

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
Escola de Engenharia

Departamento de Metalurgia

ESTUDO DAS POSSÍVEIS CAUSAS PARA OCORRÊNCIA DE CORROSÃO NOS
TUBOS DE UM TROCADOR DE CALOR TIPO CONDENSADOR

Daniela Hoffmann Zibetti

Trabalho de Diplomação

Orientador: Professor Dr. Pedro Juarez Melo
Departamento de Engenharia Química

Porto Alegre
2023

CIP - Catalogação na Publicação

Zibetti , Daniela Hoffmann
ESTUDO DAS POSSÍVEIS CAUSAS PARA OCORRÊNCIA DE
CORROSÃO NOS TUBOS DE UM TROCADOR DE CALOR TIPO
CONDENSADOR / Daniela Hoffmann Zibetti . -- 2023.
44 f.
Orientador: Pedro Juarez Melo.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de
Engenharia, Curso de Engenharia Metalúrgica, Porto
Alegre, BR-RS, 2023.

1. Corrosão . 2. Trocador de calor . 3. Destilação
Extrativa . 4. MEA . 5. Sulfolano . I. Melo, Pedro
Juarez, orient. II. Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da UFRGS com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Dedico esta dissertação ao meu irmão Rafael, minha base de apoio, cuidado, respeito e amizade. Àquele que jamais soltou a minha mão.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço à espiritualidade por permitir que eu realizasse esse objetivo, que por muito tempo foi um sonho.

Aos meus pais Alexandre e Elizabete por serem tão incríveis e me incentivarem desde pequena a priorizar meus estudos e carreira. Sei que abriram mão de muito para que eu pudesse estudar e me realizar pessoal e profissionalmente.

Agradeço ao meu irmão Rafael, com quem compartilho a vida desde os 2 anos de idade e que sempre esteve ali para lembrar que eu não estou só.

À minha cunhada Manuela, por todas as palavras de conforto e incentivo.

Agradeço as minhas irmãs de coração Amanda, Áldren, Helen e Natália pelo apoio incondicional durante a graduação e nesta etapa final.

Agradeço à Braskem pelas oportunidades e suporte no desenvolvimento da minha carreira profissional e conciliação com a graduação.

Aos meus colegas da operação da Planta Piloto da Braskem, por cada troca de horário para que eu pudesse ir às aulas, pelo coleguismo e empatia.

Aos Engenheiros e técnicos da planta de aromáticos pela receptividade durante o desenvolvimento do trabalho.

Agradeço ao professor Pedro que não mediu esforços para me auxiliar, mesmo com prazos curtos, pelas conversas e trocas de experiências.

Ao Frederico pelos anos de companheirismo, incentivo e apoio desde o ingresso do curso de engenharia.

Ao Diéferson, Melissa e Luiza pelos momentos que deixaram essa etapa de final de curso mais leve e gratificante.

À minha família e amigos que foram pacientes e entenderam minha ausência durante a graduação.

“É preciso que eu suporte duas
ou três lagartas se eu quiser
conhecer as borboletas.”

Antonie de Saint-Exupéry

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABELAS.....	IX
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS.....	X
RESUMO.....	XI
ABSTRACT	XII
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	2
2.1 INDÚSTRIA PETROQUÍMICA	2
2.2 PROCESSO DE DESTILAÇÃO EXTRATIVA	3
2.2.1 Processo de destilação de hidrocarbonetos aromáticos.....	4
2.2.2 Trocadores de calor	5
2.3 CORROSÃO	7
2.3.1 Corrosão em Indústria Petroquímica	8
2.3.2 Corrosão Alveolar	8
2.3.3 Corrosão por turbulência	9
2.3.4 Corrosão em temperaturas elevadas	9
2.3.5 Corrosão pela degradação do sulfolano.....	9
2.3.6 Velocidade de corrosão	10
2.3.7 Diagrama de Pourbaix	11
2.4 MONOETANOLAMINA (MEA) E SUA DEGRADAÇÃO	12
3 ESTUDO DE CASO	14
3.1 SÍNTESE DO PROCESSO DE DESTILAÇÃO EXTRATIVA EM ANÁLISE .	14
3.2 HISTÓRICO DE INSPEÇÃO DO TROCADOR	16
3.3 OBJETIVOS DO TRABALHO	16
4 METODOLOGIA	18
4.1 DADOS DE PROCESSO	18
4.2 EQUIPAMENTO E INSPEÇÃO.....	18
4.3 PONTOS CRÍTICOS.....	19
4.4 CONSTRUÇÃO DE HIPÓTESES	19
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO	20
5.1 VARIÁVEIS OPERACIONAIS	20

5.1.1	Composição de carga no vaso V	20
5.1.2	Temperatura de operação no condensador C	22
5.1.3	Vazão de alimentação ao condensador C	23
5.1.4	pH do sistema	23
5.2	ADIÇÃO DE MEA	25
5.3	PLANO DE INSPEÇÃO DO EQUIPAMENTO	26
5.4	DESENVOLVIMENTO E PROJEÇÃO DE CUSTOS COM CORROSÃO	27
6	CONCLUSÕES	28
7	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	29
	REFERÊNCIAS	30

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Fluxograma do processo Sulfolane.....	05
Figura 2: Trocador de calor casco e tubos.....	06
Figura 3: Trocadores de calor casco e tubos. (a) Um passe no casco e dois passes nos tubos. (b) Dois passes no casco e quatro passes nos tubos.....	07
Figura 4: Representação dos tipos de corrosão.....	08
Figura 5: Efeito do pH na taxa de corrosão do ferro.....	10
Figura 6: Diagrama de Pourbaix para o ferro: equilíbrio potencial-pH para o sistema $Fe - H_2O$ a $25^\circ C$	11
Figura 7: Possível mecanismo de degradação térmica do MEA.....	13
Figura 8: Representação simplificado do processo envolvido no estudo de caso..	15
Figura 9: (a) Feixe dos tubos do trocador C com corrosão alveolar (b) Segmento dos tubos com presença de corrosão.....	16
Figura 10: Distribuição gráfica da corrente de carga do vaso V.....	21
Figura 11: Tendência dos valores de temperaturas operadas na entrada e saída do condensador C.....	22
Figura 12: Tendência dos valores de fluxo operados.....	23
Figura 13: Gráfico do pH da bota do vaso V x tempo.....	24
Figura 14: Gráfico do pH do solvente do processo x tempo.....	24
Figura 15: Representação simplificada de dosagem de MEA no sistema.....	25

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Pontos de ebulição dos principais constituintes dos reformados.....	04
Tabela 2: Condições gerais de operação do condensador C.....	14
Tabela 3: Composição corrente de carga vaso V.....	20

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

BTX	Benzeno, tolueno e xileno
UOP	Universal Oil Products
pH	potencial de hidrogênio
MEA	Monoetanolamina
NR	Norma Regulamentadora
SO	Óxido de enxofre
SO ₂	Dióxido de enxofre
CO ₂	Dióxido de carbono
T1	Torre 1
T2	Torre 2
V	Vaso V
C	Condensador C
γ	Coefficiente de atividade
p^{sat}	Pressão de vapor
x	Fração molar na fase líquida
y	Fração molar na fase vapor
SDCD	Sistema digital de controle distribuído

RESUMO

Esse trabalho teve por objetivo estudar as prováveis causas teóricas da ocorrência de corrosão nos tubos de um trocador de calor, usado como condensador em um sistema de destilação extrativa para separação de hidrocarbonetos aromáticos. Além disso, no estudo se realizou um mapeamento dos dados de processo e das condições operacionais para serem utilizados em futuros estudos visando minimizar o problema. Para atingir os objetivos, foi necessário o entendimento do processo e das prováveis reações químicas envolvidas, verificação das variáveis operacionais, levantamento dos resultados das análises químicas realizadas, e pesquisa nos relatórios de inspeção que é realizada com base nas normas regulamentadoras industriais. As avaliações dos prováveis efeitos de cada um desses itens que podem ter contribuído na formação de um ambiente corrosivo, ainda necessitam investigações mais detalhadas. Para estudar o processo e suas variáveis, foram recorridos aos programas, bancos de dados e ferramentas utilizadas pela empresa para acompanhamento e controle operacional do processo. O mapeamento do processo foi realizado com base em documentos da licenciadora da tecnologia utilizada pela empresa, que contempla a destilação extrativa com sulfolano. Para a verificação do histórico de inspeção e ocorrência de corrosão, foram usados os relatórios das inspeções e consulta com equipe de engenharia de confiabilidade, bem como com um grupo de estudo de análise de custos com corrosão. Após levantamento e análise de dados, acredita-se que vários fatores podem estar contribuindo para a formação de um ambiente corrosivo, como: resíduo de sulfolano ou metanoetanolamina, os produtos gerados a partir de reações de degradação ou decomposição desses dois produtos, a forma de dosagem do metanoetanolamina, e as condições de escoamento do elevado fluxo de alimentação ao trocador. Os demais fatores como potencial de hidrogênio e temperatura, que também foram analisados, ficaram dentro dos limites de controle, mas também pode ter alguma contribuição para a ocorrência de corrosão no trocador.

Palavras-chave: Corrosão; Trocador de calor; Destilação extrativa; Sulfolano.

ABSTRACT

This project aimed to study the probable causes of corrosion in the tubes of a heat exchanger, used as condenser in an extractive distillation system for the separation of aromatics hydrocarbons. In Addition, the study carried out a mapping of process data and operational conditions to be used in future studies to minimize the problem. To achieve the objectives, it was necessary to understand the process and the probable chemical reactions involved, verify the operational variables, survey the results of the chemical analyzes carried out, and research in the inspection reports that is realized based on the regulatory norms. Evaluations of the probable effects of each of these items, which may have contributed to the formation os a corrosive environment, still require more detailed investigations. To study the process and your variables, programs, databases and tools used by the company for monitoring and operational control of the process were used. The process mapping was carried out based on documents from the licensor or the technology used by the company, which includes extractive distillation with sulfolane. In order to verify the inspection history and occurrence of corrosion, inspection reports and discussion with the reliability engineering team, as well as with a corrosion cost analysis study group, were used. After data collection and analysis, it is believed that several factors may be contributing to the formation of a corrosive environment, such as: sulfolane or monoethanolamine residue, the products generated from the degradation or decomposition reactions of these two products, the form of monoethanolamine are dosing, and the flow conditions of the high feed flow to the exchanger. The other factors such as pH and temperature, which were also analyzed, were within the control limits, but could also have some contribution to the occurrence of corrosion in the exchanger.

Keywords: Corrosion; Heat exchanger; Extractive distillation; Sulfolane.

1 INTRODUÇÃO

A corrosão é um problema frequente e indesejável que ocorre na maioria das atividades industriais e instalações. Segundo pesquisa do instituto Brasileiro de Mineração (IBRAM), os processos corrosivos fazem com que aproximadamente 30% da produção do ferro seja desperdiçada devido a estes processos. Dados indicam que em 2019, o Brasil teve um gasto equivalente a 4% do PIB (~290 bilhões) com manutenção, geralmente, devido à corrosão.

As indústrias químicas, como refinaria e petroquímica, possuem destaque neste cenário, sendo uma das áreas que mais sofre devido aos seus processos e produtos. Os topos das colunas de destilação são locais que frequentemente são afetadas pela corrosão, sendo de maneira geral, um ponto crítico para controle e onde comumente é adicionado neutralizantes para inibir a corrosão no topo das colunas, antes da condensação (Gonçalves, 2007).

A condensação que ocorre posterior à saída da coluna, acontece em um trocador de calor que é responsável pela mudança de fase da corrente de processo. Assim, um bom controle e manutenção desses equipamentos é de grande importância tanto em relação ao processo no quesito de eficiência térmica, como na integridade propriamente dita do equipamento.

O objetivo principal do presente trabalho é realizar um estudo de caso sobre uma situação específica de corrosão que acontece em um condensador de topo de uma coluna de destilação extrativa, dentro de uma indústria petroquímica, na área de primeira geração da cadeia do plástico. Se trata de uma planta industrial de extração de hidrocarbonetos aromáticos e o trocador é responsável pela condensação de aromáticos leves.

Por se tratar de um estudo com muitas variáveis envolvidas, neste trabalho serão levantadas algumas hipóteses das prováveis causas, baseando-se no levantamento de dados de processo e as inspeções realizadas no equipamento em questão. Será ainda, sugerido futuros estudos e testes a serem realizados objetivando conclusões e respostas mais assertivas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 INDÚSTRIA PETROQUÍMICA

A indústria petroquímica é o ramo da indústria que engloba o processamento de diversos produtos derivados do petróleo, que possuem composição elementar básica de carbono e hidrogênio, os hidrocarbonetos. Nestas indústrias, os processos químicos envolvidos são de grande complexidade, desde a extração do petróleo, transporte, refino, e distribuição dos produtos ou derivados. De maneira geral, a cadeia petroquímica pode ser composta por etapas de processamento ou tipos de indústrias, chamadas de empresas de: primeira, segunda e terceira geração. Na primeira geração se produz os petroquímicos básicos, principalmente as olefinas, diolefinas e aromáticos (BTX), a segunda geração produz essencialmente os polímeros também chamados de resinas (plásticos e borrachas), e a terceira geração produz os chamados petroquímicos finais (componentes de plásticos e borrachas) para outras indústrias como: automotiva, eletroeletrônica, material de construção civil e outras. Este tipo de indústria é caracterizado pela intensidade do capital e processos contínuos de produção que exigem elevados investimentos em tecnologia e mão de obra qualificada, segundo Bastos (2009).

Na base da indústria petroquímica tem-se a matéria prima, comumente a nafta, gasóleo ou gás natural, podendo ainda ser outras frações de hidrocarbonetos ou carvão. Na 1ª geração, as olefinas e diolefinas são obtidas pelo craqueamento térmico da matéria prima, obtendo-se os hidrocarbonetos insaturados, os naftênicos e aromáticos (BTX). As olefinas e diolefinas abastecem as empresas de 2ª geração, onde são transformados em resinas termoplásticas a partir das reações de polimerização. Por fim, nas indústrias de 3ª geração, há a conversão da resina em produtos finais e acabados que são comercializados no mercado.

Conforme IEA (2019), vive-se em um mundo dependente de petroquímicos, onde os produtos derivados do petróleo estão presentes em todos os setores de produção e que vão desde itens básicos do dia a dia até material de alto desempenho como fibras de carbono e materiais compósitos, sendo o plástico, o grupo de materiais que mais cresce no mundo.

Nos últimos anos no Brasil ocorreram fusões e aquisições entre as empresas e resultou que hoje, a Braskem é a única empresa de primeira geração, com 4 unidades de craqueamento (2 utilizam nafta, 1 utiliza gás e 1 possui flexibilidade para uso das duas matérias primas). Além disso, a Braskem ainda é a única petroquímica integrada de 1ª e 2ª gerações de resinas termoplásticas do Brasil.

A demanda por produtos petroquímicos está em elevação devido ao aumento da população e desenvolvimento tecnológico, somado à crescente economia global. A pandemia COVID-19 impactou negativamente o setor, mas a tendência é que haja recuperação da produção nos próximos anos.

2.2 PROCESSO DE DESTILAÇÃO EXTRATIVA

Nos processos de separação por destilação, o objetivo é separar dois ou mais componentes de uma mistura homogênea a partir de uma unidade de separação por destilação, onde existe uma torre de destilação, e há a formação de zonas com diferentes temperaturas, pressão e composição. A zona superior da torre predomina os componentes mais leves (com maior pressão de vapor), caracterizada pela presença da espécie mais volátil e na parte inferior da coluna ocorre a predominância dos compostos mais pesados ou os menos voláteis.

Segundo Mezzomo (2014), a destilação extrativa permite realizar separação de misturas azeotrópicas (compostos se comportam como substâncias puras em relação à ebulição), ou para misturas em que os componentes possuam pontos de ebulição próximos, baixa volatilidade relativa. Neste tipo de destilação é adicionado um agente separador, chamado de solvente ou agente extrator, não volátil, com alto ponto de ebulição e miscível com a mistura, para que se possa fazer a separação dos compostos desejados.

O grau de separação entre dois componentes é dado pela volatilidade relativa, que leva em conta as frações molares da fase líquida e da fase vapor, x e y respectivamente, o coeficiente de atividade (γ) e a pressão de vapor do componente puro (P^{sat}). A relação entre os coeficientes de atividade das espécies em questão é o que chamamos de seletividade, justamente a parcela que se altera mais significativamente com a adição do solvente, e por consequência, a volatilidade relativa. Considerando componentes i e j , teríamos a equação 1, visualizada abaixo:

$$\alpha_{ij} = \frac{y_i/x_i}{y_j/x_j} = \frac{\gamma_i P_i^{sat}}{\gamma_j P_j^{sat}} \quad (\text{Equação 1})$$

Além da alteração da volatilidade relativa, o agente extrator não pode formar azeotrópicos com os componentes e a temperatura de ebulição do solvente deve ser mais alta que a dos componentes da mistura.

O processo de extração acontece quando o solvente inicia um caminho em direção ao fundo da coluna e arrasta consigo o componente menos volátil da mistura.

2.2.1 Processo de destilação de hidrocarbonetos aromáticos

A separação por destilação do Benzeno, tolueno e xileno (BTX) que existe nos craqueados é muito difícil devido à proximidade dos pontos de ebulição dos de hidrocarbonetos parafínicos, naftênicos e aromáticos com o mesmo número de carbono. Na tabela 1 pode-se observar essa diferença, os valores estão em °C:

Nº átomos de carbono	Parafínicos Normais	Parafínicos Mono-ramificados	Parafínicos Multi-ramificados	Naftênicos Ciclo C5	Naftênicos Ciclo C6	Aromáticos
6	69	60 – 63	50 - 58	72	81	80
7	98	90 – 93	78 - 81	87 - 103	101	111
8	126	118	99 - 109	101 - 118	119 - 121	-
o-Xileno	-	-	-	-	-	144
p-Xileno	-	-	-	-	-	138
m-xileno	-	-	-	-	-	139
Etilbenzeno	-	-	-	-	-	136
9	149	143	135	-	156	163
10	180	178	158	-	176	185

Tabela 1: Pontos de ebulição dos principais constituintes dos reformados

Fonte: Adaptado de PERRONE, 2006

Sabendo-se que há solventes em que os aromáticos possuem maior solubilidade, pode-se fazer a separação dos mesmos com o uso destes solventes. Perrone (2006) afirma que dentre os solventes conhecidos, está o Dióxido de tetra-

hidrotiofeno, mais conhecido por Sulfolano, que facilita as condições operacional e elevada eficiência, sendo por isso bastante utilizado e vem sendo preferência em relação a outros solventes. O processo de destilação extrativa com o uso do sulfolano é chamada de sulfolane, nome usado pela fornecedora desta da tecnologia, a UOP (*Universal Oil Products*) e que foi descoberta foi pela Shell.

O processo de extração inicia-se em uma torre na qual há a alimentação de sulfolano em contracorrente com o reformado ou carga. Seletivamente, o solvente sai pelo fundo com os aromáticos que foram extraídos. O extrato aromático é aquecido e direcionado para uma torre de esgotamento para separar os aromáticos do solvente, passando por uma retificação para eliminar algum solvente. O solvente, após a retificação, é recirculado para a torre de extração. O refinado, produto de topo da torre de extração, passa por uma torre de lavagem e vai compor o pool de gasolina.

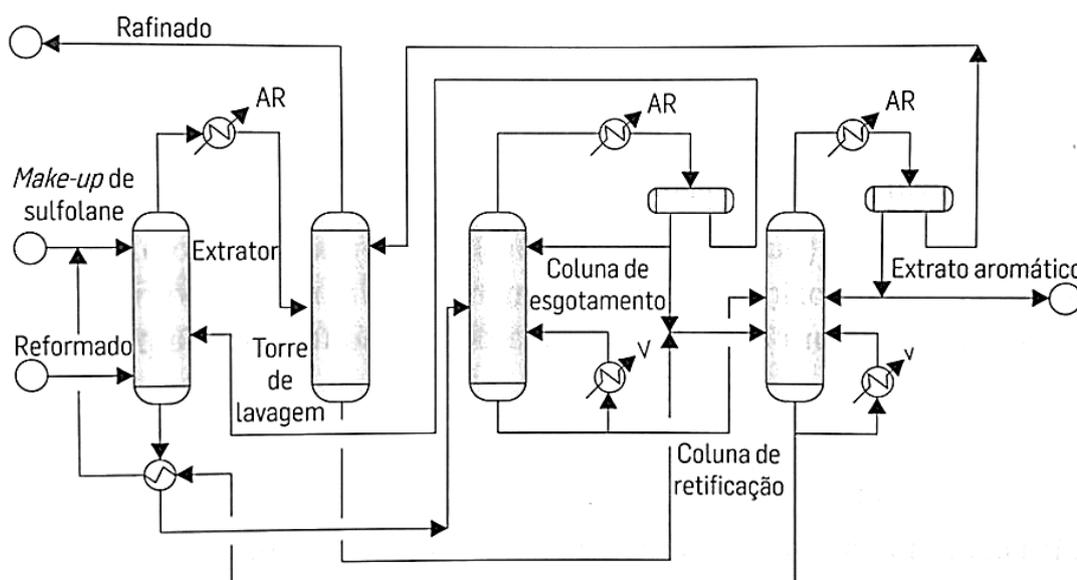


Figura 1: Fluxograma do processo Sulfolane

Fonte: Perrone, 2006

2.2.2 Trocadores de calor

Um equipamento bastante usado em plantas petroquímicas, e que estão presentes nos processos de separação por destilação, também no processo Sulfolane, os trocadores de calor, são os equipamentos responsáveis pelo aquecimento ou resfriamento das correntes que entram e saem das torres de separação. Ele é utilizado principalmente devido a necessidade de aproveitamento

energético visando eficiência do processo, sendo sua principal função a promoção da troca de energia térmica entre dois fluídos que estão a temperatura diferente e separados por uma parede sólida (INCROPERA, 2008).

Existem diversos tipos de trocadores de calor, eles podem ser classificados quanto a função (recuperadores/regeneradores), processo de transferência (contato direto ou indireto), geometria de construção (tubos, placas ou superfície estendida), mecanismo de transferência de calor (uma ou duas fases) e arranjo de fluxo (corrente paralelas, cruzadas ou contracorrente). Um dos mais comuns de encontrar dentro de uma planta petroquímica são os trocadores de casco e tubos, pois atendem satisfatoriamente a uma grande quantidade de condições de processamento, com transferência de calor, capacidade, materiais e fluídos, além de poderem ser fabricados com mais de uma forma e tamanho. Se trata, basicamente, de um feixe de tubos acondicionados em um casco cilíndrico, como pode ser visualizado na figura 2.

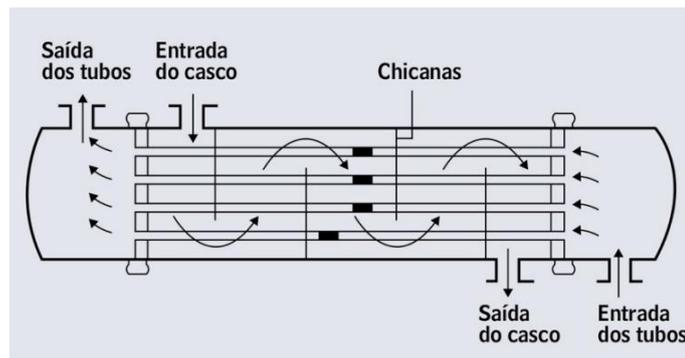


Figura 2: Trocador de calor casco e tubos

Fonte: Incropera, 2008

Nos trocadores casco e tubos, a transferência de calor acontece à medida que um fluído passa por dentro dos tubos e um segundo fluído flui pelo casco, os dois em temperaturas diferentes, forma-se um gradiente de temperatura que é a força matriz responsável pela troca de calor entre os dois fluidos. A chicanas que são visualizadas na figura acima são dispositivos comumente instalados para aumentar a velocidade do fluido do casco, elevando o coeficiente convectivo no lado do casco.

O escoamento dos fluídos pode se dar em contracorrente, quando os mesmos entram em direções opostas (exemplo da figura 2), ou possuir escoamento paralelo no qual os dois fluídos entram pelo mesmo lado e fluem na mesma direção.

Os trocadores casco e tubos também podem ser classificados pelo número de passes. Caso o fluido faça apenas uma passagem pelo casco / tubos é chamado de único passe. Na figura 3 é possível observar o que comumente se chama múltiplos passes.

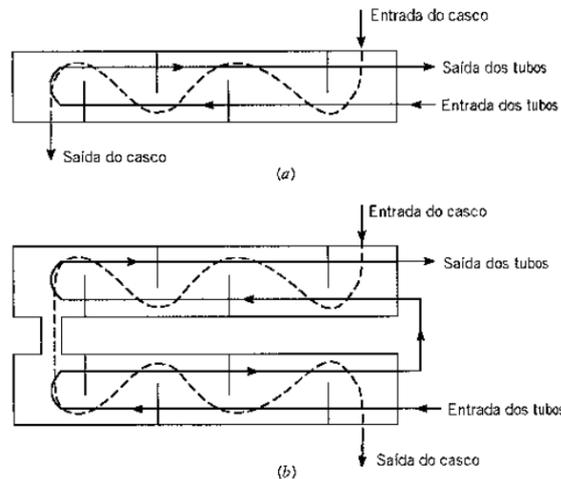


Figura 3: Trocadores de calor casco e tubos. (a) Um passe no casco e dois passes nos tubos. (b) Dois passes no casco e quatro passes nos tubos.

Fonte: Incropera, 2008.

2.3 CORROSÃO

A corrosão, em geral, é um fenômeno de superfície indesejado que envolve grandes gastos para a sua prevenção ou substituição de equipamentos industriais. De acordo com Gentil (1996), a corrosão pode ser definida como a deterioração de um material, geralmente metálico, por ação química ou eletroquímica do meio ambiente aliada ou não a esforços mecânicos.

O processo ocorre de maneira espontânea e os problemas com corrosão são frequentes e ocorrem em diferentes indústrias, sendo as perdas econômicas classificadas em diretas e indiretas. As diretas são aquelas que envolvem custos de substituição de peças ou equipamentos e manutenção dos processos de proteção. Já os indiretos englobam os custos de paralisação acidental para limpeza ou substituição dos equipamentos, perda de produto devido a tubulações corroídas e perda de eficiência, por exemplo, em trocadores de calor devido a formação de produtos de corrosão.

2.3.1 Corrosão em Indústria Petroquímica

A corrosão em tubulações e equipamentos nas indústrias petroquímicas é especialmente perigosa pois pode gerar vazamento de produto seguido de incêndio de grandes proporções assim como há histórico em Cubatão (SP) e Gualadajara no México, ambos na década de 90. Além disso, outro risco iminente é a contaminação do solo devido aos vazamentos (Gentil, 1996).

Os processos corrosivos podem ocorrer de diferentes formas e através de diferentes mecanismos. Assim, para uma análise de causa é fundamental estimar morfologia, fatores mecânicos ao qual a peça/equipamento é submetida e meio corrosivo. Alguns exemplos de tipos de corrosão são: uniforme, por placas, alveolar, por pite, intergranular, intragranular, empolamento por hidrogênio, corrosão por cavitação, por turbulência e etc, como mostrado na figura 4.

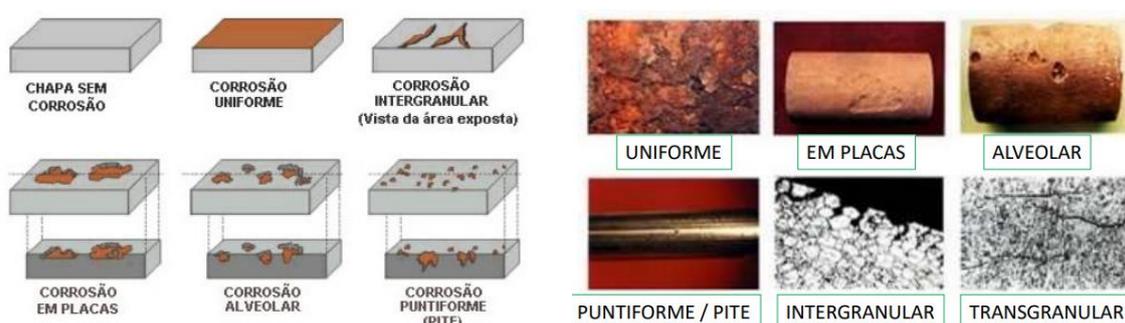


Figura 4: Representação dos tipos de corrosão.

Fonte: SODERO, 2020.

2.3.2 Corrosão Alveolar

A corrosão alveolar se trata de um ataque localizado em que há a formação de um par eletroquímico entre a superfície do metal intacta (cátodo) e a parte da superfície pontual em que houve depósito de algum tipo de halogênio (ânodo). Geralmente não se apresenta de forma profunda, tendo seu diâmetro maior que a profundidade. Visualmente, os alvéolos se apresentam como cavidades na superfície metálica e fundo arredondado.

Esse tipo de corrosão ocorre com frequência em metais formadores de películas semi protetoras ou quando há corrosão sob depósito (ABRACO, 2023).

2.3.3 Corrosão por turbulência

Segundo a Associação Brasileira de Corrosão (ABRACO, 2023), esse processo corrosivo está associado ao fluxo turbulento de um líquido, principalmente onde há redução na área de fluxo. Quando há fluxo turbulento, o mesmo pode proporcionar o aparecimento de bolhas gasosas, que ao chocar com a superfície do material, provoca o processo erosivo, chamado de impingimento.

Na corrosão por turbulência, é comum o aparecimento de alvéolos.

2.3.4 Corrosão em temperaturas elevadas

Componentes metálicos são susceptíveis à corrosão naturalmente ao serem expostos a agentes oxidantes como o oxigênio, enxofre, halogênios, dióxido de enxofre, gás sulfídrico e vapor da água. As reações dos metais com esses agentes são exotérmicas e portanto, são possíveis termodinamicamente em temperaturas elevadas uma vez que o decréscimo de energia livre é menor, a reação é favorecida cineticamente e a velocidade de reação é relativamente maior (GENTIL, 1996).

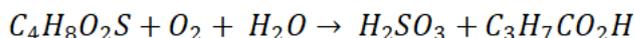
2.3.5 Corrosão pela degradação do sulfolano

Sulfolano é um solvente orgânico utilizado amplamente em refinarias e petroquímicas devido sua seletividade para hidrocarbonetos aromáticos. O sulfolano (2,3,4,5-tetrahidrotiofeno-1,1-dióxido) é um produto químico sintetizado a partir da hidrogenação do sulfoleno, produto da reação do dióxido de enxofre e butadieno, conforme mostrado nas reações 1 e 2 abaixo.



Segundo Kubisztal et al (2020), o solvente propriamente dito não é agressivo ao aço, porém pequenas quantidades de agentes oxidantes (tais como cloretos, nitretos, peróxidos, água ou oxigênio), podem gerar um ambiente corrosivo agressivo através da formação de SO_2 que se oxida posteriormente a H_2SO_3 (decompondo o sulfolano), havendo formação também do ácido butanóico que pode ser entendida com base na reação 3. Em presença de água ocorre a formação de uma solução aquosa de ácido sulfuroso, que promove uma corrosão eletroquímica

ao aço que é submetido a esse ambiente. A reação catódica refere-se à redução dos íons H^+ e a anódica, o ferro dissolvido.



(Reação 3)

2.3.6 Velocidade de corrosão

Existem duas classificações para velocidade de corrosão, sendo elas a velocidade média e a velocidade instantânea. É importante conhecer a instantânea para realizar análises e atuações e ajustes de trabalho do componente metálico (como por exemplo, ajustar a quantidade de inibidor). A velocidade média por sua vez, permite estimar o tempo de vida útil de certo componente, equipamento ou estrutura. O pH, temperatura e sais dissolvidos são agentes que afetam diretamente a velocidade de corrosão (Gentil, 1996).

- Efeito do pH: Predominantemente na região ácida, há um aumento considerável da velocidade de corrosão. Isso acontece pois além do gás oxigênio presente no meio, há a possibilidade de redução dos íons H^+ . O desprendimento do gás hidrogênio é o responsável pela velocidade de reação. Já em pH maior que 10, a taxa de corrosão diminui uma vez que o ferro se torna passivo. Uma representação gráfica pode ser verificada na figura 5:

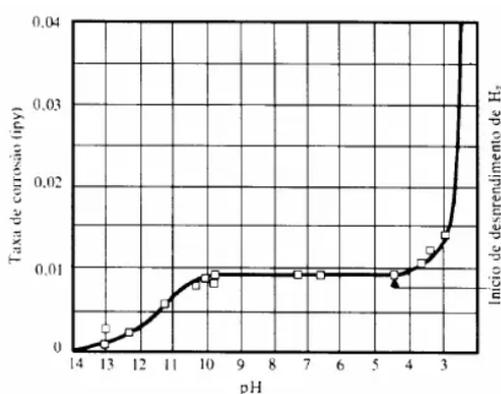


Figura 5: Efeito do pH na taxa de corrosão do ferro

Fonte: Gentil, 1996.

- Efeito da temperatura: De maneira geral, a elevação da temperatura contribui com o aumento da taxa de corrosão, pois diminui a polarização e a sobretensão, aumenta a condutividade do eletrólito e a

velocidade de difusão dos íons. Concorre com o fato de diminuir a solubilidade do oxigênio na água, que pode reduzir a velocidade de corrosão.

- Efeito de sais dissolvidos: O efeito dos sais varia. Ele pode aumentar a taxa de corrosão ao aumentar a condutividade, ou retardar pela diminuição da solubilidade do oxigênio.

2.3.7 Diagrama de Pourbaix

A viabilidade termodinâmica de determinada reação eletroquímica ocorrer, pode ser visualizada nos conhecidos diagramas de Pourbaix (Gentil, 1996). Nestes, há a representação do metal com seu óxido em diferentes pontos de equilíbrio químico a partir da relação de pH e potencial do eletrodo. Por representar condições de equilíbrio, não prevê cinética de reação.

O diagrama mostra graficamente as possíveis fases de equilíbrio, mostrando as zonas de passividade, imunidade e ativa considerando 25°C e 1 atm. As reações que só dependem do pH são representadas por um conjunto de retas paralelas ao eixo das ordenadas e as que dependem apenas do potencial são representadas paralelas às abscissas. Isso pode ser visualizado na figura 6.

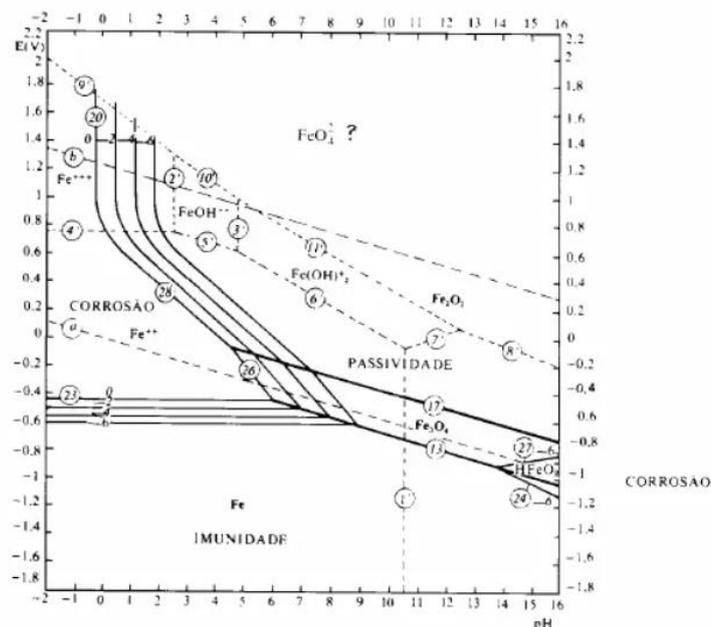
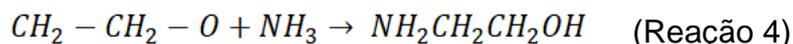


Figura 6: Diagrama de Pourbaix para o ferro: equilíbrio potencial-pH para o sistema $Fe - H_2O$ a 25°C.

Fonte: Gentil, 1996.

2.4 MONOETANOLAMINA (MEA) E SUA DEGRADAÇÃO

As etanolaminas compõe uma família de produtos químicos produzidos por meio da reação entre o óxido de etileno e a amônia e são formadas por um grupo amínico e um hidroxilado, como mostra a reação 4:



A monoetanolamina (MEA) é a forma mais simples da família, com fórmula molecular C_2H_7NO . Possui ampla utilização, desde produtos de limpeza e higiene, tratamento de madeira, catalisador em processo de espumas de poliuretano e como inibidor de corrosão para tubulações e equipamentos de processos.

A MEA é um produto relativamente volátil e reativo, sendo susceptível a evaporação e formação de outros componentes a partir de reações irreversíveis de degradação, o que acarreta uma redução da concentração de MEA ativo no sistema. Além disso, os produtos gerados podem ser corrosivos e, conseqüentemente, promover a formação de incrustações.

Existem duas formas de reação de degradação do MEA, a oxidativa e a térmica. A primeira é caracterizada pela presença de O_2 que leva a formação de sais termoestáveis. Segundo BRAKSTAD, a presença de SO e SO_2 pode causar a formação de sais. A sugestão dos principais produtos que se formam por degradação oxidativa são amônia, aldeídos e ácidos carboxílicos.

Por outro lado, a degradação térmica, ocorre em presença de CO_2 em temperaturas relativamente elevadas (entre $120^\circ C - 200^\circ C$). Conforme REYNOLDS, existe a suspeita de que produtos gerados pela degradação térmica podem aumentar a severidade de corrosão. Entretanto, o mapeamento dos produtos e compreensão dos mecanismos envolvidos na degradação do MEA ainda não estão bem esclarecidos. Segundo DAVIS, uma possibilidade de produtos gerados pela degradação é a que pode ser visualizada na figura 7:

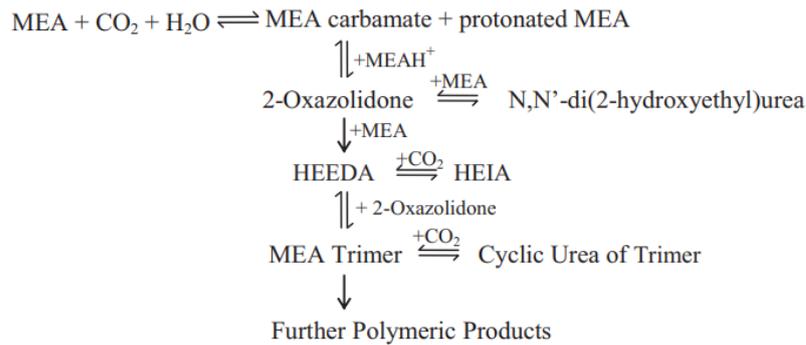


Figura 7: Possível mecanismo de degradação térmica do MEA.

Fonte: Davis, 2009.

Acredita-se que a degradação oxidativa tem uma maior ocorrência, e a térmica possui mecanismo mais lento. Essa última, após estudos recentes, é utilizada para absorção de CO₂ (exige tratamento dos produtos gerados).

A MEA em si não é considerada corrosiva, porém os produtos gerados pela degradação sim. Conforme DUPART, é possível utilizar aditivos para inibir a degradação e a corrosão. Os estudos de inibidores até o momento foram realizados para cada uma das situações individualmente, mas não para efeito combinado de degradação e corrosão.

FYTIANOS et al. (2016) realizou um estudo quanto ao efeito no MEA com mais de 5 diferentes inibidores e em nenhum verificou efeito satisfatório e adequado para degradação e corrosão concomitantemente.

3 ESTUDO DE CASO

O objeto de estudo do presente trabalho é um trocador de calor do tipo condensador do sistema de extração e retificação de BTX de uma empresa de primeira geração da indústria petroquímica. Trata-se de um condensador casco e tubo horizontal que recebe a carga do topo de uma torre retificadora, cuja composição é basicamente *leves aromáticos e benzeno*. A corrente de hidrocarbonetos chega com traços de água e de solvente e é resfriada com água que circula no interior dos tubos.

O feixe dos tubos é de aço carbono, a carcaça é de aço inox, o condensador tem área superficial de 312m² e o feixe possui 854 tubos de ¾ de polegadas. O peso estimado do equipamento vazio é de 10ton e cheia da água é 14,10ton.

As condições gerais de processo, que foram usadas no projeto do trocador, conforme a folha de dados do condensador estão resumidas na tabela 2.

	LADO PROCESSO	LADO TUBOS
Fluído	HC + água + sulfolano	Água resfriada
Temperatura entrada	~126°C	~30°C
Temperatura saída	~46°C	~45°C
Pressão de processo	1,3 kgf/cm ²	4 kgf/cm ²

Tabela 2: Condições gerais de operação do condensador C

Fonte: A autora, 2023.

3.1 SÍNTESE DO PROCESSO DE DESTILAÇÃO EXTRATIVA EM ANÁLISE

O trocador de calor em estudo está na área de extração de BTX, em uma petroquímica. Esta unidade é licenciada pela UOP e utiliza como solvente o sulfolano.

A partir do processo de destilação extrativa, o solvente faz a separação dos aromáticos pesados, que saem pelo fundo de uma torre (torre T1), e chegam à torre T2, responsável por fazer o processo de retificação. Nesta etapa, os aromáticos leves e hidrocarbonetos não aromáticos que possuem volatilidades maiores que a do benzeno são removidas na corrente de topo. A mesma é condensada no trocador B, objeto de estudo deste trabalho, e é acumulada no vaso V onde ocorre separação da água e solvente e hidrocarbonetos. Os hidrocarbonetos são enviados como reciclo na extratora para recuperação de aromáticos ainda presente nos mesmos.

A água residual do processo, armazenada na bota do vaso é encaminhada para tratamento específico e reinserção em um circuito fechado para reaproveitamento. Nesta bota são coletadas amostras para análise de pH, controlando em valores superiores a 5,5, padrão adotado para operação do solvente. Existem outros dois pontos para coleta de amostra e análise de pH que servem para confirmar a necessidade de intervenção operacional.

Quando o valor do pH fica abaixo do estabelecido, adiciona-se monoetanolamina (MEA) no sistema, visando elevação e controle de pH da corrente e o controle da corrosão no sistema.

O solvente utilizado no processo é um composto orgânico polar, miscível em água e eficiente para separar aromáticos dos demais hidrocarbonetos. Pode haver alguma diluição do solvente em água, pois o ponto de congelamento pode ser reduzido de 27,8°C (quando o solvente está puro) para 7°C. A água é adicionada de forma a ficar em torno de 4% em peso.

O processo descrito está representado na figura 8.

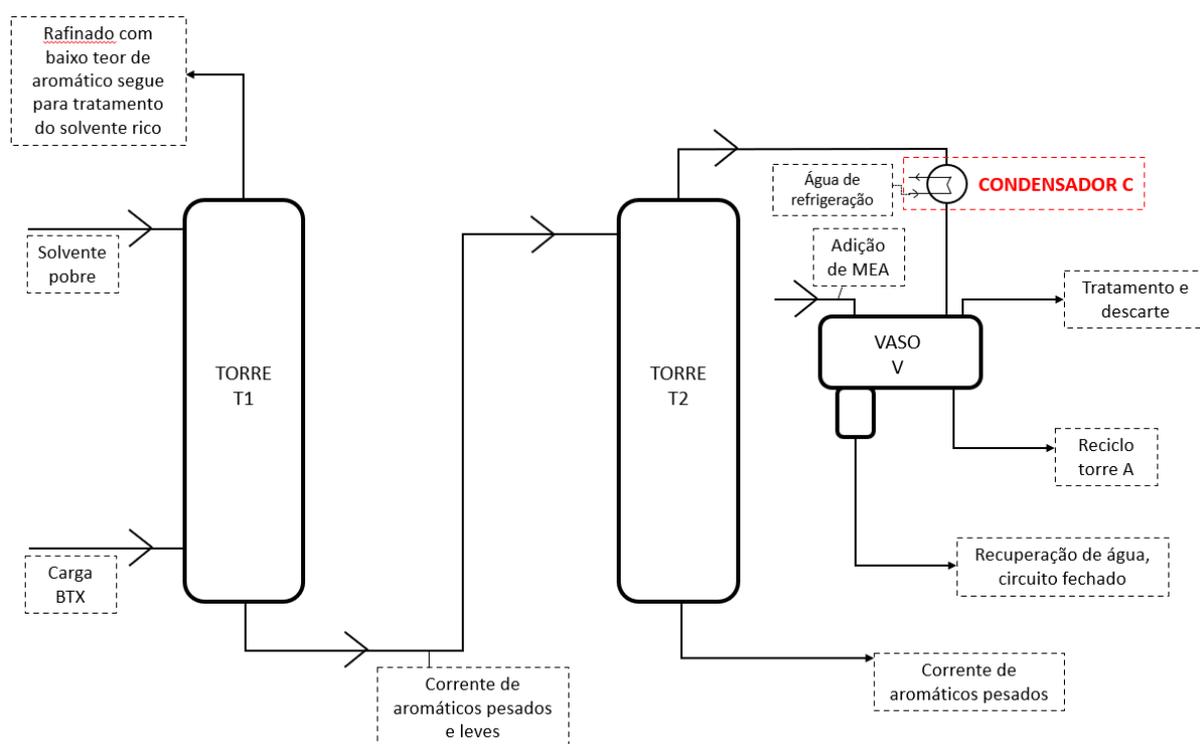


Figura 8: Representação simplificado do processo envolvido no estudo de caso

Fonte: A autora, 2023

3.2 HISTÓRICO DE INSPEÇÃO DO TROCADOR

O trocador C foi inspecionado, pela primeira vez, em 1982. Em 1996 foi realizado a primeira troca do feixe dos tubos e, em 2001 foi estimada uma vida útil para o equipamento de ~13 anos. No ano seguinte, em 2002, foi observado presença de alvéolos intensos no feixe. Durante teste hidrostático em 2008, foram encontrados 70 tubos furados, sendo então recomendada a substituição do feixe, que ocorreu no ano seguinte.

Na inspeção de 2014, foi novamente recomendado e realizado a substituição do feixe de tubos. No ano de 2018, devido a relatos de ineficiência térmica, houve necessidade de parada geral da unidade para manutenção neste trocador. Nesta oportunidade, foram encontradas sujidades e incrustações nos tubos do trocador. No ano seguinte, em 2019, já havia relatos de ineficiência térmica que seguem até o ano de 2022.

No casco, a taxa de corrosão registrada é de 0,016mm/ano e a vida remanescente estimada considerando este dado é de 90 anos.

Na figura 9 (a) e (b), constam as imagens das inspeções recentemente, em 2022.

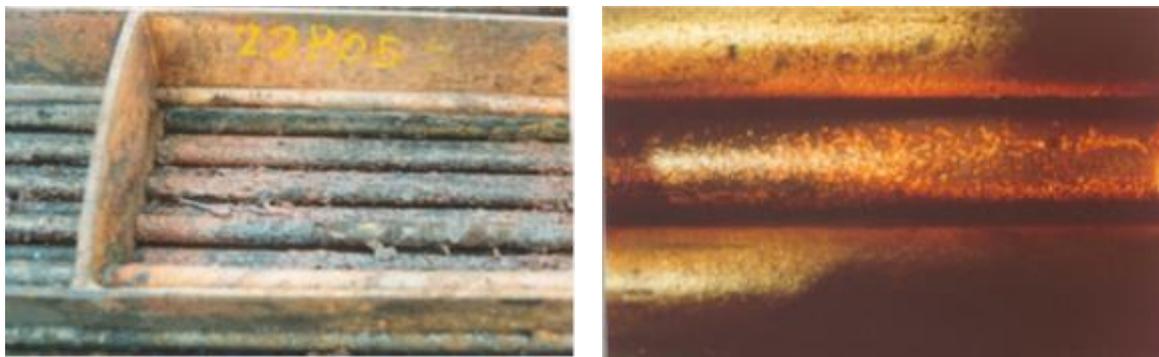


Figura 9: (a) Feixe dos tubos do trocador C com corrosão alveolar
(b) Segmento dos tubos com presença de corrosão.

Fonte: A autora, 2023

3.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

O condensador C apresenta além da elevada corrosão no feixe, mostrada nas inspeções realizadas, ocorrência de vazamentos de água para o processo e a frequente troca do feixe de tubos, ocasionando problemas operacionais para esta unidade e elevados custos de manutenção, pois o tempo de campanha deste

equipamento deveria ser de 8 anos, porém, há necessidade paradas e da troca do feixe bem antes disso.

Diante dessa situação, o objetivo principal do trabalho foi realizar um levantamento de hipóteses para possíveis causas de corrosão apresentada no condensador da unidade de extração de aromáticos.

Os objetivos específicos foram propor estudos futuros, análises e testes em bancada para validar ou não as hipóteses levantadas pelo estudo.

4 METODOLOGIA

Para realização do trabalho, foi necessário levantamento de dados e interação com diferentes áreas de conhecimento e setores dentro da empresa em questão. De maneira geral, as áreas envolvidas são a operação, engenharia de processo, engenharia de produção, engenharia de corrosão, inspeção e confiabilidade.

Para efetuar as pesquisas aqui descritas, foram realizadas pesquisas de campo, visita técnica na área operacional, busca nos arquivos e históricos cadastrados nos sistemas corporativos, e reuniões com representantes de todas as áreas de interesse envolvidas no assunto.

4.1 DADOS DE PROCESSO

Em um primeiro momento, foi fundamental o entendimento do processo de separação, bem como o conhecimento das composições das correntes, as variações e controles operacionais. Posteriormente, foi necessário a verificação do plano de análises, pontos de amostragem e frequência, e ainda a operação e manobra da adição do MEA no circuito.

A compreensão dos processos e controles foi importante para aferir a confiabilidade de cada um deles, e possibilitar o mapeamento do real impacto e influência de cada variável na situação levantada. Ou seja, verificar se os controles utilizados foram significativos e/ou suficientes para direcionar assertivamente os estudos e testes para resolução do problema.

Além disso foram mapeados os resultados das análises químicas, para possibilitar comparação e verificação de *gaps* e, para melhor esclarecimento, solicitado apoio da engenharia de processo.

Esses dados foram levantados utilizando os programas próprios de consulta internos da empresa tal como *máximo*, *sagi* e *lims*, e o programa *Aspen* para verificação de histórico das condições operacionais.

4.2 EQUIPAMENTO E INSPEÇÃO

Quanto ao equipamento em si, foi importante acessar o plano de inspeção, bem como o material fornecido pelo centro de custo e análise de corrosão.

Para estudo e análise do plano, teve apoio dos técnicos e engenheiros de inspeção da empresa. Eles foram os responsáveis por cumprir com as demandas dentro dos prazos estabelecidos por normas regulamentadoras (NRs), principalmente a NR 6 que comenta sobre equipamentos de proteção individual, NR 12 quanto a segurança no trabalho de máquinas e equipamentos e NR 13 que trata de vasos de pressão.

4.3 PONTOS CRÍTICOS

A empresa em questão não possui as informações centralizadas em uma única plataforma, o que dificultou consideravelmente levantamento de dados desse tipo. Além disso, por questões de segurança, foi preciso autorização para acesso a cada sistema individualmente, dificultando acesso aos dados necessários.

4.4 CONSTRUÇÃO DE HIPÓTESES

Após análise e estudo individualmente dos pontos acima comentados, serão construídas hipóteses com base nos resultados encontrados. Além disso, tendo em vista as discussões realizadas e gaps mapeados do processo ou de falta de informação, serão propostos estudos futuros ou ações de curto, médio e longo prazo para possibilitar resolução mais assertivas das prováveis causas, que frequentemente ocasiona corrosão no condensador C, objeto de estudo do presente trabalho.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 VARIÁVEIS OPERACIONAIS

As variáveis operacionais foram levantadas a partir dos arquivos e sistema de controle das condições que influenciam na operabilidade do condensador, analisado nesse estudo de caso.

5.1.1 Composição de carga no vaso V

No topo do vaso V um ponto de coleta de amostra para se fazer a análise de composição química e que são realizadas no próprio laboratório de controle de qualidade da empresa.

A composição média, determinada através das análises, mostrado na tabela 3 e figura 10 abaixo, foram calculadas com base nos valores obtidos durante todo o ano de 2022, sendo que as coletas de amostra e as análises foram realizadas a cada 3 dias.

Composto	Composição (%)
Não aromáticos	52,33
Benzeno	37,71
Tolueno	7,52
C8 aromáticos	2,77
C9 aromáticos	0,19

Tabela 3: Composição corrente de carga vaso V

Fonte: A autora, 2023.

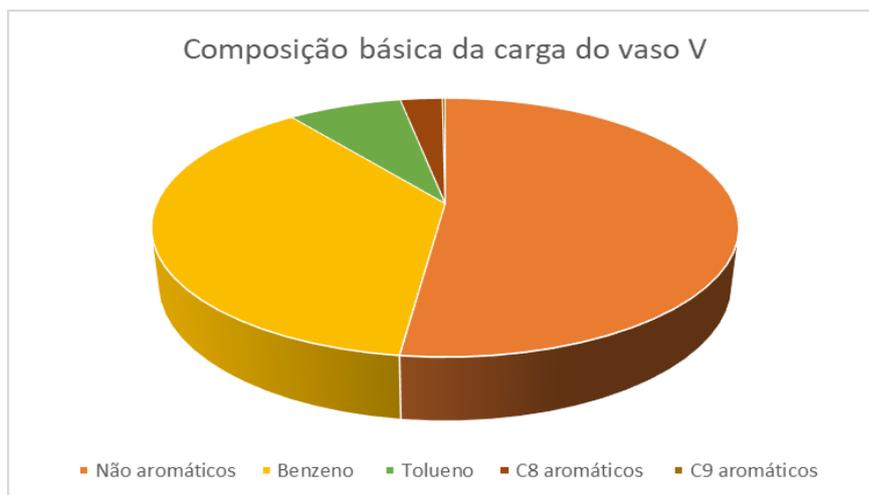


Figura 10: Distribuição gráfica da corrente de carga do vaso V

Fonte: A autora, 2023.

Pode-se perceber uma generalização do método de análise, visto que nos resultados não verificamos a presença de água, que já é de conhecimento ter no processo. Além disso, mesmo que se tenha presente residual de sulfolano ou qualquer outro composto ácido, não será verificado nesta análise.

No resultado tem-se apenas a classificação de não aromáticos para qualquer composto ácido, básico, sal ou óxido que possa estar presente na composição, sem diferenciação entre eles.

Outro ponto a considerar é que a análise de composição química é realizada após passar pelo trocador. O ideal seria além de estratificar a análise já realizada, fazer análise de composição da carga do condensador (topo da coluna), e também entrada da coluna T2. Isso possibilitaria conferir traços de residuais que permanecem desde a entrada até a saída do refinado, mapear possíveis reações químicas durante o processo de destilação e até mesmo geração de compostos oriundo de decomposição química.

Com isso, seria viável a confirmação da existência de ácido sulfuroso, formado a partir da reação da água com o sulfolano, compostos oriundos da degradação do MEA, ou qualquer outro produto ácido ou básico suficiente para causar corrosão.

5.1.2 Temperatura de operação no condensador C

As temperaturas de entrada e saída do condensador são monitoradas via campo e painel de controle por um sistema de automação do tipo SDCD (Sistema digital de controle distribuído). Sendo assim, é possível realizar o mapeamento das tendências operadas consultando o histórico através do programa Aspen, que é um dos utilizados pela empresa para acompanhamento do processo.

Foi realizado o levantamento dos valores operados no período de 15/07/2022 até o dia 28/03/2023 e está representado na figura 11.

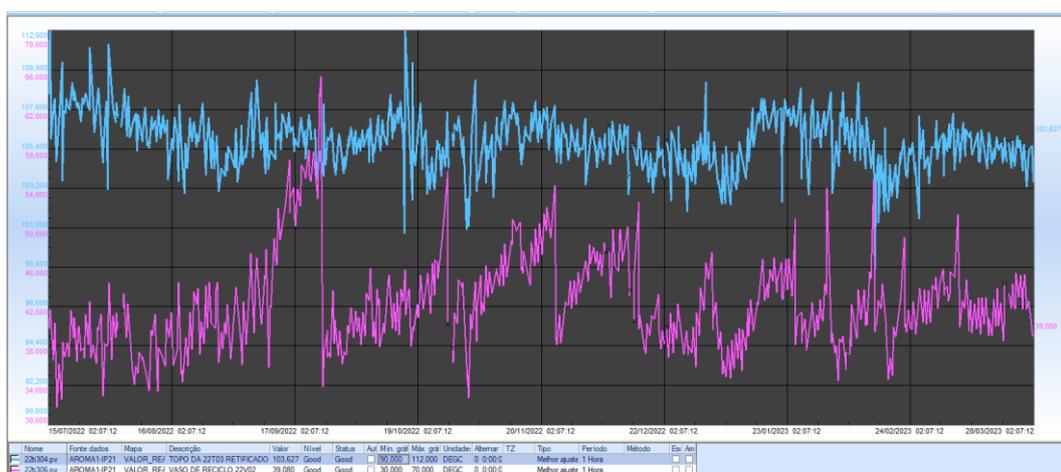


Figura 11: Tendência dos valores de temperaturas operadas na entrada e saída do condensador C

Fonte: A autora, 2023.

A linha em azul representa a temperatura da corrente de topo da torre T2, que vai para o condensador C e que apresentou um valor médio em torno de 105° C.

A temperatura de saída do condensador, representada pela linha em rosa, teve um valor médio de 41°C. É possível constatar variações na indicação que podem ser devidas a algum distúrbio no processo ou alguma rotina operacional tal como purga dos pontos baixos do sistema.

Não são significativas as variações de temperatura ao longo do tempo e também não foram registrados picos ou vales bruscos com frequência que pudessem justificar uma condição propícia à corrosão, e por consequência um mecanismo possível.

Entretanto, pela faixa de temperatura de operação verificada no topo da coluna, existe a possibilidade da degradação térmica do MEA, o que poderia prejudicar pontualmente a região entre a saída de topo da coluna e entrada do vaso

V, e favorecer o processo corrosivo dos materiais deste trecho da planta. No vaso, devido a adição de MEA neste local, a corrosão não se verificou.

5.1.3 Vazão de alimentação ao condensador C

No topo da coluna T2 existe uma válvula de controle e indicação de fluxo que vai para o condensador, possibilitando que se determine a vazão que vai para o condensador, como está representada na figura 12. O levantamento foi realizado durante mesmo período das temperaturas, entre 15/07/2022 e 28/03/2023, no programa de acompanhamento das variáveis de processo.



Figura 12: Tendência dos valores de fluxo operados

Fonte: A autora, 2023.

A vazão média para o período considerado foi de aproximadamente 41ton/h, sendo o maior valor encontrado de 44,55ton/h e o menor de 33,35ton/h. As variações observadas são significativas e, neste caso, pode ocorrer fluxo muito turbulento na entrada do trocador, capaz de contribuir com o processo corrosivo neste equipamento.

As variações podem ocorrer devido a um distúrbio de processo, ou até mesmo por uma falha do controlador da válvula de controle (instrumentação, automação ou atuação física da válvula).

5.1.4 pH do sistema

O controle do pH se manteve dentro dos limites recomendados, tanto a amostra coletada na bota do vaso V, quanto do solvente que é coletado antes de ser reinserido ao processo após passar por uma seção de recuperação específica que

não foi abordada no trabalho uma vez que não tem influência no presente estudo. Os resultados estão mostrados nas imagens 13 e 14 respectivamente. O controle e análise no solvente se fazem necessário visto que o mesmo é frequentemente recuperado e permanece em um circuito fechado.

No caso da bota, se faz coleta a cada 3 dias para determinação do valor do pH. Durante o ano de 2022, o pH médio da bota foi de 7,7 e a distribuição pode ser vista no gráfico abaixo.

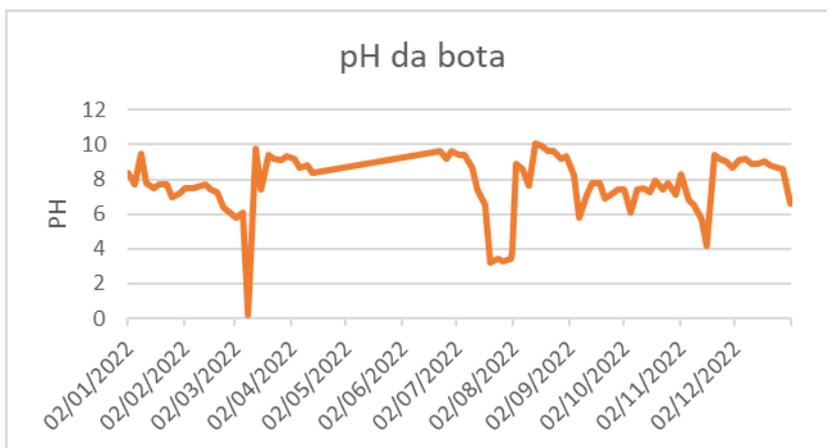


Figura 13: Gráfico do pH da bota do vaso V x tempo

Fonte: A autora, 2023.

pH do solvente operou em média 6,3. Considerando o ano de 2022, foi obtida a seguinte distribuição:

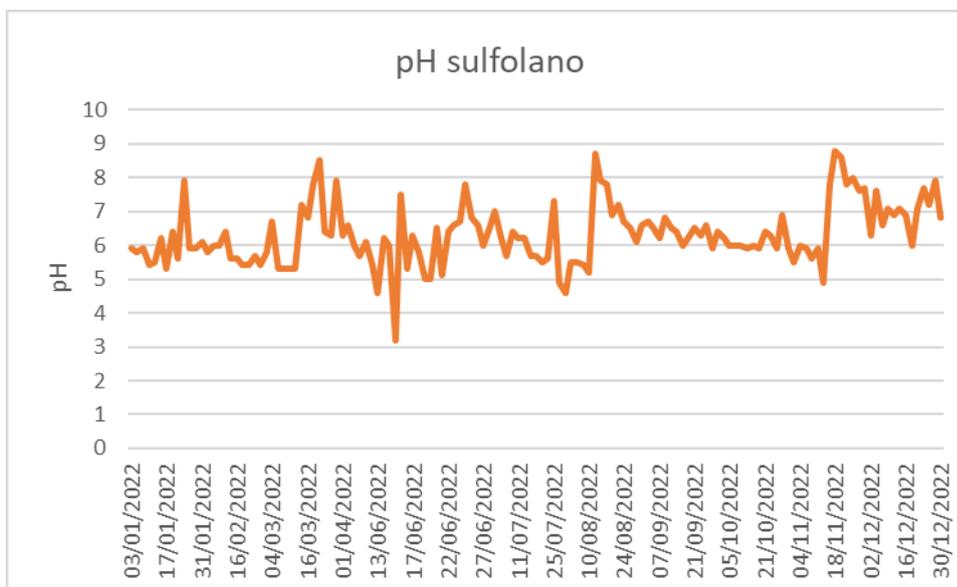


Figura 14: Gráfico do pH do solvente do processo x tempo

Fonte: A autora, 2023.

Verificou-se que os valores de pH, nos pontos de amostragem permaneceu relativamente estáveis e com valores acima de 5,5 que é o valor mínimo recomendado no procedimento operacional. Porém, não há como aferir os valores de pH dentro do condensador, pois não há coletada amostra na carga da T2 e nem na entrada do condensador, assim, não há como determinar o valor do pH dentro do equipamento em estudo.

O valor de 5,5 é estipulado para a melhor operabilidade do solvente e como segunda função, esse ajuste é responsável por minimizar a ocorrência de corrosão.

Com base no último ano, o controle de pH utilizado se mostra eficiente para manter o sistema no valor sugerido para boa operabilidade e eficiência do solvente durante a destilação extrativa, mas não há como afirmar que o parâmetro analisado nos pontos de amostragem atual é conclusivo quanto ao controle de corrosão.

5.2 ADIÇÃO DE MEA

Nos procedimentos operacionais da unidade se recomenda a adição do MEA sempre que o pH do sistema fica inferior à 5,5. A MEA é recebida em tambor de 200 litros e armazenada na área e, quando necessário, é transferido para um vaso intermediário com volume total de 10 litros, e deste para o vaso V. Esse esquema resumido pode ser verificado na figura 15.

A MEA é recebida com uma pureza de 99,2% e não é diluída antes da dosagem.

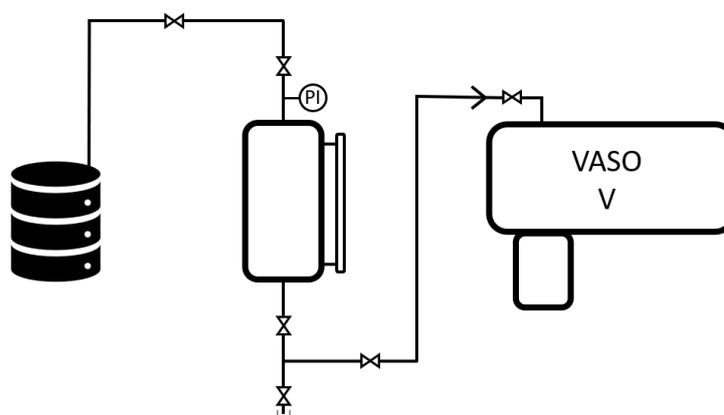


Figura 15: Representação simplificada de dosagem de MEA no sistema

Fonte: A autora, 2023.

O sistema de dosagem é relativamente simples, de fácil e rápida execução. A princípio, se faz a dosagem de 10 litros de MEA monitorando a elevação do pH para valores acima de 5,5. Não há uma frequência de dosagem pré determinada.

O MEA não é fracionado, sendo armazenado no campo no próprio tambor de recebimento. Fica próximo do vaso intermediário de dosagem, mas não em local apropriado, e principalmente, não protegido do tempo. Em dias de chuva, a água pode ficar acumular da tampa do tambor, infiltrar e acabar contaminando o MEA que será dosado no sistema posteriormente. Essa falta de controle e possível contaminação podem para a ocorrência do processo de corrosão. Esse tipo de causa é mais difícil de confirmar pois se trata de uma condição esporádica e que não tem como controlar.

Outro ponto a ser levando em consideração, é o local em que é dosado MEA, neste sistema. Atualmente, o ajuste de pH acontecerá por último no condensador, uma vez que haverá o tempo de residência da recirculação no sistema após o retorno do vaso. A equipe de engenharia da empresa em questão não soube dizer o motivo pelo qual o ponto de dosagem é diferente. Uma sugestão seria mudar o ponto de adição do MEA para a corrente de saída de topo nas torres de destilação extrativa, o que geralmente ocorre em outras unidades de processamento. A equipe de engenharia da empresa em questão não soube dizer o motivo pelo qual o ponto de dosagem é diferente. Também foi verificado e não se trata de uma orientação da licenciadora. Acredita-se que em algum momento, durante a instalação da planta petroquímica, pode-se ter pensado sobre a degradação da MEA e para evitar, foi optado por adicionar em um local com temperatura de operação menor, segundo a equipe de engenharia, porém não há estudos que comprovem essa teoria. Além disso, em momento algum foi testado e verificado a formação dos compostos formados a partir da degradação da MEA, o que seria uma outra abordagem e hipótese para entendimento do mecanismo de corrosão no condensador.

5.3 PLANO DE INSPEÇÃO DO EQUIPAMENTO

O condensador, assim como todos os equipamentos da empresa, passa por inspeções pré-estabelecidas conforme normas regulamentadoras (NRs) de segurança pessoal, controle de vasos de pressão e segurança no trabalho de máquinas e equipamentos. Existe um plano a ser seguido e ações corretivas conforme os resultados encontrados. Nesse caso em específico, em todas as

ocorrências verificadas de tubos furados, não foi possível mapear e detectar quando o primeiro furo ocorreu ou quando o primeiro indício de corrosão começou a acontecer. Apenas entende-se que há ocorrência de corrosão que permanece ativa, devido provável contaminação com água de resfriamento após o primeiro furo, que contribuí com o surgimento e aceleração da corrosão.

5.4 DESENVOLVIMENTO E PROJEÇÃO DE CUSTOS COM CORROSÃO

Devido ao elevado custo em função da corrosão, a empresa criou um grupo de estudos em cada uma das regionais com a ideia de mapear mecanismos de corrosão em equipamentos e tubulações para reavaliar os planos de inspeção e propor alteração ou melhoria nos equipamentos e processos.

Nesse sistema do trocador, o grupo está interessado em mapear os mecanismos possíveis causas da corrosão, através do levantamento de hipóteses e estudos que possam contribuir para minimizar o problema. As principais dificuldades para um o entendimento da ocorrência da corrosão neste trocador, está na dificuldade de levantar dados locais do feixe de tubos do trocador, como: a temperatura de película na parede dos tubos, condições de escoamento e pH local. A sugestão dada para a empresa foi contratar uma licenciada para efetuar o estudo por fora.

Uma decisão dessas, pode trazer contribuições para minimizar o problema de corrosão, porém, a licenciada não compartilha o estudo, e a metodologia utilizada com discussão e conclusões. Desta forma, o conhecimento gerado a partir do estudo de caso realizado por uma empresa licenciadora, ficaria apenas fora da empresa.

6 CONCLUSÕES

Após a realização do estudo relatado neste presente trabalho, foi possível compreender e apontar os possíveis *gaps* capazes de promover ocorrência de corrosão no condensador C, trocador de calor presente no topo de uma coluna de destilação extrativa utilizado para condensar aromáticos leves. O trocador possui histórico de corrosão do tipo alveolar nos tubos de aço carbono, gerando frequentemente necessidade de manutenção corretiva.

Com base nos resultados encontrados a partir do levantamento de dados efetuado, foi constatado que existe a possibilidade de duas prováveis causas para a corrosão, podendo haver ainda associação das mesmas e outros fatores que possam contribuir.

Uma das possibilidades é a corrosão causada pelo ácido sulfuroso gerado na reação do sulfulano e água.

A segunda possibilidade, se trata da possibilidade de degradação térmica da MEA que é capaz de gerar subprodutos alcalinos com potencial de promover corrosão. Além disso, aqui pode-se contar com o fator do ponto de dosagem do MEA, que é diferente do comumente utilizado. A falta de controle de dosagem deste insumo, também pode ser um item a contribuir.

As variações e oscilações de temperatura existentes não indicam possibilidade de justificativa plausível para possível mecanismo de corrosão, mas não pode ser descartado como um fator agravante. Por outro lado, a variação da indicação de fluxo, pode ser um fator relevante, visto há possibilidade da geração de fluxo turbulento e contribuição para corrosão por elevada turbulência.

7 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Com base nos resultados obtidos, entende-se que alguns estudos futuros com realização de testes em bancadas podem ser realizados de forma a mapear os mecanismos do processo corrosivo que ocorrem no condensador C e que provocam frequentes manutenções não programadas.

As sugestões para futuros estudos são as que seguem:

- Estratificar composição química da corrente em pelo menos três pontos de amostragem: linha de carga da torre T2, entrada e saída do vaso V. Assim, seria possível verificar além dos produtos presentes em cada corrente, a ocorrência de reações químicas, até então desconhecidas, que ocorrem no sistema.
- Fazer uma metalografia em amostra do tubo quando houver oportunidade de nova abertura do equipamento deste estudo de caso. Essa análise pode proporcionar uma melhor avaliação de tipo de corrosão e também identificar possível causa/mecanismo.
- Avaliar ponto de adição do MEA e consequências, como ocorrência de degradação ou elevação e controle efetivo do pH, tendo em vista que a adição deste insumo é diferente do usualmente utilizado.
- Verificar atuação e confiabilidade na instrumentação e atuação da válvula de controle utilizada para monitorar a alimentação para o condensador em estudo, visando compreender se as alterações para fluxo turbulento poderiam estar contribuindo para uma corrosão por turbulência.

REFERÊNCIAS

- [1] ABRACO, Associação Brasileira de corrosão. **Corrosão – Uma abordagem geral**. Disponível em: <<http://paginapessoal.utfpr.edu.br/israel/teoria/Teoria%20-%20Corrosao.pdf>>. Acesso em 16/03/2023.
- [2] ALVES, Bruna Almeida. **Simulação de um trocador de calor casco e tubos com fluido turbulento utilizando código CFD**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Disponível em <http://riut.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/16594/1/PG_COENQ_2018_1_04.pdf>. Acesso em 07/03/2023.
- [3] BASTOS, V. D. **Desafios da petroquímica brasileira no cenário global**. BNDES Setorial, n. 29, p. 321-358, 2009.
- [4] BRASKSTAD, O.G., Silva, E.F., SYVERSEN, T., 2010. **TCM Amine Project: Support on Input to Environmental Discharges, Evaluation to Degradation Components Version 3**. Report No SINTEF F16202
- [5] DAVIS, J., 2009. **Thermal degradation of Aqueous Amines Used for Carbon Dioxide Capture**. University of Texas at Austin (PhD Thesis)
- [6] DUPART, M.S., BACON, T.R., EDWARDS, D.J., 1993. **Understanding corrosion in alkanolamine gas treating plants: part 1. Hydrocarbon Process**. (United States) 72 (4), 75–80 (p. Medium: X; Size).
- [7] FYTIANOS, Georgios; Vevelstad, Solrun J.; Knuutile, Hanna K. **Degradation and corrosion inhibitors for MEA-based CO2 capture**. Maio de 2016.
- [8] GENTIL, Vicente. **Corrosão**. 3ª edição. 1996.

[9] IBRAM – **Mineração do Brasil. Portal da mineração, notícias.** Disponível em: <
[\[10\] IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **The Future of Petrochemicals: Towards more sustainable plastics and fertilizers.** Disponível em
\[https://webstore.iea.org/download/direct/2310?fileName=The_Future_of_Petrochemicals.pdf\]\(https://webstore.iea.org/download/direct/2310?fileName=The_Future_of_Petrochemicals.pdf\) Acesso em 05/03/2023.](https://ibram.org.br/noticia/processo-de-corrosao-faz-com-que-30-da-producao-mundial-de-ferro-e-aco-seja-desperdicada/#:~:text=Em%202019%2C%20por%20exemplo%2C%20o,manuten%C3%A7%C3%B5es%20em%20edif%C3%ADcios%20e%20patrim%C3%B4nios.>.
Acesso em 20/03/2023.</p></div><div data-bbox=)

[11] GONÇALVES, João Carlos. **Estudo de corrosão em sistemas de topo de unidades de destilação de petróleo – Avaliação em laboratório de inibidor de corrosão comercial e agentes neutralizantes.** Rio de Janeiro. Fevereiro de 2007.

[12] INCROPERA, Frank P. **Fundamentos de transferência de calor e massa.** 6ª edição.

[13] KUBISTAL, Julian. Et al. **Water-Induced Corrosion Damage of Carbon Steel in Sulfolane.** Setembro de 2020.

[14] Manual de processo da empresa sobre operação da área de destilação extrativa de aromáticos.

[15] MEZZOMO, Henrique. **Destilação extrativa de etanol utilizando glicerol – modelagem termodinâmica, otimização e determinação de uma configuração ótima.** UFRGS - Tese de mestrado. 2014.

[16] PERRONE, Otto Vicente. DA SILVA FILHO, Amilcar Pereira. **Processos Petroquímicos.** 1ª edição. Rio de Janeiro, 2013.

[17] PETROBRAS, **Naftas petroquímicas**. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/data/files/14/13/1A/EA/FFC8E7105FC7BCD7E9E99EA8/M anual%20de%20Naftas%20Petroquimicas%202021.pdf>>. Acesso em 06/03/2023.

[18] REYNOLDS, A.J.; VERHEYEN, T.V., ADELOJU, S.B., MEULEMAN, E., FERONS, P., 2012. **Towards commercial scale postcombustion capture of CO2 with monoethanolamine solvent: key considerations for solvent management and environmental impacts**. Environmental Science & Technology 46, 3643–3654.

[19] SODERO, Maria Ismenia. Formas de corrosão – **Degradação e proteção dos metais**. 2020. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/6442557/mod_resource/content/0/formas%20de%20corrosao%20videos.pdf>. Acesso em 16/03/2023.

[20] VIANA, Fernando Luiz E. **Indústria Petroquímica**. Caderno setorial ETENE. Disponível em <https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/bitstream/123456789/955/3/2021_CDS_186.pdf>. Acesso em 06/03/2023.

[21] ZOANNOU, Kali-Stella; SAPSFORD, Devin J.; GRIFFITHS, Anthony J. **Thermal degradation os monoethanolamine and its effect on CO2 capture capacity**. Julho 2013.