



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA - AM
DEPARTAMENTO DE ENSINO SUPERIOR
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA MECÂNICA



DAVI DIAS VIDAL

**CORROSÃO ELETROQUÍMICA NO TANQUE DE ARMAZENAMENTO
ATMOSFÉRICO DE GASOLINA G-03 NUMA REFINARIA DE PETRÓLEO
SITUADA NA REGIÃO NORTE DO BRASIL**

MANAUS/AM

2020



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA - AM
DEPARTAMENTO DE ENSINO SUPERIOR
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA MECÂNICA



DAVI DIAS VIDAL

**CORROSÃO ELETROQUÍMICA NO TANQUE DE ARMAZENAMENTO
ATMOSFÉRICO DE GASOLINA G-03 NUMA REFINARIA DE PETRÓLEO
SITUADA NA REGIÃO NORTE DO BRASIL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas (IFAM), Departamento de Processos Industriais (DPI), Campus Manaus Centro como requisito parcial para a obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Mecânica.

Orientadora: Prof^ª Dra. Elaine Carvalho de Lima.

MANAUS/AM

2020



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA - AM
DEPARTAMENTO DE ENSINO SUPERIOR
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA MECÂNICA



DAVI DIAS VIDAL

**CORROSÃO ELETROQUÍMICA NO TANQUE DE ARMAZENAMENTO
ATMOSFÉRICO DE GASOLINA G-03 NUMA REFINARIA DE PETRÓLEO
SITUADA NA REGIÃO NORTE DO BRASIL**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de Engenheiro Mecânico e aprovado em sua forma final pelo Curso.

Manaus, 28 de Setembro de 2020.

Banca Examinadora:

(Assinado digitalmente em 06/05/2021 15:58)
ELAINE CARVALHO DE LIMA
PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO
Matrícula: 1101093

Profa. Dra. Elaine Carvalho de Lima
Orientadora
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Amazonas

(Assinado digitalmente em 06/05/2021 16:01)
JOAO NERY RODRIGUES FILHO
PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO
Matrícula: 267939

Prof. MSc. João Nery Rodrigues Filho
Avaliador
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Amazonas

Biblioteca do IFAM- Campus Manaus Centro

V648c Vidal, Davi Dias.
Corrosão eletroquímica no tanque de armazenamento atmosférico de gasolina g-03 numa refinaria de petróleo situada na região norte do Brasil / Davi Dias Vidal. – Manaus, 2020.
79 p. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Mecânica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas, *Campus* Manaus Centro, 2020.

Orientadora: Profa. Dra. Elaine Carvalho de Lima.

1. Engenharia mecânica. 2. Refinaria - petróleo. 3. Corrosão. 4. Região norte. I. Lima, Elaine Carvalho de. (Orient.) II. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas III. Título.

CDD 621

Dedico este trabalho a minha vó, Dona Zorizete Fernandes, que vibra intensamente a cada vitória conquistada pelo único neto dela.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela sabedoria, saúde, disposição e oportunidade de atingir o final desse bacharelado e possibilitar mais essa conquista na minha vida.

Aos meus pais, Paulo e Jucelia, por todo cuidado, amor e carinho cedido durante minha criação, sempre visando o meu crescimento pessoal em todos os aspectos.

A minha orientadora, Prof^a Dra. Elaine Carvalho, por toda atenção dedicada, sugestões detalhadas e disponibilidade para elaboração deste trabalho.

Ao Professor Dr Ailton Reis, que incentivou e esteve presente na elaboração de cada etapa do trabalho.

Ao meu amigo Engenheiro Michel Kuchler por compartilhar seu conhecimento e estar sempre disposto para discussões construtivas sobre os temas abordados neste trabalho.

Aos meus amigos e familiares os quais estão sempre na torcida e contribuíram diretamente com mais esta etapa da minha carreira profissional.

Aos professores e colaboradores do curso de Bacharelado em Engenharia Mecânica a toda estrutura do IFAM-Campus Manaus Centro que contribuíram para minha formação acadêmica.

Aos professores, amigos e colaboradores do curso técnico em Mecânica do IFBA-Campus Salvador, onde obtive minha formação técnica, ingressei no mercado de trabalho como Técnico em Mecânica e iniciei o curso de Bacharelado em Engenharia Mecânica.

RESUMO

O presente trabalho analisou a atuação da corrosão eletroquímica no costado do tanque atmosférico de armazenamento de gasolina G-03 na refinaria de petróleo situada na Região Norte do Brasil. Os principais centros econômicos mundiais ainda necessitam da exploração de petróleo para usufruir dos seus derivados, deste modo, é de suma importância manter a integridade mecânica e segurança operacional dos equipamentos que contribuem para transformação físico-química e estocagem destes produtos consumíveis pela sociedade. Em termos metodológicos, quanto a abordagem, o trabalho se configura como uma pesquisa quali-quantitativa, pois buscou explicar os fenômenos identificados por meio de avaliações visuais e dados numéricos em tabelas. Quanto aos procedimentos, o trabalho se caracterizou como um estudo de caso, visto que identifica, caracteriza, avalia a interação entre os principais fatores ambientais, estruturais, operacionais e químicos e aplica soluções específicas para o problema de corrosão neste tanque. Os principais resultados demonstraram que o método qualitativo de avaliação visual e os métodos quantitativos de medição de espessura por ultrassom e medidor de profundidade foram satisfatórios para definirmos a corrosão eletroquímica por aeração diferencial em linha d'água como o mecanismo de degradação atuante na superfície interna do costado do tanque G-03. A manutenção realizada no costado do equipamento foi baseada na análise dos dados de taxa de corrosão e estimativa de vida residual dos anéis do costado do tanque atmosférico de armazenamento. Este trabalho revelou como decorreu a investigação do processo corrosivo existente no tanque atmosférico de armazenamento G-03, desde o conhecimento básico necessário sobre refinaria de petróleo, principais processos de transformação da matéria-prima, equipamento e local de instalação da refinaria até a interpretação dos dados coletados visualmente e por meio de instrumentos no tanque em estudo.

Palavras-Chaves: Corrosão; gasolina; tanque; costado; Região Norte.

ABSTRACT

The present work analyzed the performance of electrochemical corrosion on the side of the atmospheric gas storage tank G-03 in the oil refinery located in the North of Brazil. The main world economic centers still need oil exploration to take advantage of its derivatives, therefore, it is extremely important to maintain the mechanical integrity and operational safety of the equipment that contribute to the physical-chemical transformation and storage of these consumable products by society. In methodological terms, as for the approach, the work is configured as a qualitative-quantitative research, as it sought to explain the phenomena identified through visual assessments and numerical data in tables. As for the procedures, the work was characterized as a case study, since it identifies, characterizes, evaluates the interaction between the main environmental, structural, operational and chemical factors and applies specific solutions to the corrosion problem in this tank. The main results showed that the qualitative method of visual evaluation and the quantitative methods of thickness measurement by ultrasound and depth gauge were satisfactory to define electrochemical corrosion by differential aeration in waterline as the degradation mechanism acting on the internal surface of the side of the G-03 tank. The maintenance performed on the equipment's side was based on the analysis of the corrosion rate data and the estimated residual life of the side rings of the atmospheric storage tank. This work revealed how the investigation of the corrosive process in the atmospheric storage tank G-03 took place, from the basic knowledge necessary about oil refinery, main processes of transformation of the raw material, equipment and place of installation of the refinery to the interpretation of the data collected visually and using instruments in the tank under study.

Keywords: *Corrosion; gasoline; tank; shell; north region.*

LISTA DE QUADROS / GRÁFICOS

Quadro 1- Tipos e Definições.....	19
Quadro 2- Recomendações de tipos usuais de tanques	39
Quadro 3- Série galvânica de materiais metálicos na água do mar	43
Quadro 4- Dados gerais do tanque G-03	63
Quadro 5-Espessura dos anéis do costado do tanque G-03	64
Quadro 6- Tipo de revestimento aplicado ao tanque G-03.....	73
Gráfico 1 - A influência da temperatura na corrosão do ferro em água (1) e solução aquosa neutra de eletrólitos (2).....	45
Gráfico 2 - Influência da temperatura da solubilidade do oxigênio na água.....	46
Gráfico 3 - Solubilidade da água na gasolina e gasóleo em relação a temperatura.....	52

LISTA DE FLUXOGRAMAS / TABELAS

Fluxograma 1- Bateria de preaquecimento e dessalgação	22
Fluxograma 2- Diagrama de blocos resumido de uma unidade de craqueamento catalítico ...	30
Tabela 1- Taxas de corrosão histórica e presente e data estimada de fim de vida do costado do G-03	69
Tabela 2- Histórico de medição de espessura dos anéis do costado do tanque	69

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Torre de Pré Flash.....	23
Figura 2 - Torre atmosférica em unidade com pré-fracionamento	24
Figura 3 - Torre atmosférica em unidade sem pré-fracionamento	25
Figura 4 - Torre de vácuo	26
Figura 5 - Exemplo da reação de craqueamento de compostos parafínicos	27
Figura 6 - Exemplo de reação de craqueamento de compostos naftênicos	28
Figura 7 - Exemplo de reação de craqueamento de compostos aromáticos	28
Figura 8 - Modelo de conversor uop side by side.....	29
Figura 9 - Componentes básicos de um tanque de armazenamento de teto fixo.....	32
Figura 10 - Componentes específicos de tanques de armazenamento de teto fixo	33
Figura 11 - Vista de tanques de teto fixo em um parque de armazenamento de combustíveis	34
Figura 12 - Vista de dois tanques de teto em domo	34
Figura 13 - Vista de um tanque de teto em gomos	35
Figura 14 - Ilustração de um tanque de teto flutuante simples.....	36
Figura 15 - Ilustração do tanque de teto flutuante com flutuador na periferia	36
Figura 16 - Componentes do teto flutuante com flutuador na periferia	37
Figura 17 - Ilustração de tanque com teto flutuante duplo	37
Figura 18 - Componentes do teto flutuante duplo	38
Figura 19 - Degradação do metal em meio aquoso	42
Figura 20 - Pilha de corrosão eletroquímica em uma superfície metálica.....	44
Figura 21 - Pilha de concentração iônica.....	47
Figura 22 - Pilha de aeração diferencial	48
Figura 23 - Formas de corrosão em materiais metálicos	49
Figura 24 - Corrosão por aeração diferencial	50
Figura 25 - Vista geral do tanque G-03 no parque de armazenamento de combustíveis	62
Figura 26 - Vista do lado interno do tanque G-03.....	63
Figura 27 - Estado da pintura na superfície interna do costado do tanque G-03.....	65
Figura 28 - Sistema de selagem do tanque G-03	66
Figura 29 - Ilustração do sistema de selagem.....	66
Figura 30 - Aparelho de medição de espessura por ultrassom Olympus 45MG.....	68
Figura 31 - Regiões de medição de espessura ao longo do costado do tanque G-03	70
Figura 32 - Medição de profundidade de alvéolos no costado do tanque	71

Figura 33 - Substituição de chapas metálicas e aplicação de pintura no tanque G-03 74

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

API - Instituto Americano do Petróleo

ASTM – Sociedade Americana de Testes e Materiais

GLP - Gás Liquefeito de Petróleo

UCCF - Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2	REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1.	Refinaria de Petróleo e Processos de Refino	18
2.1.1.	Principais Derivados de Petróleo	18
2.1.2.	Processo de Separação Física: Destilação de petróleo	21
2.1.3.	Processo de Conversão Química: Craqueamento Catalítico Fluidizado	26
2.2.	Tanques de Armazenamento Atmosférico	30
2.2.1.	Localização em uma Refinaria	31
2.2.2.	Classificação	31
<i>2.2.2.1.</i>	<i>Tanques sem Teto</i>	31
<i>2.2.2.2.</i>	<i>Tanques de Teto Fixo (Fixed Roof)</i>	32
<i>2.2.2.3.</i>	<i>Tanques de Teto Flutuante (Floating-Roof)</i>	35
2.2.3.	Seleção do Tipo de Tanque de Armazenamento em Função do Produto Armazenado	38
2.3.	Climatologia da Região Norte do Brasil	39
2.4.	Corrosão	40
2.4.1.	Natureza dos Processos Corrosivos	41
<i>2.4.1.1.</i>	<i>Química</i>	31
<i>2.4.1.2.</i>	<i>Eletroquímica</i>	31
2.4.2.	Potencial Eletroquímico	42
2.4.3.	Pilhas de Corrosão	44
<i>2.4.3.1.</i>	<i>Pilha de Temperatura</i>	31
<i>2.4.3.2.</i>	<i>Pilha de Concentração</i>	31
2.4.4.	Morfologia da Corrosão	48
2.4.5.	Mecanismo de Corrosão Atuante: corrosão por aeração diferencial em linha d'água	49
2.4.6.	Influência da Água no Processo Corrosivo	51
2.4.7.	Influência do Oxigênio no Processo Corrosivo	52
2.4.8.	Controle da Corrosão	54

2.4.9.	Programa de Controle de Corrosão.....	55
2.4.10.	Métodos de Controle de Corrosão em Refinarias de Petróleo	55
<i>2.4.10.1.</i>	<i>Métodos de Proteção Baseados na Resistência Á Corrosão dos Materiais</i>	<i>55</i>
<i>2.4.10.2.</i>	<i>Práticas de Projeto.....</i>	<i>55</i>
<i>2.4.10.3.</i>	<i>Modificações do Meio Corrosivo</i>	<i>55</i>
<i>2.4.10.4.</i>	<i>Revestimentos</i>	<i>55</i>
<i>2.4.10.5.</i>	<i>Proteção Catódica.....</i>	<i>55</i>
2.4.11.	Métodos de Controle de Corrosão em Tanques de Armazenamento de Combustíveis.....	57
2.4.12.	Taxa de Corrosão e Vida Residual do Equipamento	58
3	METODOLOGIA	60
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	62
4.1.	Características Estruturais e Aspectos Locacionais do Tanque G-03.....	62
4.2.	Métodos Qualitativos: identificação visual de dano no componente do tanque .	64
4.3.	Métodos Quantitativos de Acompanhamento do Dano no Componente	67
4.4.	Identificação do Processo Corrosivo.....	70
4.5.	Métodos de Eliminação do Dano e Bloqueio do Processo Corrosivo.....	73
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	76
	REFERÊNCIAS	78

1 INTRODUÇÃO

As refinarias de petróleo têm um papel fundamental na atividade socioeconômica das regiões onde estão instaladas, pois movimentam a economia a partir da promoção de oportunidades de emprego, assim como fornecem produtos (gasolina, diesel, GLP, asfalto, dentre outros) ao mercado local e, dependendo do porte da refinaria e potencial dos poços de petróleo, pode alcançar outros países.

Conforme mencionado por Gentil (1996), os problemas de corrosão são frequentes e ocorrem nas indústrias petrolíferas, como também nas indústrias química, petroquímica, naval, de construção civil, automobilística, nos meios de transporte aéreo, ferroviário, metroviário, marítimo, rodoviário e nos meios de comunicação, como sistemas de telecomunicações, na odontologia (restaurações metálicas, aparelhos de prótese), na medicina (ortopedia) e em obras de arte como monumentos e esculturas. De modo geral, as perdas econômicas que atingem essas atividades podem ser classificadas em:

- a) Diretas: custos de substituição das peças ou equipamentos que sofreram corrosão, incluindo-se energia e mão-de-obra e; custos e manutenção dos processos de proteção (proteção catódica, recobrimentos, pinturas, etc.);
- b) Indiretas: paralisações acidentais; perda de produto, como perdas de óleo, gás ou água através de tubulações e equipamentos corroídos até se fazer o reparo; perda de eficiência; contaminação de produtos.

A parada de manutenção extraordinária devido a falha operacional de uma torre de destilação de petróleo pode ser tão prejudicial para empresa em termos de custos de serviço e indisponibilidade operacional do equipamento por tempo parado quanto para a sociedade que sofrerá com a redução do fornecimento de combustíveis na região. Deste modo, os equipamentos dinâmicos e estáticos dentro de uma refinaria de petróleo devem estar disponíveis dentro do intervalo de tempo determinado pela manutenção. Tendo em vista esse cenário, faz-se necessário conhecer os mecanismos de dano que podem comprometer o desempenho operacional de uma refinaria.

Nesse contexto, o tanque de armazenamento é responsável por armazenar tanto a matéria-prima como os produtos finais de uma refinaria. A matéria-prima principal de uma refinaria é o petróleo, enquanto que os produtos finais, também chamados de derivados de petróleo, são asfalto, óleo combustível, gasolina, diesel, querosene de aviação como exemplos. As esferas são também equipamentos de armazenamento e estocam apenas gás

liquefeito de petróleo, outro derivado de petróleo. Esses dois tipos de equipamentos estáticos são fundamentais para os negócios da refinaria, sofrem degradação ao longo do tempo e, por isso, exigem um rigoroso controle dos mecanismos de dano específicos de cada um deles.

A estocagem de gasolina é feita em tanques de armazenamento atmosférico com teto flutuante tipo pontão. Este tipo de tanque permite a exposição do lado interno do costado do tanque (ou parede do tanque) aos fatores ambientais como raios ultravioletas, oxigênio, umidade relativa do ambiente e chuvas. Desta forma, a interação destes fatores somada a uma película de tinta permeável ou com regiões de falhas no lado interno do costado do tanque, provavelmente, possibilitará a ocorrência do mecanismo de corrosão eletroquímica, isto é, processo de degradação de um material metálico em meio aquoso.

Quando os tanques de armazenamento de gasolina estão em plena operação, a equipe de operadores industriais realiza manobras operacionais como drenagem de água pluvial sobre o teto flutuante e controlam o nível de entrada e saída desse derivado. Além disso, há também a equipe de técnicos de inspeção de equipamentos estáticos que realiza periodicamente inspeções a fim de detectar falhas já existentes ou, ainda mais importante, cenários com potencial para falhas durante o funcionamento do equipamento estático.

A partir dessa problemática, a pergunta problema que norteia esse trabalho é: “como evitar a perda de contenção em tanques de armazenamento de gasolina nas refinarias de petróleo quando submetidos ao mecanismo de dano por corrosão eletroquímica?”.

Na busca de resposta para esse questionamento, partimos do pressuposto que o petróleo é constituído de matéria orgânica decomposta, é armazenado em condições específicas de pressão e temperatura há milhares de anos e é capaz de se decompor em frações de combustível a partir dos processos de refino.

Nesse contexto, o estudo do mecanismo de dano por corrosão eletroquímica no tanque de armazenamento atmosférico G-03 realizado neste trabalho se justifica, pois permitirá que o colaborador industrial tenha condições suficientes de conceituar, identificar o problema na área industrial e saber as práticas de manutenção e inspeção para acompanhamento e controle do dano.

Sendo assim, este trabalho tem como objetivo geral identificar a atuação da corrosão eletroquímica no costado do tanque de armazenamento atmosférico de gasolina G-03 na refinaria de petróleo, situada na Região Norte. A partir disso, decorrem os seguintes objetivos específicos:

- a) Reconhecer os principais fatores ambientais, estruturais, operacionais e químicos para a ocorrência da corrosão eletroquímica no costado em tanques de armazenamento de gasolina;
- b) Identificar a morfologia do dano nas chapas do costado do tanque de armazenamento atmosférico G-03;
- c) Indicar medidas de tratamento do dano, prevenção e controle da corrosão.

Para atender aos objetivos delineados, o presente trabalho está organizado em 4 capítulos, além dessa introdução, que apresenta as características gerais de pesquisa. O capítulo 2 versa sobre o referencial teórico adotado que perpassa pelos principais conceitos de uma refinaria de petróleo, especificações técnicas de tanques de armazenamento atmosférico, fatores contribuintes e processo corrosivo em tanque e seus métodos de controle e acompanhamento dos danos.

No capítulo 3 é apresentado os principais procedimentos metodológicos para execução deste trabalho, que se caracteriza prioritariamente como um estudo de caso. O capítulo 4 evidencia os principais resultados decorrentes do problema proposto e as soluções adotadas para controle do mecanismo de dano identificado. Por fim, temos as considerações finais.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

O petróleo é o elemento principal deste trabalho, pois para entendermos como se modela o processo de corrosão eletroquímica em tanques de armazenamento atmosférico contendo gasolina, é importante compreendermos os processos de transformação do petróleo para obtenção da gasolina, sua forma de armazenamento, os fatores que contribuem para ocorrência de corrosão no equipamento estático de estocagem desse derivado e, por fim, os métodos de controle e combate ao processo corrosivo.

2.1. Refinaria de Petróleo e Processos de Refino

O petróleo cru, também conhecido como óleo cru ou apenas cru, é uma mistura de hidrocarbonetos e outras substâncias químicas. É oriundo de matéria orgânica dos seres vivos existentes há milhões de anos. Geralmente, encontra-se o “ouro negro” em camadas rasas e profundas da crosta terrestre. Como cada região possui suas características específicas de clima, fauna e flora, nesse mesmo sentido, o petróleo costuma ser específico de cada região produtora ao redor do mundo.

O refino visa fornecer uma gama definida de produtos de acordo com as especificações acordadas. De modo geral, as refinarias simples usam uma coluna de destilação para separar o petróleo em frações, e as quantidades relativas são dependentes diretamente do petróleo bruto utilizado (DEVOLD, 2013). Assim, o processo de refino é fundamental para transformar a matéria-prima mineral, o petróleo, em frações de produtos consumíveis pela sociedade como: gás liquefeito de petróleo, gasolina, diesel e asfalto.

Ademais, o sucesso econômico de uma refinaria moderna pode ser definido pela versatilidade desta aceitar quase todo tipo de petróleo disponível. Como salienta Devold (2013, p. 19): “Com uma variedade de processos [...], uma refinaria pode fornecer produtos em quantidades e qualidades específicas para atender a demanda do mercado e garantir rentabilidade”. Desse modo, a variedade de processos possibilita que a refinaria tenha melhores alternativas de atuação, o que pode garantir uma vantagem competitiva no mercado.

2.1.1. Principais Derivados de Petróleo

“Há especificações para mais de 2 mil produtos de refinaria, e matérias-primas intermediárias podem ser encaminhadas a várias unidades para produzir produtos mistos

diferentes, dependendo da demanda do mercado” (FAHIM; AL-SAHHAF; ELKILANI, 2012, p. 25). No que diz respeito as especificações de cada produto, serão delineadas no quadro 1 abaixo:

Quadro 1- Tipos e Definições

TIPOS DE PRODUTOS	DEFINIÇÃO
Gás Combustível	Mistura de gases leves em um estado de equilíbrio com o petróleo após a separação do gás natural do petróleo cru nos campos de exploração.
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	Mistura de hidrocarbonetos contendo 3 ou 4 átomos de carbono por molécula. Para manuseio, este derivado pode ser armazenado sob pressão moderada em temperatura ambiente. É obtido tanto no processo de destilação quanto no processo de craqueamento catalítico fluidizado.
Nafta Petroquímica	Mistura de hidrocarbonetos contendo entre 5 e 12 átomos de carbono por molécula. É a fração de petróleo líquida mais leve obtida no processo de destilação. O ponto de ebulição apresenta-se entre 20 e 200 °C.
Gasolina	Mistura de hidrocarbonetos contendo entre 4 e 12 átomos de carbono por molécula. O ponto de ebulição apresenta-se entre 20 e 210 °C. É obtida prioritariamente no processo de craqueamento catalítico fluidizado.
Querosene	Mistura líquida de hidrocarbonetos contendo entre 9 e 16 átomos de carbono por molécula. O ponto de ebulição desta fração do petróleo está entre 150 e 290 °C.
Óleo Diesel	Também chamado de gasóleo, diesel ou óleo de aquecimento. Mistura de hidrocarbonetos contendo 12 a 24 átomos de carbono por molécula. O ponto de ebulição apresenta-se entre 180 e 370 °C.
Óleo Combustível	Obtida no processo de destilação como resíduo. Mistura de longas cadeias de hidrocarbonetos pesados. É líquido em temperaturas superiores a 90 °C.
Asfalto	Também conhecido como betume ou piche. É obtida no processo de destilação como resíduo do processo. É o derivado de petróleo mais pesado com ponto de ebulição superior a 525 °C.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2020)

A partir do quadro 1, pode-se destacar alguns elementos sobre as especificações dos produtos mencionados. Por exemplo, o GLP não é corrosivo para o metal e ligas metálicas, mas se água e cloretos estão contidos no GLP, este deve ser corrosivo para o aço-carbono (GROYSMAN, 2014).

A nafta petroquímica pode ser classificada como: nafta leve ou nafta pesada. Conforme descrito por Groysman (2014), a nafta leve é a fração de petróleo com ponto de ebulição entre 20 e 90 °C e possui moléculas com 5 e 6 átomos de carbono. Enquanto que a nafta pesada possui ponto de ebulição entre 90 e 200 °C e consiste de moléculas contendo entre 7 e 12 átomos de carbono. A nafta possui parafinas (65-85%), naftenos (~30%) e aromáticos (~5%) (GROYSMAN, 2014).

Para o mesmo autor, a gasolina contém parafinas (~30%), aromáticos (~35%), olefinas (~25%) e naftenos (~5%). Este derivado puro não é corrosivo quando está livre de água. Se sulfeto de hidrogênio, água dissolvida, oxigênio e ácidos orgânicos leves estão presentes em gasolina e nafta, estes derivados de petróleo tornam-se corrosivos. A corrosividade da gasolina é similar a da nafta petroquímica.

O querosene contém parafinas (~45%), naftenos (~35%) e aromáticos (~20%). É uma fração de petróleo menos volátil do que a gasolina, com ponto de fulgor¹ entre 37 e 65 °C, enquanto que a gasolina possui ponto de fulgor muito baixo, cerca de -40 °C. A temperatura de autoignição² do querosene é 220 °C. Estas propriedades fazem do querosene um combustível relativamente seguro para armazenamento e manuseio. Geralmente, o uso deste combustível é em fogões e aquecedores de água, ou, simplesmente como fonte de luz (GROYSMAN, 2014).

O gásóleo é composto por 50-80% de parafinas e 20-50% de hidrocarbonetos aromáticos. É um derivado do petróleo usado em sistemas de aquecimento, por este motivo é também conhecido como óleo de aquecimento. O gásóleo puro não é corrosivo. A presença de enxofre e seus compostos (especialmente H₂S) explicam a corrosividade do diesel (GROYSMAN, 2014).

O óleo combustível é uma fração de petróleo usada para queima em fornos e caldeiras a fim de gerar de calor e também é utilizada em motores para geração de potência. Os tanques que armazenam óleos combustíveis necessitam de tubulação interna contendo vapor para manter o produto em estado líquido.

¹ Ponto de Fulgor: a temperatura no qual provocará vapores inflamáveis próximo da superfície do produto. Fonte: Groysman, 2014.

² Temperatura de autoignição: é a menor temperatura na qual ocorrerá a ignição espontânea em uma atmosfera normal sem uma fonte externa de ignição, como uma chama ou uma faísca. Fonte: Groysman, 2014

O asfalto é um produto do petróleo geralmente utilizado na indústria da construção e pavimentação. Assim como os óleos combustíveis, o asfalto também necessita ser transportado e armazenado aquecido suficientemente para manter o estado líquido e evitar a solidificação no interior dos equipamentos estáticos.

Os principais processos operacionais para obtenção dos produtos de petróleo citados acima serão discutidos a seguir.

2.1.2. Processo de Separação Física: Destilação de petróleo

O petróleo é extraído das camadas mais internas da crosta terrestre por meio de poços produtores. Esses poços podem estar localizados em áreas marítimas ou terrestres. Nas áreas marítimas, são utilizadas plataformas para extração e separação do petróleo, água e gás natural, todos esses extraídos das reservas minerais. Já nas áreas terrestres, existem unidades de exploração e produção de petróleo as quais executam a mesma tarefa das plataformas petrolíferas. O petróleo é transportado por meio de navios-petroleiros para os terminais, localizados no continente, e posteriormente seguem para as refinarias através de oleodutos.

Nas refinarias, o petróleo é estocado em tanques de armazenamento atmosférico e, posteriormente, processado em uma unidade de destilação. Segundo Pelliccione et al (2013), essa unidade é a primeira etapa de processamento e consiste na separação física das frações de hidrocarbonetos presentes no petróleo, em função das temperaturas de ebulição específicas de cada uma delas. As frações do petróleo são enviados posteriormente para unidades de tratamento ou de processo de conversão química (PELLICCIONE et al, 2013).

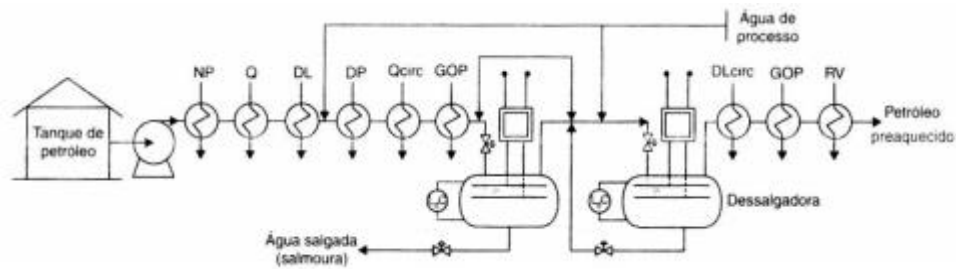
A partir do panorama geral da destilação de petróleo, a seguir temos as principais etapas do processo de refino do petróleo:

a) Primeira etapa de preaquecimento: o petróleo alcança entre 120 °C e 160 °C por meio do aproveitamento de calor dos cortes laterais da torre de destilação atmosférica. Denomina-se primeira bateria de permutadores de calor a sequência de equipamentos estáticos responsáveis pela troca térmica.

b) Dessalgação: Em seguida, o petróleo aquecido passa por um vaso de pressão nomeado como dessalgadora, o qual visa remover sais, água emulsionada e sólidos em suspensão. Nesta etapa, é injetada no processo “água de lavagem” tanto para desidratar quanto para dessalgar o petróleo.

c) Segunda etapa de preaquecimento: O petróleo, considerado dessalgado, segue para a segunda bateria de permutadores onde é parcialmente vaporizado, é enviado para torre de pré-flash ou para o forno atmosférico. O Fluxograma 1 abaixo ilustra, em resumo, as etapas anteriores:

Fluxograma 1- Bateria de preaquecimento e dessalgação

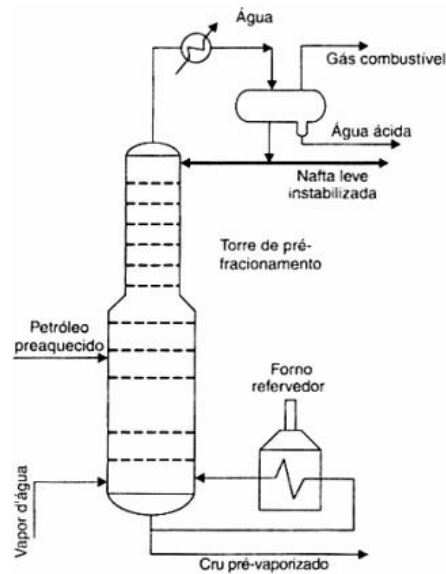


Fonte: Pelliccione et al (2013)

d) Torre de pré-flash: este equipamento, quando está presente na unidade de processamento, é responsável por separar nafta instabilizada³ do petróleo.

A Figura 1 explica simplificadaamente o funcionamento da torre de pré-flash, desde a entrada de carga com petróleo dessalgado e parcialmente vaporizado até a saída de nafta instabilizada pelo topo da torre e a saída de frações pesadas de petróleo pelo fundo da torre para unidades específicas de tratamento, separação física e conversão química:

³ Nafta instabilizada: É a mistura entre gás liquefeito de petróleo (GLP) e nafta leve. Fonte: Pelliccione et al, 2013.

Figura 1- Torre de Pré Flash

Fonte: Pelliccione et al (2013)

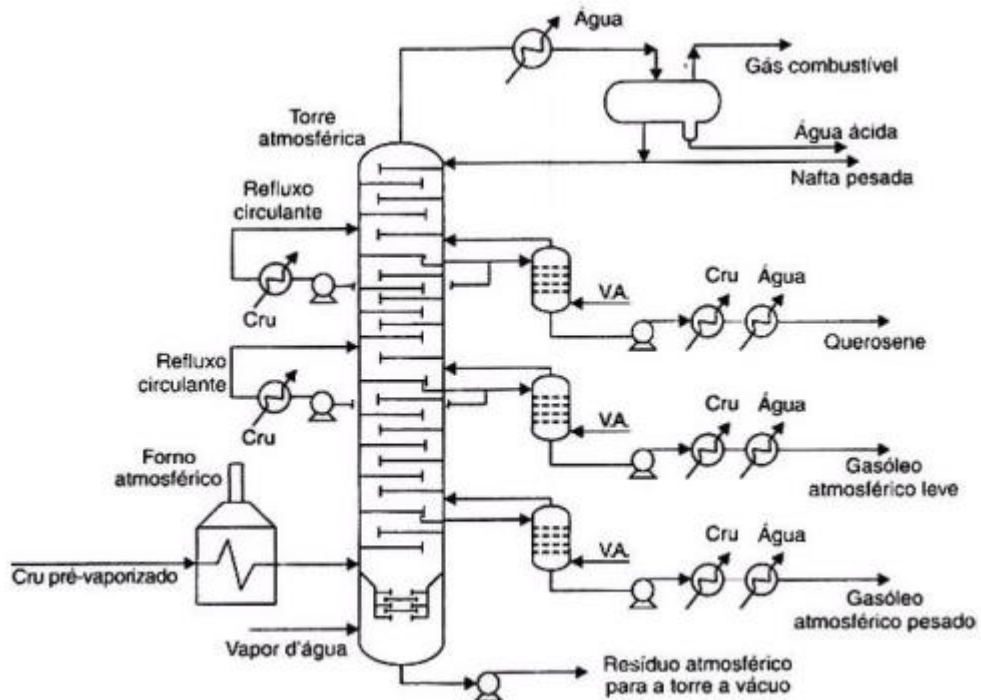
e) Forno atmosférico: equipamento responsável por elevar a temperatura acima dos 300 °C da carga de petróleo dessalgado e parcialmente vaporizado proveniente das dessalgadoras ou os hidrocarbonetos pesados oriundos da saída de fundo da torre de pré-flash receber o petróleo dessalgado e parcialmente vaporizado das dessalgadoras.

f) Torre atmosférica: Também denominada como fracionadora ou coluna de destilação atmosférica, é responsável por receber a carga aquecida dos fornos atmosféricos e separá-la em cortes laterais em função do ponto de ebulição dos hidrocarbonetos constituintes do petróleo.

No fundo das torres atmosféricas, é obtido resíduo atmosférico em fase líquida. No topo da torre, é extraída a nafta instabilizada prioritariamente. As frações de petróleo obtidas ao longo da coluna de destilação atmosférica ou cortes laterais são nafta pesada, querosene e gasóleo.

A Figura 2 esquematiza o funcionamento de uma torre atmosférica na presença de uma torre de pré-flash. Neste caso, apresenta a entrada de carga proveniente da segunda bateria de aquecimento de permutadores de calor e separação física das frações de petróleo de acordo com o ponto de ebulição.

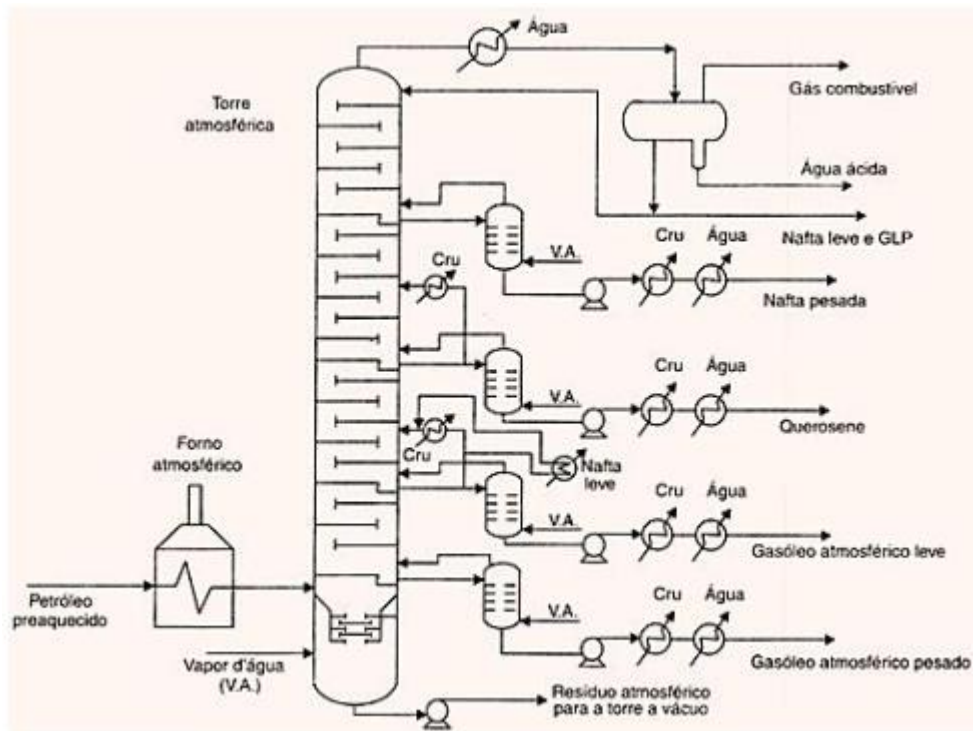
Figura 2- Torre atmosférica em unidade com pré-fracionamento



Fonte: Pelliccione et al (2013)

A Figura 3 ilustra o funcionamento da torre atmosférica na ausência de uma torre de pré-flash na unidade de processamento. Esta ilustração exibe a entrada de carga aquecida após os fornos atmosféricos e saída das frações de petróleo pelo topo, lateral e fundo da torre atmosférica de acordo com o ponto de ebulição.

Figura 3- Torre atmosférica em unidade sem pré-fractionamento



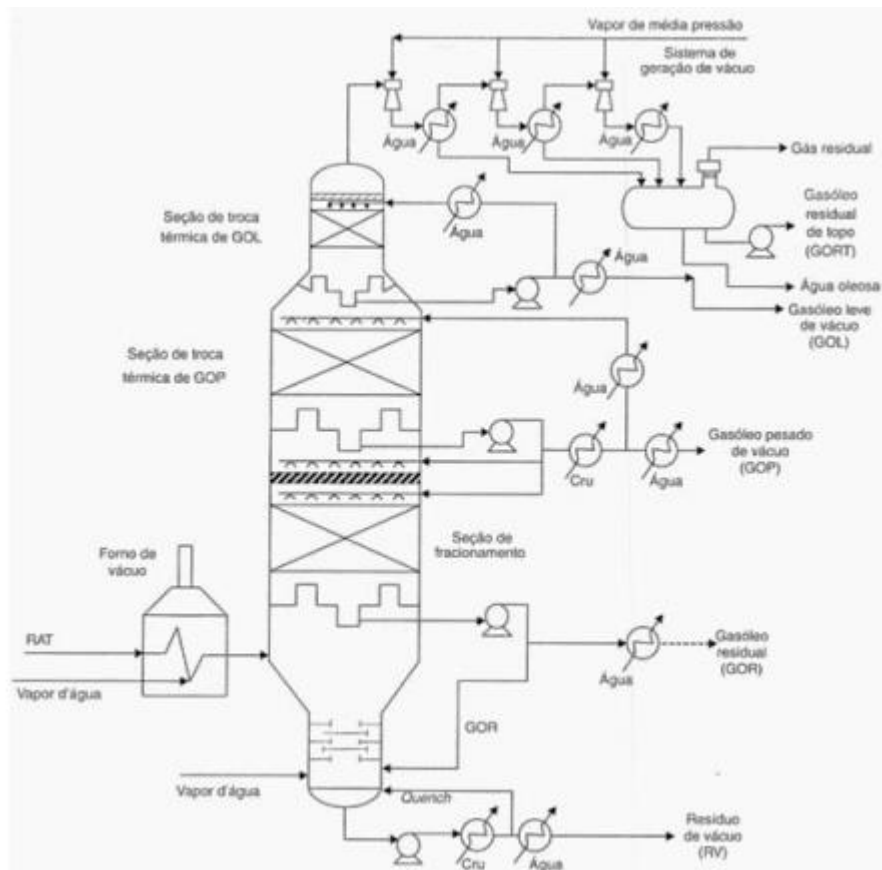
Fonte: Pelliccione et al (2013)

g) Forno de vácuo: equipamento responsável por vaporizar os hidrocarbonetos pesados em estado líquido oriundos do fundo da torre de destilação atmosférica, ou seja, o resíduo atmosférico. O resíduo atmosférico é enviado para a o forno de vácuo, onde é aquecido a uma temperatura que possibilite a vaporização dos gasóleos na condição de pressão da torre de vácuo.

h) Torre de vácuo: este equipamento recebe a carga aquecida dos fornos de vácuo para e extrai gásóleo leve, gásóleo pesado e resíduo de vácuo como frações principais. A separação do resíduo atmosférico nessas frações de petróleo é possível quando submete a carga a aproximadamente 370 °C e pressões abaixo da pressão atmosférica. O gásóleo é a “matéria-prima”

A Figura 4 ilustra a carga de entrada da torre de vácuo e os derivados do resíduo atmosférico. Nota-se que na figura existe a entrada de resíduo atmosférico aquecido no forno de vácuo e saída de frações do resíduo atmosférico por separação física, ou seja, de acordo com o ponto de ebulição dos produtos intermediários.

Figura 4-Torre de vácuo



Fonte: Pelliccione et al (2013)

- i) Torre debutanizadora de nafta: Também conhecida como torre estabilizadora de nafta, este equipamento é responsável por retirar GLP da carga de nafta instabilizada.
- j) Torre Retificadora: Conhecida também como “stripper”, este equipamento tem como finalidade remover hidrocarbonetos mais leves misturados aos cortes laterais extraídos da torre atmosférica por meio da injeção de vapor d’água no fundo da torre.

2.1.3. Processo de Conversão Química: Craqueamento Catalítico Fluidizado

A Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido (UCCF) sucede a unidade de destilação, portanto, tem como objetivo decompor as frações de petróleo com alto peso molecular e baixo valor comercial em derivados de baixo peso molecular e com maior valor comercial.

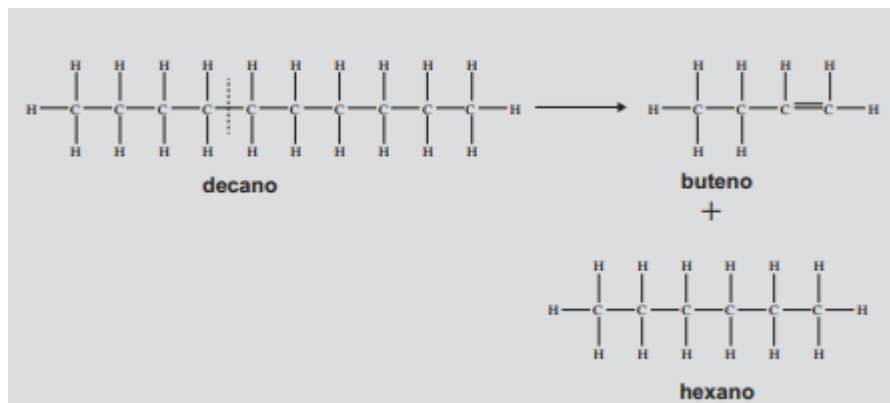
A matéria prima prioritária da UCCF é o gasóleo, derivado de petróleo obtido como corte lateral na torre a vácuo e de baixo valor comercial nessa especificação química.

“Contudo, este produto pode ser submetido ao processo de craqueamento catalítico formando gasolina e GLP, que possuem alta importância comercial” (PELLICCIONE et al, 2013).

O processo de conversão química consiste na quebra de moléculas de longas cadeias de carbono em moléculas com cadeias menores de carbono sob condições específicas de pressão e temperatura e, principalmente, na presença de catalisador. “Ou seja, a partir de compostos pesados, sem mercado ou valor para a sociedade, a unidade consegue produzir insumos de larga utilização” (KNOP, 2014, p. 36).

Assim, conforme Knop (2014, p. 36): “as reações químicas ocorridas em uma unidade de craqueamento são muito diversas. Isso se deve principalmente pela diversidade de reagentes, uma vez que a carga é uma vasta mistura de hidrocarbonetos de natureza parafínica, naftênica e aromática”. A Figura 5 ilustra o craqueamento de um tipo de hidrocarboneto pesado parafínico denominado decano em compostos menores chamados buteno e hexano.

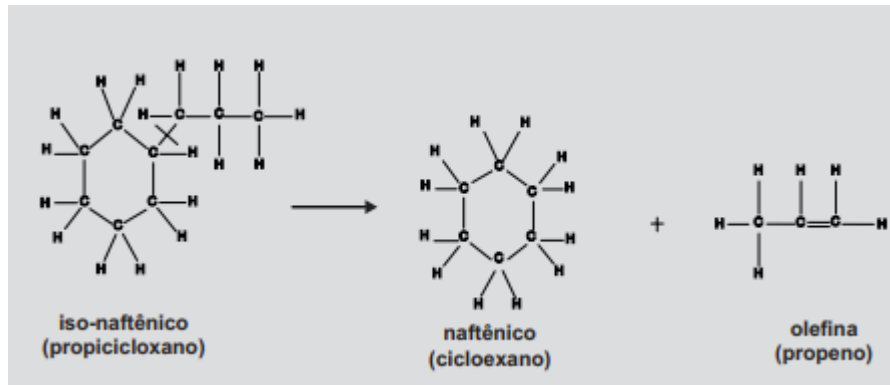
Figura 5- Exemplo da reação de craqueamento de compostos parafínicos



Fonte: Knop (2014)

A Figura 6 exhibe o craqueamento de um hidrocarboneto pesado naftênico denominado propiciclohexano em compostos mais leves denominados ciclohexano e propeno.

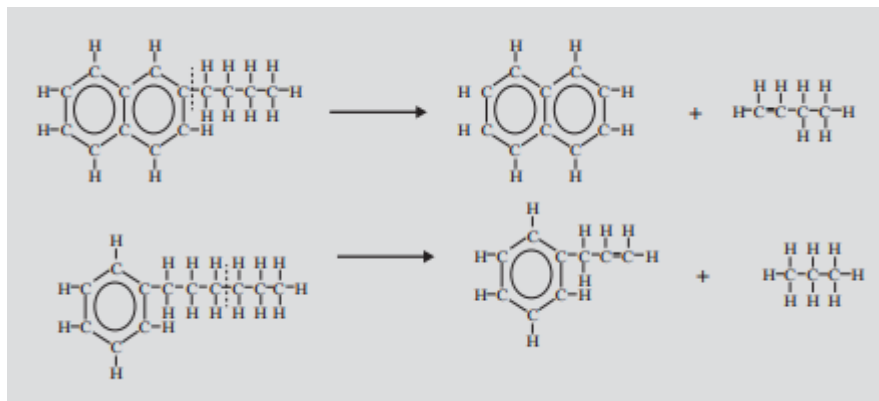
Figura 6- Exemplo de reação de craqueamento de compostos naftênicos



Fonte: Knop (2014)

Já a Figura 7 mostra o craqueamento de dois tipos de hidrocarbonetos pesados aromáticos em compostos menores.

Figura 7- Exemplo de reação de craqueamento de compostos aromáticos



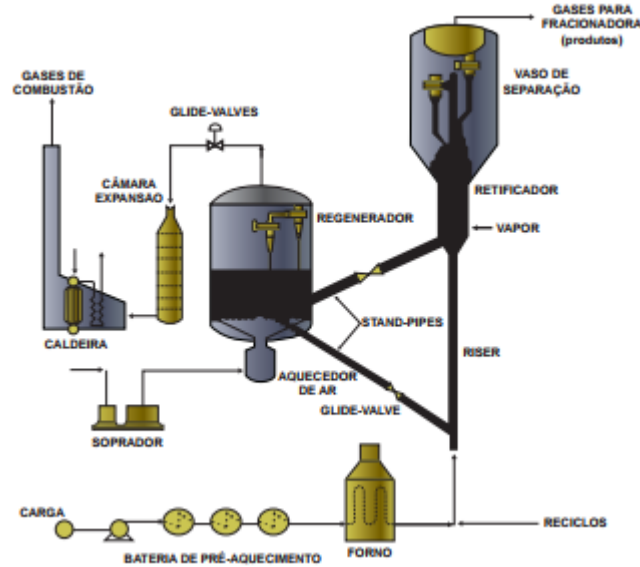
Fonte: Knop (2014)

Segundo Knop (2014), o conversor é o principal equipamento desta unidade de processamento e é dividido em seções, como descrito a seguir:

- Riser: seção responsável por promover o contato entre a carga e o catalisador e local onde ocorre o craqueamento das moléculas de alto peso molecular.
- Vaso separador: realiza a separação entre o catalisador e os gases obtidos como produtos da reação de craqueamento.
- Regenerador: realiza a recuperação do catalisador.
- Torre fracionadora: realiza a separação física entre os gases obtidos como produto da quebra de moléculas, por exemplo, GLP e gás combustível.

A Figura 8 representa o modelo de um conversor e seus componentes.

Figura 8- Modelo de conversor uop side by side

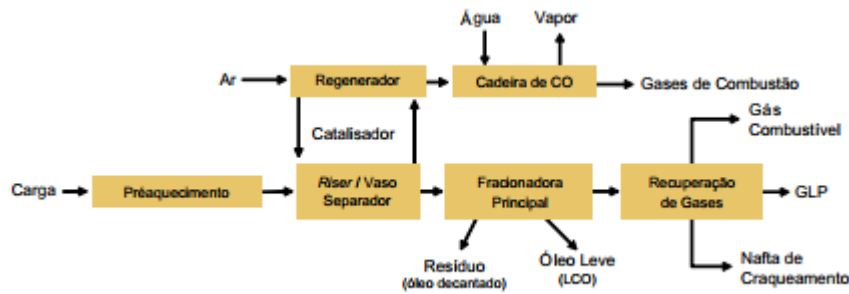


Fonte: Knop (2014)

Na Figura 8, é possível constatar que o processo inicia com o preaquecimento da carga, isto é, o resíduo de vácuo é preaquecido em uma bateria de trocadores de calor e, posteriormente, em um forno. A carga preaquecida acessa o conversor pela base do riser e se mistura ao catalisador ativo e quente proveniente do regenerador. Nesse momento, ocorre a mistura da carga com o catalisador no interior do riser e quebra das moléculas de hidrocarbonetos pesados. Quando a mistura alcança o vaso separador, os produtos do craqueamento são separados do catalisador. Por fim, o regenerador recebe o catalisador usado e o torna ativo novamente, enquanto que a torre fracionadora realiza a separação física dos produtos do craqueamento.

Quanto à unidade de craqueamento catalítico fluidizado, esta pode ser simplificada no Fluxograma 2 a seguir:

Fluxograma 2- Diagrama de blocos resumido de uma unidade de craqueamento catalítico



Fonte: Knop (2014)

A nafta de craqueamento, indicada no Fluxograma 2 como produto final da UCCF, dará origem a gasolina após a passagem em unidades de tratamento para especificação da composição química adequada.

2.2. Tanques de Armazenamento Atmosférico

Barros (2016) define tanques de armazenamento atmosféricos como equipamentos de caldeiraria pesada, sujeitos à pressão aproximadamente atmosférica e destinados, principalmente, ao armazenamento de petróleo e seus derivados.

Além disso, Barros (2016) caracteriza esses tanques como cilíndricos, verticais, não enterrados, de fabricação soldada, construídos com chapas de aço-carbono, tipicamente encontrados em refinarias, terminais, oleodutos, bases de distribuição e parques industriais.

A construção de um tanque de armazenamento normalmente é regulamentada pela norma americana API 650 — Welded Steel Tanks for Oil Storage — do American Petroleum Institute (API). No Brasil utiliza-se, também, a norma NBR 7821 — Tanques Soldados para Armazenamento de Petróleo e Derivados — publicada pela Associação Brasileira de Normas Técnicas. Atualmente, os tanques de armazenamento convencionais — projeto convencional e material de fabricação nacional — são construídos numa ampla faixa de capacidades, desde 100 barris (16 m³) até aproximadamente 700.000 barris (112.000 m³) (BARROS, 2016, p. 1).

Os tanques de armazenamento são equipamentos fundamentais para o funcionamento de uma refinaria de petróleo, visto que são responsáveis pela estocagem dos produtos finais das unidades de processamento. A seguir, serão detalhadas algumas informações que justificam o alto valor envolvido e a importância de um parque de armazenamento.

2.2.1. Localização em uma Refinaria

Para Barros (2016), parque de armazenamento é a área destinada à armazenagem e transferência de produtos, onde se situam os tanques de armazenamento, armazéns e bombas de transferência de produtos para os tanques.

Ainda conforme o autor, é importante planejar adequadamente o local para construção de um parque de armazenamento, considerando os seguintes aspectos:

- a) Natureza do solo: refere-se ao tipo de fundação para tanque, o qual pode ser direta (superficial) ou profunda (estaqueada).
- b) Necessidade de ampliação: área com disponibilidade para construção de mais tanques no parque de armazenamento.
- c) Facilidade de operação: a movimentação de produtos para os tanques de armazenamento pode ser facilitada com o uso de bombas e aproveitamento da elevação do terreno.
- d) Acesso e segurança operacional: deseja-se que o parque de armazenamento seja livre de vegetação, distante de zonas densamente construídas, isolada do livre acesso de pessoas e animais, porém com acessos adequados para os equipamentos de combate a incêndio.

2.2.2. Classificação

Conforme a Norma Brasileira NBR 7821 (1983), os tanques de armazenamento podem ser classificados como:

2.2.2.1. Tanques sem Teto

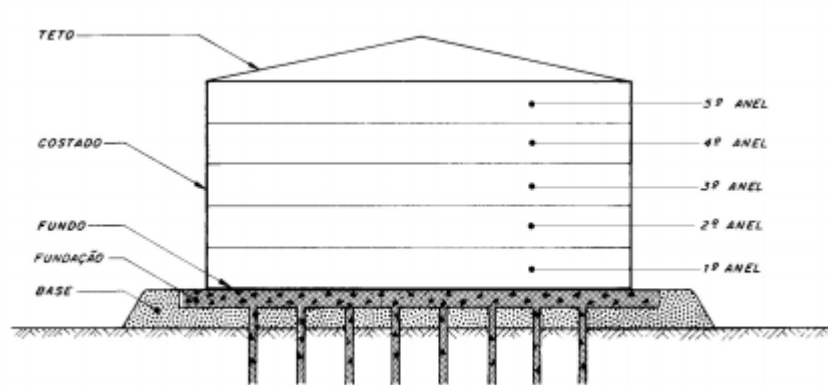
São equipamentos estáticos os quais apresentam a exposição do produto ao ambiente, deste modo, o produto estocado geralmente não deverá provocar contaminação da atmosfera local. Água bruta, retirada de mananciais e rios e sem qualquer tratamento químico, pode ser armazenada nesses tipos de tanques para o atendimento as necessidades da refinaria.

2.2.2.2. Tanques de Teto Fixo (Fixed Roof)

Para Barros (2016, p. 7): “são tanques cujos tetos estão diretamente ligados à parte superior de seus costados. Podem ser autoportantes ou suportados por uma estrutura interna de perfis metálicos. Os tetos autoportantes são apoiados exclusivamente na periferia do costado”. Os tanques de teto fixo possuem as seguintes variações construtivas:

a) Tanques de Teto Cônico (*Cone Roof*): o teto se assemelha a um cone reto. A Figura 9 apresenta os componentes principais de um tanque com teto fixo como o próprio teto fixo, o costado dividido em 5 seções denominadas anéis, fundo, fundação e base.

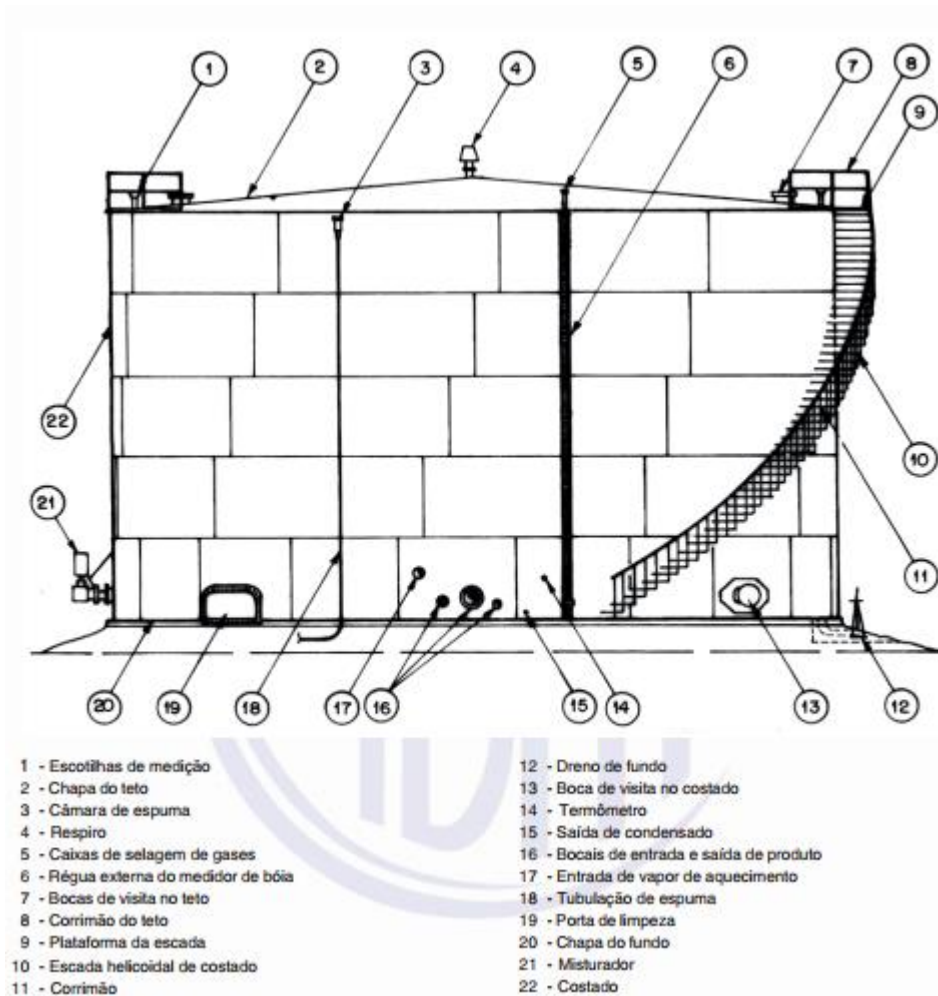
Figura 9- Componentes básicos de um tanque de armazenamento de teto fixo



Fonte: Barros (2016)

A Figura 10 exhibe os componentes de tanques de teto fixo de forma mais detalhada, pois apresenta instrumentos de medição de nível como a régua externa do medidor de boia, instrumento de aferição de temperatura como termômetro instalados no costado do tanque, dispositivo contra sobrepressão e vácuo como o respiro e escada helicoidal de costado para acesso ao teto fixo.

Figura 10- Componentes específicos de tanques de armazenamento de teto fixo



Fonte: ABNT NBR 7821 (1983)

A Figura 11 mostra a disposição de tanques atmosféricos em um parque de armazenamento de derivados de petróleo. Nota-se que os equipamentos estão devidamente espaçados, possuem fácil acesso e estão livre de qualquer vegetação densa ou edificações ao redor.

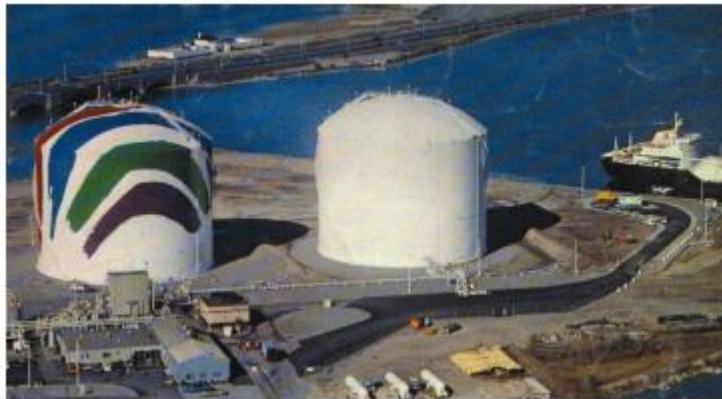
Figura 11- Vista de tanques de teto fixo em um parque de armazenamento de combustíveis



Fonte: Barros (2016)

b) Tanques de Teto em Domo (*Dome Roof*): o teto se assemelha a uma calota esférica e costuma ser autoportante. A Figura 12 apresenta dois tanques com o tipo de teto fixo em domo situado em um porto de carregamento e descarga de navios.

Figura 12- Vista de dois tanques de teto em domo



Fonte: Barros (2016)

c) Tanques de Teto em Gomos (*Umbrella Roof*): variação do teto fixo tipo Domo. Assemelha-se a um polígono regular, pois possui número de lados igual ao número de chapas utilizadas para construção do próprio. A Figura 13 exhibe o tanque de armazenamento atmosférico de teto fixo em gomos. Nota-se que a disposição das chapas metálicas do teto fixo assemelha-se a um “guarda-chuva”.

Figura 13- Vista de um tanque de teto em gomos



Fonte: Barros (2016)

2.2.2.3. Tanques de Teto Flutuante (*Floating-Roof*)

De acordo com Barros (2016, p 12), “são tanques cujos tetos estão diretamente apoiados na superfície do líquido armazenado, no qual flutuam, acompanhando sua movimentação durante os períodos de esvaziamento e enchimento”.

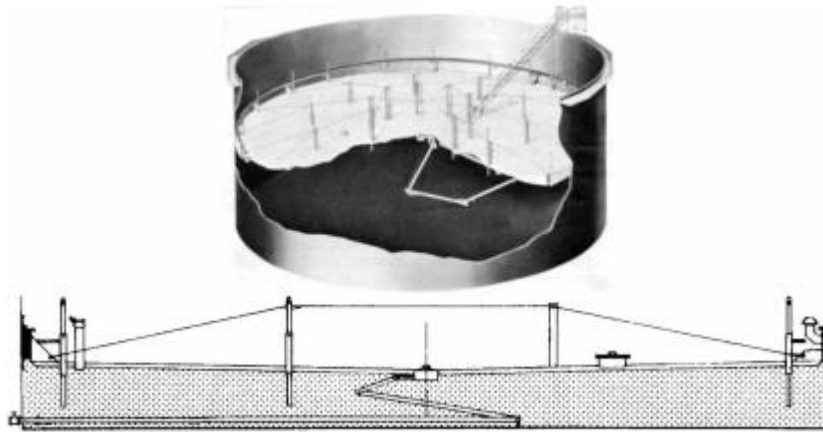
Esse tipo construtivo de teto tem a função de reduzir significativamente a perda de produto por evaporação, através da minimização da camada de vapor de produto entre o teto flutuante e a porção líquida do produto final estocado. O sistema de selagem existente na extremidade do teto e em contato com o costado do tanque bloqueia significativamente a perda de produto por evaporação e, ao mesmo tempo, permite a flutuação do teto sobre o líquido. Os tetos flutuantes podem existir no lado interno de um tanque com teto fixo ou, simplesmente, expostos ao ambiente externo.

O teto flutuante externo apresenta os seguintes tipos construtivos:

a) Teto Flutuante Simples (*Single Deck Pan-Type Floating-Roof*): conforme definido por Barros (2016), consiste essencialmente de um lençol de chapas. É o tipo mais simples e de construção mais barata. A flutuabilidade é precária. Entre os tipos de teto flutuante, é o que apresenta maior perda por evaporação, pois o teto está em contato direto com o produto armazenado e transmite, mais facilmente, a energia solar incidente. Não é mais permitido pelo API 650 como teto flutuante externo.

A Figura 14 ilustra a configuração de um teto flutuante simples em um tanque de armazenamento. Nota-se que o lençol de chapas metálicas está situado em toda extensão do teto. Além disso, há também certa declividade para o centro do teto flutuante a fim de coletar a água de chuva.

Figura 14- Ilustração de um tanque de teto flutuante simples

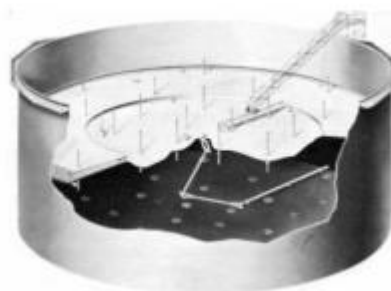


Fonte: Barros (2016)

b) Teto Flutuante com Flutuador na Periferia – Pontão Convencional (*Pontoon Floating-Roof*): segundo Barros (2016), este tipo de teto possui, na construção convencional, um disco central e um flutuador na periferia do teto. Apresenta maior flutuabilidade, menor perda por evaporação e maior custo do que o teto flutuante simples. Além disso, apresentam, principalmente, os seguintes problemas: dificuldade de drenagem de água pluvial do teto; e possibilidade de colapso do teto devido à excessiva pressão de vapor do produto armazenado (bolsão de gás).

A Figura 15 apresenta a configuração básica de um teto flutuante com flutuador na periferia. Os flutuadores são compartimentos selados e vazios no interior. Eles melhoram a flutuação do teto e reduzem significativamente a exposição do produto armazenado no tanque ao aquecimento por raios solares. A principal diferença do teto flutuante simples, visto na Figura 14, com o teto flutuante com flutuador na periferia é a presença dos flutuadores.

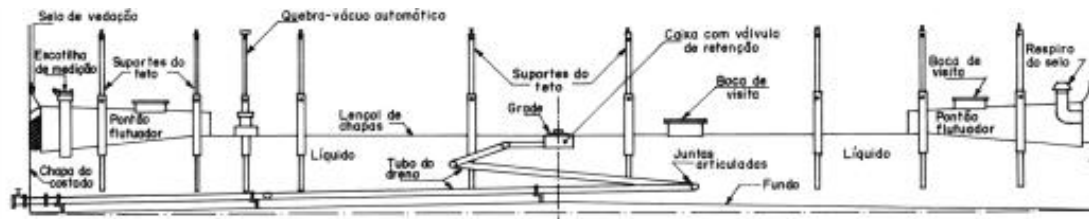
Figura 15- Ilustração do tanque de teto flutuante com flutuador na periferia



Fonte: Barros (2016)

A Figura 16 revela os componentes específicos de um teto flutuante com flutuador na periferia. Nota-se a presença de quebra-vácuo, bocas de visita sobre o teto e o flutuador, escotilha de medição de nível, os próprios flutuadores na periferia do teto flutuante, selo de vedação, dentro outros itens.

Figura 16- Componentes do teto flutuante com flutuador na periferia

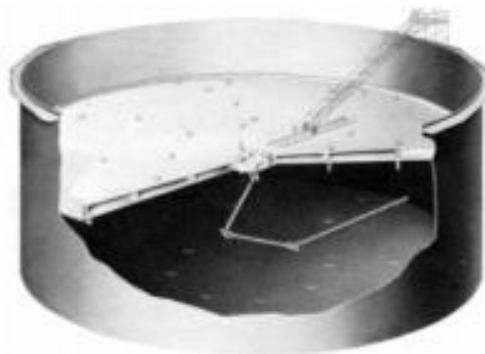


Fonte: ABNT NBR 7821 (1983)

c) Teto Flutuante Duplo (Double-Deck Floating-Roof): conforme mencionado por Barros (2016), esta variação de teto possui dois lençóis de chapas ligados, internamente, por uma estrutura metálica formando compartimentos estanques. É uma estrutura rígida, de excelente flutuabilidade, construção mais cara, porém apresenta a menor perda por evaporação, pois os dois lençóis de chapas formam um colchão de ar que isola termicamente a superfície do líquido armazenado diante da superfície externa do teto.

A Figura 17 exhibe o teto flutuante duplo em um tanque de armazenamento. Devido a presença da dupla camada de lençóis de chapas metálicas, a exposição do produto armazenado ao aquecimento devido aos raios solares se torna muito menor comparado aos tetos flutuantes apresentados anteriormente.

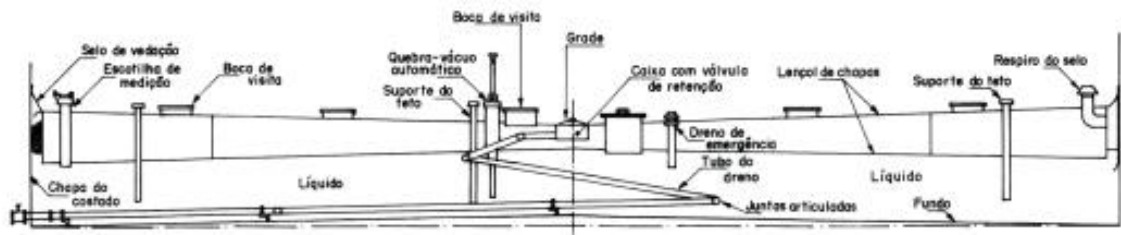
Figura 17- Ilustração de tanque com teto flutuante duplo



Fonte: Barros (2016)

A Figura 18 exibe o teto flutuante duplo. O aumento da rigidez deste tipo de teto é devido a dupla camada de lençóis de chapas metálicas interligadas entre si. Entre as camadas de lençóis de chapas metálicas do teto há compartimentos isolados, também chamados de flutuadores, ao longo de todo o teto flutuante. Esses compartimentos melhoram a flutuação do teto sobre o produto armazenado.

Figura 18- Componentes do teto flutuante duplo



Fonte: ABNT NBR 7821 (1983)

2.2.3. Seleção do Tipo de Tanque de Armazenamento em Função do Produto Armazenado

O Quadro 2 relaciona o tipo de teto de tanque de armazenamento e o produto armazenado. Essa relação considera os seguintes aspectos, segundo a norma interna da empresa: condições ambientais, segurança operacional, valor do equipamento e perdas operacionais.

Quadro 2- Recomendações de tipos usuais de tanques

Produto armazenado	Tipo de tanque (selecionado conforme o projeto)
Produtos leves da faixa de gasolina e nafta leve. Petróleo cru.	— tanque atmosférico de teto flutuante externo; — tanque atmosférico de teto fixo com teto flutuante interno; — tanque atmosférico para pequena pressão interna, segundo a API STD 650 "Annex" F; — tanque para baixa pressão de teto cônico, segundo a API STD 620.
Gasolina de Aviação (GAV).	— tanque atmosférico de teto fixo com teto flutuante interno; — tanque atmosférico para pequena pressão interna, segundo a API STD 650 "Annex" F; — tanque para baixa pressão de teto cônico, segundo a API STD 620.
Álcool etílico hidratado. Metanol.	— tanque atmosférico de teto flutuante externo; — tanque atmosférico de teto fixo com teto flutuante interno.
Biodiesel.	— tanque atmosférico de teto fixo com teto flutuante interno; — tanque atmosférico para pequena pressão interna, segundo a API STD 650 "Annex" F.
Álcool etílico anidro.	— tanque atmosférico de teto fixo com teto flutuante interno.
Óleo diesel classes I e II.	— tanque atmosférico de teto flutuante externo; — tanque atmosférico de teto fixo com teto flutuante interno.
Querosene de Aviação (QAV).	— tanque atmosférico de teto fixo; — tanque atmosférico de teto fixo com teto flutuante interno.
Produtos da faixa de querosene ou mais pesados, tais como: a) nafta pesada; b) querosene; c) óleo diesel classe III; d) residuo de vácuo; e) diesel do FCC ("cycle-oil"); f) óleo combustível; g) resíduos ("slop"); h) óleo lubrificante; i) "flushing-oil"; j) asfalto e cimento asfáltico; k) lastro de navio.	— tanque atmosférico de teto fixo.
Água bruta.	— tanque sem teto.

Fonte: Dados da pesquisa (2020)

O Quadro relaciona o produto armazenado com o tipo de tanque de armazenamento mais adequado. Este vínculo produto-tanque envolve a avaliação da composição química e contaminantes do produto com as características estruturais do tanque. Deste modo, por exemplo, a água bruta pode ser armazenada em tanque sem teto devido a ausência de agentes tóxicos e contaminantes ao meio. Além disso, outro exemplo seria a estocagem de gasolina em tanques atmosféricos de teto flutuante externo para evitar a formação de “bolsões de vapor” entre o produto líquido e o próprio teto e, conseqüentemente, perdas por evaporação.

2.3. Climatologia da Região Norte do Brasil

A climatologia local tem interferência significativa nos processos corrosivos em equipamentos dentro de uma refinaria. Ao tratarmos de tanques de armazenamento atmosféricos na Região Norte do Brasil, teremos condições específicas que contribuirão

determinado tipo de corrosão e morfologia. Sendo assim, serão definidos os principais aspectos contribuintes da climatologia no local em estudo.

De acordo com Nimer (1989), a Região Norte do Brasil possui as seguintes características climáticas e topográficas:

- a) Compreende quase toda região amazônica, a maior extensão da floresta quente e úmida do planeta, que ocupa grande parte do território brasileiro.
- b) Vasta planura, situada próxima o nível do mar.
- c) Possui clima quente com temperatura média anual variando entre 24 e 26 °C.
- d) A umidade relativa é alta, em torno de 80% durante o ano todo.
- e) A média da amplitude térmica diurna, durante o ano, varia entre 8 e 14 °C. Enquanto setembro e outubro são os meses mais quentes, junho, julho e agosto constituem o período mais ameno.
- f) Constitui a região mais pluviosa do Brasil, ou seja, o de maior total pluviométrico anual. O período chuvoso costuma ser nos meses do verão-outono, o máximo pluviométrico geralmente se dá no outono e o mínimo na primavera.
- g) Grande parte do território regional possui, normalmente, um período caracteristicamente seco de pelo menos 1 mês.
- h) Apresenta nebulosidade intensa durante todo o ano.

Nimer (1989) relata que a amplitude térmica diária será maior de acordo com os seguintes fatores: topografia plana; presença de ventos secos e calmos; ausência de vegetação arbórea; solo descoberto; baixa altitude local; e, por fim, distância significativa de grandes superfícies líquidas.

Deste modo, conforme citado por Nimer (1989), conclui-se que a amplitude térmica diária na Região Norte do Brasil é favorecida pela topografia plana e a baixa altitude local. Todavia, a grande cobertura de vegetação, presença de rios largos e volumosos e a intensa nebulosidade ao longo do ano provocam a redução da amplitude térmica. Além disso, outra observação relevante é que quanto maior a proximidade das margens do Rio Amazonas, maior será a influência dos fatores redutores da amplitude térmica diurna.

2.4. Corrosão

A corrosão é um fenômeno químico presente em todos os materiais e seres vivos, inclusive o ser humano. “O açúcar sofre corrosão ao ser colocado na água. Os seres vivos,

incluindo o homem, estão constantemente sofrendo o lento e gradual processo corrosivo do tempo liderado pelos agentes oxidantes do corpo, os chamados radicais livres” (JAMBO; FÓFANO, 2008, p. 3).

Com base no trabalho de Gentil (1996), a corrosão em refinarias de petróleo pode ser definida principalmente como a degradação de um material metálico devido a ação química ou eletroquímica sob influência ou não de esforços mecânicos. Desta maneira, a corrosão tem o potencial de causar alterações prejudiciais indesejáveis ao material, tornando-o inadequado ao uso.

A importância do estudo da corrosão está associada a segurança das instalações e equipamentos industriais, conservar a integridade física e maior disponibilidade operacional do das plantas industriais. Conhecer onde os materiais são susceptíveis a um mecanismo de corrosão e como se dará a ocorrência é fundamental para se evitar paradas não programadas por falha dos equipamentos, acidentes a colaboradores e ao meio ambiente numa refinaria de petróleo.

2.4.1. Natureza dos Processos Corrosivos

As duas principais classificações da natureza dos processos corrosivos estão descritas a seguir.

2.4.1.1. Química

Segundo Nunes e Lobo (2012), os processos de corrosão química são também chamados de corrosão em meio não aquoso, corrosão seca e oxidação em altas temperaturas, pois surgiram com a industrialização, envolvendo operações em temperaturas elevadas. As características principais desse tipo de processo são as seguintes:

- Ocorrem necessariamente na ausência de água líquida;
- Ocorrem, em geral, em temperaturas elevadas, sempre acima do ponto de orvalho;
- Ocorrem devido a interação entre o material e o meio corrosivo e não há deslocamento de elétrons, como em pilhas de corrosão eletroquímica.

2.4.1.2. Eletroquímica

Ainda conforme Nunes e Lobo (2012), as principais características desse tipo de processo corrosivo são as seguintes:

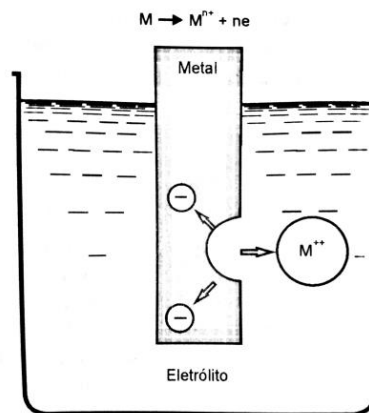
- Ocorrem necessariamente na presença de água líquida;
- Ocorrem em temperaturas abaixo do ponto de orvalho, geralmente na temperatura ambiente;
- Ocorrem devido à formação de pilhas de corrosão ou células eletroquímicas.

2.4.2. Potencial Eletroquímico

O potencial eletroquímico ou também denominado potencial de eletrodo está intrinsecamente ligado ao funcionamento das pilhas eletroquímicas de corrosão. A partir do contato de um metal qualquer a certo eletrólito, desenvolve-se entre eles uma diferença de potencial eletroquímico que pode favorecer ou não o processo corrosivo.

O mecanismo de corrosão será efetivo caso a combinação das características químicas do eletrólito (concentração, temperatura, grau de aeração e grau de agitação) associada as especificações técnicas do metal exposto (processo de fabricação, resistências química e mecânica) favoreçam a ocorrência do dano. A Figura 19 ilustra a interação entre o metal e o eletrólito com atuação da corrosão eletroquímica.

Figura 19- Degradação do metal em meio aquoso



Fonte: Nunes e Lobo (2012)

O Quadro 3 revela uma série galvânica de materiais, considerando o eletrólito como água do mar.

Quadro 3- Série galvânica de materiais metálicos na água do mar

Extremidade Anódica (Menos Nobre)
1. Magnésio e suas ligas
2. Zinco
3. Alumínio comercialmente puro (1100)
4. Cádmio
5. Liga de alumínio (4,5 Cu, 1,5 Mg, 0,6 Mn)
6. Aço-carbono
7. Ferro Fundido
8. Aço Inoxidável (13 Cr ativo)
9. Ni-Resist (ferro fundido com alto níquel)
10. Aço Inoxidável (ativo) AISI-304 (18-8 Cr-Ni)
11. Aço Inoxidável (ativo) AISI-316 (18-10-2 Cr-Ni-Mo)
12. Liga de chumbo e estanho (solda)
13. Chumbo
14. Estanho
15. Níquel (ativo)
16. Inconel (ativo)
17. Latões (Cu-Zn)
18. Cobre
19. Bronze (Cu-Sn)
20. Cuproníqueis (60-90 Cu, 40-10 Ni)
21. Monel (70-30 Ni-Cu)
22. Solda prata
23. Níquel (passivo)
24. Inconel (passivo)
25. Aço Inoxidável ao cromo (11-13 Cr passivo)
26. Aço Inoxidável AISI-304 (passivo)
27. Aço Inoxidável AISI-316 (passivo)
28. Prata
29. Titânio
30. Grafite
31. Ouro
32. Platina
Extremidade Catódica (Mais Nobre)

Fonte: Adaptado de Nunes e Lobo (2012)

Neste quadro, observa-se uma lista de materiais ordenados de acordo com o material mais susceptível a corrosão eletroquímica e o material mais resistente a este tipo de corrosão para uma condição específica de água do mar e condição do meio externo.

2.4.3. Pilhas de Corrosão

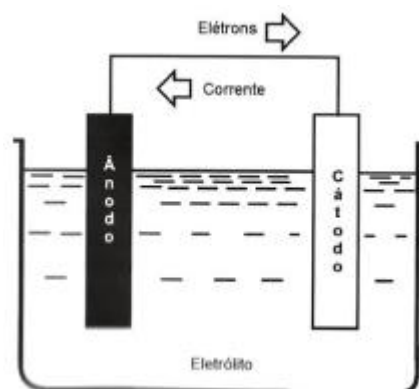
As pilhas de corrosão eletroquímicas, ou nomeadas também como células de corrosão eletroquímica, explicam a deterioração causada em materiais metálicos. As pilhas surgem a partir da diferença de potenciais eletroquímicos em, pelo menos, duas regiões, seja entre dois metais conectados, seja no mesmo metal, ou entre metal e meio aquoso.

Em resumo, Nunes e Lobo (2012) definiram os quatro elementos fundamentais que constituem uma pilha de corrosão, são os seguintes:

- Área anódica: superfície onde se verifica o desgaste e onde ocorrem as reações de oxidação;
- Área catódica: superfície protegida onde não há desgaste e submetidas as reações de redução;
- Eletrólito: solução condutora ou condutor iônico, que envolve simultaneamente as áreas anódicas e catódicas;
- Ligação elétrica: entre as áreas anódicas e catódicas.

A Figura 20 ilustra a pilha de corrosão eletroquímica clássica, pois nela está presente os principais requisitos para degradação do ânodo devido a ligação elétrica com o cátodo imerso em um eletrólito (meio aquoso).

Figura 20- Pilha de corrosão eletroquímica em uma superfície metálica



Fonte: Nunes e Lobo (2012)

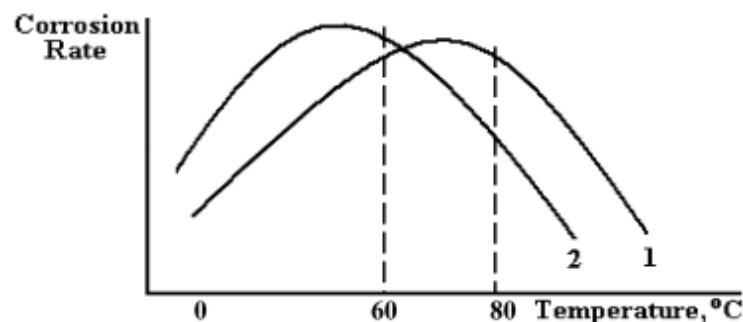
Os principais tipos de pilhas de corrosão identificados em tanques atmosféricos que armazenam gasolina serão descritos a seguir.

2.4.3.1. *Pilha de Temperatura*

De acordo com Gentil (1996) a pilha é constituída por eletrodos de um mesmo material metálico, porém os eletrodos estão em diferentes temperaturas. Esse tipo de pilha ocorre quando o material metálico está imerso em eletrólito e apresenta áreas diferentemente aquecidas. É importante destacar que a elevação de temperatura aumenta a velocidade das reações anódicas e catódicas, bem como a velocidade de difusão, logo torna o processo corrosivo mais rápido.

Entretanto, conforme mostrado no Gráfico 1, a taxa de corrosão do ferro aumenta conforme a temperatura aumenta até atingir como máximo cerca de 60 a 80 °C e, posteriormente, diminui.

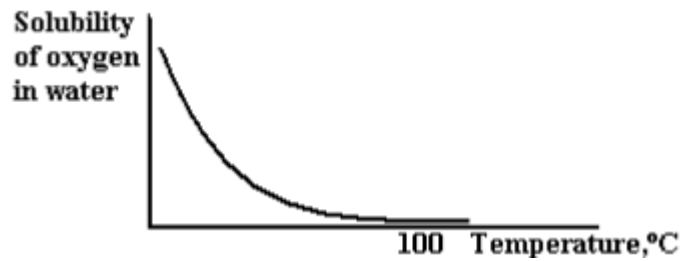
Gráfico 1 - A influência da temperatura na corrosão do ferro em água (1) e solução aquosa neutra de eletrólitos (2)



Fonte: Groysman (2009)

Ainda sobre o Gráfico 1, Groysman (2009) afirma que o oxigênio dissolvido, participante catódico, é responsável pelas curvas no máximo em ambos os casos. Inicialmente, o aumento da temperatura acelera ambas as reações na superfície metálica: dissolução anódica do ferro e redução catódica do oxigênio. O aumento da temperatura também resulta em uma diminuição da solubilidade do oxigênio na água, e próximo dos 100 °C todo oxigênio dissolvido escapa, conforme visto no Gráfico 2 a seguir:

Gráfico 2 - Influência da temperatura da solubilidade do oxigênio na água



Fonte: Groysman (2009)

Diante do exposto, o oxigênio tem grande capacidade influenciar reações de degradação de um material metálico, tanto para acelerar a corrosão quanto para diminuir ou inibir o processo corrosivo. Além disso, podem ser formadas células de aeração diferencial devido as diferentes áreas aquecidas em um mesmo meio aquoso, ou seja, devido as diferenças de concentração de oxigênio dissolvido em um mesmo meio aquoso.

2.4.3.2. *Pilha de Concentração*

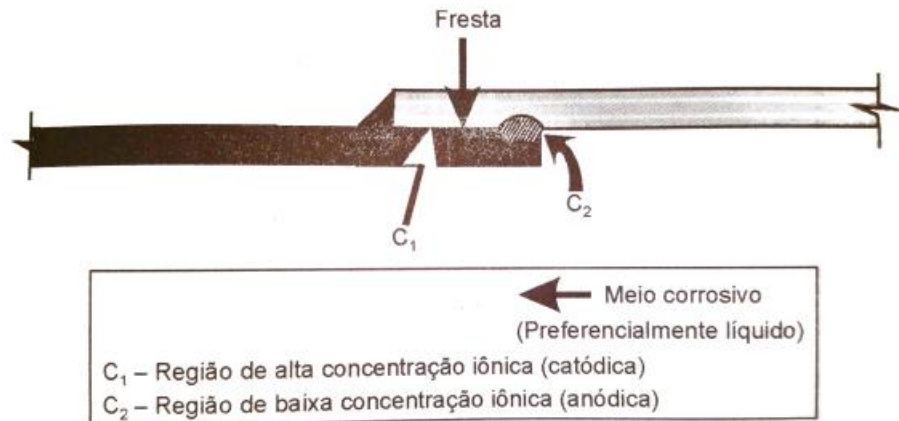
A pilha de concentração pode ser dividida em dois tipos: pilha de concentração iônica; e pilha de aeração diferencial. As pilhas serão detalhadas a seguir:

a) *Pilha de concentração iônica*

Conforme definido por Nunes e Lobo (2012), esta pilha surge sempre que um material metálico é exposto a concentrações diferentes de seus próprios íons. Ela ocorre porque o eletrodo torna-se mais ativo quando decresce a concentração de seus íons no eletrólito. Esta pilha é muito frequente em frestas, quando o meio corrosivo é líquido. Neste caso, o interior da fresta recebe pouca movimentação de eletrólito, tendendo a ficar mais concentrado em íons de metal (área catódica), enquanto que a parte externa da fresta fica menos concentrada (área anódica), com conseqüente corrosão das bordas da fresta.

A Figura 21 mostra de forma esquemática uma pilha de concentração iônica.

Figura 21- Pilha de concentração iônica



Fonte: Nunes e Lobo (2012)

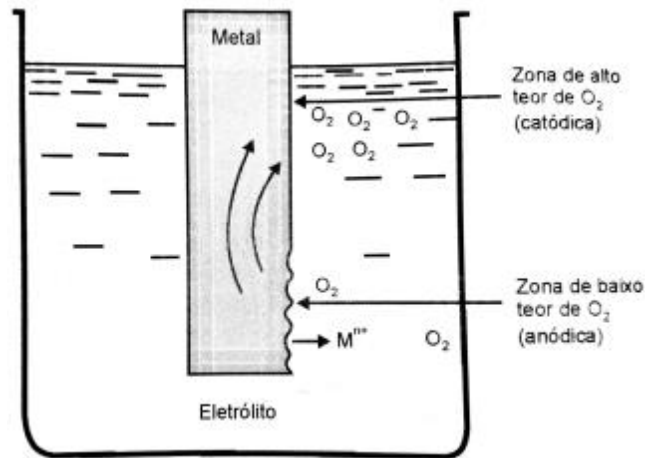
Nesta figura, nota-se duas chapas metálicas unidas por solda em uma junta sobreposta. A presença de um meio líquido abaixo das chapas gerou uma região de alta concentração iônica no interior da fresta (área catódica) e outra região de baixa concentração iônica (área anódica) na borda da chapa inferior e superfície interna da chapa superior. Deste modo, a região de baixa concentração iônica estará susceptível a degradação metálica.

b) Pilha de aeração diferencial ou oxigenação diferencial

Segundo Nunes e Lobo (2012), esta pilha é formada por concentrações diferentes do eletrodo de oxigênio. Ela surge quando há duas regiões de um mesmo material metálico submetidas a concentrações diferentes de oxigênio. Deste modo, a região em contato com a menor concentração de oxigênio (menos aerada) funciona como área anódica, enquanto que a região em contato com a maior concentração de oxigênio (mais aerada) funciona como área catódica.

A pilha de aeração diferencial é ilustrada na Figura 22 a seguir.

Figura 22- Pilha de aeração diferencial



Fonte: Nunes e Lobo (2012)

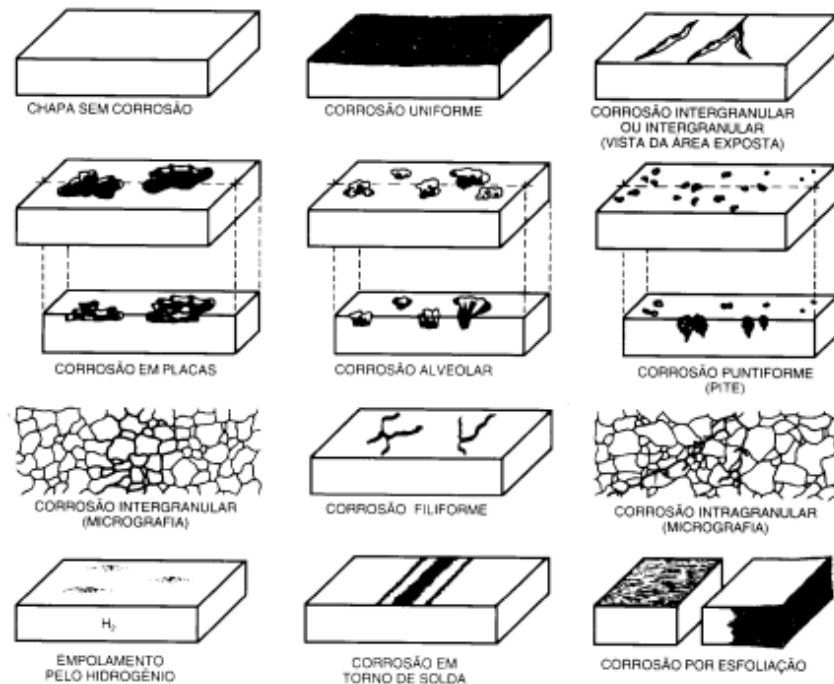
Ainda sobre a Figura 22, verifica-se que a região anódica e a região catódica estão presentes na mesma peça metálica devido a diferença de concentração de oxigênio dissolvido no eletrólito. Deste modo, a região anódica está localizada na zona de baixa concentração de oxigênio dissolvido, enquanto que a catódica está localizada na região de alta concentração de oxigênio dissolvido.

2.4.4. Morfologia da Corrosão

A corrosão se apresenta sob diversas formas. Essas formas são definidas a partir do mecanismo corrosivo em atuação. “A caracterização da forma de corrosão auxilia bastante no esclarecimento do mecanismo e na aplicação de medidas adequadas de proteção” (GENTIL, 1996, p. 39).

A Figura 23 apresenta as formas de corrosão em materiais metálicos. Em seguida, serão descritos os tipos de morfologia os quais contribuem significativamente para elaboração deste trabalho.

Figura 23 - Formas de corrosão em materiais metálicos



Fonte: Gentil (1996)

- a) Uniforme: a corrosão acontece em toda a extensão da superfície exposta ao meio corrosivo, ocorrendo perda uniforme de espessura ao longo desta superfície.
- b) Por placas: “a corrosão se localiza em regiões da superfície metálica e não em toda sua extensão, formando placas com escavações” (GENTIL, 1996, p. 39).
- c) Alveolar: “a corrosão se localiza em regiões da superfície metálica produzindo sulcos ou escavações semelhantes a alvéolos, apresentando fundo arredondado e profundidade geralmente menor que o diâmetro” (GENTIL, 1996, p. 39).

2.4.5. Mecanismo de Corrosão Atual: Corrosão por aeração diferencial em linha d’água

O material metálico, o meio corrosivo e as condições operacionais são variáveis fundamentais para a compreensão de qualquer mecanismo de corrosão. Deste modo, a partir desse estudo, é possível indicar o material mais adequado a ser utilizado em equipamentos ou instalações de uma refinaria. As variáveis podem ser especificadas conforme descrito a seguir:

- “Material metálico: composição química, presença de impurezas, processo de obtenção, tratamentos térmicos e mecânicos, estado da superfície, forma, união de materiais, solda, rebites, etc.), contato com outros metais;” (GENTIL, 1996, p. 45).

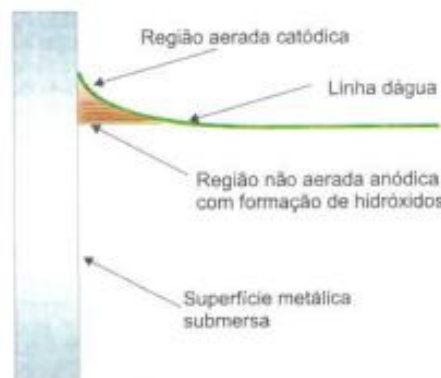
- “Meio corrosivo: composição química, concentração, impurezas, pH, temperatura, teor de oxigênio, pressão, sólidos suspensos;” (GENTIL, 1996, p. 45).
- “Condições operacionais: solicitações mecânicas, movimento relativo entre material metálico e meio, condições de imersão no meio (total ou parcial), meios de proteção contra a corrosão, operação contínua ou iminente” (GENTIL, 1996, p. 45).

Existem inúmeros processos corrosivos com alto potencial de dano aos equipamentos e instalações dentro de uma refinaria, como exemplo podemos citar os seguintes tipos de corrosão: atmosférica; galvânica; por célula oclusa; corrosão-erosão; pelo solo; microbiológica; sob tensão fraturante, dentre outras. A seguir, serão discutidas as principais características do mecanismo de corrosão que contribui significativamente para o processo de deterioração do lado interno do costado de tanques de armazenamento de gasolina em refinarias.

A pilha de corrosão que norteia a corrosão por célula oclusa é a pilha de concentração. “A corrosão por frestas e a corrosão sob depósito são, portanto, casos particulares da corrosão por células oclusas que têm como força motriz a aeração diferencial entre as regiões sob e fora do depósito ou dentro e fora da fresta” (JAMBO; FÓFANO, 2008, p. 26).

Para os mesmos autores, a corrosão em linha d’água é uma variação da corrosão por célula oclusa e é fundamentada na pilha de aeração diferencial. A Figura 24 explica este tipo de corrosão com uma haste metálica imersa parcialmente em água. Neste caso, a área imediatamente acima do “menisco” está mais aerada que a área imediatamente abaixo dele. A corrosão ocorrerá na região menos aerada, logo haverá uma perda localizada de material metálico em toda a interface metal-água.

Figura 24- Corrosão por aeração diferencial



Fonte: Jambo e Fófano (2008)

2.4.6. Influência da Água no Processo Corrosivo

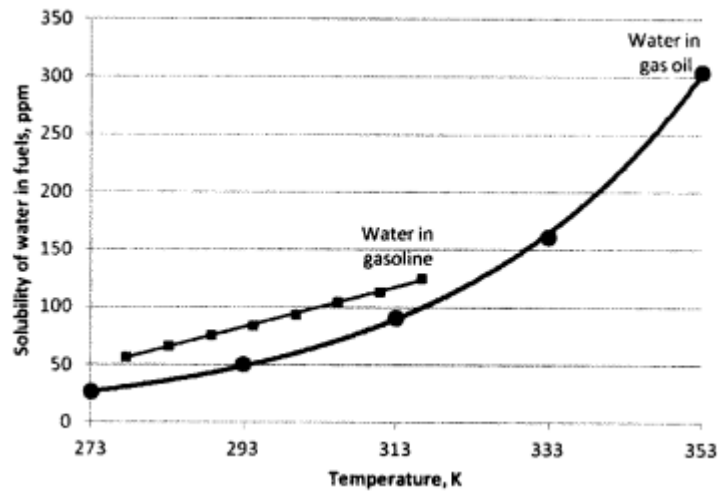
Groysman (2014) explica que os produtos do petróleo podem absorver água do ar durante o transporte, armazenamento em tanques, e distribuição. A quantidade de água absorvida depende da umidade relativa e temperatura do ar. Quanto mais úmido o ar, maior será a quantidade de vapor d'água dissolvido nos derivados de petróleo.

A água de chuva pode passar entre o selo de vedação dos tetos de tanques flutuantes e o costado do tanque, pois, geralmente, essa vedação não é perfeita. Deste modo, os combustíveis que estão próximos de uma interface com água, ou o próprio ar ambiente, restauram o equilíbrio com água rapidamente.

Para Groysman (2014), a água presente em combustíveis costuma ser: “pura”; ou conter sais dissolvidos e outros eletrólitos. Nesse sentido, na presença de água contendo eletrólitos, quando ocorrer a queda de temperatura abaixo do ponto de orvalho, haverá formação de água líquida na superfície metálica do equipamento e resultará em corrosão. Para o autor: “a água pode existir em três formas diferentes nos combustíveis: dissolvido no combustível; como emulsão água-combustível; e como fase separada (livre ou água não dissolvida)” (GROYSMAN, 2014, p. 13).

A água dissolvida terá as moléculas de água distribuídas entre moléculas de hidrocarbonetos. A emulsão água-combustível é a presença de gotículas de água dispersos no interior do combustível, desta forma, estes líquidos são considerados imiscíveis e separados por uma interface. A água livre é uma fase líquida separada do combustível, seja por meio gotas visíveis a olho nu, seja pela formação de uma camada decantada no fundo do tanque.

O Gráfico 3 abaixo ilustra como funciona a interação entre água – temperatura – gasolina e óleo combustível: quanto maior a temperatura do combustível, maior será a quantidade de água dissolvida no conteúdo líquido do combustível em questão, destacando que a gasolina tem a capacidade de dissolver mais água do que o óleo combustível na mesma temperatura.

Gráfico 3 - Solubilidade da água na gasolina e gasóleo em relação a temperatura

Fonte: Groyzman (2014)

De acordo com Groyzman (2014), a solubilidade da água em combustíveis aumenta conforme seja a composição do combustível, ordenados da seguinte forma: alcanos < cicloalcanos < alquenos (olefinas) < aromáticos. Quanto maior a massa molecular dos alcanos e menor a temperatura do combustível, menor será a solubilidade⁴. Portanto, a solubilidade da água em gasolina é maior do que em gasóleo, como foi visto no Gráfico 3.

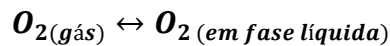
Portanto, a emulsão água-combustível e água livre tem grande potencial para causar corrosão em equipamentos industriais contendo combustíveis. Já a água dissolvida geralmente não provoca danos por corrosão, somente se houver perda de temperatura do meio líquido e formação de água livre residual.

2.4.7. Influência do Oxigênio no Processo Corrosivo

Para Groyzman (2014), os constituintes gasosos do ar ambiente (oxigênio, nitrogênio, dióxido de carbono, gases inertes, e vapor d'água) se dissolvem parcialmente nos combustíveis quando ambos estão em contato. Com relação as moléculas apolares de oxigênio, essas se dissolvem bem em hidrocarbonetos apolares e são transportadas por longas distâncias durante vários processos de aeração: transferência, bombeamento, derramamento, enchimento, esvaziamento, filtração e estocagem de combustíveis.

⁴ Solubilidade: Referente ao sistema combustível – água, é a quantidade de água (soluto) dissolvida em combustível (solvente) abaixo do ponto de saturação. Fonte: Groyzman, 2014.

Segundo Groysman (2014), o oxigênio dissolvido em combustíveis é consumido em dois processos principais que ocorrem no interior do meio líquido: oxidação dos componentes de hidrocarboneto e corrosão de metais. Ambos os processos são limitados pela difusão do oxigênio nos combustíveis. Isto significa que a taxa de ambos os processos de oxidação é maior do que a taxa de difusão do oxigênio, e como resultado a concentração de oxigênio dissolvido em combustíveis aumentará e alcançará o valor máximo chamado solubilidade⁵.



Conforme Groysman (2014), a solubilidade do oxigênio em hidrocarbonetos e combustíveis pode ser descrita a seguir:

- A solubilidade do oxigênio depende de três fatores: temperatura, pressão e o tipo de combustível.
- A solubilidade do oxigênio diminui com o aumento da densidade, peso molecular e ponto de ebulição dos hidrocarbonetos. A solubilidade do oxigênio em hidrocarbonetos líquidos e combustíveis é de 10 a 100 vezes maior do que em água na mesma temperatura. A solubilidade do oxigênio pode ser escalonada conforme segue: gasolina (nafta) > querosene (combustível de aviação) > gasóleo (diesel) > óleo combustível >> água.
- A solubilidade do oxigênio diminui com o aumento da temperatura.
- Se o combustível está saturado por um gás qualquer, outro gás não consegue se dissolver no interior do combustível. Deste modo, o combustível saturado por um gás inerte (nitrogênio), possivelmente evitará a dissolução de oxigênio no combustível e, portanto, a corrosão metálica e oxidação do combustível.

Groysman (2014) também explica que é difícil isolar totalmente combustíveis do ambiente externo durante a produção, transporte, armazenamento e uso de grandes quantidades de combustíveis. Portanto, a corrosão com a participação do oxigênio dissolvido é inevitável. O uso de métodos de monitoramento e controle da corrosão de construção metálicas diferentes em contato com combustíveis se faz necessário.

⁵ Solubilidade: é um limite máximo de concentração de oxigênio dissolvido em equilíbrio no líquido onde envolve moléculas de oxigênio em fase gasosa. Fonte: Groysman, 2014.

2.4.8. Controle da Corrosão

Para Gentil (1996), o conceito de monitoramento da corrosão se baseia em uma forma sistemática de medição da corrosão ou da degradação de um determinado componente de um equipamento, a fim de auxiliar a compreensão do processo corrosivo. Esta coleta de informações podem ser devidamente trabalhadas e servir para amparar as decisões a serem adotadas pelas equipes de manutenção e de engenharia da corrosão das unidades de produção. Sendo assim, o controle da corrosão geralmente é empregado principalmente em instalações e equipamentos de grande responsabilidade, que requerem um nível de controle elevado.

Gentil (1996) classifica os métodos de monitoramento da corrosão conforme a seguir:

a) Não-destrutivos: são indispensáveis para indicar a presença de ataque, fissuras, trincas, reduções de espessura de parede, defeitos internos, vazamentos, porosidades e outras formas de dano. São empregados por ocasião das paradas ou com equipamentos em operação. Os exemplos mais comuns em petroquímicas são ultrassom, correntes parasitas (Eddy Currents), emissão acústica, radiografia, partícula magnética, líquido penetrante, exame visual, termografia, etc.;

b) Analíticos: são extremamente úteis para os casos de corrosão controlados por parâmetros de meio, como, por exemplo, a corrosão em águas ácidas contaminadas por H_2S , em que o pH, a concentração de cianeto livre e a qualidade da água são as principais variáveis de controle do processo corrosivo. Os exemplos mais comuns encontrados em refinarias são análise química, medidas de pH, teor de oxigênio e da atividade microbológica;

c) Métodos de engenharia de corrosão: Permitem a caracterização do estado eletroquímico (se ativo ou passivo) do material em avaliação, bem como possibilitam a determinação da velocidade instantânea de corrosão. Envolvem basicamente medidas de potencial e de corrente. Deste modo, possibilitam a captação e análise contínua dos resultados de forma online, como também a detecção de alterações sensíveis na cinética do processo corrosivo. Os exemplos de métodos não eletroquímicos são os cupons de corrosão e a resistência elétrica e os exemplos de métodos eletroquímicos são a resistência à polarização, potencial de corrosão, amperimetria de resistência nula e impedância eletroquímica.

2.4.9. Programa de Controle de Corrosão

A implementação de um programa de controle de corrosão eficiente envolve o conhecimento da engenharia de corrosão, dos materiais dos componentes dos equipamentos envolvidos, da velocidade de degradação do processo corrosivo e dos parâmetros ou variáveis operacionais do processo produtivo. Todas estas informações devem estar devidamente esclarecidas para se definir a ação corretiva mais viável e efetiva a ser adotada.

Conforme definido por Gentil (1996), os objetivos principais de um programa de monitoramento de corrosão são os seguintes:

- Caracterização da natureza do ataque corrosivo.
- Determinação da taxa de corrosão.
- Avaliação dos procedimentos de prevenção e controle de corrosão eventualmente adotados.
- Análise de falhas decorrentes de problemas de corrosão.
- Auxílio no desenvolvimento de novas formas de controle da corrosão e de pesquisa de natureza tecnológica na área de corrosão e proteção.
- Execução de testes e ensaios de avaliação do comportamento de materiais, inibidores e revestimentos, tanto em campo como em laboratório.

2.4.10. Métodos de Controle de Corrosão em Refinarias de Petróleo

Os métodos de proteção contra corrosão eletroquímica visam bloquear ou controlar a formação de as pilhas de corrosão. Nesse sentido, é possível intervir no metal, no meio corrosivo, nos potenciais das pilhas e no contato metal-eletrólito.

Para Nunes e Lobo (2012), os principais métodos de combate à corrosão eletroquímica estão listados a seguir.

2.4.10.1. Métodos de proteção baseados na resistência à corrosão dos materiais

“Consiste na utilização de metais ou ligas metálicas de maior resistência à corrosão, ou, mais propriamente, na seleção de um material metálico mais adequado a um determinado meio corrosivo “(NUNES; LOBO, 2012, p. 27). A adição de ligas metálicas em materiais

ferrosos, o uso de ligas não ferrosas, a aplicação de tratamento térmico de alívio de tensões internas tornam atingem o grau de resistência à corrosão requerida.

Geralmente, a utilização do aço-carbono associado a outros métodos de proteção anticorrosiva é preferível e comumente aplicada em refinarias de petróleo. As ligas metálicas e os materiais não ferrosos resistentes à corrosão costumam ser mais caros, deste modo, são aplicadas somente onde a severidade da corrosão é alta e após um estudo de viabilidade econômica e operacional em comparação com o aço-carbono associado um método de proteção anticorrosiva.

2.4.10.2. *Práticas de projeto*

Tem como objetivo evitar o desenvolvimento de pilhas de corrosão já projeto conceitual, bem como permitir o controle da corrosão quando a ocorrência do processo corrosivo já é prevista. São exemplos de práticas de projeto:

- Evitar frestas;
- Evitar o contato entre metais dissimilares onde é previsto um meio aquoso entre ambos;
- Manter preferencialmente as áreas anódicas maiores que as áreas catódicas;
- Prever sobresspessura de corrosão onde a corrosão for preferencialmente uniforme;
- Evitar cantos vivos devido a não garantia efetiva da aderência da pintura industrial;
- Prever fácil acesso para a manutenção de áreas suscetíveis à corrosão;
- Prever drenagem de águas pluviais: as águas pluviais, ou de qualquer outra origem.

2.4.10.3. *Modificações do meio corrosivo*

“São métodos que visam modificar a agressividade do meio corrosivo através de alterações nas suas características físicas ou químicas, ou ainda através de adição ao meio de determinados compostos” (NUNES; LOBO, 2012, p. 30). São exemplos de modificações do meio corrosivo:

- Diminuição da temperatura;
- Diminuição da velocidade do eletrólito;
- Controle de pH;
- Diminuição da umidade;
- Emprego da desaeração associada a redução de oxigênio no meio;
- Emprego de inibidores de corrosão.

2.4.10.4. *Revestimentos*

Segundo Nunes e Lobo (2012), os revestimentos, quando aplicados sobre uma superfície metálica, constituem-se fundamentalmente em uma barreira entre o metal e o meio corrosivo. Os principais tipos de revestimentos empregados no combate e controle da corrosão são:

- Revestimentos metálicos;
- Revestimentos não metálicos inorgânicos;
- Revestimentos orgânicos.

2.4.10.5. *Proteção catódica*

O objetivo deste método de controle de corrosão é transformar um componente, estrutura ou equipamento em cátodo de uma pilha de corrosão, logo não sofrerá corrosão. “A proteção catódica é empregada para estruturas enterradas ou submersas. Não pode ser usada em estruturas aéreas, em face da necessidade de um eletrólito contínuo, o que não se dispõe na atmosfera” (NUNES; LOBO, 2012, p. 34).

2.4.11. Métodos de Controle de Corrosão em Tanques de Armazenamento de Combustíveis

Conforme mencionado por Groysman (2009), as medidas de proteção incluem:

- Drenar o tanque;
- Remover a borra localizada no fundo do tanque;

- Encher o tanque até o nível máximo permitido;
- Remoção de umidade através da entrada por meio dos respiros e dispositivos de pressão e vácuo;
- Purga com gás inerte (geralmente nitrogênio seco);
- Armazenamento de combustíveis sob pressão de gás inerte livre de vapor d'água e oxigênio;
- Tratamento de combustíveis por meio da remoção de componentes corrosivos e agressivos como o sulfeto de hidrogênio, água, e oxigênio através do uso de coalescedores e outras técnicas de extração.

“As películas de tintas orgânicas permanecem como a técnica de proteção anticorrosiva mais aplicada em tanques de armazenamento atmosférico. As películas de tinta metálicas de zinco e alumínio são usadas para a proteção da superfície interna contra corrosão em tanques.” (GROYSMAN, 2009, p. 142).

A proteção catódica não é usada no interior de tanques de armazenamento atmosféricos, pois os combustíveis não são considerados eletrólitos. Os anodos de sacrifício são barras sólidas de zinco ou alumínio soldadas no fundo dos tanques. Os anodos são comumente empregados como métodos de controle de corrosão, pois eles são instalados onde existem a camada de água decantada em tanques de armazenamento de combustíveis. Portanto, exercem a função de área anódica e protegem as chapas de fundo (área catódica) contra corrosão.

2.4.12. Taxa de Corrosão e Vida Residual do Equipamento

A taxa de corrosão é uma medida associada a perda de espessura de certo componente do equipamento em um intervalo de tempo. Deste modo, é possível determinar o tempo estimado até a falha do componente, ou seja, até o consumo de toda espessura do componente e perda de contenção do equipamento. Como o equipamento geralmente possui vários componentes, o componente que apresenta maior taxa de corrosão determina a vida residual do equipamento.

A sobresspessura de corrosão é um acréscimo de espessura além daquela requerida para suportar as condições operacionais durante o funcionamento do equipamento. A

sobresspessura de corrosão tem como finalidade compensar a perda por corrosão durante o tempo de vida previsto para utilização do equipamento.

A taxa de corrosão e vida residual do equipamento é aplicável em componentes de equipamento sujeitos a corrosão uniforme. Entretanto, tais componentes podem estar também sujeitos a outros processos corrosivos e, conseqüentemente, formas de corrosão como trincas e pites. Portanto, a avaliação cautelosa e a definição de todos os fatores possíveis que contribuem para a degradação de cada componente do equipamento são fundamentais para estimar vida residual do equipamento de forma segura.

3 METODOLOGIA

A metodologia de pesquisa usada neste trabalho abrange conceitos da pesquisa qualitativa e quantitativa. Isto é, a abordagem pode ser considerada quali-quantitativa, pois envolve análise de informações do mecanismo de corrosão, em conjunto com métodos matemáticos, para avaliação da taxa de corrosão e vida remanescente do componente do tanque sujeito ao dano.

Para Silveira e Córdova (2009), as características da pesquisa qualitativa são: compreender, explicar e buscar resultados os mais fidedignos possíveis. A abordagem qualitativa se justifica pela busca da fundamentação teórica detalhada referente ao tema “Corrosão Eletroquímica” a fim de reconhecer a problemática a partir da simples observação.

Para Fonseca (2002, p. 20), a pesquisa quantitativa se centra na objetividade, recorre à linguagem matemática para descrever as causas de um fenômeno, as relações entre variáveis, etc. Nesse sentido, neste trabalho usaremos a pesquisa quantitativa para mensurar a espessura da chapa corroída causada pela corrosão eletroquímica no costado do tanque de armazenamento de gasolina G-03, a partir da utilização de instrumentos de medição, e comparar com histórico de medições anteriores.

A aplicação prática de todo conhecimento abordado no trabalho é de suma importância para as atividades no parque de tancagem⁶ de uma refinaria de petróleo, pois serve de base para otimizar os recursos da refinaria para o planejamento de manutenção do equipamento no momento ideal. Portanto, quanto a natureza, o trabalho reúne características de uma pesquisa aplicada.

Segundo Gil (2007), a pesquisa explicativa se preocupa em identificar os fatores que determinam ou que contribuem para a ocorrência dos fenômenos, portanto, este tipo de pesquisa explica o porquê das coisas através dos resultados oferecidos. O estudo de caso visa conhecer em profundidade o como e o porquê de uma determinada situação que se supõe ser única em muitos aspectos, procurando descobrir o que há nela de mais essencial e característico. Sendo assim, o trabalho apresenta características de pesquisa explicativa, assemelhando-se prioritariamente a um estudo de caso, pois se trata da caracterização de um problema, avaliação dos resultados descritos e aplicação de soluções satisfatórias em um cenário bem definido.

Para o desenvolvimento deste trabalho, foram seguidas as seguintes fases:

⁶ Parque de tancagem: área de uma refinaria onde se concentra os tanques de armazenamento de petróleo e seus derivados.

- a) Fase 1- Definição dos objetivos: foram definidos os objetivos gerais e específicos para decisão do resultado desejado para o trabalho;
- b) Fase 2- Revisão Bibliográfica: foi realizado um levantamento bibliográfico, com pesquisas em livros e normas técnicas para análise desses materiais que abordam sobre a corrosão eletroquímica em um tanque atmosférico de armazenamento de gasolina situado na Região Norte do Brasil, que possam servir de base para a composição e desenvolvimento do trabalho;
- c) Fase 3- Coleta e análise de dados: foi feito um levantamento dos principais dados necessários para a análise do processo estudado; foram recolhidos diretamente no tanque de armazenamento atmosférico de gasolina estudado, para identificação da morfologia do dano e condições suficientes para que ocorra o processo corrosivo, fazendo assim um registro de evidências para construir uma base de dados que irá legitimar o estudo. Por fim, foi feita uma análise dos dados de campo e histórico do equipamento no que deverá resultar em interpretações e descrições alternativas;
- d) Fase 4- Definição e implementação da metodologia: Para comprovar a investigação foi feita uma análise dos resultados, definindo assim métodos de inspeção para detecção e acompanhamento do dano e formas de intervenção convencionais para inibir o início do processo de corrosão no tanque em estudo;
- e) Fase 5- Escrita do trabalho: descrição detalhada do mecanismo de dano estudado, das ferramentas utilizadas para o estudo e desenvolvimento do trabalho e todos os meios necessários para a implementação, bem como as conclusões obtidas através desse estudo e sugestões para trabalhos futuros.

Em suma, as etapas aqui descritas foram delineadas com o intuito de atingir ao objetivo do trabalho, bem como trazer novas contribuições para a literatura a partir das investigações do local de estudo.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo tem como objetivo apresentar os principais resultados e discussões do presente trabalho. Para isso, inicialmente são apresentadas as características gerais do espaço de estudo, descrevendo-se os métodos qualitativos e quantitativos de acompanhamento da corrosão, a identificação da corrosão e os métodos utilizados para sanar o problema.

4.1. Características Estruturais e Aspectos Locacionais do Tanque G-03

O tanque de armazenamento atmosférico de gasolina G-03 estava localizado em uma refinaria da Região Norte do Brasil. Este tanque era alocado dentro do parque de armazenamento de combustíveis, onde se concentravam a maioria dos tanques de armazenamento de combustíveis desta refinaria. A Figura 25 ilustra uma vista geral do tanque em avaliação.

Figura 25- Vista geral do tanque G-03 no parque de armazenamento de combustíveis



Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2020)

Conforme as recomendações do Quadro 2 (Recomendações de tipos usuais de tanques), o tanque de estocagem de gasolina G-03 apresentava teto flutuante externo com flutuador na periferia. Ressalta-se que os flutuadores são compartimentos isolados ao longo do perímetro circunferencial do tanque. Estes compartimentos contribuem para a flutuação do teto sobre o combustível. Além disso, o teto flutuante é externo porque não apresenta teto fixo como cobertura adicional, deste modo, as chapas metálicas do teto ficam diretamente expostas

as condições climáticas da região, como elevadas temperaturas, alta umidade e chuvas frequentes ao longo do ano. A Figura 26 abaixo exhibe estas características:

Figura 26- Vista do lado interno do tanque G-03



Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2020)

O costado do tanque G-03 é seccionado em 6 anéis soldados uns aos outros. Os anéis são constituídos de chapas de aço-carbono com as especificações técnicas da norma ASTM A 283 Gr C⁷. As chapas possuem dimensões comerciais de aproximadamente 2440 x 12000 milímetros. Os dados gerais do equipamento pode ser visto no Quadro 4 abaixo.

Quadro 4- Dados gerais do tanque G-03

SERVIÇO: GASOLINA			QUANTIDADE: 1		
ITEM	DESCRIÇÃO	REV.	ITEM	DESCRIÇÃO	REV.
DADOS GERAIS	1 TIPO DE TETO: FLUTUANTE		41 TIPO DE TETO: PONTÃO		
	2		42 SELO DE VEDAÇÃO PRIMÁRIO: PW (N-1742)		
	3 CAPACIDADE NOMINAL: 5100 m ³		43 SELO DE VEDAÇÃO SECUNDÁRIO: -		
	4 DIÂMETRO NOMINAL: 21 m		44 DRENO DE TETO: SIM TIPO DRENO DE TETO: ARTICULADO		
	5 ALTURA NOMINAL: 14,716 m		45		
	6 FATOR CORRIGIDO: N/A m3/mm		46 DIÂMETRO: P.F.		
OPERAÇÃO	7 PRODUTO ARMAZENADO: GASOLINA		47 CHAPAS COSTADO: ASTM A283 C		
	8 DENSIDADE: 0,751 VISC.: 0,65 cP		48 CHAPAS FUNDO: ASTM A283 C		
	9 PRESSÃO DE VAPOR NA TEMP. ARMAZ.: 0,70 a 20°C kgf/cm ² abs		49 CHAPAS TETO/IDOMO: ASTM A283 C		
	10 PONTO DE FULGOR: AMBIENTE °C		50 FLANGES BOCAIS: ASTM A-181 Cl 60		
	11 TEMPERATURA: 37,8 °C PRESSÃO MAN ATM kgf/cm ²		51 BOCAIS DE VISITA: ASTM A283 C		
	12 NORMA DE PROJETO: API 650 ED. 1980 REV. 1 (1984)		52 PORTAS DE LIMPEZA: ASTM A283 C		
	13 TEMPERATURA DE PROJETO (MÍN./MÁX.): 50 °C		53 PESCOÇOS BOCAIS: ASTM A-53 Gr. B		
	14 TEMPERATURA AMBIENTE (MÍN./MÁX.): 20 °C		54 LUVAS: ASTM A105		
	15 PRESSÃO PROJETO: 40 mmH ₂ O VÁCUO PROJ. 40 mmH ₂ O		55 TUBOS INTERNOS: ASTM A-53 Gr. B		
	16 VAZÃO MÁXIMA PRODUTO - ENTRADA: 1000 m ³ /h		56 PERFIS ESTRUTURAIS: ASTM A-36		
	17 VAZÃO MÁXIMA PRODUTO - SAÍDA: 550 m ³ /h		57 TUBOS DE SERPENTINA: -		
PROJETO	18 ALÍVIO NA OPERAÇÃO NORMAL: -		58 ACESSÓRIOS DE SERPENTINA: -		
	19 DISP. EMERGÊNCIA: -		59 PARAFUSOS: ASTM A193 Gr. B7		
	20 CALIBRAÇÃO DOS DISP P/SOBRE E/OU SUBPRESSÃO PD: - mmH ₂ O		60 PORCAS: A-194 Gr 2H		
	21 SOBRECARGA SOBRE O TETO: 100 kgf/m ²		61 JUNTAS: AMANTO COMPRIMIDO		
	22 DECLIVIDADES TETO: - DECLIVIDADES FUND. 1:120		62 TIPO DE FUNDAÇÃO: ANEL DE CONCRETO		
	23 TIPO DECLIV. FUNI -		63 REACALQUE TOTAL: -		
	24 PRECIPITAÇÃO PLUVIOMÉTRICA MÁX.: 6,2 mm/h		64 DIFERENCIAL: -		
	25 VELOCIDADE DO VENTO: NBR 6123 m/s		65 NA USINA: -		

Fonte: Dados da pesquisa (2020)

⁷ American Society for Testing and Materials (ASTM), trata-se de uma norma internacional que diz respeito as chapas de aço de carbono quanto à resistência mecânica. Maiores informações: <<https://www.astm.org/>>

Os dados gerais do tanque descrevem as características estruturais do tanque, características básicas do produto armazenado, tipos de material empregado para cada componente instalado no tanque, dentre outros aspectos.

Salienta-se que cada anel do costado possui uma espessura específica, visto que cada anel do tanque estará sujeito a certa quantidade de coluna de combustível líquido. Nesse contexto, os anéis inferiores de tanques de armazenamento geralmente possuem espessuras maiores para suportar o peso da coluna de líquido armazenado. Já os anéis superiores possuem uma coluna de líquido menor, logo, sofrem menores solicitações mecânicas. No caso do tanque G-03, esse esquema pode ser visualizado no Quadro 5 abaixo.

Quadro 5-Espessura dos anéis do costado do tanque G-03

DIMENSÕES DAS CHAPAS																			
	FUNDO		ANÉIS DO COSTADO (VER NOTA 1)														TETO		
	ANEL PERIFÉR.	CENTRO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		15	16
ESPESSURAS NOMINAIS (mm)	8	6,3	16	16	12,5	9,5	8	6,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,75
SOBRESP. CORROSÃO (mm)	-	-	6	6	5	5	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LARGURA (mm)	2440	2440	2440	2440	2440	2440	2440	2440	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1800
COMPRIMENTO (mm)	12000	12000	#####	#####	#####	#####	#####	#####	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6000

Fonte: Dados da pesquisa (2020)

No Quadro 5, as dimensões das chapas do teto, fundo e costado do tanque G-03 são especificadas quanto a largura, comprimento, espessura e sobresspessura de corrosão. É importante evidenciar que o costado possui dimensões específicas de chapas para cada um dos 6 anéis existentes.

4.2. Métodos Qualitativos: identificação visual de dano no componente do tanque

Ao observar o lado interno do costado do tanque, verificou-se que o 6º anel apresentava a coloração predominantemente mais clara e os demais anéis apresentaram cor marrom. Essa distorção de cores ao longo dos anéis do costado indicaram falha na película de tinta, conforme pode ser visto na Figura 27. Com a exposição a longo prazo aos raios ultravioletas, as chuvas, a umidade do ambiente, o contato com o produto armazenado, esta película sofreu degradação e perda das características de proteção anticorrosiva. Deste modo, água e combustível permearam a camada de tinta e atingiram a chapa metálica do costado.

Figura 27- Estado da pintura na superfície interna do costado do tanque G-03



Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2020)

A coloração clara da película de tinta no lado interno do costado indicava aderência a superfície metálica, porém não garantia a barreira necessária como proteção anticorrosiva. Já a coloração marrom indicava ausência de película de tinta. Neste último caso, observou-se que o ar ambiente, água da chuva e a própria gasolina armazenada entraram em contato direto com a superfície metálica do costado.

O contato do teto flutuante com o costado era realizado por meio do sistema de selagem. Este sistema de selagem era composto basicamente por uma barra emborrachada, denominada de Perfil D, em contato direto com o costado e uma “chapa-mola”, a qual era responsável por manter o Perfil D pressionado contra o costado.

A Figura 28 ilustra o sistema de selagem instalado no tanque G-03. Observa-se a presença das “chapas-mola” conectadas em uma extremidade com o teto flutuante e na outra extremidade ao Perfil D. Nessa configuração, se torna evidente a barreira que o sistema de selagem exerce contra a entrada de água de chuva para o interior do tanque e contra a perda de produto armazenado por evaporação.

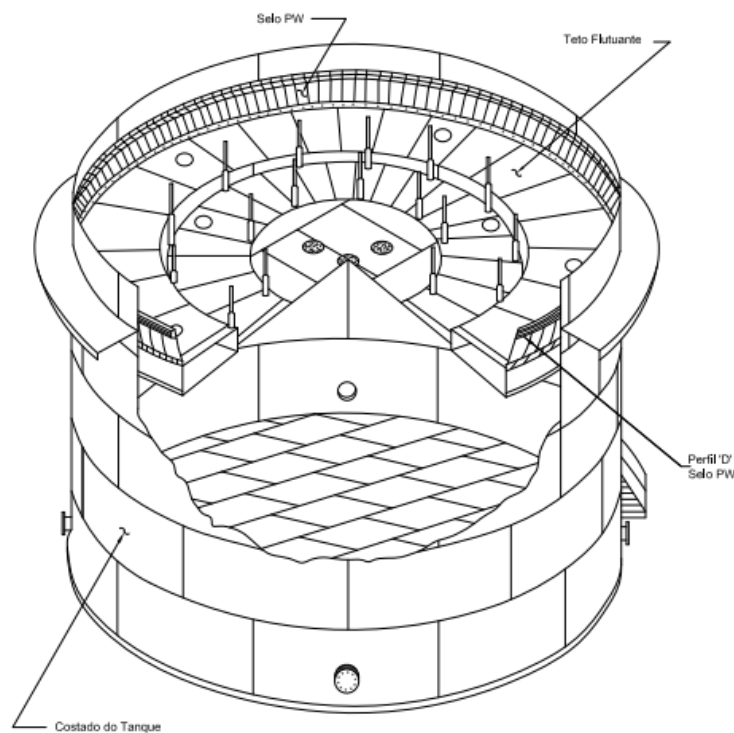
Figura 28- Sistema de selagem do tanque G-03



Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2020)

No que diz respeito à configuração do projeto de um teto flutuante externo com flutuadores na periferia, a Figura 29 ilustra um lençol de chapas metálicas posicionadas ao centro e compartimentos isolados na borda do teto. Para permitir a estabilidade durante a movimentação do teto, existe o conjunto “chapas-mola” que apoia o teto flutuante contra o costado. Esta figura ilustra em corte parcial a vista interna do tanque de armazenamento.

Figura 29- Ilustração do sistema de selagem



Fonte: Dados de Pesquisa (2020)

A pressão exercida pela “chapa-mola” na barra emborrachada funcionava como barreira contra a entrada de água de chuva e, conseqüentemente, contato direto com o produto armazenado. Além disso, outra função do sistema de selagem era conter a perda de produto por evaporação. Entretanto, como a película de tinta estava fragilizada, o atrito entre o material emborrachado e o costado arrancava essa camada de tinta. Conforme ilustrado na Figura 28, nota-se a grande quantidade de placas de tinta removidas do costado e acumuladas sobre os flutuadores da periferia do teto flutuante.

Durante o acompanhamento operacional do tanque G-03, observou-se que o teto flutuante oscilava entre a extremidade superior do 1º anel (nível mínimo de armazenamento) e a extremidade inferior do 6º anel (nível máximo de armazenamento) durante os ciclos de enchimento e esvaziamento com gasolina. Essa característica operacional coincidia exatamente com a degradação da película de tinta, evidenciada pela cor marrom na superfície interna do costado.

Portanto, a avaliação visual evidenciou que os danos identificados no lado interno do costado concentravam-se entre os níveis máximo e mínimo operacionais do tanque. A região de maior dano observada estava posicionada entre a extremidade superior do 5º anel e a extremidade superior do 1º anel, pois era a região onde predominava a coloração marrom, ou seja, onde a película de tinta foi totalmente removida e a superfície metálica estava exposta.

4.3. Métodos Quantitativos de Acompanhamento do Dano no Componente

O acompanhamento do dano foi realizado por meio de medição da espessura da parede do costado. Esse método de acompanhamento, também chamado de ensaio não-destrutivo por ultrassom, utiliza um aparelho de leitura por ultrassom, um elemento sensor (transdutor), um material acoplante (graxa) e um bloco de calibração. A medição de espessura pela técnica de ultrassom teve como objetivo avaliar o estado da severidade da corrosão uniforme atuante no componente. A Figura 30 apresenta o aparelho Olympus 45MG e os demais acessórios utilizados para coleta das espessuras dos anéis do costado.

Figura 30- Aparelho de medição de espessura por ultrassom Olympus 45MG



Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2020)

Legenda: (1) Medidor portátil de espessura por ultrassom Olympus 45MG; (2) Cabo de conexão (3); Transdutor ou Cabeçote; (4) Recipiente com acoplante; (5) Bloco de calibração; (6) Maleta.

Para o cálculo da vida residual do tanque G-03 com base no costado, foi necessário avaliar o histórico de medição de espessura desse componente. Destaca-se que o início das atividades no tanque foi em agosto de 1997. A espessura da parede de cada anel do costado foi medida antes do início da operação.

A Tabela 1 exibe as taxas de corrosão histórica⁸ e presente⁹ e data estimada de fim de vida residual do equipamento, baseado apenas no costado. Observa-se que a espessura nominal é maior no 1º e 2º anel. Com base na perda de espessura das últimas duas medições de espessura de cada região de medição, a taxa de corrosão presente é maior, respectivamente, no 1º, 2º e 5º anel do costado. Já com base na perda de espessura ao longo da vida útil do equipamento, a taxa de corrosão histórica é significativa no 1º, 2º e 5º anel também.

Ainda sobre a Tabela 1, no que tange ao fim de vida do equipamento conforme a taxa de corrosão histórica dos componentes do costado, o 6º anel revelou maior tempo de vida, enquanto que o 5º anel e a parte superior do 1º anel apresentaram menor tempo de vida útil respectivamente. As datas estimadas como fim de vida do equipamento de acordo com a taxa

⁸ Taxa de corrosão histórica: taxa de corrosão baseada na vida operacional do equipamento (intervalo de tempo em avaliação).

⁹ Taxa de corrosão presente: taxa de corrosão baseada nas últimas duas medições de espessura do equipamento (intervalo de tempo em avaliação).

de corrosão presente indicaram também o 5º anel como componente limitante da vida útil do equipamento, seguido da borda superior do 1º anel. O 6º anel e a parte inferior do 1º anel não apresentaram taxas de corrosão presente significativas.

Tabela 1- Taxas de corrosão histórica e presente e data estimada de fim de vida do costado do G-03

Componente	Nº Região de Medição	Espessura Nominal	Espessura Mínima Requerida	Taxa de Corrosão Presente	Fim de Vida do Equipamento Tx Corr Presente	Taxa de Corrosão Histórica	Fim de Vida do Equipamento Tx Corr Histórica
COSTADO_1º ANEL	1	16	10	0,000	N/A	0,004	21/12/3803
COSTADO_1º ANEL	2	16	10	0,278	25/03/2037	0,139	23/06/2054
COSTADO_2º ANEL	3	16	11	0,208	11/01/2054	0,112	12/04/2083
COSTADO_3º ANEL	4	12,5	7,5	0,069	31/12/2114	0,049	01/10/2153
COSTADO_4º ANEL	5	9,5	4,5	0,139	29/11/2050	0,072	17/11/2079
COSTADO_5º ANEL	6	8	3	0,208	22/05/2033	0,117	18/12/2043
COSTADO_6º ANEL	7	6,3	2,5	0,000	N/A	0,009	08/08/2365
COSTADO_6º ANEL	8	6,3	2,5	0,000	N/A	0,004	23/07/2733

Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2020)

A Tabela 2 exibe o histórico de medição de espessura dos anéis do costado. Pode-se constatar que as medições realizadas desde 1997, ano de início das atividades do tanque G-03, apresentaram medidas próximas da espessura nominal indicada na folha de dados do equipamento conforme Quadro-5 (Espessura dos anéis do costado do tanque G-03). Além disso, nota-se que as datas de medição de espessura não obedecem um intervalo de tempo exato. Como também, observa-se perdas de espessura significativas entre as regiões de medição da borda superior do 1º anel até o 5º anel do costado. E, por fim, nenhuma das medições de espessura atingiu a espessura mínima requerida para o funcionamento do tanque de armazenamento G-03.

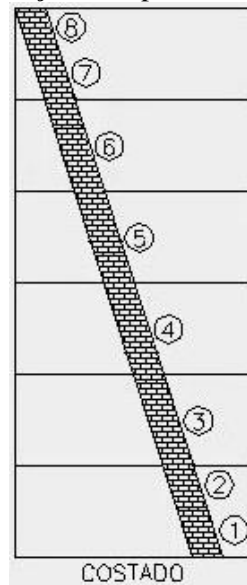
Tabela 2- Histórico de medição de espessura dos anéis do costado do tanque

Componente	Nº Região de Medição	Espessura Nominal	Espessura Mínima Requerida	Medições de Espessura					
				25/08/1997	04/10/2001	26/09/2008	15/08/2013	05/07/2018	13/12/2019
COSTADO_1º ANEL	1	16	10	16,3	16,3	16,2	16,2	16,2	16,2
COSTADO_1º ANEL	2	16	10	16,1	15,9	14,7	14,1	13,4	13
COSTADO_2º ANEL	3	16	11	16,2	16,1	15	14,4	14	13,7
COSTADO_3º ANEL	4	12,5	7,5	12,8	12,7	12,5	12,1	11,8	11,7
COSTADO_4º ANEL	5	9,5	4,5	9,5	9,4	9,1	8,5	8,1	7,9
COSTADO_5º ANEL	6	8	3	8,4	8,3	7,5	7	6,1	5,8
COSTADO_6º ANEL	7	6,3	2,5	6,3	6,3	6,2	6,2	6,1	6,1
COSTADO_6º ANEL	8	6,3	2,5	6,3	6,3	6,2	6,2	6,2	6,2

Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2020)

A Figura 31 exibe, de modo ilustrativo, as regiões de medição de espessura ao longo dos anéis do costado do tanque G-03. De modo geral, esses pontos de monitoramento de perda de espessura não mudam ao longo da vida útil do equipamento. Sendo assim, eles informam a intensidade do processo corrosivo de maneira mais realística e precisa.

Figura 31- Regiões de medição de espessura ao longo do costado do tanque G-03



Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2020)

Com base na Tabela 1, verifica-se que o componente que limita a vida do equipamento é o 5º anel do costado conforme ambas as taxas de corrosão. Uma alteração significativa da taxa de corrosão presente sinaliza alguma mudança na proteção anticorrosiva, nas condições operacionais ou no produto armazenado. Já a taxa de corrosão histórica costuma evidenciar os componentes os quais acumularam danos por corrosão uniforme ao longo do funcionamento do equipamento.

Portanto, a maior taxa de corrosão isoladamente não indicará diretamente o componente mais suscetível a falha. O componente mais suscetível a falha por perda de espessura de parede será aquele que alcançar a espessura mínima requerida para operação do equipamento em segurança no menor intervalo de tempo.

4.4. Identificação do Processo Corrosivo

A observação panorâmica do lado interno do costado do tanque revelou o predomínio da coloração marrom. Ao se aproximar satisfatoriamente desta região, confirmou-se a ausência de película de tinta, conforme visto na Figura 31 abaixo.

Figura 31 – Vista aproximada da superfície interna do 4º anel do costado do tanque G-03



Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2020)

Além disso, verificou-se a presença de duas formas de corrosão generalizada: uniforme com perda gradual de espessura ao longo da superfície metálica; e também formação de alvéolos com profundidade máxima de 3,0 milímetros. Os alvéolos foram medidos com um instrumento denominado medidor de profundidade, assemelha-se a um paquímetro de profundidade com precisão de 0,1 milímetro. Este instrumento de medição pode ser visto na Figura 32 abaixo.

Figura 32- Medição de profundidade de alvéolos no costado do tanque



Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2020)

A coloração marrom caracterizava a superfície metálica oxidada. O predomínio da superfície metálica oxidada entre a extremidade superior do 5º e a extremidade superior do 1º anel estava associado ao nível de produto durante o funcionamento do tanque. A altura do nível de gasolina durante a campanha do equipamento oscilava geralmente na região oxidada. Deste modo, sugere-se a participação do produto armazenado no processo corrosivo do costado do tanque.

O sistema de selagem do teto flutuante externo do G-03, e da maioria dos tanques de armazenamento atmosférico de teto flutuante externo, possuía uma deficiência: não isolava o produto estocado do meio externo completamente. Deste modo, a gasolina interagia com o meio externo e permitia a dissolução de oxigênio e água. Dentre os produtos finais de petróleo, entende-se que a gasolina apresenta grande capacidade de dissolver oxigênio e água, seja como vapor d'água em suspensão no ambiente ou proveniente de chuvas.

Nesse sentido, a Região Norte do Brasil, em decorrência das características ambientais, oferece fatores importantes para intensificar esse processo corrosivo. As altas temperaturas registradas ao longo do ano permitem grande dissolução de oxigênio pela gasolina.

Durante o funcionamento do tanque, a temperatura de operação não ultrapassa dos 50 °C, sendo assim, sempre haverá uma quantidade significativa de oxigênio dissolvido nesse combustível, pois, conforme o Gráfico 1 (A influência da temperatura na corrosão do ferro em água (1) e solução aquosa neutra de eletrólitos (2)), a temperatura ótima para altas taxas de corrosão sob influência do oxigênio é 60° C. Além disso, o Gráfico 2 (Influência da temperatura da solubilidade do oxigênio na água) indica que o oxigênio não alcançará os 100° C, temperatura na qual a água entra em ebulição e se torna livre de oxigênio.

Outras duas características da Região Norte do Brasil merecem destaque: a umidade relativa alta e a grande quantidade de chuvas. O ar ambiente muito úmido fornece uma parte da água dissolvida ao combustível. A outra parte é fornecida pelas chuvas, as quais são intensas e possuem considerável frequência ao longo do ano.

Diante dos três fatores climáticos apresentados, notou-se que as pilhas de temperatura e concentração estavam presentes no mecanismo de degradação da superfície metálica interna do costado.

Salienta-se que o eletrólito costuma ser formado durante os ciclos dia-noite. O tanque sofre incidência de raios solares ao longo do dia e, conseqüentemente, aumenta a temperatura da gasolina. Ao final do dia, a gasolina possui grande quantidade dissolvida de água e oxigênio. No período da noite, a temperatura da superfície metálica do costado tende a cair e,

deste modo, provoca a queda da temperatura do produto armazenado também. Sendo assim, as gotículas d'água se separarão da emulsão água-gasolina na superfície metálica. Portanto, neste momento, há a formação do eletrólito que, associado ao oxigênio disponível, ativa o processo de corrosão eletroquímica por aeração diferencial em linha d'água.

4.5. Métodos de Eliminação do Dano e Bloqueio do Processo Corrosivo

O método de bloqueio da corrosão aplicado a superfície metálica interna do costado obedeceu a condição 1 da norma técnica da organização. O Quadro 6 abaixo ressalta as especificações técnicas desejadas para proteção do lado interno do costado do tanque G-03.

Quadro 6- Tipo de revestimento aplicado ao tanque G-03

Condição	Região pintada	Equipamento	Meio corrosivo	Região a ser pintada
1	Interna	Tanque de teto fixo ou flutuante	<ul style="list-style-type: none"> - Água salgada; - Água doce potável ou não; - Gasolinas; - Líquido gerador de espuma; - Óleo diesel; - QAV; - Soda cáustica; - Naftas (ver Nota 2); - Aguarrás mineral; - Hexano; - Solvente; - Álcool etílico hidratado (ver Nota 5); - Biodiesel (B100). 	O revestimento deve abranger toda a superfície interna.

Fonte: Dados de pesquisa (2020)

O revestimento indicado no Quadro 6 costuma oferecer proteção satisfatória para uma superfície metálica regular, isto é, que apresentou corrosão uniforme e alvéolos largos e com profundidade menor que 3,0 milímetros. Quanto maior a profundidade e menor o diâmetro do alvéolo, pior será a adesão da película de tinta neste local.

Para as regiões que concentraram alvéolos, foram aplicados os métodos de avaliação dos danos e critérios de aceitação listados na norma a norma API 653¹⁰, item 4.3 *Tank Shell Evaluation*. Em resumo, a avaliação baseada nesta norma consistiu na soma da corrosão uniforme com a quantidade, disposição e profundidade de alvéolos nessas chapas metálicas. Nesse sentido, concluiu-se que algumas chapas metálicas do 5º anel estavam comprometidas e

¹⁰ API 653: norma que indica os requisitos básicos para reconstrução, alteração, reparo e inspeção de tanques de armazenamento atmosférico. Maiores informações: <<https://www.api.org>>

foi necessário substituí-las integralmente. Portanto, o resultado encontrado foi que algumas chapas do 5º anel não ofereciam espessura suficiente para o funcionamento do equipamento com segurança e confiabilidade operacional.

A Figura 33 a seguir mostra o serviço de substituição de chapas metálicas no 5º anel do costado em execução. Para a realização desta tarefa, foi realizada a construção de uma estrutura metálica de andaimes sobre o teto flutuante interno para acesso a todos os anéis do costado. A fim de garantir a estabilidade e segurança durante os serviços de manutenção do tanque, o teto flutuante apoiou-se sobre o fundo por meio de colunas denominadas suportes do teto, conforme visto na Figura 16. A estrutura de andaimes auxiliou a execução da pintura da superfície interna do costado e a substituição de chapas metálicas do 5º anel.

A empresa contratada para realização dos serviços de manutenção foi responsável pelo controle de qualidade dos serviços. Tal controle exigiu a realização de ensaios, por exemplo, para atestar a qualidade da fixação da película tinta a superfície metálica do costado e para verificar a inexistência de descontinuidades nas uniões soldadas das chapas metálicas.

Figura 33- Substituição de chapas metálicas e aplicação de pintura no tanque G-03



Fonte: Elaborado pelo próprio autor (2020)

Diante do exposto, percebeu-se que o estudo do processo de corrosivo se tratava de uma combinação de fatores: ambiente externo; produto armazenado; e o tipo de tanque de armazenamento atmosférico. A identificação desse cenário, associado ao conhecimento básico

sobre os tipos de processos corrosivos e suas morfologias, nos permitiu definir que o mecanismo de dano atuante no tanque G-03 se tratava de corrosão eletroquímica por aeração diferencial em linha d'água. Além disso, os métodos de acompanhamento do processo corrosivo, como a identificação visual e o histórico de medições de espessura, confirmaram a existência dos danos por meio da perda de película de tinta e taxas de corrosão significativas.

Portanto, as soluções aplicadas para bloqueio do processo corrosivo foram adequadas a morfologia do dano encontrados. Desta maneira, a importância de todo o processo discutido neste trabalho estava baseada no uso de um tanque atmosférico de armazenamento de gasolina sem ocorrências por falhas no equipamento devido ao processo corrosivo atuante com o maior intervalo de tempo possível entre manutenções, ou seja, com segurança e disponibilidade operacional.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo geral “identificar a atuação da corrosão eletroquímica no costado do tanque de armazenamento atmosférico de gasolina G-03 na refinaria de petróleo, situada na Região Norte do Brasil”. A proposta do trabalho partiu da importância dos tanques de armazenamento no funcionamento de qualquer refinaria de petróleo, pois se trata dos equipamentos responsáveis pelos produtos finais e, conseqüentemente, da rentabilidade direta da refinaria.

O estudo da severidade dos danos causados por este processo corrosivo foi fundamental para a estimativa de vida do equipamento, como também para previsão de custos e escolha do momento ideal para realização da manutenção. Sendo assim, foi possível obter o rendimento operacional máximo do tanque atmosférico de armazenamento G-03 sem gerar qualquer tipo de falha ao longo da campanha operacional deste equipamento.

Os principais resultados encontrados no trabalho mostraram que os métodos qualitativos associados aos métodos quantitativos de avaliação de dano e processos corrosivos em tanques de armazenamento se complementam, pois permitem identificar a região mais suscetível a falha no equipamento. Além disso, a partir das evidências encontradas é possível realizar manutenção corretiva e preventiva de forma mais precisa e econômica.

Sobre o processo de corrosão identificado, observou-se que os níveis de máximo e mínimo são as regiões do costado mais afetadas pela corrosão eletroquímica por aeração diferencial em linha d'água. O tanque de armazenamento atmosférico de gasolina G-03 no recebimento de carga da unidade costuma elevar o nível do tanque até próximo do limite máximo, ou seja, na região com maior taxa de corrosão. Nesse mesmo sentido, geralmente o tanque atinge o nível mínimo quando fornece gasolina as empresas distribuidoras de gasolina. Portanto, infere-se que o tanque passa maior parte do tempo em operação nesses dois níveis, logo o processo corrosivo atua mais intensamente nessas regiões.

Diante de um parque de armazenamento com mais tanques de armazenamento atmosférico de gasolina, pode-se estudar a existência do mesmo processo corrosivo no mesmo componente dos demais tanques de estocagem de gasolina. Dessa forma, deve-se atentar as possíveis alterações de cenário, composição química da gasolina armazenada, métodos de proteção anticorrosiva aplicados, histórico de medição de espessura, dentre outros fatores. Caso a região do Brasil seja alterada, deve-se levar em consideração uma possível intensificação dos fatores geradores de dano ou, simplesmente, a redução desses.

Em tese, para evitar ocorrências de perdas de contenção e vazamento de produto, deve-se dominar as técnicas de monitoramento do dano e buscar a melhoria da tecnologia de combate a corrosão, tendo em vista a viabilidade econômica para ambos.

Entre as principais limitações do presente trabalho, destaca-se o acesso as informações confidenciais, o não aprofundamento de alguns aspectos relacionados à produção, visto que buscou-se a confidencialidade da organização. Além disso, a visita a área operacional do parque de armazenamento da refinaria exigiu o uso de equipamentos de proteção individuais especificados em documentos de segurança. Outra dificuldade encontrada foi a impossibilidade de visitar o próprio tanque G-03 algumas vezes devido as atividades de movimentação de carga com guindaste e jateamento abrasivo da superfície metálica interna do costado.

Como sugestão para trabalhos futuros, pode-se analisar o processo corrosivo nos demais tanques atmosféricos de armazenamento de gasolina existentes no mesmo parque de tancagem da refinaria, comparar as taxas de corrosão e morfologia de dano apresentadas. Além disso, essa análise pode ser expandida para outras regiões do país e, conseqüentemente, outras condições operacionais e ambientais. Com as informações coletadas em cada local de estudo, pode-se fazer um comparativo com as semelhanças e diferenças da atuação da corrosão eletroquímica em tanques atmosféricos de armazenamento de gasolina e propor novas soluções contra o processo corrosivo.

REFERÊNCIAS

- Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 7821. Tanques soldados para armazenamento de petróleo e derivados.** Rio de Janeiro, 1983
- BARROS, Stenio M. **Tanques de Armazenamento.** Rio de Janeiro, 2016.
- DEVOLD, Havard. **Oil and gas production handbook. An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry.** 3.ed. Oslo: ABB Oil and Gas, 2013.
- FAHIM, Mohamed A.; AL-SAHHAF, Taher A.; ELKILANI, Amal S.. **Introdução ao refino de petróleo.** 4.ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.
- FONSECA, J. J. S. **Metodologia da pesquisa científica.** Fortaleza: UEC, 2002. Apostila.
- GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa.** 4. ed. São Paulo: Atlas, 2007.
- GENTIL, V. **Corrosão.** 3. Ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos Científicos Editora S.A., 1996.
- GROYSMAN, Alec. **Corrosion in Systems for Storage and Transportation of Petroleum Products and Biofuels. Identification, Monitoring and Solutions.** Tel Aviv: Springer, 2014.
- GROYSMAN, Alec. **Corrosion for everybody.** Karmiel: Springer, 2009.
- KNOP, Eric. **Processos de Refino.** 1.ed. Rio de Janeiro, 2014.
- JAMBO, Hermano C. M.; FÓFANO, Sócrates. **Corrosão – Fundamentos, Monitoração e Controle.** 1.ed. Rio de Janeiro: Ciência Moderna LTDA, 2008.
- NIMER, Edmon. **CLIMATOLOGIA DO BRASIL.** 2.ed. Rio de Janeiro: IBGE, 1989.
- NUNES, Laerce de Paula; Lobo, Alfredo. **Pintura Industrial na Proteção Anticorrosiva.** 4.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.
- PELLICCIONE, André; *et al.* **Manual de Monitoração da Corrosão do Refino – Revisão 1, Volume 1.** 2013.
- PELLICCIONE, André; *et al.* **Manual de Monitoração da Corrosão do Refino – Revisão 1, Volume 2.** 2013.
- SILVEIRA, D; CÓRDOVA, F. A pesquisa científica. In: GERHARDT, T; CÓRDOVA, F. **Métodos de Pesquisa.** 1.ed. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2009. Cap. 2. p. 31-42.