	PINTURA -
14	PRESSÃO TESTE		20	CARGA DE VENTO: -
15	TE Kg/cm ²		21	
ESFÓRÇOS NA BASE				
22	PÊSO VAZIO	18 925 Kg	25	MOMENTO MÁXIMO: - Kg.m
23	PÊSO CHEIO D'ÁGUA:	71 150 Kg	26	ESFÓRÇO HORIZONTAL: ± 8280 (BERÇO) Kg
24	PÊSO TOTAL EM OPERAÇÃO	66 250 Kg	27	
AQUECIMENTO E/OU RESFRIAMENTO				
28	TIPO:			
MATERIAIS				
29	COSTADO:	ASTM A-515 Gr. 70	38	ANÉIS DE REFÔRÇO: -
30	CABEÇAS: TORISF. 2:1-	ASTM A-515 Gr. 70	39	PARAFUSOS INTERNOS: ASTM A-193 Gr. B7
31	CHAPAS DE REFÔRÇO:	ASTM A-515 Gr. 70	40	E PORCAS EXTERNOS: ASTM A-194 Gr. 2 H
32	FLANGES:	ASTM A-181 Gr. 2/II	41	SUPPORTES DO VASO: ASTM A-306
33	LUVAS:	ASTM A-181 Gr. 2/II	42	
34	TUBOS DOS BOCAIS:	ASTM A-106 Gr. B	43	
35	TUBOS DAS BOCAS DE VISITA:	A-515 Gr. 70	44	
36	TUBOS INTERNOS SERPENTINAS:	-	45	DO ISOLAMENTO INTERNOS:
37	CHICANAS:	-	46	JUNTAS: AMIANTO COMPRIMIDO 1/16" ESP.

Fonte: SPIE - Fabricante CBC

Por operar sobre uma temperatura superior a 60 °C se faz necessário conservar a energia do vaso para que o condensado de entrada nas caldeiras (Make

UP) precise de uma menor energia para chegar no ponto vapor superaquecido e também por proteção a pessoas. Concernente ao isolamento o equipamento possui uma camada de silicato de cálcio de 50 mm com invólucro em chaparia de alumínio. A espessura de parede é de ½”, o material de conformação de costado e tampos possui uma tensão admissível de 138 MPA (1.407,19 Kg/cm²) para a temperatura de projeto como pode ser visto no anexo A.

Outro importante fator de projeto são as informações dimensionais dos vasos, já que os dados influenciam diretamente na sua construção, tensões atuantes e pressões admissíveis. Para regiões cilíndricas o fator predominante para o dimensionamento da pressão admissível, tensões atuantes e construção são o diâmetro interno que é de: 2865 mm e o comprimento entre tangentes (CET): 7120 mm. Para os tampos existem outras informações pertinentes a depender do tipo de tampo escolhido, para este equipamento o projetista definiu o tampo elipsoide 2:1.

3.5.1. PRESSÕES E TENSÕES ATUANTES

Para dimensionamento das pressões e tensões do costado e tampo será utilizado como referência a mesma norma de construção: ASME Seção VIII Div. I, que utilizar as tensões atuantes como tensões de membrana. Como a pressão de projeto e a pressão de operação não superam $0,385 S.E \left(460,50 \frac{kgf}{cm^2}\right)$, utilizará as equações 2 e 8 para PMA circunferencial e Tensão circunferencial, já para as PMA longitudinal e tensão longitudinal consiste nas equações 3 e 9, já para o tampo elipsoide as equações que vão descrever a PMA a tensão atuante serão as 19, 20 e 21.

- **Costado**

- Pressão máxima admissível circunferencial

$$P = \frac{tSE}{R + 0,6t} = \frac{12,5 * 1407,19 * 0,85}{1432,5 + 0,6 * 12,7} = 10,55 \frac{Kgf}{cm^2}$$

- Pressão máxima admissível longitudinal

$$P = \frac{2tSE}{R - 0,4t} = \frac{2 * 12,7 * 1407,19 * 0,85}{1432,5 - 0,4 * 12,7} = 21,28 \frac{Kgf}{cm^2}$$

- Tensão Circunferencial

$$\sigma_c = \frac{P(R + 0,6t)}{tE} = \frac{1,83 * (1432,5 + 0,6 * 12,7)}{12,5 * 0,85} = 246,80 \frac{Kgf}{cm^2}$$

- Tensão longitudinal

$$\sigma_L = \frac{P(R - 0,4t)}{2tE} = \frac{1,83 * (1432,5 - 0,4 * 12,7)}{2 * 12,5 * 0,85} = 122,31 \frac{Kgf}{cm^2}$$

- **Tampo Elíptico**

- Fator de forma “K”

$$K = \frac{1}{6} \left\{ 2 + \left[\frac{D}{2h} \right]^2 \right\} = \frac{1}{6} \left\{ 2 + \left[\frac{2865}{1432,5} \right]^2 \right\} = 1$$

- Pressão máxima admissível

$$P = \frac{2tSE}{DK + 0,2t} = \frac{2 * 12,7 * 1407,19 * 0,85}{2865 * 1 + 0,2 * 12,7} = 10,59 \frac{Kgf}{cm^2}$$

- Tensão Atuante

$$P = \frac{P(DK + 0,2t)}{2tE} = \frac{1,85(2865 * 1 + 0,2 * 12,7)}{2 * 12,7 * 0,85} = 245,71 \frac{Kgf}{cm^2}$$

O cálculo das pressões, tensões e espessura admissível é um parâmetro de grande valia para entender os limites de operação do equipamento, e poder controlar de forma que não ultrapasse e não cause danos estruturais e mecanismos de danos.

3.6. INSPEÇÃO

O primeiro parâmetro para fazer a análise do equipamento é ver em que categoria ele está classificado com base na NR-13 e se o estabelecimento tem o certificado de SPIE (Serviço próprio de inspeção de equipamentos) fornecido pelo IBP (instituto brasileiro de Petróleo), pois essas informações vão permitir a periodicidade para inspeções internas e externas. O certificado do SPIE concede à planta industrial prazos prolongados para o visual interno (VI) e visual externo (VE), já que planta certificadas possuem um time próprio de inspeção os quais possuem o

domínio e o histórico do equipamento.

O com vaso na sua pressão volume e fluido de operação o desaerador está enquadrado na categoria III, conforme tabela 9.

Tabela 9: Categorização NR-13

Classe de Fluido	Grupo de Potencial de Risco				
	1 P.V ≥ 100	2 P.V < 100 P.V ≥ 30	3 P.V < 30 P.V ≥ 2,5	4 P.V < 2,5 P.V ≥ 1	5 P.V < 1
Categorias					
A - Fluidos inflamáveis, e fluidos combustíveis com temperatura igual ou superior a 200 °C - Tóxico com limite de tolerância ≤ 20 ppm - Hidrogênio - Acetileno	I	I	II	III	III
B - Fluidos combustíveis com temperatura menor que 200 °C - Fluidos tóxicos com limite de tolerância > 20 ppm	I	II	III	IV	IV
C - Vapor de água - Gases asfixiantes simples - Ar comprimido	I	II	III	IV	V
D - Outro fluido	II	III	IV	V	V

Fonte: NR-13: 12/2018

Conforme tabela 03 do item 2.5.2. a Periodicidade de inspeção para vasos Categoria III Tempo um período de 3 anos para inspeção visual externa e 6 anos para a inspeção visual interna, para plantas com certificados SPIE este prazo é prolongado por um período de 5 anos inspeção visual externa e 10 anos inspeção visual interna. Como a planta a qual o equipamento está montado possui certificação do SPIE, os prazos mandatários para inspeções são de 5 e 10 anos.

Para uma maior eficácia na inspeção é vital a busca pelas informações referentes ao histórico do equipamento, já que neste vai conter todos os registros do equipamento para inspeções periódicas e extraordinárias, bem como todos os tipos de falhas se houver identificada em cada inspeção.

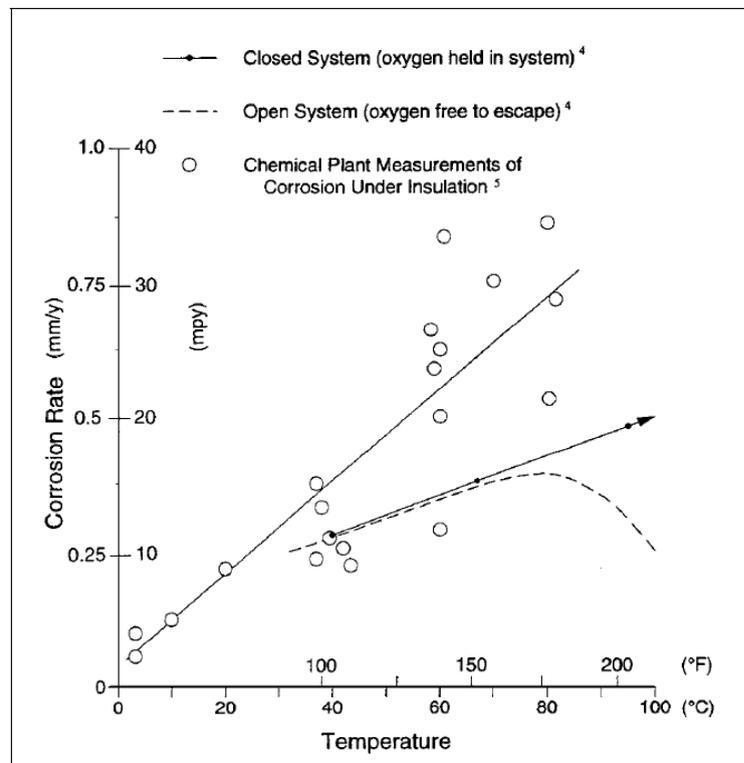
3.6.1. HISTÓRICO DE INSPEÇÃO

O início da operação da planta de utilidades (parque de caldeiras) se deu em 1974, com a operação de 03 caldeiras aquatubulares compactas e todos os

equipamentos necessárias para o seu funcionamento, dentre eles o vaso de acúmulo de condensado (desaerador). Em 1986 fora realizada o primeiro ensaio de ultrassom pontual (ME) em simultâneo a inspeção externa do equipamento. Os resultados encontrados no ensaio de ultrassom, não exibiram pontos com espessura abaixo da de projeto, a menor medida encontrada foi de 12,5 mm na região do costado e a mínima de projeto é de 8,2 mm, mantendo uma vida útil conforme projeto.

No período de 1988 foi realizada uma inspeção externa no vaso e constatou-se que o isolamento térmico se encontrava com a barreira de vapor trincada em dispersas regiões, nas regiões de válvulas PSV foram detectados ausência da barreira e vapor e deposição de materiais, como: Resto de isolamento, parafusos e ferrugem. Esse tipo de deposição proporciona condições de corrosão por aeração diferencial, que precisam ser eliminadas, bem como a falha na barreira de vapor e ausência da mesma propiciam a entrada de umidade da atmosfera salina rica em cloreto, que acaba sendo potencializada pelo ambiente fechado conforme informações da NACE (National association of corrosion engineers).

Figura 9: Efeito da temperatura na corrosão de aço em ambientes abertos e fechados



Fonte: NACE SP0198-2010

Os danos encontrados não comprometem a operação do equipamento, mas se fazem necessária correções, então foram emitidas 02 recomendações de inspeção (REC):

- REC 01 – Remoção dos materiais depositados sobre a superfície do equipamento
- REC 02 – Recomposição da barreira de vapor onde houve danos e recomposição completa do isolamento nas regiões das PSV's.

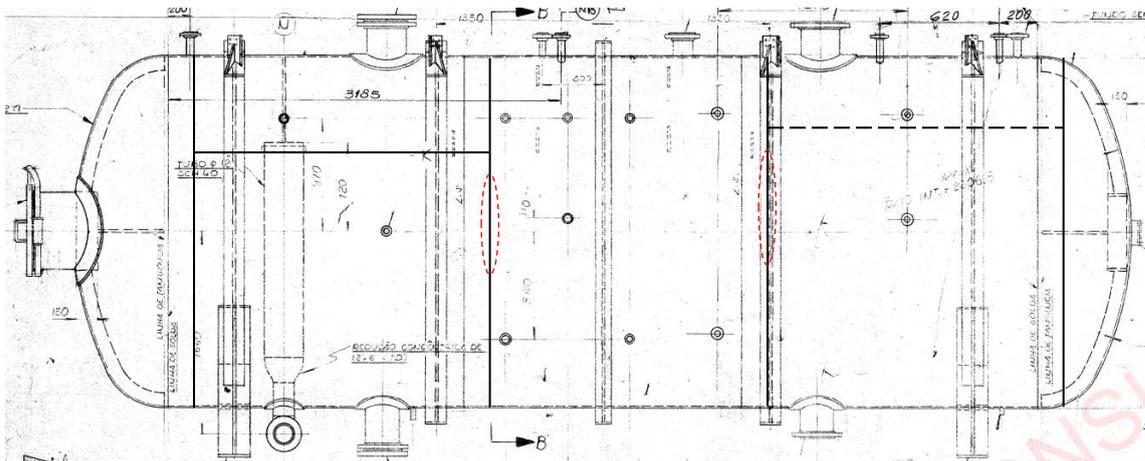
Como as recomendações poderiam ser executadas durante a rotina o equipamento foi liberado a operar por mais uma campanha sobre a premissa de que as recomendações fossem executadas num período máximo de 06 meses. O descumprimento do prazo de execução das REC acarretará na abertura de não conformidade para manutenção e operação de forma insegura do equipamento, comprometendo a confiabilidade do equipamento.

No período de 1996 fora realizada outra inspeção externa, e foram constatados os problemas similares a inspeção anterior nas barreiras de vapor com danos na geratriz inferior no vaso, outro problema identificado nesta intervenção fora vazamento pela gaxeta na válvula gaveta de equilíbrio da torre desaerador com o vaso de acúmulo de condensado. Para sanar o problema foram emitidas outras 02 REC:

- REC 03 - Recomposição da barreira de vapor onde houve danos e recomposição completa do isolamento nas regiões das PSV's.
- REC 04 – Eliminar vazamento em gaxeta da válvula de gaveta

No período de 1997 houve uma inspeção interna do tanque, onde foram identificados pontos de generalizado de deposição de materiais de consistência arenosa de fácil remoção, o que pode identificar um possível descontrole do tratamento de água, com altas concentrações de substâncias arenosas. Nesta mesma inspeção notou-se micro trincas na zona termicamente afetada (ZTA) próximas as soldas circunferenciais das regiões evidenciadas na figura 10 (Regiões amostrais).

Figura 10: ZTA com trincas circunferências



Fonte: SPIE

Para melhor análise das trincas existente foram realizados esmerilhamento das regiões de soldas e feito o ensaio de LP afim de identificar se havia outras possíveis trincas para reparo.

- REC 05 – Desbaste das trincas e preenchimento com solda.

No ano de 1998 houve um vazamento no transmissor de nível em uma das torres desaeradoras, contaminando todo o isolamento com condensado do vaso desaerador, fazendo necessário remoção total do isolamento e recomposição do mesmo em material novo.

No período de 1999 houve uma parada de manutenção geral da unidade e fora realizada uma inspeção de oportunidade no vaso, na inspeção de abertura da boca de visita (BV) foi identificado severa corrosão localizada no costado e no bocal de injeção de sulfito de ϕ 2" (Figura 11).

Figura 11: Conexão de injeção de sulfito



Fonte: SPIE

Para solução parcial do problema fora feita as seguintes recomendações:

- REC 06 – Substituição do bocal de injeção de sulfito e instalação de uns dispositivos técnico e provisório (DTP)

Para que os problemas se resolvam por completo foi solicitado uma gestão de

mudança de projeto (GM), para mover o bocal de injeção para um ponto na geratriz superior.

Em 2001 fora realizado uma inspeção externa periódica, e fora removido o isolamento em partes dispersas para avaliar a condição física do costado, foram identificados pontos de corrosão atmosférica em pontos dispersos principalmente nas regiões de geratriz superior. Uma das possíveis causas dos danos são a falha na aderência da camada de tinta com a superfícies (Rugosidade inadequada), danos mecânicos nas superfícies que causaram pontos falha na camada anticorrosiva de tinta ou utilização de tintas de camada base, intermediária e acabamento não compatíveis, associados a entrada de umidade no isolamento, causando o ambiente propício para ocorrer a corrosão. As recomendações emitidas nesta inspeção foram:

- REC 07 – Remoção de isolamento em região com pintura danificada ausente, tratamento de superfície com jato abrasivo 2 ½" e recomposição da tinta com no mínimo 300 µm, sendo essa com demão única de epóxi Novolac (N-2912 tipo II)

No ano de 2004 fora realizado uma inspeção externa periódica, onde foram apenas identificados danos corrosivos nos estojos e turco da BV e na estrutura metálica de acesso ao mesmo. As recomendações emitidas nesta inspeção foram:

- REC 08 – Substituição de Plataforma de acesso a geratriz superior do vaso e do Turco da BV
- REC 09 – Limpeza e aplicação de proteção anticorrosiva e calafetação dos flanges.

Em 2005 fora realizada inspeção interna periódica e fora constatado bandejas das torres desaeradoras soltas no vaso acumulador de condensado e de maneira geral fora identificado incrustações de forma geral em toda a superfícies interna do vaso, mas de fácil remoção. A conexão de sulfito fora modificada e agora está posicionada na geratriz superior do vaso e a antiga conexão está desativada, liberando o equipamento a operar por mais uma campanha.

Em 2007 fora realizado uma inspeção externa periódica, foram identificadas

regiões ao redor do vaso com corrosão por esfoliação causada pela atmosfera agressiva da região marítima, mas não foram identificados danos no equipamento. As recomendações emitidas nesta inspeção foram:

- REC 10 – Substituir perfis em torno do vaso.

Em 2010 foi realizada uma inspeção externa periódica, nesta inspeção há trechos da barreira de vapor com falhas, possibilitando a infiltração de umidade e água pluviais. Em região isolada onde houve desprendimento do isolamento térmico, a região do costado apresentou corrosão alveolar de média intensidade, que não compromete a vida útil do equipamento, porém cria-se um ponto de atenção do mecanismo de dano a qual o equipamento está submetido na interface externa. As recomendações emitidas nesta inspeção foram:

- REC 11 – Remoção de 100% do isolamento para abrangência de inspeção e manutenção do equipamento

Em 2013 foram realizados em simultâneas inspeções internas e externas periódicas.

Externa: Foram identificados nas costadas regiões dispersas com características de corrosão sob isolamento térmico.

Interna: apresenta bandejas das torres desaeradoras soltas no vaso acumulador de condensado e de maneira geral foram identificadas incrustações de forma geral em toda a superfície interna do vaso e indícios de corrosão.

Nesta ocasião não foram emitidas recomendações por avaliação de que as condições apresentadas não representam riscos ao equipamento e que a condição propicia uma garantia de funcionamento sem interrupções.

Em 2018 foi executada uma inspeção externa periódica em cumprimento do plano de inspeção e foram observados pontos de corrosão atmosférica por esfoliação de média a severa intensidade em pontos dispersos nos anéis de fixação do isolamento térmico. Demais regiões encontram-se em boas condições físicas. Para avaliação das estruturas de reforço do tanque para suportaçãõ da torre desaeradora que se

encontravam com danos pontos de corrosão uniforme e localizados, na região do berço foram identificados corrosão sob película de tinta. As REC's emitidas nesta inspeção foram:

- REC 12 - Substituir dois trechos do quarto anel de reforço (SENTIDO NORTE/SUL), que se encontram com furos/corrosão;
- REC 13 - Substituir dois trechos da extremidade inferior lado Oeste dos perfis do suporte tipo berço fixo instalado na extremidade NORTE do equipamento, que se encontra com corrosão sob a película de tinta.
- REC 14 - Substituir conexão inferior do LG.
- REC 15 - Remover 100% do isolamento térmico do equipamento, para realizar avaliação do casco, que se encontra com corrosão sob isolamento.

Em 2021 foi realizada uma inspeção interna extraordinária em oportunidade a parada de manutenção da planta, foi identificado nesta inspeção no momento da abertura do equipamento uma fina camada de cor esbranquiçada de produto de fácil remoção por todo equipamento, também foi verificada a presença de pontos de óxidos em pontos dispersos por todo interno do equipamento. Nesta oportunidade foram realizadas os END's: Realizado B-Scan na geratriz inferior pela empresa Brito e Kerche; Realizado Ultrassom na calota norte e sul pela empresa Brito e Kerche; realizado ensaio de Líquido Penetrante pela empresa Brito e kerche; realizado ensaio de Partícula Magnética pela empresa Brito e kerche;

A calota sul apresentou trinca passante na região da solda da placa de identificação, após goivagem e ensaio com líquido penetrante foram identificadas outras trincas próximas a esta, porém não eram passantes, foi realizado o reparo com goivagem e preenchimento com solda deste defeito.

3.6.2. HISTÓRICO DE MEDIÇÕES

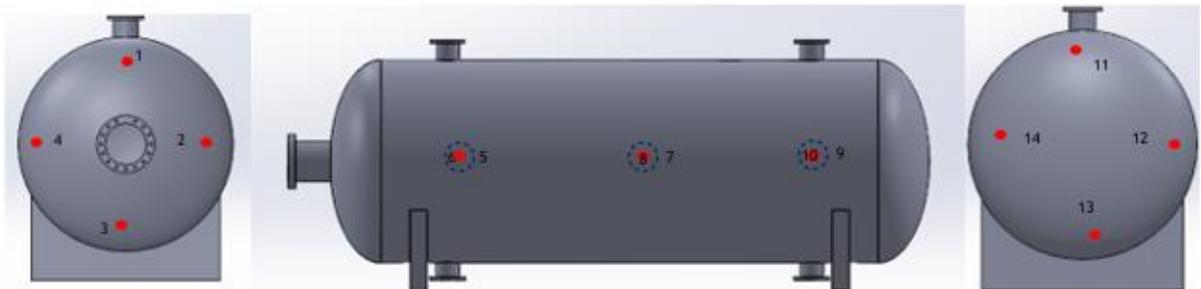
Toda e qualquer Medição de Espessura (ME) possui erros inerentes devido à exatidão e precisão do instrumento, aos diferentes cabeçotes utilizados, aos fluidos acoplantes aplicados e à impossibilidade da coincidência exata entre medições no mesmo ponto medido. Esses erros podem atuar de duas formas:

- Conservadora: quando tendem a reduzir o valor da espessura encontrada, gerando taxas de corrosão maiores do que as reais;
- Não conservadora: quando tendem a aumentar o valor da espessura encontrada, reduzindo, assim, as taxas de corrosão ou mesmo tornando-as negativas.

Antes de qualquer medição o aparelho de ultrassom deve ser calibrado em bloco padrão logo acima da espessura que será medida para minimizar os erros associados a medição.

Para avaliar a cinética de evolução dos mecanismos de danos foram definidos 03 CML's (Tampo Norte, costado e Tampo Sul), cada CML possui os TML's conforme representado na figura 12, que foram definidos a dispersar por todos as regiões dos CML's do vaso acumulador de condensado de modo a abranger maior área possível, tornando uma avaliação de mais robusta, e garantindo uma análise mais fidedigna da cinética da corrosão.

Figura 12: TML's no equipamento



Fonte: SPIE, adaptado pelo AUTOR

Como mostrado na figura 12 o Vaso possui 14 TML's onde são distribuídos pelos 03 CML's, a tabela 09 mostra o histórico de medição dos TML's desde o início de operação, tendo um desgaste como pode ser visto num curto espaço de tempo.

Tabela 10: Histórico de medidas

PONTO MEDIDO	DADOS			DATA:		DATA:		DATA:	
	INÍCIO OPER.		14/12/74	07/03/1986		26/08/2021		12/05/2022	
	NOMINAL (mm)	SOBRE ESPES. CORR. (mm).	MINIMA Projeto (mm)	ESPESSURA ATUAL (mm)	SOBRE ESPES. ATUAL	ESPESSURA ATUAL (mm)	SOBRE ESPES. ATUAL CORR. (mm).	ESPESSURA ATUAL (mm)	SOBRE ESPES. ATUAL CORR. (mm).
01	12,70	4,50	8,20	14,00	5,80	13,01	4,81	12,70	4,50
02	12,70	4,50	8,20	13,60	5,40	12,81	4,61	12,80	4,60
03	12,70	4,50	8,20	13,70	5,50	12,73	4,53	12,60	4,40
04	12,70	4,50	8,20	13,80	5,60	13,07	4,87	12,90	4,70
05	12,70	4,50	8,20	13,20	5,00	12,78	4,58	9,90	1,70
06	12,70	4,50	8,20	13,10	4,90	13,25	5,05	10,10	1,90
07	12,70	4,50	8,20	13,30	5,10	13,35	5,15	12,70	4,50
08	12,70	4,50	8,20	13,10	4,90	13,02	4,82	13,50	5,30
09	12,70	4,50	8,20	13,70	5,50	12,01	3,81	11,10	2,90
10	12,70	4,50	8,20	12,50	4,30	12,51	4,31	10,20	2,00
11	12,70	4,50	8,20	13,50	5,30	13,10	4,90	12,90	4,70
12	12,70	4,50	8,20	14,00	5,80	13,06	4,86	13,80	5,60
13	12,70	4,50	8,20	13,70	5,50	13,22	5,02	13,10	4,90
14	12,70	4,50	8,20	13,50	5,30	13,38	5,18	12,80	4,60

Fonte: Autor pela espessura fornecida pelo time do SPIE

Durante a última inspeção foi feita uma medição de espessura sob isolamento pela técnica de PEC (pulsed Eddy current), em algumas regiões do equipamento havia apenas a chaparia de invólucro sem o isolante térmico, e nessas regiões a técnica não conseguiu realizar a leitura, a Figura 13 mostra as regiões onde foi possível realizar a leitura. A região mais crítica apresentada na leitura é a representada na figura 14.

Figura 13: Planificação da medição de espessura por varredura

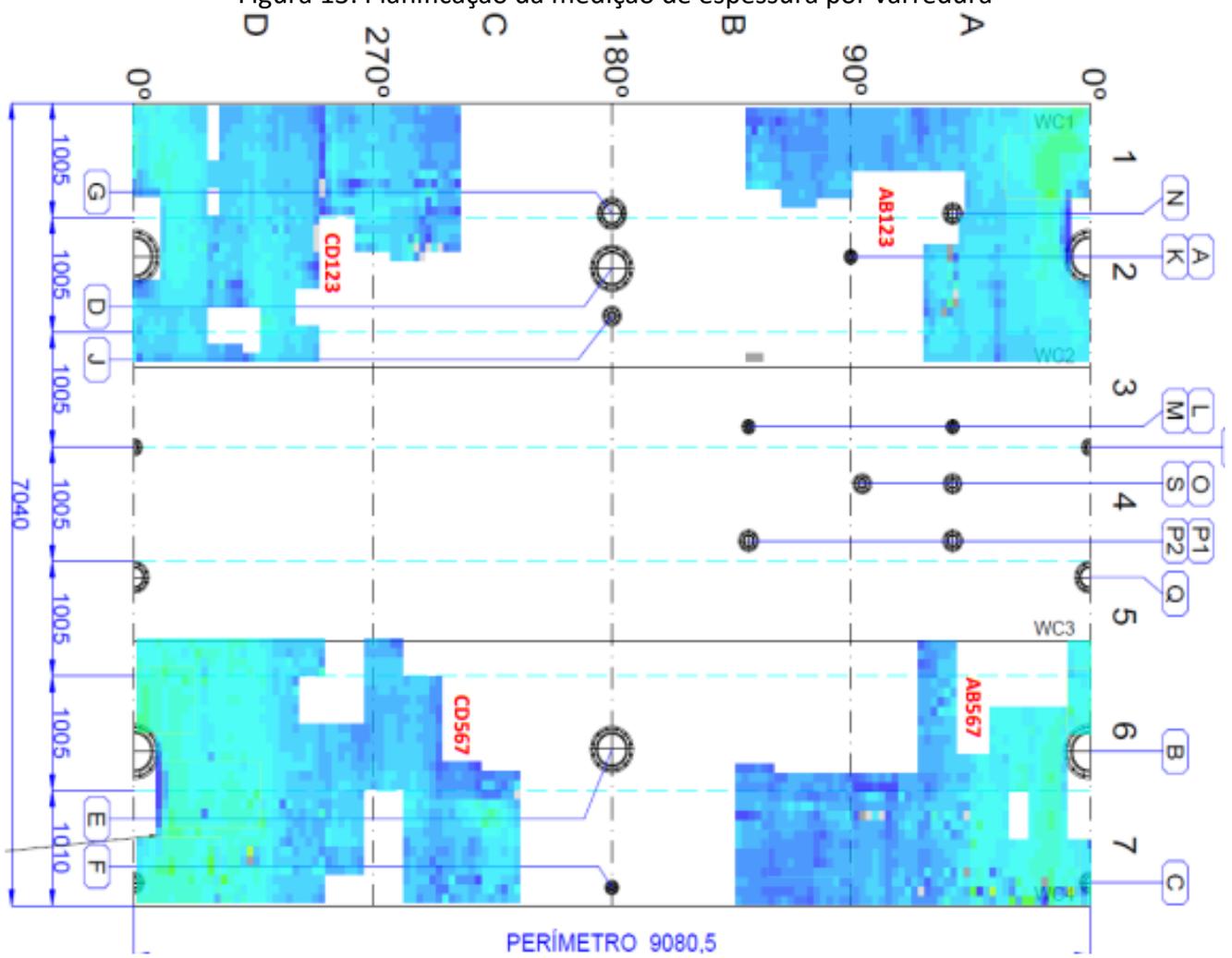
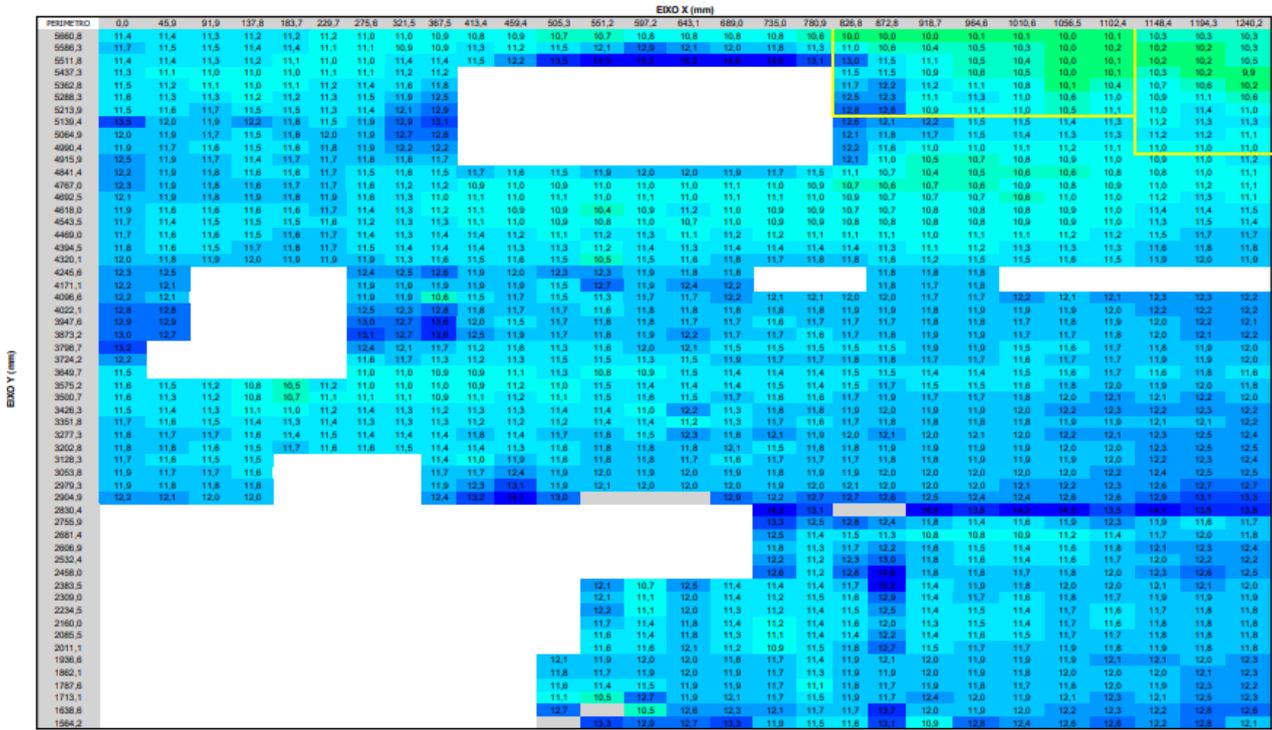


Figura 14: Região de medição crítica pela varredura



Fonte: SPIE

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.5. ESPESSURA MÍNIMA ADMISSÍVEL

Para analisar a vida residual é necessário saber qual a mínima espessura a que ao equipamento pode chegar sem sobre o colapso da sua estrutura, para isso é preciso definir as espessuras mínimas para cada CML's do equipamento.

As propriedades associadas ao equipamento são definidas pela norma a qual o equipamento foi projetado, tendo neste caso a norma que norteia a ASME Seção VIII div. 1 Ed. 1964 conforme tabela 6 deste trabalho, e sua pressão máxima e as tensões atuante calculadas no tópico 4.1.1.

Para cálculo de espessura mínima será utilizado as equações 01 e 19 que são encontradas no Parágrafos UG-27 e UG-32 da ASME Seção VIII div. 1. Para definição da espessura mínima é calculada com base na pressão de projeto ou a PMTA do equipamento, conforme tabela 06 deste trabalho a pressão de projeto do vaso é de 1,83 kgf/cm².

Para as tensões circunferenciais já que ela é sempre maior que as longitudinais para cascos circunferenciais, são as tensões circunferenciais que atuam nas soldas longitudinais que irão delimitar a espessura mínima do costado:

$$t = \frac{PR}{SE - 0,6P} = \frac{1,83.1432,5}{1407,19.0,85 - 0,6.1,83} = 2,19mm$$

Onde, t é a espessura da chapa, P é a pressão interna que o vaso estará submetido, R é o Raio interno do corpo cilíndrico em milímetros e S= é a Tensão admissível do material para temperatura de projeto (conforme código ASME, Seção II, ParteD);

Para os tampos elípticos 2:1 norte e sul tem o mesmo formato, portanto a espessura mínima é similar para os 02 tampos.

$$t = \frac{PDK}{2SE - 0,2P} = \frac{1,83.2865,1}{2.1407,19.0,85 - 0,2.1,83} = 2,19mm$$

Onde analogamente t é a espessura da chapa, P é a pressão interna que o vaso estará submetido, D é o diâmetro do vaso, S é a Tensão admissível do material para temperatura de projeto (conforme código ASME, Seção II, Parte D); e K = fator de forma. Limitando desta forma a espessura mínima para tampos e costados com 2,19 mm.

4.6. ANÁLISE DE VIDA RESIDUAL

Para análise de vida residual do equipamento é preciso calcular a taxa de corrosão como a cinética evolui com base nas fórmulas 3.1 e 3.2 e a base de dados fornecida pela tabela 5, para definição do ponto mais crítico é preciso calcular a taxa de corrosão em todos os 14 TML's. Os TML's do 01 ao 04 estão localizados no CML 01, do 05 ao 10 no CML 02 e do 11 ao 14 no CML 3. Conforme apresentado nas tabelas 10 e 11 podemos ver as taxas de corrosão e o distúrbio perante a cinética entre as medições do início de operação em 1974 a 2021, e a de 2021 e as medições de 2022.

Tabela 11: Cálculo da TCL e TCC entre 1986 e 2021

PONTO MEDID O	DADOS			DATA: 26/08/2021				DATA: 12/05/2022				VIDA REMANESCENTE			
				TEMPO DE OPERAÇÃO		46,7	ANOS	TEMPO DE OPERAÇÃO		47,44	ANOS				
	INÍCIO OPER.		14/12/74					INTERVALO DA M. E.		0,71	ANOS				
	NOMINA L (mm)	SOBRE ESPE. CORR. (mm).	MÍNIMA (mm)	ESPESSUR A ATUAL (mm)	SOBRE ESPE. ATUAL CORR. (mm).	TAXA CORROS. (mm/ano)	VIDA REMAN. (anos)	ESPESSURA ATUAL (mm)	SOBRE ESPE. ATUAL CORR. (mm).	TAXA DE CORROSÃO				LONGO PERÍODO (anos)	CURTO PERÍODO (anos)
LONGO PERÍODO (mm/ano)										CURTO PERÍODO (mm/ano)					
01	12,70	4,50	8,20	14,00	5,80	0,0000	20,00	13,01	4,81	0,0000	1,3952	20,00	3,45		
02	12,70	4,50	8,20	13,60	5,40	0,0000	20,00	12,81	4,61	0,0000	1,1133	20,00	4,14		
03	12,70	4,50	8,20	13,70	5,50	0,0000	20,00	12,73	4,53	0,0000	1,3670	20,00	3,31		
04	12,70	4,50	8,20	13,80	5,60	0,0000	20,00	13,07	4,87	0,0000	1,0288	20,00	4,73		
05	12,70	4,50	8,20	13,20	5,00	0,0000	20,00	12,78	4,58	0,0000	0,5919	20,00	7,74		
06	12,70	4,50	8,20	13,10	4,90	0,0000	20,00	13,25	5,05	0,0000	0,0000	20,00	20,00		
07	12,70	4,50	8,20	13,30	5,10	0,0000	20,00	13,35	5,15	0,0000	0,0000	20,00	20,00		
08	12,70	4,50	8,20	13,10	4,90	0,0000	20,00	13,02	4,82	0,0000	0,1127	20,00	20,00		
09	12,70	4,50	8,20	13,70	5,50	0,0000	20,00	12,01	3,81	0,0145	2,3817	20,00	1,60		
10	12,70	4,50	8,20	12,50	4,30	0,0043	20,00	12,51	4,31	0,0040	0,0000	20,00	20,00		
11	12,70	4,50	8,20	13,50	5,30	0,0000	20,00	13,10	4,90	0,0000	0,5637	20,00	8,69		
12	12,70	4,50	8,20	14,00	5,80	0,0000	20,00	13,06	4,86	0,0000	1,3247	20,00	3,67		
13	12,70	4,50	8,20	13,70	5,50	0,0000	20,00	13,22	5,02	0,0000	0,6764	20,00	7,42		
14	12,70	4,50	8,20	13,50	5,30	0,0000	20,00	13,38	5,18	0,0000	0,1635	20,00	20,00		

Fonte: Autor pela espessura fornecida pelo time do SPIE

Tabela 12: Cálculo da TCL e TCC entre 2021 e 2022

PONTO MEDID O	DADOS			DATA: 26/08/2021		DATA: 12/05/2022						VIDA REMANESCENTE	
	INÍCIO OPER.		14/12/74	TEMPO DE OPERAÇÃO		46,7	ANOS	TEMPO DE OPERAÇÃO		47,44	ANOS		
	NOMINA L (mm)	SOBRE ESPE. CORR. (mm).	MÍNIMA (mm)	ESPESSUR A ATUAL (mm)	SOBRE ESPE. ATUAL CORR. (mm).	TAXA CORROS. (mm/ano)	VIDA REMAN. (anos)	INTERVALO DA M. E.		TAXA DE CORROSÃO		LONGO PERÍODO (anos)	CURTO PERÍODO (anos)
								ESPESSURA ATUAL (mm)	SOBRE ESPE. ATUAL CORR. (mm).	LONGO PERÍODO (mm/ano)	CURTO PERÍODO (mm/ano)		
01	12,70	4,50	8,20	13,01	4,81	0,0000	20,00	12,70	4,50	0,0000	0,4369	20,00	10,30
02	12,70	4,50	8,20	12,81	4,61	0,0000	20,00	12,80	4,60	0,0000	0,0141	20,00	20,00
03	12,70	4,50	8,20	12,73	4,53	0,0000	20,00	12,60	4,40	0,0021	0,1832	20,00	20,00
04	12,70	4,50	8,20	13,07	4,87	0,0000	20,00	12,90	4,70	0,0000	0,2396	20,00	19,62
05	12,70	4,50	8,20	12,78	4,58	0,0000	20,00	9,90	1,70	0,0590	4,0587	20,00	0,42
06	12,70	4,50	8,20	13,25	5,05	0,0000	20,00	10,10	1,90	0,0548	4,4392	20,00	0,43
07	12,70	4,50	8,20	13,35	5,15	0,0000	20,00	12,70	4,50	0,0000	0,9160	20,00	4,91
08	12,70	4,50	8,20	13,02	4,82	0,0000	20,00	13,50	5,30	0,0000	0,0000	20,00	20,00
09	12,70	4,50	8,20	12,01	3,81	0,0148	20,00	11,10	2,90	0,0337	1,2824	20,00	2,26
10	12,70	4,50	8,20	12,51	4,31	0,0041	20,00	10,20	2,00	0,0527	3,2554	20,00	0,61
11	12,70	4,50	8,20	13,10	4,90	0,0000	20,00	12,90	4,70	0,0000	0,2819	20,00	16,68
12	12,70	4,50	8,20	13,06	4,86	0,0000	20,00	13,80	5,60	0,0000	0,0000	20,00	20,00
13	12,70	4,50	8,20	13,22	5,02	0,0000	20,00	13,10	4,90	0,0000	0,1691	20,00	20,00
14	12,70	4,50	8,20	13,38	5,18	0,0000	20,00	12,80	4,60	0,0000	0,8174	20,00	5,63

Fonte: Autor pela espessura fornecida pelo time do SPIE

Pode-se perceber que as espessuras nominais durante as medições de espessura de 1986 e 2021 são superiores as nominais da chapa, os possíveis motivos da chapa está numa dimensão maior do que a nominal é o no momento da fabricação a não havia chapa de ½”, e o prazo para entrega do equipamento não permitia à espera do material utilizando uma chapa de espessura superior. Pela tabela 07 podemos avaliar que durante o ano de início de operação e até o período de 1986 a cinética das taxas de corrosão de longo prazo se manteve 0, porque a espessura medida era superior a espessura nominal, já para o caso da medição de 2021 houve 02 TML's com taxa de corrosão de longo período sendo a maior 0,0148 mm/ano, já para a taxa de corrosão de curto período pode-se observar uma cinética mais acentuada com uma taxa de curto período de 0,0476 mm/ano.

Na tabela 08 há o comparativo dos anos de 2022 e 2021, sendo que em alguns pontos do costado houve taxas muito mais agressivas do que na tabela 01, este pode-se ser atribuído com a associação dos mecanismos internos e externos, sendo o dano interno como corrosão uniforme pelo fluido de operação, e a parte

externa corrosão sob isolamento (CSI).

Como a análise de vida residual deve ser calculada para cada CML, vamos utilizar a taxa crítica para cada um dos CML's, sendo a vida residual delimitada pelo menor valor encontrado de vida residual dentre os CML's.

Para o CML 01 a taxa de corrosão crítica (TC) foi a TCC do ponto 01, onde descreve uma taxa de 0,4369 mm/ano, já para o CML 02 a TC e a da taxa de curto prazo do ponto 06 mostrado na tabela 08 sendo está de 4,4392 mm/ano e CML 03 possui a TC 0,2819 mm/ano referente ao ponto 11.

$$Vida\ Residual\ (CML\ 01) = \frac{12,70 - 8,20}{0,4369} = 10,30\ anos$$

$$Vida\ Residual\ (CML\ 02) = \frac{10,10 - 8,20}{4,4392} = 0,43\ anos$$

$$Vida\ Residual\ (CML\ 03) = \frac{12,90 - 8,20}{0,2819} = 16,68\ anos$$

A vida residual limite para este equipamento é de 0,09 anos limitado pelo caso, porém o equipamento tem uma vida maior que 0,09, já que a mínima utilizada foi a de projetada (nominal – sobresspesura de corrosão).

4.7. ANÁLISE PELO API 579 NÍVEL 1 E NÍVEL 2

Para análise do 579 vamos utilizas as espessuras mínimas longitudinais e circunferenciais calculadas no item 3.1, onde $t_{min}^C = 2,19mm$ e $t_{min}^L = 2,19mm$. A espessura nominal sem a sobresspesura de corrosão é de 8,2 mm e FCA_{ml} 4,5 mm conforme tabela 5, utilizando a equação 2.36 tem-se:

$$t_{min} = \max[t_{min}^C, t_{min}^L] = 2,19mm$$

A espessura mínima encontrada na inspeção foi ($t_{mm} = 9,9mm$) pela tabela 8, sendo assim se deve uma análise se a menor espessura menos a taxa de corrosão não supera a espessura mínima. Para definição da espessura média é necessário defini o comprimento necessário para média de espessura conforme Eq. 4.1, 4.2 e 4.3 (conforme API 579 Seção 4).

$$L = Q\sqrt{D_{ml} \cdot t_{ml}} \quad (4.1)$$

$$D_{ml} = D + 2 \cdot FCA_{ml} = 2865mm \quad (4.2)$$

$$t_{ml} = t_{nom} - FCA_{ml} = 12,7 - 4,5 = 8,2mm \quad (4.3)$$

O fator Q é usado para determinar o comprimento para média de espessura com base em um fator de resistência restante permitido, o fator Q é definido conforme tabela do anexo A, onde a relação da espessura remanescente (R_t) e dada pela equação 4.4 conforme API 579.

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA_{ml}}{t_{ml}} = \frac{9,9 - 4,5}{8,2} = 0,658 \quad (4.4)$$

$$Q = 1,123 \left[\left(\frac{1 - R_t}{1 - \frac{R_r}{RSF_a}} \right)^2 - 1 \right]^{0,5} \quad (4.5)$$

A Norma API 579 fala que para o não conhecimento do fator de forçar resultante Permissível (RSF_a) recomenda-se usar 0,9 pois é um valor conservativo.

$$Q = 1,123 \left[\left(\frac{1 - 0,658}{1 - \frac{0,658}{0,9}} \right)^2 - 1 \right]^{0,5} = 0,904$$

Após os cálculos de todos os parâmetros necessários pode-se definir o comprimento necessário para a média de espessura, sendo mostrado abaixo:

$$L = 0,904 \cdot \sqrt{2865 \cdot 8,2} = 138,55 \text{ mm}$$

Para esse valor de comprimento se faz uma média aritmética das medidas as espessuras mais críticas em um comprimento medido de espessuras de 138,55 mm. As medições críticas foram retiradas da figura 13, do comprimento 1.240,2 mm a 1.101,65 mm, que se dão 04 medidas.

$$t_{am} = \frac{(9,9 + 10,2 + 10,3 + 10,1)}{4} = 10,125mm$$

A partir do cálculo da espessura média pode se iniciar a avaliação pelo nível 01 do API 579, e definir se a condição a qual o equipamento se encontra representa uma condição segura para as condições de operação. A Avaliação inicial se dá pelas equações 3.5, 3.6 e 3.8.

$$t_{lim} = \max[0,2t_{nom}, 2,5mm (0,10 in)] = \max[2,54 mm; 2,5mm] = 2,54 mm$$

$$t_{am} - FCA_{ml} \geq t_{min}^c = 5,625 \geq 2,19mm \text{ (Verdadeiro)}$$

$$t_{mm} - FCA_{ml} \geq \max\{0,5t_{min}, t_{lim}\} = 5,4 mm \geq 2,54 mm \text{ (Verdadeiro)}$$

Pela avaliação o equipamento está aprovado, não sendo necessário a análise pelo nível 02. A mínima espessura calculada por projeto é muito distante da mínima de projeto pode-se utilizar a nova espessura mínima calculada para realmente identificar a vida residual, esses valores foram calculados no item 3.1 tendo seus valores de 2,19 mm tanto para tampos quanto para costado, esse valor e referente a apenas o esforço propiciado pela pressão interna, a vida residual calculada através da mínima calculada é:

$$Vida Residual (CML 01) = \frac{12,70 - 2,19}{0,4369} = 24,06 \text{ anos}$$

$$Vida Residual (CML 02) = \frac{10,10 - 2,19}{4,4392} = 1,78 \text{ anos}$$

$$Vida Residual (CML 03) = \frac{12,90 - 2,19}{0,2819} = 37,99 \text{ anos}$$

Sendo assim a vida residual do equipamento é de 1,78 anos, sendo que a próxima medição de espessura deve ser feita num período de meia vida, para que se possa fazer uma análise da cinética de corrosão afim de evitar que o equipamento chegue ao final de sua vida útil e entre em colapso.

5. CONCLUSÕES

Neste trabalho foram apresentados a análise de vida residual pelo API 510 que trouxe uma vida residual de 0,09 anos delimitada pelo costado, como a vida residual era inferior ao prazo para reinspeção externa foi feita uma análise pelo nível 1 do API 579 seção 04, tendo o equipamento sido aprovado já que as mínimas espessuras tanto para os tampos foram de 2,19 mm enquanto a mínima de projeto era de 8,2 mm, tendo 5 mm de diferença da mínima de projeto e a mínima calculada.

O API 579 traz um nível um maior rigor na análise já que ele limita uma das inequações aos valores de 2,54 mm e não 2,19 mm como calculado, mas ainda assim não mostra riscos operacionais enquanto ao uso do equipamento ao mecanismo de dano de perda de espessura uniforme.

O limite da vida residual deste equipamento é de 1,78 anos se as taxas de corrosão se mantiverem as mesmas, sendo assim se faz necessário pontos de atenção com relação a perda interna e a perda externa. Para sanar os problemas é preciso atuar internamente e externamente e assim prolongar a vida útil do vaso.

Para tratar os danos externos pode-se substituir o isolamento atual do equipamento por um isolamento hidrofóbico e aplicar uma camada anticorrosiva (tinta) que tire o contato da superfície o eletrólito, mitigando os danos para região externa. A região interna pode-se aplicar um material compósito em sua superfície com o perfil de aderência correto para também evitar o contato com a superfície com o eletrólito mitigando danos internos.

6. SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

Para próximos trabalhos pode se fazer uma análise do motivo da ocorrência de trincas pelo API 571 e fazer uma análise de propagação de trinca pelo API 579, já que foi mostrado a susceptibilidade do equipamento a este tipo de mecanismo de dano.

7. REFERÊNCIAS

Vicente Gentil, **Corrosão**, LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 3ª Edição – 1998

Silva Telles, P.C., **Vasos de Pressão**, LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 2ª Edição – 1996

NR-13.<<https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/composicao/orgaos-especificos/secretaria-de-trabalho/inspecao/seguranca-e-saude-no-trabalho/ctpp-nrs/norma-regulamentadora-no-13-nr-13>> acesso janeiro 2023>.

GRENIER, M; DEMERS-CARPENTIER, V; ROCHETTE, M; and HARDY, F; Pulsed Eddy Current: New Developments for Corrosion Under Insulation Examinations. World Conference on Non-Destructive Testing 2016

API RECOMMENDED PRACTICE 583 - Corrosion Under Insulation and Fireproofing, 2019

API RECOMMENDED PRACTICE 571 – Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, 2011

NACE SP 0198 – Corrosion Under Insulation and Fireproofing, 2010.

BESERRA, A. S. **Projeto de vaso de pressão segundo norma ASME e análise pelo método dos elementos finitos**. Monografia (Mestrado em engenharia mecânica) – Universidade Federal de Pernambuco – Recife. 2015.

FEITOSA, R. M. e SANTOS, J. S. **Estudo de caso: avaliação de vida residual de vaso de pressão sujeito à perda de espessura**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em engenharia mecânica) – Universidade Federal do Espírito Santo – Vitória. 2017.

ASME Seção VIII divisão 1 e divisão 2.

Anexos

ANEXO A – TENSÃO ADMISSÍVEL SA-515 GR 70

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	UNS No.	Condition/ Temper	Thickness, mm	P-No.	Group No.
1	Carbon steel	Castings	SA-352	LCB	J03003	1	1
2	Carbon steel	Plate	SA-515	65	K02800	1	1
3	Carbon steel	Plate	SA-516	65	K02403	1	1
4	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CB65	K02800	1	1
5	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CC65	K02403	1	1
6	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B65	K02800	1	1
7	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C65	K02403	1	1
8	Carbon steel	Sheet	SA-414	E	K02704	1	1
9	Carbon steel	Plate	SA-662	B	K02203	1	1
10	Carbon steel	Plate	SA-537	...	K12437	1	65 < t ≤ 100	1	2
11	Carbon steel	Wld. pipe	SA-691	CMSH-70	K12437	...	65 < t ≤ 100	1	2
12	Carbon steel	Plate, bar	SA/CSA-G40.21	44W	t ≤ 200	1	1
13	Carbon steel	Plate, bar	SA/CSA-G40.21	50W	t ≤ 150	1	1
(21) 14	Carbon steel	Plate, sheet, bar	SA-572	50	t ≤ 100
(21) 15	Carbon steel	Round bar	SA-572	50	t ≤ 275
(21) 16	Carbon steel	Sheet, strip	SA-1011	50	SS	...	t ≤ 6
(21) 17	Carbon steel	Sheet, strip	SA-1011	50	HSLAS	1
(21) 18	Carbon steel	Sheet, strip	SA-1011	55	HSLAS	2
19	Carbon steel	Plate	SA/AS 1548	PT460N	...	Normalized	≤150	1	1
20	Carbon steel	Plate	SA/AS 1548	PT460NR	...	Norm. rld.	≤150	1	1
21	Carbon steel	Forgings	SA/EN 10222-2	P280GH	...	NT or QT	35 < t ≤ 160	1	1
22	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	60 < t ≤ 100	1	1
23	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	≤60	1	1
24	Carbon steel	Forgings	SA/EN 10222-2	P280GH	...	Normalized	t ≤ 35	1	1
(21) 25	Carbon steel	Plate	SA/GB 713	Q345R	150 < t ≤ 250	1	2
26	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P355GH	150 < t ≤ 250	1	2
27	Carbon steel	Plate	SA/GB 713	Q345R	100 < t ≤ 150	1	2
28	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P355GH	100 < t ≤ 150	1	2
29	Carbon steel	Plate	SA-455	...	K03300	...	15 < t ≤ 20	1	2
30	Carbon steel	Bar	SA-675	70	1	2
31	Carbon steel	Forgings	SA-105	...	K03504	1	2
32	Carbon steel	Forgings	SA-181	...	K03502	70	...	1	2
33	Carbon steel	Castings	SA-216	WCB	J03002	1	2
34	Carbon steel	Forgings	SA-266	2	K03506	1	2
35	Carbon steel	Forgings	SA-266	4	K03017	1	2
36	Carbon steel	Forgings	SA-350	LF2	K03011	1	...	1	2
37	Carbon steel	Forgings	SA-350	LF2	K03011	2	...	1	2
38	Carbon steel	Forgings	SA-508	1	K13502	1	2
39	Carbon steel	Forgings	SA-508	1A	K13502	1	2
40	Carbon steel	Forgings	SA-541	1	K03506	1	2
41	Carbon steel	Forgings	SA-541	1A	K03020	1	2
42	Carbon steel	Cast pipe	SA-660	WCB	J03003	1	2
43	Carbon steel	Forgings	SA-765	II	K03047	1	2
44	Carbon steel	Plate	SA-515	70	K03101	1	2
45	Carbon steel	Plate	SA-516	70	K02700	1	2

Fonte: ASME SEÇÃO II - D

Line No.	Maximum Allowable Stress, MPa (Multiply by 1000 to Obtain kPa), for Metal Temperature, °C, Not Exceeding														
	40	65	100	125	150	200	250	300	325	350	375	400	425	450	475
1	128	128	128	128	128	128	128	125	122	118	114
2	128	128	128	128	128	128	128	125	122	118	114	95.0	79.6	63.2	45.3
3	128	128	128	128	128	128	128	125	122	118	114	95.0	79.6	63.2	45.3
4	128	128	128	128	128	128	128	125	122	118	114
5	128	128	128	128	128	128	128	125	122	118	114
6	128	128	128	128	128	128	128	125	122	118	114
7	128	128	128	128	128	128	128	125	122	118	114
8	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127	114	95.1	79.6	63.1	45.7
9	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127	114
10	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127	114
11	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127	114
12	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
13	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128
14	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127
15	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127
16	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127
17	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127
18	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127
19	131	131	131	131	131	131	131	131	131	129	114	95.1	79.6	63.2	45.3
20	131	131	131	131	131	131	131	131	131	129	114	95.1	79.6	63.2	45.3
21	131	131	131	131	131	131	131	131	128	124	120	101	83.9	67.0	51.1
22	131	131	131	131	131	131	131	131	131	127	112	96.2	79.1	62.1	46.0
23	131	131	131	131	131	131	131	131	131	127	112	96.2	79.1	62.1	46.0
24	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	101	83.9	67.0	51.1
25	134	134	134	134	134	134	134	134	134	130	123	101	83.8	67.1	...
26	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	123	101	83.8	67.1	51.0
27	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	123	101	83.8	67.1	...
28	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	123	101	83.8	67.1	51.0
29	138	138	138	138	138	137	132	126	122	119
30	138	138	138	138	138	137	132	126	122	119	114	101	83.9	67.0	51.1
31	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
32	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
33	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
34	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
35	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
36	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
37	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
38	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
39	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
40	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
41	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
42	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
43	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
44	138	138	138	138	138	138	138	136	132	128	123	101	83.8	67.1	51.0
45	138	138	138	138	138	138	138	136	132	128	123	101	83.8	67.1	51.0

Fonte: ASME SEÇÃO II - D

**ANEXO B – PARÂMETROS PARA CALCULAR O COMPRIMENTO PARA
MÉDIA DE ESPESSURA**

R_t	Q				
	$RSF_a = 0.90$	$RSF_a = 0.85$	$RSF_a = 0.80$	$RSF_a = 0.75$	$RSF_a = 0.70$
0.900	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
0.895	21.19	50.00	50.00	50.00	50.00
0.875	4.93	50.00	50.00	50.00	50.00
0.850	2.82	50.00	50.00	50.00	50.00
0.845	2.62	29.57	50.00	50.00	50.00
0.825	2.07	6.59	50.00	50.00	50.00
0.800	1.68	3.65	50.00	50.00	50.00
0.795	1.62	3.38	36.82	50.00	50.00
0.775	1.43	2.63	8.01	50.00	50.00
0.750	1.26	2.11	4.35	50.00	50.00
0.745	1.23	2.03	4.01	42.94	50.00
0.725	1.12	1.77	3.10	9.20	50.00
0.700	1.02	1.54	2.45	4.93	50.00
0.695	1.00	1.51	2.36	4.53	47.94
0.675	0.93	1.37	2.05	3.47	10.16
0.650	0.86	1.24	1.77	2.73	5.39
0.625	0.80	1.13	1.56	2.26	3.77
0.600	0.74	1.04	1.40	1.95	2.94
0.575	0.70	0.96	1.27	1.71	2.43
0.550	0.65	0.89	1.16	1.53	2.07
0.525	0.61	0.83	1.07	1.38	1.81
0.500	0.58	0.77	0.99	1.26	1.61
0.475	0.55	0.72	0.92	1.15	1.45
0.450	0.51	0.68	0.86	1.06	1.32
0.425	0.49	0.64	0.80	0.98	1.20
0.400	0.46	0.60	0.74	0.91	1.10
0.375	0.43	0.56	0.70	0.84	1.01
0.350	0.41	0.53	0.65	0.78	0.93
0.325	0.38	0.50	0.61	0.73	0.86
0.300	0.36	0.46	0.57	0.67	0.79
0.275	0.34	0.43	0.53	0.63	0.73
0.250	0.31	0.40	0.49	0.58	0.67
0.200	0.27	0.35	0.42	0.49	0.57

Notes:

1. The equation for Q is:

$$Q = 1.123 \left[\left(\frac{1 - R_t}{1 - R_t / RSF_a} \right)^2 - 1 \right]^{0.5} \quad (\text{for } R_t < RSF_a)$$

$$Q = 50.0 \quad (\text{for } R_t \geq RSF_a)$$

2. The length for thickness averaging is given by [Equation \(4.7\)](#).

Fonte: API 579, 2021