



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO AMAZONAS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE PROCESSOS INDUSTRIAIS

VINICIUS HOLANDA MONTEIRO

**COMPARAÇÃO ENTRE AS METODOLOGIAS TRADICIONAIS DE INSPEÇÃO E
A METODOLOGIA DE INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO APLICADAS A VASOS
DE TOPO DE DESTILAÇÕES**

MANAUS
2020



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO AMAZONAS

VINICIUS HOLANDA MONTEIRO

**COMPARAÇÃO ENTRE AS METODOLOGIAS TRADICIONAIS DE INSPEÇÃO E
A METODOLOGIA DE INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO APLICADAS A VASOS
DE TOPO DE DESTILAÇÕES**

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

Orientador: Prof. MSc Carlos José Baptista Machado.

Coorientador: Dr. Alexandre Campos Bezerra.

MANAUS
2020

Biblioteca do IFAM – Campus Manaus Centro

M775c Monteiro, Vinicius Holanda.

Comparação entre as metodologias tradicionais de inspeção e a metodologia de inspeção baseada em risco aplicadas a vasos de topo de destilações / Vinicius Holanda Monteiro. – Manaus, 2020.

80 p. : il. color.

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

Orientador: Prof. Me. Carlos José Baptista Machado.

Coorientador: Prof. Dr. Alexandre Campos Bezerra.

1. Engenharia mecânica. 2. Inspeção 3. Inspeção baseada em risco. 3. Inspeção de equipamentos. I. Machado, Carlos José Baptista. (Orient.) II. Bezerra, Alexandre Campos. (Coorient.) III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas. IV. Título.

CDD 621

VINICIUS HOLANDA MONTEIRO

**COMPARAÇÃO ENTRE AS METODOLOGIAS TRADICIONAIS DE INSPEÇÃO E
A METODOLOGIA DE INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO APLICADAS A VASOS
DE TOPO DE DESTILAÇÕES**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Graduação em Engenharia Mecânica, do
Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia, como requisito parcial para a
obtenção do título de Bacharel em Engenharia
Mecânica, na linha de pesquisa de Integridade
Mecânica, área de concentração Metodologias
de Inspeção de Equipamentos.

Orientador: Prof. MSc. Carlos José Baptista
Machado.

Coorientador: Dr. Alexandre Campos Bezerra.

Aprovado em 28 de setembro de 2020.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Orientador /Presidente: Prof. MSc. Carlos José Baptista Machado-
(Óbito) Declaração de Óbito nº302556591 Livro: C-481, Folha: 19

Prof. Msc. CARLOS JOSÉ BAPTISTA MACHADO
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas (IFAM)

ALEXANDRE CAMPOS BEZERRA Assinado de forma digital por ALEXANDRE CAMPOS BEZERRA
Dados: 2021.05.12 17:12:11 -03'00'

Dr. ALEXANDRE CAMPOS BEZERRA
Petróleo Brasileiro SA (PETROBRAS)

(Assinado digitalmente em 12/05/2021 15:04)
PLACIDO FERREIRA LIMA
PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO
Matricula: 98139b

Prof. Esp. PLACIDO FERREIRA LIMA
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas (IFAM)

(Assinado digitalmente em 14/05/2021 12:25)
ANTONIO AURELIO PEREIRA DOS SANTOS
PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO
Matricula: 1039113

Prof. Esp. ANTONIO AURÉLIO PEREIRA DOS SANTOS
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas (IFAM)

MANAUS
2020

A Deus pela força, coragem e orientação durante toda esta longa caminhada.

Aos meus pais pelo apoio e incentivo nos momentos de crise, quando pensei em desistir desse sonho.

Ao meu filho e a minha esposa por todo o companheirismo e conforto nos momentos de insegurança.

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus, pelo dom da vida, por todas as oportunidades que já apareceram em meu caminho, pela orientação e por se fazer presente em todos os momentos, pois sem o Senhor nada disso seria possível.

Aos meus pais José Valcélvio e Maria (Celinha), por todo o amor, carinho e amparo que sempre me forneceram, por sempre priorizarem minha educação, muitas vezes sem poder, e por sempre me socorrerem nos momentos de dificuldade.

Ao meu filho Nicolas, por todos os beijos, abraços, puxões de cabelo e sorrisos que sempre me animavam e me lembravam do porquê esse sonho era tão importante para mim e pelo que eu luto todos os dias.

À minha esposa Vilmara, por toda a compreensão e apoio durante essa longa jornada, por nunca me desincentivar, por ter cuidado do Nicolas como pôde em todas as vezes que estive ausente e por todo o amor e companheirismo durante esses anos de casamento.

À minha irmã Josilene, por ter sido essencial na minha criação e no meu desenvolvimento pessoal e por sempre me proteger diante das adversidades.

À tia Élea e ao tio César, meus padrinhos, por todo o suporte que sempre me deram, por sempre acreditarem e apostarem no meu potencial.

À minha família e aos meus amigos, por todo o suporte emocional, pelas palavras de incentivo e por sempre ficarem na torcida por mim.

À minha terapeuta Geane Viana, por todo o trabalho de reestruturação do pensamento realizado ao longo desses anos convivendo com a ansiedade e com a síndrome do pânico, por todas as orientações e conselhos na vida acadêmica, profissional e pessoal.

Ao meu orientador Prof. Carlos Machado, pela orientação precisa e objetiva, pelas contribuições ultravaliosas para esta pesquisa e por ter aceitado ser meu orientador mesmo sabendo das minhas limitações de tempo, demonstrando total compreensão sobre as dificuldades dos alunos.

Ao professor da disciplina de TCC Prof. Ailton Reis, por conduzir de forma excepcional a disciplina e por sempre buscar apoiar os alunos, muitas vezes indo além do papel de professor e atuando como orientador.

Ao meu coorientador, mas principalmente grande amigo, Dr. Alexandre Bezerra, pelas magníficas orientações, tanto nesta pesquisa quanto na vida, pelo incentivo na aprendizagem da RBI, pelo tempo despendido no estudo das normas, na elaboração da planilha e na busca por informações e por sempre acreditar no meu potencial.

Aos meus colegas de faculdade, por todo o companheirismo ao longo deste período.

Ao Instituto Federal do Amazonas, por me proporcionar a realização deste sonho.

Finalmente, a todos que não foram citados acima, mas que foram importantes para realização deste sonho. Felizmente vocês são muitos.

RESUMO:

Em um mercado onde se busca cada vez mais a otimização dos recursos, muitas vezes escassos, a metodologia de RBI se apresenta como uma opção viável de melhoria nesse quesito quando se remete ao setor de inspeção de equipamentos. O objetivo deste trabalho é apresentar uma comparação entre a metodologia de RBI e as metodologias tradicionais de inspeção, com foco em otimização de recursos na inspeção e manutenção de vasos de pressão do sistema de topo de destilações atmosféricas e a vácuo. Para tanto, exploramos de maneira resumida os conceitos dessas metodologias de inspeção, buscando destacar suas principais diferenças. A partir disso, para a avaliação das metodologias tradicionais, elencamos três vasos de topo e apresentamos o plano de inspeção e o escopo dos serviços de inspeção existentes para esses equipamentos. Em seguida, aplicamos a metodologia de inspeção baseada em risco e definimos os mesmos elementos citados. Por fim, comparamos os intervalos de inspeção e os escopos dos serviços de inspeção definidos para cada metodologia. A metodologia utilizada respeita as características da pesquisa quantitativa, aplicada, exploratória, bibliográfica e documental. Os resultados mostraram que a otimização desejada não foi possível em relação aos intervalos de inspeção, devido às exigências legais. Em contrapartida, ela foi possível em relação ao escopo dos serviços de inspeção, sendo estes reduzidos de maneira considerável e distribuídos de modo a dedicarmos os maiores esforços para os equipamentos com os maiores riscos.

Palavras-chave: Inspeção Baseada em Risco; Metodologias Tradicionais de Inspeção; Metodologias de Inspeção; Inspeção de Equipamentos; Otimização dos Recursos de Inspeção.

ABSTRACT:

In a market where the optimization of resources is increasingly sought, often scarce, the RBI methodology presents itself as a viable option for improvement in this regard when referring to the equipment inspection sector. The objective of this work is to present a comparison between the RBI methodology and the traditional inspection methodologies, with a focus on resource optimization in the inspection and maintenance of pressure vessels of the overhead system of atmospheric and vacuum crude units. For this, we briefly explore the concepts of these inspection methodologies, seeking to highlight their main differences. From this, for the evaluation of traditional methodologies, we list three overhead vessels and present the inspection plan and the scope of the existing inspection services for these equipments. Then, we apply the risk-based inspection methodology and define the same elements mentioned. Finally, we compare the inspection intervals and the scope of inspection services defined for each methodology. The methodology used respects the characteristics of quantitative, applied, exploratory, bibliographic and documentary research. The results showed that the desired optimization was not possible in relation to the inspection intervals, due to legal requirements. On the other hand, it was possible in relation to the scope of inspection services, which are considerably reduced and distributed in order to dedicate the greatest efforts to the equipment with the greatest risks.

Keywords: Risk-Based Inspection; Traditional Inspection Methodologies; Inspection Methodologies; Equipment Inspection; Optimization of Inspection Resources.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Exemplo de Vaso de Pressão.....	18
Figura 2 - Esquematização do Processo de Destilação Simples.....	20
Figura 3 - Esquematização do Processo de Destilação Fracionada.....	21
Figura 4 - Esquemático Simplificado das Unidades de Destilação Atmosférica e a Vácuo. ...	21
Figura 5 - Esquemático Simplificado do Sistema de Topo da Unidade de Destilação Atmosférica.	23
Figura 6 - Local da Fábrica de Calçados: (a) Antes da Explosão; (b) Após a Explosão.	26
Gráfico 1 - Explosões de Caldeiras ao Longo do Tempo.....	27
Figura 7 - Situação da Tubulação no Instante do Acidente.....	28
Figura 8 - Destruição Provocada pelo Acidente.....	28
Gráfico 2 - Distribuição do Risco em uma Unidade de Processo.....	40
Gráfico 3 - Gerenciamento de Risco Utilizando RBI.....	42
Gráfico 4 - Plano de Inspeção Quando a Meta de Risco é Excedida Durante o Período Planejado.	45
Gráfico 5 - Plano de Inspeção Quando a Meta de Risco foi Excedida Antes ou na Data do RBI.	46
Gráfico 6 - Plano de Inspeção Quando a Meta de Risco não for Excedida Durante o Período Planejado.	47
Figura 9 - Exemplo de Matriz de Risco.	47
Figura 10 - Exemplo de Meta de Risco.....	49
Figura 11 - Matriz de Risco para os Componentes do V-01 na Data da RBI.	54
Figura 12 - Matriz de Risco para os Componentes do V-01 na Data Planejada.	55
Figura 13 - Matriz de Risco para os Componentes do V-02 na Data da RBI.	56
Figura 14 - Matriz de Risco para os Componentes do V-02 na Data Planejada.	56
Figura 15 - Matriz de Risco para os Componentes do V-02 na Nova Data Planejada (Sem Inspeção).....	58
Figura 16 - Matriz de Risco para os Componentes do V-02 na Data Planejada (Com Inspeção).....	58
Figura 17 - Matriz de Risco para os Componentes do V-03 na Data da RBI.	60
Figura 18 - Matriz de Risco para os Componentes do V-03 na Data Planejada.	60
Figura 19 - Matriz de Risco Completa na Data da RBI.	61

Figura 20 - Matriz de Risco Completa na Data Planejada.61

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Frações Típicas do Petróleo.	19
Tabela 2 - Categorias de Vasos de Pressão.	30
Tabela 3 - Prazos Máximos Estabelecidos pela NR-13.....	30
Tabela 4 - Valores Numéricos Associados com as Categorias de Probabilidade.	48
Tabela 5 - Valores numéricos associados com as categorias de probabilidade.....	48
Tabela 6 - Vida Remanescente dos Equipamentos.....	52
Tabela 7 - Prazos de Inspeção Definidos para os Equipamentos.	52
Tabela 8 - Escopo dos Serviços de Inspeção Recomendados para a Próxima Intervenção. ...	53
Tabela 9 - Datas Utilizadas para a Análise de RBI do V-01.	54
Tabela 10 – Valores de Área Afetada e Fator de Dano Total para os Componentes do V-01.	54
Tabela 11 - Datas Utilizadas para a Análise de RBI do V-02.	55
Tabela 12 – Valores de Área Afetada e Fator de Dano Total para os Componentes do V-02.	56
Tabela 13 - Escopo Necessário para a Realização de uma Inspeção Interna Efetividade C para o Mecanismo de Dano por H ₂ S Úmido.	57
Tabela 14 – Valores de Área Afetada e Fator de Dano Total para os Componentes do V-02 na Nova Data Planejada.	58
Tabela 15 - Datas Utilizadas para a Análise de RBI do V-03.	59
Tabela 16 – Valores de Área Afetada e Fator de Dano Total para os Componentes do V-03.	59
Tabela 17 - Datas Prováveis para a Realização das Inspeções.	63
Tabela 18 - Dados de Entrada Utilizados para Análise de RBI do V-01.	71
Tabela 19 – Dados de Entrada Utilizados para Análise de RBI do V-02.....	74
Tabela 20 – Dados de Entrada Utilizados para Análise de RBI do V-02.....	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABENDI Associação Brasileira de Ensaio Não Destrutivos e Inspeção
API Instituto Norte-americano de Petróleo
ASME Associação Norte-americana de Engenheiros Mecânicos
BPVC Norma de Caldeiras e Vasos de Pressão
END Ensaio Não Destrutivo
ENIT Escola Nacional de Inspeção do Trabalho
EUA Estados Unidos da América
GLP Gás Liquefeito de Petróleo
INMETRO Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
MT Ministério do Trabalho
NR Norma Regulamentadora
RAT Resíduo Atmosférico
RBI Inspeção Baseada em Risco
RP Prática Recomendada
RPBC Refinaria Presidente Bernardes
SPIE Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos
TIH Trincamento Induzido por Hidrogênio
TIHOT Trincamento Induzido por Hidrogênio Orientado Sob Tensão
TOFD Time of Flight Diffraction
TTS Trincamento Sob Tensão por Sulfeto

LISTA DE SÍMBOLOS

CA Consequência em Termos de Área
CF Consequência em Termos de Finanças
CO₂ Dióxido de Carbono
Cr Cromo
D_{f-total} Fator de Dano Total
H₂S Sulfeto de Hidrogênio
H₂SO₄ Ácido Sulfúrico
HCl Ácido Clorídrico
P Probabilidade de Falha

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
2. REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1 VASO DE PRESSÃO	18
2.2 DESTILAÇÃO DO PETRÓLEO	19
2.2.1 Unidade de Destilação Atmosférica	22
2.2.2 Unidade De Destilação a Vácuo	24
2.3 INSPEÇÃO DE EQUIPAMENTOS	24
2.3.1 Origem da Inspeção de Equipamentos	25
2.3.2 Norma Regulamentadora N° 13 e Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos	29
2.3.3 Mecanismos de Dano	31
2.3.4 Ensaios Não Destrutivos (END)	35
2.4 METODOLOGIAS DE INSPEÇÃO.....	38
2.4.1 Metodologias Tradicionais de Inspeção	39
2.4.2 Inspeção Baseada em Risco (RBI)	40
3. METODOLOGIA	50
3.1 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	51
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	52
4.1 AVALIAÇÃO DO PLANO TRADICIONAL DE INSPEÇÃO	52
4.2 ELABORAÇÃO DO PLANO DE INSPEÇÃO BASEADO EM RISCO	53
4.2.1 Inspeção Baseada em Risco do V-01	53
4.2.2 Inspeção Baseada em Risco do V-02	55
4.2.3 Inspeção Baseada em Risco do V-03	59
4.2.4 Matriz de Risco Completa	61
4.3 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS	62
4.4 OTIMIZAÇÃO DOS RECURSOS	62
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	64

REFERÊNCIAS	65
APÊNDICES	70
APÊNDICE A – DADOS DE ENTRADA UTILIZADOS NA ANÁLISE DE RBI DO VASO DE PRESSÃO V-01.....	71
APÊNDICE B – DADOS DE ENTRADA UTILIZADOS NA ANÁLISE DE RBI DO VASO DE PRESSÃO V-02.....	74
APÊNDICE C – DADOS DE ENTRADA UTILIZADOS NA ANÁLISE DE RBI DO VASO DE PRESSÃO V-03.....	78

1. INTRODUÇÃO

A inspeção e a manutenção periódica dos equipamentos de uma refinaria de petróleo são fundamentais para a sua continuidade operacional com segurança e confiabilidade. Algumas regulamentações brasileiras, inclusive, estipulam prazos máximos para tal. Nesse contexto, a metodologia de Inspeção Baseada em Risco¹ (RBI) traz aspectos que diferem daquelas tradicionalmente utilizadas para acompanhamento da integridade de equipamentos estáticos.

Ao nos reportarmos à manutenção, é fato que a otimização dos recursos com manutenção de equipamentos é o objetivo de qualquer indústria, assim como a redução dos tempos de manutenção, principalmente quando o equipamento em questão faz parte direta do processo produtivo. Na indústria de petróleo, os principais equipamentos do processo produtivo são vasos de pressão que têm seus períodos máximos entre inspeções internas e externas estabelecidos pela Norma Regulamentadora Nº 13 (NR-13), publicada como Anexo da Portaria MTb n.º 1.082, de 18 de dezembro de 2018.

Em uma refinaria de petróleo, durante o período no qual a planta ou unidade de processo opera ininterruptamente é realizada a inspeção periódica externa através da aplicação de ensaios não destrutivos (END's). Já durante o período no qual a planta é parada para inspeção e manutenção, são realizadas a limpeza interna dos equipamentos, as inspeções periódicas externas e internas, também a partir de END's, e os reparos necessários. Para a realização de END's muitas vezes é necessária a preparação da superfície e a disponibilidade de acesso à região onde o ensaio será realizado.

O setor responsável por gerenciar as inspeções periódicas é normalmente conhecido como Inspeção de Equipamentos. A Inspeção de Equipamentos acompanha a deterioração dos equipamentos, de modo a identificar possíveis mecanismos de dano, acompanhar sua evolução e, com base no histórico de inspeções realizadas, emitir recomendações de reparo. Algumas destas recomendações podem ser realizadas com o equipamento em operação. Porém, outras só podem ser executadas com o equipamento “parado”, ou seja, fora de operação. Essas últimas normalmente fazem parte de um escopo de serviços a serem realizados durante uma parada de manutenção da planta.

Um planejamento da inspeção mal organizado pode prolongar o tempo de inspeção e distribuir de forma equivocada os recursos de manutenção e inspeção. Com a utilização das metodologias tradicionais de inspeção, percebemos que, eventualmente, são realizadas

¹ Tradução nossa de *Risk-based Inspection*

inspeções e END's em excesso para alguns equipamentos com menor risco e em escassez para outros com maior risco. Além disso, observamos que não existem critérios bem definidos para determinar a criticidade dos equipamentos ou para realizar o levantamento do escopo de inspeção, sendo essas avaliações realizadas quase de maneira subjetiva. Isso leva a necessidade de avaliar o risco de falha dos equipamentos e, conseqüentemente, adequar os planos de inspeção de acordo com o risco associado a cada equipamento.

Como em uma unidade de processo podem existir milhares de vasos de pressão, delimitamos a avaliação do presente trabalho aos vasos de pressão do sistema de topo das unidades de destilação atmosférica e a vácuo. Desta forma, a pergunta problema que norteará este trabalho é: como a metodologia de inspeção baseada em risco, comparada com as metodologias tradicionais de inspeção, pode auxiliar na otimização de tempo e recursos na inspeção e manutenção de vasos de pressão do sistema de topo de destilações atmosféricas e a vácuo?

Para responder a esse questionamento podemos apresentar duas hipóteses principais, quais sejam:

- a) A RBI possui critérios bem definidos de avaliação que podem permitir a quantificação de risco e a redução da pessoalidade nas análises dos equipamentos;
- b) Quantificando os riscos dos equipamentos e estabelecendo um parâmetro de comparação, é possível definir qual o nível de inspeção necessária para o vaso de pressão avaliado, determinando se é necessária uma inspeção mais (ou menos) abrangente, a depender da data prevista para a próxima parada do equipamento.

Com a utilização da metodologia de RBI, é possível quantificar o risco de falha de um equipamento a partir da análise da probabilidade de o equipamento falhar versus a consequência da sua falha. Com o risco determinado e a definição de uma meta de risco (nível de risco aceitável definido pelo gestor do estabelecimento), é possível definir, com maior precisão, os equipamentos para os quais se deve direcionar maiores recursos (devido ao seu risco mais elevado), definindo-se a extensão da inspeção a ser realizada para cada equipamento (ou seja, se é necessária uma inspeção mais ou menos abrangente, otimizando-se assim os recursos de manutenção e inspeção disponíveis).

Uma vez justificada a realização desse trabalho, o objetivo geral proposto é o de “apresentar uma comparação entre a metodologia de inspeção baseada em risco e as metodologias tradicionais de inspeção, com foco em otimização de recursos na inspeção e manutenção de vasos de pressão do sistema de topo de destilações atmosféricas e a vácuo”.

Desse objetivo geral decorrem cinco específicos, quais sejam: a) apresentar os conceitos de metodologia de inspeção baseada em risco e de metodologias tradicionais de inspeção; b) apresentar o plano de inspeção baseado nas metodologias tradicionais e o escopo dos serviços de inspeção para os vasos de pressão que serão avaliados; c) definir o plano de inspeção e o escopo dos serviços de inspeção com base na análise de RBI; d) comparar os intervalos de inspeção e o escopo dos serviços de inspeção obtidos para cada metodologia; e) demonstrar como a metodologia de RBI pode contribuir para a otimização dos recursos de manutenção e inspeção de vasos de pressão do sistema de topo de destilações atmosféricas e a vácuo.

A metodologia respeita as características da pesquisa quantitativa, aplicada, exploratória, bibliográfica e documental.

Os resultados mostraram que a otimização desejada não foi possível em relação aos intervalos de inspeção, devido às exigências legais. Em contrapartida, ela foi possível em relação ao escopo dos serviços de inspeção, sendo estes reduzidos de maneira considerável e distribuídos de modo a dedicarmos os maiores esforços para os equipamentos com os maiores riscos.

Esperamos que esse trabalho possa contribuir para uma melhor compreensão sobre a metodologia de RBI e para um melhor planejamento das equipes de Inspeção de Equipamentos.

Apresentadas as características gerais da pesquisa realizada que resultou neste TCC, cabe mostrar a disposição das ideias e discussões aqui apresentadas. Para tanto, iniciamos afirmando que o mesmo está dividido em 4 capítulos, os quais estão assim caracterizados: o Capítulo 1 é a própria Introdução a qual apresenta todas as características da pesquisa, ou seja: tema, delimitação do tema, problemática, hipóteses, justificativa, metodologia, alguns resultados e o que se espera do trabalho.

O Capítulo 2 trata do referencial teórico que foi utilizado, explicando um pouco sobre as características dos vasos de pressão, da destilação do petróleo, da Inspeção de Equipamentos e de suas metodologias.

O Capítulo 3 expõe a metodologia e os procedimentos metodológicos utilizados nessa pesquisa, isto é, as características da pesquisa e a maneira como foi construída.

Já o Capítulo 4 explana os resultados obtidos a partir das comparações realizadas entre as duas metodologias de inspeção.

Por fim, são apresentadas as considerações finais deste trabalho, as quais mostram nossas percepções, os principais desafios encontrados e propostas para trabalhos futuros.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo tem como objetivo apresentar os referenciais teóricos que darão suporte às discussões apresentadas neste trabalho. Como por exemplo, vaso de pressão, o refino do petróleo pela técnica de destilação, a inspeção de equipamentos e algumas regulamentações que regem o seu trabalho, mecanismos de deterioração, ensaios não destrutivos e algumas metodologias de inspeção.

2.1 VASO DE PRESSÃO

O termo “vaso de pressão”, segundo Telles (1996), refere-se genericamente a todos os recipientes estanques capazes de conter um fluido pressurizado. Este trabalho aborda os vasos de pressão que são definidos pelo autor como equipamentos de processo, isto é, fazem parte da cadeia produtiva das indústrias de processo, que são aquelas que realizam transformações físicas e/ou químicas em materiais sólidos ou fluidos. Um exemplo deste tipo de vaso de pressão está ilustrado na figura 1.

Figura 1 - Exemplo de Vaso de Pressão.



Fonte: ABERKO Equipamentos Industriais (2018 - 2020).

Conforme Telles (1996), as indústrias de processo normalmente trabalham com fluidos inflamáveis, tóxicos ou explosivos e com condições elevadas de pressão e temperatura. Portanto, os vasos de pressão devem ser capazes de resistir com segurança a essas condições. Em alguns processos, os vasos de pressão podem trabalhar em ambiente de vácuo. Nestes casos, o equipamento está sujeito à pressão atmosférica externa.

Ainda segundo Telles (1996), o invólucro externo que contém o fluido pressurizado é denominado de parede de pressão e é composto basicamente pelo casco do vaso e pelos tampos de fechamento. O casco tipicamente possui formato cilíndrico, devido às facilidades no processo de fabricação e transporte. Entretanto também pode apresentar formato esférico

ou cônico, bem como uma combinação desses três formatos. Já os tampos realizam o fechamento dos cascos cilíndricos e normalmente possuem o formato elíptico, toriesférico, hemisférico, cônico ou plano (TELLES, 1996).

Vasos de pressão possuem diversas aberturas para diversas finalidades. As aberturas para instalação de instrumentos e interligação com tubulações externas podem ser chamadas de bocais ou conexões. Além disso, alguns vasos de pressão possuem um componente denominado bota de drenagem. Esta é um reservatório de menor diâmetro, instalado no casco do vaso, tendo como finalidade a separação de fluidos pela ação da gravidade e diferença de densidade (SOUZA, 2015; TELLES 1996).

2.2 DESTILAÇÃO DO PETRÓLEO

O petróleo é uma mistura líquida, composta principalmente de compostos químicos orgânicos, formados por carbono e hidrogênio denominados hidrocarbonetos. Os hidrocarbonetos têm diferentes propriedades físicas dependendo da quantidade de carbono que compõe suas moléculas e isso influencia inclusive no seu ponto de ebulição. Quanto mais pesado o hidrocarboneto, ou seja, quanto mais átomos de carbono constituírem sua cadeia, maior será o seu ponto de ebulição (THOMAS, 2001).

A tabela 1 apresenta alguns dados sobre os principais derivados do petróleo.

Tabela 1 - Frações Típicas do Petróleo.

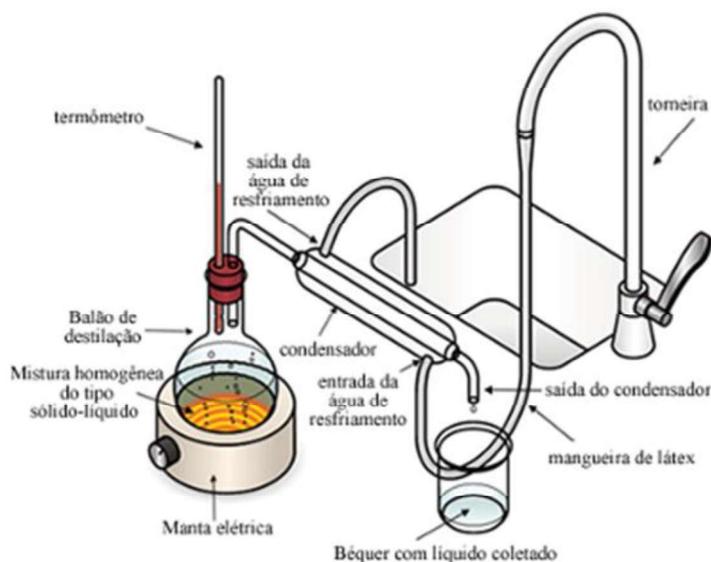
Fração	Temperatura de ebulição °C	Composição aproximada	Usos
Gás residual Gás liquefeito de petróleo	– Até 40	C ₁ – C ₂ C ₃ – C ₄	Gás combustível. Gás combustível engarrafado, uso doméstico e industrial.
Gasolina	40 – 175	C ₅ – C ₁₀	Combustível de automóveis, solvente.
Querosene	175 – 235	C ₁₁ – C ₁₂	Iluminação, combustível de aviões a jato.
Gasóleo leve	235 – 305	C ₁₃ – C ₁₇	Diesel, fornos.
Gasóleo pesado	305 – 400	C ₁₈ – C ₂₅	Combustível, matéria-prima para lubrificantes.
Lubrificantes	400 – 510	C ₂₆ – C ₃₈	Óleos lubrificantes.
Resíduo	Acima de 510	C ₃₈₊	Asfalto, piche, impermeabilizantes.

Fonte: Adaptado de Tomas (2011).

Os derivados do petróleo podem ser obtidos em refinarias de petróleo a partir de diversas técnicas. Entretanto, a mais usual para a realização do processamento inicial é a técnica de destilação. Essa técnica consiste na realização de uma separação física de misturas em estado líquido através de seu aquecimento. A separação ocorre devido a diferença nos pontos de ebulição de cada substância da mistura. Por se tratar de um processo físico, a destilação não altera a natureza das moléculas do petróleo (BUENO, 2003; DIEHL *et al.*, 2009).

Dias (2020) classifica a destilação em simples ou fracionada. A primeira é definida como o processo para separação de sólidos dissolvidos em líquidos, por exemplo, uma mistura de água e cloreto de sódio. Nesse processo a substância em estado líquido (água) vaporiza e é condensada em outro recipiente, enquanto a substância em estado sólido (cloreto de sódio) permanece no recipiente original. Na figura 2 podemos ver um modelo do processo de destilação simples.

Figura 2 - Esquematização do Processo de Destilação Simples.

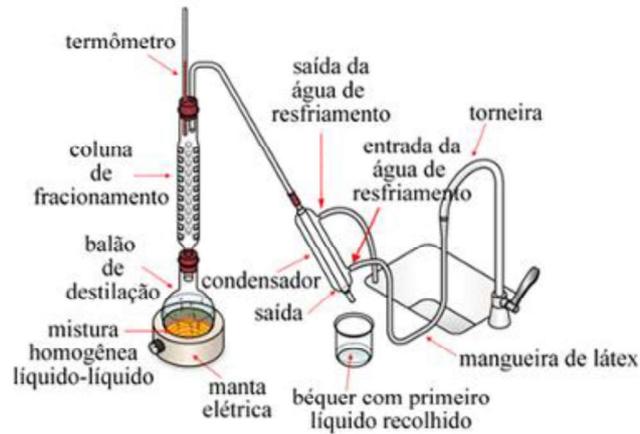


Fonte: Fogaça (2020)

Ainda conforme Dias (2020), a destilação fracionada é definida como o processo utilizado para separação de um líquido dissolvido em outro líquido, como, por exemplo, uma mistura de água e acetona, com o auxílio de uma coluna fracionadora. Durante o processo de destilação fracionada, pode ocorrer a vaporização de mais de uma das substâncias da mistura líquida, por isso se faz necessária a utilização de uma coluna fracionadora. Na coluna fracionadora é possível realizar a separação através da diferença de densidade entre frações da

mistura. Na figura 3 apresentamos um modelo do processo de destilação fracionada (DIAS, 2020).

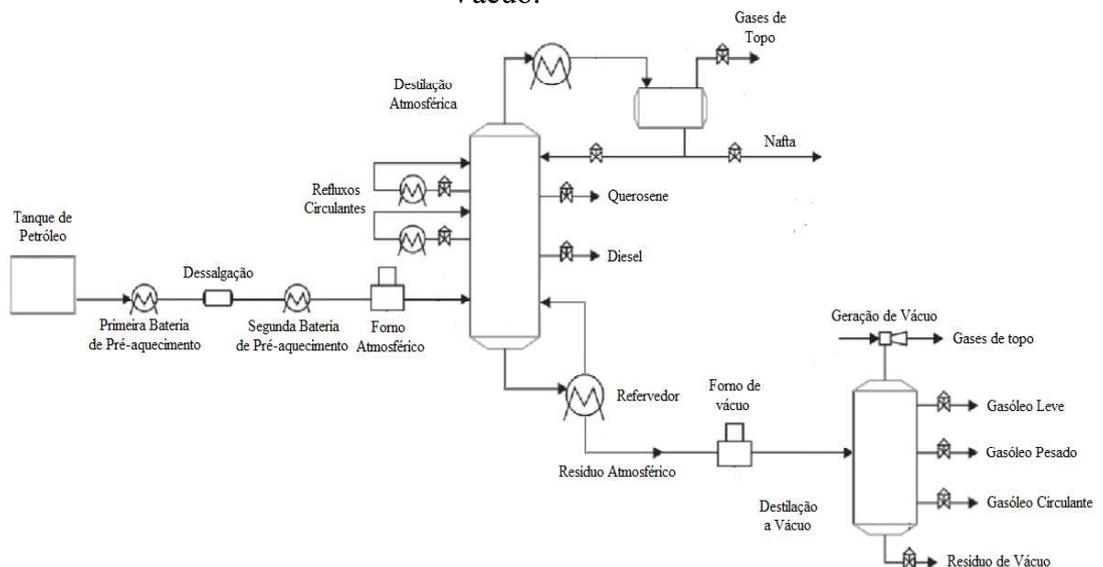
Figura 3 - Esquemática do Processo de Destilação Fracionada.



Fonte: Fogaça (2020)

Segundo Benali *et al.* (2012), citado por Lisboa (2016), o arranjo físico das unidades de destilação pode sofrer algumas alterações entre unidades distintas, mas os princípios de funcionamento são similares. A figura 4 apresenta um fluxograma geral das unidades de destilação atmosférica e a vácuo, objetos do estudo desse trabalho. Em seguida, apresentamos o funcionamento básico dessas unidades.

Figura 4 - Esquemático Simplificado das Unidades de Destilação Atmosférica e a Vácuo.



Fonte: Adaptado de Campos, Gomes e Perez (2013).

2.2.1 Unidade de Destilação Atmosférica

O petróleo cru é transportado do tanque de armazenamento até a unidade de destilação atmosférica através de bombeio contínuo. A unidade recebe esse nome devido ao processo de destilação ocorrer em pressões próximas à pressão atmosférica. Antes de chegar à torre atmosférica ou fracionadora (equipamento onde será realizado o processo de destilação), o petróleo é pré-aquecido por trocadores de calor no circuito chamado de primeira bateria de pré-aquecimento. Esse circuito tem como função aquecer gradativamente o petróleo para que ele possa ser injetado na dessalgadora e resfriar os derivados oriundos da torre atmosférica. Na dessalgadora ocorre o processo de dessalgação ou dessalinização, que é a remoção de sais, água e partículas sólidas em suspensão (EPALANGA, 2005).

O petróleo dessalgado passa por uma segunda bateria de pré-aquecimento para então ser encaminhado ao forno atmosférico, onde será parcialmente vaporizado e aquecido até a temperatura ideal de entrada na torre atmosférica. É importante ressaltar que as baterias de pré-aquecimento têm também a importante função de economizar combustíveis para os fornos, pois quando temperaturas mais elevadas são atingidas no pré-aquecimento, a quantidade de combustível gasta nos fornos para o aquecimento final da carga de petróleo é menor (EPALANGA, 2005; LISBOA, 2016).

O objetivo da torre atmosférica é separar os hidrocarbonetos presentes no petróleo através da técnica de destilação. O petróleo parcialmente vaporizado entra na torre atmosférica pela seção intermediária denominada zona de “*flash*”. Ao entrar na zona de “*flash*”, a parte vaporizada do petróleo sobe em direção ao topo da torre atmosférica e a parte líquida desce em direção ao fundo. (LIMA, 2014)

Ainda para Lima (*op. cit.*), a torre atmosférica possui um gradiente de temperatura, sendo a região inferior mais quente e a região superior mais fria. Quando esses vapores ascendem vão perdendo calor e à medida que atingem sua temperatura de condensação ficam acumulados em dispositivos chamados de bandejas.

As bandejas possuem borbulhadores que ficam ligeiramente imersos na parte líquida e servem para permitir a passagem dos vapores, de modo que ocorra a máxima interação com o líquido da bandeja, visando a retenção de possíveis frações pesadas que possam ter sido arrastadas do fundo e a vaporização de frações leves que possam ter ficado retidas (ABIRACHED, 2018).

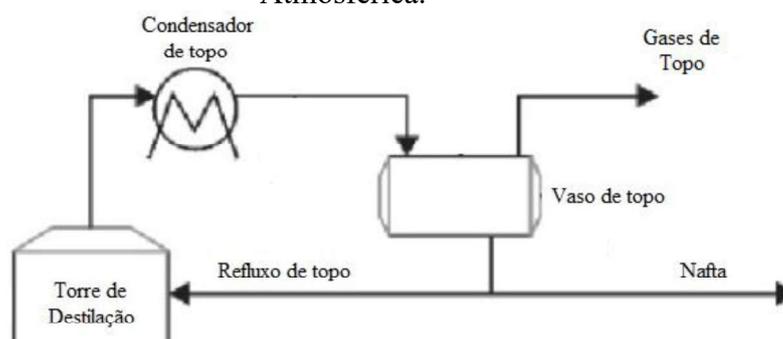
Quando o fluido atinge determinadas alturas da torre, podemos retirá-lo pelas laterais nas formas de diesel e querosene e enviá-los para seus respectivos sistemas de tratamento,

onde ocorrerá a otimização do processo de separação e ajustes na qualidade do fluido que será enviado para armazenamento (EPALANGA, 2005).

Segundo Lima (2014), parte desses produtos retirados nas laterais são resfriados e devolvidos novamente para a torre numa região mais acima das bandejas de onde foram retirados, de modo que exista um contra fluxo ou refluxo líquido com os vapores em ascensão retendo frações pesadas que ainda possam ter sido arrastadas e resfriar as bandejas superiores para que parte das frações leves possam ficar retidas nas frações intermediárias, que normalmente possuem maior valor agregado.

Os hidrocarbonetos mais leves como nafta, gás liquefeito de petróleo (GLP) e gás combustível, que permanecem vaporizados, chegam até o topo da torre e são enviados para o sistema de topo (EPALANGA, 2005). A figura 5 apresenta um fluxograma simplificado do sistema de topo da unidade de destilação atmosférica.

Figura 5 - Esquemático Simplificado do Sistema de Topo da Unidade de Destilação Atmosférica.



Fonte: Adaptado de Campos, Gomes e Perez (2013).

Os gases de topo passam por trocadores de calor denominados de condensadores de topo, que tem a função de resfriar os gases de topo e condensar parte desses gases. Após os condensadores, o fluido chega em um vaso de pressão tradicionalmente conhecido como vaso de topo, que acumula o condensado, separando-o do que ainda permanece na fase vapor. Por essa característica o vaso de topo também é conhecido como vaso acumulador de topo. Parte do condensado é enviada para tratamento e parte retorna para a torre como refluxo de topo (BRITO, 2010).

O líquido no fundo da torre contendo hidrocarbonetos mais pesados é constantemente aquecido em um trocador de calor, chamado de refeedor, para que ocorra a vaporização dos hidrocarbonetos mais leves que estão incorporados. A parte que não vaporizar será considerada Resíduo Atmosférico (RAT) (LIMA, 2014).

Epalanga (2005) explica que o RAT por si só não possui muito valor comercial e pode ser vendido apenas como óleo combustível, entretanto, ele agrega ainda muitos derivados que não conseguiram ser fracionados no processo de destilação atmosférica devido ao seu ponto de ebulição mais elevado.

Ainda para Epalanga (2005), aumentar mais a temperatura dos fornos até atingir a temperatura de ebulição do resíduo atmosférico não é uma opção viável devido a possibilidade de ocorrer craqueamento térmico no resíduo atmosférico, que é a quebra das moléculas causada pela elevada temperatura, e a consequente deposição de um resíduo sólido indesejável no processo de destilação denominado de coque.

A autora ainda indica que o ponto de ebulição para uma mesma substância varia de acordo com a pressão a qual o fluido está submetido, ou seja, quanto mais elevada a pressão mais elevado o ponto de ebulição e vice-versa. Portanto, uma opção viável seria forçar a redução do ponto de ebulição através da redução da pressão na qual ocorre a destilação. Esse processo ocorre em uma unidade diferente denominada unidade de destilação a vácuo.

2.2.2 Unidade De Destilação a Vácuo

Segundo Maia (2007), o resíduo atmosférico oriundo da torre atmosférica é aquecido nos fornos da unidade de destilação a vácuo, onde ocorre um processo de vaporização similar aos fornos da unidade de destilação atmosférica, e então é enviado para a torre de vácuo. A torre de vácuo possui um funcionamento similar a torre atmosférica, assim como bandejas e borbulhadores. As principais diferenças estão nos derivados obtidos e na pressão na qual ocorre a destilação, onde um sistema de geração de vácuo é instalado no topo da torre, de modo a reduzir a pressão interna da mesma.

Os produtos retirados nas laterais da torre de vácuo são gasóleo leve, gasóleo pesado e gasóleo circulante. O resíduo pesado que permanece no fundo da torre de vácuo recebe o nome de resíduo de vácuo. Esses produtos podem ter diversos destinos, dependendo das características da unidade. Já os produtos retirados no topo são enviados para o sistema de topo de forma similar à torre atmosférica (MAIA, *op. cit.*).

2.3 INSPEÇÃO DE EQUIPAMENTOS

O avanço tecnológico permitiu que os equipamentos de processo passassem a operar com maiores pressões e temperaturas. Além disso, o nível de complexidade das plantas tem aumentado bastante e os fluidos de processo passaram a apresentar maiores teores de

contaminantes, o que pode intensificar o processo corrosivo dos equipamentos. Essas alterações dificultaram o gerenciamento da inspeção de equipamentos (BEZERRA, 2016).

Neste tópico apresentaremos um pouco sobre a origem da Inspeção de Equipamentos e algumas regulamentações. Além disso, trataremos também sobre mecanismos de deterioração e ensaios não destrutivos.

2.3.1 Origem da Inspeção de Equipamentos

A Primeira Revolução Industrial proporcionou enormes avanços nos processos produtivos e grande desenvolvimento tecnológico. Dentre esses avanços, destacam-se o desenvolvimento de máquinas a vapor, de caldeiras e da siderurgia. Apesar das baixas pressões e temperaturas de operação, ocorriam muitas explosões envolvendo caldeiras, que são equipamentos utilizados para a geração de vapor (CHAINHO, 2011).

Para o mesmo autor, com a chegada da Primeira Guerra Mundial, a necessidade de produtos derivados do petróleo aumentou consideravelmente e com isso foi necessário melhorar os processos produtivos e os equipamentos passaram a estar sujeitos a maiores condições de pressão, temperatura e corrosividade, porém os projetos construtivos, a tecnologia dos materiais e os processos de fabricação não acompanharam essa velocidade de crescimento.

Ainda segundo o autor, em 1905 uma caldeira explodiu em uma fábrica de calçados localizada na cidade de *Brockton* no estado de *Massachusetts* – Estado Unidos da América (EUA), levando a óbito 58 pessoas e deixando 117 feridas. Nas figuras 6a e 6b, podemos ver o local da fábrica antes e após a explosão da caldeira, respectivamente. A partir disso ocorreram manifestações populares e em resposta foi publicada a Seção I da Norma de Caldeiras e Vasos de Pressão² (BPVC) da Associação Norte-americana de Engenheiros Mecânicos³ (ASME), que estabelecia padrões de projeto e construção de caldeiras e vasos de pressão nos EUA.

² Tradução nossa de Boiler and Pressure Vessels Code

³ Tradução nossa de American Society of Mechanical Engineers

Figura 6 – Local da Fábrica de Calçados: (a) Antes da Explosão; (b) Após a Explosão.



Fonte: Chainho (2011).

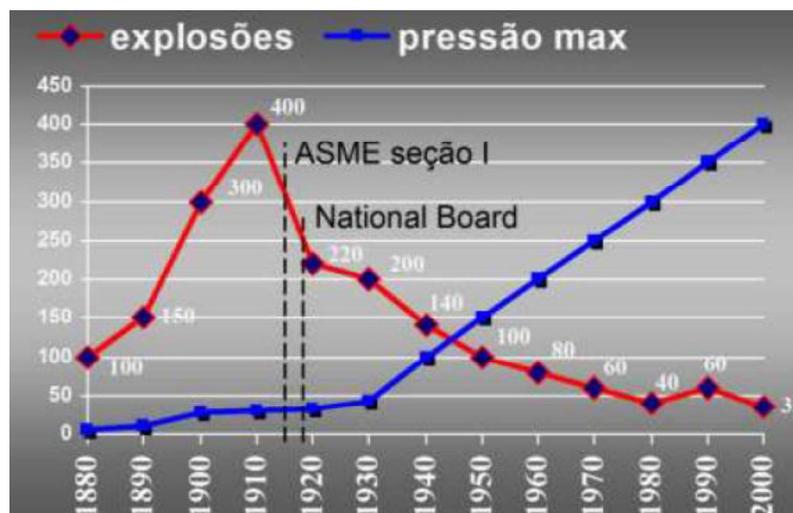
Chainho (2011) também indica que naquele período se percebeu a necessidade de capacitação de profissionais para monitorar a deterioração e controlar a qualidade nos processos de fabricação desses equipamentos de forma padronizada. Com isso surgiu uma das primeiras concepções propriamente ditas da inspeção de equipamentos, que foi consolidada com a fundação do Conselho Nacional de Inspectores de Caldeiras e Vasos de Pressão⁴ (*National Board*). Atualmente a BPVC está dividida em doze seções que tratam sobre os mais diversos critérios para construção, seleção de materiais e controle de qualidade de caldeiras e vasos de pressão, seja em plantas de refino de petróleo, em plantas nucleares ou tanques de transporte.

“Estes dois importantíssimos fatos históricos (publicação da seção I do código ASME e fundação do National Board) certamente simbolizam o nascimento da Inspeção de Equipamentos” (CHAINHO, 2011, p. 6).

Podemos observar no gráfico 1 que após a implementação da BPVC e da *National Board*, mesmo com o aumento das pressões de operação, o número de explosões de caldeiras diminuiu consideravelmente.

⁴ Tradução nossa de *National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspectors*

Gráfico 1 - Explosões de caldeiras ao longo do tempo.



Fonte: Chainho (2011).

O Instituto Norte-americano do Petróleo⁵ (API) é outra importante instituição que foi fundada no início do século XX. As técnicas e os procedimentos de inspeção utilizados na época eram transmitidos verbalmente. Então o API passou a registrar e consolidar esses procedimentos e começou a aprimorá-los e disseminá-los a partir de práticas recomendadas. A partir disso, foram elaboradas as Guias do API para Inspeção de Equipamentos de Refinaria⁶ que, com o passar do tempo, tornaram-se normas de renome internacional (CHAINHO, 2011).

O autor ainda explica que a inspeção de equipamentos no Brasil acompanhou a chegada da indústria do refino do petróleo. Em 1958, na Refinaria Presidente Bernardes (RPBC) localizada no município de Cubatão - SP, uma das primeiras refinarias instalada no Brasil e responsável pelo suprimento de aproximadamente 80% do mercado brasileiro de derivados do petróleo da época, ocorreu um acidente de grandes proporções devido a um pequeno trecho de tubulação onde foi utilizado aço-carbono, mas o projeto especificava que a linha fosse completamente construída com aço-liga com 5% de Cromo (Cr).

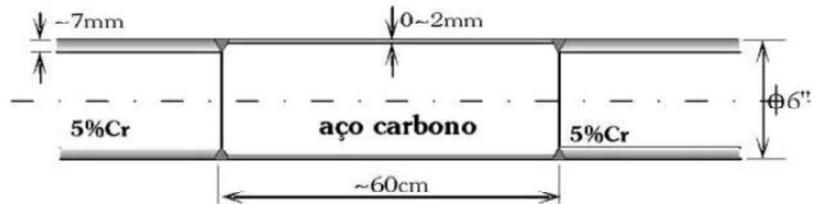
Para o processo e as condições de operação onde foi aplicado o material, o aço-carbono apresentava uma resistência a corrosão bem menor que o aço-liga. Podemos observar na figura 7 um exemplo da diferença de espessura remanescente no trecho com material diferente. Na figura 8 podemos observar os danos materiais provocados pelo acidente. A

⁵ Tradução de Chainho (2011) para *American Petroleum Institute*

⁶ Tradução nossa de *API Guide for Inspection of Refinery Equipment*

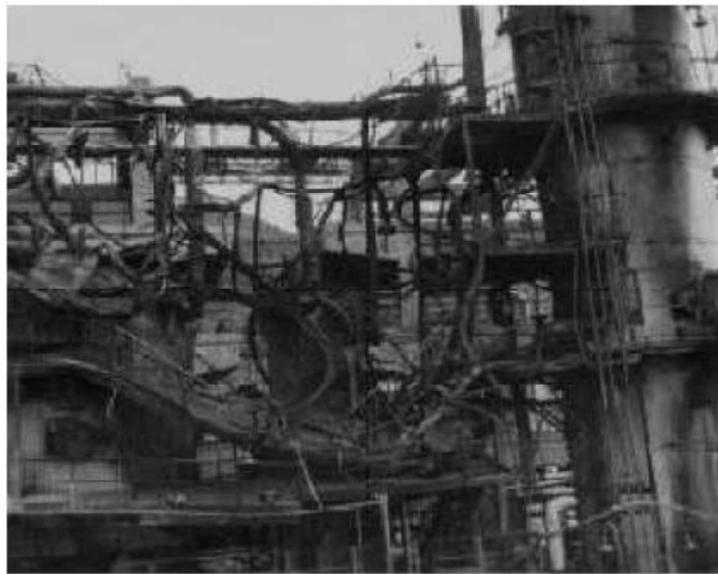
partir disso, a necessidade do trabalho da Inspeção de Equipamentos foi evidenciada e o setor passou a ter maiores investimentos para que se desenvolvesse (CHAINHO, 2011).

Figura 7 - Situação da Tubulação no Instante do Acidente.



Fonte: Chainho (2011).

Figura 8 - Destruição Provocada pelo Acidente.



Fonte: Chainho (2011).

Observamos, portanto, que a inspeção de equipamentos tem um papel fundamental tanto da confiabilidade operacional quanto na segurança, seja das instalações, seja dos trabalhadores. Para CHAINHO (2011, p. 9, grifos do autor):

Esta perspectiva histórica deixa muito clara a verdadeira **razão de existência** da Inspeção de Equipamentos: a necessidade, econômica e principalmente social, de **SEGURANÇA**. Para satisfazer esta necessidade é absolutamente indispensável a atuação de uma equipe tecnicamente preparada para controlar as condições físicas dos equipamentos pressurizados.

2.3.2 Norma Regulamentadora Nº 13 e Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos

As Normas Regulamentadoras (NR's) foram elaboradas pelo Ministério do Trabalho (MT) a partir de grupos e comissões compostas por representantes do governo, dos empregados e dos empregadores, com o objetivo de garantir o trabalho seguro e salubre. Essas normas regulamentam os direitos e deveres de empregados e empregadores com o objetivo de prevenir acidentes de trabalho, doenças ocupacionais e acidentes ambientais (ENIT, s/d). Atualmente existem 35 NR's vigentes, entretanto para serviços de inspeção em refinarias a de maior relevância é a NR-13, publicada como Anexo da Portaria MTb n.º 1.082, de 18 de dezembro de 2018.

A NR-13 “estabelece requisitos mínimos para gestão da integridade estrutural de caldeiras a vapor, vasos de pressão, suas tubulações de interligação e tanques metálicos de armazenamento nos aspectos relacionados à instalação, inspeção, operação e manutenção” (BRASIL, 2018).

Para vasos de pressão enquadrados nessa NR, são estabelecidas categorias de I a V com base no potencial de risco e na classe do fluido contido, conforme apresentado na tabela 2, sendo a categoria I a mais crítica e a categoria V a menos crítica. Além disso, a norma estabelece prazos máximos para inspeções internas e externas dos equipamentos com base em sua categoria, que podem ser verificados na tabela 3 (BRASIL, 2018). Podemos observar que a NR-13 estabelece prazos máximos diferenciados para a inspeção externa e inspeção interna.

A inspeção externa consiste na avaliação da parte externa do equipamento e pode ser realizada com o equipamento em operação, sem a necessidade de acesso ao seu interior. Já a inspeção interna consiste na avaliação da parte interna do equipamento, na qual é exigido acesso visual ao seu interior. Ambas visam a avaliação da integridade estrutural dos equipamentos (BRASIL, 2018).

É importante ressaltarmos que a NR-13 não determina quais critérios devem ser utilizados para avaliação dos componentes. Esses critérios são definidos pelo profissional responsável pela avaliação do equipamento (BRASIL, 2018).

Tabela 2 - Categorias de Vasos de Pressão.

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

Fonte: Brasil (2018).

Notas:

- a) considerar volume em m³ e pressão em MPa;
b) considerar 1 MPa correspondente a 10,197 kgf/cm².

A NR-13, conforme exemplificado na tabela 3, possibilita a ampliação dos prazos máximos de inspeção dos equipamentos para estabelecimentos que possuem Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos (SPIE) certificado.

Tabela 3 - Prazos Máximos Estabelecidos pela NR-13.

Categoria do Vaso	Estabelecimento sem SPIE		Estabelecimento com SPIE	
	Inspeção Externa	Inspeção Interna	Inspeção Externa	Inspeção Interna
I	1 ano	3 anos	3 anos	6 anos
II	2 anos	4 anos	4 anos	8 anos
III	3 anos	6 anos	5 anos	10 anos
IV	4 anos	8 anos	6 anos	12 anos
V	5 anos	10 anos	7 anos	a critério

Fonte: Adaptado da NR-13, Brasil (2018).

A NR-13, por meio do seu anexo II, estabelece requisitos para a certificação SPIE do estabelecimento, mas sujeita tanto a certificação inicial quanto sua manutenção a regulamento específico do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), que o faz por meio das Portaria n.º 537, de 21 de outubro de 2015 e Portaria n.º 582, de 23 de novembro de 2015 (BRASIL, 2018).

O SPIE deve ser um órgão fisicamente constituído, com salas, móveis, arquivos, laboratório, aparelhagem específica, etc. e constar da estrutura administrativa do estabelecimento, com atribuições, responsabilidade e autoridade definidas formalmente (INMETRO, 2015, p. 4).

Cabem a um SPIE o acompanhamento e o registro das condições físicas dos equipamentos estáticos sob seu controle, conforme definido no item 3.14, visando assegurar a condição segura de operação. Outros equipamentos não previstos pela definição podem ser controlados a critério do SPIE. O SPIE deve demonstrar, por evidências objetivas, que todos os equipamentos sob o seu controle estão incluídos no seu Programa de Inspeção (INMETRO, 2015, p. 5).

Para estabelecimentos que possuem poucos equipamentos NR-13, a certificação SPIE não aparenta ser muito vantajosa, mas para estabelecimentos que possuem centenas ou até milhares de equipamentos NR-13, como é o caso das refinarias de petróleo, a extensão de prazo representa um enorme custo benefício.

2.3.3 Mecanismos de Dano

Unidade de processo é definida pela NR-13 como o “conjunto de equipamentos e interligações de uma unidade fabril destinada a transformar matérias primas em produtos”, que é o caso das unidades de destilação (BRASIL, 2018).

Essas unidades trabalham em regime contínuo, dia e noite, e estão submetidas a condições severas de operação, acarretando a deterioração dos equipamentos de processo. Essa deterioração ocorre devido a interação físico-química dos equipamentos com os meios ao redor e com os fluidos de processo. O conjunto de fatores que causam deterioração dos equipamentos são denominados de mecanismos de dano (GENTIL, 1996; TELLES, 1996; BRASIL, 2018).

Segundo o API (2016, tradução nossa), os mecanismos de dano podem se apresentar de diversas formas, incluindo corrosão, trincas e danos mecânicos e metalúrgicos⁷. Para os vasos de topo foco deste trabalho, identificamos os seguintes mecanismos de dano ativos:

⁷ Damage mechanisms include corrosion, cracking, mechanical, and metallurgical damage.

corrosão atmosférica; corrosão por condensação ácida; corrosão por sais de cloreto de amônio; e dano por sulfeto de hidrogênio (H₂S) úmido (API, 2016).

2.3.3.1 Corrosão Atmosférica

Os metais, em condições normais de temperatura, expostos à atmosfera terrestre, estão sujeitos a um processo eletroquímico denominado corrosão atmosférica. Nesse processo, a umidade presente no ar condensa sobre o metal, formando um filme de água que possibilita a corrosão. Além disso, esse filme de água pode conter alguns contaminantes, como oxigênio, óxidos de enxofre, dióxido de carbono, cloretos, íons metálicos, dentre outros, que afetam o processo corrosivo (JAMBO; FÓFANO, 2008).

Conforme Jambo e Fófano (*op. cit.*), além da atmosfera de um determinado local, também é preciso levar em consideração a existência de microclimas, ou seja, pequenas regiões que apresentam corrosividade diferente dos arredores, seja devido a presença de ventos com determinada direção, chaminés, tanques atmosféricos etc.

É importante ressaltarmos que, ainda segundo Jambo e Fófano (2008), as informações preliminares sobre a corrosividade do ambiente são fundamentais para a elaboração de projetos, impactando bastante sobre a vida e o custo dos empreendimentos.

2.3.3.2 Corrosão por Condensação Ácida

Ocasionalmente ocorre a formação de um meio ácido no interior dos equipamentos de processo utilizados no refino de petróleo oriundo da reação de gases de combustão com água ou da hidrólise de sais presentes no próprio petróleo. Esse meio ácido pode iniciar um processo corrosivo no material metálico, gerando um mecanismo de dano denominado corrosão por condensação ácida (PELLICCIONE *et al.*, 2012).

Segundo Pelliccione *et al.* (*op. cit.*), os principais compostos que propiciam a corrosão por condensação ácida são: o dióxido de carbono (CO₂); o ácido sulfúrico (H₂SO₄); os condensados dos gases de combustão; o ácido clorídrico (HCl); e o ácido sulfídrico (H₂S). Dentre esses compostos, o que tipicamente provoca corrosão ácida nos sistemas de topo de unidades de destilação é o HCl.

A corrosão por HCl pode causar tanto corrosão localizada como generalizada e é um mecanismo bastante agressivo para a maioria dos materiais. O HCl é formado ainda nas baterias de pré-aquecimento e nos fornos das destilações, a partir da hidrólise dos sais de cálcio e magnésio presentes no petróleo. Entretanto, nessa etapa ele não é corrosivo, pois a

água presente no sistema ainda se encontra na fase vapor (GONÇALVES, 2007; PELLICCIONE *et al.*, 2012).

Conforme Gonçalves (2007), com a diminuição da temperatura no topo da torre de destilação e no sistema de topo, a água inicialmente na fase vapor começa a condensar, absorvendo parte dos vapores de HCl, formando assim o ácido clorídrico condensado.

Além disso, Pelliccione *et al.* (2012) explica que esse ácido também pode ser formado a partir da absorção de água pelos depósitos de sais de cloreto de amônio presentes em trocadores de calor e tubulações.

As principais formas de mitigação desse mecanismo de dano são: o uso de ligas de níquel ou titânio; a redução da concentração de cloretos no processo; a injeção de soluções cáusticas para neutralizar o ácido; e uso de água de lavagem para reduzir a concentração do ácido (PELLICCIONE *et al.*, *op. cit.*). Nas unidades estudadas neste trabalho, a neutralização do ácido clorídrico é realizada com a injeção de gás amônia ou com água amoniacal.

2.3.3.3 Corrosão por Sais de Cloreto de Amônio

O cloreto de amônio é um composto corrosivo, seja em estado gasoso, líquido ou em solução⁸. O processo de neutralização do ácido clorídrico com a utilização de gás amônia ou água amoniacal pode gerar a formação de sais de cloreto de amônio⁹. Esses sais se depositam no metal e propiciam a corrosão do material (VERCAMMEN, 2001, tradução nossa; AKPANYUNG; LOTO; FAJOBI, 2019, tradução nossa).

Esse mecanismo de dano tipicamente se apresenta como corrosão localizada e suas taxas de corrosão podem ser extremamente altas. Além disso, todos os materiais comumente utilizados nos equipamentos de refino de petróleo estão suscetíveis a esse mecanismo.¹⁰ (API, 2020, tradução nossa).

As principais formas de mitigação desse mecanismo de dano são: a limitação da quantidade de cloretos a partir da melhoria do processo de dessalgação e/ou a adição de um composto cáustico no petróleo dessalgado; a injeção de água de lavagem na tubulação de topo da torre de destilação, visando a remoção dos sais depositados; e a injeção de inibidor de corrosão para propiciar a formação de uma película protetora na superfície interna da

⁸ [...] it is known that ammonium chloride and ammonium sulphates are corrosive, as gas, as solid, or in solution.
ion.

⁹ Ammonium chloride is a salt gotten from strong acid, HCl and weak base, NH₃.

¹⁰ Localized corrosion, often pitting, normally occurring under ammonium chloride or amine salt deposits, often in the absence of a free water phase. [...] All commonly used materials are susceptible. [...] Corrosion rates can be extremely high.

tubulação. Porém, cabe ressaltar que esses inibidores podem não atingir a superfície metálica sob os depósitos já existentes¹¹ (API, *op. cit.*, tradução nossa).

2.3.3.4 Dano por H₂S Úmido

Algumas reações de corrosão e alguns serviços em alta temperatura permitem a permeação de átomos de hidrogênio em um metal ou liga metálica. Essa permeação é o que torna possível a existência dos mais diversos mecanismos de dano por hidrogênio¹², podendo causar vários problemas, como trincamento e empolamento. Em equipamentos de processo, os principais meios que causam esses danos, são os que contém H₂S úmido, ou seja, H₂S em fase aquosa (PELLICCIONE *et al.*, 2012; HANSEN; MCCONNELL, 2017, tradução nossa).

Segundo Pelliccione *et al.* (*op. cit.*), os mecanismos de dano por H₂S úmido mais comuns são: o empolamento por hidrogênio; o trincamento sob tensão por sulfeto (TTS); o trincamento induzido por hidrogênio (TIH); e o trincamento induzido por hidrogênio orientado sob tensão (TIHOT). As unidades estudadas neste trabalho estão sujeitas especificamente ao TIH e ao TIHOT. Portanto, delimitamos nossa explicação a esses dois mecanismos.

O TIH caracteriza-se pela formação de bolhas de hidrogênio no interior do material, as quais são formadas a partir do acúmulo hidrogênio atômico nas impurezas do material. Os danos causados pelas bolhas tendem a se formar paralelamente à superfície e no sentido longitudinal equipamento. Além disso, quando em profundidades diferentes, esses danos podem desenvolver trincas que os interligam, dando origem ao TIH. Normalmente o TIH só se torna prejudicial à integridade estrutural do equipamento quando alcança extensões relevantes, quando se propaga para uma solda ou quando se propaga na direção transversal à parede de pressão do equipamento¹³ (REYNOLDS, 2003, tradução nossa; PELLICCIONE *et al.*, 2012).

O TIHOT é um mecanismo que ocorre de modo similar ao TIH, entretanto é uma forma de trincamento potencialmente mais perigosa. Nele, várias TIH ou outros defeitos se

¹¹ 1. Limit salts by limiting chlorides in the tower feed through desalting and/or the addition of caustic to the desalted crude. 2. A water wash may be required in the crude tower overhead line to flush the salt deposits. 3. Filming amine inhibitors are often added to control corrosion but may not reach metal surfaces under deposits that have already formed.

¹² Hydrogen-induced damage mechanisms become possible when hydrogen atoms begin to dissolve into a metal or alloy.

¹³ HIC is a form of tiny blistering damage that is mostly parallel to the surface and to the direction of hoop stress, hence is usually not damaging until it is extensive and affects material properties or gives rise to step-wise cracking that propagates into a weld or begins to go step-wise through the wall. The damage occurs when atomic hydrogen from wet H₂S corrosion reactions enters the steel and collects at inclusions or impurities in the steel.

empilham na direção transversal à parede de pressão do equipamento¹⁴, através de sua espessura. Esse trincamento é direcionado pelos altos níveis de tensões residuais e/ou aplicadas (REYNOLDS, 2003, tradução nossa; PELLICCIONE *et al.*, 2012).

2.3.4 Ensaios Não Destrutivos (END)

A capacidade de detectar discontinuidades ou danos gerados nos equipamentos durante a operação e determinar sua evolução é de fundamental importância para o trabalho da inspeção de equipamentos (BEZERRA, 2016).

Normalmente esse trabalho de inspeção é realizado com técnicas que não impactem a funcionalidade dos equipamentos nem agravem as discontinuidades presentes ou gerem novas discontinuidades. Essas técnicas são conhecidas como (END's) (SILVA JÚNIOR; MARQUES, 2006).

Silva Júnior e Marques (2006, p. 8) definem discontinuidades como “interrupções na estrutura normal de um material, em nível macro ou microscópico”. Além disso, os autores explicam que discontinuidades são diferentes de defeitos. Defeitos são discontinuidades que possuem dimensões ou características que não são aceitáveis para determinadas aplicações. Normalmente as normas técnicas definem os critérios de aceitação das discontinuidades para cada aplicação.

As discontinuidades podem se apresentar tanto na superfície quanto no interior dos materiais e podem ter formas lineares ou planares, como trincas, ou volumétricas, como vazios e inclusões. Essas discontinuidades podem ter sido geradas durante a fabricação do equipamento ou devido aos mecanismos de deterioração ativos durante sua operação (ANDREUCCI, 2020c).

Existem diversos END's disponíveis para as mais diversas aplicações. A escolha do ensaio não destrutivo que será realizado depende de diversos fatores, como o tipo, a forma e o local da discontinuidade, a geometria da peça ou equipamento, o nível de confiança necessário para a inspeção do equipamento, as condições de operação do equipamento etc. (SILVA JÚNIOR; MARQUES, 2006).

A Associação Brasileira de Ensaios Não Destrutivos e Inspeção (ABENDI) apresenta as principais técnicas de END, quais sejam: correntes parasitas, emissão acústica, radiografia industrial, ensaio visual, estanqueidade, líquido penetrante, partículas magnéticas, ultrassom e termografia. A seguir apresentaremos brevemente cada um desses ensaios (ABENDI, s/d).

¹⁴ [...] is a bunch of short HIC cracks that are stacked perpendicularly in the direction of through wall cracks and driven by high residual or applied stresses

2.3.4.1 Correntes Parasitas

A técnica de inspeção por correntes de Foucault, também conhecidas como correntes parasitas, é um dos END's mais versáteis e caracteriza-se principalmente pela indução de correntes elétricas em material condutor e o monitoramento da sua interação com esse material. Essas correntes são afetadas por variações na condutividade elétrica, permeabilidade magnética e na geometria do material, o que permite que a técnica avalie uma variedade de características de materiais condutores, como composição química, tamanho de grão, fase, dureza superficial, tensão e descontinuidades (por exemplo, trincas, perda de espessura e inclusões). (SILVA JÚNIOR; MARQUES, 2006; CANTÚ, 2013)

Conforme Silva Júnior e Marques (2006), este END pode ser aplicado para a detecção de trincas superficiais e medição de espessura, sendo utilizado principalmente na inspeção de tubos de material não ferromagnéticos de trocadores de calor. Podemos destacar que esse ensaio apresenta sensibilidade na detecção de pequenas trincas e outras descontinuidades, pode detectar descontinuidades superficiais e subsuperficiais – o que limita sua avaliação a regiões próximas à superfície – e possibilita a inspeção em peças com geometria complexa, entretanto só pode ser aplicado em materiais eletricamente condutores.

2.3.4.2 Emissão Acústica

O ensaio de emissão acústica consiste na análise do comportamento dinâmico de descontinuidades quando submetidas a tensões térmicas ou mecânicas. Nesta técnica os pulsos ultrassônicos gerados quando a descontinuidade ocorre ou se propaga são captados por sensores e analisados (TESSER, 2004; CYRINO, 2016).

2.2.4.3 Radiografia Industrial

O ensaio de radiografia industrial consiste na incidência de um feixe de radiação na peça que se deseja inspecionar e na análise da imagem radiográfica formada em um anteparo colocado após a peça, normalmente um filme radiográfico (ANDREUCCI, 2020c).

Conforme o mesmo autor, à medida que o feixe atravessa a peça, parte da energia radioativa vai sendo absorvida pelo material, porém quando existem vazios, materiais diferentes, diferenças na densidade ou variações na espessura do material, diferentes regiões de uma peça absorverão quantidades diferentes da radiação e são percebidas no anteparo essas diferenças de intensidade, indicando a existência de uma descontinuidade interna ou defeito no material.

Ainda segundo o autor, este END é normalmente utilizado para detecção de descontinuidades internas e apresenta boa sensibilidade na detecção de descontinuidades volumétricas, desde que não sejam muito pequenos em relação à espessura da peça. Por outro lado, a detecção de descontinuidades lineares é limitada, ficando condicionada à posição desta em relação ao feixe de radiação.

2.3.4.4 Ensaio Visual

O ensaio visual é o primeiro método utilizado para avaliar o equipamento que está sendo inspecionado e é realizado fundamentalmente a partir do sentido da visão do executante do ensaio, podendo este contar com o auxílio de instrumentos (por exemplo, espelho, régua, trena e lentes de aumento) e de dispositivos que contém câmeras instaladas (por exemplo, o boroscópio) para as regiões de difícil acesso (SILVA JÚNIOR; MARQUES, 2006).

Ainda conforme os autores, essa técnica pode ser utilizada para diversas situações, como na avaliação das superfícies onde serão aplicados outros END's, detecção de corrosão superficial, inspeção das condições gerais do equipamento e identificação de vazamentos.

2.3.4.5 Estanqueidade

O ensaio de estanqueidade consiste na detecção de possíveis vazamentos de líquido ou gás no equipamento. Para isso podem ser utilizadas diversas técnicas, como a medição de pressão ou vácuo, a verificação de bolhas, aplicação de gás hélio ou ultrassom (CYRINO, 2016).

2.3.4.6 Líquido Penetrante

O ensaio por líquidos penetrantes consiste na aplicação de um líquido especial de coloração vermelha ou fluorescente que, quando aplicado sobre a superfície limpa da peça em exame, consegue penetrar nas descontinuidades abertas para a superfície. Após a remoção do excesso de líquido, é realizada a aplicação de um pó branco denominado revelador, que tem a função de extrair o líquido que penetrou na descontinuidade. O resultado é o aparecimento de manchas no revelador que serão avaliadas conforme os critérios definidos na norma de fabricação do equipamento (SILVA JÚNIOR; MARQUES, 2006; SILVA, 2011).

Esse END é relativamente simples e barato, pode ser aplicado em componentes de qualquer forma e tamanho e em diversos materiais, porém não pode ser utilizado em superfícies porosas ou absorventes. Além disso, peças de geometria complexa, grandes áreas e grandes volumes podem ser inspecionados rapidamente. Entretanto existe a necessidade de

acesso direto do executante do ensaio ao local a ser ensaiado (SILVA, 2011; ANDREUCCI, 2020a).

2.3.4.7 *Partículas Magnéticas*

O ensaio por partículas magnéticas é um método relativamente rápido de ser aplicado, que consiste na aplicação de um campo magnético na peça a ser ensaiada com o intuito de detectar discontinuidades superficiais e subsuperficiais em materiais ferromagnéticos (SILVA JÚNIOR; MARQUES, 2006).

Conforme Andreucci (2020b), quando o campo magnético passa por essas discontinuidades ocorre a formação de um campo de fuga do fluxo magnético. Partículas ferromagnéticas colocadas sobre a peça se aglomeram nas regiões destes campos de fuga apresentando o formato e a extensão da discontinuidade.

2.3.4.8 *Ultrassom*

O ensaio por ultrassom é baseado na emissão de um feixe sônico de alta frequência na peça a ser avaliada. O som percorre o material e é refletido quando encontra alguma interface, deste modo pode-se detectar e dimensionar discontinuidades presentes e ainda determinar a espessura da peça sem a necessidade de acesso ao lado oposto do local de ensaio. Este END possui diversas variações (por exemplo, *A-scan*, *B-scan*, *C-scan* e *Time of Flight Diffraction - TOFD*) e é principalmente utilizado para a detecção de discontinuidades internas, especialmente trincas, mas algumas técnicas especiais podem ser utilizadas para a detecção de discontinuidades superficiais (SANTIN, 2003; SILVA JÚNIOR; MARQUES, 2006; ANDREUCCI, 2018).

2.3.4.9 *Termografia*

O método da termografia consiste na captação da radiação infravermelha emitida por um objeto, convertendo-a em imagem digital denominada termograma. Essa técnica é utilizada para verificar temperaturas e observar os padrões de distribuição de calor no objeto e pode ser aplicada em, não limitando-se a, painéis e instalações elétricas, motores e acoplamentos, tanques, tubulações e fornos (CARVALHO, 2014; CYRINO, 2016).

2.4 METODOLOGIAS DE INSPEÇÃO

Em unidades de processo, os programas (ou planos) de inspeção são estabelecidos para detectar e avaliar a deterioração causada nos equipamentos durante a operação. A

efetividade dos programas de inspeção varia bastante, desde programas que se concentram em ações corretivas até programas que abrangem ações preventivas ou preditivas em uma enorme gama de equipamentos (API, 2016, tradução nossa).¹⁵

Segundo Bezerra (2016), diversas metodologias podem ser utilizadas para a elaboração de um programa de inspeção em unidades de processo. A seguir apresentaremos as duas metodologias de inspeção que são o foco deste trabalho.

2.4.1 Metodologias Tradicionais de Inspeção

As metodologias tradicionalmente utilizadas nos programas de inspeção podem ser simplificadas na sequência: detecção do dano; avaliação da progressão do dano; atualização da programação de inspeção; e emissão de recomendações de inspeção (BEZERRA, 2016).

Como já vimos, a detecção do dano e a avaliação de sua progressão são realizadas com o auxílio de END's. Nas metodologias tradicionais, os END's necessários são definidos com base no histórico de inspeção do equipamento, muitas vezes não levando em consideração os possíveis mecanismos de dano ativos. Além disso, não existem critérios para definir a extensão da aplicação do END. Essa definição ocorre de modo subjetivo (BEZERRA, *op. cit.*).

Em seguida, com base nas avaliações da etapa anterior, é realizada a atualização da programação de inspeção, onde se define a data da próxima inspeção e os acompanhamentos que serão realizados. Os critérios tipicamente utilizados pelas metodologias tradicionais para a definição dos prazos de inspeção são baseados em: um percentual da vida remanescente, que é o tempo estimado para que a espessura do componente avaliado atinja a espessura mínima determinada; inspeção em operação substituindo inspeções internas (para equipamentos com baixas taxas de deterioração); ou consequência (NR-13, por exemplo) (BEZERRA, 2016; ROCHA; SILVA, 2017).

Por fim, são emitidas as recomendações de inspeção, ou seja, o escopo dos serviços para a próxima intervenção (BEZERRA, *op.cit.*).

As metodologias tradicionais de inspeção são válidas e importantes. Entretanto, dependem muito dos conhecimentos e da experiência da equipe de inspeção, principalmente nas definições de END's e prazos de inspeção. Além disso, as organizações trabalham

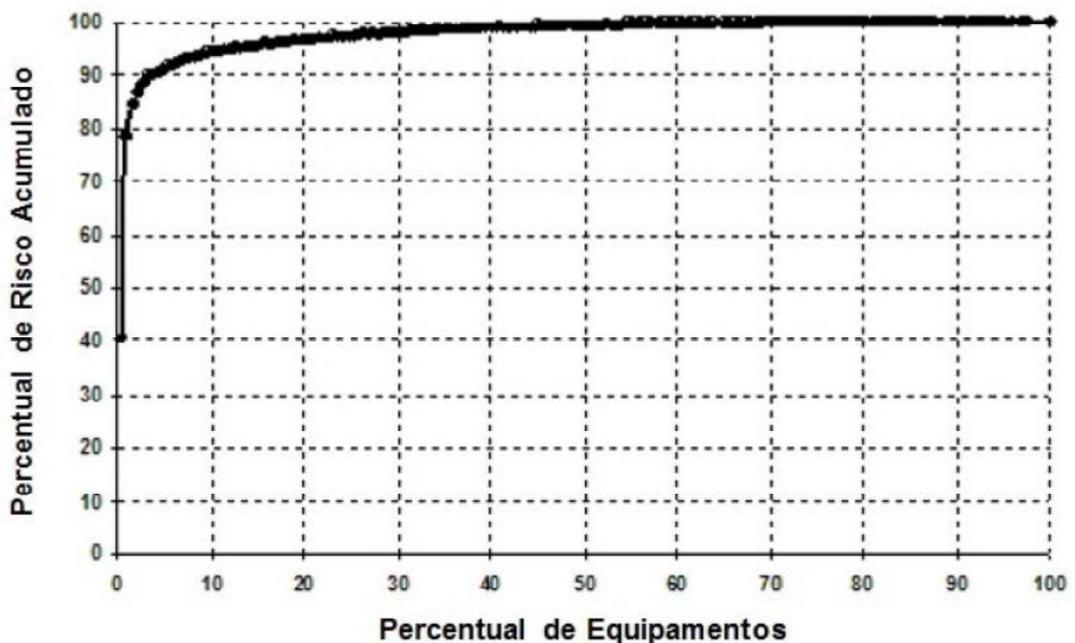
¹⁵ *In process plants, inspection and testing programs and process monitoring are established to detect and evaluate deterioration due to the effects of in-service operation. The effectiveness of inspection programs varies widely, ranging from reactive programs, which concentrate on known areas of concern, to broad proactive programs covering a variety of equipment.*

tipicamente com critérios de probabilidade e/ou consequência de formas separadas¹⁶. Porém o gerenciamento dos riscos só é possível se os dois fatores forem considerados. Esse gerenciamento pode ser realizado através da implementação de um programa de inspeção baseada em risco, o que proporciona uma otimização do programa de inspeção (API, 2016, tradução nossa; BEZERRA, 2016).

2.4.2 Inspeção Baseada em Risco (RBI)

Estudos de quantificação de risco já demonstraram que a distribuição de risco entre os equipamentos de uma unidade de processo ocorre de modo que mais de 90% do risco de ocorrer uma falha se concentra em 10% dos equipamentos, conforme podemos observar no gráfico 2. Isso indica que existem alguns equipamentos que requerem um plano de inspeção diferenciado e que os maiores esforços devem ser direcionados para estes equipamentos, visando reduzir sua probabilidade de falha (BEZERRA, 2016).

Gráfico 2 - Distribuição do Risco em uma Unidade de Processo.



Fonte: Bezerra (2016).

¹⁶ Traditionally, organizations have focused solely on the consequences or the POF without systematic efforts to tie the two together. They have not considered how likely it is that an undesirable incident will occur in combination with the consequence. Only by considering both factors can effective risk-based decision-making take place.

Bezerra (2016) ainda apresenta a RBI como uma nova filosofia de inspeção, onde a finalidade é a segurança e confiabilidade operacional. Esta filosofia visa o direcionamento dos esforços para os equipamentos que representam os maiores riscos da unidade.

Segundo o instituto API (2016, p. 13, tradução nossa), “um programa completo de RBI fornece uma metodologia consistente para avaliar a combinação ideal de métodos e frequências de inspeção”¹⁷.

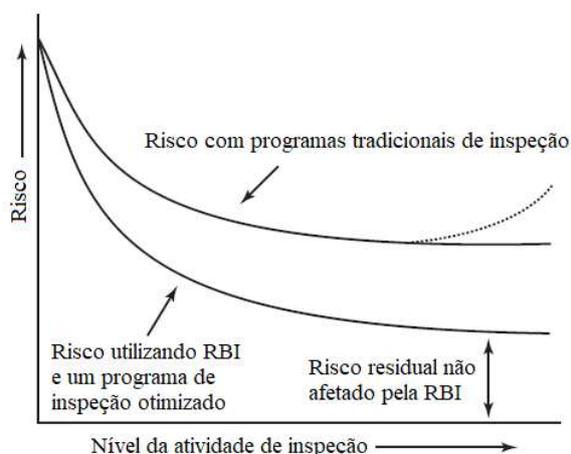
Consoante ao mesmo instituto, com o aumento do nível da atividade de inspeção é esperada a redução dos riscos associados ao equipamento, conforme ilustrado no gráfico 3. Na ilustração é possível observar que, para um mesmo nível de atividade de inspeção, o risco utilizando a RBI foi reduzido para valores abaixo do risco utilizando as metodologias tradicionais de inspeção. Além disso, um nível excessivo na atividade de inspeção pode elevar o risco associado ao equipamento, pois inspeções internas podem causar danos adicionais em certos casos (danos a pintura, entrada de umidade em equipamentos propiciando a formação de ácido politiônico, etc). Esse último caso é representado pela linha tracejada.¹⁸

Ainda segundo o instituto API (2016, tradução nossa), apenas a atividade de inspeção não é suficiente para reduzir o risco a zero. Isso ocorre devido a diversos fatores, como erro humano, erros de projeto, limitações dos métodos de inspeção etc.¹⁹

¹⁷ *A complete RBI program provides a consistent methodology for assessing the optimum combination of methods and frequencies of inspection.*

¹⁸ *[...] presents stylized curves showing the reduction in risk that can be expected when the degree and frequency of inspection are increased. [...] The lower curve indicates that with the application of an effective RBI program, lower risks can be achieved with the same level of inspection activity. [...] If excessive inspection is applied, the level of risk may even go up. This is because invasive inspections in certain cases may cause additional deterioration (e.g. moisture ingress in equipment with polythionic acid; inspection damage to protective coatings or glass-lined vessels). This situation is represented by the dotted line at the end of the upper curve.*

¹⁹ *[...] risk cannot be reduced to zero solely by inspection efforts. The residual risk factors for loss of containment include, but are not limited to, issues such as the following: a) human error, [...] g) fundamental limitations of inspection methods, [...] h) design errors.*

Gráfico 3 - Gerenciamento de Risco Utilizando RBI. ²⁰

Fonte: API (2016, tradução nossa).

Alvarado (2016, tradução nossa) também apresenta seis motivos para se iniciar um programa de RBI, quais sejam:

- a) Fornece informações críticas que podem focar melhor os recursos, tanto de pessoal quanto financeiro;
- b) Pode reduzir o número de equipamentos na lista de parada;
- c) Auxilia na identificação de áreas de vulnerabilidade em um ambiente em constante estado de fluxo, especialmente quando associado a iniciativas complementares, como acompanhamento das variáveis críticas de deterioração ²¹;
- d) Geralmente fornece justificativas para a realização de inspeções em operação ao invés de inspeções internas, reduzindo os riscos associados à colocação de pessoas dentro de espaços confinados;
- e) Pode ajudar a gerenciar melhor a confiabilidade do equipamento quando o orçamento está reduzido;
- f) Disponibiliza informações para ajudar a gerenciar os riscos da melhor maneira possível.²²

²⁰ Management of Risk Using RBI; Risk; Level of inspection activity; Risk with typical inspection programs; Risk using RBI and an optimized inspection program; Residual risk not affected by RBI.

²¹ Tradução nossa de Integrity Operating Windows.

²² 6 Motives for Implementing RBI [...] provides critical information that can better focus your limited resources, both staff and monetary [...] can potentially reduce the number of equipment on the Turnaround list [...] helps identify areas of vulnerability within an environment that's in a constant state of flux, especially when coupled with complimentary initiatives such as IOWS [...] often provides justification for performing on-stream inspections instead of internal inspections, reducing the risks associated with placing people inside of confined spaces [...] can help operators better manage equipment reliability on a tightened budget [...] equips operators with information to help them optimally manage risks.

Alvarado (2016, tradução nossa) ainda ressalta que a redução de custos pode ser a consequência de um programa de gerenciamento de riscos bem planejado e implementado, mas não deve ser o principal objetivo da implementação da RBI.²³

Segundo o instituto API (2016, tradução nossa), existem diversas filosofias, metodologias e aplicações de RBI. Neste trabalho, apresentamos a filosofia de RBI tocante à Prática Recomendada²⁴ (RP) 580 do API.

2.4.2.1 Filosofia da API RP 580

A API RP 580 é uma filosofia de RBI direcionada para a indústria de hidrocarbonetos e processos químicos²⁵. Para entendermos melhor essa filosofia é importante apresentarmos o conceito de risco.

Segundo Bezerra (2016), o conceito de risco é a combinação da probabilidade de um evento ocorrer durante um determinado período e as consequências associadas a esse evento, podendo ser descrito matematicamente na forma da equação 1.

$$\text{Risco} = \text{Probabilidade} \times \text{Consequência} \quad (1)$$

Para o instituto API (2016, tradução nossa), o evento em questão é a falha do equipamento que está sendo avaliado, que é definida como perda de contenção, ou seja, vazamento do produto contido no equipamento²⁶.

A determinação da probabilidade de falha é realizada considerando-se a análise dos mecanismos de dano e de suas taxas, suscetibilidade do equipamento a determinados mecanismos de dano com taxa imensurável (corrosão sob tensão, por exemplo) e o histórico do equipamento. Essa etapa é realizada separadamente para cada mecanismo de dano e é nela que a inspeção atua diretamente. Além disso, a probabilidade de falha é um parâmetro que varia com o tempo, tendo em vista as taxas de propagação dos danos e a periodicidade das inspeções. (BEZERRA, 2016).

²³ *RBI should never be utilized as a means to cut corners or solely to reduce cost. Points such as those exemplified by reasons 4(d) and 5(e) should not be the primary objectives of implementing RBI, but rather are possible results of a responsibly planned and implemented risk management program.*

²⁴ Tradução nossa de *Recommended Practice*.

²⁵ Tradução nossa de *this recommended practice (RP) is specifically targeted to the application of RBI in the hydrocarbon and chemical process industry.*

²⁶ *In focusing on risk and its mitigation, RBI provides a better linkage between the mechanisms that lead to equipment failure (loss of containment) and the inspection approaches that will effectively reduce the associated risks. Though there can be many definitions for failure of pressure equipment, in this document failure is defined as loss of containment.*

Ainda segundo Bezerra (2016), a consequência da falha normalmente é categorizada pelo seu impacto em termos de segurança, saúde, meio ambiente e finanças. As consequências são tipicamente avaliadas em unidades de severidade de danos às pessoas, área afetada ou perdas financeiras. A primeira é utilizada em análises mais qualitativas, já as outras em análises mais quantitativas. Além disso, a consequência é constante ao longo do tempo, pois é estabelecida através de parâmetros constantes que somente são alterados com modificações nas instalações, como o volume disponível para vazamento, características do fluido armazenado e os sistemas de segurança de detecção, isolamento e mitigação do vazamento.

O mesmo autor ainda ressalta a importância da percepção de que o risco varia com o tempo, pois é composto por uma parcela que varia com o tempo (probabilidade) e uma parcela constante (consequência).

Para a implementação de um programa de RBI é necessário a determinação de uma meta de risco. Ela é o nível máximo de risco aceitável pelo estabelecimento e servirá de base para a elaboração do planejamento da inspeção (BEZERRA, 2016).

Por fim, após a determinação da probabilidade e da consequência da falha, é possível determinar o risco associado a cada equipamento. Com esta informação, é possível organizar um *ranking* de risco entre esses equipamentos, compará-los com a meta de risco do estabelecimento e a partir disso definir um plano de inspeção e ações para mitigação dos riscos, caso necessário (BEZERRA, *op. cit.*).

Consoante a Bezerra (2016), a metodologia de RBI considera uma condição estável do processo, sendo de fundamental importância a monitoração e controle de variáveis críticas de deterioração, com limites bem definidos. Além disso, também é de grande importância um sistema robusto de gestão de mudanças, visto que estas podem alterar completamente as considerações feitas na análise de RBI.

Ainda segundo Bezerra (2016), existem diversas metodologias que podem ser utilizadas para a implementação de um programa de RBI. Neste trabalho, utilizamos a metodologia proposta pela API RP 581.

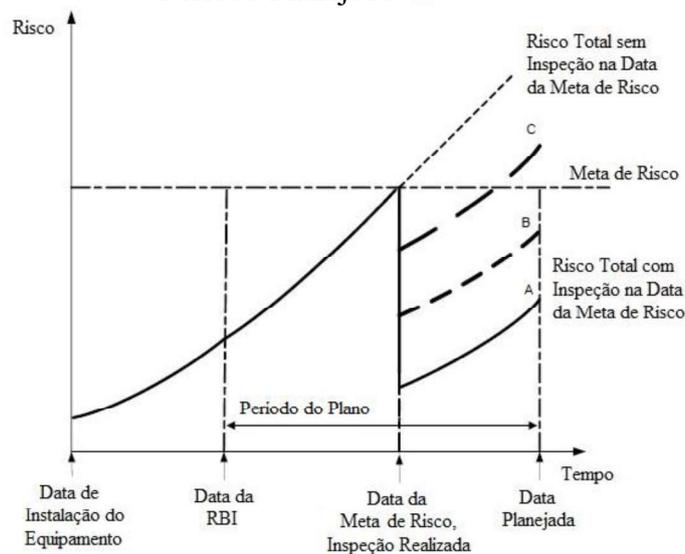
2.4.2.2 Metodologia da API RP 581

A API RP 581 é uma metodologia de cálculo quantitativo, baseada na filosofia de RBI da API RP 580, que é aplicável na elaboração de planos de inspeção para vasos de pressão, tubulações, tanques de armazenamento, dispositivos de segurança e feixes de trocadores de calor (BEZERRA, 2016).

Inicialmente, é importante esclarecermos o conceito de efetividade de inspeção, que representa o quão efetiva foi a inspeção na detecção e no dimensionamento dos danos presentes no equipamento. A API RP 581 classifica a efetividade de inspeção em cinco categorias, de A a E, sendo A a mais efetiva e E inefetiva. Essa classificação é realizada para cada mecanismo de dano de maneira independente. Porém, a norma não estabelece se a inspeção a ser realizada deve ser interna ou externa, deixando a critério do profissional essa definição. Em contrapartida, para cada tipo de inspeção (interna ou externa) e para cada mecanismo de dano, a norma apresenta um escopo recomendado de inspeção (BEZERRA, 2016).

Para vasos de pressão, o instituto API (2019, tradução nossa) apresenta três situações que podem ocorrer durante o planejamento da inspeção. Na primeira, o risco do equipamento atinge a meta de risco antes da data planejada para a próxima inspeção. Neste caso, é recomendada a realização de uma inspeção na data em que será atingida a meta de risco e será preciso determinar qual a efetividade de inspeção necessária para que o risco seja mantido abaixo da meta durante o período planejado²⁷. Tal situação pode ser observada no gráfico 4, onde a linha A representa uma inspeção de efetividade maior e a linha C uma inspeção de efetividade menor.

Gráfico 4 - Plano de Inspeção Quando a Meta de Risco é Excedida Durante o Período Planejado.²⁸



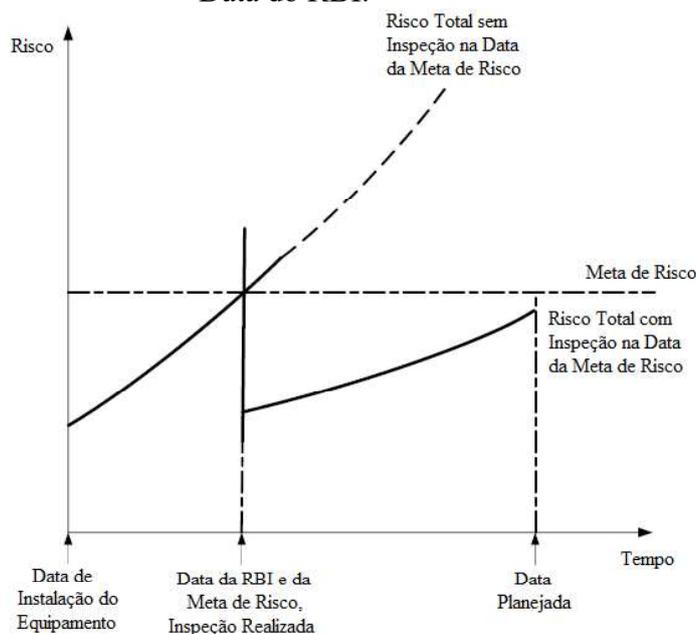
Fonte: API (2019, tradução nossa).

²⁷ Case 1 – Risk Target Is Exceeded During the Plan Period – [...] the inspection plan will be based on the inspection effectiveness required to reduce the risk and maintain it below the risk target through the plan period.

²⁸ Inspection Planning when the Risk Target Is Exceeded During the Plan Period; Risk; Installation Date; RBI Date; Target Date, Inspection Performed; Plan Date; Time; Total Risk Without Inspection at the Risk Target Date; Risk Target; Total Risk with Inspection at the Risk Target Date; Plan Period.

Na segunda situação, o risco do equipamento já havia excedido a meta de risco na data da análise de RBI. Neste caso, é recomendada a realização de uma inspeção imediata com efetividade suficiente para que o risco se mantenha abaixo da meta de risco até a data planejada²⁹ (API, *op. cit.*). Tal situação pode ser observada no gráfico 5.

Gráfico 5 - Plano de Inspeção Quando a Meta de Risco foi Excedida Antes ou na Data do RBI.³⁰



Fonte: API (2019, tradução nossa).

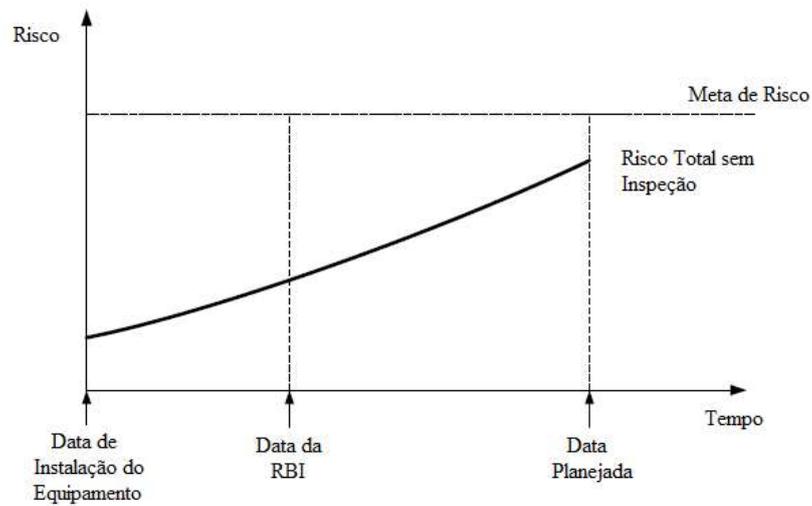
Já na terceira situação, o risco do equipamento na data planejada não atingiu a meta de risco. Neste caso, não é necessária nenhuma inspeção até a data planejada³¹ (API, *op. cit.*). Tal situação pode ser observada no gráfico 6.

²⁹ Case 2 – Risk Exceeds the Risk Target at the Time the RBI Date – [...] the risk at the start time of the RBI analysis, or RBI date, exceeds the risk target. An inspection is recommended to reduce the risk below the risk target by the plan date.

³⁰ Inspection Planning when the Risk Target Has Been Exceeded at or Prior to the RBI Date; Risk; Installation Date; RBI Date; Target Date, Inspection Performed; Plan Date; Time; Total Risk Without Inspection at the Risk Target Date; Risk Target; Total Risk with Inspection at the Risk Target Date.

³¹ Case 3 – Risk at the Plan Date Does Not Exceed the Risk Target – [...] the risk at the plan date does not exceed the risk target and therefore no inspection is required during the plan period. In this case, the inspection due date for inspection scheduling purposes may be set to the plan date so that reanalysis of risk will be performed by the end of the plan period.

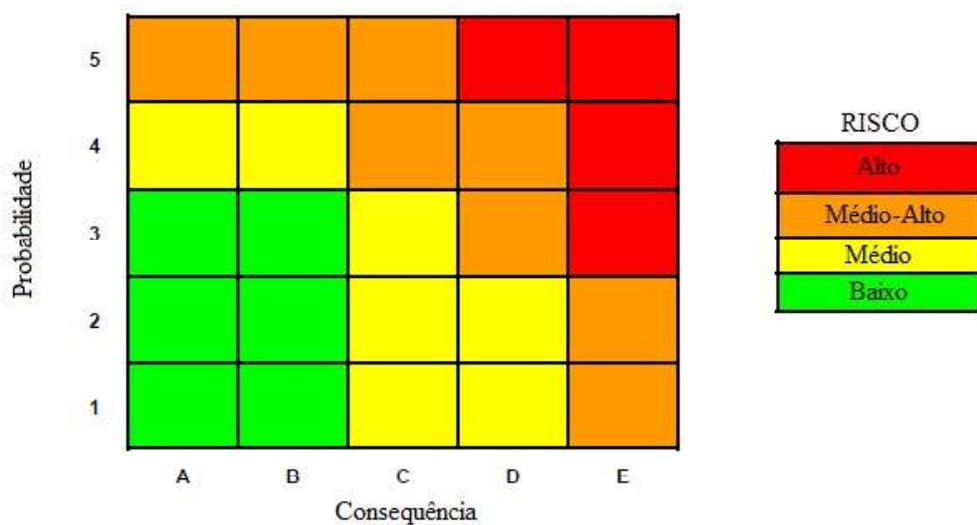
Gráfico 6 - Plano de Inspeção Quando a Meta de Risco não for Excedida Durante o Período Planejado.³²



Fonte: API (2019, tradução nossa).

É importante explicarmos ainda que, conforme Bezerra (2016), o risco pode ser apresentado de diferentes formas para facilitar o entendimento dos resultados. Um dos formatos utilizados pela API RP 581 é o de matriz de risco, conforme ilustrado na figura 9.

Figura 9 - Exemplo de Matriz de Risco.³³



Fonte: API (2019, tradução nossa).

³² *Inspection Planning when Risk Target Is Not Exceeded During the Plan Period; Risk; Installation Date; RBI Date; Plan Date; Time; Risk Target; Total Risk without Inspection.*

³³ *Risk Matrix Example; Probability; Consequence.*

Bezerra (2016) também explicita que na matriz de risco apresentada a consequência é categorizada de A (mais baixa) a E (mais alta) e a probabilidade de 1 (menos provável) a 5 (mais provável). Cada categoria representa uma faixa de valores, conforme apresentado nas tabelas 4 e 5. Observe que nas tabelas propostas a consequência da falha pode ser avaliada em termos de área ou finanças. Já a probabilidade de falha pode ser categorizada em termos da probabilidade em si ou do fator de dano total³⁴ ($D_{f-total}$), sendo este um fator adimensional, que compõe o cálculo da probabilidade de falha, estando diretamente relacionado com a quantidade de dano acumulado no equipamento ao longo do tempo. Além disso, o $D_{f-total}$ é o responsável pela variação da probabilidade de falha em função do tempo.

Tabela 4 - Valores Numéricos Associados com as Categorias de Probabilidade.

Categoria	Probabilidade	Fator de Dano
1	$P \leq 3,06 \times 10^{-5}$	$D_{f-total} \leq 1$
2	$3,06 \times 10^{-5} < P \leq 3,06 \times 10^{-4}$	$1 < D_{f-total} \leq 10$
3	$3,06 \times 10^{-4} < P \leq 3,06 \times 10^{-3}$	$10 < D_{f-total} \leq 100$
4	$3,06 \times 10^{-3} < P \leq 3,06 \times 10^{-2}$	$100 < D_{f-total} \leq 1000$
5	$P > 3,06 \times 10^{-2}$	$D_{f-total} > 1000$

Fonte: Adaptado de API (2019, tradução nossa).

Notas:

a) considerar P como probabilidade de falha.

Tabela 5 - Valores Numéricos Associados com as Categorias de Consequência.

Categoria	Área (m²)	Finanças (\$)
A	$CA \leq 9,29$	$CF \leq 10.000,00$
B	$9,29 < CA \leq 92,9$	$10.000,00 < CF \leq 100.000,00$
C	$92,9 < CA \leq 929$	$100.000,00 < CF \leq 1.000.000,00$
D	$929 < CA \leq 9290$	$1.000.000,00 < CF \leq 10.000.000,00$
E	$CA > 9290$	$CF > 10.000.000,00$

Fonte: Adaptado de API (2019, tradução nossa).

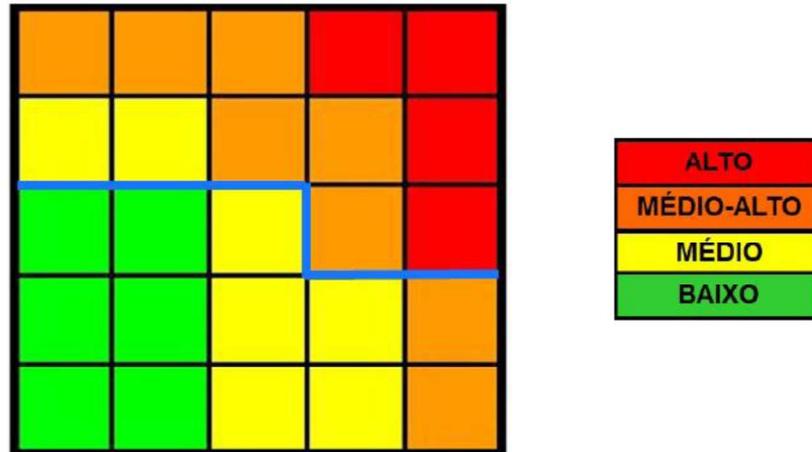
Notas:

a) considerar CA como consequência em termos de área e CF como consequência em termos de finanças.

Bezerra (2016) ainda explica que a classificação dos riscos é diferenciada por cores para facilitar a comunicação visual. Além disso, é possível incluímos uma linha representando a meta de risco para facilitar a análise da aceitabilidade do risco, conforme apresentado na figura 10. Na ilustração, abaixo da linha azul o risco é aceitável, acima da linha azul é inaceitável.

³⁴ Tradução de Bezerra (2016) para *total damage fator*.

Figura 10 - Exemplo de Meta de Risco.



Fonte: Bezerra (2016).

Ainda é importante explicarmos que, conforme o instituto API (2019, tradução nossa), a meta definida na matriz de risco ou a utilizada para elaboração dos planos de inspeção não precisa ser necessariamente a de risco, podendo ser também metas de probabilidade de falha, de fator de dano, de consequência da falha, de espessura mínima ou de intervalo máximo de inspeção. A definição de qual tipo de meta será estabelecida fica a critério do usuário da metodologia³⁵.

³⁵ Several targets can be defined in an RBI program to initiate and define risk mitigation activities, as follows. A) Risk Target [...] b) POF Target [...] c) DF Target [...] d) COF Target [...] e) Thickness Target [...] f) Maximum Inspection Interval Target [...] It is important to note that defining targets is the responsibility of the owner–user and that specific target criteria is not provided within this document.

3. METODOLOGIA

Silveira e Córdova (2009) classificam uma pesquisa científica quanto à sua abordagem, sua natureza, seus objetivos e seus procedimentos. Os exemplos das classificações são mais voltados para o campo das ciências sociais, ficando um pouco difícil de distinguir qual seria a classificação correta da pesquisa quanto aos objetivos e aos procedimentos para uma pesquisa no campo das ciências exatas, mas de modo geral as classificações ajudam a compreender qual o caminho mais adequado para a nossa pesquisa científica.

Conforme os conceitos discutidos por Silveira e Córdova (2009), este projeto de pesquisa se classifica como:

- Quanto à abordagem: pesquisa quantitativa.
- Quanto à natureza: pesquisa aplicada.
- Quanto aos objetivos: pesquisa exploratória.
- Quanto aos procedimentos: pesquisa bibliográfica e documental.

A pesquisa quantitativa é focada na objetividade e seus resultados podem ser quantificados. Neste projeto de pesquisa os resultados são quantificados de modo a comparar com maior facilidade as metodologias de inspeção baseada em risco e inspeção tradicional (FONSECA, 2002).

A pesquisa aplicada é dirigida à solução de um problema específico, que neste projeto é a utilização otimizada dos recursos de manutenção e inspeção (SILVEIRA; CÓRDOVA, 2009).

A pesquisa exploratória visa discutir determinado assunto ou problema de modo a torná-lo mais familiar. Este projeto de pesquisa consiste no levantamento bibliográfico sobre as metodologias de inspeção tradicional e baseada em risco e comparar os planos de inspeção resultantes de cada metodologia (GIL, 2017).

A pesquisa bibliográfica baseia-se no levantamento e aprofundamento de referenciais teóricos já publicados, seja em livros, artigos, revistas etc. Qualquer trabalho científico se inicia com uma pesquisa bibliográfica, mas alguns são baseados exclusivamente nela. Já a pesquisa documental é caracterizada pela consulta a documentos dispersos. Este projeto de pesquisa se baseia em desenvolver o plano de inspeção para um vaso de pressão aplicando a metodologia da inspeção baseada em risco e comparar esse plano desenvolvido com o plano de inspeção baseado nas metodologias tradicionais existente para o equipamento. Para isto

será necessário a consulta a documentos de projeto e relatórios de inspeção, bem como conhecimento sobre as metodologias de inspeção presentes na literatura (FONSECA, 2002).

3.1 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Neste trabalho iremos diferenciar a metodologia da inspeção baseada em risco das metodologias tradicionais de inspeção apresentando os conceitos obtidos através de artigos, trabalhos acadêmicos, revistas, normas técnicas e demais fontes de busca.

Com esses conceitos bem estabelecidos apresentaremos o plano de inspeção e o escopo dos serviços de inspeção previstos para a próxima parada de manutenção, baseados nas metodologias tradicionais de inspeção, para os vasos de pressão que serão avaliados. O plano de inspeção bem como o escopo serão obtidos a partir dos relatórios de inspeção dos equipamentos.

Partiremos então para uma análise com a metodologia de inspeção baseada em risco para os equipamentos elencados e definiremos o plano de inspeção e o escopo dos serviços de inspeção da próxima intervenção. Para essa análise serão necessários os documentos de projeto e os relatórios de inspeção dos equipamentos. Além disso, construiremos uma planilha que servirá para a aplicação dos cálculos.

Após a obtenção dos resultados compararemos os intervalos de inspeção e os escopos de inspeção que foram definidos para cada metodologia e demonstraremos como a metodologia de RBI pode contribuir para a otimização dos recursos de manutenção e inspeção de vasos de pressão do sistema de topo de destilações atmosféricas e a vácuo.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste trabalho avaliamos três vasos de topo, identificados como V-01, V-02 e V-03. Os dois primeiros são vasos de topo de unidades distintas de destilação atmosférica. Já o último é o vaso de topo de uma unidade de destilação a vácuo. Ressaltamos que o estabelecimento possui SPIE certificado e que nas análises não consideramos outras partes do vaso como bocais ou conexões, com exceção da conexão 4 do V-03, pois esta já apresentou histórico de baixa espessura. A seguir apresentaremos e discutiremos sobre as avaliações e os resultados obtidos para cada equipamento.

4.1 AVALIAÇÃO DO PLANO TRADICIONAL DE INSPEÇÃO

Obtivemos todos os dados necessários para a nossa avaliação do plano tradicional de inspeção existente para os equipamentos nos seus respectivos relatórios de inspeção e na NR-13. Para os equipamentos avaliados, identificamos que foi utilizado o critério de consequência NR-13, visto que o critério de 50% da vida remanescente não foi um fator determinante, conforme podemos observar nas tabelas 6 e 7.

Tabela 6 - Vida Remanescente dos Equipamentos.

Equipamento	Vida remanescente
V-01	> 20 anos
V-02	> 20 anos
V-03	> 20 anos

Fonte: Adaptado dos prontuários dos equipamentos (2018).

Tabela 7 - Prazos de Inspeção Definidos para os Equipamentos.

Equipamento	Categoria NR-13	Data da última inspeção	Data da próxima inspeção externa	Data da próxima inspeção interna
V-01	II	07/09/2018	07/09/2022	07/09/2026
V-02	II	07/09/2018	07/09/2022	07/09/2026
V-03	III	07/09/2018	07/09/2023	07/09/2028

Fonte: Adaptado dos prontuários dos equipamentos (2018).

Nos relatórios de inspeção também foram listados os serviços de inspeção para serem executados na próxima intervenção. Apresentamos o escopo dos serviços na tabela 8. Além disso.

Tabela 8 - Escopo dos Serviços de Inspeção Recomendados para a Próxima Intervenção.

Equipamento	Escopo recomendado
V-01	- Inspeção visual geral; - Medição de espessura por ultrassom nos pontos de controle; - Partículas magnéticas nas soldas circunferenciais dos tampos.
V-02	- Inspeção visual geral; - Medição de espessura por ultrassom nos pontos de controle.
V-03	- Inspeção visual geral; - Medição de espessura por ultrassom nos pontos de controle.

Fonte: Adaptado dos prontuários dos equipamentos (2018).

4.2 ELABORAÇÃO DO PLANO DE INSPEÇÃO BASEADO EM RISCO

Para a elaboração dos planos de inspeção utilizando a metodologia de RBI, desenvolvemos uma planilha eletrônica para facilitar a realização dos cálculos. Elaboramos essa planilha conforme as etapas descritas na API RP 581. Desta forma, apresentamos nos Apêndices os valores que utilizamos como dados de entrada. Observe que realizamos as análises de forma individual para cada componente dos equipamentos.

Em nossa avaliação, optamos por utilizar a consequência em termos de área afetada e uma meta de fator de dano total com valor igual a 100. Já para as faixas de valores da matriz de risco, utilizamos os valores propostos nas tabelas 4 e 5. Também utilizamos um sequencial numérico para facilitar a localização dos componentes na matriz. Como data planejada foi considerado um período de 12 anos a partir da última inspeção interna. Além disso, para a determinação do fator de dano total utilizamos apenas as últimas 6 inspeções efetivas para cada mecanismo de dano.

4.2.1 Inspeção Baseada em Risco do V-01

No V-01 identificamos que o equipamento está sujeito aos mecanismos de dano de corrosão atmosférica, corrosão por cloretos de amônia, dano por H₂S úmido e corrosão por condensação ácida. Na tabela 9 apresentamos as datas utilizadas para a avaliação de RBI do equipamento. Todas essas datas também podem ser encontradas na tabela 18 do Apêndice A.

Tabela 9 - Datas Utilizadas para a Análise de RBI do V-01.

Data de instalação dos componentes	14/05/2000
Data da última inspeção interna	07/09/2018
Data da análise de RBI	01/06/2020
Data planejada	01/09/2030
Data da 1ª parada da unidade após a análise de RBI	01/09/2024
Data da 2ª parada da unidade após análise de RBI	01/09/2030

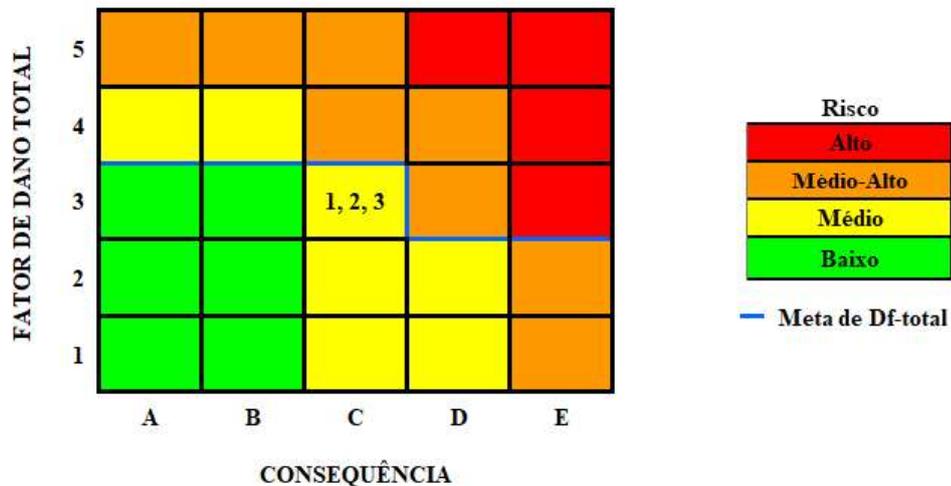
Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Após inserirmos os dados de entrada na planilha obtivemos os seguintes resultados, conforme apresentamos na tabela 10 e nas figuras 11 e 12.

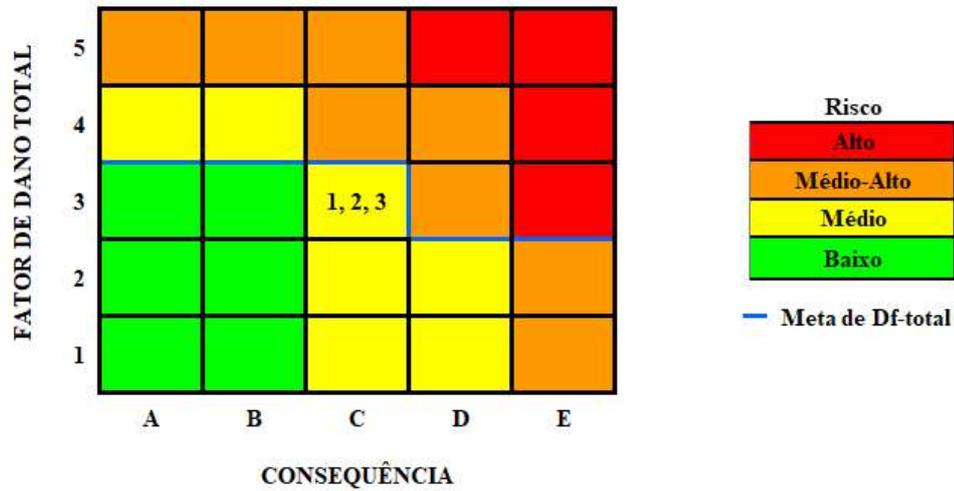
Tabela 10 – Valores de Área Afetada e Fator de Dano Total para os Componentes do V-01.

Sequencial numérico	Componente	Área afetada (m ²)	D _{f-total} na data da RBI	D _{f-total} na data planejada (sem inspeção)	Data da meta de D _{f-total}
1	Tampo Norte	359,28	9,759	24,304	01/04/2078
2	Tampo Sul	359,28	9,759	24,304	01/04/2078
3	Casco	811,79	9,756	24,301	02/04/2078

Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Figura 11 - Matriz de Risco para os Componentes do V-01 na Data da RBI.

Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Figura 12 - Matriz de Risco para os Componentes do V-01 na Data Planejada.

Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Observamos que os valores de fator de dano total para os componentes avaliados foram próximos e que todos foram alocados na mesma categoria para fator de dano total e consequência, sendo 3C na data da RBI e 3C na data planejada. Em todos os casos o $D_{f-total}$ na data planejada ficou abaixo da meta estipulada, sendo esta atingida em 2078. Definimos então que não serão necessárias a realização de inspeções até a nossa data planejada.

4.2.2 Inspeção Baseada em Risco do V-02

No V-02 identificamos que o equipamento está sujeito aos mesmos mecanismos de dano ativos para o V-01. Na tabela 11 apresentamos as datas utilizadas para a avaliação de RBI do equipamento. Todas essas datas também podem ser encontradas na tabela 19 do Apêndice B.

Tabela 11 - Datas Utilizadas para a Análise de RBI do V-02.

Data de instalação dos componentes	18/06/1996
Data da última inspeção interna	07/09/2018
Data da análise de RBI	01/06/2020
Data planejada	01/09/2030
Data da 1ª parada da unidade após análise de RBI	01/09/2024
Data da 2ª parada da unidade após análise de RBI	01/09/2030

Fonte: Dados da pesquisa (2020).

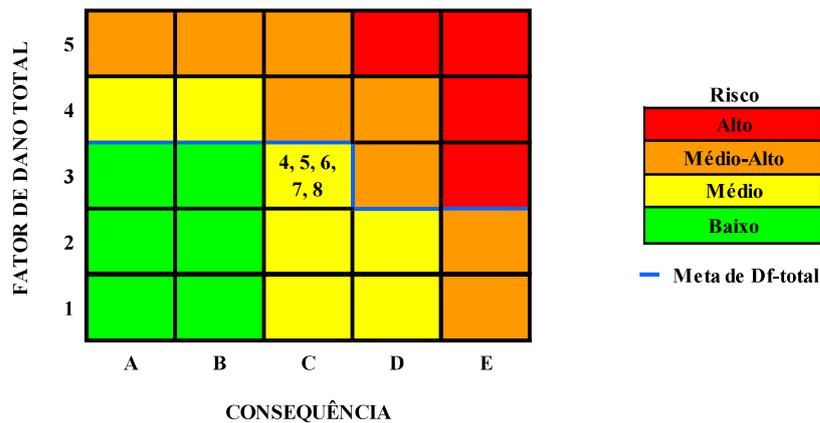
Após inserirmos os dados de entrada na planilha, obtivemos os seguintes resultados, conforme apresentamos na tabela 12 e nas figuras 13 e 14.

Tabela 12 – Valores de Área Afetada e Fator de Dano Total para os Componentes do V-02.

Sequencial numérico	Componente	Área afetada (m ²)	Df-total na data da RBI	Df-total na data planejada (sem inspeção)	Data da meta de Df-total
4	Tampo da bota	535,732	52,218	97,490	23/03/2031
5	Tampo leste	536,072	16,958	42,406	29/01/2052
6	Tampo oeste	536,072	16,962	42,411	28/01/2052
7	Casco	618,036	24,176	60,918	24/05/2040
8	Bota do casco	535,799	52,216	97,488	23/03/2031

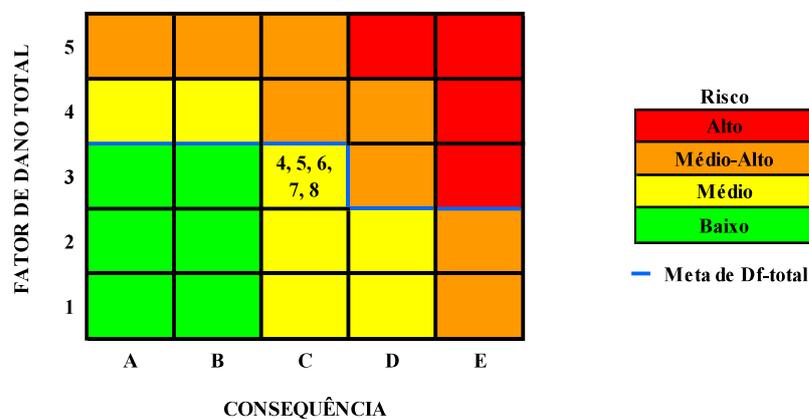
Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Figura 13 - Matriz de Risco para os Componentes do V-02 na Data da RBI.



Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Figura 14 - Matriz de Risco para os Componentes do V-02 na Data Planejada.



Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Observamos que os componentes avaliados foram todos alocados na mesma categoria para $D_{f-total}$ e consequência, sendo 3C na data da RBI e 3C na data planejada. Neste caso, não houve mudança na categoria de $D_{f-total}$ na data planejada, entretanto os valores para os componentes 4 e 8 ficaram próximos da nossa meta estipulada., sendo esta atingida em 2031. Definimos então que não serão necessárias a realização de inspeções até a nossa data planejada.

Percebemos que na inspeção do V-02, que ocorrerá na nossa data planejada, os maiores esforços deverão ser direcionados para os componentes 4 e 8. Portanto, definimos qual seria a efetividade de inspeção necessária para que a nossa meta de risco fosse atingida somente a partir de 01/09/2036, data em ocorreria a terceira parada da unidade após a nossa análise de RBI. Não realizamos essa avaliação para os componentes 4, 5 e 6, pois as suas metas de $D_{f-total}$ serão atingidas após 2036. Além disso, escolhemos a nossa data planejada inicial (01/09/2030) para a realização da inspeção.

Verificamos os valores para o cálculo do fator de dano total e identificamos que a parcela predominante era correspondente ao mecanismo de dano por H_2S úmido. Portanto, esse era o único mecanismo de dano que necessitaria ser avaliado em 01/09/2030. Concluimos então que seria necessária a realização de uma inspeção efetividade C para esse mecanismo. Com base nas recomendações da API RP 581, definimos o escopo dos serviços de inspeção para que essa efetividade de inspeção fosse atendida e o apresentamos na tabela 13. Observe que, no nosso caso, optamos pela inspeção interna, pois haveria a parada da unidade de processo em 2030.

Tabela 13 - Escopo Necessário para a Realização de uma Inspeção Interna Efetividade C para o Mecanismo de Dano por H_2S Úmido.

Efetividade de inspeção	Escopo recomendado
C	Para a área total da superfície interna: - 35% ultrassom A-scan ou C-scan; - Seguido por TOFD; - 100% inspeção visual. Ou - 50% Partículas magnéticas; - Seguido por Ultrassom nos pontos com indicações; - 100% inspeção visual.

Fonte: Dados da pesquisa (2020).

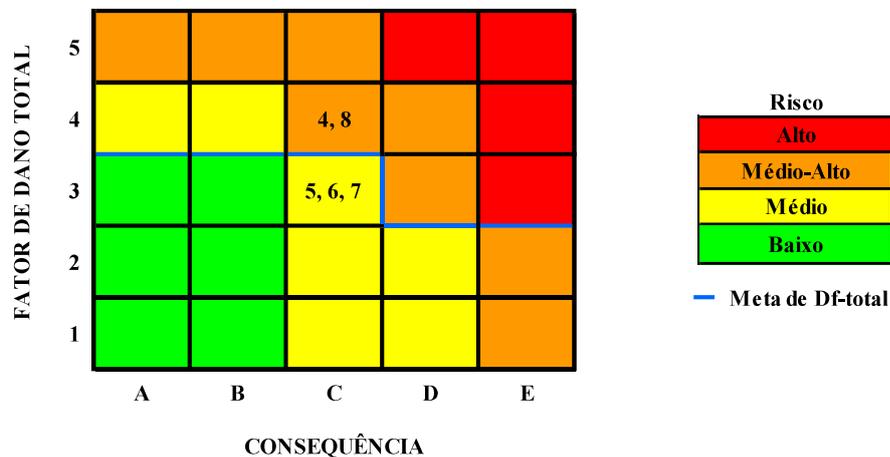
Na tabela 14 e nas figuras 15 e 16 apresentamos a comparação dos resultados obtidos na nova data planejada sem e com inspeção.

Tabela 14 – Valores de Área Afetada e Fator de Dano Total para os Componentes do V-02 na Nova Data Planejada.

Sequencial numérico	Componente	Df-total na nova data planejada (sem inspeção)	Df-total na nova data planejada (com inspeção)	Nova data da meta de Df-total (com inspeção)
4	Tampo da bota	125,005	18,068	13/03/2059
8	Bota do casco	125,003	18,066	16/02/2059

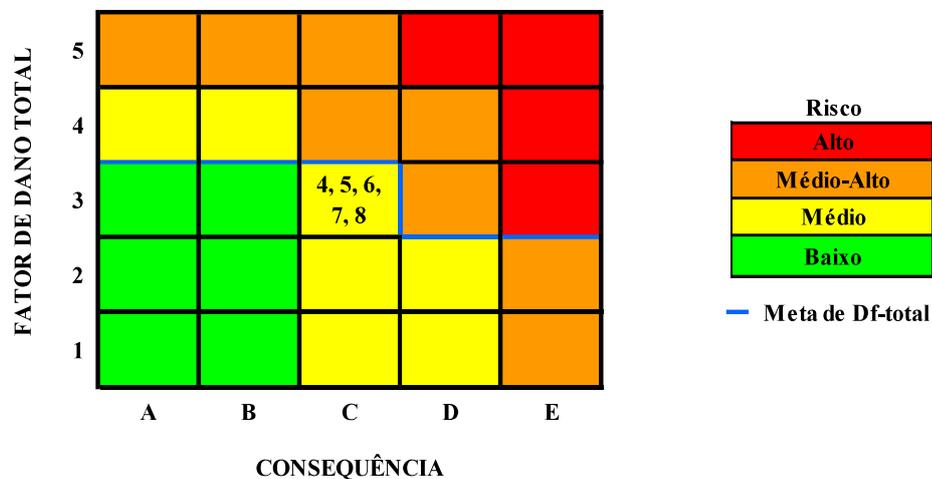
Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Figura 15 - Matriz de Risco para os Componentes do V-02 na Nova Data Planejada (Sem Inspeção).



Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Figura 16 - Matriz de Risco para os Componentes do V-02 na Data Planejada (Com Inspeção).



Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Identificamos que caso a inspeção não fosse realizada, o $D_{f-total}$ dos componentes 4 e 8 estaria na categoria 4, acima da nossa meta. Com a realização da inspeção, a meta só seria atingida em 2059.

4.2.3 Inspeção Baseada em Risco do V-03

No V-03 identificamos que os mecanismos de dano aos quais este equipamento está sujeito são similares aos vasos anteriores, porém neste caso não identificamos o mecanismo de dano por H₂S úmido. Além disso, verificamos que este equipamento foi substituído em 2012 devido às altas taxas de corrosão. Na tabela 15 apresentamos as datas utilizadas para a avaliação de RBI do equipamento. Todas essas datas também podem ser encontradas na tabela 20 do Apêndice C.

Tabela 15 - Datas Utilizadas para a Análise de RBI do V-03.

Data de instalação dos componentes	06/08/2012
Data da última inspeção interna	07/09/2018
Data da análise de RBI	01/06/2020
Data planejada	01/09/2030
Data da 1ª parada da unidade após análise de RBI	01/09/2024
Data da 2ª parada da unidade após análise de RBI	01/09/2030

Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Após inserirmos os dados de entrada na planilha obtivemos os seguintes resultados, conforme apresentamos na tabela 16 e nas figuras 17 e 18.

Tabela 16 – Valores de Área Afetada e Fator de Dano Total para os Componentes do V-03.

Sequencial numérico	Componente	Área afetada (m ²)	$D_{f-total}$ na data da RBI	$D_{f-total}$ na data planejada (sem inspeção)	Data da meta de $D_{f-total}$
9	Tampo norte	510,052	0,105	0,105	07/06/2069
10	Tampo sul	510,052	0,104	4,310	30/06/2038
11	Casco	545,493	0,103	1,818	17/04/2041
12	Conexão 4	506,181	0,102	0,102	29/09/2142

Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Figura 17 - Matriz de Risco para os Componentes do V-03 na Data da RBI.

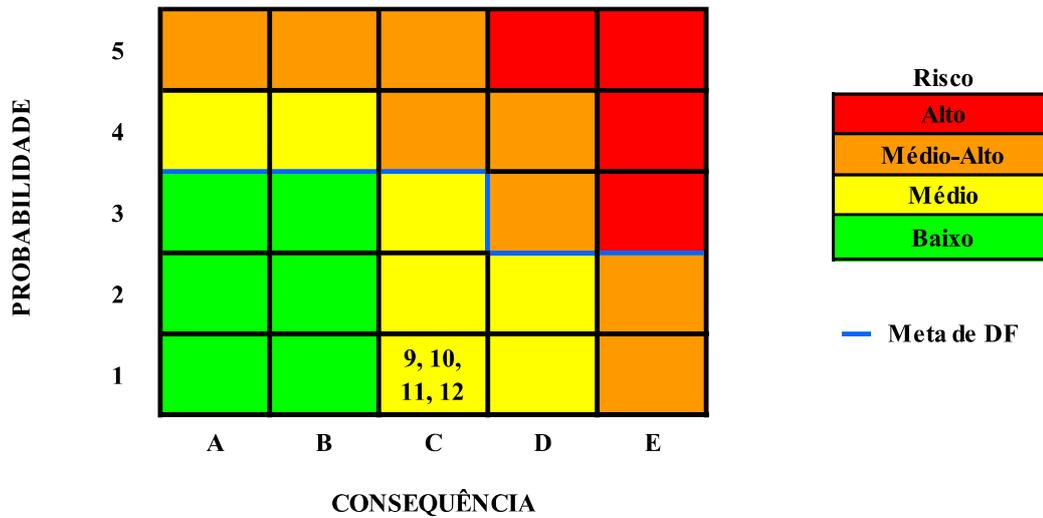
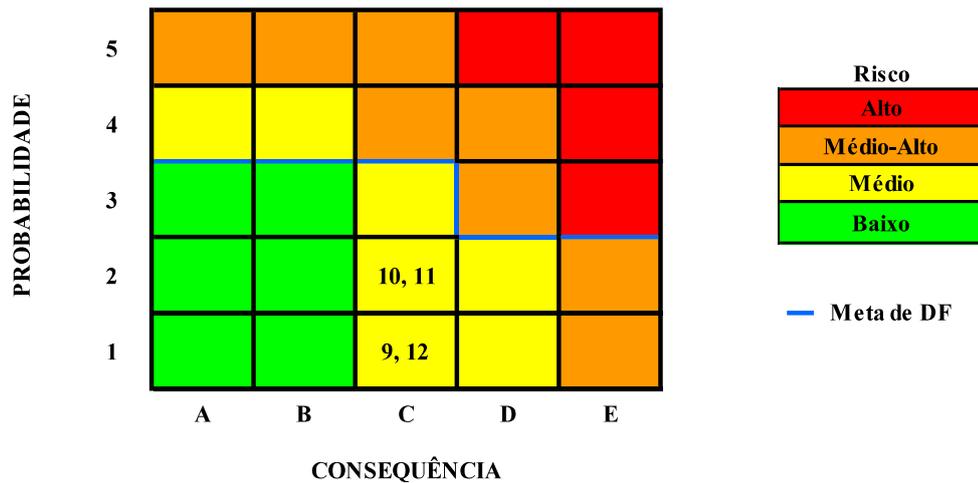


Figura 18 - Matriz de Risco para os Componentes do V-03 na Data Planejada.



Observamos que os componentes avaliados foram todos alocados na categoria para $D_{f-total}$ e consequência de 1C na data da RBI, entretanto na data planejada os componentes 10 e 11 mudaram para a categoria 2 de $D_{f-total}$ enquanto o 9 e 12 permaneceram na categoria 1. Neste caso, os valores de $D_{f-total}$ também permaneceram abaixo da nossa meta estipulada na data planeja, sendo esta atingida em 2038. Definimos então que não serão necessárias a realização de inspeções até a nossa data planejada.

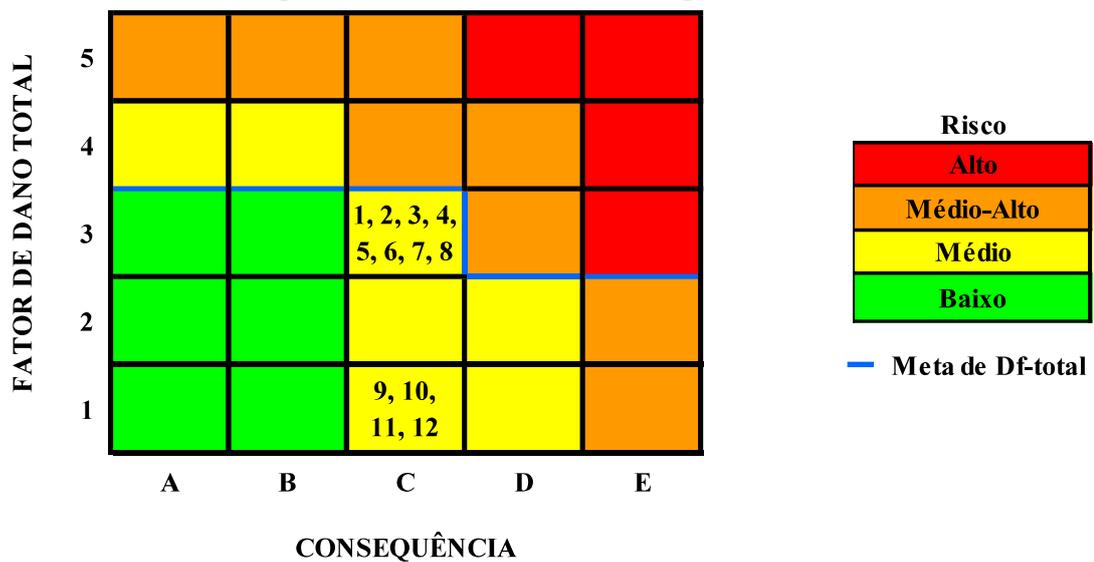
Percebemos que apesar de o $D_{f-total}$ para o tampo sul e para o casco estarem bem abaixo da nossa meta, eles atingirão a meta em 2038, que é uma data relativamente próxima. Isso ocorreu devido ao fato de a taxa de corrosão para esses componentes estarem elevadas,

conforme podemos verificar na tabela 20 do Apêndice C, e pelo fato de, por ser um equipamento novo, terem sido realizadas poucas inspeções nele, o que limita o nosso conhecimento acerca do nível de deterioração no equipamento.

4.2.4 Matriz de Risco Completa

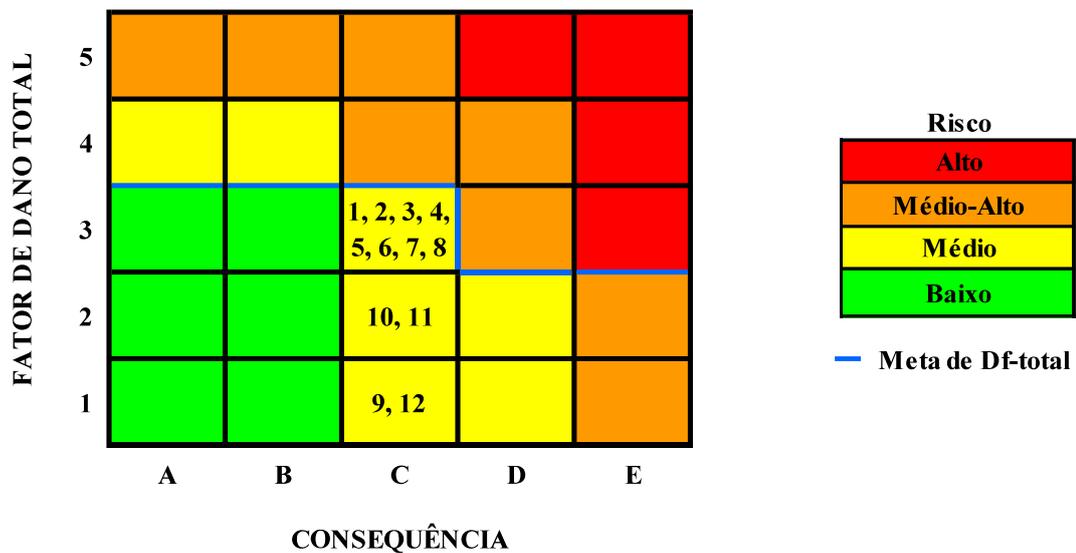
Compilamos as matrizes de risco dos três vasos em uma única matriz, conforme podemos observar nas figuras 19 e 20.

Figura 19 - Matriz de Risco Completa na Data da RBI.



Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Figura 20 - Matriz de Risco Completa na Data Planejada.



Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Na tabela compilada, pudemos observar com rapidez se algum dos componentes estava acima da nossa meta de $D_{f-total}$ ou se atingiria essa meta até a data planejada. Além disso, determinamos com rapidez qual o grupo de componentes que apresentaram os maiores riscos associados.

4.3 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS

Comparando os intervalos de inspeção entre as duas metodologias, percebemos que, em geral, com a análise de RBI, os intervalos definidos foram mais extensos, mas sempre levando em consideração o grau de deterioração dos equipamentos. Já para as metodologias tradicionais, os intervalos foram mais rígidos e aplicados sem que fossem consideradas as características particulares de cada equipamento.

Quanto ao escopo dos serviços de inspeção, percebemos que com a utilização das metodologias tradicionais os serviços foram elencados de forma abrangente, recomendando a inspeção de todas as regiões dos equipamentos, não determinando quais componentes ou equipamentos seriam mais críticos. Além disso, também percebemos que a definição do escopo depende bastante do conhecimento e experiência do profissional que está realizando a avaliação.

Já com a análise de RBI, o escopo dos serviços foi definido para cada equipamento e componente de forma particular. Isso ficou claro quando definimos o escopo de inspeção necessário para o V-02 em 2030. Com a análise de RBI, também conseguimos determinar com maior facilidade quais os equipamentos e componentes mais críticos. Além disso, durante a definição do escopo de inspeção fomos bastante auxiliados pela metodologia da API RP 581, o que implicou em uma redução da pessoalidade na avaliação.

4.4 OTIMIZAÇÃO DOS RECURSOS

Durante nossa avaliação, percebemos que as unidades de processo onde os vasos estão instalados pararam a cada 6 anos para manutenção e inspeção, devido aos vasos de pressão categoria I. A última parada ocorreu em 2018, a próxima está prevista para 2024, seguida da parada prevista para 2030. A interrupção do ciclo de 6 anos por qualquer motivo provocaria um enorme impacto na produtividade dessas unidades.

A partir dessas informações, identificamos que, para que o ciclo de 6 anos não fosse interrompido e os prazos máximos estabelecidos pela NR-13 fossem atendidos, a inspeção interna dos vasos de topo ocorreu a cada 6 anos, portanto supomos que a próxima inspeção interna ocorrerá conforme as datas que apresentamos na tabela 17.

Tabela 17 - Datas Prováveis para a Realização das Inspeções.

Equipamento	Categoria NR-13	Data da última inspeção	Data provável para próxima inspeção externa	Data provável para próxima inspeção interna
V-01	II	07/09/2018	07/09/2022	07/09/2024
V-02	II	07/09/2018	07/09/2022	07/09/2024
V-03	III	07/09/2018	07/09/2023	07/09/2024

Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Tanto as metodologias tradicionais quanto a análise de RBI devem respeitar os prazos máximos estabelecidos pela NR-13. Entretanto, consideramos que a otimização dos recursos de manutenção e inspeção seria obtida não no aspecto de intervalos de inspeção, mas sim quando direcionamos os recursos certos para os equipamentos certos. Nesse sentido, pela análise de RBI, reduziríamos o escopo dos serviços necessários para os equipamentos menos críticos e direcionaríamos esses recursos para outros equipamentos mais críticos. Pois, na próxima inspeção interna e na próxima inspeção externa, realizaríamos apenas um ensaio visual para os três vasos de pressão avaliados, ou seja, o escopo mínimo para atendimento à NR-13.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Durante a avaliação dos intervalos e escopos de inspeção aplicados para os vasos, de acordo com a metodologia tradicional de inspeção, notamos que eles se mostraram coerentes com o que se aplica tradicionalmente. Porém, percebemos que algumas decisões são tomadas de forma subjetiva e dependem muito do conhecimento e das experiências da equipe de inspeção.

A RBI, por outro lado, se mostrou bastante eficaz no sentido de auxiliar a equipe de inspeção na tomada de decisão. Com ela, conseguimos quantificar o risco para cada equipamento avaliado e determinar para quais os maiores esforços poderiam ser direcionados. Além disso, a RBI apresentou critérios bem definidos de avaliação que reduziram a pessoalidade nas análises dos equipamentos.

Quando comparamos os resultados obtidos para cada metodologia, observamos que a otimização não foi possível em relação aos intervalos de inspeção, devido às exigências legais. Em contrapartida, ela foi possível em relação ao escopo dos serviços de inspeção, sendo estes reduzidos de maneira considerável. Assim, conseguimos demonstrar como a metodologia de RBI pode contribuir para a otimização dos recursos de manutenção e inspeção, quando aplicada na avaliação de vasos de topo de destilações.

A principal dificuldade encontrada para a realização da análise de RBI foi a obtenção de informações referentes às condições operacionais dos equipamentos e às características dos fluidos de processo contidos neles. Devido a isso, percebemos que, para que essa análise fosse realizada de modo a abranger uma quantidade maior de equipamentos, seria necessária a integração entre diversos setores da refinaria.

Acreditamos que uma evolução para este trabalho seria a comparação entre as metodologias apresentadas, abrangendo uma quantidade maior de equipamentos, outros tipos de equipamentos, outras unidades de processo ou até mesmo outras metodologias de inspeção. Também consideramos interessante a realização de uma avaliação em termos financeiros, demonstrando o custo-benefício da implementação de um programa de RBI, ou ainda, a avaliação dos processos de planejamento de inspeção após a implementação do programa.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS E INSPEÇÃO. **Ensaios não destrutivos e inspeção**. São Paulo, [201-?]. Disponível em: <<https://abendi.org.br/abendi/default.aspx?mn=709&c=17&s=&friendly=>>. Acesso em: 27 abr. 2020.

ABERKO EQUIPAMENTOS INDUSTRIAIS. **Vaso de pressão para amônia**: fabricação de vasos de pressão para amônia. Taboão da Serra, Copyright © 2018-2020. Disponível em: <<https://www.vasosdepressao.com.br/vasos-pressao-amonia.php>>. Acesso em: 15 jun. 2020.

ABIRACHED, F. **Simulação do processo de destilação de bioetanol com recheios e pratos visando otimização nas dimensões**. Campinas, 2011. Disponível em: <<http://www.repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/266808>>. Acesso em: 03 maio 2020.

AKPANYUNG, K. V.; LOTO, R. T.; FAJOBI, M. A. **An overview of ammonium chloride (NH₄Cl) corrosion in the refining unit**. Journal of Physics: Conference Series, v. 1378, n. 2. [S.l.], 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1088/1742-6596/1378/2/022089>>. Acesso em: 11 jun. 2020.

ALVARADO, G. **Why RBI? 6 Reasons to start your RBI program today**. Inspectioneering Journal, [S.l.], 2016. Disponível em: <<https://inspectioneering.com/blog/2016-07-15/5475/why-rbi-6-reasons-to-start-your-rbi-program-today>>. Acesso em: 01 abr. 2020.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API Recommended Practice 571, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry**. 3th ed. Washington DC: API Publishing Services, 2020.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API Recommended Practice 580, Risk-Based Inspection**. 3th ed. Washington DC: API Publishing Services, 2016.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API Recommended Practice 581, Risk-Based Inspection Methodology**. 3th ed. Add 1. Washington DC: API Publishing Services, 2019.

ANDREUCCI, R. **Ensaio por ultrassom**. São Paulo: ABENDI, 2018. Disponível em: <https://abendi.org.br/abendi/Upload/file/biblioteca/apostila_us_2018.pdf>. Acesso em: 22 maio 2020.

ANDREUCCI, R. **Líquidos penetrantes**. São Paulo: ABENDI, 2020a. Disponível em: <https://abendi.org.br/abendi/Upload/file/biblioteca/apostila_lp_2020.pdf>. Acesso em: 22 maio 2020.

ANDREUCCI, R. **Partículas magnéticas**. São Paulo: ABENDI, 2020b. Disponível em: <https://abendi.org.br/abendi/Upload/file/biblioteca/apostila_pm_jan-2020.pdf>. Acesso em: 22 maio 2020.

ANDREUCCI, R. **Radiologia industrial**. São Paulo: ABENDI, 2020c. Disponível em: <https://abendi.org.br/abendi/Upload/file/biblioteca/radiologia_jan_2020.pdf>. Acesso em: 22 maio 2020.

BENALI, T.; TONDEUR, D.; JAUBERT, J. N. *An improved crude oil atmospheric distillation process for energy integration: Part I: Energy and exergy analyses of the process when a flash is installed in the preheating train*. Applied Thermal Engineering, v. 32, p. 125-131. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.08.038>>. Acesso em: 03 maio 2020.

BEZERRA, A. C. **RBI – Inspeção Baseada em Risco**. Apostila do curso de “RBI – Conceitos básicos de inspeção baseada em risco”. Rio de Janeiro: Universidade Petrobras, 2019.

BRASIL. **PORTARIA Nº 1.082, de 18 de Dezembro de 2018**. Altera a Norma Regulamentadora n.º 13 (NR-13) - Caldeiras, Vasos de Pressão e Tubulação. In: Diário Oficial da União, Brasília, DF, 20 dez. 2018. Seção 1, p. 208. Disponível em: <http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/56127453/do1-2018-12-20-portaria-n-1-082-de-18-de-dezembro-de-2018-56127448>. Acesso em: 25 fev. 2020.

BRITO, F. de O. **Avaliação da influência da pressão, temperatura e condições de operação sobre um sistema de destilação fracionada de uma solução glicerínica proveniente de uma unidade de produção de biodiesel**. Fortaleza, 2010. Disponível em: <http://www.eq.ufc.br/eq_tfc.html>. Acesso em: 03 maio 2020.

BUENO, C. **Planejamento Operacional de Refinarias**. Florianópolis, 2003. Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/84558>>. Acesso em: 03 fev. 2020.

CAMPOS, M. C. M. M. de; GOMES, M. V. de C.; PEREZ, J. M. G. T. **Controle avançado e otimização na indústria do petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2013. p. 318.

CANTÚ, R. de M. **Desenvolvimento de um dispositivo de realização de ensaios não destrutivos em metais por correntes de Foucault**. Lajeado, 2013. Disponível em: <<https://www.univates.br/bdu/handle/10737/401>>. Acesso em: 22 maio 2020.

CARVALHO, T. **Princípios de termografia e suas aplicações**. Seminário Online. Voltimum S.A. Junho 2014. Disponível em:

<https://dov9x7dfzo1bk.cloudfront.net/sites/www.voltimum.com.br/files/fields/attachment_file/voltimum_-_webinar_fluke_ti.pdf>. Acesso em: 24 maio 2020.

CHAINHO, J. A. P. A história da inspeção de equipamentos. In: **I Encontro Técnico do Colégio Integral**. São Mateus do Sul, PR: Realização, 2011.

CYRINO, L. **Ensaaios não destrutivos – END**. [S.l.], 2016. Disponível em: <<https://www.manutencaoemfoco.com.br/ensaaios-nao-destrutivos-end/>>. Acesso em: 24 maio 2020.

DIAS, D. L. **Destilação simples e fracionada**. Copyright © 2020. Disponível em: <<https://mundoeducacao.uol.com.br/quimica/destilacao-simples-fracionada.htm>>. Acesso em: 07 maio 2020.

DIEHL, F.C. *et al.* **Simulação operacional de uma torre de destilação atmosférica via Aspen Plus e avaliação de modelos de analisadores virtuais**. Sba Controle & Automação, Natal, v. 20, n. 3, p. 305-322, Set. 2009. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S0103-17592009000300003>>. Acesso em: 01 maio 2020.

ESCOLA NACIONAL DA INSPEÇÃO DO TRABALHO. **Normas Regulamentadoras - Português**. [S.l.], [201-?]. Disponível em: <<https://enit.trabalho.gov.br/portal/index.php/seguranca-e-saude-no-trabalho/sst-menu/sst-normatizacao/sst-nr-portugues?view=default>>. Acesso em: 25 fev. 2020.

EPALANGA, K. M. S. **Otimização de uma coluna de destilação V-104 stabilizer de produção de LPG-gás liquefeito de petróleo campo petrolífero do Malongo/Cabinda/Angola**. Florianópolis, 2005. Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/101863>>. Acesso em: 03 maio 2020.

FOGAÇA, J. R. V. **Destilação**. Copyright © 2020. Disponível em: <<https://mundoeducacao.uol.com.br/quimica/destilacao.htm>>. Acesso em: 07 maio 2020.

FONSECA, J. J. S. **Metodologia da pesquisa científica**. Fortaleza: UEC, 2002. Apostila.

GENTIL, V. **Corrosão**. 3. ed. Rio de Janeiro: LTC - Livros Técnicos e Científicos S.A., 1996.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2017.

GONÇALVES, J. C. **Estudo de corrosão em sistemas de topo de unidades de destilação de petróleo – avaliação em laboratório inibidor de corrosão comercial e agentes**

neutralizantes. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <<http://www.metalmat.ufrj.br/index.php/br/pesquisa/producao-academica/-7/2007-1/444--421/file>>. Acesso em: 11 jun. 2020.

HANSEN, D. A.; MCCONNELL, M. *Hamstrung by Hydrogen Damage Mechanisms*. Inspectioneering Journal, [S.l.], Ed. nov/dez, 2017. Disponível em: <<https://inspectioneering.com/journal/2017-12-28/7208/hamstrung-by-hydrogen-damage-mechanisms>>. Acesso em: 11 jun. 2020.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. **PORTARIA n.º 537, de 21 de outubro de 2015**. In: Diário Oficial da União, Brasília, DF, 23 out. 2015. Seção 1, p. 80. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/detalhe.asp?seq_classe=1&seq_ato=2329>. Acesso em: 25 fev. 2020.

JAMBO, H. C. M.; FÓFANO, S. **Corrosão – Fundamentos, Monitoração e Controle**. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2008.

LIMA, D. Y. A. de. **Inferência do Teor 85% ASTM do Diesel**. Natal, 2014. Disponível em: <https://www.unp.br/wp-content/uploads/2014/06/Danilo_Lima_-_Dissertação_revisão_final_10-07-14.pdf>. Acesso em: 07 maio 2020.

LISBOA, S. M. P. **Simulação e otimização do processo de destilação atmosférica de petróleo**. Belém, 2016. Disponível em: <<http://ppgep.propesp.ufpa.br/index.php/br/teses-e-dissertacoes/dissertacoes/121-2016>>. Acesso em: 30 abr. 2020.

MAIA, J. P. **Simulação e análise da coluna de destilação a vácuo da unidade de destilação de processos de refino de petróleo**. Campinas, 2007. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/267176>>. Acesso em: 03 maio 2020.

PELLICCIONE, A. da S. *et al.* **Análise de falhas em equipamentos de processo: mecanismos de danos e casos práticos**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

Prontuários dos Equipamentos. Manaus: Petróleo Brasileiro SA, 2018.

REYNOLDS, J. **99 Diseases of Pressure Equipment: Wet H₂S Cracking (HIC/SOHIC)**. Inspectioneering Journal, [S.l.], Ed. nov/dez, 2003. Disponível em: <<https://inspectioneering.com/journal/2003-11-01/463/99-diseases-of-pressure-equipm>>. Acesso em: 12 jun. 2020.

ROCHA, R. F. M.; SILVA, J. dos S. da. **Estudo de caso: avaliação de vida residual de vaso de pressão sujeito à perda de espessura**. Vitória, 2017. Disponível em: <http://mecanica.ufes.br/sites/engenhariamecanica.ufes.br/files/field/anexo/avaliacao_de_vida>.

[_residual_de_vaso_de_pressao_sujeito_a_perda_de_espessura.pdf](#)>. Acesso em: 15 maio 2020.

SANTIN, J. L. **Ultrassom: técnica e aplicação**. 2. ed. Curitiba: Optagraf Gráfica e Editora, 2003.

SILVA, L. E. da. **Líquido Penetrante**. 5. ed. São Paulo: ABENDI, 2011.

SILVA JUNIOR, S. F. da; MARQUES, P. V. **Ensaio Não Destrutivo**. Belo Horizonte, 2006.

SILVEIRA, D. T.; CÓDOVA, F. P. **A pesquisa científica**. In: GERHARDDT, T. E. e SILVEIRA, D. T. (org.). **Métodos de Pesquisa**. Porto Alegre: Editora de UFRGS, 2009. p. 31 -42.

SOUZA, A. L. L. de. **Projeto básico de um vaso separador trifásico de gás, água e óleo de acordo com o código ASME VIII divisão II**. Niterói, 2015. Disponível em: <<https://app.uff.br/riuff/handle/1/843>>. Acesso em: 30 jun. 2020.

TELLES, P. C. da S. **Vasos de Pressão**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC - Livros Técnicos e Científicos S.A., 1996.

TESSER, J. A. **Caracterização de defeitos de soldagem por análise fractal utilizando emissão acústica em ensaios de tração**. Fortaleza, 2004. Disponível em: <http://www.repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/2534/1/2004_dis_jatesser.pdf>. Acesso em: 24 maio 2020.

THOMAS, José Eduardo (Org). **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência:PETROBRAS, 2001. p. 4-6.

VERCAMMEN, F. **Method for preventing fouling and corrosion caused by ammonium chloride and ammonium sulphates**. Kurita Europe GmbH, USA, US7279089B2, 2001, 2007. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US7279089B2/en>>. Acesso em: 11 jun. 2020.

APÊNDICES

APÊNDICE A – DADOS DE ENTRADA UTILIZADOS NA ANÁLISE DE RBI DO VASO DE PRESSÃO V-01.

Tabela 18 - Dados de Entrada Utilizados para Análise de RBI do V-01.

Equipamento	V-01 (Vaso de pressão)		
Componente	Tampo Norte	Tampo Sul	Casco
Tipo de componente	DRUM	Idem	Idem
Composição do fluido (fração molar)	C5 (99,89%) – H ₂ S (0,11%)	Idem	Idem
Fase do fluido armazenado	Gás (50% líquido)	Idem	Idem
Diâmetro interno (mm)	2400	Idem	Idem
Volume interno do componente (m ³)	1,61481	1,61481	27,1433
Pressão de operação (kgf/cm ²)	1	Idem	Idem
Temperatura de operação (°C)	65	Idem	Idem
Classificação do sistema de detecção	C	Idem	Idem
Classificação do sistema de isolamento	C	Idem	Idem
Classificação do sistema de mitigação	Nenhum	Idem	Idem
Massa do grupo de inventário (kg)	26289,7	Idem	Idem
Data de instalação	14/05/2000	Idem	Idem
Data da última inspeção interna	07/09/2018	Idem	Idem
Data da Análise de RBI	01/06/2020	Idem	Idem
Data Planejada	01/09/2030		
Data da 1ª parada da unidade após RBI	01/09/2024	Idem	Idem
Data da 2ª parada da unidade após RBI	01/09/2030	Idem	Idem
Prazo máximo de inspeção (meses)	96	Idem	Idem
Tipo de corrosão interna	Generalizada	Idem	Idem
Espessura nominal (mm)	13,0	Idem	Idem
Possui Clad?	Não	Idem	Idem
Taxa de corrosão por perda de espessura interna (mm/ano)	0,033	0	0,005

Data da última medição de espessura	07/09/2018	Idem	Idem
Menor espessura encontrada (mm)	12,5	12,7	12,9
Espessura mínima (mm)	7,0	7,0	7,0
Material	ASTM SA 516 Gr. 60	Idem	Idem
Eficiência de junta	1	Idem	Idem
Formato	Tampo	Tampo	Cilindro
Número de inspeções efetividade A para perda de espessura interna	0	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade B para perda de espessura interna	3	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade C para perda de espessura interna	0	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade D para perda de espessura interna	0	Idem	Idem
Confiança nos dados	Alta	Idem	Idem
Monitoramento online para perda de espessura interna	Nenhum	Idem	Idem
Ponto de injeção	Nenhum	Idem	Idem
Isolamento térmico	Nenhum	Idem	Idem
Exposto a névoa de torres de resfriamento	Não	Idem	Idem
Exposto a saídas de vapor	Não	Idem	Idem
Exposto a sistemas de dilúvio	Não	Idem	Idem
Sujeito a resíduos de processo	Não	Idem	Idem
Pintura deteriorada	Não	Idem	Idem
Tipo de corrosão externa	Generalizada	Idem	Idem
Data da última pintura	07/09/2018	Idem	Idem
Qualidade da pintura	Alta	Idem	Idem
Condição atmosférica	Mild (leve)	Idem	Idem

Ajuste para fabricação ou projeto	Não	Idem	Idem
Interface	Não	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade A para perda de espessura externa	0	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade B para perda de espessura externa	6	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade C para perda de espessura externa	0	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade D para perda de espessura externa	0	Idem	Idem
Histórico de trincas	Não	Idem	Idem
pH da água (ppm)	7,6 a 8,3	Idem	Idem
Teor de H ₂ S na água (ppm)	50 a 1000	Idem	Idem
Histórico de presença de cianetos	Não	Idem	Idem
Teor de enxofre no material	Baixo	Idem	Idem
Tratamento térmico	Não	Idem	Idem
Monitoramento online para dano por H ₂ S úmido	Nenhum	Idem	Idem
Data da última inspeções efetividade A, B ou C para dano por H ₂ S úmido	26/07/2012	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade A para dano por H ₂ S úmido	0	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade B para dano por H ₂ S úmido	1	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade C para dano por H ₂ S úmido	1	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade D para dano por H ₂ S úmido	0	Idem	Idem

Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Nota:

a) A efetividade de inspeção para dano por H₂S úmido foi convertida de 1B + 1C para 1,5B.

APÊNDICE B – DADOS DE ENTRADA UTILIZADOS NA ANÁLISE DE RBI DO VASO DE PRESSÃO V-02.

Tabela 19 – Dados de Entrada Utilizados para Análise de RBI do V-02.

Equipamento	V-02 (Vaso de pressão)				
Componente	Tampo da Bota	Tampo Leste	Tampo Oeste	Casco	Bota do Casco
Tipo de componente	DRUM	Idem	Idem	Idem	Idem
Composição do fluido (fração molar)	C6-C8 (99,03%) – H ₂ S (0,97%)	Idem	Idem	Idem	Idem
Fase do fluido armazenado	Líquido (37% líquido)	Idem	Idem	Idem	Idem
Diâmetro interno (mm)	711	2000	2000	2000	700
Volume interno do componente (m ³)	0,047	1,0472	1,0472	18,8495	0,3463
Pressão de operação (kgf/cm ²)	3	Idem	Idem	Idem	Idem
Temperatura de operação (°C)	80	Idem	Idem	Idem	Idem
Classificação do sistema de detecção	C	Idem	Idem	Idem	Idem
Classificação do sistema de isolamento	C	Idem	Idem	Idem	Idem
Classificação do sistema de mitigação	Apenas monitores de água de combate a incêndio	Idem	Idem	Idem	Idem
Massa do grupo de inventário (kg)	5587,95	Idem	Idem	Idem	Idem
Data de instalação	18/06/1996	Idem	Idem	Idem	Idem
Data da última inspeção interna	07/09/2018	Idem	Idem	Idem	Idem
Data da Análise de RBI	01/06/2020	Idem	Idem	Idem	Idem
Data Planejada	01/09/2030			Idem	Idem
Data da 1ª parada da unidade após	01/09/2024	Idem	Idem	Idem	Idem

RBI					
Data da 2ª parada da unidade após RBI	01/09/2030	Idem	Idem	Idem	Idem
Prazo máximo de inspeção (meses)	96	Idem	Idem	Idem	Idem
Tipo de corrosão interna	Generalizada	Idem	Idem	Idem	Idem
Espessura nominal (mm)	12,5	12,5	12,5	8,0	9,5
Possui Clad?	Não	Idem	Idem	Idem	Idem
Taxa de corrosão por perda de espessura interna (mm/ano)	0,099	0	0,014	0,075	0,099
Data da última medição de espessura	07/09/2018	Idem	Idem	Idem	Idem
Menor espessura encontrada (mm)	11,2	12,2	11,7	8,0	9,7
Espessura mínima (mm)	6,5	7,5	7,5	5,0	3,5
Material	ASTM SA 516 Gr. 60	Idem	Idem	Idem	Idem
Eficiência de junta	1	Idem	Idem	Idem	Idem
Formato	Tampo	Tampo	Tampo	Cilindro	Cilindro
Número de inspeções efetividade A para perda de espessura interna	0	Idem	Idem	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade B para perda de espessura interna	6	5	6	5	6
Número de inspeções efetividade C para perda de espessura interna	0	1	0	1	0
Número de inspeções efetividade D para perda de espessura interna	0	Idem	Idem	Idem	Idem
Confiança nos dados	Alta	Idem	Idem	Idem	Idem

Monitoramento online para perda de espessura interna	Nenhum	Idem	Idem	Idem	Idem
Ponto de injeção	Nenhum	Idem	Idem	Idem	Idem
Isolamento térmico	Nenhum	Idem	Idem	Idem	Idem
Exposto a névoa de torres de resfriamento	Não	Idem	Idem	Idem	Idem
Exposto a saídas de vapor	Não	Idem	Idem	Idem	Idem
Exposto a sistemas de dilúvio	Não	Idem	Idem	Idem	Idem
Sujeito a resíduos de processo	Não	Idem	Idem	Idem	Idem
Pintura deteriorada	Não	Idem	Idem	Idem	Idem
Tipo de corrosão externa	Generalizada	Idem	Idem	Idem	Idem
Data da última pintura	06/08/2012	Idem	Idem	Idem	Idem
Qualidade da pintura	Alta	Idem	Idem	Idem	Idem
Condição atmosférica	Mild (leve)	Idem	Idem	Idem	Idem
Ajuste para fabricação ou projeto	Não	Idem	Idem	Idem	Idem
Interface	Não	Idem	Idem	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade A para perda de espessura externa	0	Idem	Idem	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade B para perda de espessura externa	5	Idem	Idem	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade C para perda de espessura externa	1	Idem	Idem	Idem	Idem

Número de inspeções efetividade D para perda de espessura externa	0	Idem	Idem	Idem	Idem
Histórico de trincas	Não	Idem	Idem	Idem	Idem
pH da água (ppm)	5,5 a 7,5	Idem	Idem	Idem	Idem
Teor de H ₂ S na água (ppm)	50 a 1000	Idem	Idem	Idem	Idem
Histórico de presença de cianetos	Não	Idem	Idem	Idem	Idem
Teor de enxofre no material	Baixo	Idem	Idem	Idem	Idem
Tratamento térmico	Não	Idem	Idem	Idem	Idem
Monitoramento online para dano por H ₂ S úmido	Nenhum	Idem	Idem	Idem	Idem
Data da última inspeções efetividade A, B ou C para dano por H ₂ S úmido	10/01/2007	06/08/2012	06/08/2012	06/08/2012	10/01/2007
Número de inspeções efetividade A para dano por H ₂ S úmido	0	Idem	Idem	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade B para dano por H ₂ S úmido	1	2	2	1	1
Número de inspeções efetividade C para dano por H ₂ S úmido	1	1	1	2	1
Número de inspeções efetividade D para dano por H ₂ S úmido	4	3	3	3	4

Fonte: Dados da pesquisa (2020).

Nota:

a) A efetividade de inspeção para dano por H₂S úmido foi convertida de 1B + 1C para 1,5B.

APÊNDICE C – DADOS DE ENTRADA UTILIZADOS NA ANÁLISE DE RBI DO VASO DE PRESSÃO V-03.

Tabela 20 – Dados de Entrada Utilizados para Análise de RBI do V-02.

Equipamento	V-03 (Vaso de pressão)			
Componente	Tampo Norte	Tampo Sul	Casco	Conexão 4
Tipo de componente	DRUM	Idem	Idem	Idem
Composição do fluido (fração molar)	C5 (99,99917%) – C1 (0,00083%)	Idem	Idem	Idem
Fase do fluido armazenado	Líquido (50% líquido)	Idem	Idem	Idem
Diâmetro interno (mm)	1700	1700	1700	76,2
Volume interno do componente (m ³)	0,63457	0,63457	7,94430	4,56037
Pressão de operação (kgf/cm ²)	0,815	Idem	Idem	Idem
Temperatura de operação (°C)	30	Idem	Idem	Idem
Classificação do sistema de detecção	C	Idem	Idem	Idem
Classificação do sistema de isolamento	C	Idem	Idem	Idem
Classificação do sistema de mitigação	Apenas monitores de água de combate a incêndio	Idem	Idem	Idem
Massa do grupo de inventário (kg)	2903,9	Idem	Idem	Idem
Data de instalação	06/08/2012	Idem	Idem	Idem
Data da última inspeção interna	07/09/2018	Idem	Idem	Idem
Data da Análise de RBI	01/06/2020	Idem	Idem	Idem
Data Planejada	01/09/2030			Idem
Data da 1ª parada da unidade após RBI	01/09/2024	Idem	Idem	Idem
Data da 2ª parada da unidade após RBI	01/09/2030	Idem	Idem	Idem
Prazo máximo de inspeção (meses)	120	Idem	Idem	Idem

Tipo de corrosão interna	Generalizada	Idem	Idem	Idem
Espessura nominal (mm)	12,5	12,5	12,5	15,2
Possui Clad?	Não	Idem	Idem	Idem
Taxa de corrosão por perda de espessura interna (mm/ano)	0,118	0,353	0,353	0,016
Data da última medição de espessura	07/09/2018	Idem	Idem	Idem
Menor espessura encontrada (mm)	9,5	11	12,3	14,7
Espessura mínima (mm)	6,5	6,5	6,5	9,2
Material	ASTM SA 516 Gr. 60	Idem	Idem	Idem
Eficiência de junta	1	Idem	Idem	Idem
Formato	Tampo	Tampo	Cilindro	Cilindro
Número de inspeções efetividade A para perda de espessura interna	0	Idem	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade B para perda de espessura interna	3	3	3	1
Número de inspeções efetividade C para perda de espessura interna	0	Idem	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade D para perda de espessura interna	0	Idem	Idem	Idem
Confiança nos dados	Alta	Idem	Idem	Idem
Monitoramento online para perda de espessura interna	Nenhum	Idem	Idem	Idem
Ponto de injeção	Nenhum	Idem	Idem	Idem
Isolamento térmico	Nenhum	Idem	Idem	Idem
Exposto a névoa de torres de	Não	Idem	Idem	Idem

resfriamento				
Exposto a saídas de vapor	Não	Idem	Idem	Idem
Exposto a sistemas de dilúvio	Não	Idem	Idem	Idem
Sujeito a resíduos de processo	Não	Idem	Idem	Idem
Pintura deteriorada	Não	Idem	Idem	Idem
Tipo de corrosão externa	Generalizada	Idem	Idem	Idem
Data da última pintura	06/08/2012	Idem	Idem	Idem
Qualidade da pintura	Alta	Idem	Idem	Idem
Condição atmosférica	Mild (leve)	Idem	Idem	Idem
Ajuste para fabricação ou projeto	Não	Idem	Idem	Idem
Interface	Não	Idem	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade A para perda de espessura externa	0	Idem	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade B para perda de espessura externa	3	3	3	2
Número de inspeções efetividade C para perda de espessura externa	0	Idem	Idem	Idem
Número de inspeções efetividade D para perda de espessura externa	0	Idem	Idem	Idem

Fonte: Dados da pesquisa (2020).