

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO E DO DESPORTO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais - PPGEM

Avaliação da Ocorrência de Corrosão Naftênica na Bateria de Pré-Aquecimento de Carga de
uma unidade de Hidrotratamento de Diesel (HDT)

Fausto Hirata

Dissertação para obtenção de título de
Mestre em Engenharia de Inspeção de Equipamentos

Porto Alegre - RS

2009

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO E DO DESPORTO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais - PPGEM

Avaliação da Ocorrência de Corrosão Naftênica na Bateria de Pré-Aquecimento de Carga de
uma unidade de HDT

Fausto Hirata

Dissertação apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Metalúrgica e dos
Materiais - PPGEMM, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em
Engenharia de Inspeção de Equipamentos.

Área de concentração: Ciência e Tecnologia dos Materiais

Porto Alegre - RS

2009

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção de título de *Mestre em Engenharia* e aprovada em sua forma final pelo orientador e pela Banca Examinadora do Curso de Pós-Graduação.

Orientadores: Prof^a. Jane Zoppas Ferreira, D.Sc.

Luiz Antonio Bereta, D.Sc.

Banca Examinadora:

Érika Santana Mota Nicoletti, D.Sc.

Hermano Cezar Medaber Jambo, D.Sc.

Marcelo Euripedes Ferreira Napolião, D.Sc.

Prof. Dr. Ing. Carlos Pérez Bergmann

Coordenador do PPGEM

Porto Alegre, Julho de 2009.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a meus pais Edgard e Marina, meu irmão Caio, a Edilaine, meus Familiares e Amigos.

AGRADECIMENTOS

A Petrobras pela oportunidade, a coordenação do CEINSP 2008, aos colegas da Inspeção de Equipamentos e da Otimização da RPBC pela disponibilidade e ajuda, ao PPGEM e aos meus orientadores pela atenção, aos amigos do CEINSP 2008 pelo companheirismo. A todos que fizeram parte desse trabalho, faço votos de agradecimento.

ÍNDICE

| | |
|---|-------------|
| DEDICATÓRIA | IV |
| AGRADECIMENTOS | V |
| ÍNDICE..... | VI |
| LISTA DE TABELAS..... | IX |
| LISTA DE FIGURAS..... | XI |
| LISTA DE ABREVIATURAS..... | XIII |
| RESUMO..... | XV |
| ABSTRACT | XVI |
| 1 INTRODUÇÃO..... | 1 |
| 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 6 |
| 2.1 Histórico de eventos associados a corrosão naftênica..... | 6 |
| 2.2 Ácidos naftênicos | 10 |
| 2.3 Corrosão naftênica e suas implicações..... | 12 |
| 2.4 Sulfetação | 14 |
| 2.5 Estudos realizados | 17 |
| 3 MATERIAIS E MÉTODOS | 31 |
| 3.1 Estudo de campo na RPBC | 31 |
| 3.2 Unidade de Hidrotratamento | 32 |
| 3.2.1 - Variáveis de operação..... | 34 |
| 3.3 Pontos de controle nos isométricos de inspeção | 36 |
| 3.4 Pontos de controle nos equipamentos | 40 |
| 3.4.1 - Permutadores de calor | 40 |
| 3.4.2 - Forno de aquecimento de carga | 44 |

| | |
|--|-----------|
| 3.5 Índice de acidez total (IAT) | 49 |
| 4 ANÁLISES DOS RESULTADOS | 50 |
| 4.1 Análises das taxas de corrosão encontradas nos pontos de controle dos isométricos de inspeção..... | 50 |
| 4.2 Análises das taxas de corrosão encontradas nos pontos de controle do Permutador de calor 1 | 55 |
| 4.3 Análises das taxas de corrosão encontradas nos pontos de controle do Permutador de calor 2..... | 56 |
| 4.4 Análises das taxas de corrosão encontradas nos pontos de controle do Permutador de calor 3..... | 57 |
| 4.5 Análises das taxas de corrosão encontradas nos pontos de controle do Forno de pré-aquecimento de carga | 57 |
| 4.6 Avaliação do Índice de acidez total (IAT) | 60 |
| 4.7 Avaliação da velocidade de fluxo | 62 |
| 4.8 Comparação dos resultados avaliados com valores encontrados na literatura..... | 64 |
| 4.8.1 - Isométricos | 67 |
| 4.8.2 - Permutador de calor 1 | 68 |
| 4.8.3 - Permutador de calor 2..... | 69 |
| 4.8.4 - Permutador de calor 3..... | 70 |
| 4.8.5 - Forno de pré-aquecimento de carga..... | 70 |
| 5 CONCLUSÃO | 72 |
| 6 SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS | 76 |
| 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 77 |
| ANEXO A..... | 80 |
| ANEXO B | 81 |
| ANEXO C..... | 82 |
| ANEXO D..... | 83 |

| | |
|---|-----------|
| ANEXO E – ISOMÉTRICO 1..... | 84 |
| ANEXO F – ISOMÉTRICO 2..... | 85 |
| ANEXO G – ISOMÉTRICO 3..... | 86 |
| ANEXO H – ISOMÉTRICO 4..... | 87 |
| ANEXO I – ISOMÉTRICO 5..... | 88 |
| ANEXO J – ISOMÉTRICO 6..... | 89 |
| ANEXO K – ISOMÉTRICO 7..... | 90 |
| ANEXO L – ISOMÉTRICO 8..... | 91 |
| ANEXO M – ISOMÉTRICO 9..... | 92 |
| ANEXO N – ISOMÉTRICO 10..... | 93 |
| ANEXO O – ISOMÉTRICO 11..... | 94 |
| ANEXO P – ISOMÉTRICO 12..... | 95 |
| ANEXO Q – ISOMÉTRICO 13..... | 96 |
| ANEXO R – ISOMÉTRICO 14..... | 97 |
| ANEXO S – PROCEDIMENTO PARA MEDIÇÃO DE ESPESSURA POR ULTRA- SOM..... | 98 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 2.1 - Composição química de aços inoxidáveis [ASME II, 1992]. | 14 |
| Tabela 2.2 - Dados de corrosão naftênica (Questionário do grupo T-8B, NACE 1962) [Heller,1963]. | 20 |
| Tabela 2.3 - Composição química dos cupons utilizados nos testes de corrosão por ácidos naftênicos [Gutzeit, 1976]. | 21 |
| Tabela 2.4 - Efeito da temperatura e número de neutralização (IAT) na corrosão de diversas ligas em mistura de óleo puro/ácido naftênico [Gutzeit, 1976]. | 22 |
| Tabela 3.1 - Lista dos isométricos de inspeção e dos pontos de controle [RPBC/IE, 2009]. | 38 |
| Tabela 3.2 - Especificações dos Permutadores de calor [RPBC/IE, 2009]. | 40 |
| Tabela 3.3 - Pontos de controle do Permutador 1 [RPBC/IE, 2009]. | 43 |
| Tabela 3.4 - Pontos de controle do Permutador 2 [RPBC/IE, 2009]. | 43 |
| Tabela 3.5 - Pontos de controle do Permutador 3 [RPBC/IE, 2009]. | 43 |
| Tabela 3.6 - Especificação técnica do Forno [RPBC, 2009]. | 44 |
| Tabela 3.7 - Descrição dos trechos de tubulações da zona de convecção inspecionados por medição de espessura [RPBC, 2009]. | 46 |
| Tabela 3.8 - Descrição dos trechos de tubulação da zona de radiação inspecionados por medição de espessura [RPBC, 2009]. | 47 |
| Tabela 4.1 - Taxa de corrosão atual e histórica dos pontos de medição espessura [RPBC/IE, 2009]. | 51 |
| Tabela 4.2 - Taxa de corrosão encontrada nos pontos de controle [RPBC/IE, 2009]. | 52 |
| Tabela 4.3 - Vida remanescente dos pontos medidos [RPBC/IE, 2009]. (Obs.: os itens 13 e 31 foram retirados do sistema) | 54 |
| Tabela 4.4 - Taxa de corrosão dos componentes do Permutador 1 [RPBC/IE, 2009]. | 55 |
| Tabela 4.5 - Taxa de corrosão dos componentes do Permutador 2 [RPBC/IE, 2009]. | 56 |
| Tabela 4.6 - Taxa de corrosão dos componentes do Permutador 3 [RPBC/IE, 2009]. | 57 |

| | |
|--|----|
| Tabela 4.7 - Taxas de corrosão atual e histórica do Forno [RPBC/IE, 2009]. | 57 |
| Tabela 4.8 - Itens mais críticos referentes a taxa de corrosão e a vida remanescente do Forno [RPBC/IE, 2009]. | 60 |
| Tabela 4.9 - Valores médios diários do IAT [mg KOH/g] entre os anos de 2000 e 2007 [RPBC/OT, 2009]. | 61 |
| Tabela 4.10 - Velocidade de fluxo no trecho que compõe abateria de pré-aquecimento de carga da unidade de HDT. | 62 |
| Tabela 4.11 - Maiores valores de taxa de corrosão encontrados em campo [RPBC, 2009]. | 65 |
| Tabela 4.12 - Taxa de corrosão para o aço carbono e aços inoxidáveis austeníticos AISI 316 / 317 / 321 / 347. | 66 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1.1 - Previsão mundial de produção até 2010 de petróleos que apresentam acidez naftênica superior a 1,0 mg KOH/ g (Bagdasarian et. al., 2002). | 2 |
| Figura 1.2 - Ácidos naftênicos do cru Grane [Solberg, 2006]..... | 3 |
| Figura 1.3 - Diagrama da unidade de Hidrotratamento [RPBC, 2009]..... | 4 |
| Figura 2.1 - Falha do trecho da tubulação de aço carbono [Derungs, 1956]..... | 7 |
| Figura 2.2 - Perspectiva histórica de literaturas sobre crus corrosivos [Tebbal, 1999]..... | 8 |
| Figura 2.3 - Ponto de injeção de hidrogênio [RPBC, 2009]..... | 10 |
| Figura 2.4 - Exemplos de estruturas de ácidos naftênicos: (a) ácido carboxílico ciclopentano, (b) ácido acético ciclohexano, (c) ácido carboxílico bicíclico e (d) ácido carboxílico tricíclico [Kane, 2008]. | 12 |
| Figura 2.5 - Ácidos naftênicos [Turnbull et. al., 1998]. | 12 |
| Figura 2.6 - Efeito da temperatura sobre a corrosão por sulfetação de um aço S304 após 1 ano em atmosfera gasosa de H ₂ - H ₂ S a 35 Kgf/cm ² [Roberge, 2008]..... | 15 |
| Figura 2.7 - Efeito da temperatura sobre a corrosão por sulfetação após 1 ano em atmosfera gasosa de H ₂ - H ₂ S a 35 Kgf/cm ² [Roberge, 2008]. | 16 |
| Figura 2.8 - Taxa de corrosão do aço carbono em ácido naftênico. Ver Tabela 2.2 para avaliar a designação das letras [Heller, 1963]. | 18 |
| Figura 2.9 - Corrosão por ácido naftênico nos aços inoxidáveis TP 304 (18 Cr, 8 Ni) designado por triângulos e TP 316 (16 Cr, 13 Ni, 3 Mo) designado por círculos. Ver Tabela 2.2 para avaliar a designação das letras [Heller, 1963]. | 19 |
| Figura 2.10 - Taxas de corrosão nas tubulações do forno em função da temperatura do óleo [Piehl, 1987]. | 24 |
| Figura 2.11 - Teor de naftênicos em alguns crus típicos [Piehl, 1988]. | 25 |
| Figura 2.12 - Resultados do Teste do Pó de Ferro para [RCOOH]=0,14 M em diferentes concentrações de H ₂ S em nitrogênio como gás solvente. Os quadrados são as quantias | |

| | |
|---|----|
| esperadas de ferro dissolvido de acordo com o mecanismo descrito nas Equações (1.1), (1.2) e (1.3) [Yepez, 2004]..... | 26 |
| Figura 2.13 - Prováveis mecanismos de auxílio e/ou passivação da corrosão por ácidos naftênicos [Yepez, 2004]..... | 27 |
| Figura 2.14 - Corrosão por sulfetação a alta temperatura o por ácidos naftênicos – Determinação da taxa de corrosão [API RP 581, 2008]..... | 28 |
| Figura 3.1 - Unidade de Hidrotratamento [RPBC, 2009]..... | 33 |
| Figura 3.2 - Permutadores de calor e forno da bateria de pré-aquecimento [RPBC, 2009]... | 35 |
| Figura 3.3 - Isométrico de inspeção [RPBC/IE, 2009]..... | 37 |
| Figura 3.4 - Equipamento de Ultra-som [RPBC/IE, 2009]. | 39 |
| Figura 3.5 - Localização dos pontos de controle dos Permutadores de calor [RPBC, 2009]. | 42 |
| Figura 3.6 - Localização dos pontos de controle nos espelhos, paredes e teto do Forno [RPBC, 2009]..... | 45 |
| Figura 4.1 - Velocidade de escoamento da carga. | 63 |
| Figura 4.2 - Comparativo entre os valores de taxa de corrosão encontrados no API RP 581 e na Refinaria para os isométricos..... | 67 |
| Figura 4.3 - Comparativo entre os valores de taxa de corrosão encontrados no API RP 581 e na Refinaria para o Permutador de calor 1. | 68 |
| Figura 4.4 - Comparativo entre os valores de taxa de corrosão encontrados no API RP 581 e na Refinaria para o Permutador de calor 2. | 69 |
| Figura 4.5 - Comparativo entre os valores de taxa de corrosão encontrados no API RP 581 e na Refinaria para o Permutador de calor 3. | 70 |
| Figura 4.6 - Comparativo entre os valores de taxa de corrosão encontrados no API RP 581 e na Refinaria para o Forno | 71 |

LISTA DE ABREVIATURAS

AISI – Instituto Americano de Ferro e Aço (*American Iron and Steel Institute*)

API – Instituto Americano de Petróleo (*American Petroleum Institute*)

ASME – Sociedade Americana de Engenheiros Mecânicos (*American Society of Mechanical Engineers*)

ASTM – Sociedade Americana de Testes e Materiais (*American Society for Testing and Materials*)

DP – Diesel Pesado

END – Ensaio Não Destrutivo

EUA – Estados Unidos da América

FCC – Craqueamento Catalítico Fluido (*Fluid Cracking Catalysts*)

GOLC – Gasóleo Leve de Coque

HDT – Hidrotratamento

IAT – Índice de Acidez Total

IE – Inspeção de Equipamentos

LCO – Óleo Leve de Reciclo (*Light Cycle Oil*)

ME – Medição de Espessura

NACE – Associação Nacional de Engenheiros de Corrosão (*The National Association of Corrosion Engineers*).

NACI – Índice de Corrosão por Ácidos Naftênicos (*Naphthenic Acid Corrosion Index*)

NAT – Titulação de Ácidos Naftênicos (*Naphthenic Acid Titration*)

NN – Número de Neutralização (*Neutralization Number*)

NPS – Diâmetro Nominal do Tubo (*Nominal Pipe Size*)

OT – Otimização

RPBC – Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão

Refincor – *Refining Industry Corrosion*

Sch – Schedule

TAN – Número Total de Ácidos (*Total Acid Number*)

UC – Unidade de Destilação Atmosférica C

UN – Unidade de Destilação Atmosférica N

UV – Unidade de Destilação Atmosférica V

UCP – Unidade de Coque de Petróleo

UCP-1 – Unidade de Coque de Petróleo 1

UCP-2 – Unidade de Coque de Petróleo 2

UGH – Unidade de Geração de Hidrogênio

UNS – Unified Numbering System

RESUMO

Com o aumento do processamento de petróleos mais pesados, torna-se interessante realizar um estudo dos possíveis mecanismos de deterioração que poderão ocorrer em função do aumento do Índice de Acidez Total (IAT). Dessa forma, o presente trabalho teve como objetivo principal avaliar as linhas e equipamentos que compõe a bateria de pré-aquecimento da carga de uma unidade de Hidrotratamento (HDT) de diesel. Esse trecho teoricamente está susceptível a ocorrência de corrosão por ácidos naftênicos devido a dois principais fatores: a presença desses ácidos com teores de neutralização superiores a 0,5 mg KOH/g na composição química da carga e a temperatura de processamento, que se encontra em um intervalo de 200 a 400°C, adequado para existência de tal mecanismo de deterioração. Os dados obtidos em campo referentes à taxa de corrosão das linhas e dos equipamentos foram parametrizados em suas variáveis operacionais e através de uma análise comparativa com dados encontrados na literatura foram obtidas informações importantes para avaliar a ocorrência de corrosão naftênica.

Palavras chave: Corrosão naftênica, Índice de acidez total, unidade de Hidrotratamento (HDT).

ABSTRACT

With the increased processing of heavier oils, it is interesting a study of possible mechanisms of deterioration that may occur due to the increase of the Total Acid Number (TAN). Thus, this study aims to evaluate the main lines and equipment that comprise the battery of pre-heating of the load of a unit of Hydrotreating (HDT) of diesel. This excerpt is theoretically likely to occur from corrosion by naphthenic acids due to two main factors: the presence of these acids with levels of neutralizing more than 0.5 mg KOH/g in the chemical composition of the load and the temperature of processing, which is in a range from 200 ° C to 400 ° C, suitable for the existence of such a deterioration mechanism. Data from field concerning to the rate of corrosion of the lines and equipment were parameterized in their operational variables and through a comparative analysis with data found in literature were obtained important information to evaluate the occurrence of naphthenic corrosion.

Keywords: Naphthenic corrosion, Total acid number, Hydrotreatment (HDT) unit.

1 INTRODUÇÃO

O processamento de petróleos nacionais vem sendo monitorado nos últimos anos devido à alteração de algumas características específicas relevantes que podem influenciar de forma significativa a produção de derivados. A densidade ($^{\circ}$ API), o índice de acidez total (IAT), o teor de enxofre e nitrogênio são propriedades intrínsecas do petróleo que podem afetar seu refino, ocasionando problemas de deterioração dos equipamentos, tubulações e acessórios.

Petróleos com maiores índices de contaminantes como enxofre e nitrogênio estão cada vez mais presentes nas cargas das unidades de Refino. Esses necessitam de unidades de Hidrorrefino que visam remover tais impurezas, a fim de viabilizar o processamento de sub-derivados com elevado teor de contaminantes, adequando-os de acordo com as leis e normas ambientais, reduzindo a geração de produtos pesados e aumentando a geração de produtos de maior valor agregado.

Além disso, adaptações metalúrgicas e outros métodos de prevenção e minimização da deterioração, como a utilização de inibidores de corrosão, redução da acidez do petróleo através da mistura com óleos menos ácidos, estão sendo utilizados em determinadas áreas de equipamentos e tubulações com intuito de suportar a maior acidez dos crus, reduzindo a taxa de corrosão atuante e maximizando a vida remanescente.

A quantidade de óleos ácidos a serem processados vem aumentando. Segundo Bagdasarian [Bagdasarian et. al. 2002], estima-se que em 2010, 10% da produção mundial de derivados serão provenientes de petróleos ácidos com $IAT > 1,0$ mg KOH/g (Figura 1.1). Similarmente, informações apresentadas por Leite [Leite 2002] informam que os novos campos de óleo pesado brasileiros correspondem a uma reserva potencial de 1,5 bilhões de bbl.

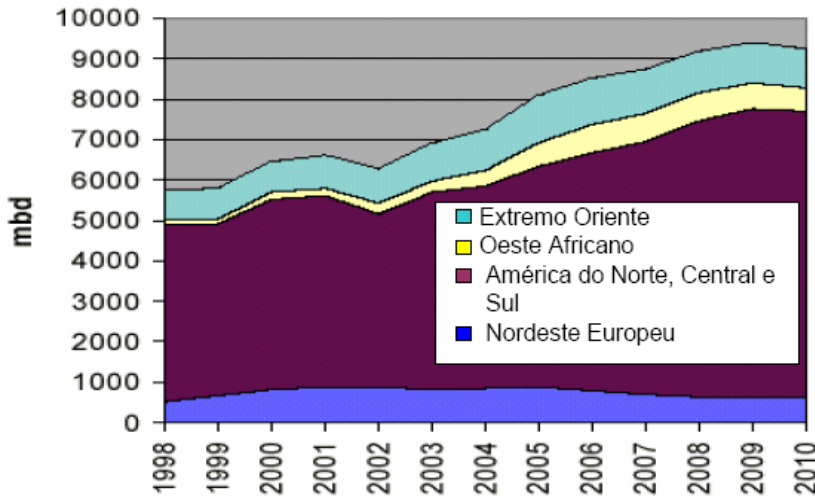


Figura 1.1 - Previsão mundial de produção até 2010 de petróleos que apresentam acidez naftênica superior a 1,0 mg KOH/ g (Bagdasarian et. al., 2002).

Trabalhos já realizados em unidades de destilação atmosférica e destilação a vácuo verificaram a existência de corrosão ácida, resultantes dos maiores valores de IAT's e conseqüentemente maiores teores de ácidos naftênicos presentes nos petróleos pesados, muitos deles provenientes da Bacia de Campos [Paiva, 1999]. Embora o IAT seja uma medida do teor de ácidos orgânicos, cuja obtenção de seu valor segue as normas ASTM D664 e ASTM D974, o mesmo é largamente utilizado quando se trata do teor de ácidos naftênicos. Através do ensaio de titulação de ácidos naftênicos (*Naphathenic Acid Titration – NAT*), Solberg [Solberg, 2006] encontrou o valor global de 1,4 mg KOH/g dos ácidos naftênicos presentes no cru *Grane* enquanto que o índice de acidez total (IAT) foi mensurado em 2,2 mg KOH/g. Observa-se que o cru proveniente do mar do norte apresenta diferentes concentrações ácidas em função da temperatura de ebulição de suas frações (Figura 1.2). De acordo com Turnbull et. al. [Turnbull, 1998], a concentração e a estrutura molecular dos ácidos naftênicos podem variar de um petróleo para outro, para um mesmo valor do índice de acidez total (IAT) apresentando diferentes níveis de corrosividade também em relação ao ponto de ebulição das frações destiladas.

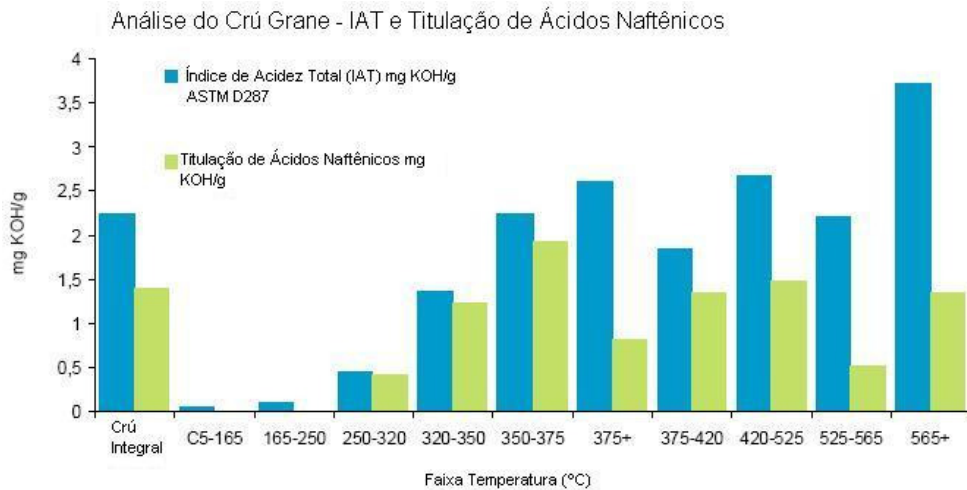


Figura 1.2 - Ácidos naftênicos do cru Grane [Solberg, 2006].

O processamento de petróleos com altos teores de ácidos naftênicos requer estudos específicos relativos à corrosão nas faixas de corte de diesel em unidades de Destilações Atmosféricas e de gasóleo em unidades de Destilações a Vácuo, devido o mesmo possuir faixas de ebulições próximas a esses produtos. Basicamente, as unidades de Destilação Atmosférica realizam a separação dos componentes provenientes do petróleo bruto, enquanto que as unidades de Destilação a Vácuo realizam a separação dos componentes provenientes do resíduo atmosférico. Ou seja, os componentes que não foram fracionados na unidade de Destilação Atmosférica são levados até a unidade de Destilação a Vácuo que, por operar a pressões inferiores a pressão atmosférica, podem vaporizar os hidrocarbonetos a uma temperatura inferior a 370 °C.

No presente trabalho será objeto de estudo apenas a corrente de diesel proveniente da Destilação Atmosférica já que a mesma faz parte da carga processada na unidade de Hidrotreatamento (HDT) de diesel que realiza a hidrogenação de compostos de enxofre e nitrogênio. Além do diesel de Destilação Direta (Atmosférica) a carga da unidade de HDT também é composta pelas correntes de instáveis, que são constituídas pelo LCO (Óleo Leve de Reciclo) proveniente da unidade de Craqueamento Catalítico Fluido (UFCC) e pelo Gasóleo Leve (GOLC) proveniente das unidades de Coqueamento Retardado (UCP-1 e UCP-2). As correntes de instáveis sofrem craqueamento térmico a altas temperaturas e, portanto, nessas condições físicas, os ácidos naftênicos são degradados, não provendo risco de

deterioração. As mesmas são chamadas de instáveis por conterem compostos de enxofre e nitrogênio livres em suas estruturas moleculares. Na corrente de diesel os ácidos naftênicos não são degradados, pois os mesmos não são submetidos a temperaturas ideais para que se ocorra a degradação térmica. Dessa maneira, apresentam risco potencial de provocar corrosão por ácidos naftênicos, mesmo depois de realizado a mistura (*blend*) com as correntes de instáveis na Torre Esgotadora de Oxigênio, a qual promove o esgotamento de oxigênio minimizando a formação de goma nos Permutadores de calor e conseqüentemente a redução da concentração ácida da carga que percorre a bateria de pré-aquecimento até os reatores da unidade de Hidrotratamento (HDT). A corrosão naftênica é propensa a ocorrer nas linhas e equipamentos situados entre o permutador de calor 1 e possivelmente o primeiro leito do Reator onde a temperatura se encontra na faixa de 200°C – 400°C. A Figura 1.3 ilustra a área de interesse destacada em vermelho, citada anteriormente. Os dois círculos representam os permutadores de calor. Na seqüência, tem-se o Forno, onde entram e saem quatro tubulações e o Reator em seguida.

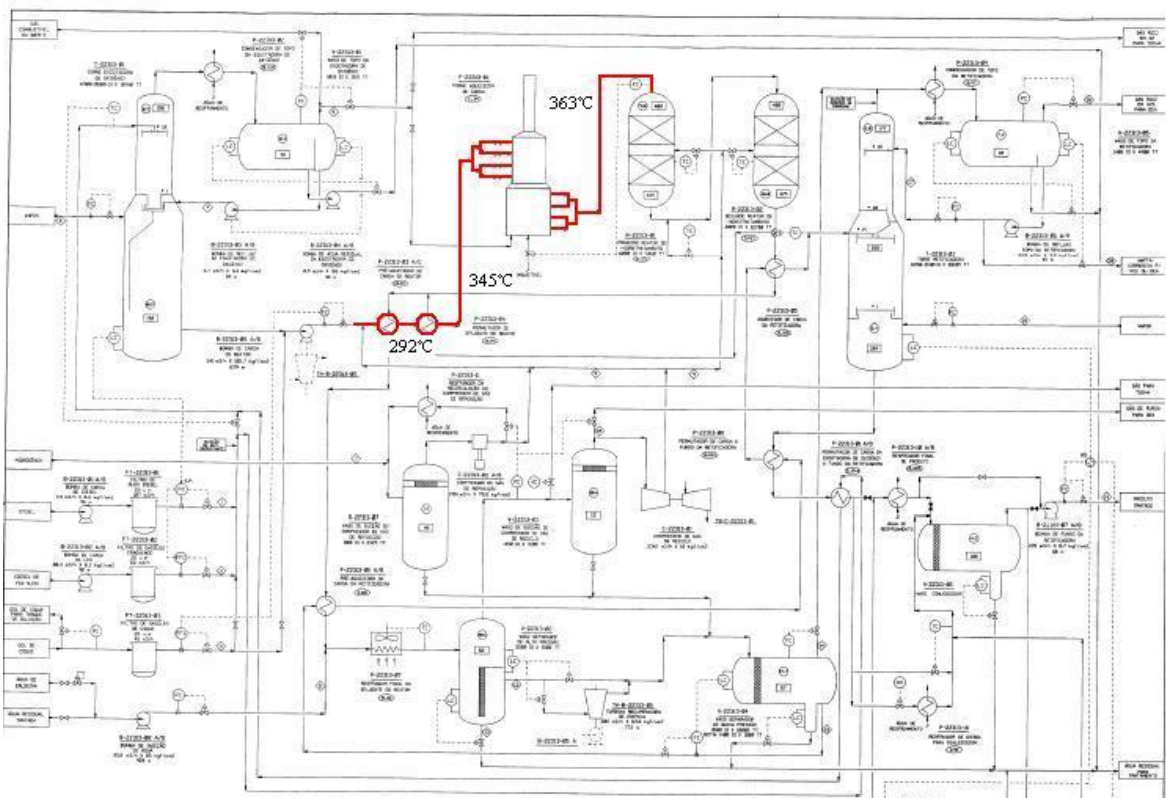


Figura 1.3 - Diagrama da unidade de Hidrotratamento [RPBC, 2009].

No presente trabalho foram avaliadas as variáveis operacionais: velocidade de fluxo, pressão, temperatura, existência de diferentes fases no fluxo e o IAT médio da carga processada no período de 2001 a 2008 da unidade de HDT. Pode-se considerar que a pressão de operação atuante na bateria de pré-aquecimento é constante em um valor aproximado de 90 Kgf/cm². A velocidade de fluxo varia de acordo com o diâmetro interno das tubulações percorridas e o fluxo bifásico líquido-gasoso pode ocorrer nos trechos de maior velocidade de fluxo. A temperatura aumenta à medida que ocorre a troca de calor entre a carga bruta e a carga já hidrotratada nos Permutadores de calor e no Forno. Nota-se que a diferença entre a temperatura da carga na entrada e saída do Forno está em torno de 20 °C. Os respectivos materiais das linhas e dos equipamentos também são motivos de análise já que os mesmos estão relacionados às variáveis físicas do processo. O fato desses materiais não possuírem o elemento químico molibdênio em suas composições químicas conferem maior susceptibilidade a ocorrência do tipo de deterioração em estudo (corrosão por ácidos naftênicos).

A partir dos dados de medição de espessura obtidos nos relatórios de inspeção de integridade física das linhas e dos equipamentos anteriormente citados, foi realizada uma sumarização desses dados com o intuito de registrá-los no presente trabalho. A partir desses dados foram feitas as análises pertinentes as taxas de corrosão encontradas, nos locais onde foram realizadas as medições de espessura por ultra-som. Foram incorporadas neste contexto as variáveis: velocidade de fluxo, temperatura, pressão, fluxo bifásico e metalurgia utilizada. Dessa forma, deseja-se correlacionar as variáveis críticas atuantes na bateria de pré-aquecimento de carga, juntamente com os dados de deterioração relevantes provenientes dos relatórios de inspeção e com os trabalhos técnicos encontrados na literatura. Por conseqüência, foi realizada uma avaliação global entre os problemas encontrados em campo, os estudos de caso e os experimentos de laboratório publicados, visando encontrar uma melhor solução através dos parâmetros obtidos nessa avaliação que servirão de base em caso de eventuais problemas de corrosão que poderão ocorrer com o processamento futuro de petróleos com altos valores de índice de acidez total (IAT).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Histórico de eventos associados a corrosão naftênica

Embora uma das primeiras ocorrências registradas de petróleos ácidos foi realizada no ano de 1870 na Rússia por Eichler [Heller, 1963], a preocupação relacionada à corrosão naftênica em equipamentos de processo na indústria petrolífera data da década de 20 do século XX na destilação de alguns crus provenientes da Romênia, Rússia (Região de Baku), América do Sul e EUA (Califórnia) [Derungs, 1956]. Problemas de corrosão por sulfetação e por ácidos naftênicos foram identificados nos equipamentos e se caracterizavam pela dificuldade de distinção, devido à atuação conjunta dos mecanismos de corrosão citados. Entretanto, foi observado que a morfologia do dano causado pelos ácidos naftênicos apresentava alvéolos com as bordas agudas e ranhuras em locais de alta velocidade de fluxo. Diversos eventos devido aos ácidos naftênicos e ao enxofre foram notificados com a ocorrência de perfurações em tubulações de fornos de aço carbono e linhas de transferência onde essas tinham de ser trocadas em intervalos de 100 a 365 dias. Assim, descobriu-se que a utilização do cromo como um elemento de liga nos aços poderia ser útil contra a sulfetação, alcançando resultados relevantes com teores de 12%Cr [Derungs, 1956]. A Figura 2.1 ilustra a tubulação de um forno da destilação a vácuo que falhou após 422 dias de operação, onde em 163 dias processou petróleos de baixa acidez e em 259 dias foram processados crus contendo ácidos naftênicos a uma temperatura de 300 °C.



Figura 2.1 - Falha do trecho da tubulação de aço carbono [Derungs, 1956].

Segundo Gutzeit, (1976), uma pesquisa de âmbito nacional realizada pela NACE em meados de 1960, apontou que a indústria do petróleo dos EUA, exceto por algumas refinarias da costa oeste, não tinham como preocupação principal a corrosão por ácidos naftênicos. Entretanto, a pesquisa teve como conclusão a necessidade de investigações futuras com o intuito de encontrar maneiras de determinar a corrosão por ácidos naftênicos no processamento de crus de composição química não especificada. Nesse estudo, foi elaborado um questionário emitido para várias refinarias americanas [Heller, 1963], com base no padrão definido por Albright (1935) de que o sulfeto de hidrogênio e outros compostos sulfurosos são os principais agentes envolvidos no processo de corrosão.

Um modelo bem definido a respeito da corrosão por ácidos naftênicos não estavam bem definidos até a década de 80. Os dados utilizados para análise provenientes da indústria do petróleo não apresentavam consistência devido variabilidade dos parâmetros de processo, principalmente temperatura, e também da diversidade de crus refinados, que dificultam a obtenção de resultados concretos e definitivos [Piehl, 1987].

No ano de 1991 foram identificados eventos de corrosão naftênica em ambientes de alta velocidade de fluxo. Amostras de gasóleo leve e pesado provenientes da destilação a vácuo foram analisadas, identificando-se altos níveis de ferro (2-4 ppm). Em inspeção de parada programada da unidade, foi verificada perda severa de material causada por corrosão

naftênica em diversos tubos e curvas do forno da unidade de destilação atmosférica. A perda de material chegou a 12,7 mm, resultando em uma taxa de corrosão média de 12,7 mm/ano. Inspeções realizadas em linhas de transferência do forno da unidade de destilação atmosférica também verificaram danos causados por ácidos naftênicos [Babaian-Kibala, 1993].

A procura de novos meios de identificação de ácidos naftênicos em petróleos resultou na utilização de novos métodos de análise. Um deles realiza a distinção dos diversos tipos de estruturas moleculares presentes no petróleo conhecida como Espectrometria de Massa por Bombardeamento Atômico [Zeitlmeisl, 1996].

Com o aumento da acidez, da densidade, teor de enxofre e impurezas do petróleo nos últimos anos, a probabilidade de ocorrência de processos de deterioração dos equipamentos e tubulações tem aumentado de maneira significativa. Assim, os princípios básicos relativos ao índice de acidez e ao teor de enxofre dos crus não se apresentam confiáveis no mérito preditivo da ocorrência de deterioração [Tebbal, 1996]. Outra evidência do aumento de petróleos ácidos que vem sendo processados está relacionada com o aumento de pesquisadores interessados pelo tema e por consequência o aumento da quantidade de trabalhos técnicos publicados nos últimos anos (Figura 2.2). O termo *RefinCor* (*Refining Industry Corrosion*) representa um grupo de trabalho da NACE sobre corrosão por ácidos naftênicos [Babaian-Kibala, 1999].

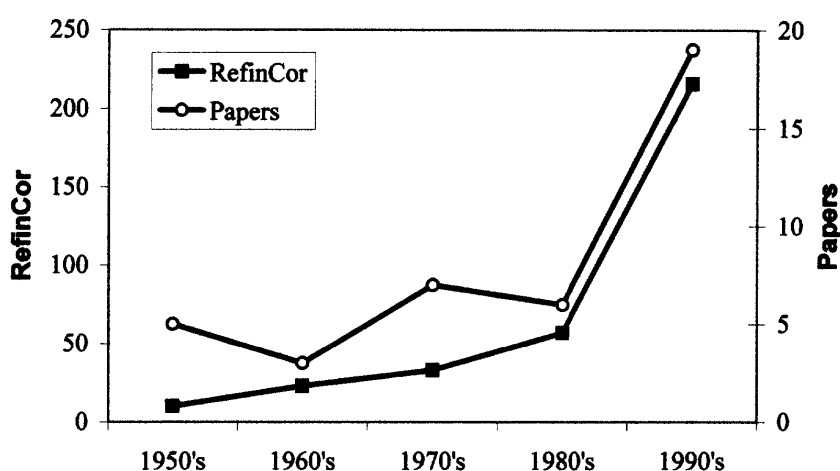


Figura 2.2 - Perspectiva histórica de literaturas sobre crus corrosivos [Tebbal, 1999].

O ataque por ácidos naftênicos tem ocorrido geralmente nas unidades de destilação atmosférica e destilação a vácuo. Uma análise realizada com crus contendo de 8-12 mg KOH/g e teores de enxofre da ordem de 100 ppb, resultaram em sérios problemas de corrosão naftênica nas correntes de gasóleo leve construídas em aço carbono [de Bruyn, 1998]. Nos processos de craqueamento a partir de catalisadores, entende-se que os ácidos naftênicos são degradados devido a altas temperaturas de reação que estão em torno de 400-480 °C [Nugent, 1998]. Dessa forma, as correntes que saem das unidades de FCC e de Coqueamento Retardado não estão propensas a ocorrência de corrosão naftênica, entretanto, nas correntes de pré-aquecimento, os ácidos vindos da corrente de diesel de destilação direta podem causar deteriorações uma vez que os mesmos ainda não foram degradados e sim, somente diluídos pela mistura das correntes de instáveis.

No ano de 1996 foi formado um grupo de pesquisa da NACE (T-8-22) visando analisar, revisar e padronizar 70 artigos técnicos publicados. A variável temperatura, metalurgia, velocidade de fluxo e teor de ácido naftênico foram estudados extensivamente visando encontrar uma ferramenta industrial de prevenção a corrosão naftênica. Os trabalhos foram divididos em três tópicos: informações relacionadas aos crus, informações relacionadas à operação e informações relacionadas a ensaios de laboratório. As informações contidas nos tópicos citados foram sumarizadas em tabelas, publicadas por Babaian-Kibala, [1999].

Com o processamento de petróleos pesados, com alto valor de IAT, a preocupação com a corrosão das linhas de carga das unidades de Hidrotratamento é alvo de estudo e pesquisa. Os materiais utilizados atualmente nessas linhas e equipamentos não estão adequados a um possível evento de corrosão por ácidos naftênicos. Esses possuem especificação UNS TP321 os quais não contém o elemento químico molibdênio em sua composição, que, teoricamente tem grande importância na minimização da ocorrência de corrosão [Bernardes, 2005]. Nesse trabalho são analisadas duas possibilidades relacionadas à corrosão naftênica: uma em que após a injeção de hidrogênio na tubulação de carga da unidade de HDT não há a ocorrência de corrosão devido à inibição do ataque do ácido naftênico junto ao ferro pelo hidrogênio, [Shargay et. al., 2007], entretanto, ensaios de laboratório não foram realizados comprovando os resultados obtidos e essa hipótese ainda não está bem entendida. Assim, existe a possibilidade de que o hidrogênio não seja capaz de inibir o poder corrosivo dos ácidos naftênicos de tal forma que, trabalhos devem ser realizados para prevenir esse tipo de

deterioração. O presente trabalho segue tal vertente de que a injeção de hidrogênio não realiza a inibição dos ácidos naftênicos, devido à falta de pesquisa e trabalhos técnicos publicados até o presente momento. Logo, processos de avaliação e monitoração da corrosão foram estudados juntamente com os dados de campo obtidos junto ao setor de Inspeção de Equipamentos. A indicação em branco representada na Figura 2.3 ilustra o ponto de injeção de hidrogênio na unidade de Hidrotratamento em questão. Nota-se que o mesmo é injetado na tubulação a montante da bateria de Permutadores de calor, representado pelo código P-03ABC.

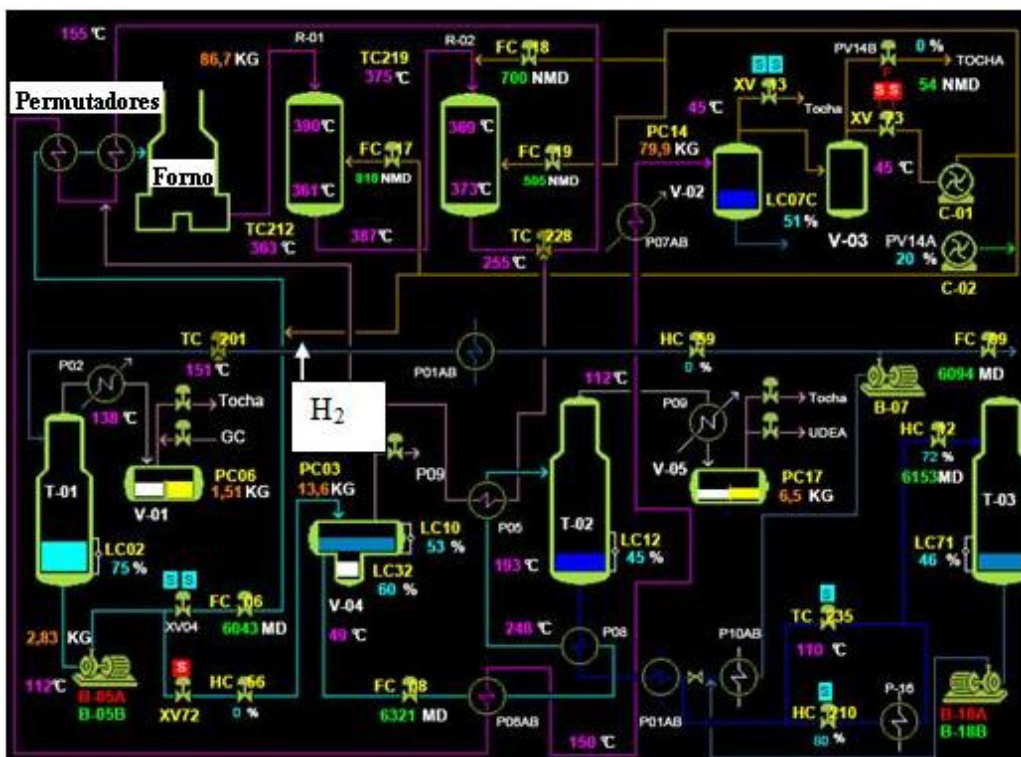


Figura 2.3 - Ponto de injeção de hidrogênio [RPBC, 2009].

2.2 Ácidos naftênicos

Os ácidos naftênicos são estruturas orgânicas compostas por ácidos carboxílicos ligados a anéis saturados ciclopentanos e/ou ciclohexanos (RCOOH), onde R representa o radical ligado ao ácido. Esses são obtidos em subprodutos de destilação atmosférica e a vácuo em refinarias de petróleo na produção de seus derivados [Knotnerus, 1957]. Outros ácidos

orgânicos ligados a radicais alifáticos e aromáticos também compõem a variedade ácida constituinte dos crus, quando referenciados através do valor do índice de acidez total (IAT). Sendo assim, verifica-se que o número de neutralização (NN) promove valores globais do teor de ácidos orgânicos que fazem parte do óleo e não somente valores do teor de ácidos naftênicos.

Os ácidos naftênicos apresentam faixa de ebulição entre 177 e 343 °C e pesos moleculares variando entre 200 e 700 g/mol [Bernardes, 2005]. Sabe-se também que ácidos com menor peso molecular são mais agressivos e são constituídos principalmente de ácidos carboxílicos ligados a anéis saturados [Knotnerus, 1957]. Qu [Qu, 2007] descreve em seu trabalho que quanto maior a massa molecular do radical ligado ao ácido carboxílico, maior a dificuldade de ocorrer sua dissociação em RCOO^- e H^+ em meio oleoso [Wu et. al., 2004]. Logo, o peso molecular afeta diretamente a capacidade de reação dos ácidos. Moléculas com radicais menores possuem maior capacidade de reação com os metais, sendo assim mais agressivos.

No Brasil, o histórico dos valores de IAT's dos petróleos processados são da ordem de 1,0 a 1,3 mg KOH/g. Dados de campo do período de 2001 a 2008 obtidos junto ao setor de Otimização da RPBC apresentaram valores de IAT da ordem de 0,8 a 1,3 mg KOH/g. Na Figura 2.4 estão representados alguns exemplos das estruturas moleculares dos ácidos naftênicos.

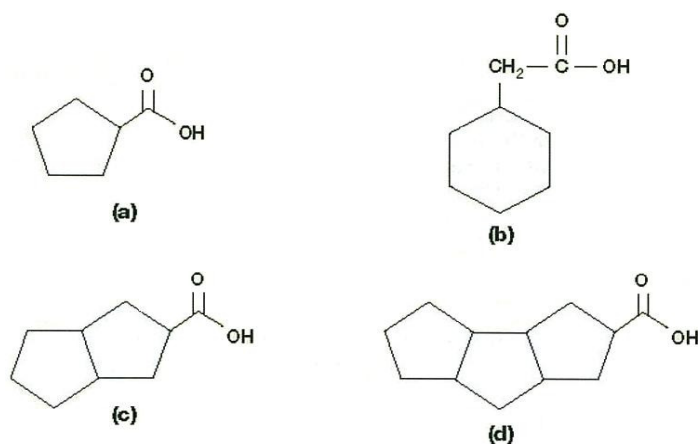


Figura 2.4 - Exemplos de estruturas de ácidos naftênicos: (a) ácido carboxílico ciclopentano, (b) ácido acético ciclohexano, (c) ácido carboxílico bicíclico e (d) ácido carboxílico tricíclico [Kane, 2008].

Outros exemplos relacionados às propriedades dos ácidos naftênicos como formula estrutural, ponto de ebulição, massa molar e quantidade de carbonos também podem ser visualizadas na Figura 2.5.

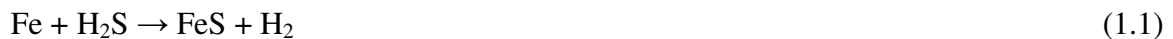
| Designação | Fórmula Estrutural | Ponto de Ebulição (°C) | Massa Molar | Número de Carbono |
|--------------------------------|--------------------|------------------------|-------------|-------------------|
| Ácido carboxílico ciclopentano | | 216 | 114 | 6 |
| Ácido carboxílico ciclohexano | | 232 | 128 | 7 |
| Ácido acético ciclohexano | | 242 | 142 | 8 |
| Ácido propiônico ciclohexano | | 276 | 156 | 9 |
| Ácido butírico ciclohexano | | - | 170 | 10 |
| Ácido naftênico comercial | | 270 to 324 | 244 | 10 to 18 |

Figura 2.5 - Ácidos naftênicos [Turnbull et. al., 1998].

2.3 Corrosão naftênica e suas implicações

A corrosão naftênica vem sendo objeto de pesquisa e estudo em processos de refino de petróleo há mais de 50 anos. Primeiramente foi observada em torres de destilação atmosférica, mais precisamente nas regiões de corte de derivados da faixa do diesel. Uma das variáveis de estudo de causa básica do processo de deterioração está relacionada com o índice de acidez total (IAT), também conhecido como número de neutralização (NN). Temperatura do processo, velocidade de fluxo da carga, materiais utilizados, são variáveis operacionais e de

projeto que também podem implicar em um processo de corrosão por ácidos naftênicos. Esses atuam de forma associada com a sulfetação e a regeneração do naftenato de ferro. A variável velocidade de fluxo possui grande influência, pois a erosão atua na remoção do filme protetor de sulfeto de ferro (FeS) formada pela reação do ácido sulfídrico (H₂S) e o ferro (Fe), deixando a superfície do material exposta a corrosão do ácido naftênico (RCOOH) com o ferro (Fe). Altas velocidades do fluxo podem ter efeito relevante quando combinada com escoamento em duas fases, podendo ocorrer em linhas de transferência, tubulações de forno e bombas. O terceiro mecanismo associado ocorre com a reação do produto de corrosão naftenato de ferro (Fe(RCOO)₂) e o ácido sulfídrico (H₂S), regenerando o ácido naftênico. As Equações (1.1), (1.2) e (1.3) ilustram respectivamente os mecanismos de corrosão citados (Yepez, 2004).



Craig [1996], descreve a respeito do índice de corrosão por ácidos naftênicos (*Naphthenic Acid Corrosion Index* - NACI) o qual é obtido por valores numéricos que separam a corrosão por ácidos naftênicos, sulfetação afetada pela corrosão por ácidos naftênicos e sulfetação. Cita que valores de NACI < 10, implicam que a corrosão é causada por sulfetação, para 10 < NACI < 100, o ataque é causado por ácidos naftênicos que são parcialmente inibidos pela presença do filme de sulfeto de ferro (FeS). Já para valores de NACI > 100, implica-se o ataque dos ácidos naftênicos na ausência da camada de sulfeto de ferro, caracterizando sua forma mais agressiva.

Uma maneira de minimizar a ocorrência desse tipo de deterioração pode ser alcançada através da utilização de aços inoxidáveis contendo teores de molibdênio maiores que 2,5 % [Babaian-Kibala et. al., 1993]. Aços inoxidáveis com tal especificação são os pertencentes à série 300,

sendo eles o UNS TP 316 e o UNS TP 317. Vale ressaltar que a faixa de teor de molibdênio do aço inoxidável UNS TP 316 está entre 2 e 3 % de molibdênio, enquanto que para o UNS TP 317 situa-se entre 3 e 4 %, conforme está mostrado na Tabela 2.1. Dessa forma, é recomendada a utilização do aço UNS TP 317 o qual se enquadra nas recomendações de teor de molibdênio mesmo em seu teor mínimo.

Tabela 2.1 - Composição química de aços inoxidáveis [ASME II, 1992].

| | TP 316 | TP 317 | TP 321 | TP 347 |
|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| C | 0,08 max | 0,08 max | 0,08 max | 0,08 max |
| Mn, max | 2 | 2 | 2 | 2 |
| P, max | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 |
| S, max | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 |
| Ni | 11,0-14,0 | 11,0-14,0 | 9,0-13,0 | 9,0-13,0 |
| Cr | 16,0-18,0 | 18,0-20,0 | 17,0-20,0 | 17,0-20,0 |
| Mo | 2,0-3,0 | 3,0-4,0 | - | - |

A morfologia da corrosão por ácidos naftênicos pode ser caracterizada por alvéolos com bordas pontiagudas, pites e por ranhuras provocadas pelo escoamento do fluido que causam erosão no material [Shargay et. al., 2007]. Devido ao mecanismo de deterioração por ácidos naftênicos estar associado ao mecanismo de sulfetação, Kane [Kane, 2002], descreve que a morfologia da corrosão por compostos de enxofre pode ser caracterizada por perda de massa generalizada da superfície exposta com a formação do filme de sulfeto de ferro (FeS). Já a corrosão por ácidos naftênicos é tipicamente caracterizada por ataques localizados particularmente em áreas de altas velocidades e, em alguns casos, onde há a condensação de vapores ácidos concentrados em unidades de destilação.

2.4 Sulfetação

Como já citado anteriormente, a sulfetação é um mecanismo que ocorre juntamente com a corrosão por ácidos naftênicos. Segundo Roberge [1999] a sulfetação é um mecanismo de corrosão a alta temperatura relacionada à presença de enxofre e seus compostos orgânicos e também inorgânicos. Na indústria do petróleo praticamente todos os crus possuem em sua

composição natural, compostos de enxofre como as mercaptanas, os polissulfetos, os tiofenos e também o enxofre elementar que nas operações de refino, são parcialmente convertidos em ácido sulfídrico (H_2S). O sulfeto de hidrogênio na presença de hidrogênio se torna extremamente agressivo na faixa de temperatura de 260 a 288 °C, podendo ser factível também em temperaturas mais baixas, porém, a reação se torna extremamente lenta [Jambo et. al., 2008]. A utilização de aços inoxidáveis austeníticos tipo 18Cr-8Ni são considerados resistentes a sulfetação e também aços inoxidáveis estabilizados são recomendados. Vasos de unidades de Hidrotratamento onde se tem alta pressão e outros processos de conversão como unidades de Craqueamento usualmente são construídas de ligas de Cr-Mo revestidos com *clad* de aços inoxidáveis da série 300. Os efeitos da temperatura e da concentração de ácido sulfídrico (H_2S) na sulfetação de ligas usualmente utilizadas em refinarias estão ilustradas na Figura 2.6, representando a perda de material esperada após um ano de exposição.

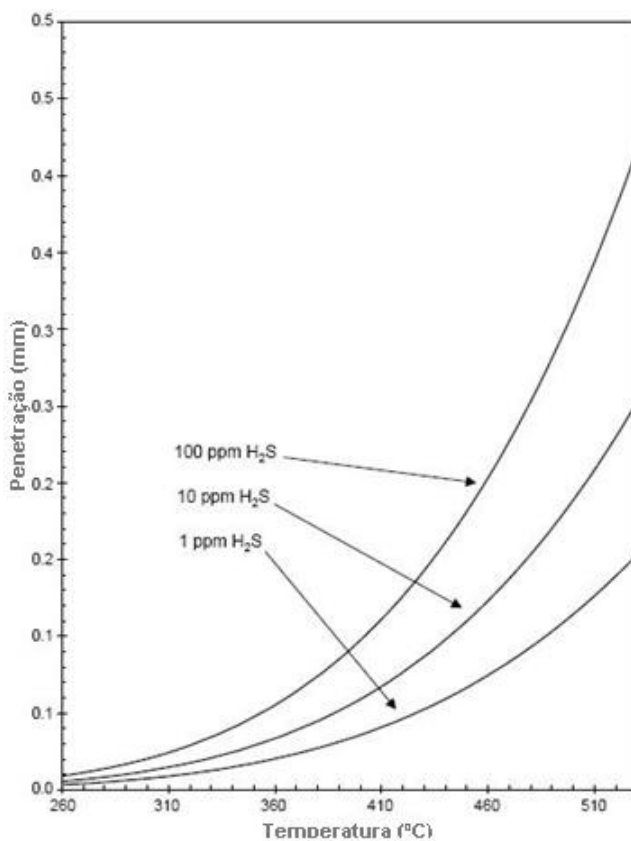


Figura 2.6 - Efeito da temperatura sobre a corrosão por sulfetação de um aço S304 após 1 ano em atmosfera gasosa de $H_2 - H_2S$ a 35 Kgf/cm² [Roberge, 2008].

Com o aumento da temperatura e da concentração do ácido sulfídrico (H_2S), aumenta-se a taxa de sulfetação. Tipicamente, um aumento na temperatura de $55\text{ }^\circ\text{C}$ provoca um aumento de duas vezes sobre a taxa de sulfetação, entretanto, um aumento da ordem de dez vezes na concentração de ácido sulfídrico (H_2S) se faz necessário para dobrar a taxa de sulfetação. Assim, variações na concentração de ácido sulfídrico (H_2S) são menos representativas do que a variação da temperatura.

O aumento do teor de cromo no aço reduz drasticamente a sulfetação, como pode ser visto nos materiais 9Cr-1Mo, TP 410, TP 304, 800H, 825 e 625 (Figura 2.7). A presença benéfica do cromo normalmente sobrepuja a do Ni. Logo, ligas de níquel devem ser evitadas na presença de ambientes sulfurosos. Também, a adição de pequenos teores de Al aumenta consideravelmente a resistência a sulfetação de ligas Fe-Cr-Ni [Jambo et. al., 2008].

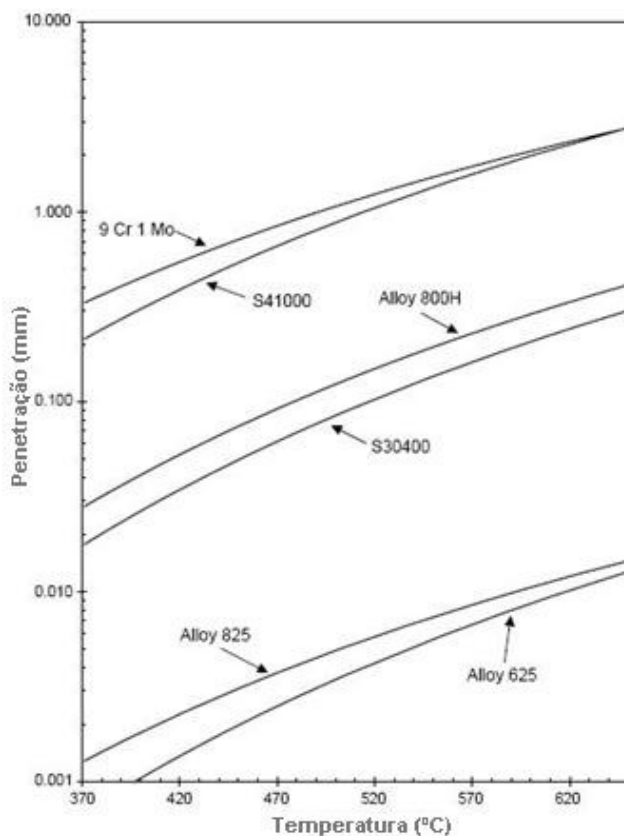


Figura 2.7 - Efeito da temperatura sobre a corrosão por sulfetação após 1 ano em atmosfera gasosa de $H_2 - H_2S$ a 35 Kgf/cm^2 [Roberge, 2008].

A presença de gases como vapor d'água ou CO_2 diminuem a taxa de sulfetação. A explicação precisa de como esses gases diminuem o mecanismo de sulfetação ainda não foi encontrada, embora inúmeros estudos já tenham confirmado esse efeito. A redução da taxa de corrosão é conhecida como sulfetação/oxidação, pois, representa a transição entre a rápida corrosão por sulfetação e a baixa corrosão por oxidação de ligas metálicas contendo Cr ou Al. Atmosferas ricas em dióxido de enxofre (SO_2) são encontradas em fornos de enxofre onde o mesmo é queimado resultando em ácido sulfúrico (H_2SO_4).

2.5 Estudos realizados

Diversos trabalhos técnicos já foram publicados a respeito da corrosão de equipamentos de processo por petróleos com elevado teor de ácidos naftênicos. Esse teor é mensurado através do Índice de Acidez Total (IAT), medido em miligramas de hidróxido de potássio por grama de óleo (mg KOH/g óleo) necessário para que ocorra a neutralização do ácido presente na composição química do óleo (ASTM D664 e ASTM D974). A norma ASTM D974 é um método calorimétrico que determina o valor-limite da titulação do hidróxido de potássio (KOH) pela alteração da coloração do indicador. A norma ASTM D664 realiza um ensaio potenciométrico onde o valor limite é estabelecido pelo ponto de inflexão na curva de titulação [Piehl, 1987]. Embora sua identificação não esteja bem definida devido ao resultado quantitativo do teor de ácidos orgânicos do cru, este método é um dos mais utilizados na caracterização da acidez dos petróleos. O método utilizado pela norma ASTM D664 identifica não apenas ácidos orgânicos, mas também gases ácidos como o ácido sulfídrico (H_2S) e o gás carbônico (CO_2). Também consegue medir teores de cloretos de cálcio e de magnésio.

Na grande maioria, os artigos publicados sobre corrosão naftênica nos últimos 60 anos tratam da presença desse tipo de deterioração em torres de destilação atmosférica e torres de destilação a vácuo, principalmente nas tubulações e equipamentos (fornos, permutadores, bombas) por onde percorrem produtos que estão na faixa de destilação do diesel, querosene e do gasóleo leve.

Em uma pesquisa realizada pelo comitê técnico da NACE, Heller [1963] publicou diversos resultados avaliando a taxa de corrosão encontrada nos dados adquiridos pela pesquisa realizada nas refinarias americanas em diferentes materiais. Na Figura 2.8 e Figura 2.9, estão ilustrados os valores de taxa de corrosão e de temperatura, obtidos para o aço carbono e para os aços inoxidáveis TP 304 e TP 316. Na Tabela 2.2, encontram-se divulgados os códigos alfanuméricos referenciados nas Figura 2.8 e Figura 2.9.

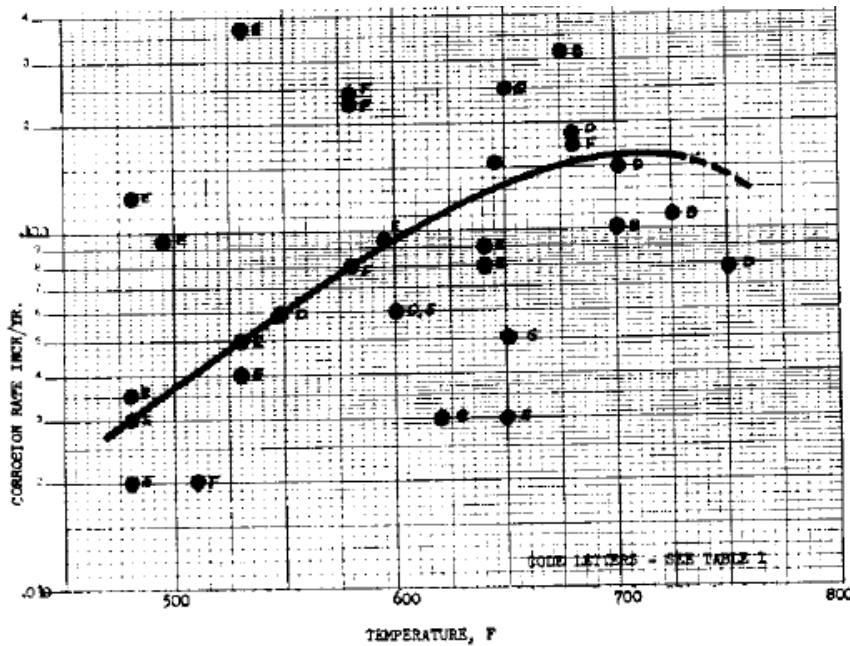


Figura 2.8 - Taxa de corrosão do aço carbono em ácido naftênico. Ver Tabela 2.2 para avaliar a designação das letras [Heller, 1963].

A faixa de temperatura ótima onde se observa os maiores valores de taxa de corrosão está situada entre 260 °C e 400 °C (500 °F e 700 °F). Cataldi et. al. [Cataldi et. al., 1953] apresentou que para 22 crus ensaiados com IAT entre 0,5 e 0,68 mg KOH/g não se observou relação entre o índice de acidez total (também conhecido como número de neutralização (NN)) e a corrosividade do cru. Pode-se dizer que as condições de temperatura, velocidade do fluxo e concentração ácida não estavam propícias a ocorrência de corrosão. Outra questão identificada é a proximidade dos valores obtidos entre as taxas de corrosão devido ao ácido naftênico e a corrosão a alta temperatura por enxofre em materiais como o aço carbono, que são susceptíveis a esse mecanismo devido à ausência de cromo em sua composição química. Já para materiais que contém médios teores de cromo em sua composição e aços inoxidáveis,

a ocorrência de corrosão a alta temperatura por enxofre é minimizada. Dessa forma, entende-se que a ocorrência de corrosão em aços inoxidáveis é devido ao ataque dos ácidos naftênicos.

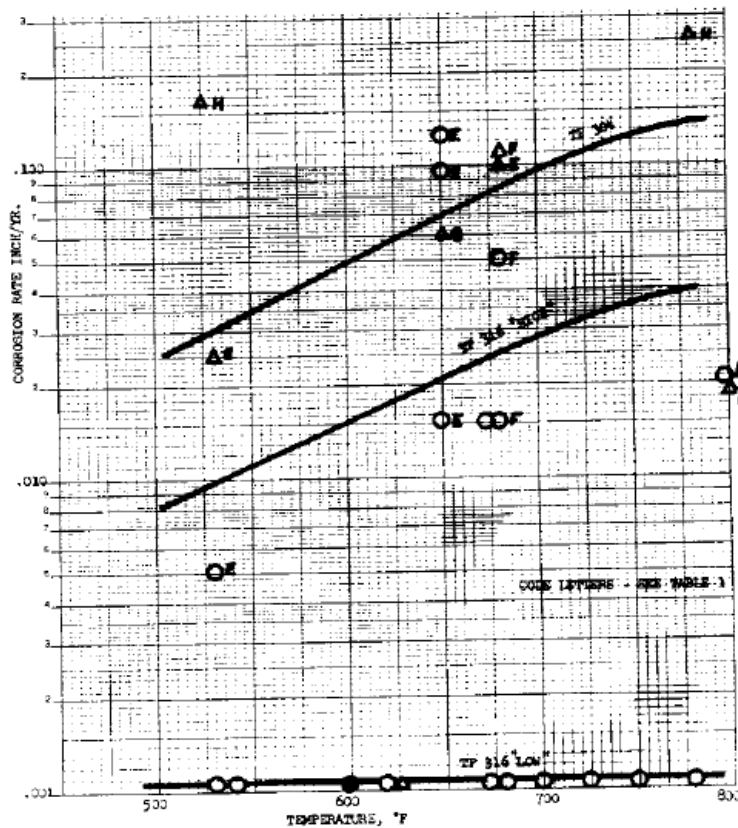


Figura 2.9 - Corrosão por ácido naftênico nos aços inoxidáveis TP 304 (18 Cr, 8 Ni) designado por triângulos e TP 316 (16 Cr, 13 Ni, 3 Mo) designado por círculos. Ver Tabela 2.2 para avaliar a designação das letras [Heller, 1963].

Acreditava-se que a corrosão por ácidos naftênicos ocorresse somente nas unidades de destilação e que nas unidades de craqueamento não houvesse esse tipo de problema, entretanto, alguns dados de corrosão por ácidos naftênicos estão relacionados a unidades de coqueamento [Heller, 1963]. Na Tabela 2.2, estão ilustrados os dados referentes à acidez do petróleo, teor de enxofre, temperatura de operação local da unidade e a taxa de corrosão avaliada. Esses resultados obtidos foram provenientes de uma pesquisa realizada pela NACE em 1962 a qual enviou questionários as refinarias americanas que foram respondidos utilizando-se de seus dados de campo. Os códigos alfanuméricos da primeira coluna são relativos às curvas apresentadas nas Figura 2.8 e Figura 2.9.

Tabela 2.2 - Dados de corrosão naftênica (Questionário do grupo T-8B, NACE 1962)
[Heller,1963].

| Código | IAT (mg KOH/g) | % Enxofre | Localização | Material | Temp °F | Taxa de Corrosão (ipy) |
|----------|----------------|-------------------------------------|--|----------------|------------|------------------------|
| A1 | * | * | Linha Torre Vácuo (Seção gasóleo) | 12 Cr | * | Unsat. |
| | * | * | | TP 316 | * | Sat. |
| | * | * | Craqueamento térmico (Internos de torre) | 12 Cr | * | Unsat. |
| | * | * | | TP 316 | * | Sat. |
| B1 | 0,7-0,8 | * | Torre Vácuo - Bandeja 1 | CS | 725 | 0,11 Nulo |
| | | * | Bandeja 1A | CS | | |
| | | * | Bandeja 2 | TP 316 | 700 | 0,1 Nulo |
| | | * | Bandeja 3 | CS | 675 | 0,32 Nulo |
| | | * | Bandeja 3 | TP 316 | | |
| * | Bandeja 4 | 12 Cr | 540 | 0,04 Nulo | | |
| * | Bandeja 5 | 12 Cr | 450 | Nulo | | |
| C1 | * | * | Torre Atmosférica | CS | * | Unsat. |
| | * | * | | Refract. Lined | * | Sat. |
| D1 | 0,1-0,7 | * | Flash Torre Vácuo | CS | 700 | 0,15 |
| | | * | Flash Torre Vácuo - Linha de transferência | 5 Cr | 750 | 0,1 |
| | | * | | 12 Cr | | 0,08 |
| | | * | | 17 Cr | | 0,05 |
| * | TP 316 | Nulo | | | | |
| 0,1-1,9 | * | Tubos do aquecedor de crú | CS | 600 | 0,06 | |
| E1 | 0,5-2,0 | * | Parafusos Torre Vácuo | TP 304 | 680 | 0,1 |
| | | * | | TP 316 | | Nulo |
| | 0,3-1,4 | * | Casco Torre Vácuo | CS | 680 | 0,19 |
| | 0,2-1,0 | * | Linhas transf. Torre Vácuo | CS | 750 | 0,08 |
| | 0,1-0,5 3,0 | * | Bandeja lateral Torre Vácuo | CS | 550 | 0,06 |
| | | * | | 12 Cr | 550 630 | 1/2 Ano Vida |
| | 1,9 | 3,3 | Topo Torre Vácuo - Baixa velocidade | CS | 530 | 0,04 |
| | | | | 5 Cr | | 0,04 |
| | | | | 12 Cr | | 0,02 |
| | | | | 16 Cr | | 0,02 |
| | | | | TP 304 | | 0,025 |
| | | | | TP 316 | | 0,005 |
| | | | | Inconel | | 0,015 |
| | Alloy 20 | Nulo | | | | |
| | Aluminum | Nulo | | | | |
| * | * | Tunel Torre Vácuo | TP 316 | 650 | 0,125 | |
| 1,9 | * | Topo Torre Vácuo | CS | 530 | 0,05 | |
| 0,2-1,2 | * | Linha transf. Crú | CS | 640 | 0,08 | |
| | * | Entrada crú Fracionadora | CS | 640 | 0,09 | |
| 3,0-7,0 | 0,5-2,0 | Tunel Torre Vácuo - Alta velocidade | CS | 650 | 0,03 | |
| | | | 2 1/4 Cr | | 0,05 | |
| | | | TP 316 | | 0,015 | |
| | | | Inconel | | 0,045 | |
| | | | Monel | | 0,01 | |
| | | | Alum. CS | | Nulo | |
| | | | Hast. B | | Nulo | |
| Aluminum | Nulo | | | | | |
| 3,0-7,0 | 0,5-2,0 | Torre Vácuo + Lining | TP 316 | 650 | 0,095 | |
| 2,0-6,6 | * | Bandeja lateral Torre Vácuo | CS | 490 | 0,095 | |
| 1,5-2,6 | * | Entrada da Torre Atmosférica | CS | 590 | 0,095 | |
| 0,9-1,1 | 1,0-2,0 | Aquecedor | CS | 530 | 0,375 | |
| | | | 9 Cr | 530 | 0,05 | |
| | | | TP 316 | 530 | Nulo | |
| | | Linha saída aquecedor | CS | 600 | 0,005-0,06 | |

Um trabalho experimental sobre corrosão naftênica foi realizado por Gutzeit (1976) onde foram utilizados um óleo cru e um refinado como líquidos de teste. O IAT do óleo refinado foi ajustado com o objetivo de obter altos teores de acidez utilizando um ácido naftênico comercial. O IAT do óleo cru não foi alterado, ficando na faixa de 0,9 a 1,0 mg KOH/g. Os cupons de corrosão de oito ligas diferentes, pré-tratados termicamente e ilustrados na Tabela 2.3, foram utilizados para calcular a taxa de corrosão em diversos meios.

Tabela 2.3 - Composição química dos cupons utilizados nos testes de corrosão por ácidos naftênicos [Gutzeit, 1976].

| Liga | %p. | | | | | | | | | |
|-------------------------|------|-------|-------|------|------|-------|-------|------|------|------|
| | C | Cr | Ni | Mo | Mn | P | S | Si | Cu | Fe |
| Aço carbono | 0,03 | 0,03 | 0,02 | 0,01 | 0,33 | 0,004 | 0,011 | 0,01 | 0,03 | Bal. |
| Aço 7Cr - 0,5Mo | 0,13 | 7,09 | - | 0,58 | 0,47 | 0,011 | 0,015 | - | - | Bal. |
| Aço 9Cr - 1Mo | 0,15 | 9,03 | - | 1,08 | 0,43 | 0,009 | 0,016 | - | - | Bal. |
| Aço inoxidável AISI 410 | 0,12 | 12,43 | 0,21 | - | 0,45 | 0,011 | 0,012 | 0,38 | 0,09 | Bal. |
| Aço inoxidável AISI 304 | 0,05 | 18,59 | 9,01 | 0,18 | 0,96 | 0,018 | 0,011 | 0,52 | 0,18 | Bal. |
| Aço inoxidável AISI 316 | 0,07 | 17,46 | 12,98 | 2,02 | 1,4 | 0,023 | 0,015 | 0,39 | 0,2 | Bal. |
| Aço inoxidável AISI 317 | 0,05 | 18,83 | 13,15 | 3,46 | 1,59 | 0,029 | 0,014 | 0,41 | - | Bal. |
| Monel | 0,09 | - | 64,7 | - | 0,69 | - | 0,004 | 0,12 | 30,9 | 1,27 |

Os testes foram efetuados em três equipamentos diferentes, visando simular experimentalmente diferentes condições de processo que ocorrem na prática. Uma autoclave de fluxo contínuo a fim de ter o controle e o registro das variáveis: temperatura, pressão, velocidade de fluxo e nível de líquido. Uma autoclave vibratória para prevenir a perda dos ácidos naftênicos e hidrocarbonetos leves e equipamentos de destilação de capacidades distintas também foram utilizados para a realização dos testes. Os cupons foram submetidos a diversas condições de temperatura, pressão, velocidade e a diferença entre a fase líquida e vapor. Alguns resultados apresentados neste trabalho estão representados na Tabela 2.4. Observa-se que, para temperaturas de 235 °C (455 °F), a taxa de corrosão para os cupons de aço inoxidável AISI 316 submetido uma mistura de óleo/ácido naftênico com IAT de 47 mg KOH/g atingiu valores de apenas 0,018 mm/ano (0,7 mpy) enquanto que para o aço carbono tal valor chegou a aproximadamente 3,1 mm/ano (121 mpy), verificando-se um ataque muito mais agressivo no material com ausência do elemento químico cromo em sua composição.

Outros resultados relacionados à velocidade de fluxo, pressão de operação, pré-tratamento térmico dos cupons, dentre outros, podem ser consultados na referência citada.

Tabela 2.4 - Efeito da temperatura e número de neutralização (IAT) na corrosão de diversas ligas em mistura de óleo puro/ácido naftênico [Gutzeit, 1976].

| Temp. (°F) | Número de Neutralização | | Tempo de Exposição (horas) | Taxa de Corrosão (mpy) | | | | | | |
|---------------|-------------------------|-------|-------------------------------|------------------------|-----------|---------|----------|----------|----------|-------|
| | Inicial | Final | | Aço Carbono | 7Cr-0,5Mo | 9Cr-1Mo | AISI 410 | AISI 304 | AISI 316 | Monel |
| 370 | 9,6 | 9,2 | 164 | 3,3 | 1,1 | 1,4 | 0 | 0 | 0 | - |
| | 18,5 | 17,4 | 164 | 25,5 | 8,3 | 12,5 | 0 | 0 | 0 | - |
| | 29,0 | 29,0 | 164 | 29,6 | 10,2 | 15,0 | 0,3 | 0 | 0 | - |
| | 36,6 | 36,9 | 164 | 6,1 | 4,5 | 5,8 | 0,2 | 0 | 0,1 | - |
| | 47,0 | 45,3 | 164 | 12,8 | 7,0 | 9,2 | 1,0 | 0,2 | 0 | - |
| 400 | 9,6 | 8,1 | 120 | 15,0 | 10,7 | 19,4 | 1,4 | 0 | 0 | - |
| | 18,5 | 17,7 | 120 | 17,6 | 15,4 | 17,1 | 5,0 | 0,1 | 0 | - |
| | 29,0 | 27,5 | 120 | 33,7 | 23,6 | 28,4 | 17,5 | 0,1 | 0,1 | - |
| | 36,6 | 24,0 | 120 | 21,9 | 15,3 | 21,4 | 21,5 | 0,2 | 0 | - |
| | 47,0 | 42,4 | 120 | 32,8 | 24,8 | 26,1 | 47,0 | 0,3 | 0,2 | - |
| 430 | 9,6 | 1,5 | 69 | 20,8 | 1,8 | 1,5 | 0,5 | 0,5 | 0,7 | - |
| | 18,5 | 10,3 | 69 | 90,6 | 33,3 | 39,9 | 5,1 | 0,4 | 0,5 | - |
| | 29,0 | 22,9 | 69 | 58,9 | 37,6 | 40,1 | 35,9 | 0,4 | 0,1 | - |
| | 36,6 | 30,0 | 69 | 84,9 | 46,6 | 58,0 | 48,1 | 0,3 | 0,5 | - |
| | 47,0 | 39,0 | 69 | 115,4 | 58,2 | 83,2 | 72,5 | 0 | 0,3 | - |
| 455 | 9,6 | 8,4 | 82 | 19,7 | 24,4 | 15,1 | 1,9 | 0,5 | 0,5 | 3,7 |
| | 18,5 | 17,0 | 82 | 74,5 | 42,2 | 55,0 | 47,9 | 0,5 | 0,7 | 9,9 |
| | 29,0 | 24,7 | 83 | 77,3 | 99,1 | 66,3 | 73,4 | 0,6 | 0,3 | 7,6 |
| | 36,6 | 27,8 | 83 | 131,9 | 108,8 | 120,9 | 161,6 | 0,4 | 0,3 | 13,1 |
| | 47,0 | 35,5 | 93 | 121,0 | 119,5 | 124,0 | 161,5 | 0,8 | 0 | - |

Piehl [1987] descreve que a correlação entre a corrosão das tubulações de fornos e a acidez do óleo tem se mostrado uma extenuante tarefa, pois apresenta problemas que ainda não estão satisfatoriamente definidos. Algumas razões que podem ser sumarizadas são:

O índice de acidez total, medido através da técnica ASTM D 664, pode refletir resultados que não conferem com a real quantidade de ácidos orgânicos presentes no cru;

À medida que o cru é aquecido, seus constituintes mais leves são vaporizados, alterando a acidez da fase líquida remanescente;

A velocidade de fluxo próximo a saída do forno pode ser extremamente alta, causando um processo de corrosão acelerado;

A determinação da mudança de acidez da fase líquida não vaporizada deve ser relevada uma vez que o aumento da vaporização reflete em um aumento da velocidade do fluxo da carga e um aumento da temperatura, as quais essas variáveis convergirão na saída do forno, tornando um local passível de ataques mais agressivos.

Resultados de corrosão de tubulações de fornos foram obtidas para um cru com índice de acidez total (IAT) na faixa de 1,3 a 1,4 mg KOH/g em 24 anos de operação da unidade. Observou-se que o aço carbono e um aço baixa liga contendo 5% Cr sofreram acentuada corrosão e foram alterados. A Figura 2.10 ilustra a taxa de corrosão dos aços citados em função da temperatura do cru no forno. Observa-se que a presença dos elementos Cr e Mo no aço contribuem de forma significativa para um aumento da resistência a corrosão.

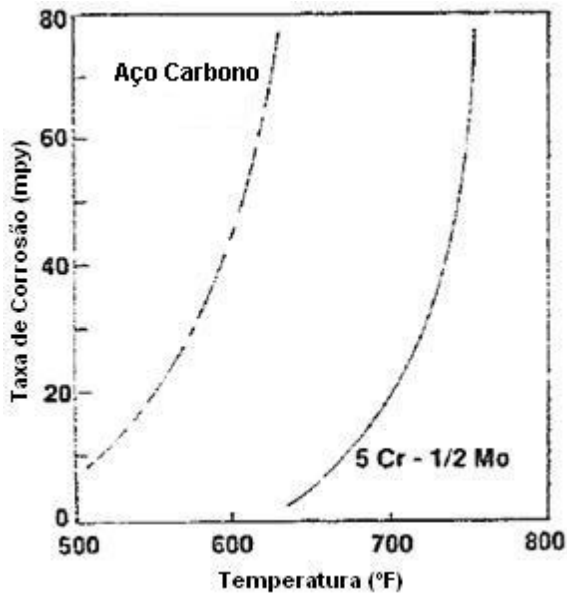


Figura 2.10 - Taxas de corrosão nas tubulações do forno em função da temperatura do óleo [Piehl, 1987].

Piehl [1988] cita em seu trabalho o valor encontrado de 1500 tipos diferentes de ácidos orgânicos que compunham um cru proveniente da Califórnia. Dessa forma, realizou estudos com diversos crus diferentes visando obter seus índices de acidez total (IAT). Na Figura 2.11, o petróleo A corresponde ao Árabe leve, o qual não contém acidez naftênica. O petróleo B é moderadamente naftênico, localizando-se no limiar em termos de ataque corrosivo. Já os crus C e D possuem longos históricos de corrosão por ácidos naftênicos.

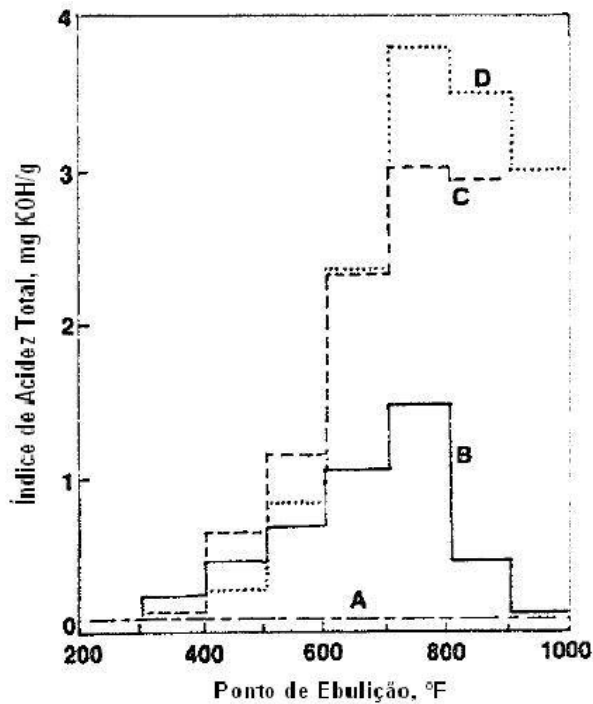


Figura 2.11 - Teor de naftênicos em alguns crus típicos [Piehl, 1988].

Um novo método de verificação denominado Teste do Pó de Ferro (*Iron Powder Test*) que visa substituir o índice de acidez total (IAT) foi proposto por Hau et. al. [1999]. Também pode ser utilizado como complementar dos testes de autoclave, baseados na simulação das condições de temperatura e na perda de massa de cupons. O teste promove a mistura de uma amostra de cru com pó de ferro em uma autoclave aquecida. O resultado baseia-se na quantidade de ferro metálico encontrada na amostra de óleo após determinado intervalo de tempo em solução. Quando o óleo contém alto teor de ácidos naftênicos, esses reagem com o ferro, tornando-se solúveis na solução, reduzindo seu teor.

A quantificação de teores de ferro (Fe) em soluções sintetizadas compostas de ácido sulfídrico (H_2S), ácido naftênico ($RCOOH$) e ferro (Fe) foi objeto de estudo de Yopez [2004]. Utilizando um reator de capacidade 50 ml, com 25 g de solução ácida e 2,5 g de pó de ferro, foi permitida a ocorrência das reações químicas durante 1 hora nas temperaturas de 140, 180, 220, 260, 300, 340 e 380 °C, com agitação de 100 RPM. Depois de realizada a filtragem da amostra, foram encontrados e plotados os valores de ferro (Fe) em função da concentração de ácido sulfídrico (H_2S). Os quadrados representam as quantias esperadas de ferro dissolvido,

enquanto que os círculos são referentes aos valores de ferro obtidos no experimento. A concentração de ácido naftênico foi mantida constante em 0,14 M. Na Figura 2.12 estão ilustrados esses valores.

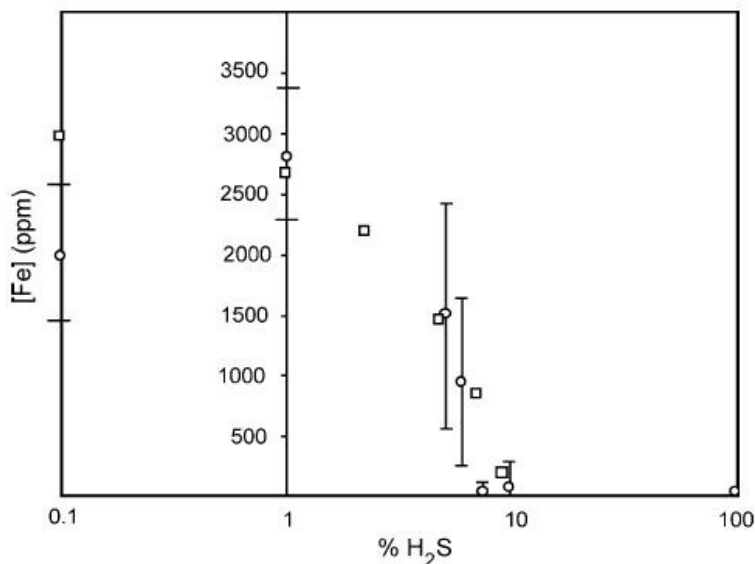


Figura 2.12 - Resultados do Teste do Pó de Ferro para $[RCOOH]=0,14$ M em diferentes concentrações de H_2S em nitrogênio como gás solvente. Os quadrados são as quantias esperadas de ferro dissolvido de acordo com o mecanismo descrito nas Equações (1.1), (1.2) e (1.3) [Yepez, 2004].

Nota-se que em baixas concentrações de ácido sulfídrico (H_2S), possivelmente ocorre a reação do naftenato de ferro ($Fe(COOH)_2$), produzido pela reação (1.2), e o ácido sulfídrico (H_2S) de acordo com a reação (1.3), devido a alta quantidade de ferro dissolvido. Apenas em concentrações mais elevadas de ácido sulfídrico (H_2S) (i.e. 7,5%) é que a reação (1.1), de formação de FeS , prevalece sobre a reação (1.2). Pode-se dizer que em baixas concentrações de ácido sulfídrico (H_2S) a reação (1.2) é mais rápida do que a reação (1.1) enquanto que essa é mais rápida que a reação (1.2) em concentrações mais elevadas de ácido sulfídrico (H_2S). Logo, em baixas concentrações, o sulfeto de hidrogênio não inibe o ataque por ácidos naftênicos e sim consome o naftenato de ferro ($Fe_2(COOH)$) acelerando a reação (1.2) devido a regeneração do ácido naftênico ($RCOOH$). Em teores mais elevados de ácido, 7,5 % de H_2S , a teoria prediz 638 ppm de ferro dissolvido, porém, 50 ppm foram encontrados o que

confirma que a reação (1.1) é mais rápida que a reação (1.2), ou seja, a camada de FeS, formada a concentrações elevadas de H₂S, evita novos ataques pelos ácidos naftênicos.

Na Figura 2.13, as possíveis reações de compostos de enxofre que ocorrem durante a corrosão naftênica estão ilustradas.

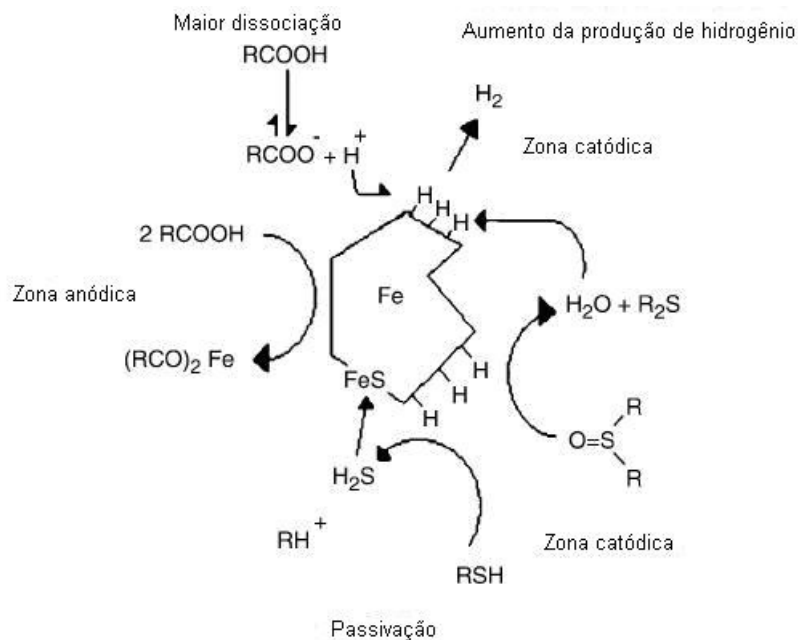


Figura 2.13 - Prováveis mecanismos de auxílio e/ou passivação da corrosão por ácidos naftênicos [Yepez, 2004].

Percebe-se que o hidrogênio é necessário para que ocorra a redução dos compostos de enxofre, o qual é gerado pelo processo de corrosão naftênica. Logo, dependendo do tipo de composto de enxofre e sua reatividade, esse pode passivar a superfície com a formação do FeS através do ataque do H₂S ou acelerar a reação catódica do processo de corrosão naftênica global, através da formação de água na redução dos sulfóxidos reforçando a corrosão naftênica. Dessa forma, é necessário determinar quais sulfóxidos estão presentes no cru, pois, a presença desses compostos pode alterar o mecanismo de corrosão naftênica. Yepez [2004] descreve que a presença de sulfóxidos heterocíclicos com fórmula elementar C₁₃H₂₄SO já foi registrada em linhas de destilação de refinarias, causando uma acumulação de ácidos naftênicos e provocando corrosão naftênica severa.

Estimativas a respeito dos mecanismos de corrosão por sulfetação a alta temperatura e corrosão por ácidos naftênicos são descritos segundo a norma API RP 581 [2008]. A mesma cita parâmetros de temperatura, velocidade de fluxo do escoamento, teor de sulfeto de hidrogênio (H₂S), Índice de Acidez Total (IAT), dentre outros fatores que são relevantes a ocorrência dos mecanismos de corrosão em questão. Em derivados de petróleo com baixa acidez a corrosão pode se apresentar em forma de pites, entretanto, para óleos com alta acidez e alta velocidade de escoamento, a corrosão pode se apresentar na forma de ranhuras. A corrosão por sulfetação ocorre em temperaturas maiores que 204 °C em ambas as fases: líquida e vapor. A corrosão naftênica é tipicamente observada entre a faixa de temperatura de 204 °C a 399 °C (400 °F a 750 °F). As unidades de processo onde são observados os mecanismos de corrosão por sulfetação e corrosão por ácidos naftênicos são as Destilações Atmosféricas e a Vácuo, os sistemas de pré-aquecimento de carga de unidades de Hidrotratamento, Craqueamento Catalítico e Coqueamento Retardado. A Figura 2.14 abaixo representa um diagrama esquemático para a determinação da taxa de corrosão devido à sulfetação e aos ácidos naftênicos.

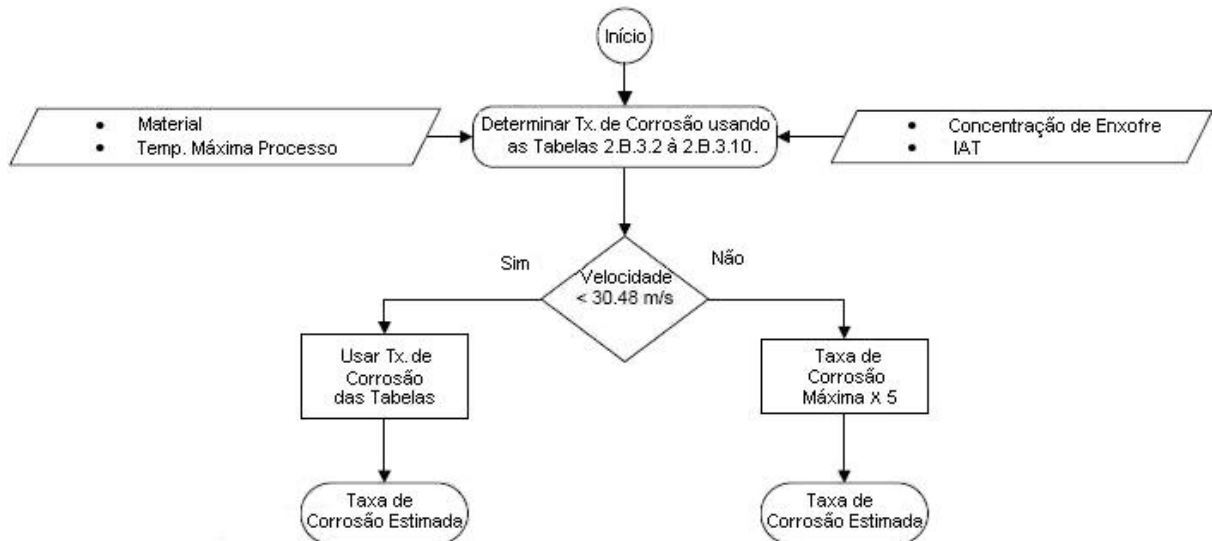


Figura 2.14 - Corrosão por sulfetação a alta temperatura o por ácidos naftênicos – Determinação da taxa de corrosão [API RP 581, 2008].

Nota-se que são analisados em um primeiro momento as seguintes variáveis: material constituinte, máxima temperatura de processo, IAT e concentração de enxofre. Após essa

avaliação, verifica-se a velocidade de escoamento, onde, a partir desse valor, serão utilizadas as tabelas de taxa de corrosão disponibilizadas na norma API RP 581 para realizar uma estimativa da taxa de corrosão. Essas tabelas, ilustradas nos Anexos de A a D, foram utilizadas para a realização do comparativo entre as taxas de corrosão estudadas no presente trabalho e as descritas pelo API RP 581. Os valores de taxa de corrosão apresentados no API RP 581 são referentes a uma estimativa de ordem de grandeza, devido a falta de correlação aceitável entre valores de taxa de corrosão encontrados nos artigos publicados e as variáveis que influenciaram tais resultados.

De acordo com o API RP 571 [2003] os métodos de inspeção e monitoração da corrosão por ácidos naftênicos podem ser realizados através da inspeção por Ultra-som e radiografia a fim de detectar perda de material e a utilização de cupons e sondas por resistência elétrica para monitoração em tempo real. O monitoramento do IAT e teor de enxofre da carga também são úteis no acompanhamento da corrosão por ácidos naftênicos. A Figura 2.15 ilustra os possíveis pontos de ocorrência de corrosão naftênica em uma unidade de Hidrotratamento.

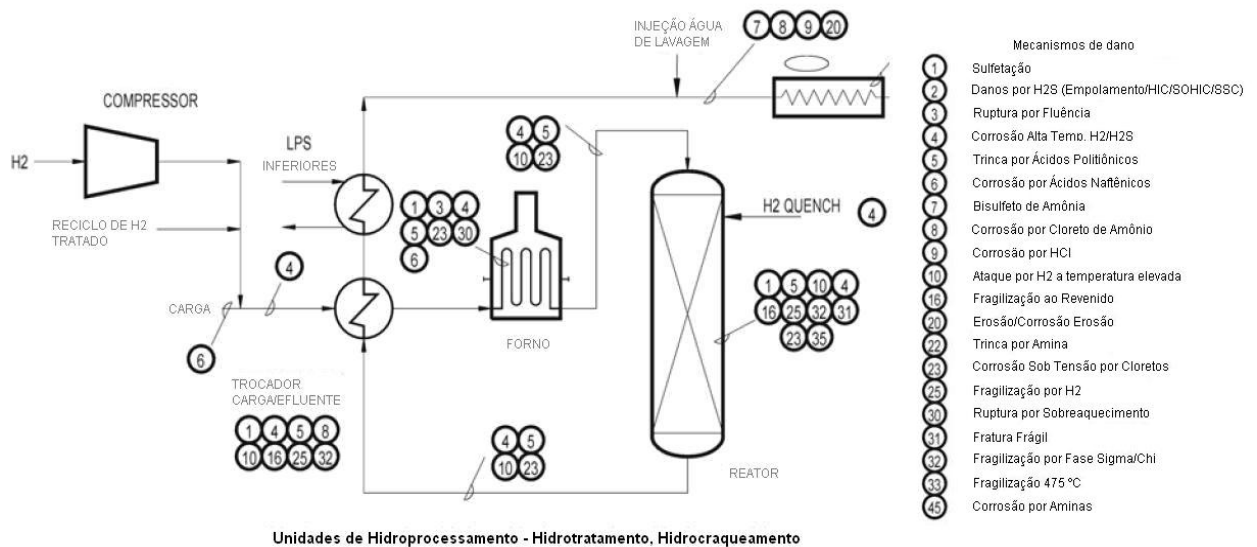


Figura 2.15 – Possíveis locais de ocorrência de corrosão naftênica [API RP 571, 2003].

Shargay [2007] analisou estudos de caso de unidades de Hidrotratamento, onde verificou a não ocorrência de corrosão naftênica a jusante do ponto de injeção de hidrogênio. A

insuficiência de estudos de experimentais na definição da causa da inibição da corrosão naftênica pela presença do hidrogênio promove o surgimento de idéias do que possa estar ocorrendo. As hipóteses para que esse mecanismo de deterioração deixe de atuar são:

A destruição dos ácidos naftênicos,

A inibição da reação química,

Há uma reação de alteração do tipo dos ácidos naftênicos (decomposição ou hidrogenação, possivelmente levando a um menor estado de energia), e

Há uma reação que altera os compostos de enxofre.

Embora citadas as hipóteses, essas ainda não estão bem definidas. Logo, a partir da experiência obtida, o autor elaborou um guia de seleção de materiais para unidades de Hidrotratamento que processam cargas com alto IAT.

A montante do ponto de injeção de hidrogênio e temperatura menor que 250 °C – geralmente utilizado aço carbono,

A montante do ponto de injeção de hidrogênio e temperatura maior que 250 °C – escolha primária do aço inoxidável 317L, e

A jusante do ponto de injeção de hidrogênio – utilizar aços inoxidáveis da série 300 (321 ou 347).

Devido à falta de entendimento da inibição da corrosão pelo hidrogênio, é recomendada a manutenção da inspeção dos aços inoxidáveis 321 e 347 dos componentes situados a jusante do ponto de injeção de hidrogênio que processam cargas com alto IAT [Shargay, 2007]. Tais informações motivam a realização do presente trabalho uma vez que os materiais TP 321 e TP 347 são utilizados nos equipamentos e tubulações que compõe a bateria de pré-aquecimento de carga da unidade de Hidrotratamento avaliada.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Estudo de campo na RPBC

A inspeção de equipamentos, que tem como missão “zelar pela integridade física dos equipamentos industriais estáticos de modo que atendam a programação de produção, com um nível de segurança, qualidade, preservação do meio ambiente e custos adequados”, é responsável por realizar as inspeções periódicas, pré-definidas por normas, e extraordinárias, na ocorrência de algum evento. Para isso, faz-se uso dos Ensaio Não-Destrutivos (END), que visam obter informações acerca da integridade estrutural dos equipamentos de processo. A elaboração dos relatórios de inspeção é prática obrigatória. Nele se registram os valores pertinentes à integridade física, taxa de corrosão atuante, vida remanescente e trabalhos futuros a serem realizados, compondo o histórico de inspeção do equipamento. A partir dos resultados obtidos nas inspeções, podem ser realizados reparos estruturais, alterações metalúrgicas, alterações construtivas de projeto e até mesmo modificações nas variáveis de operação poderão ser realizadas a fim de atender as condições físicas dos equipamentos, minimizando a possibilidade de ocorrência de incidentes e acidentes na planta. Dessa maneira, para a elaboração do presente trabalho, foram utilizados como fonte de dados os relatórios de inspeção referentes aos equipamentos e tubulações avaliados.

A inspeção realizada em unidades de processamento em refinarias de petróleo é feita de forma programada. Meses antes da parada são organizados os planos a serem seguidos, projetos a serem executados, tipos de ensaios não destrutivos a serem realizados e seus respectivos locais de inspeção. São programados também reparos ou troca de equipamentos, calibração de dispositivos, dentre outras diversas atividades como a compra de componentes e materiais a serem substituídos. O ponto crucial relacionado a unidades de processamento é o intervalo de tempo entre as paradas, já que, por motivos econômicos, quanto maior o intervalo de operação, maior a rentabilidade da mesma. Dessa forma, a parada deve ser realizada de maneira objetiva, visando reduzir ao máximo o tempo em que os equipamentos estarão fora de operação.

3.2 Unidade de Hidrotratamento

Este capítulo se destina a apresentar as bases e premissas do projeto da Unidade de Hidrotratamento de Correntes Instáveis da Refinaria. A capacidade nominal da unidade é de 5.000 m³/d de correntes instáveis oriundas de petróleo Cabiúnas, composta por diesel pesado (DP) da destilação atmosférica, gasóleo leve de reciclo (LCO) da unidade de Craqueamento Catalítico Fluido (FCC) e gasóleo leve (GOLC) da unidade de Coqueamento Retardado (Coque). O objetivo da Unidade é hidrotratar esses derivados de petróleo da faixa de destilação do óleo diesel para que possam ser adicionados ao tanque (*pool*) de óleo diesel da refinaria. Pelo Hidrotratamento as seguintes características dos óleos serão melhoradas:

Teor de enxofre;

Teor de nitrogênio;

Número de cetano e,

Estabilidade ao armazenamento.

A unidade processa uma corrente líquida e uma corrente gasosa. A corrente líquida é formada por uma mistura de diesel de destilação direta (50%), gasóleo leve de FCC (LCO- 29%) a gasóleo leve de coque (GOLC - 21 %). O GOLC é a fração mais resistente ao Hidrotratamento, devido ao teor elevado de nitrogênio. O LCO, por sua vez, é a fração que provoca o maior consumo de hidrogênio, devido a seu alto teor de aromáticos. A corrente gasosa é composta, praticamente, de hidrogênio, o qual é fornecido pela Unidade de Geração de Hidrogênio. Foram considerados, para efeito de projeto, teores de enxofre mais elevados (até 2,2 %) que os normalmente encontrados nos cortes instáveis do petróleo Cabiúnas, ou seja, 0,55%, a fim de permitir o processamento de correntes oriundas de petróleos mais ricos em enxofre. A qualidade do produto hidrotratado deve atender as seguintes especificações:

Remoção de enxofre - 90 % mín;

Remoção de nitrogênio - 90 % mín;

Estabilidade segundo o ensaio DuPont - F31 (adaptado) e,
Índice de cetano (ASTM D976) - 48 mínimo.

A Figura 3.1 ilustra a unidade de Hidrotratamento.



Figura 3.1 - Unidade de Hidrotratamento [RPBC, 2009].

Com o processamento de petróleos com altos índices de acidez total (IAT), a Petrobras tem como objetivo realizar a investigação de possíveis problemas que estão atrelados a presença de ácidos orgânicos, os quais são mensurados através do número de neutralização (NN) ou similarmente do IAT. Diversos relatos de ocorrência de corrosão por ácidos naftênicos em unidades de Destilação Atmosférica e Destilação a Vácuo foram citados no presente trabalho. Entretanto, em unidades de Hidrotratamento (HDT), tal problema ainda não se concretizou de forma relevante até o presente momento. Essas unidades vêm sendo amplamente utilizadas,

pois realizam a purificação das correntes de instáveis, que possuem alto teor de compostos de enxofre e nitrogênio, que a partir desses equipamentos serão convertidas em derivados que farão parte da composição do *pool* (tanque) de diesel. Para que seja realizada a conversão nos reatores da unidade de Hidrotratamento (HDT), é necessário realizar o pré-aquecimento da carga visando alcançar uma temperatura ideal para que tal conversão possa ocorrer.

3.2.1 - Variáveis de operação

O aumento da temperatura facilita as reações de Hidrotratamento, mas, ao mesmo tempo, favorece o depósito de coque sobre o catalisador. Assim, é necessário encontrar o ponto ótimo entre a severidade máxima do Hidrotratamento e o tempo de vida do catalisador. A temperatura deve ser a mínima necessária para especificar o produto uma vez que a temperatura de reação é a variável operacional mais importante, pois, as velocidades das reações de hidrogenação são muito influenciadas pelo valor da temperatura no catalisador [RPBC, 2009]. Para alcançar a especificação necessária de temperatura da carga da unidade de Hidrotratamento (HDT), são utilizados quatro Permutadores de calor e um Forno, os quais compõem a bateria de pré-aquecimento da carga. Os Permutadores de calor são do tipo casco-tubo, cujas identificações são: Permutador 1, Permutador 2 e Permutador 3 e um Forno de preaquecimento (Figura 3.2). Porém, o Permutador a montante do Permutador 1 não estará no escopo do presente trabalho devido sua baixa temperatura de operação (110 a 170 °C), que não está situada na faixa de ocorrência de corrosão naftênica.



Figura 3.2 - Permutadores de calor e forno da bateria de pré-aquecimento [RPBC, 2009].

Além do aquecimento da carga, na bateria de pré-aquecimento também é realizada a injeção do hidrogênio o qual realizará a reação de hidrogenação dos compostos instáveis de enxofre e nitrogênio juntamente com a presença de um catalisador a base de níquel e molibdênio (NiMo) localizado no interior do Reator. O aumento da pressão parcial de H_2 facilita as reações de Hidrotratamento e reduz o depósito de coque sobre o catalisador. Quando as reações de Hidrotratamento são rápidas, os produtos instáveis são transformados e as reações de polimerização não ocorrem. A pressão parcial de H_2 só pode ser modificada pela atuação em um destes parâmetros:

Pressão da unidade: quanto maior for a pressão total, maior será a pressão parcial de H_2 . A pressão máxima é fixada no projeto dos equipamentos,

Vazão de reciclo: a pressão parcial cresce com a vazão de reciclo, mas é limitada pela pureza do gás e,

Vazão de purga: o gás de purga retira os componentes gasosos da seção de alta pressão. O inconveniente é a perda de H_2 .

A vazão atual da carga da unidade de Hidrotratamento (HDT) é de 6.000 m³/dia a qual pode ser considerada constante, sendo que a velocidade do fluxo dos hidrocarbonetos varia em função do diâmetro interno das tubulações. Essa varia entre 0,669 m/s a 4,526 m/s para as tubulações de 16” e 6” respectivamente. A bateria de pré-aquecimento trabalha em alta pressão (~90 Kgf/cm²) necessária ao processo de conversão que ocorre nos Reatores da unidade de Hidrotratamento. A faixa de temperaturas em que a carga é submetida varia de 170 a 370 °C desde a entrada do permutador de calor 1, representada pela tubulação do Isométrico 1 e o primeiro leito do Reator . Como já foi descrito, tal faixa de temperatura é propícia a ocorrência de corrosão por ácidos naftênicos. Tais características foram essenciais a escolha da área de interesse estudada.

3.3 Pontos de controle nos isométricos de inspeção

Os dados coletados são referentes aos resultados obtidos por ensaio de medição de espessura (ME) por ultra-som, realizados nos isométricos de inspeção que compõe a bateria de pré-aquecimento de carga da unidade de Hidrotratamento (HDT) nas paradas periódicas dos anos de 2001 e 2007. O desenho do isométrico de inspeção representa o projeto da tubulação, constando sua orientação cardinal na unidade, o material da tubulação, a localização dos pontos de controle e as tubulações e seus componentes que o constituem (Telles, 2001). No isométrico de inspeção Isométrico 1 ilustrado na Figura 3.3, estão identificados os pontos de controle nos balões com números 1 e 2. A tubulação de 14” realiza o transporte da carga do Permutador de calor a montante até o casco do Permutador de calor 1, enquanto que as tubulações de 1” são utilizadas para drenar a linha de 14” na parada da unidade. Tais linhas de drenagem trabalham inundadas com a carga durante a operação. O restante dos isométricos de inspeção que compõe o trecho que vai do Permutador de calor 1 até o primeiro leito do Reator , passando pelos demais Permutadores de calor 2, 3 e o Forno de pré-aquecimento de carga , estão ilustrados nos Anexos de E a R.

Tabela 3.1 - Lista dos isométricos de inspeção e dos pontos de controle [RPBC/IE, 2009].

| Isométrico | Material | Ponto de Controle |
|-------------------|------------------------------|--------------------------|
| 1 | ASTM A 672 GR. B60 CL.22, CC | 1 |
| | ASTM A 672 GR. B60 CL.22, CC | 2 |
| 2 | ASTM A 358 GR.321 CL.4, CC | 1 |
| | ASTM A 358 GR.321 CL.4, CC | 2 |
| 3 | ASTM A 358 GR.321 CL.4, CC | 1 |
| 4 | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 1 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 2 |
| 5 | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 1 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 2 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 3 |
| 6 | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 1 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 2 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 3 |
| 7 | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 1 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 2 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 3 |
| 8 | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 1 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 2 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 3 |
| 9 | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 1 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 2 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 3 |
| 10 | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 1 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 2 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 3 |
| 11 | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 1 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 2 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 3 |
| 12 | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 1 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 2 |
| | ASTM A 312 GR. TP321, SC | 3 |
| 13 | ASTM A 358 GR. 321 CL.4, CC | 1 |
| | ASTM A 358 GR. 321 CL.4, CC | 2 |
| 14 | ASTM A 358 GR. 321 CL.4, CC | 1 |
| | ASTM A 358 GR. 321 CL.4, CC | 2 |

Ensaio de medição de espessura a quente por ultra-som foram realizados durante o período de estágio vivencial na Refinaria no ano de 2009, visando obter dados atuais. Entretanto, devido à alta temperatura das tubulações em operação (~300 °C) não foi possível adquirir os valores de interesse. Tal resultado não foi satisfatório, pois, o acoplante utilizado não suportou as condições de temperatura, mesmo sendo especificado para tal aplicação. Na realização do ensaio, após um intervalo de 2 a 3 segundos, o acoplante evaporava tornando impossível a estabilização entre o cabeçote de ultra-som e a parede da tubulação. O ensaio não destrutivo (END) de medição de espessura (ME), como seu próprio nome propõe, avalia a espessura da linha e/ou equipamento através da emissão e recepção de ondas ultra-sônicas através de um cristal piezoelétrico sem danificar o material analisado. A partir desses valores obtidos, são feitos os cálculos da taxa de corrosão e vida remanescente dos equipamentos em questão. O procedimento de medição de espessura por ultra-som está normatizado conforme documento localizado no Anexo S deste trabalho. O aparato utilizado para realizar a medição de espessura (ME) está ilustrado na Figura 3.4.



Figura 3.4 - Equipamento de Ultra-som [RPBC/IE, 2009].

Foram realizados ensaios de Gamagrafia nas tubulações de 14 polegadas a fim de se comparar com os valores do ensaio de medição de espessura. Entretanto, devido ao diâmetro elevado da linha e também de sua camada de isolamento, os resultados obtidos no ensaio não foram satisfatórios, inviabilizando a utilização desses no estudo. Foram solicitados ensaios de Gamagrafia das tubulações de 6 polegadas da saída do Forno que apresentaram taxas de corrosão mais críticas, porém, por questões de prioridade esses ensaios não foram realizados.

3.4 Pontos de controle nos equipamentos

3.4.1 - Permutadores de calor

Os dados coletados são referentes aos resultados obtidos por medição de espessura (ME) através do ensaio por Ultra-som, realizados nos permutadores de calor que compõe a bateria de pré-aquecimento de carga da unidade de Hidrotratamento (HDT) nas paradas periódicas dos anos de 2001 e 2007 realizadas na RPBC. Os permutadores de calor possuem a configuração casco e tubo, com pressão de operação aproximada de 95 Kgf/cm². O fluido diesel pesado mais as correntes de instáveis e o hidrogênio passam pelo lado do casco do permutador. As temperaturas de entrada e saída nos Permutadores 1, 2 e 3 estão descritas na Tabela 3.2.

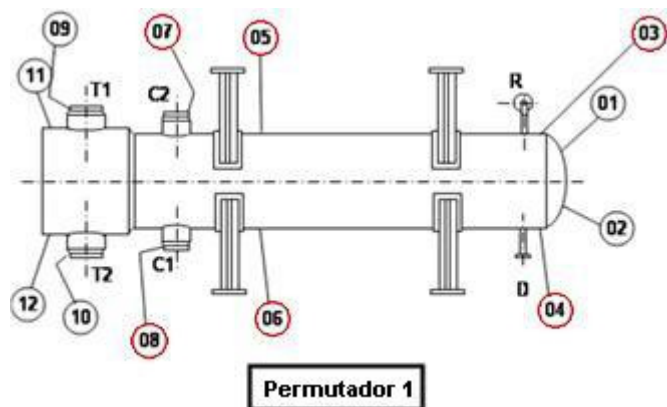
Tabela 3.2 - Especificações dos Permutadores de calor [RPBC/IE, 2009].

| Equipamento | Temp. [°C] | Pressão [Kgf/cm2] | Fluido | Material | |
|--------------|------------|-------------------|------------|---------------|-------------|
| | | | | Casco | Tubos |
| Permutador 1 | 169-240 | 95 | Diesel, H2 | SA387 | SA213 TP321 |
| Permutador 2 | 240-292 | 95 | Diesel, H2 | SA387+clad321 | SA213 TP321 |
| Permutador 3 | 292-357 | 95 | Diesel, H2 | SA387+clad321 | SA213 TP321 |

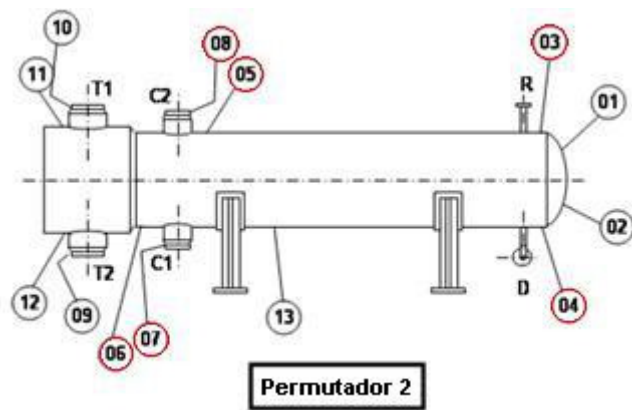
Nota-se que os tubos dos três Permutadores de calor são confeccionados com aço inoxidável austenítico TP321 com pressão de operação em torno de 95 Kgf/cm². O fluido que na

Tabela 3.2 está denominado apenas Diesel é na realidade a composição do diesel da unidade de Destilação Atmosférica mais as correntes de instáveis: óleo leve de reciclo (LCO) vinda da unidade de Craqueamento Catalítico Fluido (UFCC) e o gasóleo vindo das unidades de Coqueamento Retardado (UCP-1 e UCP-2). Observa-se que a temperatura de entrada do Permutador de calor 1 é de 169 °C e a temperatura de saída do Permutador de calor 3 é de 357 °C. No Permutador de calor 2, a temperatura de entrada é de 240°C e a temperatura de saída e de 292°C. É relevante lembrar que esse intervalo de temperatura é propício a ocorrência de corrosão naftênica e que os materiais da classe TP321 não possuem molibdênio em sua composição (vide Tabela 2.1).

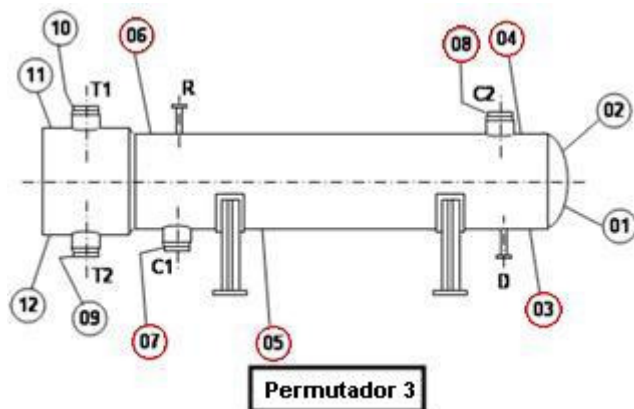
Os pontos de controle definidos nos Permutadores de calor foram tomados de acordo com a Figura 3.5. As regiões analisadas são o casco e as conexões superiores e inferiores do casco. De acordo com cada Permutador, as medições de espessuras foram realizadas em maior ou menor quantidade devido a característica das variáveis físicas em que eles estão submetidos. Na Tabela 3.3, Tabela 3.4 e Tabela 3.5 estão sumarizados os pontos definidos a serem estudados e as regiões dos Permutadores de calor referentes a esses pontos como está ilustrado na Figura 3.5.



(a) Permutador de calor 1.



(b) Permutador de calor 2.



(c) Permutador de calor 3.

Figura 3.5 - Localização dos pontos de controle dos Permutadores de calor [RPBC, 2009].

Nas tabelas Tabela 3.3, Tabela 3.4 e Tabela 3.5 são observados os componentes inspecionados (Casco e Conexões) de seus respectivos Permutadores de calor bem como seus materiais constituintes e os pontos de controle onde foram realizados os ensaios de medição de espessura. Esses pontos serão apresentados posteriormente no capítulo de análise dos resultados. Paralelamente, será avaliada a taxa de corrosão atuante relacionada ao IAT da carga processada na unidade.

Tabela 3.3 - Pontos de controle do Permutador 1 [RPBC/IE, 2009].

Permutador 1

| Componente | Material | Pto de contr. |
|-------------------|-----------------|----------------------|
| CASCO | SA387-11 CL.2 | 3 |
| CASCO | SA387-11 CL.2 | 4 |
| CASCO | SA387-11 CL.2 | 5 |
| CASCO | SA387-11 CL.2 | 6 |
| CNX_SUP_CASCO | SA182-F11 | 7 |
| CNX_INF_CASCO | SA182-F11 | 8 |

Tabela 3.4 - Pontos de controle do Permutador 2 [RPBC/IE, 2009].

Permutador 2

| Componente | Material | Pto de contr. |
|-------------------|---------------------------------------|----------------------|
| CASCO | SA387-11 CL.2 + SS321 (<i>Clad</i>) | 3 |
| CASCO | SA387-11 CL.2 + SS321 (<i>Clad</i>) | 4 |
| CASCO | SA387-11 CL.2 + SS321 (<i>Clad</i>) | 5 |
| CASCO | SA387-11 CL.2 + SS321 (<i>Clad</i>) | 6 |
| CNX_SUP_CASCO | SA182-F11+SS347 (<i>Overlay</i>) | 8 |
| CNX_INF_CASCO | SA182-F11+SS347 (<i>Overlay</i>) | 7 |

Tabela 3.5 - Pontos de controle do Permutador 3 [RPBC/IE, 2009].

Permutador 3

| Componente | Material | Pto de contr. |
|-------------------|---------------------------------------|----------------------|
| CASCO | SA387-11 CL.2 + SS321 (<i>Clad</i>) | 3 |
| CASCO | SA387-11 CL.2 + SS321 (<i>Clad</i>) | 4 |
| CASCO | SA387-11 CL.2 + SS321 (<i>Clad</i>) | 5 |
| CASCO | SA387-11 CL.2 + SS321 (<i>Clad</i>) | 6 |
| CNX_SUP_CASCO | SA182-F11+SS347 (<i>Overlay</i>) | 8 |
| CNX_INF_CASCO | SA182-F11+SS347 (<i>Overlay</i>) | 7 |

3.4.2 - Forno de aquecimento de carga

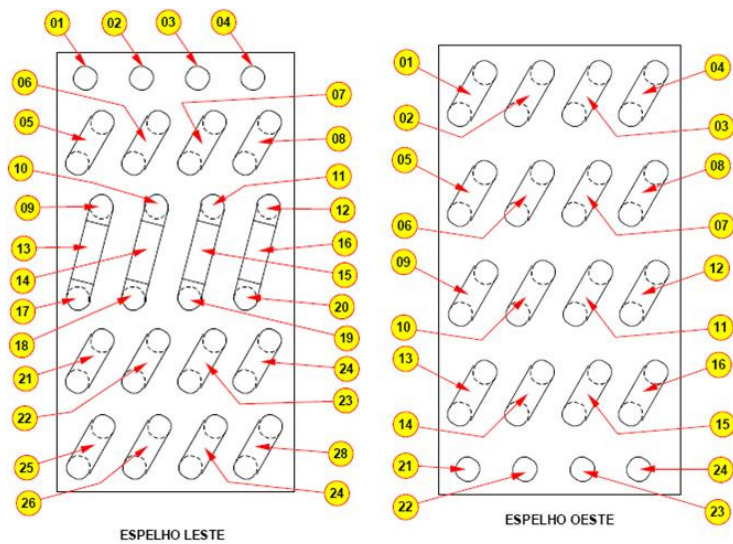
Os dados coletados são referentes aos resultados obtidos por medição de espessura (ME) através do ensaio por ultra-som, realizados no Forno que compõe a bateria de pré-aquecimento de carga da unidade de Hidrotratamento (HDT) nas paradas periódicas dos anos de 1998, 2001 e 2007 realizadas na RPBC. O Forno aquecedor de carga é vertical, possui quatro passos, tubos de diâmetro nominal de 6” (NPS) e temperatura de operação de aproximadamente 350 °C. Na Tabela 3.6 estão representados os parâmetros operacionais do Forno.

Tabela 3.6 - Especificação técnica do Forno [RPBC, 2009].

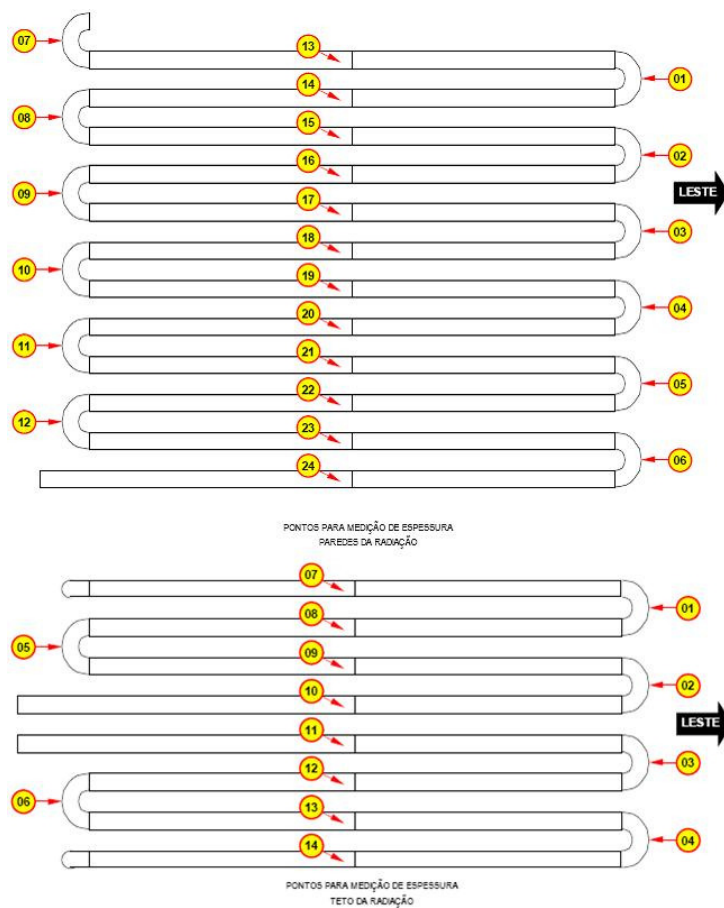
| Equipamento | Temp. [°C] | Pressão [Kgf/cm ²] | Fluido | Material | |
|-------------|------------|--------------------------------|------------|-------------|-------------|
| | | | | Tubos | Curvas |
| Forno | 345-365 | 95 | Diesel, H2 | SA312 TP347 | SA312 WP347 |

Observa-se que os tubos do Forno são confeccionados com aço inoxidável austenítico TP347 e as curvas são de aço inoxidável austenítico WP 347. A pressão de operação está em torno de 95 Kgf/cm². O fluido que na Tabela 3.6 acima está denominado apenas Diesel é na realidade a composição do diesel da unidade de Destilação Atmosférica mais as correntes de instáveis: óleo leve de reciclo (LCO) vinda da unidade de Craqueamento Catalítico Fluido (UFCC) e o gasóleo vindo das unidades de Coqueamento Retardado (UCP-1 e UCP-2). Observa-se que a temperatura de entrada do Forno é de aproximadamente 345 °C e a temperatura de saída é de 365 °C. É relevante lembrar que esse intervalo de temperatura é propício a ocorrência de corrosão naftênica e que os materiais da classe TP 347 também não possuem molibdênio em sua composição (Tabela 2.1)

As localizações dos pontos de controle da zona de radiação e da zona de convecção estão definidas na Figura 3.6. Vê-se que todos os trechos em curvas são avaliados devido ao fato de ser uma região crítica onde pode ocorrer corrosão-erosão associado à corrosão por ácidos naftênicos.



(a) Pontos para medição de espessura dos espelhos.



(b) Pontos para medição de espessura da parede e do teto do Forno.

Figura 3.6 - Localização dos pontos de controle nos espelhos, paredes e teto do Forno [RPBC, 2009].

Na Tabela 3.7 estão descritos os trechos (curvos e tubos) de tubulações localizadas na zona de convecção do Forno que foram submetidos ao ensaio de medição de espessura. A especificação da tubulação é NPS 6, Sch 80S, o que confere uma espessura nominal de parede de 10,97 mm, conforme especificação ASME B36.19.

Tabela 3.7 - Descrição dos trechos de tubulações da zona de convecção inspecionados por medição de espessura [RPBC, 2009].

| Componente | [mm] | | Componente | Esp. | Pto de controle |
|------------------|-------|-----------------|---------------------|-------|-----------------|
| | Esp. | Pto de controle | | | |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 5 | CURVA CONV ESP O | 10,97 | 5 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 6 | CURVA CONV ESP O | 10,97 | 6 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 7 | CURVA CONV ESP O | 10,97 | 7 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 8 | CURVA CONV ESP O | 10,97 | 8 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 9 | CURVA CONV ESP O | 10,97 | 9 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 10 | CURVA CONV ESP O | 10,97 | 10 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 11 | CURVA CONV ESP O | 10,97 | 11 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 12 | CURVA CONV ESP O | 10,97 | 12 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 17 | CURVA CONV ESP O | 10,97 | 13 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 18 | CURVA CONV ESP O | 10,97 | 14 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 19 | CURVA CONV ESP O | 10,97 | 15 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 20 | CURVA CONV ESP O | 10,97 | 16 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 21 | TUBO CONV ESP LESTE | 10,97 | 1 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 22 | TUBO CONV ESP LESTE | 10,97 | 2 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 23 | TUBO CONV ESP LESTE | 10,97 | 3 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 24 | TUBO CONV ESP LESTE | 10,97 | 4 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 25 | TUBO CONV ESP LESTE | 10,97 | 13 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 26 | TUBO CONV ESP LESTE | 10,97 | 14 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 27 | TUBO CONV ESP LESTE | 10,97 | 15 |
| CURVA CONV ESP L | 10,97 | 28 | TUBO CONV ESP LESTE | 10,97 | 16 |
| CURVA CONV ESP O | 10,97 | 1 | TUBO CONV ESP OESTE | 10,97 | 21 |
| CURVA CONV ESP O | 10,97 | 2 | TUBO CONV ESP OESTE | 10,97 | 22 |
| CURVA CONV ESP O | 10,97 | 3 | TUBO CONV ESP OESTE | 10,97 | 23 |
| CURVA CONV ESP O | 10,97 | 4 | TUBO CONV ESP OESTE | 10,97 | 24 |

Na Tabela 3.8 estão descritos os trechos de tubulações localizados nas paredes e no teto da zona de radiação do Forno.

Tabela 3.8 - Descrição dos trechos de tubulação da zona de radiação inspecionados por medição de espessura [RPBC, 2009].

| Componente | [mm] | Pto de controle | Componente | Esp. | Pto de controle |
|---------------|-------|-----------------|------------------|-------|-----------------|
| | Esp. | | | | |
| C_RAD_N_PAR_N | 10,97 | 1 | C_RAD_S_PAR_N | 10,97 | 2 |
| C_RAD_N_PAR_N | 10,97 | 2 | C_RAD_S_PAR_N | 10,97 | 3 |
| C_RAD_N_PAR_N | 10,97 | 3 | C_RAD_S_PAR_N | 10,97 | 4 |
| C_RAD_N_PAR_N | 10,97 | 4 | C_RAD_S_PAR_N | 10,97 | 5 |
| C_RAD_N_PAR_N | 10,97 | 5 | C_RAD_S_PAR_N | 10,97 | 6 |
| C_RAD_N_PAR_N | 10,97 | 6 | C_RAD_S_PAR_N | 10,97 | 7 |
| C_RAD_N_PAR_N | 10,97 | 7 | C_RAD_S_PAR_N | 10,97 | 8 |
| C_RAD_N_PAR_N | 10,97 | 8 | C_RAD_S_PAR_N | 10,97 | 9 |
| C_RAD_N_PAR_N | 10,97 | 9 | C_RAD_S_PAR_N | 10,97 | 10 |
| C_RAD_N_PAR_N | 10,97 | 10 | C_RAD_S_PAR_N | 10,97 | 11 |
| C_RAD_N_PAR_N | 10,97 | 11 | C_RAD_S_PAR_N | 10,97 | 12 |
| C_RAD_N_PAR_N | 10,97 | 12 | C_RAD_S_PAR_S | 10,97 | 1 |
| C_RAD_N_PAR_S | 10,97 | 1 | C_RAD_S_PAR_S | 10,97 | 2 |
| C_RAD_N_PAR_S | 10,97 | 2 | C_RAD_S_PAR_S | 10,97 | 3 |
| C_RAD_N_PAR_S | 10,97 | 3 | C_RAD_S_PAR_S | 10,97 | 4 |
| C_RAD_N_PAR_S | 10,97 | 4 | C_RAD_S_PAR_S | 10,97 | 5 |
| C_RAD_N_PAR_S | 10,97 | 5 | C_RAD_S_PAR_S | 10,97 | 6 |
| C_RAD_N_PAR_S | 10,97 | 6 | C_RAD_S_PAR_S | 10,97 | 7 |
| C_RAD_N_PAR_S | 10,97 | 7 | C_RAD_S_PAR_S | 10,97 | 8 |
| C_RAD_N_PAR_S | 10,97 | 8 | C_RAD_S_PAR_S | 10,97 | 9 |
| C_RAD_N_PAR_S | 10,97 | 9 | C_RAD_S_PAR_S | 10,97 | 10 |
| C_RAD_N_PAR_S | 10,97 | 10 | C_RAD_S_PAR_S | 10,97 | 11 |
| C_RAD_N_PAR_S | 10,97 | 11 | C_RAD_S_PAR_S | 10,97 | 12 |
| C_RAD_N_PAR_S | 10,97 | 12 | C_RAD_S_TETO | 10,97 | 1 |
| C_RAD_N_TETO | 10,97 | 1 | C_RAD_S_TETO | 10,97 | 2 |
| C_RAD_N_TETO | 10,97 | 2 | C_RAD_S_TETO | 10,97 | 3 |
| C_RAD_N_TETO | 10,97 | 3 | C_RAD_S_TETO | 10,97 | 4 |
| C_RAD_N_TETO | 10,97 | 4 | C_RAD_S_TETO | 10,97 | 5 |
| C_RAD_N_TETO | 10,97 | 5 | C_RAD_S_TETO | 10,97 | 6 |
| C_RAD_N_TETO | 10,97 | 6 | RAD_N_PAR_N_TUBO | 10,97 | 13 |
| C_RAD_S_PAR_N | 10,97 | 1 | RAD_N_PAR_N_TUBO | 10,97 | 14 |

Continuação da Tabela 3.8.

| Componente | [mm] | | Componente | Esp. | Pto de controle |
|------------------|-------|-----------------|------------------|-------|-----------------|
| | Esp. | Pto de controle | | | |
| RAD_N_PAR_N_TUBO | 10,97 | 15 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 10,97 | 14 |
| RAD_N_PAR_N_TUBO | 10,97 | 16 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 10,97 | 15 |
| RAD_N_PAR_N_TUBO | 10,97 | 17 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 10,97 | 16 |
| RAD_N_PAR_N_TUBO | 10,97 | 18 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 10,97 | 17 |
| RAD_N_PAR_N_TUBO | 10,97 | 19 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 10,97 | 18 |
| RAD_N_PAR_N_TUBO | 10,97 | 20 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 10,97 | 19 |
| RAD_N_PAR_N_TUBO | 10,97 | 21 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 10,97 | 20 |
| RAD_N_PAR_N_TUBO | 10,97 | 22 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 10,97 | 21 |
| RAD_N_PAR_N_TUBO | 10,97 | 23 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 10,97 | 22 |
| RAD_N_PAR_N_TUBO | 10,97 | 24 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 10,97 | 23 |
| RAD_N_PAR_S_TUBO | 10,97 | 13 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 10,97 | 24 |
| RAD_N_PAR_S_TUBO | 10,97 | 14 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 10,97 | 13 |
| RAD_N_PAR_S_TUBO | 10,97 | 15 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 10,97 | 14 |
| RAD_N_PAR_S_TUBO | 10,97 | 16 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 10,97 | 15 |
| RAD_N_PAR_S_TUBO | 10,97 | 17 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 10,97 | 16 |
| RAD_N_PAR_S_TUBO | 10,97 | 18 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 10,97 | 17 |
| RAD_N_PAR_S_TUBO | 10,97 | 19 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 10,97 | 18 |
| RAD_N_PAR_S_TUBO | 10,97 | 20 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 10,97 | 19 |
| RAD_N_PAR_S_TUBO | 10,97 | 21 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 10,97 | 20 |
| RAD_N_PAR_S_TUBO | 10,97 | 22 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 10,97 | 21 |
| RAD_N_PAR_S_TUBO | 10,97 | 23 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 10,97 | 22 |
| RAD_N_PAR_S_TUBO | 10,97 | 24 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 10,97 | 23 |
| RAD_N_TETO_TUBO | 10,97 | 7 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 10,97 | 24 |
| RAD_N_TETO_TUBO | 10,97 | 8 | RAD_S_TETO_TUBO | 10,97 | 7 |
| RAD_N_TETO_TUBO | 10,97 | 9 | RAD_S_TETO_TUBO | 10,97 | 8 |
| RAD_N_TETO_TUBO | 10,97 | 10 | RAD_S_TETO_TUBO | 10,97 | 9 |
| RAD_N_TETO_TUBO | 10,97 | 11 | RAD_S_TETO_TUBO | 10,97 | 10 |
| RAD_N_TETO_TUBO | 10,97 | 12 | RAD_S_TETO_TUBO | 10,97 | 11 |
| RAD_N_TETO_TUBO | 10,97 | 13 | RAD_S_TETO_TUBO | 10,97 | 12 |
| RAD_N_TETO_TUBO | 10,97 | 14 | RAD_S_TETO_TUBO | 10,97 | 13 |
| RAD_S_PAR_N_TUBO | 10,97 | 13 | RAD_S_TETO_TUBO | 10,97 | 14 |

A partir dos trechos de tubulações selecionados para medição de espessura, foram avaliados os resultados obtidos de taxa de corrosão atuantes, o índice de acidez total IAT da carga processada na unidade e a faixa de temperatura em que o equipamento ou tubulação está submetido.

3.5 Índice de acidez total (IAT)

O Índice de acidez total que será adotado no presente trabalho foi obtido junto a Refinaria junto ao setor de Otimização. Os dados são provenientes das análises do índice de acidez total (IAT) do diesel pesado entre os anos de 2000 e 2008, das três unidades de Destilação Atmosférica UC, UN e UV. O valor médio obtido foi ponderado nas seguintes porcentagens: 45% da UC, 32% da UN e 23% da UV, totalizando 100% da carga de diesel pesado.

Outra questão a ressaltar se refere à composição de diesel pesado, gasóleo leve de coque (GOLC) e óleo leve de reciclo (LCO). Foi considerada a utilização máxima de 60% de diesel pesado como constituinte da carga da unidade de HDT. Dessa forma, o IAT médio das unidades de Destilação Atmosférica foi reduzido a 60% de seu valor real devido a mistura (*blend*) realizada com as cargas de LCO e GOLC na Torre Esgotadora de Oxigênio T-22313-01. Vale lembrar que foi considerado que as correntes de instáveis não possuem teores de ácidos naftênicos devido ao processo de degradação térmica sofrida pelos mesmos na faixa de 400 °C a 480 °C nos processos de Craqueamento Catalítico Fluido e Coqueamento Retardado [Nugent, 1998]. Também existe a probabilidade de que os ácidos naftênicos se tornem instáveis a temperaturas entre 370 °C a 400 °C [Zetlmeisl, 1996].

4 ANÁLISES DOS RESULTADOS

Na análise dos resultados foram realizadas as avaliações da taxa de corrosão atuante nos isométricos de inspeção, nos Permutadores de calor e nas tubulações do Forno. Também foram considerados os valores do Índice de Acidez Total (IAT) da carga processada no período em questão bem como a velocidade de fluxo atuante. Os valores obtidos referentes a taxa de corrosão serão comparados com dados publicados na literatura visando avaliar a ocorrência do mecanismo de corrosão naftênica na bateria de pré-aquecimento de carga da unidade de HDT.

4.1 Análises das taxas de corrosão encontradas nos pontos de controle dos isométricos de inspeção

Os dados referentes à taxa de corrosão atual e taxa de corrosão histórica dos pontos de controle dos isométricos de inspeção foram obtidos a partir de medições de espessura nas paradas periódicas dos anos de 2001 e 2007. Esses valores de medição de espessura foram adquiridos com as tubulações fora de operação, na condição fria. O procedimento de medição de espessura por ultra-som pode ser encontrado no Anexo S do presente trabalho. Na Tabela 4.1 abaixo estão listados os valores referentes à espessura de parede dos pontos de controle das tubulações bem como os valores das taxas de corrosão atual e histórica. Além das taxas de corrosão estão ilustrados os valores de espessura nominal de cada tubulação bem como a espessura mínima da tubulação, calculada de acordo com critérios definidos pelo setor de Inspeção, em função das variáveis de processo, material construtivo, fatores de risco, atrelados a cada tubulação.

Tabela 4.1 - Taxa de corrosão atual e histórica dos pontos de medição espessura [RPBC/IE, 2009].

| Item | Ponto de Controle | [mm/ano] | | Medições [mm] | | [mm] | |
|------|-------------------|-----------|-----------|---------------|--------|--------|-----------|
| | | Tx. Atual | Tx. Hist. | mar/01 | mai/07 | Parede | Esp. Mín. |
| 1 | Isom.1 - Ponto 1 | 0 | 0 | 24 | 24,1 | 27,8 | 4,7 |
| 2 | Isom.1 - Ponto 2 | 0 | 0 | 26,3 | 26,5 | 27,8 | 4,7 |
| 3 | Isom.2 - Ponto 1 | 0 | 0 | 17,9 | 18,2 | 19,05 | 4,7 |
| 4 | Isom.2 - Ponto 2 | 0 | 0 | 18,3 | 18,5 | 19,05 | 4,7 |
| 5 | Isom.3 - Ponto 1 | 0 | 0 | 18,3 | 18,4 | 19,05 | 4,7 |
| 6 | Isom.4 - Ponto 1 | 0 | 0 | 13,5 | 13,6 | 15,1 | 4,7 |
| 7 | Isom.4 - Ponto 2 | 0 | 0 | 13,4 | 13,5 | 15,1 | 4,7 |
| 8 | Isom.5 - Ponto 1 | 0,016 | 0,016 | 13 | 12,9 | 14,3 | 3,9 |
| 9 | Isom.5 - Ponto 2 | 0 | 0 | 12,9 | 12,9 | 14,3 | 3,9 |
| 10 | Isom.5 - Ponto 3 | 0 | 0 | 12,8 | 12,8 | 14,3 | 3,9 |
| 11 | Isom.6 - Ponto 1 | 0 | 0 | 12,7 | 12,8 | 14,3 | 3,9 |
| 12 | Isom.6 - Ponto 2 | 0,048 | 0,048 | 13,3 | 13 | 14,3 | 3,9 |
| 13 | Isom.6 - Ponto 3 | 0,016 | 0,016 | 13,5 | 13,4 | 14,3 | 3,9 |
| 14 | Isom.7 - Ponto 1 | 0 | 0 | 13,4 | 13,5 | 14,3 | 3,9 |
| 15 | Isom.7 - Ponto 2 | 0 | 0 | 13,3 | 13,5 | 14,3 | 3,9 |
| 16 | Isom.7 - Ponto 3 | 0 | 0 | 13,3 | 13,4 | 14,3 | 3,9 |
| 17 | Isom.8 - Ponto 1 | 0 | 0 | 12,3 | 12,5 | 14,3 | 3,9 |
| 18 | Isom.8 - Ponto 2 | 0 | 0 | 12 | 12 | 14,3 | 3,9 |
| 19 | Isom.8 - Ponto 3 | 0 | 0 | 12,9 | 12,9 | 14,3 | 3,9 |
| 20 | Isom.9 - Ponto 1 | 0 | 0 | 12,5 | 12,5 | 14,3 | 3,9 |
| 21 | Isom.9 - Ponto 2 | 0 | 0 | 12,5 | 12,5 | 14,3 | 3,9 |
| 22 | Isom.9 - Ponto 3 | 0 | 0 | 12,6 | 12,8 | 14,3 | 3,9 |
| 23 | Isom.10 - Ponto 1 | 0,145 | 0,145 | 13,5 | 12,6 | 14,3 | 3,9 |
| 24 | Isom.10 - Ponto 2 | 0,113 | 0,113 | 12,3 | 11,6 | 14,3 | 3,9 |
| 25 | Isom.10 - Ponto 3 | 0 | 0 | 12,1 | 12,9 | 14,3 | 3,9 |
| 26 | Isom.11 - Ponto 1 | 0,113 | 0,113 | 12,5 | 11,8 | 14,3 | 3,9 |
| 27 | Isom.11 - Ponto 2 | 0 | 0 | 12,8 | 12,9 | 14,3 | 3,9 |
| 28 | Isom.11 - Ponto 3 | 0,016 | 0,016 | 12,9 | 12,8 | 14,3 | 3,9 |
| 29 | Isom.12 - Ponto 1 | 0 | 0 | 12,1 | 13,8 | 14,3 | 3,9 |
| 30 | Isom.12 - Ponto 2 | 0 | 0 | 12,2 | 12,3 | 14,3 | 3,9 |
| 31 | Isom.12 - Ponto 3 | 0,177 | 0,177 | 13,2 | 12,1 | 14,3 | 3,9 |

Observa-se que foram encontrados valores positivos para a taxa de corrosão apenas nos pontos de controle referentes aos isométricos Isométrico 5, Isométrico 6, Isométrico 10,

Isométrico 11 e Isométrico 12, ilustrados nos Anexos I, J, N, O e P. Estes estão sumarizados na Tabela 4.2. Nos demais pontos onde o valor de espessura medido no ano de 2007 supera o valor medido no ano de 2001 é admitida a taxa de corrosão nula. Tal fato ocorre devido a pequenas variações de posicionamento do cabeçote de ultra-som nos locais de medição de espessura (pontos de controle), resultando em pequenas diferenças dos valores medidos.

Tabela 4.2 - Taxa de corrosão encontrada nos pontos de controle [RPBC/IE, 2009].

| Item | Ponto de Controle | [mm/ano] | | Medições [mm] | | [mm] | |
|------|-------------------|-----------|-----------|---------------|--------|--------|-----------|
| | | Tx. Atual | Tx. Hist. | mar/01 | mai/07 | Parede | Esp. Mín. |
| 8 | Isom.5 - Ponto 1 | 0,016 | 0,016 | 13 | 12,9 | 14,3 | 3,9 |
| 12 | Isom.6 - Ponto 2 | 0,048 | 0,048 | 13,3 | 13 | 14,3 | 3,9 |
| 13 | Isom.6 - Ponto 3 | 0,016 | 0,016 | 13,5 | 13,4 | 14,3 | 3,9 |
| 23 | Isom.10 - Ponto 1 | 0,145 | 0,145 | 13,5 | 12,6 | 14,3 | 3,9 |
| 24 | Isom.10 - Ponto 2 | 0,113 | 0,113 | 12,3 | 11,6 | 14,3 | 3,9 |
| 26 | Isom.11 - Ponto 1 | 0,113 | 0,113 | 12,5 | 11,8 | 14,3 | 3,9 |
| 28 | Isom.11 - Ponto 3 | 0,016 | 0,016 | 12,9 | 12,8 | 14,3 | 3,9 |
| 31 | Isom.12 - Ponto 3 | 0,177 | 0,177 | 13,2 | 12,1 | 14,3 | 3,9 |

O ponto 1 do Isométrico 5 (item 8) da Tabela 4.2, está localizado no trecho que compõe a tubulação de entrada do Forno de Aquecimento de carga . Esse, o qual está ilustrado no Anexo I, apresenta uma região de mudança de direção do fluxo do fluido. Entretanto, o valor encontrado de 0,016 mm/ano é irrelevante mediante a espessura mínima aceitável da linha (3,9 mm) e a espessura atual de parede, que é de 12,9 mm. A partir dessa taxa encontrada, obtém-se uma vida remanescente de 500 anos calculada através da Equação 4.1, que é muito superior ao tempo de campanha da tubulação. A temperatura nessa região da bateria de pré-aquecimento está em torno de 363 °C. Analisando mediante a norma N-2364, esse valor de taxa de corrosão é considerada baixa.

$$VR = \frac{e_a - e_{min}}{TC} \quad (4.1)$$

Onde,

VR: vida remanescente [anos].

e_a : espessura atual [mm].

e_{min} : espessura mínima [mm].

TC: taxa de corrosão [mm/ano].

No isométrico 6 os pontos 2 e 3 (Tabela 4.2) apresentaram taxas de corrosão de 0,048 mm/ano e 0,016 mm/ano respectivamente. Entretanto, o trecho do Isométrico 6 ao qual o ponto 3 está localizado, foi removido conforme Anexo J. Logo, pode ser desconsiderado. Esses pontos também estão situados na tubulação de entrada do Forno. A temperatura nessa região da bateria de pré-aquecimento está em torno de 363 °C. Para o valor de 0,048 mm/ano, a tubulação apresenta uma vida remanescente de 189,6 anos representando pouca relevância referente a ocorrência de problemas devido a corrosão naftênica, devendo ser apenas acompanhado nas paradas periódicas. Conforme a norma N-2364, a taxa de corrosão de 0,048 mm/ano é considerada moderada.

Os valores mais acentuados de taxa de corrosão encontrados estão localizados nos isométricos de saída do Forno. Tais isométricos e seus respectivos pontos de controle, referentes à Tabela 4.2 são:

Isométrico 10 → Ponto 1 (item 23) e Ponto 2 (item 24),

Isométrico 11 → Ponto 1 (item 26), e

Isométrico 12 → Ponto 3 (item 31).

O ponto de controle 3 (item 31) deve ser desconsiderado devido a retirada do trecho conforme ilustrado no Anexo O. Para o ponto do Item 23, a vida remanescente para a espessura atual de 12,6 mm e uma taxa de corrosão de 0,145 mm/ano é de 60 anos. Para os pontos dos Itens 24 e 53

26 encontra-se 68,15 anos e 69,9 anos de vida remanescente. Na Tabela 4.3 estão representados os valores de vida remanescente para os trechos descritos. Nota-se que o Item 31 fornece o menor valor de vida remanescente, porém, como já foi descrito, esse ponto deve ser desconsiderado devido a sua retirada desse trecho do Isométrico 12, conforme pode ser visto no Anexo O.

Tabela 4.3 - Vida remanescente dos pontos medidos [RPBC/IE, 2009]. (Obs.: os itens 13 e 31 foram retirados do sistema)

| Item | Ponto de Controle | [mm/ano] | | Esp. Atual [mm] | Esp. Mín. [mm] | V.R. [anos] |
|------|--------------------------|--------------|--------------|-----------------|----------------|---------------|
| | | Tx. Atual | Tx. Hist. | | | |
| 8 | Isom.5 - Ponto 1 | 0,016 | 0,016 | 13 | 12,9 | 562,5 |
| 12 | Isom.6 - Ponto 2 | 0,048 | 0,048 | 13,3 | 13 | 189,58 |
| 13 | <i>Isom.6 - Ponto 3</i> | <i>0,016</i> | <i>0,016</i> | <i>13,5</i> | <i>13,4</i> | <i>593,75</i> |
| 23 | Isom.10 - Ponto 1 | 0,145 | 0,145 | 13,5 | 12,6 | 60 |
| 24 | Isom.10 - Ponto 2 | 0,113 | 0,113 | 12,3 | 11,6 | 68,14 |
| 26 | Isom.11 - Ponto 1 | 0,113 | 0,113 | 12,5 | 11,8 | 69,91 |
| 28 | Isom.11 - Ponto 3 | 0,016 | 0,016 | 12,9 | 12,8 | 556,25 |
| 31 | <i>Isom.12 - Ponto 3</i> | <i>0,177</i> | <i>0,177</i> | <i>13,2</i> | <i>12,1</i> | <i>46,33</i> |

É relevante lembrar que os dados tabelados são referentes aos ensaios realizados nas paradas periódicas de 2001 e de 2007. Logo, a espessura considerada atual é referente ao ano de 2007. É importante verificar a existência de algum desvio operacional que possa estar causando essa corrosão moderada e severa. Também se pode avaliar a adequação da natureza metalúrgica da tubulação, já que os trechos citados são fabricados com material ASTM A 312 GR. TP321, SC, o qual não possui molibdênio em sua composição química, sendo susceptível a corrosão naftênica. Por outro lado, a metalurgia está adequada, segundo Shargay (2007), para trechos a jusante da injeção de hidrogênio. Apesar disso, o processo de deterioração vem ocorrendo.

4.2 Análises das taxas de corrosão encontradas nos pontos de controle do Permutador de calor 1

Os dados de taxa de corrosão atual e histórica do Permutador de calor 1 também foram adquiridos nas paradas periódicas dos anos de 2001 e 2007. Foram considerados apenas os componentes relacionados ao casco do Permutador, uma vez que essa é a área de interesse do trabalho devido à passagem da carga de diesel juntamente com as correntes de instáveis (LCO e GOLC), ainda sem o Hidrotratamento por essa região. Na Tabela 4.4 estão ilustrados os valores obtidos através do ensaio de ultra-som de medição de espessura. Nesse caso, a taxa de corrosão histórica é igual a taxa de corrosão atual devido a existência de somente duas medições de espessura. A representação da vida remanescente referente à taxa de corrosão atual e histórica é devido a possibilidade de um descontrole operacional resultar em valores incoerentes relativos a taxa de corrosão com os padrões de processamento, interferindo no valor da vida remanescente do equipamento.

Tabela 4.4 - Taxa de corrosão dos componentes do Permutador 1 [RPBC/IE, 2009].

| Permutador 1 ID do Comp. | [mm/ano] | | Pto de contr. | Medições [mm] | | | [mm] | Vida Reman. [anos] | |
|-----------------------------|-----------|-----------|---------------|---------------|------|------|-----------|--------------------|----------|
| | Tx. Atual | Tx. Hist. | | 1997 | 2001 | 2007 | Esp. Min. | Tx. Atual | Tx. Hist |
| CASCO | 0,133 | - | 3 | - | 75,7 | 74,9 | 59,6 | 115,0 | - |
| CASCO | 0,050 | - | 4 | - | 76,1 | 75,8 | 59,6 | 324,0 | - |
| CASCO | 0,000 | - | 5 | - | - | 74,6 | 59,6 | - | - |
| CASCO | 0,017 | - | 6 | - | 75,6 | 75,5 | 59,6 | 935,3 | - |
| CNX_SUP_CASCO | 0,000 | - | 7 | - | - | 23,9 | 22,7 | - | - |
| CNX_INF_CASCO | 0,398 | - | 8 | - | 27,8 | 25,4 | 22,7 | 6,8 | - |

Nota-se que a taxa de corrosão apresenta o valor mais acentuado (0,398 mm/ano) na conexão inferior do casco, representado pelo ponto de controle número 8 (vide Figura 3.5). Esse componente apresenta corrosão severa conforme norma N-2364. A partir desse componente verifica-se que sua vida remanescente é de 6,8 anos. A temperatura de operação encontra-se entre 169 °C e 240 °C. No casco, observa-se que o ponto de controle número 3 apresenta taxa de corrosão de 0,133 mm/ano, considerada severa pela norma N-2364, porém, apresenta uma sobresspesura de material de mais de 15 mm, resultando em uma vida remanescente de 115 anos. O material construtivo da conexão inferior do casco e do casco são respectivamente o

SA 182-F11 e o SA 387-11 CL2. Ambos são construídos de aço carbono o qual possui baixa resistência a corrosão naftênica e a sulfetação, uma vez que a carga possui compostos de enxofre e hidrogênio que é injetado antes da bateria de Permutadores. Dessa forma, o ponto de controle número 8 representa risco acentuado devendo ser tomadas medidas visando reduzir a taxa de corrosão atuante nesta região.

4.3 Análises das taxas de corrosão encontradas nos pontos de controle do Permutador de calor 2

Os dados de taxa de corrosão atual e histórica do Permutador de calor 2 foram adquiridos nas paradas periódicas dos anos de 2001 e 2007. Os valores mais acentuados de taxa de corrosão foram 0,116 mm/ano no casco do Permutador de calor e 0,182 mm/ano na conexão inferior do casco nos pontos de controle 3 e 7 respectivamente. A temperatura de operação desse equipamento encontra-se na faixa de 240 °C e 292 °C. De acordo com a Tabela 4.5, o componente que sofreu a taxa de corrosão mais acentuada foi a conexão inferior do casco, da mesma forma como ocorreu no Permutador de calor 1, porém, apresentando uma taxa de corrosão menor, com valor de 0,182 mm/ano. Isso provavelmente pode ter ocorrido devido ao revestimento de sobreposição com aço inoxidável TP 347 na superfície interna da conexão inferior do casco cujo material construtivo é o SA 182-F11. A vida remanescente desse componente foi estimada em 10,4 anos a partir do valor obtido de espessura de parede na inspeção realizada.

Tabela 4.5 - Taxa de corrosão dos componentes do Permutador 2 [RPBC/IE, 2009].

| Permutador 2 Componente | [mm/ano] | | | Pto. de insp. | Medições [mm] | | | [mm] Esp. Min. | Vida Reman. [anos] | |
|----------------------------|-----------|-----------|--|---------------|---------------|------|------|-------------------|--------------------|-----------|
| | Tx. Atual | Tx. Hist. | | | 1997 | 2001 | 2007 | | Tx. Atual | Tx. Hist. |
| CASCO | 0,116 | - | | 3 | - | 70,4 | 69,7 | 59,3 | 89,7 | - |
| CASCO | 0,083 | - | | 4 | - | 70,6 | 70,1 | 59,3 | 130,1 | - |
| CASCO | 0,066 | - | | 5 | - | 70,7 | 70,3 | 59,3 | 166,7 | - |
| CASCO | - | - | | 6 | - | - | 70,3 | 59,3 | - | - |
| CNX_SUP_CASCO | 0,000 | - | | 8 | 25,6 | - | 25,8 | 22 | - | - |
| CNX_INF_CASCO | 0,182 | 0,130 | | 7 | 25,2 | 25 | 23,9 | 22 | 10,4 | 14,6 |

4.4 Análises das taxas de corrosão encontradas nos pontos de controle do Permutador de calor 3

A tabela 4.6 foi construída com os valores obtidos a partir das paradas em 1997, 2001 e 2007. O valor mais crítico de taxa de corrosão atual e histórica referente ao Permutador de calor 3 foi encontrado no ponto de inspeção número 3 e 7 quantificado em 0,071 mm/ano e 0,018 mm/ano respectivamente conforme a Tabela 4.6. Esses valores não representam relevância estrutural para o equipamento. O menor valor referente à vida remanescente dos componentes do Permutador de calor foi de 127,8 anos, calculado para a conexão inferior do casco. O material desse componente é o SA 182-F11 com revestimento de sobreposição de aço inoxidável TP 347. A temperatura de operação desse equipamento encontra-se na faixa de 292 °C e 357 °C. Esse Permutador, portanto, não se constitui um ponto de risco à corrosão naftênica.

Tabela 4.6 - Taxa de corrosão dos componentes do Permutador 3 [RPBC/IE, 2009].

| Permutador 3 Componente | [mm/ano] | | Pto de contr. | Medições [mm] | | | [mm] Esp. Min. | Vida Reman. [anos] | |
|----------------------------|-----------|-----------|---------------|---------------|------|------|-------------------|--------------------|-----------|
| | Tx. Atual | Tx. Hist. | | 1997 | 2001 | 2007 | | Tx. Atual | Tx. Hist. |
| CASCO | - | 0,071 | 3 | 71,6 | 70,6 | 70,8 | 59,5 | - | 159,2 |
| CASCO | 0,017 | 0,054 | 4 | 71,5 | 71 | 70,9 | 59,5 | 670,6 | 211,1 |
| CASCO | - | 0,054 | 5 | 71,8 | 71,1 | 71,2 | 59,5 | - | 216,7 |
| CASCO | - | 0,071 | 6 | 71,3 | 70,4 | 70,5 | 59,5 | - | 154,9 |
| CNX_SUP_CASCO | 0,009 | 0,009 | 8 | 25,8 | - | 25,7 | 23,6 | 233,3 | 233,3 |
| CNX_INF_CASCO | 0,018 | 0,018 | 7 | 26,1 | - | 25,9 | 23,6 | 127,8 | 127,8 |

4.5 Análises das taxas de corrosão encontradas nos pontos de controle do Forno de pré-aquecimento de carga

Os dados de medição de espessura foram obtidos dos relatórios de inspeção das paradas periódicas dos anos 1998, 2001 e 2007. Para tal finalidade foi utilizado o ensaio de ultra-som conforme Anexo S. As taxas de corrosão atual e histórica estão ilustradas na tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Taxas de corrosão atual e histórica do Forno [RPBC/IE, 2009].

| Item | Componente | Taxa [mm/ano] | | Pto de cont. | Esp. medida [mm] | | | Espessura [mm] | |
|------|------------------|---------------|-----------|--------------|------------------|--------|--------|----------------|--------|
| | | Atual | Histórica | | fev-98 | mai-01 | mai-07 | Nominal | Minima |
| 1 | CURVA_CONV_ESP_L | 0,37 | 0,26 | 25 | 11,7 | 11,5 | 9,3 | 10,97 | 6,54 |
| 2 | CURVA_CONV_ESP_O | 0,32 | 0,28 | 2 | 11,6 | 10,9 | 9 | 10,97 | 6,54 |
| 3 | CURVA_CONV_ESP_O | 0,07 | 0,02 | 11 | 11 | 11,2 | 10,8 | 10,97 | 6,54 |
| 4 | CURVA_CONV_ESP_O | 0,07 | 0,03 | 16 | 11 | 11,1 | 10,7 | 10,97 | 6,54 |
| 5 | C_RAD_N_PAR_N | 0,37 | 0,00 | 1 | 10,3 | 12,6 | 10,4 | 10,97 | 6,54 |
| 6 | C_RAD_N_PAR_N | 0,07 | 0,12 | 2 | 11,1 | 10,4 | 10 | 10,97 | 6,54 |
| 7 | C_RAD_N_PAR_N | 0,13 | 0,13 | 3 | 10,9 | | 9,7 | 10,97 | 6,54 |
| 8 | C_RAD_N_PAR_N | 0,08 | 0,14 | 4 | 11 | 10,2 | 9,7 | 10,97 | 6,54 |
| 9 | C_RAD_N_PAR_N | 0,12 | 0,03 | 5 | 10,4 | 10,8 | 10,1 | 10,97 | 6,54 |
| 10 | C_RAD_N_PAR_N | 0,07 | 0,00 | 6 | 10,8 | 11,2 | 10,8 | 10,97 | 6,54 |
| 11 | C_RAD_N_PAR_N | 0,03 | 0,10 | 7 | 11 | 10,3 | 10,1 | 10,97 | 6,54 |
| 12 | C_RAD_N_PAR_N | 0,08 | 0,04 | 8 | 10,6 | 10,7 | 10,2 | 10,97 | 6,54 |
| 13 | C_RAD_N_PAR_N | 0,07 | 0,11 | 11 | 10,8 | 10,2 | 9,8 | 10,97 | 6,54 |
| 14 | C_RAD_N_PAR_N | 0,12 | 0,19 | 12 | 11,3 | 10,2 | 9,5 | 10,97 | 6,54 |
| 15 | C_RAD_N_PAR_S | 0,25 | 0,07 | 1 | 10,6 | 11,5 | 10 | 10,97 | 6,54 |
| 16 | C_RAD_N_PAR_S | 0,38 | 0,14 | 4 | 11,5 | 12,5 | 10,2 | 10,97 | 6,54 |
| 17 | C_RAD_N_PAR_S | 0,10 | 0,00 | 5 | 10,2 | 11,2 | 10,6 | 10,97 | 6,54 |
| 18 | C_RAD_N_PAR_S | 0,07 | 0,05 | 6 | 10,8 | 10,7 | 10,3 | 10,97 | 6,54 |
| 19 | C_RAD_N_PAR_S | 0,13 | 0,25 | 7 | 12 | 10,5 | 9,7 | 10,97 | 6,54 |
| 20 | C_RAD_N_PAR_S | 0,12 | 0,12 | 8 | 10,8 | 10,4 | 9,7 | 10,97 | 6,54 |
| 21 | C_RAD_N_PAR_S | 0,13 | 0,07 | 9 | 11,1 | 11,3 | 10,5 | 10,97 | 6,54 |
| 22 | C_RAD_N_PAR_S | 0,03 | 0,03 | 10 | 11,3 | 11,2 | 11 | 10,97 | 6,54 |
| 23 | C_RAD_N_PAR_S | 0,22 | 0,15 | 11 | 11,2 | 11,1 | 9,8 | 10,97 | 6,54 |
| 24 | C_RAD_N_PAR_S | 0,21 | 0,21 | 12 | 11,9 | | 10 | 10,97 | 6,54 |
| 25 | C_RAD_N_TETO | 0,00 | 0,07 | 3 | 11,2 | 10,5 | 10,6 | 10,97 | 6,54 |
| 26 | C_RAD_N_TETO | 0,08 | 0,11 | 4 | 11,7 | 11,2 | 10,7 | 10,97 | 6,54 |
| 27 | C_RAD_N_TETO | 0,10 | 0,09 | 6 | 10,7 | 10,5 | 9,9 | 10,97 | 6,54 |
| 28 | C_RAD_S_PAR_N | 0,18 | 0,12 | 3 | 11 | 11 | 9,9 | 10,97 | 6,54 |
| 29 | C_RAD_S_PAR_N | 0,08 | 0,09 | 4 | 10,5 | 10,2 | 9,7 | 10,97 | 6,54 |
| 30 | C_RAD_S_PAR_N | 0,15 | 0,10 | 5 | 10,6 | 10,6 | 9,7 | 10,97 | 6,54 |
| 31 | C_RAD_S_PAR_N | 0,15 | 0,15 | 6 | 12,1 | 11,6 | 10,7 | 10,97 | 6,54 |
| 32 | C_RAD_S_PAR_N | 0,05 | 0,07 | 7 | 10,8 | 10,5 | 10,2 | 10,97 | 6,54 |
| 33 | C_RAD_S_PAR_N | 0,08 | 0,09 | 8 | 11,3 | 11 | 10,5 | 10,97 | 6,54 |
| 34 | C_RAD_S_PAR_N | 0,10 | 0,10 | 10 | 11,6 | 11,3 | 10,7 | 10,97 | 6,54 |
| 35 | C_RAD_S_PAR_N | 0,07 | 0,08 | 11 | 12,2 | 11,9 | 11,5 | 10,97 | 6,54 |
| 36 | C_RAD_S_PAR_N | 0,12 | 0,13 | 12 | 10,8 | 10,3 | 9,6 | 10,97 | 6,54 |
| 37 | C_RAD_S_PAR_S | 0,07 | 0,10 | 1 | 10,7 | 10,2 | 9,8 | 10,97 | 6,54 |
| 38 | C_RAD_S_PAR_S | 0,07 | 0,07 | 2 | 10,3 | 10,1 | 9,7 | 10,97 | 6,54 |
| 39 | C_RAD_S_PAR_S | 0,08 | 0,11 | 3 | 10,6 | 10,1 | 9,6 | 10,97 | 6,54 |
| 40 | C_RAD_S_PAR_S | 0,15 | 0,09 | 4 | 11,2 | 11,3 | 10,4 | 10,97 | 6,54 |
| 41 | C_RAD_S_PAR_S | 0,13 | 0,08 | 5 | 10,7 | 10,8 | 10 | 10,97 | 6,54 |
| 42 | C_RAD_S_PAR_S | 0,17 | 0,10 | 6 | 10,3 | 10,4 | 9,4 | 10,97 | 6,54 |
| 43 | C_RAD_S_PAR_S | 0,18 | 0,10 | 7 | 11,1 | 11,3 | 10,2 | 10,97 | 6,54 |
| 44 | C_RAD_S_PAR_S | 0,17 | 0,17 | 8 | 11,6 | | 10 | 10,97 | 6,54 |
| 45 | C_RAD_S_PAR_S | 0,15 | 0,08 | 9 | 10,5 | 10,7 | 9,8 | 10,97 | 6,54 |
| 46 | C_RAD_S_PAR_S | 0,05 | 0,11 | 10 | 11,5 | 10,8 | 10,5 | 10,97 | 6,54 |
| 47 | C_RAD_S_PAR_S | 0,08 | 0,05 | 11 | 11 | 11 | 10,5 | 10,97 | 6,54 |

Continuação da Tabela 4.7

| | | | | | | | | | |
|----|---------------------|------|------|----|------|------|------|-------|------|
| 48 | C_RAD_S_PAR_S | 0,07 | 0,07 | 12 | 10,3 | 10,1 | 9,7 | 10,97 | 6,54 |
| 49 | C_RAD_S_TETO | 0,48 | 0,04 | 1 | 10,5 | 13 | 10,1 | 10,97 | 6,54 |
| 50 | C_RAD_S_TETO | 0,10 | 0,00 | 2 | 10,6 | 11,2 | 10,6 | 10,97 | 6,54 |
| 51 | C_RAD_S_TETO | 0,23 | 0,04 | 3 | 10,7 | 11,7 | 10,3 | 10,97 | 6,54 |
| 52 | C_RAD_S_TETO | 0,02 | 0,10 | 5 | 11,2 | 10,4 | 10,3 | 10,97 | 6,54 |
| 53 | C_RAD_S_TETO | 0,28 | 0,19 | 6 | 11,5 | 11,4 | 9,7 | 10,97 | 6,54 |
| 54 | RAD_N_PAR_N_TUBO | 0,05 | 0,08 | 14 | 11,6 | 11,2 | 10,9 | 10,97 | 6,54 |
| 55 | RAD_N_PAR_N_TUBO | 0,13 | 0,03 | 20 | 11,9 | 12,4 | 11,6 | 10,97 | 6,54 |
| 56 | RAD_N_PAR_N_TUBO | 0,10 | 0,11 | 21 | 13,2 | 12,8 | 12,2 | 10,97 | 6,54 |
| 57 | RAD_N_PAR_N_TUBO | 0,05 | 0,07 | 22 | 12,5 | 12,2 | 11,9 | 10,97 | 6,54 |
| 58 | RAD_N_PAR_N_TUBO | 0,10 | 0,08 | 23 | 12,6 | 12,5 | 11,9 | 10,97 | 6,54 |
| 59 | RAD_N_PAR_S_TUBO | 0,22 | 0,00 | 13 | 10,9 | 12,2 | 10,9 | 10,97 | 6,54 |
| 60 | RAD_N_PAR_S_TUBO | 0,07 | 0,01 | 14 | 12,2 | 12,5 | 12,1 | 10,97 | 6,54 |
| 61 | RAD_N_PAR_S_TUBO | 0,05 | 0,11 | 15 | 12,5 | 11,8 | 11,5 | 10,97 | 6,54 |
| 62 | RAD_N_PAR_S_TUBO | 0,08 | 0,13 | 17 | 12,2 | 11,5 | 11 | 10,97 | 6,54 |
| 63 | RAD_N_PAR_S_TUBO | 0,12 | 0,15 | 21 | 13,1 | 12,4 | 11,7 | 10,97 | 6,54 |
| 64 | RAD_N_PAR_S_TUBO | 0,07 | 0,04 | 24 | 11,8 | 11,8 | 11,4 | 10,97 | 6,54 |
| 65 | RAD_N_TETO_TUBO | 0,03 | 0,15 | 8 | 12,6 | 11,4 | 11,2 | 10,97 | 6,54 |
| 66 | RAD_N_TETO_TUBO | 0,03 | 0,10 | 9 | 12,7 | 12 | 11,8 | 10,97 | 6,54 |
| 67 | RAD_N_TETO_TUBO | 0,12 | 0,00 | 11 | 11,4 | 12,8 | 12,1 | 10,97 | 6,54 |
| 68 | RAD_N_TETO_TUBO | 0,17 | 0,15 | 12 | 12,2 | 11,8 | 10,8 | 10,97 | 6,54 |
| 69 | RAD_N_TETO_TUBO | 0,15 | 0,08 | 13 | 12,1 | 12,3 | 11,4 | 10,97 | 6,54 |
| 70 | RAD_N_TETO_TUBO | 0,13 | 0,14 | 14 | 12,5 | 12 | 11,2 | 10,97 | 6,54 |
| 71 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 0,13 | 0,11 | 13 | 12,5 | 12,3 | 11,5 | 10,97 | 6,54 |
| 72 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 0,08 | 0,04 | 14 | 12,6 | 12,7 | 12,2 | 10,97 | 6,54 |
| 73 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 0,12 | 0,09 | 15 | 12,3 | 12,2 | 11,5 | 10,97 | 6,54 |
| 74 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 0,08 | 0,03 | 17 | 11,3 | 11,5 | 11 | 10,97 | 6,54 |
| 75 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 0,15 | 0,08 | 18 | 11,4 | 11,6 | 10,7 | 10,97 | 6,54 |
| 76 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 0,16 | 0,16 | 19 | 12,6 | | 11,1 | 10,97 | 6,54 |
| 77 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 0,00 | 0,07 | 20 | 12,2 | 10,9 | 11,6 | 10,97 | 6,54 |
| 78 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 0,07 | 0,07 | 21 | 12,4 | 12,2 | 11,8 | 10,97 | 6,54 |
| 79 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 0,10 | 0,12 | 23 | 12,1 | 11,6 | 11 | 10,97 | 6,54 |
| 80 | RAD_S_PAR_N_TUBO | 0,07 | 0,05 | 24 | 12 | 11,9 | 11,5 | 10,97 | 6,54 |
| 81 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 0,03 | 0,08 | 13 | 12,1 | 11,6 | 11,4 | 10,97 | 6,54 |
| 82 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 0,08 | 0,09 | 14 | 11,8 | 11,5 | 11 | 10,97 | 6,54 |
| 83 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 0,07 | 0,11 | 17 | 12,2 | 11,6 | 11,2 | 10,97 | 6,54 |
| 84 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 0,03 | 0,09 | 20 | 12,3 | 11,7 | 11,5 | 10,97 | 6,54 |
| 85 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 0,10 | 0,09 | 22 | 11,9 | 11,7 | 11,1 | 10,97 | 6,54 |
| 86 | RAD_S_PAR_S_TUBO | 0,07 | 0,05 | 24 | 12,3 | 12,2 | 11,8 | 10,97 | 6,54 |
| 87 | RAD_S_TETO_TUBO | 0,00 | 0,07 | 7 | 11,6 | 10,9 | 11 | 10,97 | 6,54 |
| 88 | RAD_S_TETO_TUBO | 0,20 | 0,16 | 8 | 12,5 | 12,2 | 11 | 10,97 | 6,54 |
| 89 | RAD_S_TETO_TUBO | 0,25 | 0,12 | 9 | 11,9 | 12,3 | 10,8 | 10,97 | 6,54 |
| 90 | RAD_S_TETO_TUBO | 0,12 | 0,12 | 11 | 12,1 | 11,7 | 11 | 10,97 | 6,54 |
| 91 | RAD_S_TETO_TUBO | 0,10 | 0,16 | 12 | 12,5 | 11,6 | 11 | 10,97 | 6,54 |
| 92 | RAD_S_TETO_TUBO | 0,00 | 0,11 | 13 | 12,3 | 11,3 | 11,3 | 10,97 | 6,54 |
| 93 | RAD_S_TETO_TUBO | 0,17 | 0,11 | 14 | 12,6 | 12,6 | 11,6 | 10,97 | 6,54 |
| 94 | TUBO_CONV_ESP_LESTE | 0,10 | 0,18 | 2 | 12,7 | 11,6 | 11 | 10,97 | 6,54 |
| 95 | TUBO_CONV_ESP_LESTE | 0,08 | 0,08 | 15 | | 11,8 | 11,3 | 10,97 | 6,54 |

Os trechos de tubulação do Forno que apresentam os pontos mais críticos referentes à taxa de corrosão e a vida remanescente estão sumarizados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Itens mais críticos referentes a taxa de corrosão e a vida remanescente do Forno [RPBC/IE, 2009].

| Forno | Item | ID do Comp. | [mm/ano] | | Pto de contr. | Espessura medida [mm] | | | [mm] | Vida Reman. [anos] | |
|-------|------|------------------|-----------|-----------|---------------|-----------------------|-------|-------|-----------|--------------------|-----------|
| | | | Tx. Atual | Tx. Hist. | | 1998 | 2001 | 2007 | Esp. Mín. | Tx. Atual | Tx. Hist. |
| | 1 | CURVA CONV ESP L | 0,37 | 0,26 | 25 | 11,70 | 11,50 | 9,30 | 6,54 | 7,6 | 10,7 |
| | 2 | CURVA CONV ESP O | 0,32 | 0,28 | 2 | 11,60 | 10,90 | 9,00 | 6,54 | 7,8 | 8,8 |
| | 3 | C_RAD_N_PAR_N | 0,37 | 0,00 | 1 | 10,30 | 12,60 | 10,40 | 6,54 | 10,6 | - |
| | 4 | C_RAD_N_PAR_N | 0,12 | 0,19 | 12 | 11,30 | 10,20 | 9,50 | 6,54 | 25,5 | 15,3 |
| | 5 | C_RAD_N_PAR_S | 0,38 | 0,14 | 4 | 11,50 | 12,50 | 10,20 | 6,54 | 9,6 | 26,1 |
| | 6 | C_RAD_N_PAR_S | 0,13 | 0,25 | 7 | 12,00 | 10,50 | 9,70 | 6,54 | 23,8 | 12,7 |
| | 7 | C_RAD_S_PAR_S | 0,17 | 0,17 | 8 | 11,60 | - | 10,00 | 6,54 | 20,1 | 20,1 |
| | 8 | C_RAD_S_TETO | 0,48 | 0,04 | 1 | 10,50 | 13,00 | 10,10 | 6,54 | 7,4 | 82,8 |
| | 9 | C_RAD_S_TETO | 0,28 | 0,19 | 6 | 11,50 | 11,40 | 9,70 | 6,54 | 11,2 | 16,3 |
| | 10 | RAD_S_TETO_TUBO | 0,25 | 0,12 | 9 | 11,90 | 12,30 | 10,80 | 6,54 | 17,1 | 35,8 |
| | 11 | RAD_S_TETO_TUBO | 0,17 | 0,11 | 14 | 12,60 | 12,60 | 11,60 | 6,54 | 30,5 | 46,9 |

O item 8 descrito como C_RAD_S_TETO (curva da zona de radiação sul do teto) apresenta o valor mais crítico quando relacionado a vida remanescente (7,4 anos) apresentando taxas de corrosão atual e histórica de 0,48 mm/ano e 0,04 mm/ano respectivamente. Nesse caso deve-se atentar para alguma alteração de processo ou da carga da unidade entre 2001 e 2007 que causou esse aumento relevante da taxa de corrosão. O item número 1 da Tabela 4.8 também apresenta altas taxas de corrosão, atual e histórica, com os respectivos valores 0,37 mm/ano e 0,26 mm/ano. Esse apresenta uma vida remanescente, calculada através da Equação 4.1, de 7,6 anos. Diversos valores de taxa de corrosão encontrados no Forno apresentam grau severo. O material A 312 TP 347 e A 312 WP 347 são constituintes das tubulações e das curvas respectivamente. Essas especificações não possuem o elemento molibdênio em sua composição química, estando sujeitos a corrosão por ácidos naftênicos uma vez que possuem boa resistência ao mecanismo de sulfetação devido ao seu teor de cromo (17% a 20% Cr).

4.6 Avaliação do Índice de acidez total (IAT)

Os valores adquiridos referentes ao IAT foram obtidos junto ao setor de Otimização da Refinaria entre os anos de 2000 e 2007. Os dados estão ilustrados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Valores médios diários do IAT [mg KOH/g] entre os anos de 2000 e 2007 [RPBC/OT, 2009].

| Ano | UC | UN | UV | Media pond. | 60% de Diesel_P |
|------|-------|-------|-------|-------------|-----------------|
| 2000 | 1,362 | 1,099 | 0,526 | 1,086 | 0,651 |
| 2001 | 1,305 | 1,035 | 0,634 | 1,064 | 0,639 |
| 2002 | 1,096 | 0,945 | 0,522 | 0,916 | 0,550 |
| 2003 | 1,011 | 0,861 | 0,292 | 0,798 | 0,479 |
| 2004 | 0,881 | 0,695 | 0,426 | 0,717 | 0,430 |
| 2005 | 0,830 | 0,746 | 0,458 | 0,717 | 0,430 |
| 2006 | 0,795 | 0,758 | 0,528 | 0,722 | 0,433 |
| 2007 | 0,808 | 0,795 | 0,505 | 0,734 | 0,440 |

Onde,

UC: Unidade de Destilação Atmosférica C,

UN: Unidade de Destilação Atmosférica N e

UV: Unidade de Destilação Atmosférica V.

Os valores medidos do IAT apresentam-se na faixa de 0,292 mg KOH/g na unidade de Destilação Atmosférica V (UV) a 1,362 mg KOH/g na unidade de Destilação Atmosférica C (UC). A média foi realizada a partir dos dados coletados diariamente entre os anos de 2000 e 2007. A média ponderada foi calculada utilizando-se os fatores de 45 % do diesel vindo da UC, 32 % vindo da UN e 23 % vindo da UV segundo o setor de Otimização. A relação de mistura (*Blend*) entre o diesel pesado e as correntes de instáveis é de aproximadamente 1,5: 1, ou seja, cerca de 60 % da carga é composta de diesel pesado e 40 % das correntes de instáveis (LCO + GOLC). Logo, o IAT é reduzido a valores que variam entre 0,43 mg KOH/g e 0,651 mg KOH/g devido a diluição direta realizada na Torre Esgotadora de Oxigênio T-22313-01. Lembra-se que o valor do IAT de 0,5 mg KOH/g descrito por Derung (1956) já é suficiente para a ocorrência de corrosão naftênica. Dessa forma, nota-se que a acidez da carga processada na unidade de HDT pode viabilizar tal processo de deterioração, pois todos os valores estão acima de 0,5.

4.7 Avaliação da velocidade de fluxo

De acordo com o setor de produção da Refinaria, o volume de carga processada na unidade de Hidrotratamento é de aproximadamente 6000 m³/dia com densidade em torno de 922 Kg/m³. Dessa forma, a velocidade de fluxo de carga varia no decorrer da bateria de pré-aquecimento em função do diâmetro interno das tubulações. Tal variável pode ser calculada através da Equação 4.2.

$$\dot{Q} = vA \quad (4.2)$$

Onde,

\dot{Q} : vazão volumétrica [m³/s].

v : velocidade de fluxo [m/s].

A : área [m²].

A importância dessa variável deve ser relevada, pois a existência de escoamentos multifásicos atua juntamente com o aumento da velocidade de escoamento e com a possibilidade de ocorrência de escoamentos turbulentos. Isso pode aumentar a taxa de corrosão na parede da tubulação devido à retirada de filmes protetores. Assim, é interessante avaliar a velocidade de escoamento do fluido nas tubulações. Os valores das velocidades obtidas no trecho que compõe a bateria de pré-aquecimento de carga da unidade de HDT estão ilustrados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Velocidade de fluxo no trecho que compõe a bateria de pré-aquecimento de carga da unidade de HDT.

| Item | Componente | NPS | Sch. | σ Ext. [mm] | σ Int. [mm] | Parede [mm] | Área [m ²] | Vazão [m ³ /s] | Vel. [m/s] |
|------|------------|-----|------|--------------------|--------------------|-------------|------------------------|---------------------------|------------|
| 1 | Tubulação | 6 | 120 | 168,3 | 139,75 | 14,27 | 0,0153 | 0,0694 | 4,526 |
| 2 | Tubulação | 8 | 100 | 219,1 | 188,92 | 15,09 | 0,028 | 0,0694 | 2,476 |
| 3 | Tubulação | 12 | 80 | 323,9 | 288,94 | 17,48 | 0,0656 | 0,0694 | 1,058 |
| 4 | Tubulação | 14 | 80 | 355,6 | 317,5 | 19,05 | 0,0792 | 0,0694 | 0,877 |
| 5 | Tubulação | 16 | 80 | 406,4 | 363,52 | 21,44 | 0,1038 | 0,0694 | 0,669 |
| 6 | Curva | 6 | 80S | 168,3 | 157,33 | 10,97 | 0,0194 | 0,0694 | 3,57 |

Vale ressaltar que as demais tubulações não ilustradas na Tabela 4.10 possuem as mesmas especificações técnicas, portanto, apresentam os mesmos valores de velocidade de fluxo das que foram tabeladas acima. A maior velocidade ocorre na tubulação de *NPS* 6 localizadas na entrada e na saída do Forno e possui o valor de 4,526 m/s. Essas tubulações sofreram maior taxa de corrosão dentre os isométricos avaliados. Tal ocorrência pode ser devido a maior velocidade de fluxo. As tubulações do Forno foram representadas pelo item 6 que possui *NPS* 6 e valor de velocidade de 3,57 m/s. Os valores de velocidade entre tubulações de mesmo *NPS* diferem devido ao *Schedule* (Sch), que basicamente, é a razão entre a pressão de trabalho da tubulação pela tensão correspondente a 60% do limite de escoamento do material a 20 °C. Dessa forma, pode-se associar uma maior espessura da tubulação do item 1 em função do aumento do *Schedule* (Sch 120), para um mesmo diâmetro externo. A Figura 4.1 ilustra as velocidades de escoamento do fluido através das tubulações conforme seu *NPS*. Para fins comparativos de velocidade de fluxo do presente trabalho e do API RP 581, os valores de calculados estão dentro da faixa (< 30,48 m/s). Dessa forma, conforme a Figura 2.14, foram utilizadas as tabelas de taxa de corrosão ilustradas nos Anexos A, B, C e D.

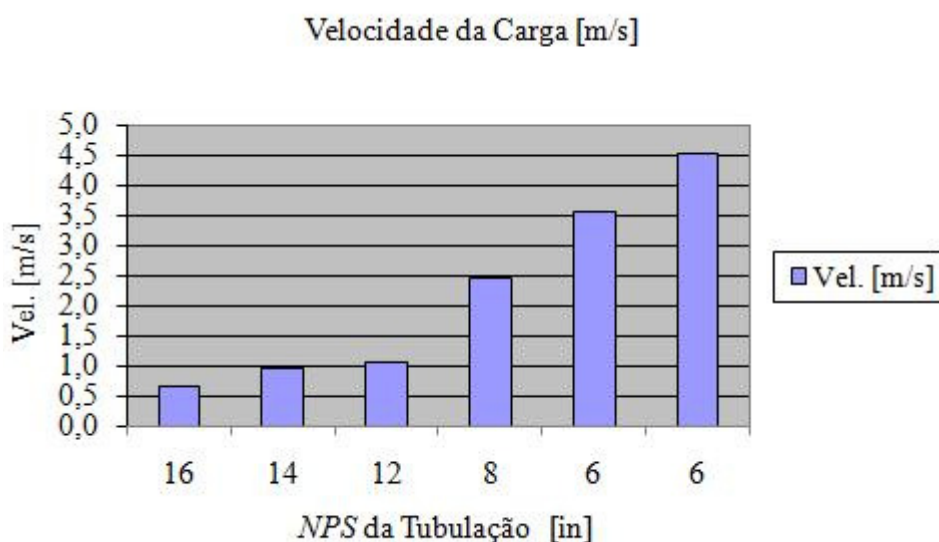


Figura 4.1 - Velocidade de escoamento da carga.

4.8 Comparação dos resultados avaliados com valores encontrados na literatura

A partir dos valores retirados da literatura (API RP 581) e dos dados de taxa de corrosão obtidos em campo na Refinaria foi realizada uma comparação direta, relacionando principalmente o IAT da carga processada, o material constituinte dos Isométricos, dos Permutadores de calor, do Forno de pré-aquecimento de carga e a taxa de corrosão atuante nesses equipamentos.

Os valores de IAT da carga processada na unidade de HDT da Refinaria no período de 2000 a 2007 estão entre 0,43 mg KOH/g e 0,651 mg KOH/g, conforme Tabela 4.9 do item 4.6. O comparativo entre os dados teóricos obtidos no API RP 581 e os dados de campo foi realizado de forma a aproximar os valores do IAT e do teor de enxofre de ambas as referências.

A velocidade de escoamento e a temperatura estão adequadas à realização do comparativo de taxa de corrosão, uma vez que o API RP 581 considera a velocidade de escoamento de até 30,48 m/s na definição das taxas de corrosão das tabelas de valores (Anexos A a D) utilizadas no presente trabalho.

Os materiais referentes aos equipamentos serão descritos na avaliação de cada componente. Os resultados mais relevantes concernentes a taxa de corrosão atuante nos Isométricos de inspeção, Permutadores de calor e do Forno de aquecimento de carga encontrados na análise dos resultados estão ilustrados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Maiores valores de taxa de corrosão encontrados em campo [RPBC, 2009].

| | | | Tx.Corrosão [mm/ano] | | |
|-------------|--------------------------|---------------|------------------------------------|-------|-----------|
| | | Componente | Material | Atual | Histórica |
| Isométricos | Isom. 6 - Ponto Contr. 2 | | ASTM A312 TP321 | 0,048 | 0,048 |
| | Isom.10 - Ponto Contr. 1 | | ASTM A312 TP321 | 0,145 | 0,145 |
| | Isom.11 - Ponto Contr. 1 | | ASTM A312 TP321 | 0,113 | 0,113 |
| Cascos | P-1 | CASCO | SA387-11 CL2 | 0,133 | - |
| | | CNX_INF_CASCO | SA182-F11 | 0,398 | - |
| | P-2 | CASCO | SA387-11 CL2+SS321 (<i>Clad</i>) | 0,116 | - |
| | | CNX_INF_CASCO | SA182-F11+SS347 (<i>Overlay</i>) | 0,182 | 0,13 |
| | P-3 | CASCO | SA387-11 CL2+SS321 (<i>Clad</i>) | 0,071 | - |
| | | CNX_INF_CASCO | SA182-F11+SS347 (<i>Overlay</i>) | 0,018 | - |
| Forno | C_RAD_S_TETO | | A312 TP347, ANSI B36.9 | 0,48 | 0,04 |
| | CURVA_CONV_ESP_L | | A312 WP347, ANSI B16.9 | 0,37 | 0,26 |
| | C_RAD_N_PAR_S | | A312 TP347, ANSI B36.9 | 0,38 | 0,14 |

Os valores obtidos da literatura provem quantificar a severidade da taxa de corrosão atuante nos componentes dos Isométricos, Permutadores de calor e do Forno de aquecimento de carga estudados. Estudos a respeito da taxa de corrosão por ácidos naftênicos nos materiais AISI TP 317, TP 321 e TP 347 foram pouco encontrados. Sendo assim, a maior variedade de dados referentes à taxa de corrosão naftênica foram obtidos junto ao API RP 581, para diversos teores de enxofre (% p.), IAT e materiais construtivos.

Observa-se que a taxa de corrosão máxima apresentada para os aços inoxidáveis listados é de 0,13 mm/ano, para IAT em torno de 3,0 mg KOH/g (Tabela 4.12). Dessa forma, as taxas de corrosão encontradas nos componentes de aço inoxidável dos Isométricos, Permutadores de calor e do Forno, descritos na Tabela 4.11, apresentam valores bem superiores aos tabelados pela prática recomendada API RP 581, situando-se na faixa de 0,113 mm/ano a 0,48 mm/ano, para um IAT entre 0,43 mg KOH/g a 0,651 mg KOH/g nos componentes de aço inoxidável austenítico. O teor de enxofre da carga da unidade de HDT é um dado sigiloso, porém, o setor de Otimização da Refinaria aconselhou trabalhar com valores menores que 1%. Dessa maneira, os valores dos parâmetros adotados no API RP 581 que melhor se adequam de forma conservativa para realizar o comparativo dos valores teóricos com os valores encontrados em campo são:

Teor de enxofre de 0,8% para os aços inoxidáveis,

Teor de enxofre de 0,6% para o aço carbono,

IAT de 0,65 mg KOH/g para o aço carbono e,

IAT de 1,0 mg KOH/g para os aços inoxidáveis.

Na Tabela 4.12 estão sumarizadas algumas taxas de corrosão obtidas por pesquisadores para o aço carbono e o aço inoxidável AISI TP 316 em função da variável temperatura [°C], teor de enxofre [% p.] e o IAT [mg KOH/g] bem como os valores recomendados pelo API RP 581. Observa-se uma dispersão muito grande entre valores de IAT utilizados nos artigos, o que dificulta a realização do comparativo com esses autores, além da pouca diversidade de materiais.

Tabela 4.12 - Taxa de corrosão para o aço carbono e aços inoxidáveis austeníticos AISI 316 / 317 / 321 / 347.

| Temp. [°C] | S [% p.] | IAT [mg KOH/g] | Taxa corrosão [mm/ano] | | | | v [m/s] | Referência |
|------------|----------|----------------|------------------------|-----------|--------|-------------|---------|-----------------|
| | | | A. C. | TP 316 | TP 317 | TP 321/ 347 | | |
| 320-370 | - | 0,7-0,8 | 0,75 | 0,00 | - | - | - | Heller, 1963 |
| 400 | - | 0,1-0,7 | - | 0,00 | - | - | - | Heller, 1963 |
| 230 | - | 1,00 | 0,15 | - | - | - | - | Gutzeit, 1977 |
| 235 | - | 9,6-8,4 | - | 0,013 | - | - | - | Gutzeit, 1977 |
| 370 | - | 0,5-0,7 | - | 0,051 | - | - | - | Gutzeit, 1977 |
| 230 | - | 1,50 | 0,60 | - | - | - | - | Piehl, 1987 |
| 306 | - | 1,90 | 0,60 | - | - | - | - | Piehl, 1987 |
| 340 | - | 3,60 | - | 0,002 | - | - | - | Piehl, 1987 |
| 360 | - | 1,50 | 0,60 | - | - | - | 26,00 | Hopkinson, 1999 |
| 232 -399 | 0,20 | 0,65 | 0,13-1,91 | - | - | - | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232 -399 | 0,40 | 0,65 | 0,13-2,29 | - | - | - | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232 -399 | 0,60 | 0,65 | 0,13-3,30 | - | - | - | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232-399 | 1,50 | 0,65 | 0,18-3,81 | - | - | - | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232 -399 | 0,40 | 3,00 | - | 0,03-0,05 | - | - | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232 -399 | 0,80 | 3,00 | - | 0,03-0,05 | - | - | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232 -399 | 1,50 | 3,00 | - | 0,03-0,10 | - | - | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232 -399 | 2,50 | 3,00 | - | 0,03-0,13 | - | - | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232 -399 | 0,40 | 4,00 | - | - | 0,03 | - | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232 -399 | 0,80 | 4,00 | - | - | 0,03 | - | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232 -399 | 1,50 | 4,00 | - | - | 0,03 | - | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232-399 | 2,50 | 4,00 | - | - | 0,03 | - | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232-399 | 0,40 | 1,00 | - | - | - | 0,03 | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232-399 | 0,80 | 1,00 | - | - | - | 0,03 | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232-399 | 1,50 | 1,00 | - | - | - | 0,03 | < 30,48 | API 581, 2008 |
| 232-399 | 2,50 | 1,00 | - | - | - | 0,03 | < 30,48 | API 581, 2008 |

4.8.1 - Isométricos

Os pontos de controle que sofreram maior deterioração estão ilustrados na Tabela 4.11. Seus isométricos são constituídos de aço inoxidável ASTM A 312 TP 321. Esses apresentaram taxa de corrosão superior a 0,048 mm/ano, chegando a 0,145 mm/ano (para um IAT = 0,43 mg KOH/g a 0,651 mg KOH/g e S < 1 % p.). Tais pontos de controle estão situados nos Isométricos que compõem o sistema de entrada e saída do Forno, operando a uma temperatura em torno de 345 °C a 365 °C, estando submetidas a uma velocidade de fluxo de 4,53 m/s.

Segundo os valores estimados pelo API RP 581 conforme a Tabela 4.12, observa-se que o valor estimado da taxa de corrosão para aços inoxidáveis austeníticos sem adição de molibdênio (TP 321/347) na faixa de temperatura de 232 °C e 399 °C é de 0,03 mm/ano (para um IAT = 1,0 mg KOH/g e S = 0,8 % p.). As tubulações com diâmetro superior a 6 polegadas não sofreram deterioração. Tal fato pode estar relacionado à menor velocidade de escoamento do fluido. A Figura 4.2 ilustra os dados comparativos. Nota-se que a partir de aproximadamente 350 °C, quatro pontos de controle apresentam taxa de corrosão superior aos valores no API RP 581.

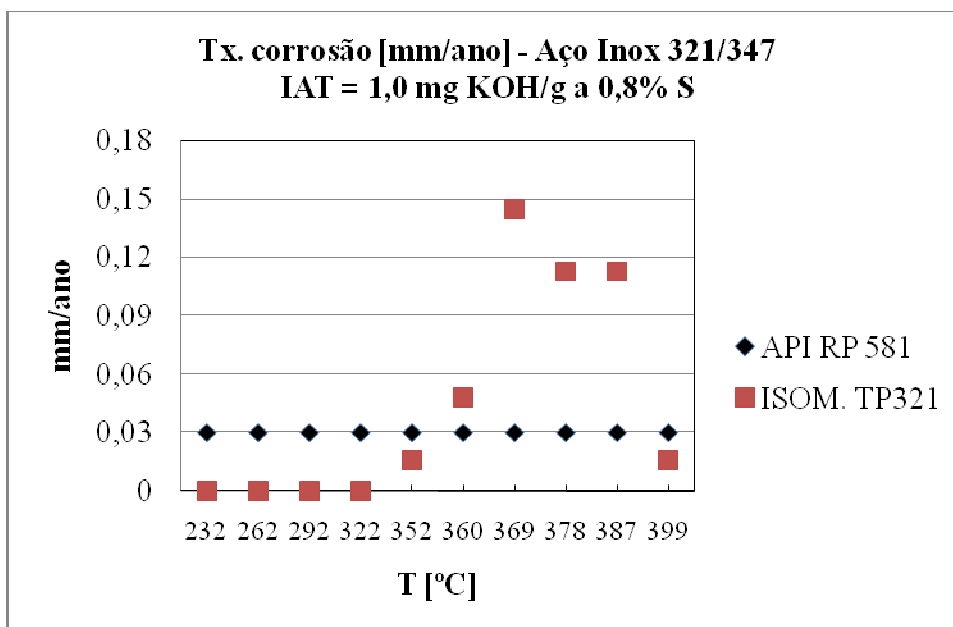


Figura 4.2 - Comparativo entre os valores de taxa de corrosão encontrados no API RP 581 e na Refinaria para os isométricos.

4.8.2 - Permutador de calor 1

Conforme a Tabela 4.11, observa-se que a maior taxa de corrosão encontrada apresenta o valor de 0,398 mm/ano e está situada na conexão inferior do casco (ponto de calor 8), o qual é a região de entrada do fluido no Permutador de calor 1. O material constituinte desse componente é o aço carbono SA 182-F11, o qual possui pouca resistência ao mecanismo de corrosão naftênica. O casco, constituído de aço carbono SA387-11 CL2 apresentou a maior taxa de corrosão com valor de 0,133 mm/ano no ponto de controle 3. O IAT da carga do período de campanha foi de 0,43 mg KOH/g a 0,651 mg KOH/g e o teor de enxofre foi menor que 1 %. Realizando o comparativo com o API RP 581 na faixa de temperatura de operação do Permutador 1 (169 °C e 240 °C), nota-se que dentre os seis pontos de controle, quatro apresentam taxas de corrosão superiores ao API RP 581. Na Figura 4.3 estão representados os dados teóricos e práticos.

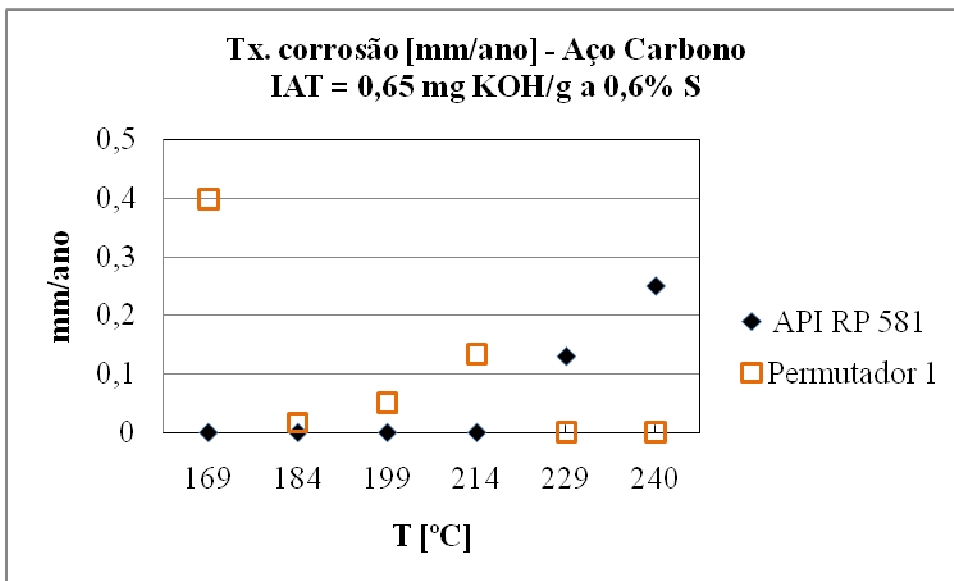


Figura 4.3 - Comparativo entre os valores de taxa de corrosão encontrados no API RP 581 e na Refinaria para o Permutador de calor 1.

4.8.3 - Permutador de calor 2

A conexão inferior do casco (CNX_INF_CASCO) do Permutador de calor 2 é revestida com aço inoxidável AISI TP 347 e seu casco é revestido com aço inoxidável AISI TP 321. Esses apresentam maior resistência a corrosão por ácidos naftênicos devido ao elemento cromo em sua composição, apresentando uma taxa de corrosão de 0,182 mm/ano e 0,116 mm/ano respectivamente para um IAT variando entre 0,43 mg KOH/g a 0,651 mg KOH/g e um teor de enxofre menor que 1 %. Porém, o material de revestimento não possui molibdênio em sua composição o qual é indicado para aplicações em ambientes susceptíveis a tal tipo de deterioração. A temperatura de operação desse equipamento está situada na faixa de 240 °C a 292 °C. Para esse material, o API RP 581 apresenta uma taxa de corrosão de 0,03 mm/ano (IAT = 1,0 mg KOH/g e S = 0,8 % p.) como pode ser visto na Tabela 4.12. A Figura 4.4 ilustra tais valores, evidenciando a taxa de corrosão do Permutador significativamente superior ao API RP 581.

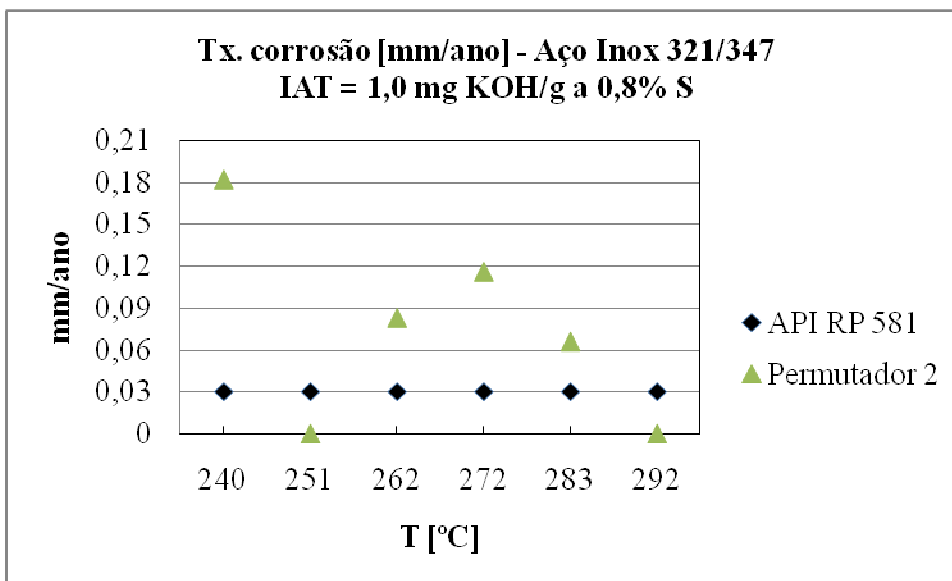


Figura 4.4 - Comparativo entre os valores de taxa de corrosão encontrados no API RP 581 e na Refinaria para o Permutador de calor 2.

4.8.4 - Permutador de calor 3

No Permutador de calor 3 a taxa de corrosão mais relevante ocorre no casco apresentando o valor de 0,071 mm/ano. O material do casco, SA 387-11 CL2, é revestido com aço inoxidável AISI TP 321. As conexões do casco são revestidas com aço inoxidável AISI TP 347. A conexão inferior do casco, constituída do material SA 182-F11 apresenta uma taxa de corrosão de 0,018 mm/ano, considerando o mesmo índice de acidez total e o mesmo teor de enxofre citados anteriormente. A temperatura de operação desse equipamento está situada entre 292 °C e 357 °C. Na Figura 4.5 estão ilustrados os dados referentes ao API RP 581 e aos dados obtidos na Refinaria. Observa-se que a taxa de corrosão é superior aos valores estimados pelo API RP 581 em quatro dos seis pontos de controle.

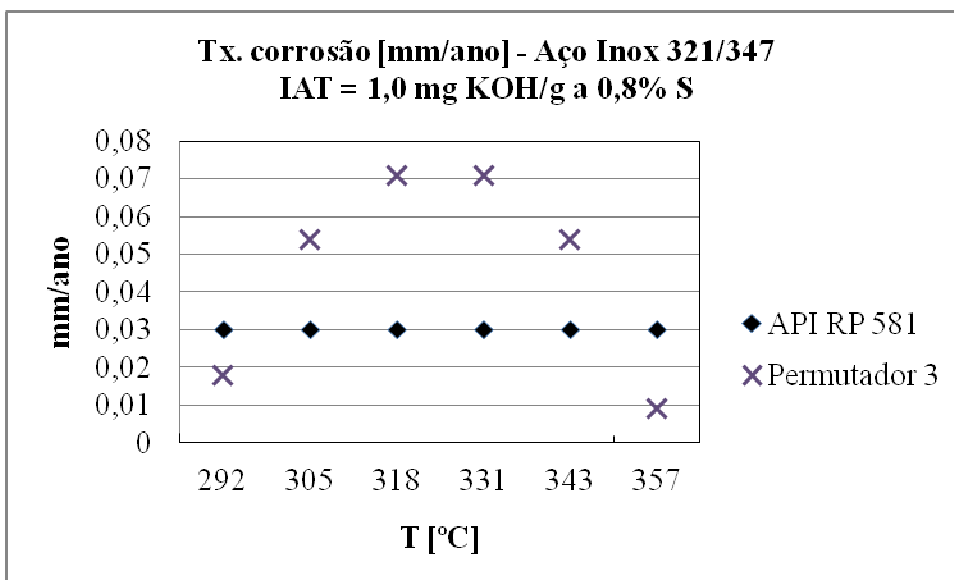


Figura 4.5 - Comparativo entre os valores de taxa de corrosão encontrados no API RP 581 e na Refinaria para o Permutador de calor 3.

4.8.5 - Forno de pré-aquecimento de carga

Conforme a Tabela 4.11, no Forno as taxas de corrosão encontradas nas tubulações foram superiores a 0,37 mm/ano. Entretanto, no aspecto global do equipamento, esses valores

variaram entre 0,0 mm/ano a 0,48 mm/ano, para o mesmo índice de acidez total e o mesmo teor de enxofre citados anteriormente. A velocidade de escoamento do fluido é de 3,57 m/s e a temperatura de entrada e saída do Forno está entre 345 °C e 365 °C. O material constituinte das tubulações do Forno são ASTM A312 TP 347 que não possuem o elemento molibdênio em sua composição química. A Figura 4.6 ilustra o comparativo realizado entre os dados obtidos em campo e o API RP 581, onde se verifica uma elevada taxa de corrosão atuante nas tubulações do Forno. Observam-se expressivos valores de taxa de corrosão encontrados em campo, superando em mais de uma ordem de grandeza os valores estimados pelo API RP 581 que é de 0,03 mm/ano. A velocidade de escoamento e a faixa de temperatura de operação do equipamento são relevantes a ocorrência do processo de corrosão naftênica, além da metalurgia do material das tubulações que não possuem o elemento químico molibdênio em sua composição, o qual é recomendado para trabalhos em ambientes sujeitos a esse tipo de deterioração.

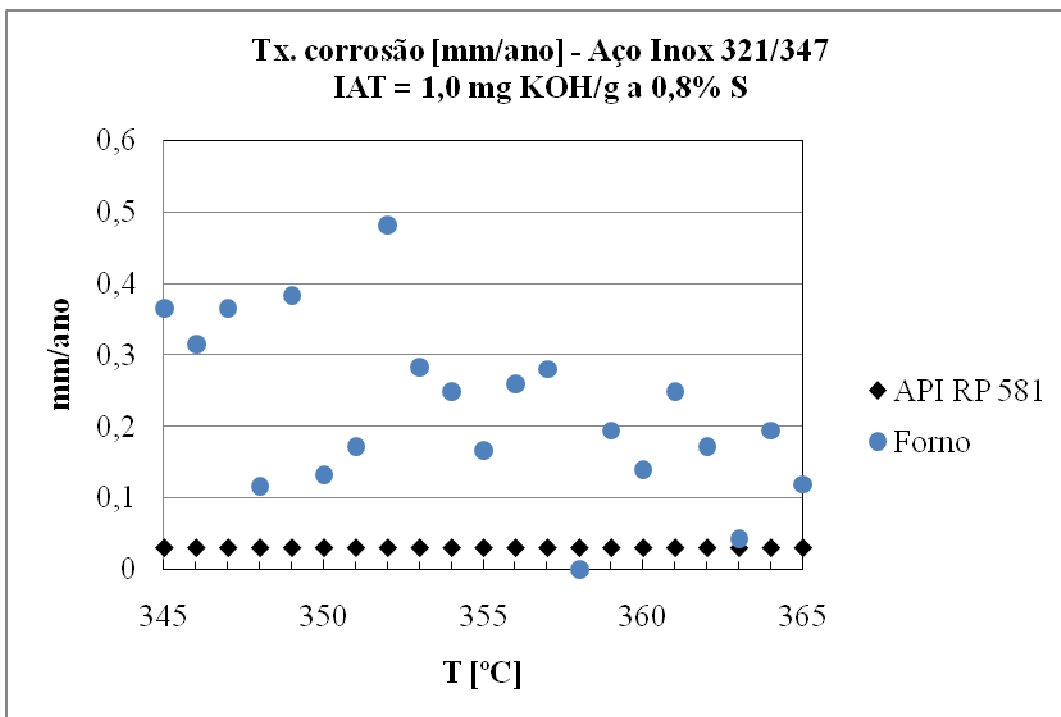


Figura 4.6 - Comparativo entre os valores de taxa de corrosão encontrados no API RP 581 e na Refinaria para o Forno .

5 CONCLUSÃO

Conforme verificado no capítulo anterior de discussão de resultados, conclui-se que está ocorrendo um mecanismo de deterioração, o qual está afetando de forma significativa o material das tubulações e dos equipamentos da bateria de pré-aquecimento de carga da unidade de HDT, mesmo a jusante do ponto de injeção de hidrogênio, que supostamente seria capaz de inibir a corrosão do elemento ferro presente no material pelo ácido naftênico. Logo, o fato estudado não reflete os estudos de caso apresentados por Shargay [2007]. Avaliando cada equipamento, procurou-se encontrar resultados que levassem a visualização da causa básica do problema.

Isométricos

A partir dos dados analisados obtidos dos relatórios de inspeção, nota-se que há uma expressiva ocorrência de corrosão nos pontos de controle dos isométricos de inspeção. O maior valor encontrado para a taxa de corrosão foi de 0,177 mm/ano o que confere uma vida remanescente de 46,33 anos para esse trecho da tubulação. A elevada vida remanescente confere uma considerável sobrevida, porém, entende-se que é necessária a continuação da monitoração desse trecho através da realização do ensaio de medição de espessura por ultrassom e também por ensaio de Raios-X, relacionado com o Índice de Acidez Total (IAT) da carga a que o mesmo está submetido, para que eventos relacionados ao aumento da acidez não venham ocasionar acidentes ou a parada não programada da unidade, devido a uma baixa espessura ou um furo na tubulação. A alteração metalúrgica para o aço inoxidável TP 317 (> 2,5 % Mo) pode conferir um melhor desempenho das tubulações contra a corrosão por ácidos naftênicos.

Permutadores de calor

No Permutador de calor 1 o ponto de controle mais crítico é o de número 8, relacionado a conexão inferior do casco. Esse apresenta uma taxa de corrosão de 0,4 mm/ano e uma vida remanescente de quase 7 anos. É possível que esteja ocorrendo a corrosão por ácidos naftênicos e sulfetação, entretanto, para se confirmar tal afirmação seria necessário avaliar a morfologia da deterioração nesse componente. O material dessa conexão (SA 182-F11) não possui revestimento de aço inoxidável o que torna mais susceptível a esse mecanismo de deterioração. Dessa forma, a proposição é de revestir por sobreposição (*Weld Overlay*) essa conexão na próxima parada periódica com o material aço inoxidável AISI TP 317, o qual possui teor de molibdênio maior que 3% p. No casco, embora a maior taxa de corrosão tenha o valor relevante de 0,133 mm/ano, a vida remanescente permanece alta para essa condição (115 anos).

No Permutador de calor 2 o maior valor de taxa de corrosão foi de aproximadamente 0,116 mm/ano ocorrendo em seu casco no ponto de controle 3. Dessa maneira, conclui-se que pela taxa atual, a ocorrência de corrosão por ácidos naftênicos é irrelevante, devendo apenas ser mantida a continuidade da monitoração realizada até então. Ainda no Permutador de calor 2, a conexão inferior do casco apresenta uma taxa de corrosão atual de aproximadamente 0,182 mm/ano e uma vida remanescente de 10 anos. Nesse ponto é interessante avaliar a alteração da metalurgia desse material, visando materiais com teor de molibdênio maior que 2,5% (TP 317).

O Permutador de calor 3 apresentou as menores taxas de corrosão dentre os equipamentos abordados no trabalho. Dois pontos situados no casco (pontos 3 e 6) apresentaram o valor de 0,071 mm/ano. Na conexão inferior do casco, foi obtido o valor de 0,018 mm/ano de taxa de corrosão, sendo menos crítico para a integridade do equipamento. Conclui-se que deve ser realizada a manutenção dos programas de inspeção através de ensaios de medição de espessura.

Forno de pré-aquecimento de carga

No Forno de pré-aquecimento de carga, o valor mais acentuado de taxa de corrosão atual ocorreu no trecho curvo da zona de radiação sul do teto apresentando 0,48 mm/ano no ponto 1 de inspeção. Entretanto, em diversos pontos de controle foram verificadas altas taxas de corrosão com valores superiores a 0,2 mm/ano. Dessa forma, acredita-se que está ocorrendo um processo corrosivo acentuado nos tubos do Forno de pré-aquecimento de carga, devendo-se atentar aos trechos ilustrados com alta taxa de corrosão (Tabela 4.8). Para tubos de Fornos, ligas com maior teor de molibdênio (> 2,5%) também são recomendadas para o aumento da resistência a corrosão naftênica [Craig, 1996]. Ensaios radiográficos são recomendados com intuito de visualizar a perda de material da parede das tubulações afetadas e obter possíveis visualizações da morfologia da corrosão.

De acordo com os valores obtidos na literatura referentes a taxa de corrosão, o IAT e a temperatura de operação, conclui-se que possa estar ocorrendo o mecanismo de corrosão por ácidos naftênicos em alguns trechos de tubulação e nos equipamentos da bateria de pré-aquecimento de carga. Verificou-se que o IAT médio da carga entre 2001 e 2007 apresentam valores em torno de 0,43 mg KOH/g a 0,651 mg KOH/g, o qual, segundo alguns autores, já é suficiente para que esse mecanismo de deterioração se manifeste. Dessa forma, propõe-se realizar ensaios de medição de espessura sempre que possível nos pontos de controle dos equipamentos e tubulações que foram sumarizados neste trabalho visando aumentar a amostragem de dados conferindo a maior confiabilidade dos mesmos. Alterações metalúrgicas para o aço inoxidável TP 317 (> 2,5 % Mo) poderão ser consideradas na ocorrência de substituição de equipamentos e tubulações.

As taxas de corrosão com valor acima de 0,125 mm/ano são consideradas severas de acordo com a Norma N-2364. Dessa forma observa-se que, apesar da taxa de corrosão ser considerada severa, o componente apresenta um grande valor de sobrematerial, levando a uma elevada vida remanescente, não afetando a integridade estrutural do equipamento no período entre paradas periódicas. Entretanto, taxas de corrosão consideradas severas devem ser

avaliadas, pois, alterações de processo ou descontroles operacionais podem estar ocorrendo para que tais fatos estejam ocorrendo.

A avaliação histórica da evolução das taxas de corrosão não foi realizada devido a existência de dados somente dos anos de 2001 e 2007 para os Permutadores de calor. Para o Forno e os Isométricos, apesar de alguns pontos estarem sujeitos a taxas de corrosão severas, pelo histórico, observa-se que essas estão se mantendo constantes, não apresentando tendências em aumentar de maneira significativa em função do tempo de operação dos equipamentos, uma vez que a variação do IAT tem sido pequena no período em questão. Assim, entende-se que os valores de taxa de corrosão atuantes nos Isométricos e no Forno são consequência da rotina de operação do equipamento, podendo haver eventuais picos de deterioração devido a descontroles operacionais durante a campanha.

6 SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

Avaliar as condições de velocidade de fluxo das tubulações tanto referentes à velocidade de escoamento bem como a atuação das tensões atuantes na superfície do material que poderão ocasionar deteriorações estruturais, remoção da camada de óxidos e filmes protetores.

Integrar as variáveis de processo: pressão, velocidade de fluxo do fluido, morfologia do dano, mecanismo de corrosão-erosão e escoamento multifásico juntamente com a temperatura, o IAT e a metalurgia para que se alcance uma visualização global dos parâmetros técnicos de avaliação da corrosão por ácidos naftênicos.

Estudar a viabilidade econômica e prática da utilização de inibidores de corrosão em unidades de HDT com injeção de hidrogênio a montante da bateria de Permutadores de calor.

Realizar a inspeção radiográfica dos pontos de controle referentes aos isométricos da entrada e saída do Forno visando obter mais uma ferramenta para compor a avaliação da ocorrência de mecanismos de deterioração da tubulação.

Realizar ensaios de laboratório relacionando a presença do hidrogênio utilizado para realizar a hidrogenação dos compostos de enxofre e nitrogênio e a inibição da corrosão por ácidos naftênicos.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

API RP-581, “Risk based inspection, base resource document”, 2nd Edition, Washington-DC, American Petroleum Institute, 2008.

ASTM D 974 – 95, “Acid and base number by color indication titration”, In: Annual Book of ASTM Standards”, vol. 05.01, American Society for Testing and Materials, 2001.

ASTM D 664 – 95, “Standard test method for acid number of petroleum products by potentiometric titration”, In: Annual Book of ASTM Standards”, vol. 05.01, American Society for Testing and Materials, 1995.

Babaian-Kibala, E., et. al., “Naphthenic acid corrosion in refinery settings”, Corrosion/93, nº 631, 1993.

Babaian-Kibala, E., Nugent, M., J., “Naphthenic acid corrosion literature survey”, Corrosion/99, nº 378, 1999.

Bagdasarian, A., et. al., “Refining high acid crude”, Chevron Texaco – High Acid Crude Seminar, Houston, USA, 2002.

Bernardes, R., “Comportamento de aços inoxidáveis comerciais e Inconel na resistência a corrosão naftênica de petróleos nacionais: Uma análise fenomenológica”, Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.

Bruyn de, H., J., “Naphthenic acid corrosion in synthetic fuels production”, Corrosion/98, nº 576, 1998.

Cataldi, H., A., Askervold, R., J., Harnsberger, A., E., “Estimation of corrosivity of crude oils”, Proc. API, 33, pp. 291-307, Sec. 3, 1953.

Craig Jr., H., L., “Temperature and velocity effects in naphthenic acid corrosion”, Corrosion/96, nº 603, 1996.

Derungs, W., A., “Naphthenic acid corrosion – An old enemy of the petroleum industry”, Corrosion, 12, pp. 617-622, 1956.

Gutzeit, J., "Naphthenic acid corrosion in oil refineries", *Materials Performance*, 16/10, pp. 24-35, 1977.

Hau, J., L., et. al., "The iron powder test for naphthenic acid corrosion studies", *Corrosion/99*, nº 379, 1999.

Heller, J., J., "Corrosion of refinery equipment by naphthenic acid", *Materials Protection*, 2/9, pp. 90-96, 1963.

Hopkinson, B., E., Penuela L., E., "Naphthenic acid corrosion by Venezuelan crude" *Corrosion/97* , nº 502 pp. 8-14, 1997.

Jambo, H., C., M., Fófano, S., "Corrosão: Fundamentos, monitoração e controle", Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2008, 342p.

Chambers, B., D., Kane, R., D., "Refining high acid crudes", pp.137-149, 2008

Knotnerus, J., "Chemical constitution of higher naphthenic acids", *Journal of the Institute of Petroleum*, 43/407, pp. 307-312, 1957.

Leite, L., F., "Processamento futuro de óleos pesados", Centro de Pesquisas Leopoldo A. Miguez de Melo – CENPES, Rio de Janeiro, 2002

Nugent, M. J., Dobis, J. D. "Experience with naphthenic acid corrosion in low TAN crudes", *Corrosion/98*, nº 577, 1998.

Paiva, G., J., M., "As técnicas de perda de massa e de resistência elétrica na análise da corrosão naftênica em laboratório e em campo", Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1999.

Piehl, R., "Naphthenic acid corrosion in crude distillation units", *Materials Performance*, nº 196, pp. 37-43, 1988.

Roberge, P., R., "Handbook of corrosion engineering", New York: McGraw-Hill, 1999, 1128p.

Shargay, C., Moore, K., Colwell, R., "Survey of materials in Hydrotreater units processing high TAN feeds", *Corrosion/2007*, nº 07573, 2007

Tebbal, S., “Critical review of naphthenic acid corrosion”, Corrosion/99, n° 380, 1999.

Tebbal, S., Kane, R., D., “Review of critical factors affecting crude corrosivity”, Corrosion/96, n° 607, 1996.

Telles, P., C., S., “Tubulações industriais – Materiais, projeto, montagem”, Rio de Janeiro, LTC, 10ª Ed., 2001, 248p.

Turnbull, A., Slavcheva, E., Shone, B., “Factors controlling naphthenic acid corrosion”, Corrosion, 54, n° 11, pp. 922-930, 1998.

Yepez, O., “Influence of different sulfur compounds on corrosion due to naphthenic acids”, Fuel, 84, pp. 97-104, 2005.

Zetlmeisl, M., J., “Naphthenic acid corrosion and its control”, Corrosion/96, n° 218, 1996.

ANEXO A

Table 2.B.3.2M – High Temperature Sulfidic and Naphthenic Acid Corrosion – Estimated Corrosion Rates for Carbon Steel (mm/y)

| Sulfur (wt%) | TAN (mg/g) | Temperature (°C) | | | | | | | |
|--------------|------------|------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 232 | 246 | 274 | 302 | 329 | 357 | 385 | 399 |
| 0.2 | 0.3 | 0.03 | 0.08 | 0.18 | 0.38 | 0.51 | 0.89 | 1.27 | 1.52 |
| | 0.65 | 0.13 | 0.38 | 0.64 | 0.89 | 1.14 | 1.40 | 1.65 | 1.91 |
| | 1.5 | 0.51 | 0.64 | 0.89 | 1.65 | 3.05 | 3.81 | 4.57 | 5.08 |
| | 3.0 | 0.76 | 1.52 | 1.52 | 3.05 | 3.81 | 4.06 | 6.10 | 6.10 |
| | 4.0 | 1.02 | 2.03 | 2.54 | 4.06 | 4.57 | 5.08 | 7.11 | 7.62 |
| 0.4 | 0.3 | 0.03 | 0.10 | 0.25 | 0.51 | 0.76 | 1.27 | 1.78 | 2.03 |
| | 0.65 | 0.13 | 0.25 | 0.38 | 0.64 | 1.02 | 1.52 | 2.03 | 2.29 |
| | 1.5 | 0.20 | 0.38 | 0.64 | 0.89 | 1.27 | 1.91 | 2.29 | 2.79 |
| | 3.0 | 0.25 | 0.51 | 0.89 | 1.27 | 1.78 | 2.54 | 3.05 | 3.30 |
| | 4.0 | 0.51 | 0.76 | 1.27 | 1.78 | 2.29 | 3.05 | 3.56 | 4.06 |
| 0.6 | 0.3 | 0.03 | 0.13 | 0.25 | 0.64 | 1.02 | 1.52 | 2.29 | 2.54 |
| | 0.65 | 0.13 | 0.25 | 0.38 | 0.76 | 1.27 | 2.03 | 2.79 | 3.30 |
| | 1.5 | 0.25 | 0.38 | 0.76 | 1.27 | 2.03 | 2.54 | 3.30 | 3.81 |
| | 3.0 | 0.38 | 0.76 | 1.27 | 2.03 | 2.54 | 3.05 | 3.56 | 4.32 |
| | 4.0 | 0.64 | 1.02 | 1.52 | 2.54 | 3.05 | 3.81 | 4.57 | 5.08 |
| 1.5 | 0.3 | 0.05 | 0.13 | 0.38 | 0.76 | 1.27 | 2.03 | 2.79 | 3.30 |
| | 0.65 | 0.18 | 0.25 | 0.51 | 0.89 | 1.40 | 2.54 | 3.30 | 3.81 |
| | 1.5 | 0.38 | 0.51 | 0.89 | 1.40 | 2.54 | 3.05 | 3.56 | 4.32 |
| | 3.0 | 0.51 | 0.76 | 1.40 | 2.16 | 2.79 | 3.81 | 4.32 | 5.08 |
| | 4.0 | 0.76 | 1.14 | 1.91 | 3.05 | 3.56 | 4.57 | 5.08 | 6.60 |
| 2.5 | 0.3 | 0.05 | 0.18 | 0.51 | 0.89 | 1.40 | 2.41 | 3.30 | 3.81 |
| | 0.65 | 0.18 | 0.25 | 0.76 | 1.14 | 1.52 | 3.05 | 3.56 | 4.32 |
| | 1.5 | 0.38 | 0.51 | 1.02 | 1.52 | 1.91 | 3.56 | 4.32 | 5.08 |
| | 3.0 | 0.51 | 0.89 | 1.52 | 2.29 | 3.05 | 4.32 | 5.08 | 6.60 |
| | 4.0 | 0.89 | 1.27 | 2.03 | 3.05 | 3.81 | 5.08 | 6.60 | 7.11 |
| 3.0 | 0.3 | 0.05 | 0.20 | 0.51 | 1.02 | 1.52 | 2.54 | 3.56 | 4.06 |
| | 0.65 | 0.20 | 0.38 | 0.64 | 1.14 | 1.65 | 3.05 | 3.81 | 4.32 |
| | 1.5 | 0.51 | 0.64 | 0.89 | 1.65 | 3.05 | 3.81 | 4.57 | 5.08 |
| | 3.0 | 0.76 | 1.52 | 1.52 | 3.05 | 3.81 | 4.06 | 6.10 | 6.10 |
| | 4.0 | 1.02 | 2.03 | 2.54 | 4.06 | 4.57 | 5.08 | 7.11 | 7.62 |

ANEXO B

Table 2.B.3.8M – High Temperature Sulfidic and Naphthenic Acid Corrosion – Estimated Corrosion Rates for Austenitic SS without Mo (mm/y)

| Sulfur (wt%) | TAN (mg/g) | Temperature (°C) | | | | | | | |
|--------------|------------|------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 232 | 246 | 274 | 302 | 329 | 357 | 385 | 399 |
| 0.2 | 1.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 1.5 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 3.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.10 | 0.10 |
| | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.10 | 0.13 | 0.15 |
| 0.4 | 1.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 1.5 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 3.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.10 | 0.10 |
| | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.10 | 0.13 | 0.15 |
| 0.8 | 1.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 1.5 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 3.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.10 | 0.13 | 0.15 |
| | 4.0 | 0.03 | 0.05 | 0.05 | 0.10 | 0.15 | 0.20 | 0.25 | 0.30 |
| 1.5 | 1.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 1.5 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 3.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.10 | 0.13 | 0.15 |
| | 4.0 | 0.03 | 0.05 | 0.05 | 0.10 | 0.15 | 0.20 | 0.25 | 0.30 |
| 2.5 | 1.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 1.5 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 3.0 | 0.03 | 0.05 | 0.05 | 0.10 | 0.15 | 0.20 | 0.25 | 0.30 |
| | 4.0 | 0.03 | 0.05 | 0.10 | 0.18 | 0.25 | 0.36 | 0.43 | 0.51 |
| 3.0 | 1.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 |
| | 1.5 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.05 | 0.05 |
| | 3.0 | 0.03 | 0.05 | 0.05 | 0.10 | 0.15 | 0.20 | 0.25 | 0.30 |
| | 4.0 | 0.03 | 0.05 | 0.10 | 0.18 | 0.25 | 0.36 | 0.43 | 0.51 |

Note: Austenitic stainless steels without Mo include 304, 304L, 321, 347, etc.

ANEXO C

Table 2.B.3.9M – High Temperature Sulfidic and Naphthenic Acid Corrosion – Estimated Corrosion Rates for 316 SS with < 2.5% Mo (mm/y)

| Sulfur (wt%) | TAN (mg/g) | Temperature (°C) | | | | | | | |
|-----------------|---------------|------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 232 | 246 | 274 | 302 | 329 | 357 | 385 | 399 |
| 0.2 | 0.2 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 3.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.05 | 0.05 |
| | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.10 | 0.13 | 0.18 | 0.25 |
| 0.4 | 0.2 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 3.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 |
| | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.10 | 0.13 | 0.18 | 0.25 |
| 0.8 | 0.2 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 3.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.08 |
| | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.13 | 0.13 | 0.18 | 0.25 |
| 1.5 | 0.2 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 3.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.08 | 0.08 | 0.08 | 0.10 |
| | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.08 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.18 | 0.25 |
| 2.5 | 0.2 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 3.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.08 | 0.10 | 0.13 |
| | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.08 | 0.13 | 0.13 | 0.15 | 0.20 | 0.25 |
| 3.0 | 0.2 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 |
| | 3.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.10 | 0.13 | 0.13 | 0.15 |
| | 4.0 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.13 | 0.13 | 0.15 | 0.20 | 0.25 |

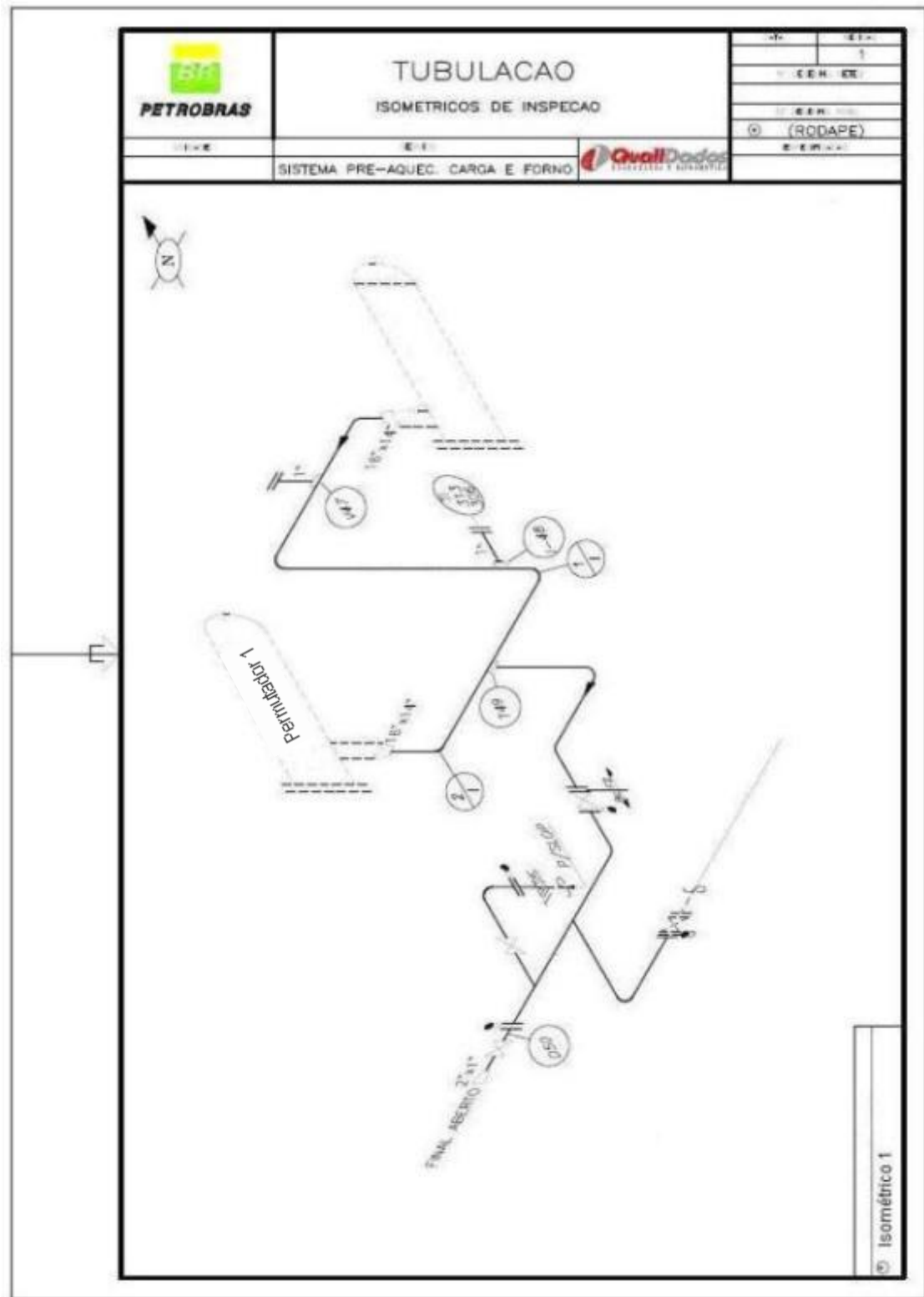
Note: Includes stainless steels with < 2.5% Mo, for example 316, 316L, 316H, etc.

ANEXO D

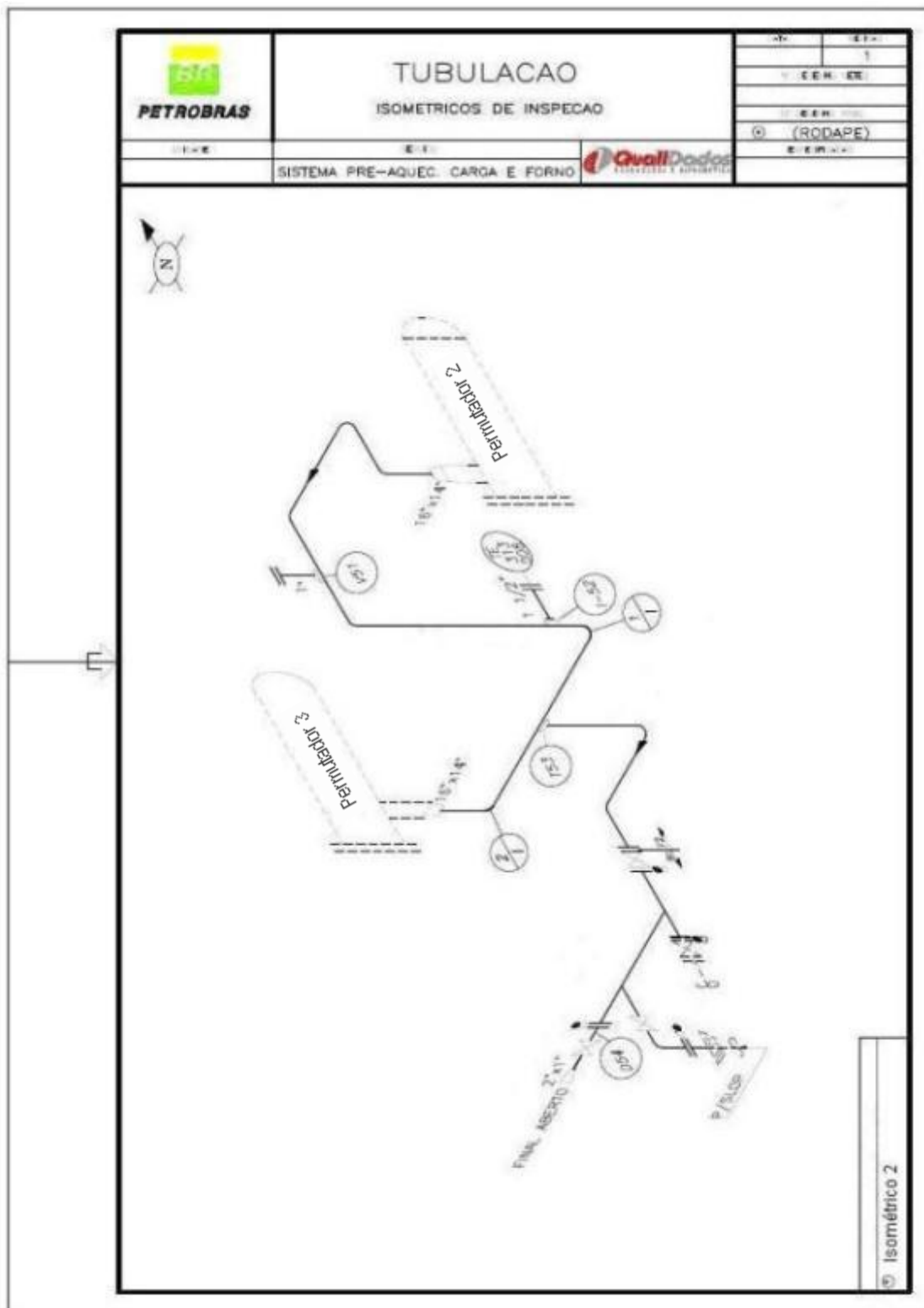
Table 2.B.3.10M – High Temperature Sulfidic and Naphthenic Acid Corrosion – Estimated Corrosion Rates for 316 SS with $\geq 2.5\%$ Mo and 317 SS (mm/y)

| Sulfur (wt%) | TAN (mg/g) | Temperature (°C) | | | | | | | |
|-----------------|---------------|------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 232 | 246 | 274 | 302 | 329 | 357 | 385 | 399 |
| 0.2 | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 5.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.10 | 0.13 |
| | 6.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.10 | 0.13 | 0.18 | 0.25 |
| 0.4 | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 5.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.10 | 0.10 | 0.13 |
| | 6.0 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.10 | 0.13 | 0.18 | 0.25 |
| 0.8 | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 5.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.10 | 0.10 | 0.13 |
| | 6.0 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.10 | 0.13 | 0.18 | 0.25 |
| 1.5 | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 5.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.13 | 0.18 |
| | 6.0 | 0.03 | 0.03 | 0.08 | 0.13 | 0.13 | 0.13 | 0.18 | 0.25 |
| 2.5 | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| | 5.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.10 | 0.13 | 0.18 |
| | 6.0 | 0.03 | 0.03 | 0.08 | 0.13 | 0.13 | 0.15 | 0.20 | 0.25 |
| 3.0 | 4.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 |
| | 5.0 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.10 | 0.13 | 0.18 |
| | 6.0 | 0.03 | 0.05 | 0.08 | 0.13 | 0.13 | 0.15 | 0.20 | 0.25 |

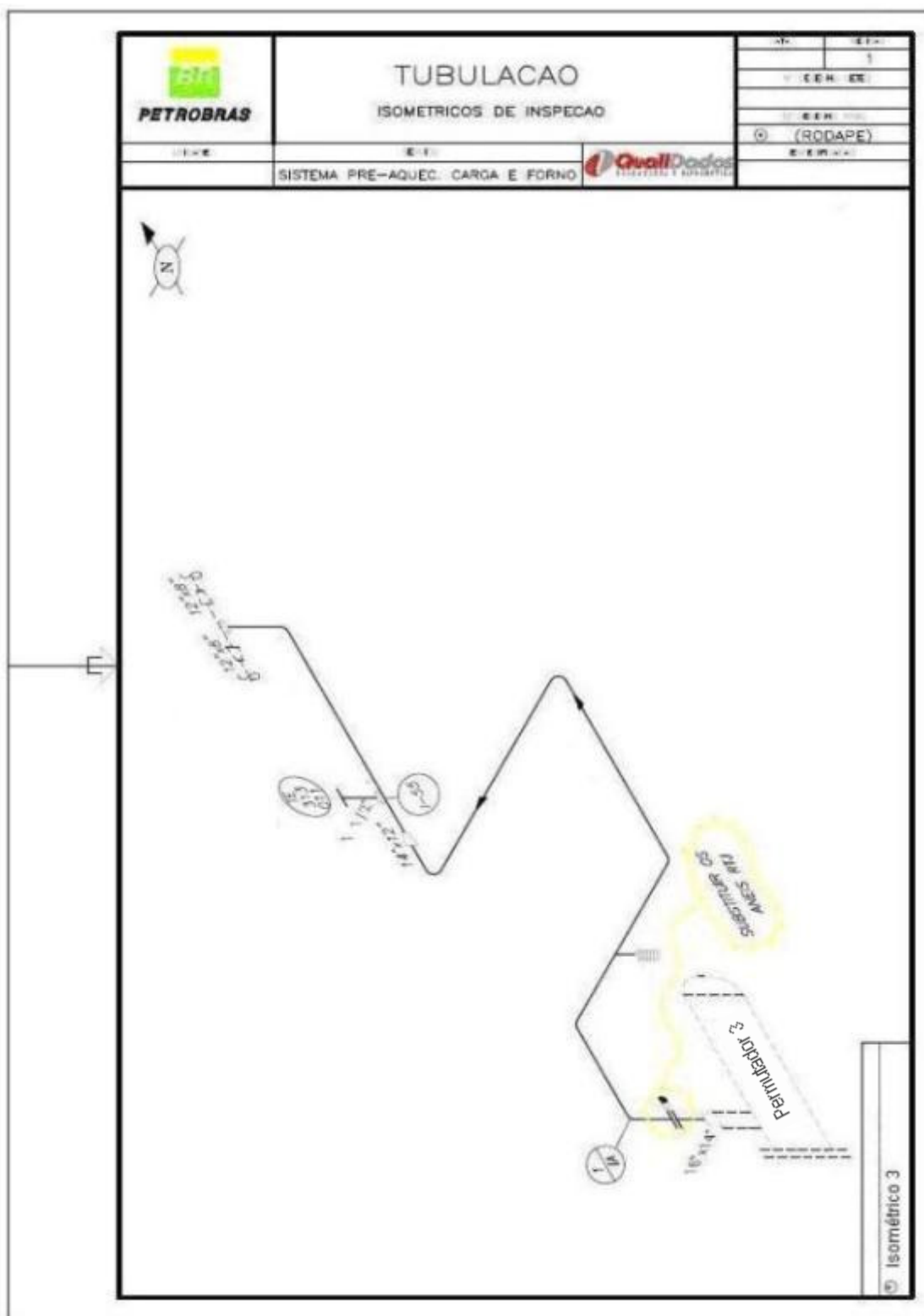
ANEXO E – ISOMÉTRICO 1



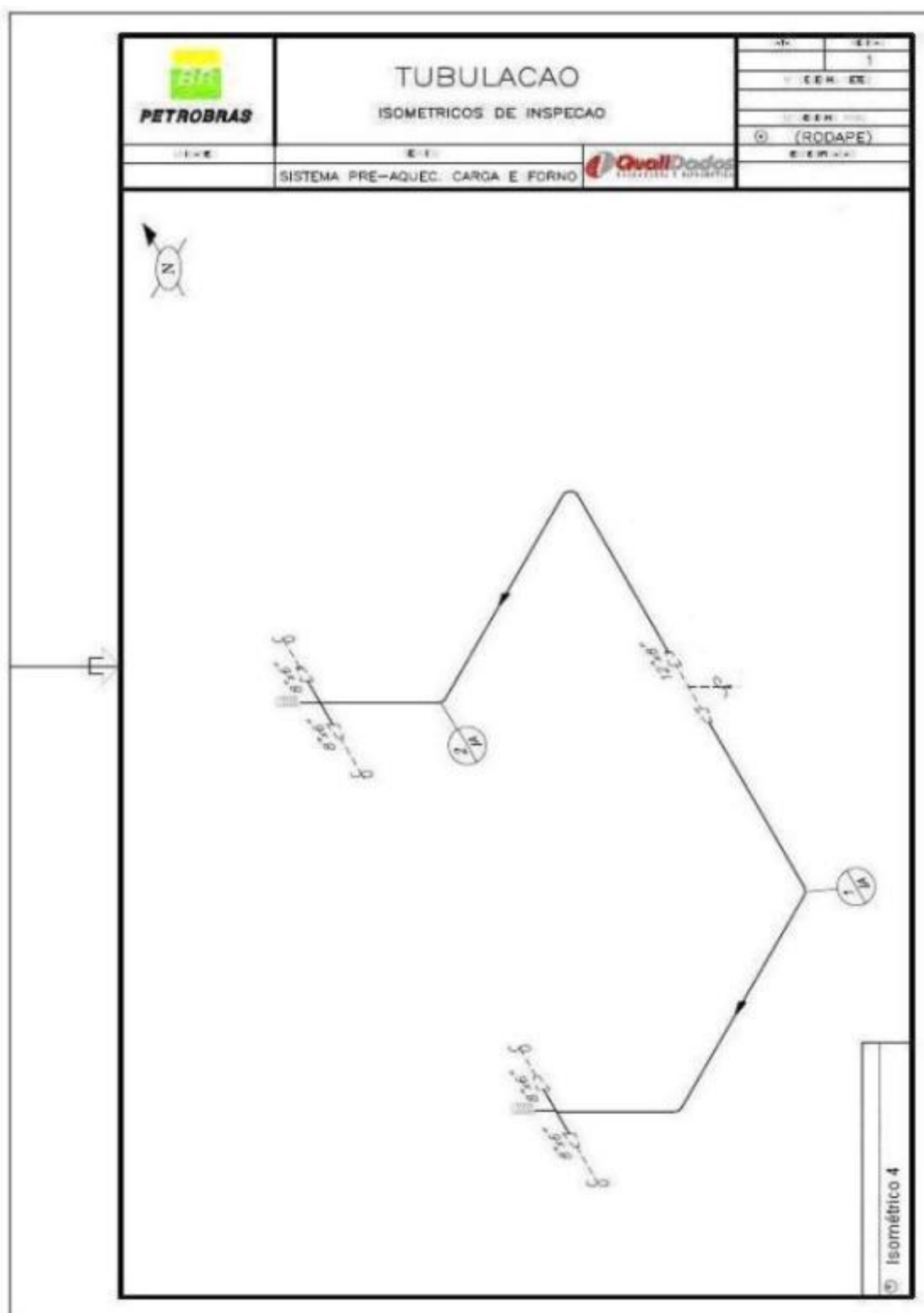
ANEXO F – ISOMÉTRICO 2



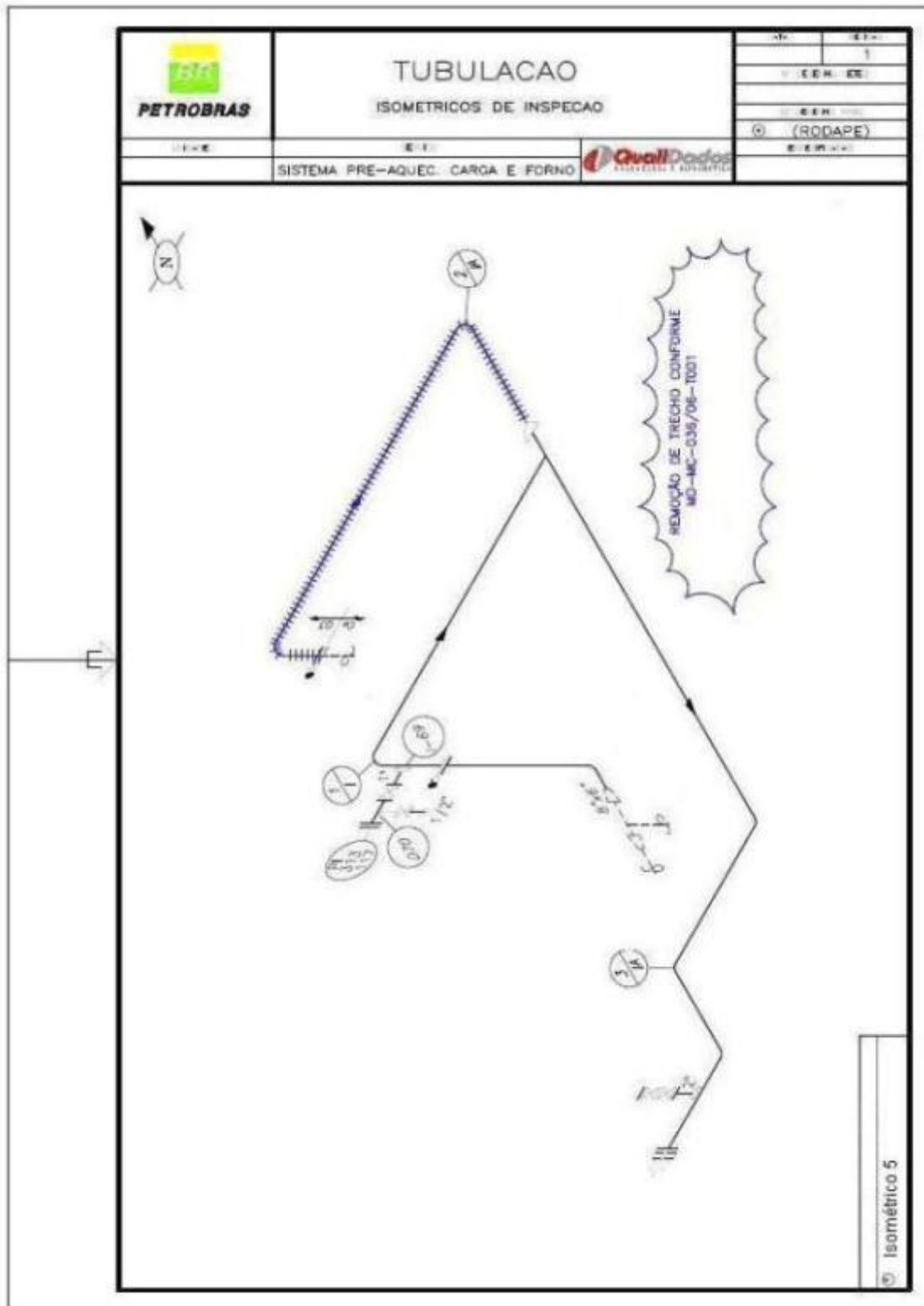
ANEXO G – ISOMÉTRICO 3



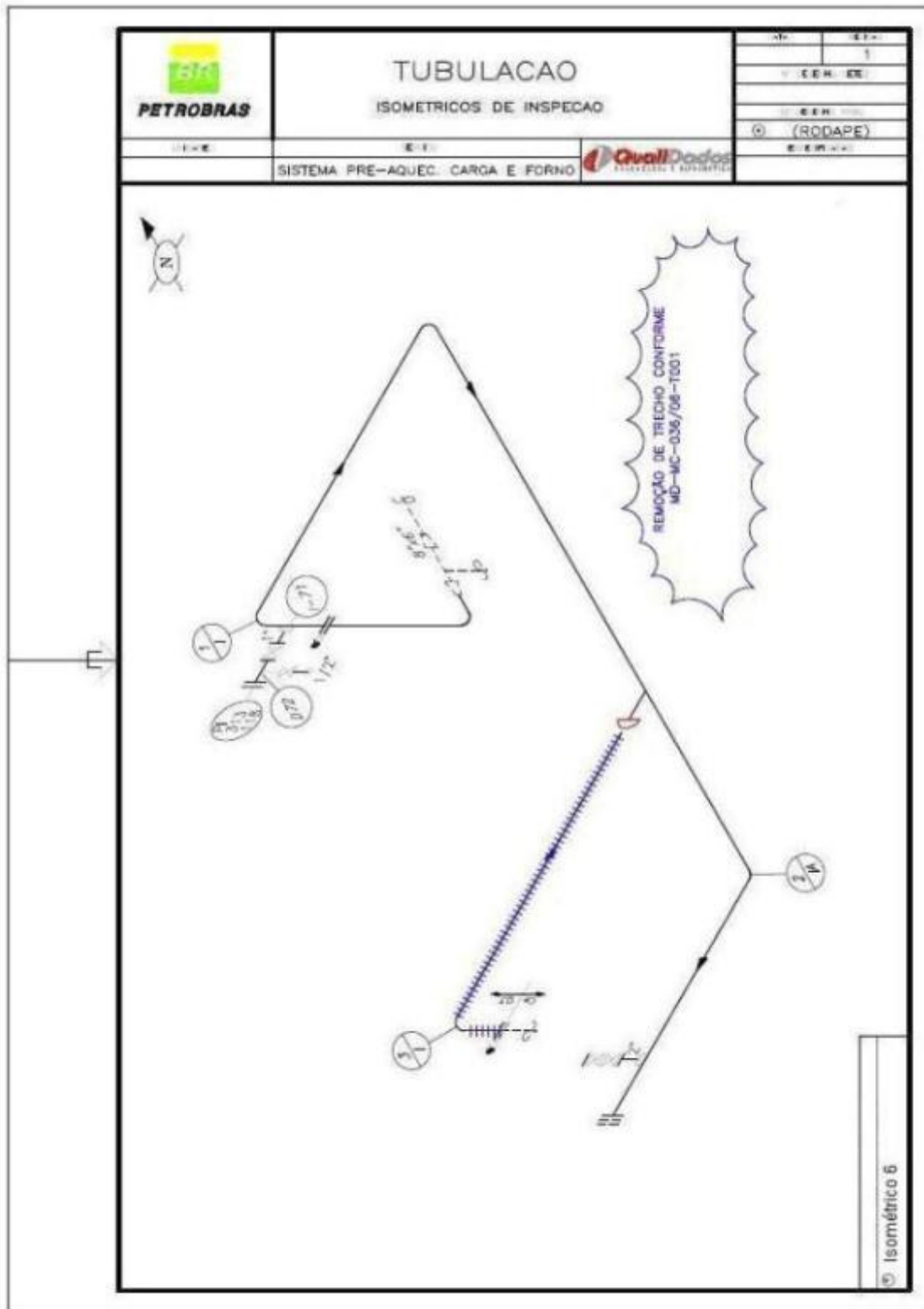
ANEXO H – ISOMÉTRICO 4



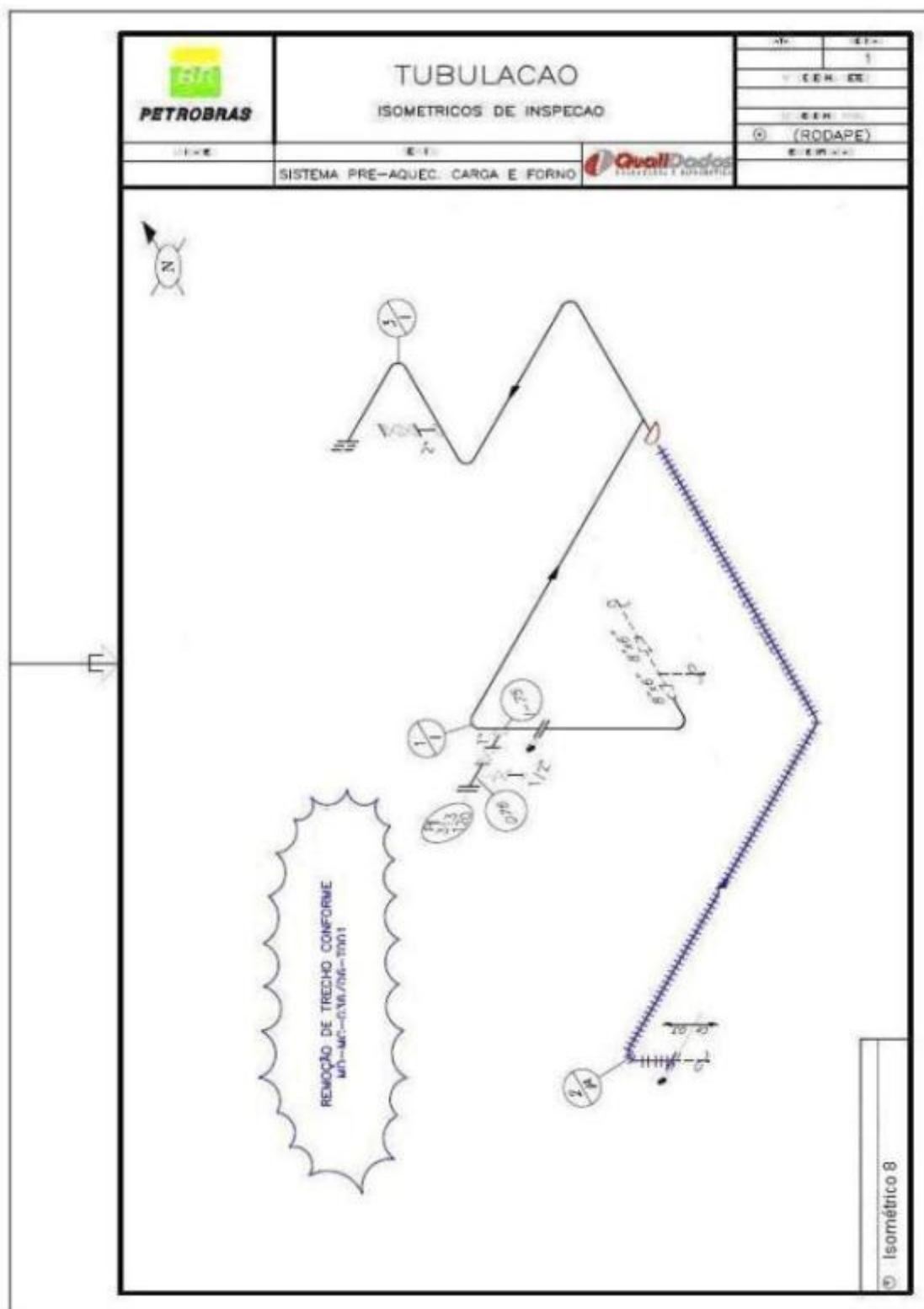
ANEXO I – ISOMÉTRICO 5



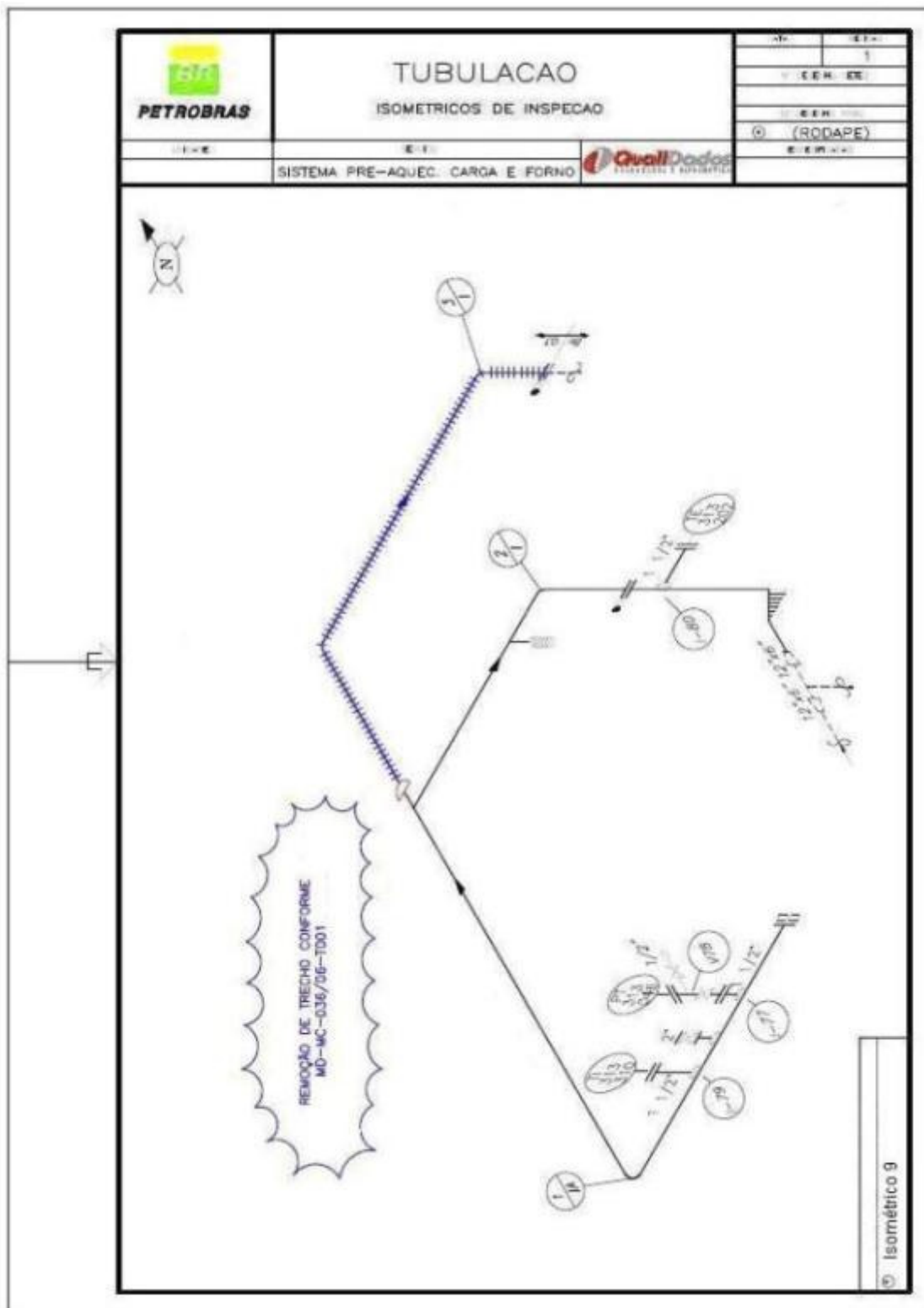
ANEXO J – ISOMÉTRICO 6



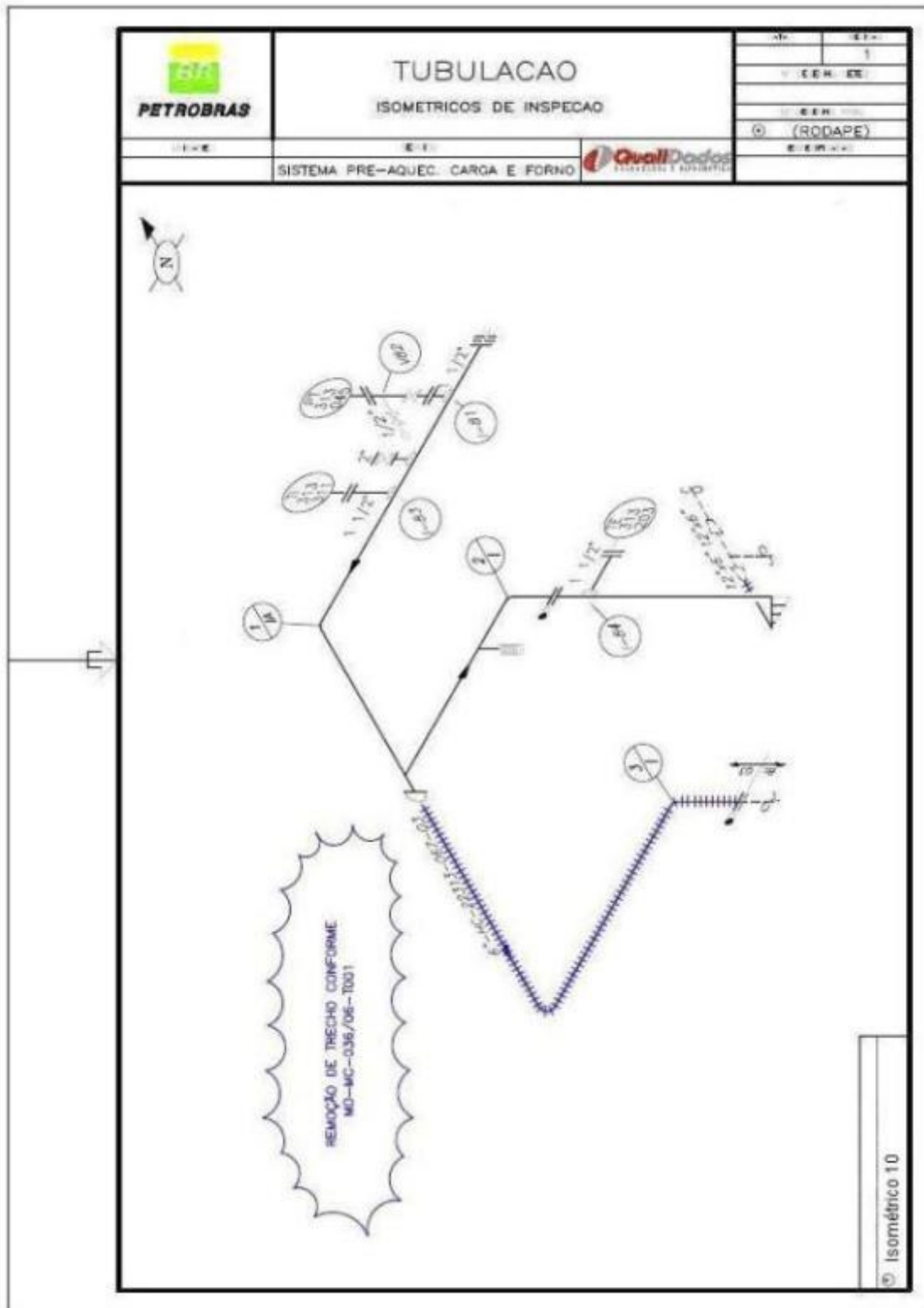
ANEXO L – ISOMÉTRICO 8



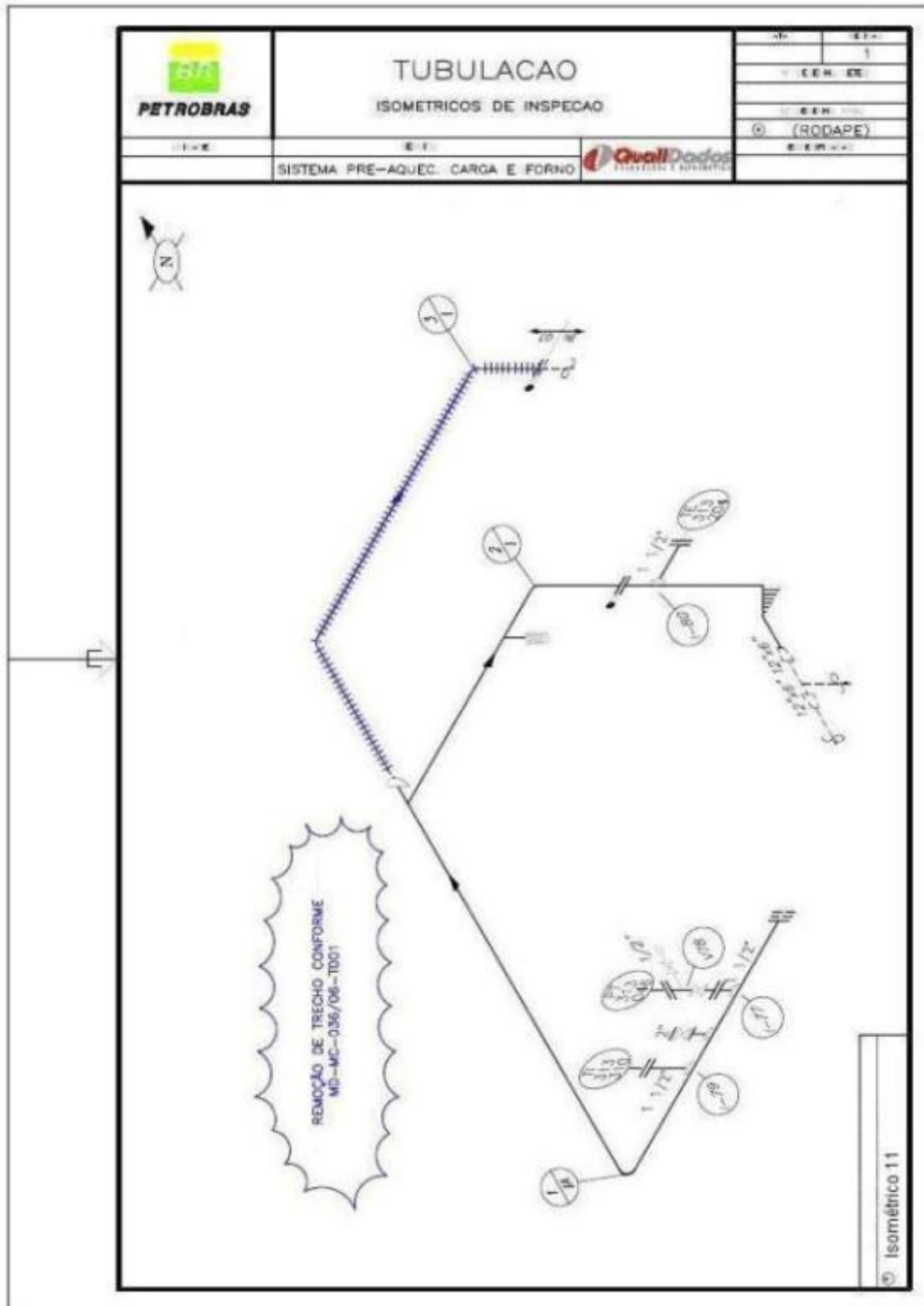
ANEXO M – ISOMÉTRICO 9



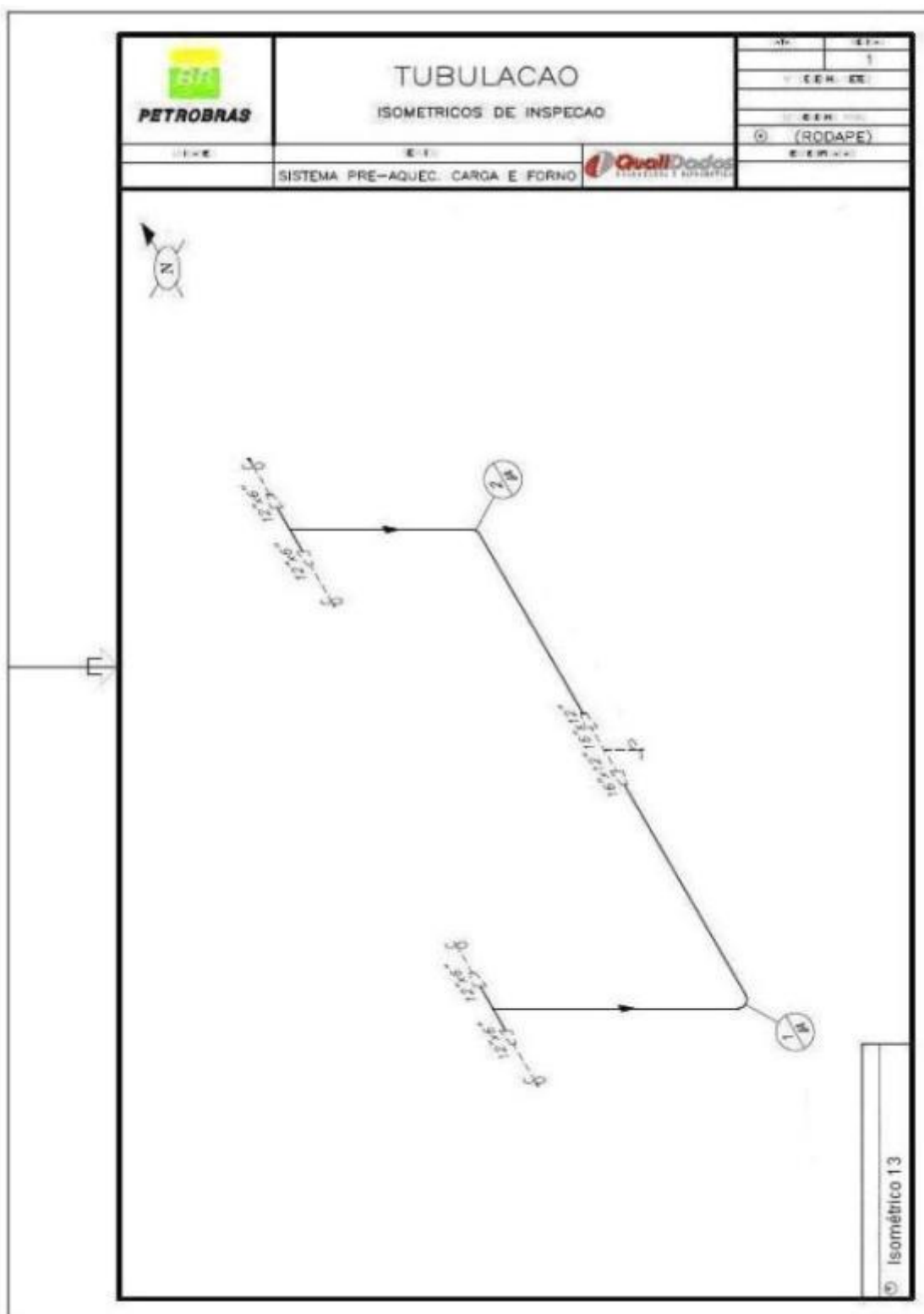
ANEXO N – ISOMÉTRICO 10



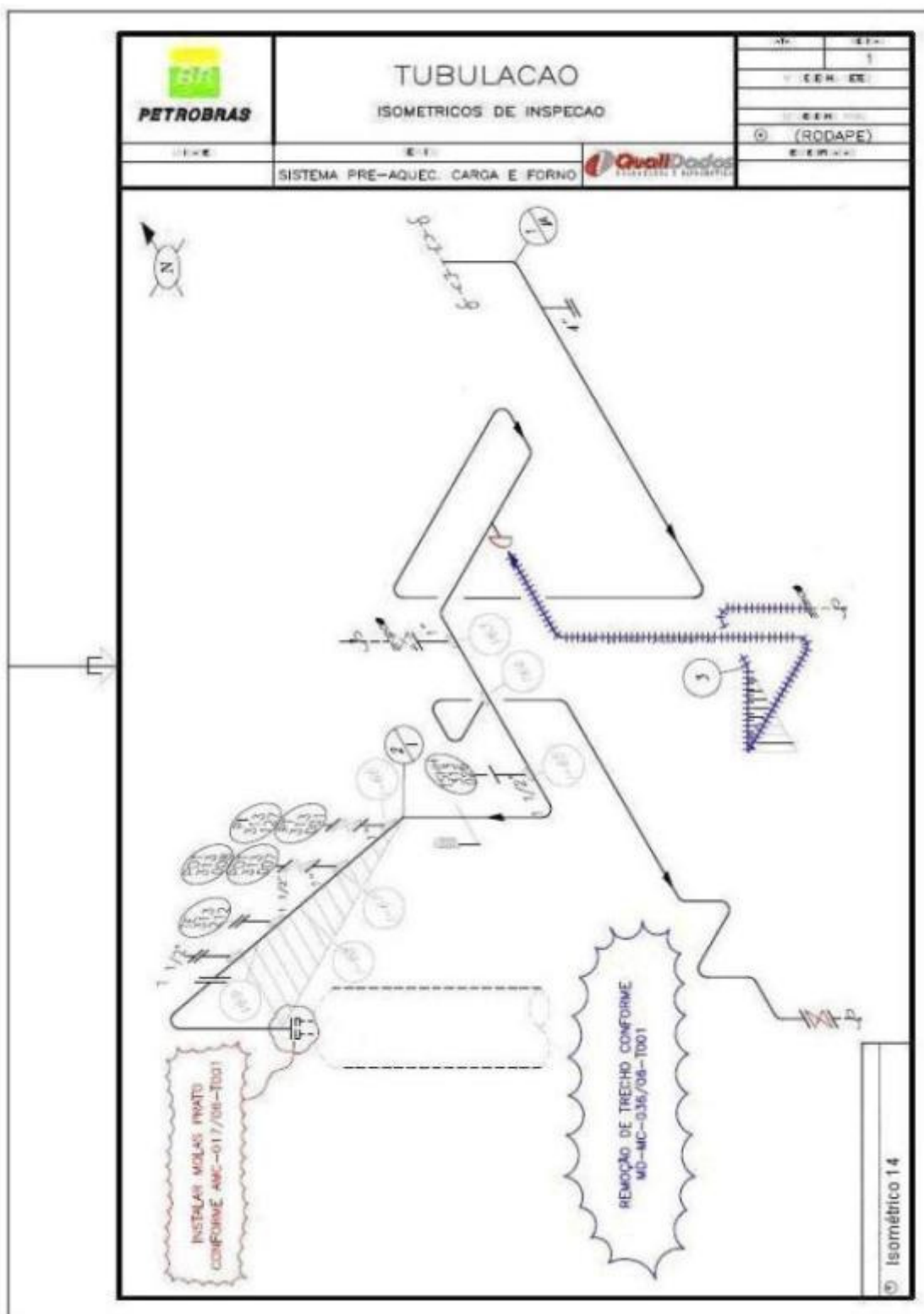
ANEXO O – ISOMÉTRICO 11



ANEXO Q – ISOMÉTRICO 13



ANEXO R – ISOMÉTRICO 14



ANEXO S – PROCEDIMENTO PARA MEDIÇÃO DE ESPESSURA POR ULTRA-SOM

| | | |
|---|---|------|
|  | | RPBC |
| Código: PE-4AB-00070-F | | |
| PROCEDIMENTO PARA MEDIÇÃO DE ESPESSURA POR ULTRA SOM | | |
| Órgão aprovador: RPBC/IE | Data de implantação: 08/03/2006 | |
| Órgão gestor: RPBC/IE | Assinatura: Nestor Ferreira de Carvalho | |
| Tipo de Cópia Impressa: Não Controlada | | |

1. OBJETIVO

Este padrão descreve os requisitos mínimos para a execução de medição de espessura através de ultra-som, a frio e a quente, em tubulações, chapas e carcaças de bombas.

2. ABRANGÊNCIA E DISSEMINAÇÃO

Gerência de Inspeção de Equipamentos.

3. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA


ASME BPVC SEC V - ADDENDA 2003 - ADDENDA 2002 - ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE AN INTERNATIONAL CODE - NONDESTRUCTIVE EXAMINATION;


NORMAS PETROBRAS:


N-1590 - ENSAIO NÃO-DESTRUTIVO - QUALIFICAÇÃO DE PESSOAL;

N-1594 - ENSAIO NÃO-DESTRUTIVO - ULTRA-SOM;

N-2371 - INSPEÇÃO EM SERVIÇO - MEDIÇÃO DE ESPESSURA A QUENTE.

 PE-4AB-00316 - Inspeção visual

 PE-4AB-00118 - Padrão para registro da inspeção de equipamentos

 PE-4AB-00389 - Avaliação da vida residual dos equipamentos estáticos da RPBC

4. DEFINIÇÕES

Não se aplica.

5. DESCRIÇÃO

5.1 Aplicação

a) Tubos de aço carbono, baixa liga, com diâmetro maior que 1 1/2", com espessura de 2 a 100 mm;

b) Tubos aços inoxidáveis austeníticos, com diâmetro maior que 1 1/2", com espessura de 2 a 40 mm ;

c) Chapas de aço carbono, baixa liga, com espessura de 2 a 100 mm;

d) Tubos de aço liga ASTM A 335 Gr P9 com diâmetro maior que 2", com espessura de 2 a 20 mm;

e) Chapa de aço carbono com espessura de 2 a 200 mm;

f) Carcaças de bombas de aço carbono e baixa liga com espessura de 2 a 100 mm.

g) Tubos de monel, com diâmetro maior que 1 1/2", com espessura de 2 a 40

mm ;

h) Chapas de monel com espessura de 2 a 51 mm;

5.2 Qualificação do inspetor

A medição de espessura, por ultra-som, deverá ser executada por inspetor qualificado pelo Sistema Nacional de Qualificação e Certificação de Pessoal em Ensaio Não Destrutivo (ABENDE).

5.4 Preparação da superfície

5.4.1 As superfícies devem ser uniformes, livres de carepas, óxidos, respingos e qualquer material que possa afetar o resultado do ensaio;

5.4.2 Para a preparação da superfície deverá ser utilizado escova de aço manual ou rotativa, lixamento ou esmerilhamento;

5.4.3 Quando a área para medição possuir camada(s) de tinta(s), a superfície da tinta deverá ficar uniforme para permitir um perfeito acoplamento do cabeçote, sem necessidade de removê-la, e a medição deverá ser realizada somente com o aparelho Krautkrämer modelo DM4DL;

5.4.4 Para aços inoxidáveis austeníticos, as ferramentas de preparação da superfície devem ser utilizadas apenas para estes materiais e atender aos seguintes requisitos:

a) Ser de aço inoxidável ou revestido com este material;

b) Os discos de corte ou esmerilhamento devem ter alma de nylon ou similar.

Obs.: No esmerilhamento da área a ser medida deverá ser tomado cuidado para não comprometer a espessura.

5.5 Aparelhos

a) KRAUTKRÄMER - modelo DM-1;

b) KRAUTKRÄMER - modelo DM-2 B;

c) KRAUTKRÄMER - modelo DME DL;

d) KORCO - modelo UK-200;

e) KRAUTKRÄMER - modelo DM4 DL;

f) KRAUTKRÄMER - modelo DM4 ;

g) Panametrics - modelo 28 DL PLUS;

h) Eddytronic - modelo USE 100.

5.6. Cabeçotes

| Cabeçote | Frequência [mhz] | Aparelho | Tipo | Diâmetro [mm] | Fabricante | Material | Faixa de Espessura [mm] | Faixa de Temperatura [°C] |
|----------|------------------|----------|------|---------------|-------------|-----------------|-------------------------|---------------------------|
| DA-201 | 5 | b | SE | 12,5 | Krautkrämer | Aço Carbono | 1,5 a 100 | 0 a 60 |
| DA-201 | 5 | b | SE | 12,5 | Krautkrämer | Aço A335-P7 e 9 | 1,5 a 20 | 0 a 60 |
| DA-201 | 5 | b | SE | 12,5 | Krautkrämer | Aço Inox | 1,5 a 40 | 0 a 60 |
| DA-201 | 5 | b | SE | 12,5 | Krautkrämer | Monel | 1,5 a 51 | 0 a 60 |
| DA-312 | 10 | b | SE | 7,5 | Krautkrämer | Aço Carbono | 1,5 a 25 | 0 a 60 |
| DA-312 | 10 | b | SE | 7,5 | Krautkrämer | Aço A335-P9 | 1,5 a 20,0 | 0 a 60 |
| DA-312 | 10 | b | SE | 7,5 | Krautkrämer | Aço Inox | 2,0 a 15,0 | 0 a 60 |
| DA-312 | 10 | c,e | SE | 7,5 | Krautkrämer | Aço Carbono | 2,0 a 50,0 | 0 a 60 |

| | | | | | | | | |
|--------|----|-------|----|------|-------------|-------------|-------------|---------|
| DA-312 | 10 | c,e | SE | 7,5 | Krautkrämer | Aço A335-P9 | 2,0 a 20,0 | 0 a 60 |
| DA-312 | 10 | c | SE | 7,5 | Krautkrämer | Aço Inox | 2,0 a 40,0 | 0 a 60 |
| DA-312 | 10 | e | SE | 7,5 | Krautkrämer | Aço Inox | 2,0 a 32,0 | 0 a 60 |
| DA-312 | 10 | c,e | SE | 7,5 | Krautkrämer | Monel | 1,5 a 51 | 0 a 60 |
| DA-301 | 5 | b;c,e | SE | 12 | Krautkrämer | Aço Carbono | 1,2 a 260,0 | 0 a 60 |
| DA-301 | 5 | b;c | SE | 12 | Krautkrämer | Aço Liga | 1,2 a 20,0 | 0 a 60 |
| DA-301 | 5 | b;c,e | SE | 12 | Krautkrämer | Aço Inox | 2,0 a 50,0 | 0 a 60 |
| DA-301 | 5 | c,e | SE | 12,5 | Krautkrämer | Monel | 1,5 a 51 | 0 a 60 |
| KMR4 | 4 | a | SE | 12 | Krautkrämer | Aço Carbono | 1,5 a 100,0 | 0 a 60 |
| KMR4 | 4 | a | SE | 12 | Krautkrämer | Aço A335-P9 | 1,5 a 20,0 | 0 a 60 |
| KMR4 | 4 | a | SE | 12 | Krautkrämer | Aço Inox | 4,0 a 35,0 | 0 a 60 |
| KMS4 | 4 | a | SE | 12 | Krautkrämer | Aço Carbono | 3,1 a 120,0 | 0 a 60 |
| KMS4 | 4 | a | SE | 12 | Krautkrämer | Aço A335-P9 | 3,1 a 20,0 | 0 a 60 |
| KMS4 | 4 | a | SE | 12 | Krautkrämer | Aço Inox | 4,0 a 35,0 | 0 a 60 |
| HT-400 | 5 | c | SE | 8 | Krautkrämer | Aço Carbono | 10,0 a 40,0 | 0 a 450 |
| HT-400 | 5 | c | SE | 8 | Krautkrämer | Aço A335-P9 | 10,0 a 20,0 | 0 a 450 |
| HT-400 | 5 | c | SE | 8 | Krautkrämer | Aço Carbono | 2,0 a 40,0 | 0 a 350 |
| HT-400 | 5 | c | SE | 8 | Krautkrämer | Aço A335-P9 | 2,0 a 20,0 | 0 a 350 |
| HT-400 | 5 | c | SE | 8 | Krautkrämer | Aço Inox | 6,0 a 20,0 | 0 a 400 |
| HT-400 | 5 | c | SE | 8 | Krautkrämer | Aço Inox | 2,0 a 20,0 | 0 a 350 |
| D-769 | 5 | d | SE | 10 | Korco | Aço Carbono | 1,5 a 75,0 | 0 a 60 |
| D-769 | 5 | d | SE | 10 | Korco | Aço A335-P9 | 1,5 a 20,0 | 0 a 60 |
| D-769 | 5 | d | SE | 10 | Korco | Aço Inox | 2,0 a 80,0 | 0 a 60 |
| D-765 | 5 | d | SE | 10 | Korco | Aço Carbono | 1,0 a 125,0 | 0 a 60 |
| D-765 | 5 | d | SE | 10 | Korco | Aço A335-P9 | 1,0 a 20,0 | 0 a 60 |
| D-765 | 5 | d | SE | 10 | Korco | Aço Inox | 2,0 a 80,0 | 0 a 60 |
| D 794 | 5 | g | SE | 7,2 | Panametrics | AC | 2,0 a 50,0 | 0 a 60 |
| D 794 | 5 | g | SE | 7,2 | Panametrics | AL | 2,0 a 20,0 | 0 a 60 |
| D 794 | 5 | g | SE | 7,2 | Panametrics | Al | 2,0 a 20,0 | 0 a 60 |
| D 794 | 5 | g | SE | 7,2 | Panametrics | Monel | 1,5 a 51,0 | 0 a 60 |
| D 795 | 5 | g | SE | 7,2 | Panametrics | AC | 2,0 a 50,0 | 0 a 60 |
| D 795 | 5 | g | SE | 7,2 | Panametrics | AL | 2,0 a 20,0 | 0 a 60 |
| D 795 | 5 | g | SE | 7,2 | Panametrics | Al | 2,0 a 40,0 | 0 a 60 |
| D 795 | 5 | g | SE | 7,2 | Panametrics | Monel | 1,5 a 51,0 | 0 a 60 |

| | | | | | | | | |
|--------|---|-----|----|------|-------------|-------------|-------------|--------|
| D 790 | 5 | g | SE | 11 | Panametrics | AC | 2,0 a 100,0 | 0 a 60 |
| D 790 | 5 | g | SE | 11 | Panametrics | AL | 2,0 a 20,0 | 0 a 60 |
| D 790 | 5 | g | SE | 11 | Panametrics | Al | 2,0 a 40,0 | 0 a 60 |
| D 790 | 5 | g | SE | 11 | Panametrics | Monel | 1,5 a 51,0 | 0 a 60 |
| D 765 | 5 | g | SE | 12,7 | Panametrics | AC | 2,0 a 100,0 | 0 a 60 |
| D 765 | 5 | g | SE | 12,7 | Panametrics | AL | 2,0 a 20,0 | 0 a 60 |
| D 765 | 5 | g | SE | 12,7 | Panametrics | Al | 2,0 a 40,0 | 0 a 60 |
| D 765 | 5 | b,g | SE | 12,7 | Panametrics | Monel | 1,5 a 51,0 | 0 a 60 |
| DA-401 | 5 | e,f | SE | 12,5 | Krautkrämer | Aço Carbono | 2 a 100,0 | 0 a 60 |
| DA-401 | 5 | e,f | SE | 12,5 | Krautkrämer | Aço Liga | 1,2 a 20,0 | 0 a 60 |
| DA-401 | 5 | e,f | SE | 12,5 | Krautkrämer | Aço Inox | 2,0 a 32,0 | 0 a 60 |
| DA-401 | 5 | e,f | SE | 12,5 | Krautkrämer | Monel | 1,5 a 51 | 0 a 60 |

Tabela 1 - Cabeçotes

5.7 Acoplantes

Quando as medições forem feitas em temperatura ambiente, até o máximo de 60 °C, como acoplamento deverá ser usado metil-celulose, glicerina, glicerina diluída em água, vaselina ou graxa lubrificante. Para temperaturas acima desta faixa a tabela abaixo deverá ser seguida.

| FAIXA DE TEMPERATURA | CABEÇOTE | APARELHO | ACOPLANTE |
|----------------------|----------|----------|---|
| 50 a 200 °C | HT-400 | DME DL | Graxa Lubrax Gat 2; Pasta ZGT ou ZGM da KRAUTKRÄMER |
| 200 a 450 °C | HT-400 | DME DL | ZGM da KRAUTKRÄMER |

Tabela 2 - Acoplantes para alta

temperatura

Notas:

1 - Para as medições em altas temperaturas o acoplante deverá ser aplicado no cabeçote.

2 - Analisar o teor de cloro e flúor (para medição de aços inoxidáveis austeníticos ou titânio) pela evaporação de 50 g do produto, com exceção do solvente e removedor, colocando-o numa placa de Petri descoberta de 150 mm de diâmetro e aquecendo-o à temperatura de 90 a 100 °C por 60 minutos. O resíduo não deve exceder a 0,0025 g. Caso o resíduo exceda a 0,0025 g, ele deve ser analisado conforme a ASTM D 808 ou SE-165. O teor de cloro somado ao de flúor não deve exceder a 1% do resíduo em peso.

5.8 Método de calibração

a) A calibração do aparelho deverá ser feita em um bloco padrão do mesmo material a ser examinado ou do mesmo Grupo, com dimensões conforme Modelos 1; 2, 3, 4 e 5 podendo os degraus serem separados;

b) O aparelho será considerado calibrado para medir numa faixa de espessura equivalente a espessura do Bloco mais ou menos 25%;

c) Os aparelhos DME DL e DM4 DL serão considerados calibrados para espessuras menores ou iguais à espessura utilizada para calibração;

d) O aparelho DM4 DL poderá ser utilizado para medição de espessura sobre

camada(s) de tinta(s). Entretanto, após a calibração convencional, a tecla DUAL MULTI terá de ser pressionada e a medida exibida na tela do aparelho é a espessura de parede medida.

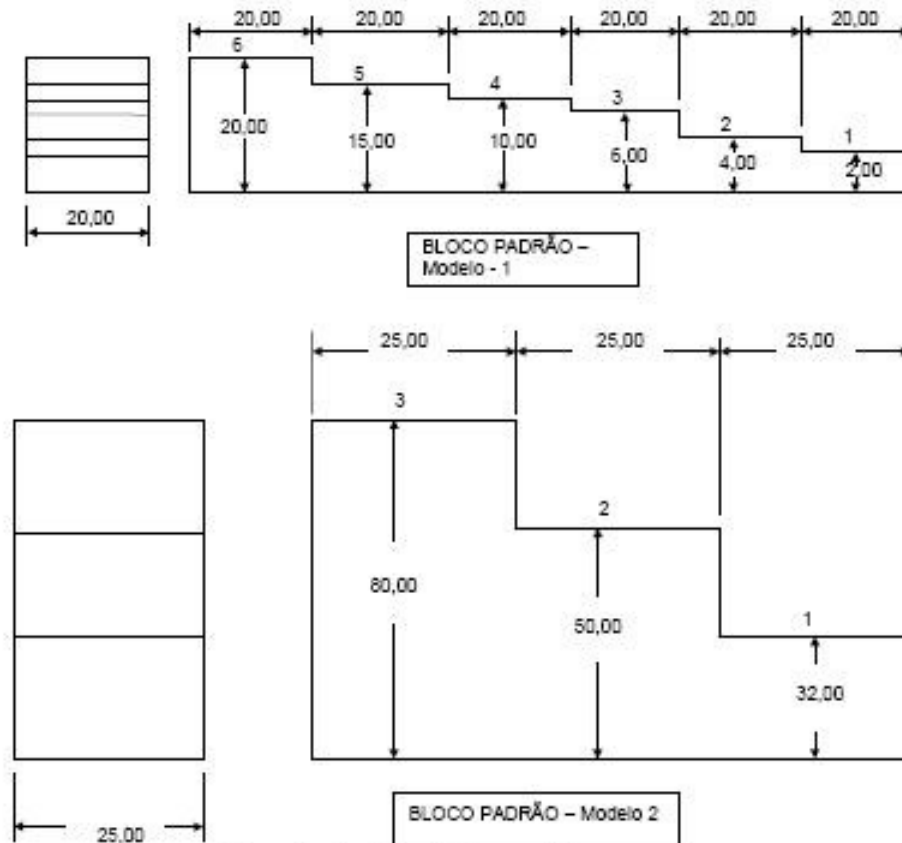


Figura 1 - Modelos de bloco padrão

| BLOCO PADRÃO MODELO | NUMERO DO DEGRAU | ESPESSURA DO DEGRAU [mm] | FAIXA DE ESPESSURA CALIBRADA [mm] |
|---------------------|------------------|--------------------------|-----------------------------------|
| 1 | 1 | 2,0 | 1,5 a 2,5 |
| 1 | 2 | 4,0 | 3,0 a 5,0 |
| 1 | 3 | 6,0 | 4,5 a 7,5 |
| 1 | 4 | 10,0 | 7,5 a 12,5 |
| 1 | 5 | 15,0 | 11,25 a 18,75 |
| 1 | 6 | 20,0 | 15,0 a 25,0 |
| 2 | 1 | 32,0 | 24,0 a 40,0 |

| | | | |
|---|---|-------|---------------|
| 2 | 2 | 50,0 | 37,5 a 62,5 |
| 2 | 3 | 60,0 | 60,0 a 100,0 |
| 3 | 1 | 60,0 | 45,0 a 75,0 |
| 4 | 1 | 100,0 | 75,0 a 125,0 |
| 5 | 1 | 165,0 | 123,7 a 206,2 |

Tabela 3 - Referências para bloco padrão

e) A calibração deverá ser feita:

- a cada início e término do trabalho;
- a cada hora de uso ou após 50 medições, o que for menor;
- reinício do serviço após cada interrupção;
- mudança da faixa de espessura calibrada;
- a cada 10 medições de espessura a quente;

f) Os blocos Padrão devem estar com sua espessura numa tolerância de mais ou menos 0,05mm da espessura nominal;

g) Os blocos Padrão devem ter certificado de calibração rastreável pela REDE BRASILEIRA DE CALIBRAÇÃO;

h) Os blocos Padrão devem ser calibrados a cada 2 (dois) anos;

NOTA: Para calibração dos aparelhos DM1; DM2B e KORCO deverão ser ajustados conforme tabela abaixo:

| APARELHO | ESPESSURA A SER MEDIDA | AJUSTE DO COMUTADOR |
|----------|---------------------------------|----------------------------------|
| DM1 | Maior que 8mm Menor que 8mm | Posição - 2 Posição - 4 |
| DM2 B | Maior que 8mm Menor que 10mm | Posição - 592 Posição - 612 |
| KORCO | Maior que 8mm Menor que 8mm | Posição - 5920 Posição - 6120 |

Tabela 4 - Calibração de aparelhos

5.9. Requisitos adicionais

a) Quando da medição em superfícies curvas a linha divisória do cabeçote tipo SE deverá ser posicionada transversalmente ao eixo longitudinal do tubo;

b) Deve ser evitado o movimento de rotação com o cabeçote acoplado, o que diminui consideravelmente a vida útil do transdutor;

c) Quando se efetuar medição a quente, o tempo de acoplamento não poderá ultrapassar a 4 segundos, devendo o cabeçote ser imediatamente resfriado ao ar para se evitar danos ao mesmo. Caso não se obtenha leitura na primeira tentativa, limpar os resíduos de acoplante e repetir a operação.

Obs.: Tabela para resfriamento dos cabeçotes para medição a alta temperatura:

| Faixa de Temperatura [°C] | 200 a 260 | 267 a 371 | 371 a 426 | 426 a 482 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Tempo de Resfriamento ao Ar [segundos] | 15 | 30 | 60 | 90 |

Tabela 5 - Resfriamento de cabeçotes

d) Nas medidas a quente é necessária a correção das medidas, tendo em vista que a velocidade do som diminui aproximadamente 1 m/s/°C, com o aumento da temperatura. Assim sendo se faz necessário a correção da espessura utilizando-se um dos seguintes métodos:

Método A:

Aplica-se a seguinte fórmula:

$$E_a = E_{mq} \times \frac{(V_{sa} - K\Delta T)}{V_{sa}}$$

Onde:

E_a = espessura aproximada.

E_{mq} = espessura medida a quente.

V_{sa} = velocidade do som no material na temperatura ambiente (m/s).

ΔT = diferença de temperatura da superfície do bloco e a do material medido em °C.

K = constante de redução da velocidade em função do aumento da temperatura igual a 1 m/seg/°C

Método B:

A correção pode também ser feita calibrando-se o aparelho num padrão de material similar ao que se quer medir. Em seguida, aquece-se o padrão na temperatura do equipamento a medir, obtendo-se a diferença entre as medidas. Para calcular o fator de correção, dividir o valor da espessura a frio pelo valor da espessura a quente. Para calcular o valor da espessura real, deve-se multiplicar o valor da espessura medida a quente pelo fator de correção.

5.10 Sistema de identificação e rastreabilidade

5.10.1 Tubulações

Os locais de medições serão indicados nos isométricos da tubulação e serão registrados no Relatório de Medição de Espessura o qual conterá uma numeração correlacionando os pontos medidos no isométrico com o formulário e vice-versa, além da data, identificação e aprovação do inspetor de medição de espessuras deverá ter a aprovação do inspetor de equipamentos que acompanhou os serviços.

5.10.2 Equipamentos

Os locais medidos deverão ser registrados no Relatório de Medição de Espessura, que contenha um croquis do equipamento, indicando os locais medidos.

5.11 Registro da medição

a) O Técnico de Inspeção responsável pelo equipamento deverá numerar no campo "Número do Relatório de Inspeção:" o mesmo número do Relatório de Inspeção referente ao equipamento medido e providenciar o registro dos resultados no Relatório de Inspeção.

b) O Relatório de Ultra-Som Medição de Espessura e seus anexos deverão ser arquivados na pasta do equipamento.

5.12 Resultados das medições

Os resultados das medições devem ser registrados de forma precisa, no Relatório de Inspeção.

6. CICLO DE CONTROLE

6.1 Indicadores

Não se aplica.

6.2 Tratamento de anomalias

Todas as anomalias devem ser tratadas conforme PG-1AT-0006 - Tratamento de anomalias.

O não atendimento ao padrão é considerado uma anomalia.

7. REQUISITOS DE SEGURANÇA, MEIO AMBIENTE, SAÚDE E RESPONSABILIDADE SOCIAL

- Gestão de SMS - Diretriz 5 - Operação e manutenção

Os requisitos de SMS e de Responsabilidade Social associados às atividades, produtos e serviços citados neste Procedimento encontram-se disponíveis no Sistema SMSNet. O acesso a estes requisitos é permitido através do link abaixo.

<http://smsnet.sp.petrobras.biz>

8. REGISTRO

Os registros das medições de espessura serão conforme itens 5.11 e 5.12 de modo que haja rastreabilidade dos registros.

Os relatórios serão feitos no programa gerenciador da inspeção de equipamentos.

Os registros acima citados encontram-se na Tabela de Temporalidade de Documentos e Registros. <http://apl.dirinf-sp.petrobras.com.br/tempdoc/default.asp>

9. ANEXOS

9.1 Modelo de formulário para medição de espessura



Anexo I - Modelo de formulário de RELATORIO DE ULTRA-SOM - MEDIÇÃO DE ESPESSURA

9.2 Modelo do anexo para o formulário para medição de espessura



Anexo II - Anexo Relatório de ME.d

Clique aqui para acessar ou fechar o Sumário de Revisões

| SUMÁRIO DE REVISÕES | | |
|---------------------|------------|--|
| REV. | Data | DESCRIÇÃO E/OU ITENS ATINGIDOS |
| 0 | | Emissão Original |
| A | | |
| B | | |
| C | | |
| D | | |
| E | 20/06/2002 | Migração para o SINPEP: Código do documento no SPD: PD-3-04-00002-0040 Revisão no SPD: E Descrição da Revisão no SPD: Alterado siglas e item 6, sendo acrescentado calibração ao término do serviço |
| F | 08/03/2006 | Adequação do padrão ao SINPEP |

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES ADICIONAIS:

LISTA DE DISTRIBUIÇÃO

ELETRÔNICA

RPBC/IE

Deve-se dar prioridade à consulta a padrões através do SINPEP, evitando a sua impressão

IMPRESSA

DESTINATÁRIOS

01 - IE - EXPEDIENTE

*** ÚLTIMA FOLHA DO PADRÃO ***