



GUIA DE INSPEÇÃO

MECANISMOS DE DANOS

Copyright © 2021 Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP)

Todos os direitos reservados ao Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP).

A reprodução não autorizada desta publicação, por qualquer meio, seja total ou parcial, constitui violação da Lei nº 9610/98 (Lei de Direitos Autorais).

Dados internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Elaborada pela biblioteca do Centro de Informação e Documentação

Hélio Beltrão – IBP

I59 Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
Inspeção de mecanismos de danos [recurso eletrônico] / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás; organizado e revisado por Ricardo de Oliveira Carneval. – Rio de Janeiro: IBP, 2021.
173 p. : il. color. – (Guias de inspeção, 2)
Formato: e-book em PDF.
Modo de acesso: www.ibp.org.br/biblioteca
ISBN 978-65-88039-04-5
1. Equipamentos Industriais – Inspeção. 2. Indústria Petrolífera.
3. Gás – Indústria. I. Carneval, Ricardo de Oliveira. III. Título

CDD 658.568

www.ibp.org.br



IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
Avenida Almirante Barroso, 52 - 21º e 26 andares
Centro, Rio de Janeiro-RJ – CEP: 20031-918
Tel.: (+55 21) 2112-9000

APRESENTAÇÃO

Este Guia foi produzido pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) com o objetivo de apresentar subsídios básicos para a implementação de **planos de inspeção em equipamentos industriais**.

Buscou-se incluir a experiência e as melhores práticas trazidas por renomados profissionais que atuam nessa área de conhecimento que foram organizadas, analisadas e formatadas para apresentação pelo engenheiro Ricardo de Oliveira Carneval.

Este Guia se aplica a praticamente todos os equipamentos estáticos, instalados em refinarias, petroquímicas, terminais para distribuição, plantas de processamento de gás e correlatas incluindo aquelas sob o escopo da norma regulamentadora (NR 13) do Ministério do Trabalho.

O público-alvo deste Guia são estudantes de graduação, pós-graduação, técnicos, engenheiros e pesquisadores que atuam ou pretendem atuar com inspeção de equipamentos.

Lisandro Gaertner

Gerente de Comissões e Gestão do Conhecimento – IBP

AGRADECIMENTOS

O IBP agradece às pessoas que contribuíram para a elaboração deste Guia, assim como às empresas que permitiram que suas melhores práticas fossem condensadas e apresentadas nesta obra.

Não podemos deixar de destacar o empenho e a dedicação dos profissionais a seguir, pertencentes ao **Grupo Regional de Inspeção do Rio de Janeiro** e à **Comissão de Inspeção de Equipamentos**, que contribuíram para a elaboração deste Guia com textos, experiências e boas práticas.

COMISSÃO DE INSPEÇÃO DE EQUIPAMENTOS (COMINSP)

- Alexandre Gomes
- Alexandre Luis Souza Gioia
- Alexis Fernandes Carvalho
- Anderson Inocêncio
- Andre Ribeiro
- Andre S. Louro
- André da Silva Pelliccione
- Antônio Lameira
- Arnaldo Benthier
- Carlos André Tavares de Moura
- Cleber Almeida Campos
- Deyson Rothen
- Emerson Bastos Albuquerque
- Emerson Nunes Coelho
- Fabiana Dias Fonseca Martins
- Francisco Carlos Rodrigues Marques
- Gabriel Araujo Lessa
- Gabriel Ribeiro Orlandini
- Heleno R. Simões
- Heloisa Furtado
- Henrique dos Reis
- João Marcelo de Castilho
- Joaquim Smiderle Corte
- José Luiz Rezende Galvão
- José Sabioni
- Julio Endress Ramos
- Leonardo França
- Lincoln Silva Gomes
- Luis Carlos Greggianin
- Mariana Burrowes M. Guimarães
- Mariana Galdêncio
- Pablo Uchoa Bartholo
- Pedro Freitas
- Pietro Gomes Machado
- Renata Reis
- Ricardo Barbosa Caldeira
- Ricardo de Oliveira Carneval
- Ricardo Pereira Guimarães

- Rodrigo Andrade Coelho Cardoso
- Rodrigo Pommerehn Vittelo
- Samuel de Castro
- Shynayder Mauricio
- Teofilo Antônio de Souza
- Thabata Maciel
- Thiago Avelar
- Thiago Chaves
- Tito Fernando da Silveira
- Tito Luiz da Silveira
- Vicente Thiago
- Wallace Silva Carmona

Rio de Janeiro, dezembro de 2020

Ricardo de Oliveira Carneval
Organizador

PREFÁCIO

Os Guias de inspeção de equipamentos emitidos pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) têm por objetivo orientar a realização de inspeções em equipamentos da indústria do petróleo, petroquímica e química, podendo ser utilizados por outros tipos de indústrias que possuam equipamentos similares.

Os Guias contêm informações práticas sobre tipos de equipamentos usuais, mecanismos de danos que podem afetá-los, técnicas de inspeção usuais, aspectos de segurança individual do inspetor e aspectos da responsabilidade sobre a inspeção.

Os Guias de inspeção elaborados pelo IBP, sob supervisão e orientação de profissionais especializados, sintetizam as melhores práticas e experiência acumulada por profissionais de notório saber na área de inspeção de equipamentos em operação que compõem a Comissão de Inspeção de Equipamentos e Grupos Regionais de Inspeção de Equipamentos, que, voluntariamente, decidiram colaborar com esta obra. Estas informações podem conter referências a padrões e normas de aplicação internacional, cujas referências, autorias e direitos estão transcritas no capítulo 11.

As informações contidas nos Guias são práticas recomendadas, e não constituem regulamentações, padrões ou códigos mandatários, sendo a aceitação e aplicação de responsabilidade exclusiva dos profissionais envolvidos nas inspeções.

Lisandro Gaertner
Gerente de Comissões e Gestão do Conhecimento – IBP

SUMÁRIO

1	Introdução	25
2	Objetivos e generalidades	26
3	Documentos de referência	28
4	Definições	29
5	Classificação dos mecanismos de danos	35
6	Corrosão	37
	Corrosão atmosférica	38
	Descrição do mecanismo	38
	Ambientes favoráveis	38
	Fatores críticos	38
	Umidade relativa	38
	Substâncias poluentes	39
	Gases	39
	Condições operacionais	39
	Morfologia	40
	Materiais suscetíveis	40
	Equipamentos e sistemas afetados	40
	Medidas preventivas	40
	Inspeção e monitoração	40
	Registro fotográfico	41

Corrosão galvânica	41
Descrição do mecanismo	41
Materiais dissimilares	42
Ambientes favoráveis e ações mitigadoras	42
Inspeção e monitoração	44
Registro fotográfico	44
Célula oclusa/fresta/aeração diferencial	45
Descrição do dano	45
Materiais afetados	46
Fatores críticos	46
Unidades ou equipamentos afetados	48
Aparência ou morfologia do dano	49
Prevenção/mitigação	49
Inspeção e monitoração	49
Mecanismos relacionados	50
Corrosão sob isolamento	50
Descrição do mecanismo	50
Materiais suscetíveis	51
Fatores críticos	52
Unidades ou equipamentos afetados	52
Aparência ou morfologia do dano	54
Prevenção/mitigação	55
Inspeção e monitoração	55
Mecanismos relacionados	57

Corrosão/erosão	60
Descrição do mecanismo	60
Ambientes favoráveis/fatores críticos	60
Morfologia	61
Materiais afetados	61
Equipamentos e sistemas afetados	61
Regiões e acessórios afetados	61
Medidas preventivas	61
Inspeção e monitoração	62
Registro fotográfico	62
Corrosão assistida pelo fluxo (CAF)	63
Descrição do dano	63
Materiais afetados	63
Fatores críticos	63
Unidades e equipamentos normalmente afetados	64
Aparência e morfologia do dano	64
Prevenção/mitigação	65
Inspeção e monitoração	66
Mecanismos relacionados	67
Corrosão/fadiga	69
Descrição do mecanismo	69
Materiais suscetíveis	69
Fatores críticos	69
Unidades ou equipamentos afetados	70

Aparência ou morfologia do dano	70
Prevenção/mitigação	71
Inspeção e monitoração	72
Corrosão sob tensão (por cloretos)	75
Descrição do mecanismo	75
Materiais suscetíveis	75
Fatores críticos	75
Unidades ou equipamentos afetados	76
Aparência e morfologia do dano	76
Prevenção/mitigação	77
Inspeção e monitoração	77
Mecanismos relacionados	78
Corrosão microbiológica	84
Descrição do mecanismo	84
Microrganismos	84
Crescimento do biofilme	84
Ambientes favoráveis	84
Condições operacionais	84
Fatores críticos	85
Morfologia	85
Materiais suscetíveis	85
Equipamentos e sistemas afetados	86
Regiões e acessórios afetados	86

Medidas preventivas	86
Inspeção e monitoração	87
Registro fotográfico	87
Corrosão ácida	91
Descrição do mecanismo	91
Materiais suscetíveis	91
Fatores críticos	92
Prevenção/mitigação	94
Inspeção e monitoração	94
Corrosão em alta temperatura (oxidação)	94
Descrição do mecanismo	94
Materiais suscetíveis	94
Fatores críticos	95
Unidades ou equipamentos afetados	95
Aparência ou morfologia do dano	95
Prevenção/mitigação	95
Inspeção e monitoração	96
Mecanismos relacionados	96
7 Alterações metalúrgicas	99
Esferoidização	100
Descrição do dano	100
Materiais afetados	100
Fatores críticos	100

Equipamentos afetados	100
Morfologia	101
Prevenção	102
Inspeção e monitoração	102
Carbonetação/grafitização	102
Descrição do mecanismo	102
Materiais suscetíveis	102
Fatores críticos	103
Unidades ou equipamentos afetados	104
Aparência ou morfologia do dano	105
Prevenção/mitigação	105
Inspeção e monitoração	105
Mecanismos relacionados	105
Descarbonetação	107
Descrição do dano	107
Materiais afetados	107
Fatores críticos	107
Equipamentos afetados	107
Aparência ou morfologia do dano	107
Prevenção/mitigação	107
Inspeção e monitoração	108
Fragilização ao revenido	108
Descrição do mecanismo	108
Materiais suscetíveis	108

Fatores críticos	108
Unidades ou equipamentos afetados	109
Aparência ou morfologia do dano	109
Prevenção/mitigação	110
Inspeção e monitoração	111
Fragilização a 475°C	113
Descrição do mecanismo	113
Materiais afetados	113
Fatores críticos	113
Equipamentos afetados	113
Aparência ou morfologia do dano	114
Prevenção e mitigação	114
Inspeção e monitoração	114
Fragilização por fase sigma.....	115
Descrição do dano	115
Materiais comumente afetados	115
Fatores críticos	115
Equipamentos afetados	116
Morfologia	116
Prevenção	117
Inspeção e monitoração	117
Sensitização	118
Descrição do mecanismo de dano	118

Materiais suscetíveis	119
Unidades ou equipamentos suscetíveis	120
Prevenção e mitigação	120
8 Falhas mecânicas	120
Fadiga mecânica	121
Descrição do mecanismo	121
Materiais suscetíveis	121
Fatores críticos	121
Unidades ou equipamentos afetados	123
Aparência ou morfologia do dano	124
Prevenção e mitigação	124
Inspeção e monitoração	124
Fadiga térmica	126
Descrição do mecanismo	126
Fratura frágil	128
Histórico	128
Descrição do mecanismo de dano	128
Características da superfície da fratura	129
Ensaio de impacto	130
Materiais suscetíveis à fratura frágil	131
Unidades e equipamentos suscetíveis à fratura frágil	131
Morfologia do dano	131
Prevenção e mitigação	132

Inspeção e monitoração	132
Cavitação	136
Descrição do dano	136
Materiais comumente afetados	136
Fatores críticos	136
Equipamentos afetados	136
Morfologia	136
Prevenção	137
Inspeção e monitoração	137
Fluência	140
9 Falhas causadas por hidrogênio	141
Fragilização por hidrogênio	142
Descrição do mecanismo	142
Materiais suscetíveis	142
Fatores críticos	142
Unidades ou equipamentos afetados	145
Aparência ou morfologia do dano	145
Prevenção e mitigação	146
Inspeção e monitoração	147
Mecanismos relacionados	147
Ataque pelo hidrogênio em alta temperatura	150
Descrição do dano	150
Materiais afetados	150

Fatores críticos	150
Equipamentos afetados	151
Aparência ou morfologia do dano	151
Prevenção e mitigação	151
Inspeção e monitoração	151
10 Outros mecanismos	152
Bolhas de vapor	152
Descrição do mecanismo	152
Materiais suscetíveis	152
Fatores críticos	152
Unidades ou equipamentos afetados	153
Aparência ou morfologia do dano	153
Prevenção e mitigação	154
Inspeção e monitoração	154
Mecanismos relacionados	156
Trincamento em solda dissimilar	159
Soldagem de materiais dissimilares	159
Descrição do mecanismo de dano em aços	160
Fatores críticos em aços	160
Unidades ou equipamentos afetados	161
Aparência ou morfologia do dano	161
Prevenção e mitigação	162
Trincamento por reaquecimento	162
Descrição do mecanismo de dano	162

Fatores críticos	163
Materiais suscetíveis	163
Unidades e equipamentos suscetíveis	163
Morfologia do dano	164
Prevenção e mitigação	164
Choque térmico (termoclase)	164
Descrição dos danos	164
Materiais afetados	165
Fatores críticos	165
Unidades ou equipamentos afetados	165
Aparência ou morfologia do dano	165
Prevenção e mitigação	166
Inspeção e monitoração.....	166
Mecanismo relacionado	166
11 Referências	167

LISTA DE FIGURAS

Figura 6.1	Corrosão atmosférica em uma linha de GLP próxima a uma torre de resfriamento	41
Figura 6.2	Série galvânica (corrosão galvânica)	43
Figura 6.3	Corrosão galvânica preferencial do mais ativo entre dois materiais	44
Figura 6.4	Corrosão galvânica de uma união (<i>nipple</i>) de aço-carbono em um vaso de aço inoxidável para serviço com água quente	45
Figura 6.5	"T" em uma linha de etileno com 1.000 psig de pressão antes da remoção do isolamento térmico	57
Figura 6.6	Vista aproximada do processo de corrosão sob isolamento existente no "T" da figura 6.5 após remoção do isolamento	57
Figura 6.7	Aspecto da corrosão sob isolamento de uma linha de butadieno em aço-carbono apresentando corrosão localizada intensa que somente foi detectada após a remoção do isolamento da linha. Observe o furo existente com 0.25in (6,5mm) de diâmetro	58
Figura 6.8	Corrosão sob isolamento presente em um bocal no tampo inferior	58
Figura 6.9	Corrosão sob isolamento no bocal do tampo superior	59
Figura 6.10	Corrosão sob isolamento no suporte de fixação de tubulação no tampo do vaso	59
Figura 6.11	Corrosão em um limitador de nível em aço-carbono ...	60

Figura 6.12	Corrosão/erosão de um flange em aço 1/4 Cr-½ Mo, 136kgf em uma linha da unidade de craqueamento catalítico fluido	62
Figura 6.13	Corrosão/erosão de um impelidor de bomba de reciclo de água feito em material ASTM A48 Classe 30	63
Figura 6.14	Tubo de interligação do <i>downcorner</i> com o coletor inferior da parede de água de uma caldeira de geração termelétrica: características macroscópicas da CAF: marcas da turbulência do fluido na camada de óxido protetora (magnetita) no tubo de aço-carbono	67
Figura 6.15	Estrutura metalográfica do tubo de interligação do <i>downcorner</i> com o coletor inferior da parede de água de uma caldeira de geração termelétrica: ferrita e perlita esferoidizadas com redução da espessura de camada de óxido. Ataque: nital 1%, aumento: 200x	68
Figura 6.16	Detalhe da superfície externa do tubo de interligação do <i>downcorner</i> com o coletor inferior da parede de água de uma caldeira de geração termelétrica: trinca passante após redução da espessura de parede por CAF	68
Figura 6.17	Detalhe da superfície interna do tubo de interligação do <i>downcorner</i> com o coletor inferior da parede de água de uma caldeira de geração termelétrica: (a) observa-se corrosão superficial generalizada e pites alinhados, onde se iniciaram trincas; (b) trinca passante após redução da espessura de parede por CAF	69
Figura 6.18	Falha por corrosão/fadiga em tubo de caldeira	72
Figura 6.19	Corpo de prova para metalografia de uma amostra retirada de um tubo com falha de uma caldeira	73
Figura 6.20	Aumento da visualização (<i>zoom</i>) da amostra apresentada na figura 6.19	73

Figura 6.21	Foto de um tubo de vapor de caldeira cortado ao longo de sua seção longitudinal. Trincas de corrosão/fadiga iniciadas na parede interna do tubo, do lado oposto da viga horizontal inferior de reforço na parte externa do tubo	74
Figura 6.22	Micrografia mostrando a morfologia das trincas com lóbulos múltiplos e ramificações dando um aspecto de "orelhas de coelho"	74
Figura 6.23	Trincas externas de tubo de instrumento em aço inoxidável 304 sob isolamento	78
Figura 6.24	Trincamento externo em tubos que trabalham com vapor a 450°F (232°C), ensaiados com líquidos penetrantes. As trincas podem ser vistas no tubo central (seta)	79
Figura 6.25	Foto aproximada (<i>zoom</i>) do tubo da figura 6.24 mostrando as trincas finas com aparência de teias de aranha	80
Figura 6.26	Micrografia de uma seção transversal (corte) da amostra da figura 6.25 mostrando trincas ramificadas finas	81
Figura 6.27	Outra micrografia de uma seção transversal (corte) de um tubo trincado ilustrando a forma de propagação transgranular das trincas iniciadas na superfície (com ataque metalográfico)	81
Figura 6.28	Ataque de corrosão sob tensão por cloretos na superfície dos fios de um parafuso em aço inoxidável 304	82
Figura 6.29	Trincamento severo de tubos aletados em liga C-276 de uma caldeira de reaquecimento para remoção de etano após 8 anos em serviço devido ao carregamento de cloretos de amônia na linha (a). Centenas de trincas iniciadas na parte externa (lado do processo) do tubo associado com a porção em trabalho a frio dos tubos associado às aletas (b). Trincas ramificadas transgranulares (c)	83

Figura 6.30	Fundo de tanque de diesel	87
Figura 6.31	Tubulação de hidrocarboneto	88
Figura 6.32	Feixe de trocadores de calor em aço inoxidável 304 ...	88
Figura 6.33	Mangote de <i>offloading</i>	89
Figura 6.34	Boca de visita de separador eletrostático	89
Figura 6.35	Tubulação do sistema de dreno fechado	90
Figura 6.36	Pinhole em tubulação do sistema de incêndio	90
Figura 6.37	Tubulação de água produzida	91
Figura 6.38	Oxidação em porca de aço-carbono em parafuso de aço inoxidável a 1.300°F (704°C)	98
Figura 6.39	Oxidação em uma tela em aço-carbono de um reator de enxofre	98
Figura 6.40	Oxidação na superfície externa de uma linha de transferência de forno em aço-carbono	99
Figura 7.1	Micrografia de aço eutetóide, cementita em forma de lamelas regiões escuras)	101
Figura 7.2	Micrografia – aço que sofreu esferoidização, cementita (grãos escuros) em forma de esferas	101
Figura 7.3	Micrografia com grande aumento de amostra metalográfica mostrando nódulos de grafita. Compare com a microestrutura apresentada na figura 7.4	106
Figura 7.4	Micrografia com grande aumento de amostra metalográfica mostrando uma microestrutura ferrita-perlita típica	106
Figura 7.5	Gráfico de ensaio de tenacidade ao impacto Charpy com entalhe em "V" em função da temperatura mostrando a mudança na temperatura de transição de 40 libras-pé	112

Figura 7.6	Amostra de material trincado com a presença de trincas intergranulares na microestrutura, indicando fragilização severa	115
Figura 7.7	Morfologia do trincamento na zona afetada pelo calor (ZAC) de uma solda de aço AISI 347. A trinca é intergranular e segue por uma fina rede de fase sigma (σ)	116
Figura 7.8	Micrografia do aço UNS N08637 mostrando a formação de banda de precipitação de fase (σ) formada no resfriamento do material a partir da solidificação	117
Figura 7.9	Sensitização dos aços inoxidáveis	119
Figura 8.1	Região de ruptura por fadiga	125
Figura 8.2	Detalhe da trinca de fadiga	126
Figura 8.3	Trincas de fadiga térmica	127
Figura 8.4	Trincas de fadiga térmica	127
Figura 8.5	Tubo de 500mm de diâmetro que falhou durante teste hidrostático a partir de ranhuras superficiais	133
Figura 8.6	Detalhe da figura 8.5 mostrando as ranhuras e a origem da fratura (seta) em uma das ranhuras	133
Figura 8.7	Fratura frágil no casco próximo ao espelho de um trocador com 56mm de espessura fabricado com aço C-0,5Mo durante o ensaio hidrostático	134
Figura 8.8	Fratura frágil no costado de um vaso durante teste hidrostático	134
Figura 8.9	Clássico exemplo de fratura frágil que ocorreu durante ensaio hidrostático	135
Figura 8.10	Vista aproximada da superfície de fratura de um vaso fabricado em aço A516-70N mostrando as marcas de Chevron que apontam na direção da origem da trinca	135

Figura 8.11	Seção de válvula borboleta com dano por cavitação após 2 anos de serviço devido a uma alta queda de pressão através da válvula em uma linha de dreno de hidrocarboneto em um separador de baixa pressão numa unidade de dessulfurização atmosférica	138
Figura 8.12	Vista aproximada do dano na superfície da válvula borboleta da figura 8.11	138
Figura 8.13	Superfície com acúmulo de pites causado por cavitação no lado de baixa pressão de um impelidor de bomba feito em aço inoxidável	139
Figura 8.14	Pites causados por cavitação no lado da água de um cilindro de ferro fundido no lado da alimentação	139
Figura 9.1	(a) Trincamento devido à fragilização por hidrogênio de um tubo em aço de alta resistência. (b) Trinca intergranular surgida na superfície de um tubo	148
Figura 9.2	(a) Fragilização por hidrogênio de um componente de bomba fabricado com aço inoxidável. (b) Fotografia de alta ampliação da superfície da fratura mostrando a natureza intergranular do trincamento	149
Figura 10.1	Falha prematura por sobreaquecimento de um tubo da zona de radiação de reator de hidrocraqueamento (diâmetro externo 115mm, espessura 13,5mm 2¼Cr-1Mo SA335-P22) após 21 anos de uso. A falha resultou da falta de produto de processo no interior do tubo sob a presença de aquecimento	156
Figura 10.2	Tubo com protuberância e rompido prematuramente por sobreaquecimento a temperatura bem acima de 750°C	157
Figura 10.3	Tubo de superaquecedor de caldeira (1Cr-1/2Mo) em serviço a 700 psig que falhou devido a sobreaquecimento	157

- Figura 10.4** A microestrutura da extremidade da fratura mostra grãos de ferrita severamente alongados, prova da existência de fratura dútil. A espessura na extremidade é de cerca de 0,3mm, que representa uma redução da espessura de mais que 95%. Aumento de 50x com ataque metalográfico 158
- Figura 10.5** Falha prematura de tubo submetido a alta temperatura na partida da caldeira com abertura ampla da falha e extremidades finas ("ponta de faca"). Ruptura do tipo dútil. Aumento de 25x 158

1 INTRODUÇÃO

A deterioração dos equipamentos industriais é assunto relevante. De modo geral, está presente em todos os segmentos industriais, todavia, ganha maior importância naqueles em que o seu descontrole representa riscos à saúde, segurança e ao meio ambiente. É uma importante variável em atividades fabris como a petroquímica; geração de energia; produção de açúcar e álcool; papel e celulose; siderurgia, a exploração, refino, transporte e distribuição de petróleo e derivados e outras. A forma e a intensidade sob a qual a deterioração se manifesta implicam diretamente a utilização dos ativos industriais. Nesse ponto, conceitos como confiabilidade, disponibilidade, segurança, produtividade e rentabilidade surgem em mente, porque refletem a eficiência quanto ao manejo dos ativos de uma planta industrial. Somente uma instalação segura, cuja integridade física é conhecida e controlada, pode alcançar metas de produção e atender ao planejamento estratégico estabelecido.

O estudo da deterioração é quase sinônimo da inspeção de equipamentos. Tão íntimas entre si, é difícil pensar uma sem a outra e vice-versa. A engenharia de inspeção está calcada no estudo dos mecanismos de dano dos equipamentos e instalações industriais; suas atividades derivam desse ofício. Análise das causas, definição de critérios de aceitação, proposição de ações de controle (corretivas, preventivas ou preditivas) dela decorrem. Incontáveis são os desdobramentos que o estudo da deterioração provoca na atividade de uma planta industrial. Da programação de produção ao controle de materiais, do planejamento de manutenção à monitoração de parâmetros de produção, do projeto ao controle de qualidade, surge a preocupação quanto aos mecanismos de dano presentes. Óbvio, portanto, a importância para os profissionais de inspeção em conhecer os processos de deterioração e de falha existentes na instalação em que trabalham.

Tão importante quanto o conhecimento dos mecanismos de degradação é a identificação de suas causas. A precisa identificação das causas de dano permite:

- ✓ prever suas consequências, correlacionando-as aos parâmetros operacionais e ao histórico dos equipamentos;
- ✓ fornecer subsídios ao planejamento de inspeção (extensão, abrangência, métodos) e de manutenção, resultando em redução dos custos globais de manutenção;
- ✓ aumentar a confiabilidade dos equipamentos, resultando em um melhor nível de inspeção e manutenção;

- ✓ prever a deterioração e avarias em serviço;
- ✓ aumentar o fator operacional da planta, em função de maior disponibilidade dos equipamentos; maior produtividade pela possibilidade de aumento da carga processada ou operação em condições mais severas;
- ✓ subsidiar o aperfeiçoamento de projeto dos equipamentos e instalações;
- ✓ estender a vida útil dos equipamentos.

Tais aspectos levaram o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) a publicar este documento. Além de congregiar o conhecimento sobre a deterioração de equipamentos industriais provenientes de diversos ramos produtivos, este Guia se destina a:

- ✓ auxiliar os profissionais de inspeção na realização de suas tarefas, bem como outras especialidades ligadas ao gerenciamento de integridade (projeto, acompanhamento de processo, manutenção etc.);
- ✓ criar um acervo resumido de informações sobre os mecanismos de degradação;
- ✓ conceituar e caracterizar os processos de deterioração que ocorrem na indústria;
- ✓ aprimorar a tecnologia de inspeção de equipamentos.

2 OBJETIVOS E GENERALIDADES

2.1 Objetivos

Este Guia objetiva indicar as causas mais comuns de deterioração e falhas em equipamentos. Visa, também, permitir ao inspetor desempenhar melhor a sua função, possibilitando fazer recomendações de métodos de reparos e uso de materiais destinados a prolongar a vida útil dos equipamentos, dentro dos níveis mínimos de segurança operacional requeridos pelos seus códigos de fabricação.

2.2 Generalidades

As impurezas contidas na maioria dos petróleos e derivados, bem como grande parte dos produtos químicos manuseados nas unidades de processamento, reagem com os metais causando corrosão. Alguns materiais adicionados ou formados nas operações de processamento são também abrasivos e causam erosão. A espessura de parede dos equipamentos em ambos os casos é diminuída. Em algumas operações ocorre tanto corrosão como erosão e, quando isso acontece, a perda na espessura do metal é, em geral, maior do que as perdas devidas aos efei-

tos separados da corrosão e da erosão. Os relatórios acurados das perdas de metal são muito importantes, porque é deles que se colhem dados para determinar os intervalos de inspeção e a vida útil provável dos equipamentos. As perdas de metal, além do mais, não são sempre constantes, dependendo de variáveis, tais como: teor de sal, de enxofre nos óleos crus e temperatura de operação. É essencial, por essa razão, que o inspetor esteja, de modo geral, familiarizado com a operação diária do equipamento e que verifique frequentemente a taxa de desgaste do metal.

Tensões cíclicas em partes de equipamentos são muito comuns, particularmente em componentes que trabalham com movimentos alternativos. Se essas tensões são muito altas e os ciclos bastante frequentes, podem ocorrer falhas por fadiga. Menos frequentes, porém geralmente mais sérias, são as falhas provocadas por fadiga térmica em tubos e vasos de pressão, as quais resultam de mudanças cíclicas de temperatura. As falhas por fadiga em máquinas começam com uma trinca na superfície do metal, a qual progride com cada ciclo de tensão, no início lentamente e depois mais rapidamente. As inspeções periódicas das partes de funcionamento alternado podem, frequentemente, detectar a presença de trincas provocadas por fadiga antes que ocorra o colapso dessas peças. Da mesma forma, as inspeções de tubos e vasos, que operam sob condições de mudanças cíclicas de temperatura, podem permitir reparos ou substituições antes do colapso dos mesmos.

As juntas soldadas de metais com coeficientes de dilatação térmica diferentes estão sujeitas à fadiga térmica. Algumas vezes, as trincas começam a formar-se quando o equipamento é retirado de operação e resfriado.

Quando, acidentalmente, o equipamento for submetido a temperaturas acima daquelas para as quais foi projetado, podem ocorrer distorções devido ao fato dos metais perderem a resistência em altas temperaturas. Tais distorções podem resultar em falhas, particularmente devido à concentração de tensões. Se as temperaturas se tornarem excessivamente altas, podem aparecer mudanças estruturais que alteram definitivamente sua resistência. Tais transformações podem ocorrer como resultado de incêndios ou condições operacionais descontroladas.

Em temperaturas muito baixas, a água e alguns produtos químicos manuseados em equipamentos podem congelar e causar rompimento de tubos ou vasos.

Baixas temperaturas também podem provocar fragilidade no aço-carbono comum, tornando-o suscetível a falhas. Algumas das falhas ocorridas em tanques têm sido atribuídas à fragilização do aço em baixas temperaturas, combinadas com altas cargas impostas por tensões térmicas, devidas a rápidas mudanças de temperatura.

Pressões excessivas podem contribuir para a ocorrência de falhas no equipamento, porém isso raramente ocorre, devido à existência de dispositivos de se-

gurança. No entanto, em condições normais de operação, podem surgir falhas se houver redução excessiva na espessura do metal, trincas ou entalhes não removidos.

Antes da aplicação de testes hidrostáticos nos equipamentos, é necessário certificar-se que os vasos envolvidos, as estruturas de sustentação e as fundações estão projetadas para suportar tais cargas.

Recalques de terreno e carga do vento são considerados no projeto de equipamentos e raras vezes contribuem para deteriorações e falhas.

3 DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

A seguir estão indicados os documentos cuja consulta pode ser necessária para a utilização deste Guia.

3.1 Documento Organização e Apresentação de Inspeção de Equipamentos do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Revisão 2, de 24/5/1996.

3.2 Normas Regulamentadoras do Ministério do Trabalho e Emprego:

- ✓ NR-06 – Equipamento de Proteção Individual – EPI;
- ✓ NR-13 – Caldeiras, Vasos de Pressão e Tubulações;
- ✓ NR-20 – Segurança e Saúde no Trabalho com Inflamáveis e Combustíveis;
- ✓ NR-26 – Sinalização de Segurança;
- ✓ NR-33 – Segurança e Saúde no Trabalho em Espaços Confinados;
- ✓ NR-35 – Trabalho em Altura.

3.3 Portaria 537/2015 do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – Inmetro

- 3.4 Portaria 582/2015 do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – Inmetro
- 3.5 API 510 – Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rerating, Repair and Alteration.
- 3.6 ASME Sec. V – Nondestructive Examinations.
- 3.7 API Publ. 581 – Base Resource Document – Risk Based Inspection.
- 3.8 API RP 579-1/ASME FFS-1 Fitness-for-Service.
- 3.9 API RP 571 Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry.

4 DEFINIÇÕES

4.1 Ação preventiva

Ação implementada para eliminar as possíveis causas de uma não conformidade, defeito, ou situação indesejável, com o objetivo de prevenir a sua reincidência.

4.2 Alteração

Mudança de característica de projeto original.

4.3 Avaliação da integridade

Conjunto de ações de engenharia empreendidas em um equipamento, tendo por objetivo caracterizar o estado em que ele se encontra diante das exigências de adequação ao uso.

4.4 Calibração

Conjunto de operações que estabelece a relação entre o valor indicado por um instrumento de medida e o valor estabelecido em um padrão.

4.5 Característica

Propriedade diferenciadora, pode ser inerente ou atribuída, qualitativa ou quantitativa.

4.6 Certificação

Testemunho formal de uma qualificação por meio da emissão de um certificado.

4.7 Condição segura para operação

Condição física de um equipamento, que permite suportar as condições de projeto por um período preestabelecido. Esta avaliação deve considerar, além dos critérios de dimensionamento definidos no código de projeto, as normas de segurança e saúde do trabalhador e a preservação do meio ambiente.

4.8 Condição de projeto

Conjunto de variáveis operacionais que servem de base para o dimensionamento do equipamento.

4.9 Correção

Ação implementada para eliminar uma não conformidade, defeito ou situação indesejável ocorrida.

4.10 CREA

Conselho Regional de Engenharia e Agronomia.

4.11 Defeito

Genericamente: não atendimento de um requisito relacionado a algo pretendido ou especificado. Em metalurgia: condição (tamanho, posição, orientação) de uma descontinuidade metálica que não atende aos códigos de projeto ou especificação de engenharia.

4.12 Descontinuidade

Interrupção das estruturas típicas de uma peça, no que refere à homogeneidade das características físicas, mecânicas ou metalúrgicas. Não necessariamente um defeito.

4.13 Documento de autorização de trabalho

Documento oficial da empresa para planejamento e controle de atividades com risco.

4.14 Eficácia

Extensão na qual as atividades planejadas são realizadas e, como consequência, os resultados planejados alcançados.

4.15 Eficiência

Relação entre o resultado alcançado e os recursos usados.

4.16 Ensaio

Determinação de uma ou mais características de acordo com um procedimento.

4.17 Equipamento de proteção individual (EPI)

Todo dispositivo ou produto, de uso individual utilizado pelo trabalhador, destinado à proteção contra riscos suscetíveis de ameaçar a segurança e a saúde no trabalho.

4.18 Espaço confinado

Qualquer espaço com a abertura limitada de entrada e saída de ventilação natural. Exemplos de espaços confinados: interior de caldeiras, tanques, carros-tanque, reatores, colunas, galerias de esgoto, tubulações, silos, porões etc.

4.19 Especificação

Documento que estabelece requisitos. Uma especificação pode se relacionar a atividades (por exemplo, especificação de ensaio) ou a produtos (por exemplo, especificação de produto).

4.20 Exame

Atividade conduzida para avaliar se determinados produtos, processos ou serviços estão em conformidade com critérios especificados.

4.21 Formulário

Modelo impresso para preenchimento de relato de atividades e/ou resultados.

4.22 Isolamento térmico

Componentes utilizados para reduzir a troca de calor entre o permutador (por consequência do fluido aquecido) e o meio ambiente. É utilizado para minimizar as perdas de energia, para manter o fluido aquecido na temperatura adequada ou preservar suas características físicas e químicas e, ainda, como barreira de proteção pessoal.

4.23 Inspeção de segurança

Exame detalhado do equipamento, ou de suas partes, com o objetivo de assegurar que o mesmo apresente condições seguras de operação.

4.24 Inspeção em serviço

Exame periódico detalhado do equipamento em uso, com o objetivo de verificar se o mesmo apresenta condição segura para a operação nas condições do projeto.

4.25 Profissional habilitado

Aquele que tem competência legal para o exercício da profissão de engenheiro nas atividades referentes a projeto de construção, acompanhamento de operação e manutenção, inspeção e supervisão de inspeção de equipamentos, em conformidade com a regulamentação profissional vigente no país.

4.26 Método de ensaio não destrutivo

Técnicas utilizadas na inspeção de materiais e equipamentos, sem danificá-los, para determinar a existência de descontinuidades que possam vir a diminuir a integridade mecânica ou estrutural dos mesmos.

4.27 Não conformidade

Não atendimento a um requisito preestabelecido.

4.28 Organização

Grupo de instalações e pessoas com um conjunto de responsabilidades, autoridades e relações.

4.29 Parte interessada

Pessoa, ou grupo, que tem um interesse no desempenho, ou no sucesso, de uma organização.

4.30 Plano de inspeção

Documento que descreve as atividades necessárias para avaliar as condições físicas de um equipamento, considerando o histórico, os mecanismos de danos e os riscos envolvidos para as pessoas, instalações e meio ambiente. Deve incluir os exames e testes a serem realizados.

4.31 Pressão de projeto

Pressão correspondente à condição mais severa de pressão e temperatura simultâneas que possam ocorrer em operação normal.

4.32 Pressão máxima de operação

Maior valor de pressão que possa ocorrer em condições normais de operação ou em situações anormais transitórias.

4.33 Pressão máxima de trabalho admissível (PMTA)

Maior valor de pressão a que um vaso de pressão pode ser submetido continuamente, de acordo com o código de projeto, à resistência dos materiais utilizados, às dimensões do equipamento e seus parâmetros operacionais.

4.34 Procedimento

Conjuntos de atividades inter-relacionadas, ou interativas, que transformam insumos em produtos e são planejadas, e realizadas, sob condições controladas para agregar valor.

4.35 Programação de inspeção

Conjunto das disposições estabelecidas formalmente, pelo serviço de inspeção, para assegurar a conformidade no tempo, de um grupo de equipamentos, às exigências regulamentares da legislação vigente e às específicas da empresa.

4.36 Profissional habilitado (PH)

Profissional com competência legal para o exercício da profissão de engenheiro nas atividades referentes a projeto, operação, manutenção e inspeção de caldeiras, vasos de pressão e tubulações, em conformidade com a regulamentação profissional vigente no país.

4.37 Qualificação

Comprovação das características e habilidades, segundo procedimentos aprovados e com resultados documentados, que permitem a um indivíduo exercer determinadas tarefas.

4.38 Recomendação de inspeção

Documento de solicitação de serviço prévio de apoio ou necessidade de providências decorrentes de inspeção.

4.39 Registro

Documento que apresenta resultados obtidos ou fornece evidências de atividades realizadas (por exemplo: Relatório de Inspeção).

4.40 Registro de Segurança

Registro em livro próprio, ou meio eletrônico, da ocorrência das inspeções e anormalidades durante a operação dos vasos de pressão.

4.41 Relatório de Inspeção

Registro formal das inspeções realizadas nos equipamentos com laudo conclusivo.

4.42 Reparo

Intervenção executada num equipamento com o propósito de recolocá-lo em condições de uso.

4.43 Requisito

Propriedade, ou comportamento, que um produto ou serviço deve atender.

4.44 Sentinela

Pessoa orientada para ações de emergência, que se posiciona do lado externo do espaço confinado, monitorando as atividades no interior do equipamento.

4.45 Técnica de ensaio não destrutivo

Modo específico de utilização de um método de ensaio não destrutivo.

4.46 Vaso de pressão

Equipamento projetado para resistir com segurança a pressões externas ou internas diferentes da atmosférica.

4.47 Verificação

Comprovação, por meio de evidência objetiva, que os requisitos especificados foram atendidos.

5 CLASSIFICAÇÃO DOS MECANISMOS DE DANO

Mecanismos de dano (também conhecidos como mecanismos de degradação) é um termo geral referido a qualquer problema ou falha que ocorra em equipamentos de processo. Pode variar desde um processo corrosivo, fenômeno de trinca-mento, dano por chama, ou qualquer combinação entre essas ocorrências.

Quando procurando definir qual o mecanismo de dano que pode estar ocorren-do em um equipamento, deve-se ter em conta não só a situação atual de degrada-ção, mas também as falhas que esse mecanismo pode implicar em sua evolução. A suscetibilidade de um equipamento a um mecanismo de dano particular depende de algumas variáveis, incluindo o material de construção do equipamento, flui-dos processados no equipamento, condições de operação (temperatura e pressão), ambiente externo etc. O bom entendimento da grande variedade de mecanismos de dano que podem ocorrer é importante para garantir a integridade das instala-ções industriais.

Uma revisão aprofundada dos mecanismos de dano é essencial para o planejamento de uma estratégia de inspeção. Uma vez que os tipos de mecanismos de dano e sua morfologia são conhecidos, o responsável pela inspeção tem a possibilidade de selecionar o método de inspeção com a maior probabilidade de detectar, caracterizar, e medir o dano potencialmente existente. Ainda, os intervalos de inspeção podem ser estabelecidos empregando códigos e normas como: API 510 (Pressure Vessel), 570 (Piping Inspector), 653 (Storage Tank), 579 (FFS), 580 (RBI) e 581 (RBI Methodology).

Os mecanismos de dano mais comuns na indústria de petróleo e química são:

- ✓ corrosão: atmosférica; galvânica; célula oclusa/fresta/aeração diferencial; sob isolamento; corrosão/erosão; assistida pelo fluxo; corrosão/fadiga; sob tensão; microbiológica; ácida; em alta temperatura (oxidação);
- ✓ alterações metalúrgicas: esferoidização; carbonetação/grafitização; decarbonetação; fragilização ao revenido; fragilização a 475°C; fragilização por fase sigma; sensitização;
- ✓ falhas mecânicas: fadiga mecânica; fadiga térmica; fratura frágil; cavitação; sobreaquecimento; fluência; choque térmico (termoclase);
- ✓ falhas causadas por hidrogênio: danos pelo hidrogênio; ataque pelo hidrogênio em alta temperatura;
- ✓ outros mecanismos: bolhas de vapor; trincamento em solda dissimilar; trincamento por reaquecimento.

As informações de cada mecanismo de dano serão apresentadas segundo a descrição a seguir, de forma a facilitar a criação de programas de inspeção, definir a aplicação para uso específico (análise com base na mecânica da fratura), estabelecer planejamentos de IBR (inspeção baseada em risco) e de INI (inspeção não intrusiva):

- ✓ descrição do dano – descrição básica do mecanismo de dano;
- ✓ materiais suscetíveis – uma lista de materiais suscetíveis ao mecanismo de dano;
- ✓ fatores críticos – uma lista de fatores que afetam o mecanismo de dano (i.e., taxa de degradação);
- ✓ unidades ou equipamentos afetados – uma lista de equipamentos afetados e/ou unidades onde o mecanismo de dano comumente ocorre;
- ✓ aparência ou morfologia do dano – uma descrição do mecanismo de dano, com figuras em alguns casos, para facilitar a identificação do dano;
- ✓ prevenção/mitigação – métodos para prevenir e/ou mitigar o dano;

- ✓ inspeção e monitoração – recomendação do END para detecção e avaliação (dimensionamento, localização, orientação) das descontinuidades associadas com o mecanismo de dano;
- ✓ mecanismos relacionados – uma discussão sobre os mecanismos de dano associados;
- ✓ referências – uma lista de referências que fornecem mais base e outras informações pertinentes ao mecanismo de dano.

6 CORROSÃO

A corrosão é a maior causa de deterioração dos equipamentos das indústrias de petróleo e petroquímica. Como essas indústrias têm se desenvolvido e adotado processos modernos, alguns dos quais empregando produtos químicos corrosivos, os problemas de corrosão se tornaram mais numerosos e complexos.

Conceitua-se corrosão como a destruição dos materiais metálicos pela ação química ou eletroquímica do meio, podendo estar, ou não associada à ação física.

Corrosão é o processo em que um metal ou liga metálica, usado como material de construção, é transformado do estado metálico para uma forma combinada (produto de corrosão) por uma interação com o meio onde está inserido, podendo levar à falha em serviço.

A interação entre metal e meio pode ser de natureza química ou eletroquímica e estar associada a esforços mecânicos.

De uma forma geral, a corrosão é o processo inverso do processo metalúrgico extrativo. Parte-se do metal e tem-se como resultado da interação deste com o meio onde está inserido o produto de corrosão, uma forma combinada do metal. Esse processo é espontâneo, podendo haver liberação de energia, pois o conteúdo energético do produto de corrosão é menor que o do metal de partida.

O inspetor pode contribuir muito para o controle dos custos de corrosão detectando a deterioração antes que ela provoque perda de produção ou grandes danos nos equipamentos. Uma compreensão global do problema é de primordial importância para o inspetor. É propósito deste Guia apresentar os processos corrosivos encontrados nas indústrias de petróleo e petroquímica e como eles provocam deteriorações nos equipamentos.

6.1 Corrosão atmosférica

6.1.1 Descrição do mecanismo

Essa modalidade de processo corrosivo ocorre na presença de umidade associada às condições atmosféricas e pode ser observada externamente aos equipamentos, tubulações e estruturas.

6.1.2 Ambientes favoráveis

Para ambientes marinhos, tais como unidades *offshore* (plataformas fixas, FPSOs, barcos de apoio, sondas de perfuração, entre outras), esse mecanismo de dano é muito severo. É possível observar essa severidade também em ambientes industriais com presença de umidade e contaminantes transportados pelo ar.

6.1.3 Fatores críticos

Alguns fatores são determinantes na ação do processo corrosivo da atmosfera, tais como a umidade relativa, substâncias poluentes (particulados e gases), temperatura e tempo de exposição do eletrólito na superfície metálica.

Outros podem comprometer a corrosão atmosférica, tais como os meteorológicos. Dentre eles destacam-se ventos (intensidade e direção), variações cíclicas (temperatura e umidade), chuvas e radiação ultravioleta.

Equipamentos ou estruturas com projetos que permitam água estagnada ou presença de umidade em fendas são mais propícios ao dano.

Até mesmo fezes de aves podem acelerar esse processo corrosivo, como já observado em ambientes rurais ou regiões portuárias.

6.1.4 Umidade relativa

Umidade relativa é uma relação entre o teor de vapor de água encontrado no ar e o teor máximo que pode existir no mesmo. Outra forma de expressar seu significado é pela razão entre a pressão parcial de vapor de água no ar e a pressão de vapor de água saturado, em uma mesma temperatura. Sua unidade de medida é expressa em porcentagem.

Apesar do processo corrosivo poder ocorrer em atmosfera seca de forma bem lenta, a presença da umidade acelera significativamente o processo. Em umidade relativa em torno de 60%, o processo pode ser considerado lento-moderado, no entanto, um aumento para 70% pode acelerá-lo intensamente.

6.1.5 Substâncias poluentes

Uma poeira composta por partículas sólidas já existente na atmosfera é um dos fatores que aceleram a corrosão atmosférica. Dentre essas partículas, podemos destacar:

- ✓ sílicas (SiO_2) que geram aeração diferenciada;
- ✓ partículas que retenham umidade;
- ✓ partículas que retenham gases corrosivos;
- ✓ sais classificados como fortes eletrólitos;
- ✓ partículas metálicas que possuam potenciais eletroquímicos diferentes.

6.1.6 Gases

A presença de alguns gases, que compõem a atmosfera ou outros produzidos diretamente em áreas industriais, pode acelerar o processo corrosivo, tais como: CO , CO_2 , O_3 , SO_2 , SO_3 , NO , NO_2 , H_2S , NH_3 , HCl , H_2F_2 , Cl_2 .

6.1.7 Condições operacionais

Taxas de corrosão aumentam em temperaturas até 121°C . Acima dessa temperatura, as superfícies estão geralmente secas para que se desenvolva o processo corrosivo.

No entanto, essa premissa não é válida em caso de corrosão sob isolamentos térmicos.

Os fatores meteorológicos e operacionais podem contribuir no processo corrosivo da seguinte maneira:

- ✓ temperatura: se for muito elevada irá diminuir a possibilidade de acúmulo de umidade na superfície do equipamento ou estrutura, além de diminuir a adsorção de gases. Dessa forma, as chances de ocorrer o processo corrosivo diminuem consideravelmente;
- ✓ tempo de permanência do filme de eletrólito: quanto menor o tempo de exposição da superfície metálica ao filme de eletrólito, menor será a probabilidade do ataque;
- ✓ ventos: a incidência de ventos pode carregar para a superfície metálica os agentes poluentes e névoa salina, aumentando o processo corrosivo;
- ✓ radiação ultravioleta: pode atacar as tintas e revestimentos, expondo o substrato metálico. Dessa forma, o processo corrosivo local será bem mais intenso.

6.1.8 Morfologia

O ataque da corrosão atmosférica pode ocorrer de forma generalizada ou localizada, dependendo da região onde há presença de umidade.

Sem a presença de uma proteção como tinta ou revestimento, a corrosão e sua respectiva perda de espessura poderão ocorrer de forma generalizada. Em equipamentos que foram pintados ou revestidos e exista uma falha nos mesmos, a corrosão ocorrerá preferencialmente nesse ponto.

Em muitos casos, a perda de espessura não pode ser verificada no ensaio visual, devido à presença do produto de corrosão que se forma na região.

6.1.9 Materiais suscetíveis

Os principais materiais afetados são aços-carbono, aços de baixa liga e ligas de cobre com alumínio.

6.1.10 Equipamentos e sistemas afetados

Regiões e acessórios afetados:

- ✓ regiões com tinta ou revestimento com integridade comprometida;
- ✓ frestas ou regiões que proporcionem o acúmulo de umidade;
- ✓ suportes de tubulações;
- ✓ regiões com orientação propícia a ventos e chuvas.

6.1.11 Medidas preventivas

A maneira mais eficaz de se prevenir a corrosão atmosférica é com um programa de pintura. Para tal, a região deve ser preparada corretamente e seguida da pintura, respeitando os procedimentos corretos.

O programa de pintura consiste em camadas, evitando que ao longo do tempo as tintas sofram falhas e os substratos fiquem expostos.

6.1.12 Inspeção e monitoração

A inspeção visual é uma metodologia simples e eficaz de identificar a presença da corrosão atmosférica. No entanto, essa abordagem é meramente qualitativa. Para uma avaliação quantitativa do impacto da corrosão e definição da perda de espessura, instrumentos de medição de espessura e ensaio ultrassônico são as melhores ferramentas.

Modernamente, na área de inspeção visual, apareceram aparelhos portáteis a laser 3D com capacidade para fazer o mapeamento do processo corrosivo, de forma extremamente precisa. Na área de ultrassom, escâneres mecânicos (dispositivos mecânicos deslocando cabeçotes de ultrassom na região de interesse) e eletrônicos (cabeçotes com múltiplos sensores, *array*) cobrem de forma eficiente e rápida a região com suspeita de corrosão.

6.1.13 Registro fotográfico

Figura 6.1 – Corrosão atmosférica em uma linha de GLP próxima a uma torre de resfriamento



Fonte: API 571/2020.

6.2 Corrosão galvânica

6.2.1 Descrição do mecanismo

Corrosão galvânica é o dano de corrosão causado quando existe o acoplamento entre dois materiais dissimilares em um eletrólito corrosivo. Ocorre quando dois ou mais metais dissimilares são postos em contato elétrico em meio que funcio-

ne como eletrólito, como ambientes úmidos ou aquosos. Quando o acoplamento galvânico é formado, um dos metais se torna o anodo e sofre corrosão em uma maior taxa de velocidade do que sofreria se não estivesse acoplado. Sendo assim, vale introduzir o conceito de acoplamento galvânico como sendo a união entre dois metais dissimilares que trazem, como propriedade intrínseca, potenciais elétricos distintos.

Em um acoplamento bimetálico, o material menos nobre fará o papel do anodo em relação ao processo corrosivo e tende a ser corroído em taxa acelerada comparado à situação em que não está acoplado. A utilização de metais de sacrifício como zinco, magnésio ou alumínio é amplamente feita como método de proteção catódica. Todos os metais são suscetíveis a formar um par galvânico, com exceção óbvia da maior parte dos metais nobres. O material mais ativo pode inicialmente sofrer significativa perda de espessura e/ou apresentar pontos de corrosão localizada majoritariamente nas regiões de união entre os metais, caso haja.

6.2.2 Materiais dissimilares

A figura 6.2 mostra a série galvânica de alguns metais e ligas. Verifica-se que quanto maior a distância entre os metais exemplificados, maior a tendência de acoplamento bimetálico. Em outras palavras, quanto maior a diferença entre potenciais elétricos, maior será a probabilidade de haver dano por corrosão galvânica. Um fato interessante é que um mesmo material pode ser catódico e anódico, dependendo de sua escala, ambiente de serviço ou tratamento superficial, por exemplo.

6.2.3 Ambientes favoráveis e ações mitigadoras

De forma sucinta, há três requisitos para que o dano por corrosão galvânica ocorra:

- ✓ presença de qualquer fluido em determinado estado físico que funcione como eletrólito, conduzindo a corrente elétrica entre os metais;
- ✓ presença de dois materiais ou ligas que funcionem como anodo e catodo quando em contato com o eletrólito;
- ✓ presença da corrente elétrica entre os materiais em questão.

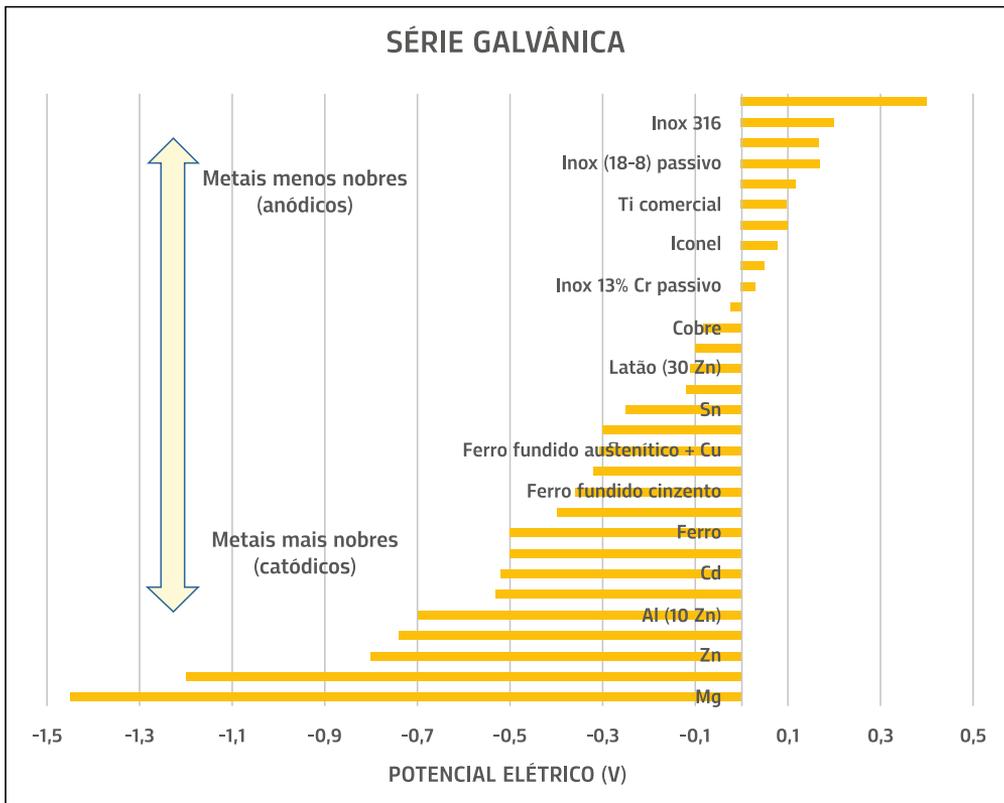
Outro fator determinante que afetará a taxa de corrosão galvânica é a área superficial relativa exposta entre o catodo e o anodo. Se a relação entre a superfície do anodo em relação ao catodo for alta, significa que a área do anodo é maior que

a do catodo. Sendo assim, a corrosão a ser priorizada é a do anodo, que é o metal menos nobre, fazendo dessa situação uma condição desejável.

se $\frac{\text{área do anodo}}{\text{área do catodo}}$ é alta \rightarrow taxa de corrosão do anodo é maior

Obviamente, o contrário pode ser inferido caso a relação entre o anodo e o catodo não seja tão grande, a corrosão do anodo será mais branda ou menos perceptível. Sendo assim, devem ser evitadas combinações onde a área superficial do metal menos nobre seja relativamente menor.

Figura 6.2 – Série galvânica (corrosão galvânica)



Fonte: Acervo dos autores.

Além do efeito de áreas relativas, pode-se citar a influência da localização geométrica entre os materiais dissimilares. Caso a formação do par galvânico seja inevitável, aconselha-se reduzir os efeitos da corrosão posicionando estrategicamente o anodo de modo que a corrente galvânica seja dificultada. Isso pode ser atingido quando a distância entre o catodo e anodo é maximizada, caso a geometria da estrutura em questão o permita.

Caso o isolamento ou distanciamento físico dos materiais dissimilares não for

possível, sugere-se a aplicação de revestimentos anticorrosivos visando dificultar a passagem de corrente anódica. O revestimento do metal mais nobre é fortemente recomendado.

Quando possível, pode-se também utilizar substâncias químicas no eletrólito de forma a inibir a passagem de corrente. Materiais isolantes eletricamente podem ser usados no caso de tubulações e juntas a fim de dificultar a conexão elétrica.

Caso a união de dois materiais dissimilares com elevada diferença de potencial elétrico for projetada para ser feita por rosqueamento, é necessário cuidado adicional. O ideal é que a união seja feita por soldagem ou que as juntas sejam brasadas, contando ainda com uma proteção entre os metais de um terceiro material mais nobre que pelo menos um dos dois primeiros.

6.2.4 Inspeção e monitoração

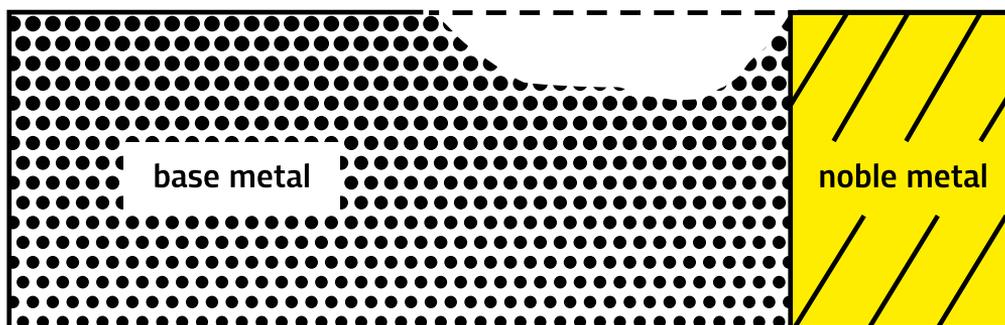
A inspeção visual é uma metodologia simples e eficaz de se identificar a presença da corrosão galvânica. No entanto, essa abordagem é meramente qualitativa. Para uma avaliação quantitativa do impacto da corrosão e definição da perda de espessura, instrumentos de medição de espessura e ensaio ultrassônico são as melhores ferramentas.

Algumas vezes, o dano por corrosão galvânica pode estar localizado de forma não visível sob parafusos, rebites, suportes e telas de apoio para tubulações.

Modernamente, na área de inspeção visual apareceram aparelhos portáteis a laser 3D com capacidade para fazer o mapeamento do processo corrosivo de forma extremamente precisa. Na área de ultrassom, escâneres mecânicos (dispositivos mecânicos deslocando cabeçotes de ultrassom na região de interesse) e eletrônicos (cabeçotes com múltiplos sensores [arrays] cobrem de forma eficiente e rápida a região com suspeita de corrosão).

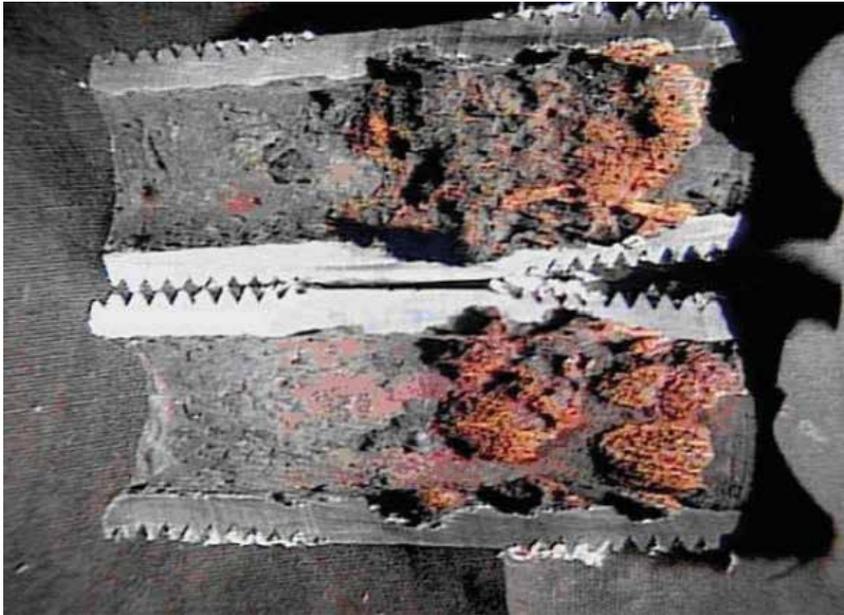
6.2.5 Registro fotográfico

Figura 6.3 – Corrosão galvânica preferencial do mais ativo entre dois materiais



Fonte: API 571/2020.

Figura 6.4 – Corrosão galvânica de uma união (*nipple*) de aço-carbono em um vaso de aço inoxidável para serviço com água quente



Fonte: API 571/2020.

6.3 Célula oclusa/fresta/aeração diferencial

6.3.1 Descrição do dano

Neste item não se procura descrever um tipo específico de mecanismo de corrosão, mas sim fornecer explicações para sua ocorrência ou descrever os fenômenos de corrosão que influenciam a sua ocorrência, incluindo corrosão sob depósito, corrosão em trincas (*crevice corrosion*), corrosão em ponto de contato, corrosão no solo e corrosão sob isolamento.

Mais especificamente, este processo de corrosão pode ser subdividido, dependendo da forma como se apresenta, em corrosão por frestas e corrosão sob depósito. Este fenômeno está associado à diferença de potencial eletroquímico entre uma região com uma determinada concentração de íons ou oxigênio e outra com concentração diferente. A região menos aerada, por exemplo, apresenta característica anódica, enquanto a mais aerada tem comportamento catódico. Então, no caso da existência de uma fresta, pequena ou suficiente para permitir a entrada do eletrólito, mas não sua saída, haverá a formação de uma pilha galvânica, ocasionando a corrosão. O mesmo ocorrerá se houver sob a superfície metálica algum depósito orgânico ou não, que propicie a ocorrência de diferença de aeração entre as regiões sob depósito (região catódica). O eletrólito pode ser a umidade do ar ou qualquer outro meio iônico no qual o metal esteja imerso. A corrosão por frestas

e sob depósito são, portanto, casos particulares da corrosão por células oclusas que têm como força motriz a aeração diferencial entre as regiões sob e fora do depósito ou dentro e fora da fresta.

A corrosão por frestas é caracterizada pela ocorrência de uma intensa corrosão (generalizada ou por pites) em frestas que se formam:

- ✓ por fatores geométricos, como soldas, juntas, orifícios ou cabeças de fixadores;
- ✓ por contato de metal com metal ou metal com não metal (madeira, borracha, plástico);
- ✓ devido à deposição de areia, produtos de corrosão permeáveis, incrustações marinhas e outros sólidos (corrosão sob depósitos);
- ✓ trincas ou outros defeitos metalúrgicos.

6.3.2 Materiais afetados

A célula de concentração de corrosão está correlacionada à resistência geral dos materiais à corrosão aquosa. O aço-carbono é o material mais suscetível e o mais empregado nas situações onde esse fenômeno ocorre nas refinarias. Aços de baixa liga e aços inoxidáveis também são suscetíveis. O grau de suscetibilidade depende da composição química da liga e da agressividade do meio. Aços de alta liga, incluindo os aços inoxidáveis ferríticos de alto cromo, aços superinoxidáveis austeníticos, aços inoxidáveis superdúplex, e ligas Ni-Cr-Mo, bem como o titânio e suas ligas apresentam uma excelente resistência nos ensaios realizados nas células de corrosão para aplicações em refinarias.

Para que ocorra a corrosão, a fresta deve ser grande o suficiente para permitir o acesso ao meio corrosivo, e pequena o bastante para prevenir o transporte de matéria entre o ânodo e o cátodo, de modo que funcione como célula oclusa. As aberturas de frestas típicas são da ordem de 0,02mm a 0,1mm.

O ataque em frestas pode ocorrer em qualquer metal, mas os ativos passivos são mais propensos.

6.3.3 Fatores críticos

- a) A célula de concentração de corrosão ocorre em meios aquosos. Ela envolve uma célula oclusa cercada por um ambiente com uma composição ligeiramente diferente. A célula oclusa é a área sob o depósito, dentro do alvéolo, onde o tubo assenta-se sobre o suporte, os primeiros centímetros de solo abaixo da superfície do chão, ou onde o tubo está em contato com

isolamento úmido. Na maioria dos casos, a diferença entre o ambiente na célula oclusa e a área ao redor é a concentração de oxigênio. Como o oxigênio dentro da célula oclusa é diminuído pela corrosão que se inicia, a área fora da célula oclusa tem uma maior concentração de oxigênio. A célula de aeração diferencial, ou célula de concentração de oxigênio, provoca a formação de uma área anódica nos locais de baixa concentração de oxigênio, que se corroem preferencialmente as áreas de maior concentração de oxigênio. Isto é, essencialmente, um par galvânico, onde a área de baixo oxigênio é o anodo e a área de alto oxigênio é o catodo.

- b) A célula de concentração de corrosão pode também ocorrer na ausência de ar ou oxigênio, tais como sob camadas de depósito na parte baixa de torres e vasos, ao longo da parte baixa de tubulações em unidades de processamento, onde presumivelmente não há ar ou oxigênio durante a operação. Nesse caso, se existe corrosão sob depósito, será devido a outro composto químico em vez de oxigênio, como sulfetos ou cloretos.
- c) Corrosão alveolar (*crevice corrosion*) nos aços inoxidáveis da série 300 e outras ligas similares está relacionada à concentração de cloretos do ambiente bem como ao pH e à temperatura. Está fortemente relacionada ao fenômeno de formação de pites por cloretos nesses materiais. Adicionalmente, existe a contribuição da célula de aeração diferencial formada entre a área no interior do alvéolo e a área externa. O pH no interior do alvéolo diminui quando a corrosão progride, por um processo conhecido como hidrólise do íon metálico, provocando a aceleração posterior da taxa de corrosão. A resistência à corrosão alveolar por cloretos (e a formação de pites por cloretos) de aços inoxidáveis está relacionada à quantidade de Cr e Mo, bem como a outros elementos químicos adicionados à liga metálica.
- d) Para ocorrer a célula de concentração da corrosão, um ambiente aquoso potencialmente corrosivo deve estar presente. A presença da célula de concentração da corrosão, geralmente, acelera a corrosão que poderia ocorrer numa velocidade mais lenta sem ela. Da mesma forma, o par galvânico acelera a corrosão no material mais anódico quando este está posicionado num ambiente potencialmente corrosivo, sem, no entanto, criar um mecanismo de corrosão isoladamente. A taxa de corrosão sob o depósito ou dentro do alvéolo ocorre numa taxa de corrosão acelerada, quando comparada com a que ocorreria fora do depósito ou alvéolo. A corrosão no ponto em que a tubulação se assenta no suporte é acelerada quando comparada com a corrosão atmosférica (ou por água) que pode

ocorrer no restante da tubulação. A corrosão por solos na interface ar/solo é acelerada pela diferença de oxigênio entre a região externa e a interna, alguns centímetros abaixo da superfície no solo. Se não existe ambiente corrosivo ao redor da célula oclusa, por exemplo, no caso de hidrocarbonetos limpos e sem água, não haverá corrosão embaixo do depósito (assumindo a não existência de corrosão microbiológica induzida). Similarmente, mesmo depósitos de sais corrosivos, tais como os de cloreto de amônia, não causarão corrosão até que se tornem úmidos com água e iniciem a formação de ácido corrosivo no ambiente sob o depósito.

6.3.4 Unidades ou equipamentos afetados

- a) Todas as tubulações de utilidades e os equipamentos de processo em uma refinaria são potencialmente suscetíveis nos testes realizados em células de corrosão, tanto na superfície externa como na interna.
- b) Qualquer tipo de depósito (lama, carepa, sais etc.) presente nos tubos ou equipamentos é um local potencial para ocorrência de corrosão sob depósitos.
- c) Componentes internos de equipamentos que são fixados por rebites, por exemplo, bandejas de torres, placas defletoras de trocadores de calor, flanges e juntas de vedação, e componentes de vedação em válvulas e instrumentos são locais preferenciais onde a corrosão alveolar pode ocorrer.
- d) A formação de depósitos fora da tubulação ou equipamento, por exemplo, empilhamento de tubos próximo ao solo ou em uma pista pavimentada sobre tubulações no qual ocorreu uma falha mal reparada da pista permitindo que tubulações em revestimento sofram corrosão sob depósito. Nesse último exemplo, pode também ser categorizado como corrosão por solos ou corrosão na interface ar/solo.
- e) Revestimentos soltos ou com escamação podem aprisionar umidade, sujeira ou outros contaminantes e criarem uma condição para ocorrência de corrosão sob depósito ou dentro de alvéolos.
- f) Todo ponto no qual a tubulação é suportada por uma sela, ou está assentada em uma viga, ou apoiada de uma forma a evitar corrosão por ponto de contato é um local preferencial para corrosão atmosférica acelerada. A situação piora se sujeira ou outros materiais ficarem aprisionados em contato com a área a ser afetada.

6.3.5 Aparência ou morfologia do dano

Como na maioria das situações de corrosão em refinarias, a célula de concentração da corrosão irá tipicamente resultar em uma superfície corroída, normalmente contendo pites. Corrosão alveolar em aços inoxidáveis austeníticos devido a cloretos é tipicamente um acúmulo de pites agudos, estreitos e profundos.

6.3.6 Prevenção/mitigação

- a) Na maioria das situações, diz-se que o uso de materiais mais nobres que o aço-carbono comum não é uma alternativa prática e econômica.
- b) A limpeza e a remoção de sujeira ou outros depósitos dos equipamentos prevenirão esse tipo de ataque.
- c) Atuando em pontos práticos para minimizar a formação de depósitos, iodo e carepa nas unidades em operação irá prevenir a ocorrência de danos.
- d) Os suportes de tubulações podem ser projetados para diminuir a facilidade de acúmulo de sujeira e de umidade entre o tubo e seu suporte, pelo uso, por exemplo, de pontos de contato soldados.
- e) Revestimentos podem ser usados para proteger os equipamentos de aço de ficarem expostos à sujeira ou ao acúmulo de poeira.
- f) Revestimentos descascados devem ser reparados.
- g) Onde o uso de materiais mais nobres for uma solução razoável para evitar a corrosão sob depósito ou em alvéolos, os aços inoxidáveis da série 300 são comumente empregados, ou quando existe a preocupação com corrosão sob depósitos de sal o emprego de materiais mais resistentes à corrosão deve ser adotado.
- h) Calafetar flanges e usar juntas de baixa porosidade não absorventes.
- i) Soldar ou calafetar juntas.
- j) Em tanques, o projeto deve permitir drenagem completa e deve-se remover sólidos em suspensão e precipitados.
- k) Usar inibidores de corrosão.

6.3.7 Inspeção e monitoração

- a) Inspeção visual é o método mais comumente empregado quando o acesso à superfície corroída é possível. Medidor de profundidade de pites (*pit*

gaging) é frequentemente aplicado junto à inspeção visual para medir a profundidade do ataque. Escaneamento da superfície com laser e/ou luz branca estruturada pode também ser empregado.

- b) Medição de espessura por ultrassom pelo lado oposto ao ataque pode ser empregada para medir a espessura remanescente.
- c) Métodos de escaneamento por ultrassom (por exemplo, ultrassom automático, ultrassom manual com varredura de malha fina) podem ser necessários para avaliar grandes áreas como a parte inferior de torres ou vasos, isto é, escanear pela parte inferior externa para determinar a dimensão do dano causado sob depósito na parte interna. A técnica de ondas guiadas de curta distância (empregando maiores frequências) pode, também, ser empregada para detectar perdas de espessura.
- d) Se a causa da corrosão não pode ser eliminada, o uso de sensores permanentemente instalados (*permanent installed monitoring sensors, PIMS*) pode ser utilizado.
- e) A presença de depósitos em trocadores de calor pode ser detectada pelo aumento da queda de pressão ou se o desempenho térmico dos trocadores está deteriorado.

6.3.8 Mecanismos relacionados

Corrosão por bissulfito de amônio, por cloreto de amônia, atmosférica, por salmoura, por água de resfriamento, por cinza fluida, galvânica, microbiológica induzida, por solo e sulfúrica úmida.

6.4 Corrosão sob isolamento

6.4.1 Descrição do mecanismo

Corrosão de tubulações, vasos de pressão e componentes estruturais resultado do aprisionamento de umidade sob o isolamento térmico ou proteção contra fogo.

A corrosão sob isolamento térmico (CSIT) é um fenômeno que tem provocado um grande número de ocorrências em plantas e instalações ligadas à indústria do petróleo. Quantias vultosas têm sido dispendidas com este processo que adquiriu ênfase a partir da década de 1980. A progressiva acidificação e/ou intensificação do uso de isolamentos térmicos, em função de programas de conservação de energia, são os principais fatores para sua ampla disseminação. Na década de 1980, em função da proporção atingida pelo fenômeno, a National Association of Corrosion

Engineers (NACE) criou um subcomitê (T-6H-3i) específico para a abordagem do problema.

O processo consiste em um caso particular de corrosão atmosférica, agravada pelos seguintes aspectos:

- ✓ é difícil de ser detectado. A inspeção/manutenção é onerosa e demanda tempo;
- ✓ provoca falhas inesperadas, que, na maior parte das vezes, conduzem a grandes prejuízos;
- ✓ as taxas de corrosão, quando comparadas à corrosão atmosférica, são mais expressivas, em função da maior concentração do eletrólito e do maior tempo de contato com a superfície.

A CSIT pode ocorrer em aço-carbono ou aços inoxidáveis austeníticos, porém os mecanismos envolvidos diferem bastante. Mecanismo similar pode ocorrer em bases das saias de vasos de pressão revestidos por concreto do tipo *fire proofing*.

Os processos corrosivos frequentemente observados sob isolamento térmico são:

- ✓ corrosão galvânica – ocorre sempre que materiais diferentes estiverem em contato elétrico e o isolamento térmico umedecido contiver razoável quantidade de íons dissolvidos. O desgaste ocorrerá sempre no material de menor nobreza e sua intensidade dependerá da relação entre áreas catódicas e anódicas, bem como do afastamento existente entre os materiais da série galvânica. O mecanismo tem sido observado em áreas criogênicas, particularmente na região de drenos, *vents*, visores de nível etc., onde é frequente a utilização de acessórios construídos com materiais dissimilares;
- ✓ corrosão uniforme ácida ou alcalina – esse fenômeno ocorre particularmente para tubulações e equipamentos isolados, construídos em aço-carbono, que apresentem o isolamento umedecido em função de falhas. A presença de poluentes atmosféricos e/ou substâncias inerentes ao próprio material do isolamento, poderá dar origem à formação de eletrólitos fortes.

6.4.2 Materiais suscetíveis

Aços-carbono, aços baixa liga, aços inoxidáveis da série 300, aços inoxidáveis dúplex.

6.4.3 Fatores críticos

- ✓ Afeta externamente tubulações e equipamentos isolados e aqueles que apresentam serviços intermitentes ou operando entre: 10°F (-12°C) e 350°F (175°C) para aços-carbono e baixa liga; 140°F (60°C) e 400°F (205°C) para aços inoxidáveis austeníticos.
- ✓ A taxa de corrosão sobe com o aumento da temperatura do metal até o ponto onde a água se evapora rapidamente para componentes isolados. A corrosão torna-se mais severa para temperaturas entre o ponto de ebulição 212°F (100°C) e 340°F (121°C), onde a água é menos propensa a evaporar, fazendo o isolamento permanecer úmido por mais tempo.
- ✓ Projeto do sistema de isolamento, tipo, temperatura e ambiente agressivo são fatores críticos.
- ✓ Projetos mal-formulados e/ou instalações que permitem a água ficar aprisionada aumentam a possibilidade de ocorrer corrosão sob isolamento.
- ✓ Materiais isolantes que aprisionam a umidade (fluxos) podem ser mais um problema.
- ✓ Operações com ciclos térmicos ou serviços intermitentes podem aumentar a corrosão.
- ✓ Equipamentos que operam abaixo do ponto de orvalho da água tendem a condensá-la na superfície de metal, fornecendo desse modo um ambiente úmido e aumentando o risco da corrosão.
- ✓ O dano é agravado pela presença de contaminantes presentes no isolamento como o cloreto.
- ✓ Plantas localizadas em áreas com alto índice pluviométrico anual, em locais muito quentes, ou localizadas próximo ao mar são mais suscetíveis à ocorrência de corrosão sob isolamento do que plantas localizadas em regiões mais frias, mais secas e localizadas no meio do continente.
- ✓ Ambientes que possam fornecer contaminantes no ar como cloretos (ambientes marinhos, próximo a torres de resfriamento) ou SO₂ (emitido em abundância) podem acelerar a corrosão.

6.4.4 Unidades ou equipamentos afetados

Todas as tubulações e equipamentos isolados são suscetíveis à corrosão sob isolamento nas condições mostradas acima, mesmo em tubulações e equipamentos onde o sistema de isolamento aparenta estar em boas condições e não existe evidência visual de que a corrosão esteja presente.

a) Exemplos de locais onde a corrosão sob isolamento possa acontecer são apresentados na lista a seguir:

- ✓ a corrosão sob isolamento pode ser encontrada em equipamentos com isolamento térmico danificado, barreiras de vapor, dispositivo de proteção contra a ação do tempo, protuberâncias existentes no isolamento, ou mesmo nos pontos de terminação do isolamento tais como em flanges;
- ✓ equipamentos projetados com anéis de suportação do isolamento soldados diretamente na parede do vaso (sem afastamento), particularmente ao redor de suportes de degraus e plataformas de acesso, olhais de içamento, bocais e anéis de reforço;
- ✓ equipamentos e tubulações com tubos aquecedores de parede danificados/vazando;
- ✓ danos localizados em sistema de pintura ou de revestimento;
- ✓ locais onde umidade/água se acumulam (pelo efeito da gravidade) antes de evaporarem (anéis de suporte de isolamento em equipamentos verticais) e protetores contrafogo mal terminados;
- ✓ sistema de tubulação com vibração que apresente tendência a provocar danos à chapa protetora do isolamento térmico provendo passagem para entrada de umidade;
- ✓ terminações "mortas" (*vents*, drenos e outros itens similares);
- ✓ fixadores de tubulações e outros suportes;
- ✓ válvulas e acessórios (com superfície de isolamento irregular);
- ✓ sapatas de tubulações aparafusadas;
- ✓ pontos de entrada e saída de tubos de aquecimento;
- ✓ terminações do isolamento nos flanges e outros componentes da tubulação;
- ✓ fechamento de chapas de proteção do isolamento localizadas no topo de tubulações horizontais, inadequadamente sobrepostas ou com vedação danificada ou inapropriada;
- ✓ terminação do isolamento em tubulações verticais;
- ✓ ausência de vedação, vedação endurecida, ou provocando separação das partes componentes do isolamento;
- ✓ a presença de protuberâncias, manchamentos nas chapas de reforço externas ao isolamento, bem como a ausência ou quebra dos anéis de fixação

- das chapas podem indicar a existência de um processo corrosivo interno;
- ✓ partes baixas do sistema de tubulação que possuem penetração de umidade conhecida, incluindo pontos baixos de tubulações com longos trechos de comprimento sem suporte;
 - ✓ flanges, fixadores e outros componentes sob o isolamento térmico fabricados com aço-carbono e baixa liga em sistemas de tubulações fabricados com aço alta liga;
 - ✓ locações em tubulações ou equipamentos onde as tampas de inspeção no isolamento foram retiradas para medição de espessura devem receber uma atenção especial. Essas tampas devem ser prontamente substituídas e seladas. Vários tipos de tampas removíveis existem no mercado para permitir a inspeção e identificação dos pontos para referência futura;
 - ✓ o primeiro metro de uma tubulação horizontal adjacente à parte baixa de uma tubulação vertical.

6.4.5 Aparência ou morfologia do dano

- a) Aços-carbono e de baixa liga estão sujeitos à corrosão pitiforme localizada e/ou à perda de espessura localizada.
- b) Aços inoxidáveis da série 300 estão também sujeitos à corrosão sob tensão se cloreto estiver presente, enquanto os aços inoxidáveis dúplex são menos suscetíveis.
- c) Aços inoxidáveis da série 300 e dúplex estão sujeitos à corrosão pitiforme e localizada. Para aços inoxidáveis da série 300, especificamente em sistemas antigos de isolamento empregando silicato de cálcio (conhecidamente possuindo cloretos), corrosão pitiforme e trincas de corrosão sob tensão por cloretos podem acontecer.
- d) Após remoção do isolamento de aços-carbono e baixa liga, a corrosão sob isolamento é percebida pela carepa na forma de flocos soltos cobrindo o componente corroído. O dano pode ser extremamente localizado (figuras 6.3 a 6.9).
- e) Em alguns casos localizados, a corrosão pode ter a aparência de um carbúnculo de pite (normalmente encontrado sob um sistema de pintura/ revestimento com falha).
- f) Sinais marcantes de danos em isolamento, pintura e revestimento frequentemente precedem o surgimento de corrosão sob isolamento.

6.4.6 Prevenção/mitigação

- a) Visto que a maioria dos materiais de construção usada em plantas é suscetível à degradação por corrosão sob isolamento, a mitigação do dano é melhor alcançada pelo uso apropriado de pintura/revestimento e a manutenção apropriada do isolamento, selagem e barreiras de vapor para evitar o ingresso de umidade.
- b) Revestimento com aerossol de alumínio aplicado com chama tem sido empregado em aço-carbono. O revestimento se corrói preferencialmente pela ação galvânica, protegendo assim o metal de base.
- c) Revestimentos não metálicos de alta qualidade, propriamente aplicados à superfície a ser isolada, podem fornecer uma proteção duradoura.
- d) Folha de alumínio fina enrolada ao redor de tubulações e equipamentos em aço inoxidável tem sido usada como uma barreira efetiva contra o isolamento.
- e) A seleção cuidadosa do material isolante é importante. Espuma de vidro com célula fechada retém menos umidade no tubo/vaso que lã mineral e é potencialmente menos corrosiva.
- f) Isolamento com baixo teor de cloretos deve ser usado em aços inoxidáveis da série 300 para minimizar o potencial de aparecimento de pites e de corrosão sob tensão.
- g) Não é normalmente possível alterar as condições de operação. Entretanto, deve-se considerar a possibilidade de remoção do isolamento onde a conservação de calor não é muito relevante para o processo.

6.4.7 Inspeção e monitoração

a) Um plano de inspeção para a detecção da presença de corrosão sob isolamento deve ser estruturado sendo que o tratamento sistêmico deva começar com predição e análise, depois partindo para procedimentos mais invasivos. O plano de inspeção deve considerar a temperatura operacional, tipo e idade/estado do revestimento além do tipo e idade/estado do material isolante. Prioridade adicional deve ser dada à inspeção física do equipamento, procurando por evidências de danos no isolamento e selagem, sinais de penetração de água e sujeira bloqueando áreas de drenos gravitacionais no equipamento.

b) Embora o isolamento externamente possa aparentar uma boa condição, o dano por corrosão sob o isolamento pode estar ocorrendo. A inspeção de corrosão sob isolamento requer a remoção de parte ou todo o isolamento. Se a cobertura

externa está em boas condições e não há motivo para suspeitar de danos sob ela, pode não ser necessária a remoção da cobertura para inspeção do vaso.

c) Algumas considerações sobre a remoção do isolamento incluem, mas não estão limitadas a:

- ✓ histórico de corrosão sob isolamento no vaso específico ou outro semelhante;
- ✓ condição visual da chapa de revestimento externo e do isolamento;
- ✓ evidência de vazamento de fluido, por exemplo, manchas;
- ✓ equipamentos com serviço intermitente;
- ✓ condição/idade do revestimento externo, se aplicável.

d) Áreas comuns de preocupação em unidades de processo são áreas de alta concentração de umidade como as a favor do vento vindo de torres de resfriamento, próximo dos *vents* de vapor, sistemas de dilúvio, vapores ácidos, ou próximos a sistemas de resfriamento suplementar com aerossol de água.

e) Quando planejando a inspeção para detecção de corrosão sob isolamento, o inspetor deve considerar:

1. áreas que são mais suscetíveis à corrosão sob isolamento. Se o dano por corrosão sob isolamento é encontrado, o inspetor deve inspecionar outras áreas suscetíveis do vaso;
2. utilizar múltiplas técnicas de inspeção para produzir a maior asserção do ensaio, incluindo:
 - ✓ remoção parcial ou total do isolamento para inspeção visual;
 - ✓ medição de espessura por ultrassom, em pontos de teste ou com a retirada local do isolamento;
 - ✓ profilometria da parede em tempo real por raios X de baixa energia (apropriado para tubulações de pequeno diâmetro);
 - ✓ técnica de retroespalhamento com nêutrons para definir regiões úmidas do isolamento. Método indireto de detecção de possíveis regiões críticas.

f) Termografia com infravermelho procurando por isolamento úmido e/ou danificado ou ausente sob a chaparia de reforço. Método indireto de detecção de possíveis regiões críticas.

g) Ondas guiadas ultrassônicas, necessitando remoção de trechos do isolamento nas partes retas do trajeto dos dutos.

h) A técnica de corrente parasita pulsada (*pulsed eddy current*, PEC), pontual e *array*, sofreu um grande avanço nos últimos anos e tem se tornado um método confiável de inspeção sem a necessidade de remoção do isolamento.

6.4.8 Mecanismos relacionados

Corrosão atmosférica, oxidação e corrosão sob tensão por cloretos.

Figura 6.5 – "T" em uma linha de etileno com 1.000 psig de pressão antes da remoção do isolamento



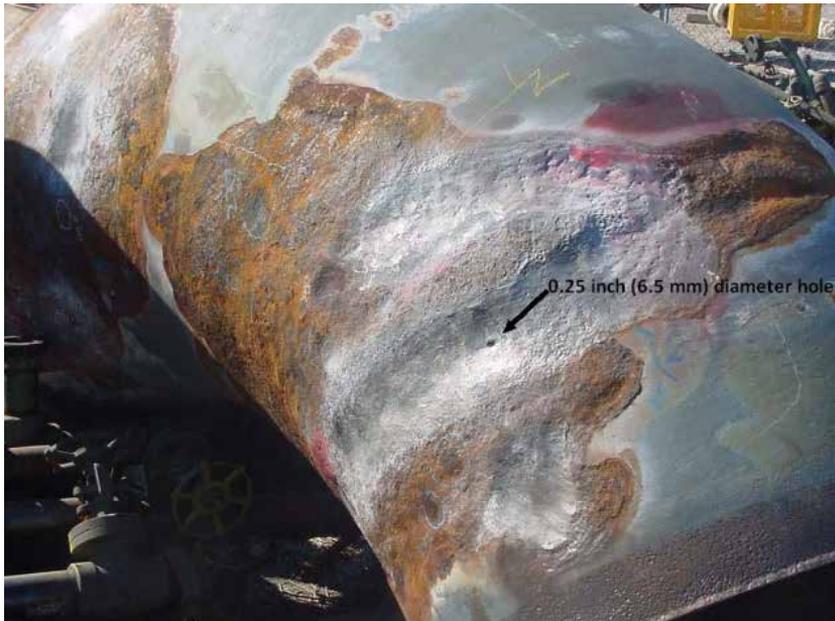
Fonte: API 571/2011.

Figura 6.6 – Vista aproximada do processo de corrosão sob isolamento existente no "T" da figura 6.5 após remoção do isolamento



Fonte: API 571/2011.

Figura 6.7 – Aspecto da corrosão sob isolamento de uma linha de butadieno em aço-carbono apresentando corrosão localizada intensa que somente foi detectada após a remoção do isolamento da linha. Observe o furo existente com 0.25in (6,5mm) de diâmetro



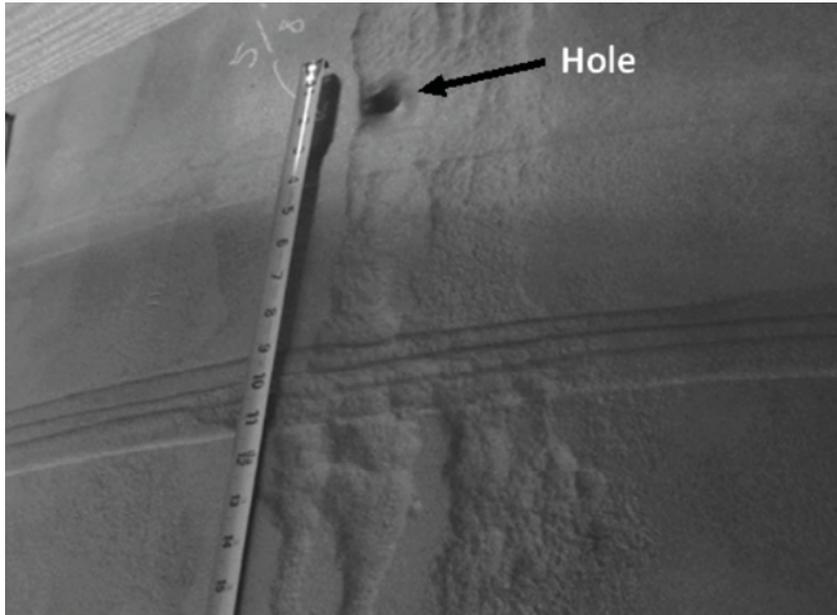
Fonte: API 571/2011).

Figura 6.8 – Corrosão sob isolamento presente em um bocal no tampo inferior



Fonte: API 571/2011.

Figura 6.9 – Corrosão sob isolamento no bocal do tampo superior



Fonte: API 571/2011.

Figura 6.10 – Corrosão sob isolamento no suporte de fixação de tubulação no tampo do vaso



Fonte: API 571/2011.

Figura 6.11 – Corrosão em um limitador de nível em aço-carbono



Fonte: API 571/2011.

6.5 Corrosão/erosão

6.5.1 Descrição do mecanismo

A erosão é um processo mecânico que permite a remoção acelerada de material superficial pela movimentação ou impacto de partículas sólidas, líquidos, vapor ou a combinação entre eles. Chamamos de corrosão/erosão quando esse mecanismo de dano remove o filme protetor da superfície, expondo o metal ao processo corrosivo.

6.5.2 Ambientes favoráveis/fatores críticos

Na grande maioria das vezes, o processo corrosivo sempre está presente. Dessa forma, é muito raro considerar um processo erosivo isolado. O papel da corrosão nesse mecanismo de dano é fundamental.

Alguns fatores influenciam na perda de espessura, tal como a velocidade e concentração dos meios erosivos, tamanho de partículas, dureza e resistência à corrosão do material sujeito ao mecanismo de dano. Outro fator contribuinte é o ângulo do impacto.

No caso de ligas com durezas mais baixas, como ligas de cobre ou alumínio, o processo de dano mecânico é maior, gerando um desgaste mais severo. Em casos de velocidades mais elevadas, essa severidade aumenta. Mesmo no caso de ligas com alta dureza, o processo erosivo pode ser significativo.

A corrosividade do ambiente é um fator que pode reduzir a estabilidade do filme protetor da superfície metálica, conseqüentemente expondo o material a maior dano por erosão. Alguns fatores podem aumentar a corrosividade do ambiente, tal como temperatura e pH.

6.5.3 Morfologia

A morfologia do processo erosão/corrosão é caracterizada pela perda de espessura localizada, em forma de pites, ranhuras ou furos. Essas perdas de espessura apresentam geralmente um padrão direcional. Esse mecanismo de dano pode ocorrer em um tempo relativamente curto.

6.5.4 Materiais afetados

Todos os metais e suas ligas são sujeitos a esse mecanismo de dano, assim como os materiais refratários.

6.5.5 Equipamentos e sistemas afetados

Sistemas de tubulação, válvulas, bombas, agitadores, vasos de pressão, trocadores de calor, turbinas e compressores.

6.5.6 Regiões e acessórios afetados

Curvas, cotovelos, "T"s, redutores, feixes de trocadores de calor, orifícios de medidores, pás de turbinas e bocais.

6.5.7 Medidas preventivas

Melhorias no projeto dos equipamentos tais como mudanças na forma, geometria e seleção de materiais são grandes medidas preventivas. Alguns exemplos de mudanças seriam o aumento do diâmetro da tubulação visando à diminuição da velocidade, curvaturas mais brandas, aumento da espessura da parede etc.

O aumento da resistência à erosão pelo aumento da dureza do substrato pode ser obtido por ligas de alta dureza ou tratamento de endurecimento.

Outra maneira de mitigar o processo de erosão/corrosão é com a utilização de ligas resistentes à corrosão. Se houver possibilidade, alterar o ambiente para reduzir a corrosividade do meio, tal como injeção de inibidor de corrosão.

6.5.8 Inspeção e monitoração

Quando possível, a inspeção visual pode identificar a presença do processo. Se não, técnicas como ultrassom e radiografia podem ser aplicadas. Com as mesmas é possível avaliar a extensão do dano.

No caso de refratários, inspeções termográficas podem detectar perda de espessura localizada.

6.5.9 Registro fotográfico

Figura 6.12 – Corrosão/erosão de um flange em aço 1 1/4 Cr – ½ Mo, 136kgf em uma linha da unidade de craqueamento catalítico fluido



Fonte: API 571/2020.

Figura 6.13 – Corrosão/erosão de um impelidor de bomba de reciclo de água feito em material ASTM A48 Classe 30



Fonte: API 571/2020).

6.6 Corrosão assistida pelo fluxo (CAF)

6.6.1 Descrição do dano

É a dissolução química da camada protetora de óxido e metal base, que depende do material, geometria e condições de fluxo, resultando na perda de material de tubos, vasos e equipamentos.

6.6.2 Materiais afetados

Todos os graus de aço-carbono e aço de baixa liga com teor de cromo inferior a 1%.

6.6.3 Fatores críticos

- a) **Temperatura:** temperatura da água/vapor na faixa de 100 a 250°C, sendo que a CAF é potencializada na faixa de temperatura entre 149°C a 199°C.
- b) **Velocidade do fluido:** velocidade da água ou vapor acima de 6,1m/s pode contribuir para a perda de material. As redes com diâmetro nominal menor que 2" (50,8mm) estão sujeitas a elevadas velocidades e turbulências e esses fatores aceleram o descolamento da camada de proteção dos tubos (magnetita = Fe_3O_4).

- c) **Geometria:** quando há uma tendência de mudança de regime de fluxo, de laminar para turbulento, e de pequena alteração de estado da água/vapor devido à redução de entalpia, acaba se tornando um foco propício para a CAF com notável perda de espessura. Em suma, quaisquer distúrbios de fluxo, face à alteração de geometria da rede de água/vapor, podem contribuir para o surgimento de CAF.
- d) **Teor de cromo:** materiais costumeiramente aplicados nas tubulações com teor de cromo abaixo de 1% reduzem a resistência ao desgaste, fazendo com que aços-carbono apresentem baixa resistência ao fenômeno da CAF.
- e) **pH:** o pH acima de 9,2 impede o ataque à magnetita, reduzindo enormemente a taxa de erosão.
- f) **Oxigênio dissolvido:** o oxigênio deve ser reduzido, porém, há tipos de tratamento de água que com uma concentração de oxigênio acima de 100ppb (100µg/kg) aparentemente evitam a corrosão e garantem a formação da camada protetora do aço (magnetita). Essa concentração de 100ppb é recomendada para instalações que utilizam somente o oxigênio injetado no processo como produto único de tratamento de água.

6.6.4 Unidades e equipamentos normalmente afetados

Tubulações de alta energia e tubos de plantas industriais e de geração termelétrica, principalmente no sistema de água de alimentação e seus auxiliares, recirculação de água de alimentação e condensado, linhas de extração de vapor, linhas de descarga (*blowdown lines*), interseção das turbinas, separador de umidade, drenos do reaquecedor, alimentação do reaquecedor, tubos de conexão do recuperador de calor do gerador de vapor (HRSG). Esse mecanismo é frequente em unidades que operam de maneira cíclica.

6.6.5 Aparência e morfologia do dano

O dano causado pela CAF, na maioria dos casos, se caracteriza por uma redução geral da espessura da parede em vez de um ataque localizado como pites ou trincas. Apesar da CAF ocorrer em uma área relativamente grande, pode ser considerada um tipo de corrosão localizada, pois se atém às regiões de turbulência. A camada protetora de óxido se torna fina, sendo que, com pouca frequência, o metal base fica exposto. Na maioria dos casos, a superfície corroída exibe uma coloração preta típica de magnetita.

6.6.6 Prevenção/mitigação

A prevenção e a mitigação da CAF são realizadas pelo controle e otimização química da água de alimentação. O controle químico da água de alimentação nas plantas termelétricas e industriais tem como objetivo diminuir a geração de produtos de corrosão e reduzir ou eliminar a possibilidade de CAF nos materiais adotados. Tanto nas tubulações totalmente ferrosas como nas mistas, o tratamento da água de alimentação tem que ser totalmente volátil. Basicamente existem três tipos de tratamento:

- ✓ tipo A: tratamento totalmente volátil (AVT) usando amônia e um agente redutor ou antioxidante como hidrazina;
- ✓ tipo B: mesmo que A sem o agente redutor, denominado novo AVT;
- ✓ tipo C: tratamento oxigenado (OT) usando apenas amônia e oxigênio.

A maior diferença, em termos de CAF, entre os tratamentos A, B e C é que o A promove um ambiente redutor (ORP \ll 0mV) enquanto B e C resultam em um ambiente oxidante (ORP, 0mV). Para uma química tipo A normal, o ORP (*oxidation reduction potential*) é tipicamente menor que 2.300mV e o nível de produtos de corrosão na água de alimentação (medidos no economizador de entrada) será menor que 10ppb. A maioria das plantas térmicas pode facilmente atingir 5ppb com a situação sendo considerada normal sem maiores preocupações com a CAF. Para uma unidade com química tipo A e taxas de CAF mais altas, o ORP também será menor que 2.300mV, mas, devido à heterodinâmica local, o processo total de corrosão e dissolução é mais rápido. O resultado é maior dissolução e maior arrasto das partículas de óxido. Nos piores casos, o FAC será tão rápido, que sobrarão apenas uma fina camada de Fe_3O_4 na superfície. O nível de produtos de corrosão na água de alimentação (medida no economizador de entrada) pode ser bem maior que 10ppb.

Químicas tipo B e C produzem uma situação completamente diferente, estando em um ambiente de água de alimentação oxidante. A superfície é coberta com um hidrato de óxido ferrítico (FeOOH), que também permeia os poros da magnetita. Nesse caso, o ORP é maior que zero, o que favorece o crescimento do FeOOH. Essa formação faz duas coisas: (i) reduz a taxa total de corrosão, pois a difusão ou o acesso do oxigênio ao metal de base é restrito ou reduzido e (ii) reduz a solubilidade das camadas de óxido superficiais. Do ponto de vista da CAF, a superfície com camada de surface FeOOH dissolve muito mais devagar (pelo menos duas ordens de magnitude menor) que a magnetita na mesma condição hidrodinâmica com a química tipo A. O resultado geral é que os produtos de corrosão medidos na água de alimentação podem ser muito menores que 1ppb e a CAF é mínima.

Existem dois tipos de sistemas totalmente ferrosos: aqueles contendo apenas aço-carbono nos tubos e tubulações e aqueles contendo tubos de aço inoxidável junto com as tubulações de aço-carbono. Os casos mais sérios de CAF ocorrem quando todos os tubos são de aço inoxidável e a química é do tipo A (AVI normal com hidrazina produzindo ORP, 0mV). Isso implica que o ambiente redutor é mais severo na água de alimentação de alta pressão (HP) quando o tubo é de aço inoxidável quando comparado com o tubo de aço-carbono ou com base de cobre.

Sistemas metalúrgicos mistos só podem usar a química tipo A na água de alimentação, que mantém um ambiente redutor durante toda a operação para proteger os tubos à base de cobre. Isso significa que os tubos de interconexão de aço-carbono também têm que ser expostos ao mesmo ambiente redutor. Nenhuma falha séria de CAF ocorreu em plantas fósseis com sistemas metalúrgicos mistos, contudo perdas de parede associadas com CAF foram observadas em plantas fósseis e sérias falhas ocorreram em plantas nucleares com sistemas metalúrgicos mistos; então os componentes de aço-carbono em sistemas de água de alimentação metalúrgicos mistos devem ser submetidos ao mesmo programa rigoroso que os sistemas totalmente ferrosos.

A composição química do aço afeta diretamente a resistência do material à CAF. Os aços-carbonos, por exemplo, tipo ASTM A 106 Grau B ou DIN St 45.8, são os que mais estão suscetíveis à erosão e corrosão. Esses aços são os preferidos pelos projetistas para tubulações de água e vapor que operam em temperaturas baixas (<350°C) e com baixas solicitações mecânicas, já que são selecionados visando à otimização de custos de montagem. Teores de cromo acima de 1% reduzem consideravelmente a suscetibilidade do material à CAF. O aço mais resistente aos mecanismos de falha por CAF é o ASTM A 213 Grau T22 que possui teor de cromo em torno de 2,25% (e 1% de molibdênio) conferindo ao aço maior resistência ao desgaste por erosão.

6.6.7 Inspeção e monitoração

A grandeza a ser inspecionada e monitorada para a identificação da CAF é a espessura da parede dos componentes, tubos e tubulações. Tem-se observado que a inspeção visual, medição de espessura por ultrassom e radiografia digital apresentam confiabilidade na detecção da redução de espessura por CAF. Há uma vantagem do uso de radiografia digital quanto aos custos da inspeção, pois não é necessário remover o isolamento térmico.

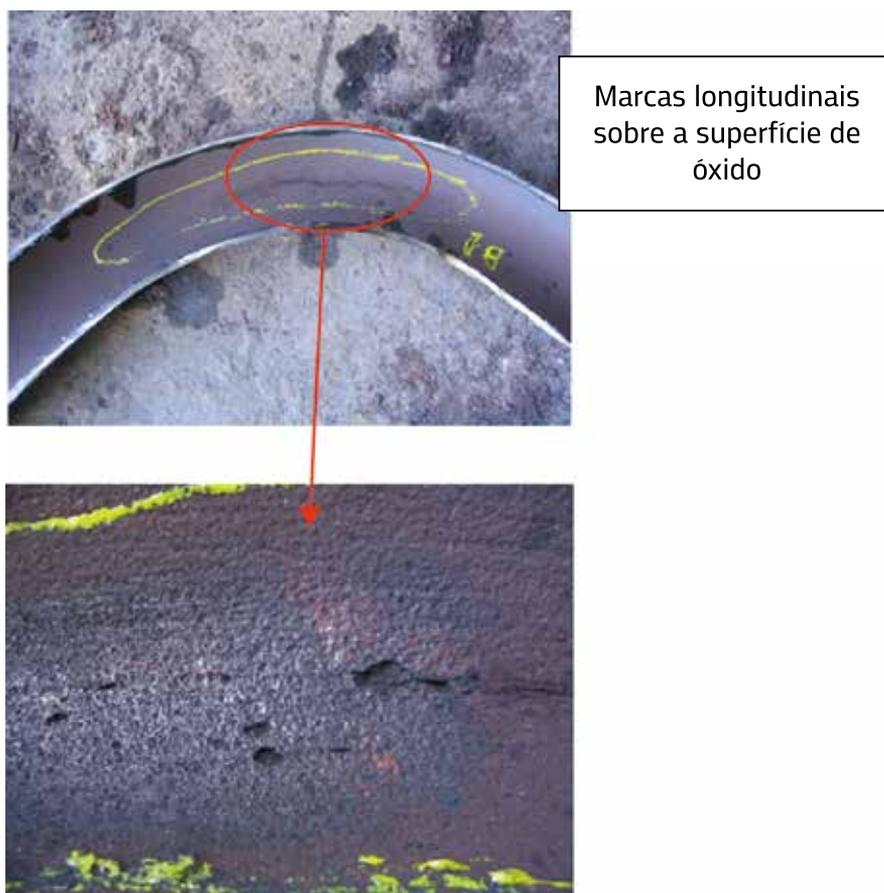
Além disto, é recomendável a monitoração da água de alimentação, sendo o ORP (*oxidation reduction potential*) o principal parâmetro químico de controle. Foram desenvolvidos diversos programas para prever o efeito da CAF associada a técnicas de inspeção adequadas e controle do ciclo químico que garantem um nível de segurança adequado.

Portanto, recomendam-se os seguintes passos: (i) identificar os sistemas suscetíveis; (ii) selecionar os locais de inspeção; (iii) conduzir a inspeção; (iv) reparar ou substituir os componentes com espessura reduzida; (v) otimizar a química da água de alimentação.

6.6.8 Mecanismos relacionados

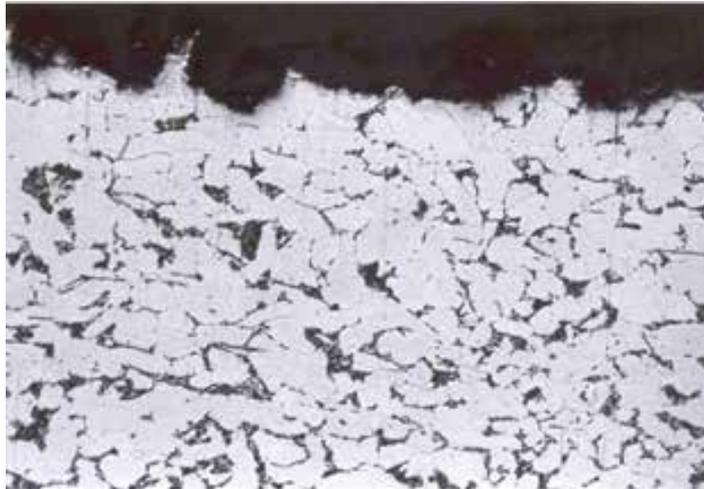
- ✓ Corrosão/fadiga: em função da operação cíclica das unidades, muitas vezes esses mecanismos se confundem ou se superpõem.
- ✓ Erosão.

Figura 6.14 – Tubo de interligação do *downcorner* com o coletor inferior da parede de água de uma caldeira de geração termelétrica. Características macroscópicas da CAF: marcas da turbulência do fluido na camada de óxido protetora (magnetita) no tubo de aço-carbono



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 6.15 – Estrutura metalográfica do tubo de interligação do *downcorner* com o coletor inferior da parede de água de uma caldeira de geração termelétrica: ferrita e perlita esferoidizadas com redução da espessura de camada de óxido. Ataque: nital 1%, aumento: 200x



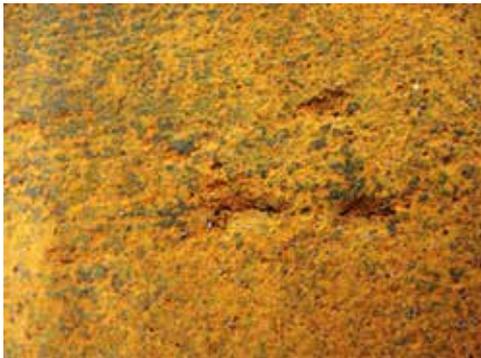
Fonte: Acervo dos autores.

Figura 6.16 – Detalhe da superfície externa do tubo de interligação do *downcorner* com o coletor inferior da parede de água de uma caldeira de geração termelétrica: trinca passante após redução da espessura de parede por CAF

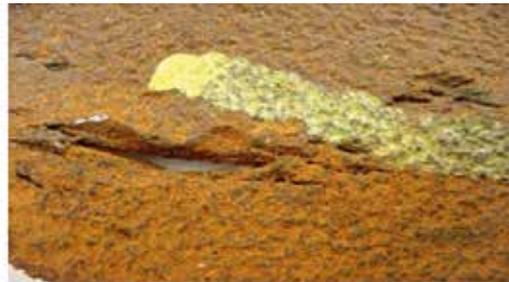


Fonte: Acervo dos autores.

Figura 6.17 – Detalhe da superfície interna do tubo de interligação do *downcorner* com o coletor inferior da parede de água de uma caldeira de geração termelétrica:
(a) observa-se corrosão superficial generalizada e pites alinhados, onde se iniciaram trincas; (b) trinca passante após redução da espessura de parede por CAF



(a)



(b)

Fonte: Acervo dos autores.

6.7 Corrosão/fadiga

6.7.1 Descrição do mecanismo

A forma de trincamento é aquela na qual as trincas se desenvolvem pelos efeitos combinados de carga cíclica e corrosão. Trincamento frequentemente se inicia em locais de concentração de tensões tais como pites na superfície. O trincamento pode se iniciar em vários locais.

6.7.2 Materiais suscetíveis

Todos os materiais e ligas metálicas.

6.7.3 Fatores críticos

- a) Os fatores críticos são material, ambiente corrosivo, tensões cíclicas e aumento de tensão.
- b) O trincamento ocorre mais provavelmente em ambientes que provocam o aparecimento de pites ou corrosão localizada sob tensões cíclicas devido a tensões térmicas, vibrações ou expansão diferencial.

- c) Diferentemente do mecanismo de fadiga pura, não há carga limite de fadiga em fadiga assistida por corrosão. A corrosão provoca falha em menores tensões e número de ciclos que os limites normais dos materiais na ausência de corrosão e há o acontecimento frequente de propagação de trincas paralelas.
- d) Os locais de início de trincas incluem concentradores de tensão como pites, descontinuidades superficiais, mudanças de seção ou soldas de filete.

6.7.4 Unidades ou equipamentos afetados

Equipamentos rotativos, desaeradores e caldeiras cíclicas, bem como qualquer equipamento sujeito a tensões cíclicas em um ambiente corrosivo. Alguns exemplos incluem:

- ✓ equipamentos rotativos: acoplamentos mecânicos entre o impelidor e o eixo da bomba ou outro mecanismo de corrosão podem resultar em problemas de pites no eixo. Os pites podem atuar como concentradores ou incrementadores de tensão para produção de trincas. A maioria das trincas é transgranular com poucas ramificações;
- ✓ desaeradores: nos últimos anos da década de 1980, desaeradores das indústrias de papel e celulose, refino e petroquímica e com fonte de energia fóssil têm apresentado muitos problemas de trincamento. Falhas totais de vasos na área de papel e celulose implicaram um intenso programa de inspeção que definiram os maiores problemas de trincamento em várias indústrias. Chegou-se à conclusão que tensões residuais de fabricação e soldagem, aumento de tensão durante a vida útil (acessórios e reforços soldados) e o ambiente normal dos desaeradores podiam provocar problemas de corrosão/fadiga;
- ✓ caldeiras cíclicas: na vida dessas caldeiras, várias centenas de partidas a frio ocorrem o que implica a expansão diferencial que provoca o trincamento da camada superficial proterora de magnetita, permitindo a continuação do processo corrosivo.

6.7.5 Aparência ou morfologia do dano

- a) A fratura em fadiga é frágil e as trincas são mais frequentemente transgranulares, como no caso das trincas de corrosão sob tensão, porém não ramificadas, e frequentemente resulta na propagação de várias trincas paralelas.

- b) A presença de trincamento por corrosão/fadiga pode ser evidenciada pela pouca deformação plástica exceto quando da fratura final que pode ocorrer por excesso de carregamento acompanhado de deformação plástica.
- c) Em caldeiras cíclicas, o dano usualmente aparece inicialmente no lado da água na viga inferior de reforço estrutural dos pilares verticais (figura 6.18). A morfologia das trincas pode ser circunferencial entre a viga horizontal de reforço e os tubos da parede de água. Observando o corte na seção transversal da região, as trincas aparentam a forma de vários bulbos (figura 6.19). As extremidades das trincas tendem a ser algo arredondado (não pontiagudas), porém cheias de óxido e transgranulares (figuras 6.20 a 6.22).
- d) Em ambientes com sulfetos, as trincas apresentam aparência similar, mas preenchidas com sulfetos.
- e) Em equipamentos rotativos, a maioria das trincas é transgranular com mínimas ramificações.

6.7.6 Prevenção/mitigação

- a) Equipamentos rotativos:
 - ✓ modificar o ambiente corrosivo pelo uso de revestimentos ou inibidores;
 - ✓ minimizar os efeitos de par galvânico;
 - ✓ empregar materiais resistentes à corrosão.
- b) Desaeradores:
 - ✓ controle químico apropriado da água de alimentação e do condensado;
 - ✓ minimizar as tensões residuais de fabricação e soldagem pelo emprego de tratamento térmico de alívio de tensões;
 - ✓ minimizar os reforços de soldas pelo esmerilhamento do contorno da solda suavizando-o.
- c) Caldeiras cíclicas:
 - ✓ dar partida na caldeira lentamente para minimizar as deformações causadas pela expansão diferencial;
 - ✓ sempre dar partida com a composição química da água sob controle apropriado.

6.7.7 Inspeção e monitoração

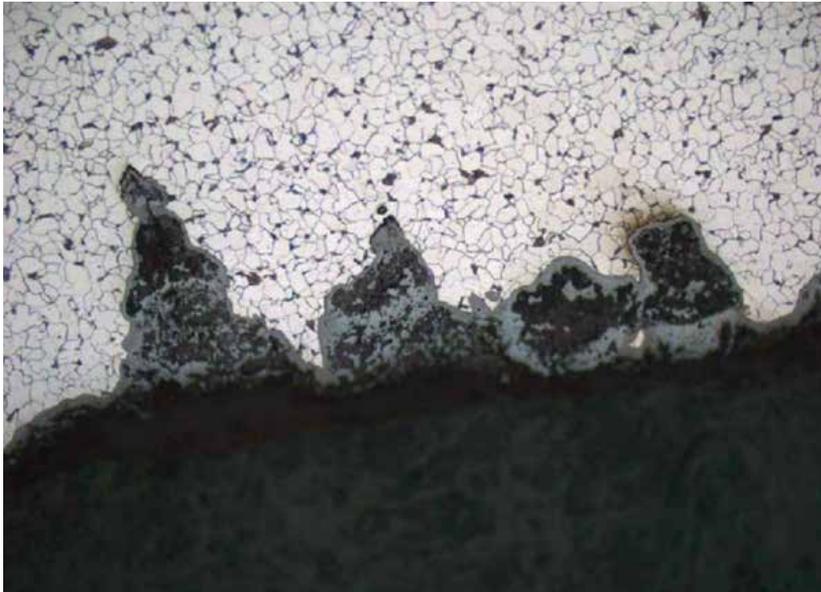
- a) Equipamentos rotativos:
 - ✓ os métodos de ultrassom e magnéticos podem ser empregados para a detecção das trincas.
- b) Desaeradores:
 - ✓ o trincamento normalmente é detectado pelo emprego de ensaio por partículas magnéticas fluorescentes via seca. Atualmente também se recomenda o emprego do ensaio de correntes parasitas;
 - ✓ a maioria das trincas é muito fina o que dificulta sua detecção.
- c) Caldeiras cíclicas:
 - ✓ o primeiro sinal de falha é o vazamento por um furo diminuto do lado frio nos tubos da parede de água na ligação com a viga de reforço inferior;
 - ✓ inspecionar as regiões altamente tensionadas da caldeira com ultrassom e EMAT;
 - ✓ o trincamento pode ocorrer nas membranas das regiões altamente tensionadas, principalmente nos cantos das vigas de reforço inferior.

Figura 6.18 – Falha por corrosão/fadiga em tubo de caldeira



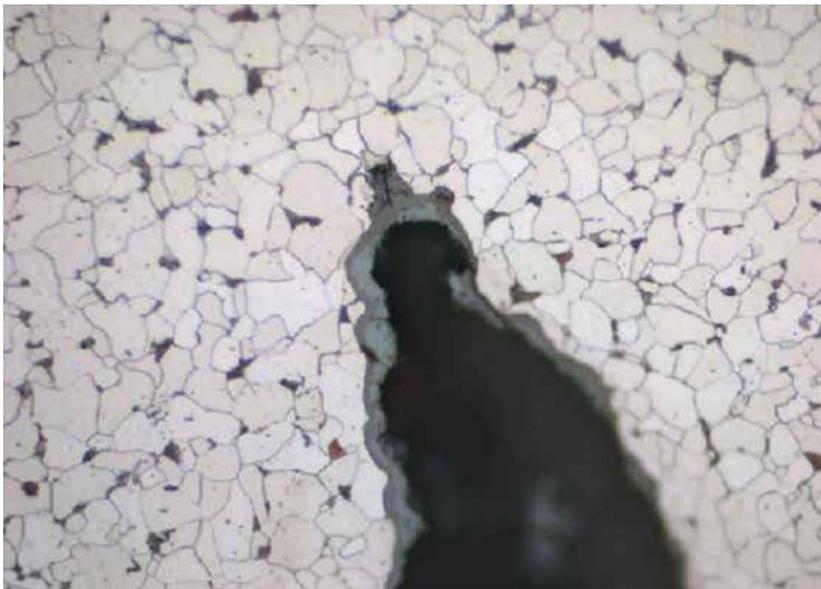
Fonte: API 571/2011.

Figura 6.19 – Corpo de prova para metalografia de uma amostra retirada de um tubo com falha de uma caldeira



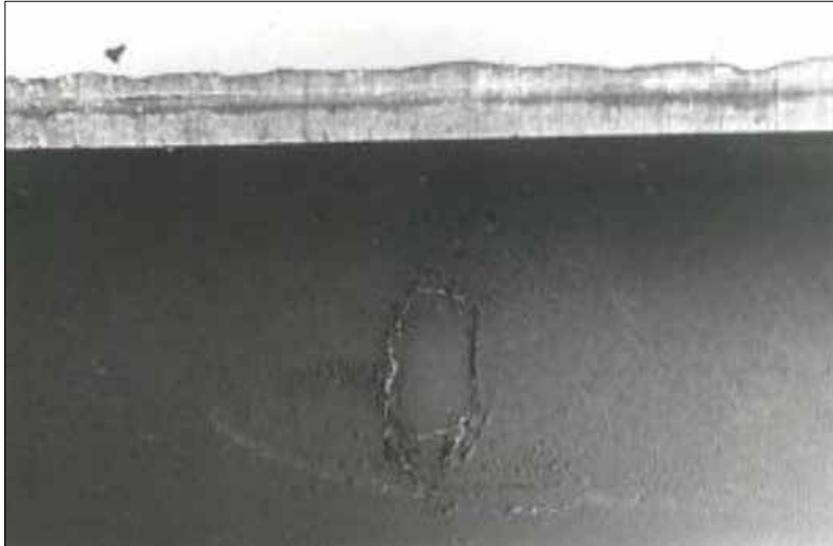
Fonte: API 571/2011.

Figura 6.20 – Aumento da visualização (*zoom*) da amostra apresentada na figura 6.19



Fonte: API 571/2011.

Figura 6.21 – Foto de um tubo de vapor de caldeira cortado ao longo de sua seção longitudinal. Trincas de corrosão/fadiga iniciadas na parede interna do tubo, do lado oposto da viga horizontal inferior de reforço na parte externa do tubo



Fonte: API 571/2011.

Figura 6.22 – Micrografia mostrando a morfologia das trincas com lóbulos múltiplos e ramificações dando um aspecto de “orelhas de coelho”



Fonte: API 571/2011.

6.8 Corrosão sob tensão (por cloretos)

6.8.1 Descrição do mecanismo

Trincamento pelo meio produzindo trincas superficiais em aços inoxidáveis da série 300 e algumas ligas de níquel pela ação combinada de tensão trativa, temperatura e ambiente aquoso com a presença de ácido clorídrico. A presença de oxigênio dissolvido aumenta a propensão ao trincamento.

6.8.2 Materiais suscetíveis

- a) Todos os aços inoxidáveis da série 300 são altamente suscetíveis.
- b) Aços inoxidáveis dúplex são mais resistentes.
- c) Ligas à base de níquel são altamente resistentes, mas não imunes.

6.8.3 Fatores críticos

- a) Teor de cloretos, pH, temperatura, tensão, presença de oxigênio e composição da liga são fatores críticos.
- b) O aumento da temperatura implica a maior suscetibilidade ao trincamento.
- c) Aumento do teor de cloretos aumenta a probabilidade de trincamento.
- d) Não existe limite prático inferior para cloretos porque sempre existe potencial para o cloreto se concentrar.
- e) Condições de transferência de calor aumentam significativamente a suscetibilidade ao trincamento porque eles permitem a concentração de cloretos. Exposição alternada à condição seca e úmida ou vapor e água também conduzem ao trincamento.
- f) Corrosão sob tensão normalmente acontece para valores de pH acima de 2. Com valores menores de pH, a corrosão generalizada uniforme predomina. A tendência de ocorrer corrosão sob tensão diminui na região alcalina de pH.
- g) O trincamento ocorre normalmente para temperaturas do metal acima de 140°F (60°C), embora exceções possam ocorrer a temperaturas menores.
- h) Tensão aplicada ou mesmo residual. Componentes altamente tensionados ou em trabalho a frio, como as juntas de expansão, são altamente suscetíveis ao trincamento.

- i) Oxigênio dissolvido na água normalmente acelera a corrosão sob tensão, mas não fica claro se existe um limite de concentração de oxigênio abaixo do qual não ocorra corrosão sob tensão.
- j) O teor de níquel da liga tem papel preponderante na resistência. A máxima suscetibilidade ocorre em concentrações de níquel entre 8 e 12%. Ligas com teor de níquel acima de 35% são altamente resistentes e ligas acima de 45%, praticamente imunes.
- k) Aços com baixos teores de níquel, tais como os aços inoxidáveis dúplex (austenoferríticos) apresentam uma resistência maior do que os inoxidáveis da série 300, mas não são imunes.
- l) Aços-carbono, aços de baixa liga e inoxidáveis da série 400 não são suscetíveis à corrosão sob tensão por cloretos.

6.8.4 Unidades ou equipamentos afetados

- a) Componentes de tubulações e de vasos de pressão em qualquer unidade de processo são suscetíveis à corrosão sob tensão por cloretos.
- b) Trincamento ocorre em condensadores refrigerados com água no lado do processo do petróleo cru em torres dos condensadores superiores.
- c) Drenos em unidades de hidroprocessamento são suscetíveis ao trinca-mento durante paradas se não forem purgados propriamente.
- d) Foles e tubos de instrumentação, particularmente aqueles associados com ciclos de reciclagem de hidrogênio contaminados com cloretos, podem ser afetados.
- e) Corrosão sob tensão por cloretos tem sido também problema em superfícies isoladas quando o isolamento está encharcado.
- f) Trinca-mento tem ocorrido em linhas de drenos de caldeiras.

6.8.5 Aparência ou morfologia do dano

- a) Trincas superficiais podem ocorrer do lado do processo ou externamente sob isolamento (figuras 6.23 e 6.24).
- b) O material tipicamente apresenta sinais visíveis de corrosão.
- c) Trincas características de corrosão sob tensão apresentam muitos ramos e podem ser visualmente detetáveis pela forma sem orientação das trincas na superfície (figuras 6.24 e 6.25).

- d) Metalografias de amostras da região trincada tipicamente mostram a presença de trincas transgranulares (figuras 6.26 a 6.27).
- e) Algumas vezes podem ocorrer trincas intergranulares em aços inoxidáveis da série 300 sensitizados.
- f) Soldas em aços inoxidáveis da série 300 contêm porções de ferrita, produzindo uma microestrutura dúplex que normalmente é mais resistente à corrosão sob tensão por cloretos.
- g) Ligas resistentes à corrosão à base de níquel são também suscetíveis ao trincamento sob severas condições (figura 6.28).
- h) A superfície da fratura frequentemente tem aparência frágil.

6.8.6 Prevenção/mitigação

- a) Uso de materiais resistentes na fabricação, construção e montagem.
- b) Quando realizar ensaio hidrostático, empregar água com baixo nível de cloreto e realizar secagem imediatamente após o teste.
- c) Aplicar revestimentos recomendados sob isolamento.
- d) Evitar projetos que permitam regiões de estagnação de fluidos onde cloretos podem se concentrar e depositar.
- e) Tratamento térmico de alívio de tensão à alta temperatura de aços inoxidáveis austeníticos da série 300 após a fabricação pode reduzir tensões residuais. Entretanto, considerações devem ser observadas visto que possíveis sensibilizações podem ocorrer, aumentando a suscetibilidade à corrosão sob tensão de politônicos, problemas possíveis de distorção e potenciais trincas de reaquecimento.

6.8.7 Inspeção e monitoração

- a) Trincas são conectadas à superfície e podem ser detectadas visualmente em alguns casos.
- b) Ensaios por líquido penetrante ou por correntes parasitas são os métodos preferenciais.
- c) O método de correntes parasitas tem sido também usado em tubos de condensadores assim como em tubulações e vasos de pressão.
- d) Trincas extremamente finas podem ser difíceis de detectar com líquidos penetrantes. Métodos especiais de preparação da superfície, incluindo

polimento ou hidrojateamento com alta pressão, podem ser requeridos em alguns casos, especialmente em serviços de alta pressão.

- e) Ultrassom.
- f) Frequentemente, ensaios radiográficos não são suficientemente sensíveis para detecção exceto em estágios avançados onde uma rede significativa de trincas se desenvolveu. Quando realizado ensaio hidrostático, empregar água com baixo nível de cloreto e realizar secagem imediatamente após o teste.

6.8.8 Mecanismos relacionados

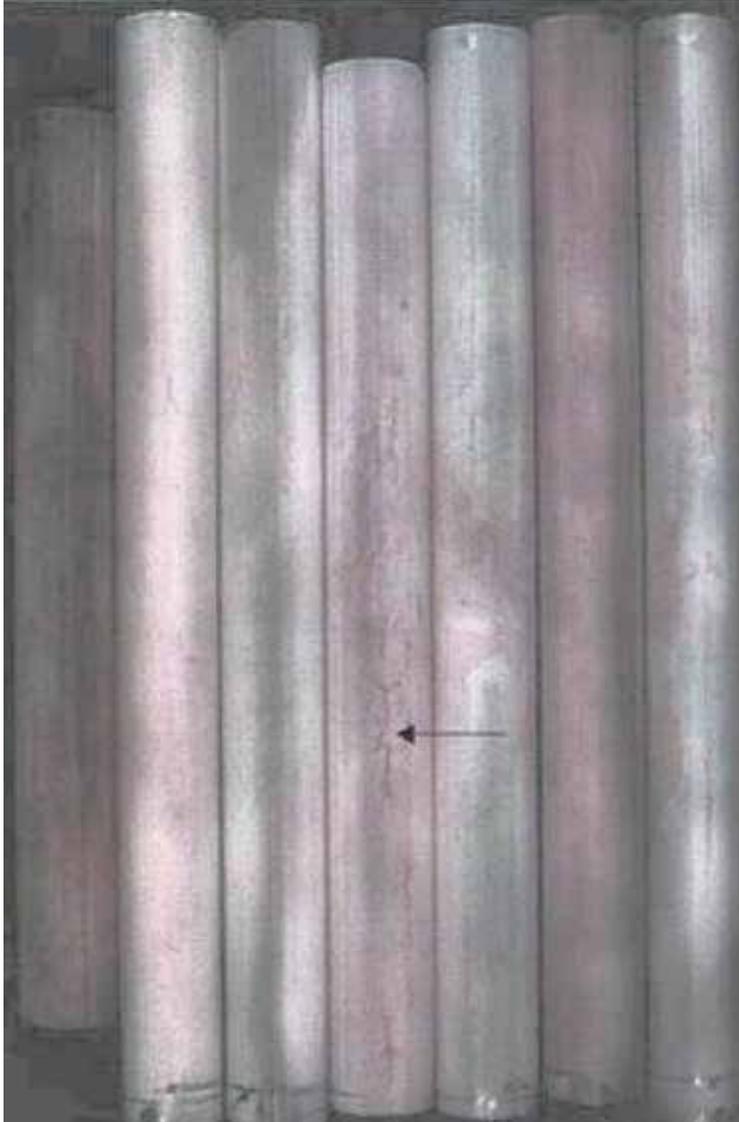
Corrosão sob tensão cáustica e por ácidos politiônicos.

Figura 6.23 – Trincas externas de tubo de instrumento em aço inoxidável 304 sob isolamento



Fonte: API 571/2011.

Figura 6.24 – Trincamento externo em tubos que trabalham com vapor a 450°F (232°C), ensaiados com líquidos penetrantes. As trincas podem ser vistas no tubo central (seta)



Fonte: API 571/2011.

Figura 6.25 – Foto aproximada (*zoom*) do tubo da figura 6.24 mostrando as trincas finas com aparência de teias de aranha



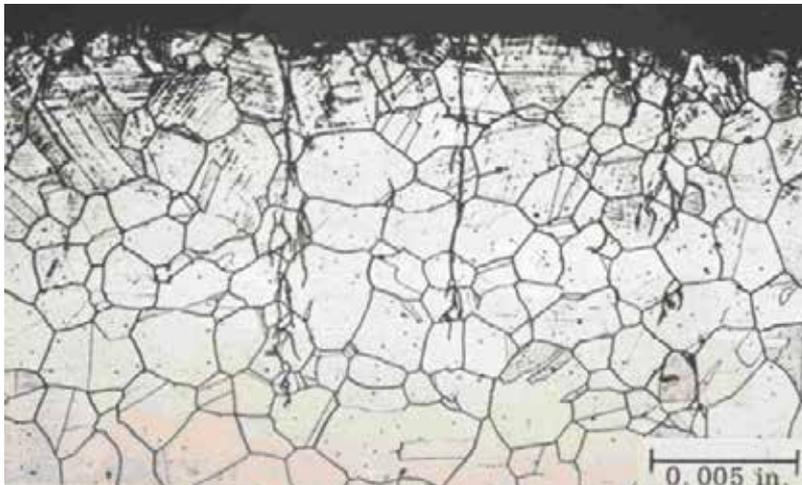
Fonte: API 571/2011.

Figura 6.26 – Micrografia de uma seção transversal (corte) da amostra da figura 6.25 mostrando trincas ramificadas finas



Fonte: API 571/2011.

Figura 6.27 – Outra micrografia de uma seção transversal (corte) de um tubo trincado ilustrando a forma de propagação transgranular das trincas iniciadas na superfície (com ataque metalográfico)



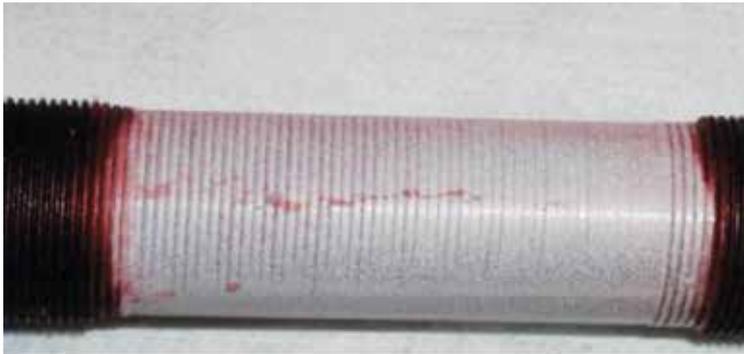
Fonte: API 571/2011.

Figura 6.28 – Ataque de corrosão sob tensão por cloretos na superfície dos fios de um parafuso em aço inoxidável 304

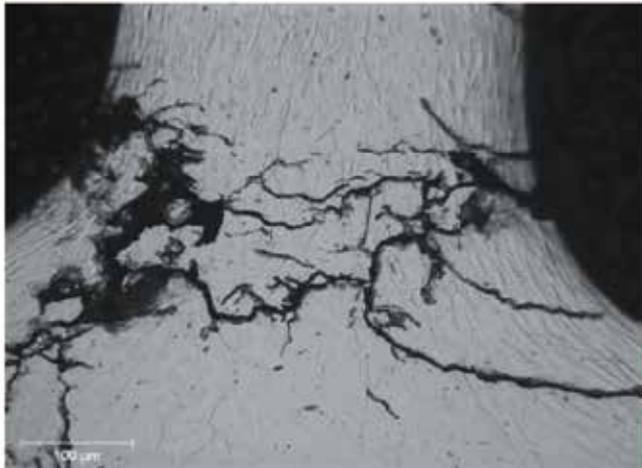


Fonte: API 571/2011.

Figura 6.29 – Trincamento severo de tubos aletados em liga C-276 de uma caldeira de reaquecimento para remoção de etano após 8 anos em serviço devido ao carregamento de cloretos de amônia na linha (a). Centenas de trincas iniciadas na parte externa (lado do processo) do tubo associado com a porção em trabalho a frio dos tubos associada às aletas (b). Trincas ramificadas transgranulares (c)



(a)



(b)



(c)

Fonte: API 571/2011.

6.9 Corrosão microbiológica

6.9.1 Descrição do mecanismo

Também conhecida como corrosão induzida por microrganismos ou corrosão microbiana é uma modalidade de processo corrosivo causado por microrganismos vivos tais como bactérias, algas ou fungos. O mecanismo é também comumente conhecido pela sigla MIC, oriunda da sua terminologia em inglês: *microbiologically induced corrosion*.

6.9.2 Microrganismos

Em geral, as bactérias são os microrganismos mais comuns no processo de MIC, destacando-se as redutoras de sulfato, oxidantes de enxofre ou seus compostos como sulfeto, as oxidantes de ferro e manganês e as formadoras de limos. No entanto, o processo também pode ser oriundo da presença de fungos e algas.

6.9.3 Crescimento do biofilme

A formação do biofilme, na presença de água, ocorre de acordo com as possíveis etapas:

- ✓ adsorção de compostos orgânicos dissolvidos na água;
- ✓ formação do biofilme pela deposição de bactérias da fase aquosa;
- ✓ multiplicação bacteriana na presença de nutrientes.

6.9.4 Ambientes favoráveis

Estão sujeitos ao processo corrosivo, os equipamentos que operem em ambientes de proliferação desses microrganismos, tais como água do mar, de rios e de sistemas de refrigeração, sedimentos oleosos, entre outros. Ambiente aquosos ou na presença de água, em regime estagnado ou de baixa vazão favorecem o crescimento de microrganismos.

Podemos encontrar esse mecanismo de dano em ambientes contendo resíduos orgânicos ou sais como sulfatos, sulfetos, nitratos, fosfatos e enxofre.

6.9.5 Condições operacionais

Devido à grande variedade de tipos de microrganismos, podemos encontrá-los em diferentes condições severas de operação, incluindo ausência de oxigênio, ambientes com ou sem iluminação, alto grau de salinidade, escalas de pH entre 0 e 12 e ambientes variando de -17°C até 113°C.

As condições mais favoráveis para o crescimento dos micróbios podem ser encontradas a seguir:

- ✓ temperatura: o aumento da temperatura favorece a proliferação. A condição ideal é em torno de 30°C a 40°C;
- ✓ pH: o aumento do pH inibe o desenvolvimento de bactérias;
- ✓ oxigênio: a ausência de oxigênio possibilita o crescimento de bactérias anaeróbicas.

6.9.6 Fatores críticos

Em sistemas com condições de proliferação, podemos ter uma introdução desses organismos que se multiplicam e se espalham, a menos que se apliquem medidas de controle.

Diferentes organismos crescem na presença de nutrientes inorgânicos e orgânicos, no entanto todos eles necessitam de uma fonte de carbono, nitrogênio e fósforo para o seu respectivo crescimento.

O vazamento de contaminantes do processo, tais como hidrocarbonetos e H₂S pode levar a um aumento significativo da incrustação desses microrganismos e seu respectivo processo corrosivo.

Equipamentos que sejam submetidos a testes hidrostáticos com água não tratada com agentes biocidas e que ainda permaneçam com a sua presença após o teste estão sujeitos ao mecanismo de dano em questão. O mesmo ocorre para equipamentos fora de operação e que não estejam protegidos e/ou isolados corretamente.

6.9.7 Morfologia

Corrosão microbiológica geralmente tem uma morfologia característica, apresentando perdas de material localizadas (*pitting*). As perdas localizadas possuem formas arredondadas. É possível observar a proliferação dos *pittings* em dispersão do tipo "ilhas". O depósito do biofilme em regiões preferenciais é responsável por essa aparência.

6.9.8 Materiais suscetíveis

Vários materiais podem ser afetados pela corrosão induzida por microrganismos, metálicos ou não metálicos. No caso dos não metálicos, tal mecanismo pode ser responsável pela deterioração de mármore, concreto, madeira, borracha e tintas.

Nos materiais metálicos, encontramos o mecanismo em aços-carbono de baixa liga, nos aços inoxidáveis das famílias 300 e 400, ligas de alumínio, ligas de cobre e em algumas ligas de níquel.

6.9.9 Equipamentos e sistemas afetados

Trocadores de calor; fundo de tanques de armazenamento; tubulações com fluidos estagnados ou com baixa vazão; tubulações enterradas; sistemas de combate a incêndio; mangotes de transferência de óleo (*offloading*); vasos de pressão e equipamentos com presença de água não tratada com biocidas.

6.9.10 Regiões e acessórios afetados

Fundo de tanques, vasos de pressão e tubulações; feixes de trocadores de calor; cordões de solda e bocas de visita.

6.9.11 Medidas preventivas

Como os microrganismos necessitam de água para sua proliferação, sistemas com a sua presença, tais como de arrefecimento e tanques de armazenamento, devem trabalhar com água tratada com biocidas. Esse tratamento deve ser contínuo pois sua aplicação correta controlará o crescimento dos micróbios, mas não irá eliminar sua presença.

É preciso minimizar regiões em regimes estagnados ou em baixa vazão tendo em vista que essas condições propiciam uma condição ideal para que os microrganismos prosperem. Sempre que possível, é importante manter a vazão em condições mínimas de fluxo.

Sistemas e equipamentos que não foram projetados para operar com a presença de água ou serem contaminados por ela devem ser mantidos sempre limpos e secos. Essa metodologia é fundamental após a realização de testes hidrostáticos.

Medidas de controle clássicas contra corrosão, tais como pinturas, revestimentos, *wrapping* e proteção catódica por correntes induzidas têm se mostrado eficientes na prevenção de MIC.

Sistemas e equipamentos que foram projetados para operar com a presença de água devem estar sempre com seu mecanismo de controle da corrosão em perfeitas condições, tais como tintas e revestimentos.

Depois que o biofilme for depositado em uma superfície do equipamento, sua remoção efetiva deve ser dada por um sequenciamento de ações, tais como limpeza mecânica, limpeza química e tratamento com biocida. Este último deve ser aplicado sempre em equipamentos tais como sistema de refrigeração, armazenamento e transferência.

6.9.12 Inspeção e monitoração

Em equipamentos e sistemas como refrigeração, armazenamento e transferência, a efetividade do tratamento deve ser feita pela medição do residual de biocida, contagem de microrganismos e aparência na inspeção visual.

A perda de *performance* em trocadores de calor pode ser um indicativo da proliferação dos microrganismos e corrosão microbiológica.

A presença de um cheiro forte na água também pode ser um indicativo dessa proliferação.

6.9.13 Registro fotográfico

Figura 6.30 – Fundo de tanque de diesel



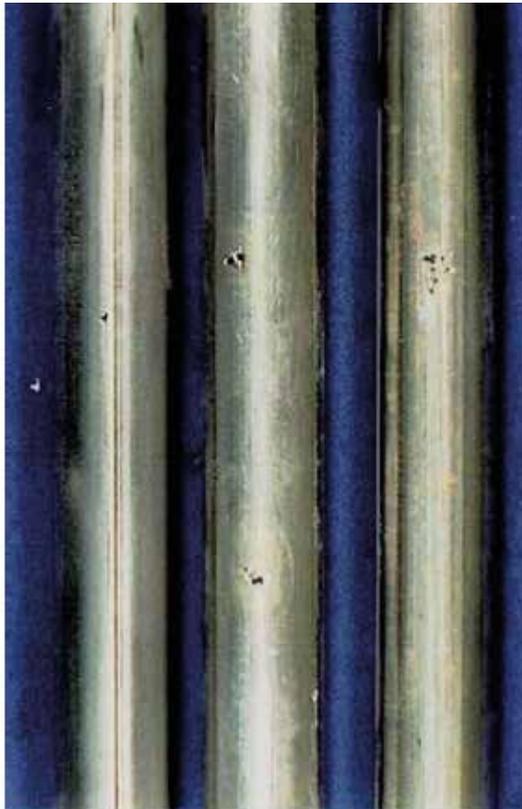
Fonte: API 571.

Figura 6.31 – Tubulação de hidrocarboneto



Fonte: API 571.

Figura 6.32 – Feixe de trocadores de calor em aço inoxidável 304



Fonte: API 571.

Figura 6.33 – Mangote de *offloading*



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 6.34 – Boca de visita de separador eletrostático



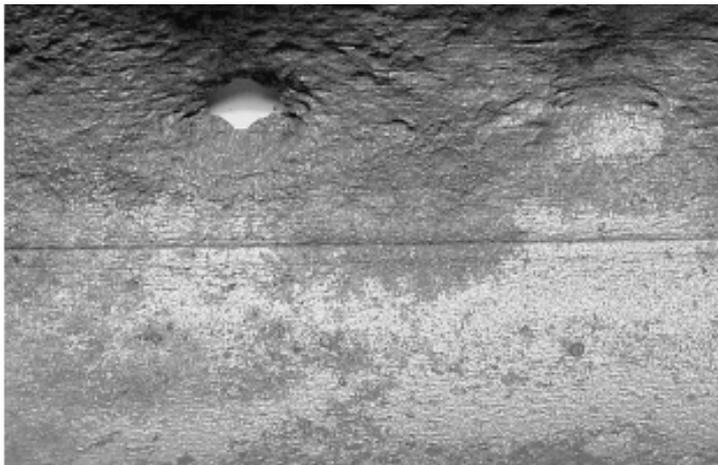
Fonte: Acervo dos autores.

Figura 6.35 – Tubulação do sistema de dreno fechado



Fonte: Torben Lund Skovhus.

Figura 6.36 – Pinhole em tubulação do sistema de incêndio



Fonte: Clarke; Aguilera.

Figura 6.37 – Tubulação de água produzida



Fonte: Acervo dos autores.

6.10 Corrosão ácida

6.10.1 Descrição do mecanismo

É a corrosão que ocorre nos materiais metálicos na presença de ácidos do processo ou gerados pelos contaminantes presentes na corrente, seja em operação ou quando da parada de produção. São fatores que influenciam na severidade do mecanismo: pH, concentração, temperatura.

6.10.2 Materiais suscetíveis

A adição de cromo aumenta a resistência ao ataque ácido, como por compostos de enxofre. O cromo melhora as características protetoras da camada de sulfeto enquanto o níquel diminui a diferença entre os coeficientes de dilatação térmica do sulfeto e do metal, evitando o seu destacamento devido aos ciclos térmicos. O alumínio e o silício reduzem a taxa de corrosão por compostos de enxofre mais que o cromo. Sua adição é limitada a 1% porque acima desse valor prejudica muito as propriedades mecânicas dos aços (fragilização).

De maneira geral, os recipientes e tubulações para armazenagem, transporte ou produção ou até mesmo condução desses compostos inorgânicos exigem grandes massas ou pesos em função de suas altas espessuras, de ligas especiais e se

tornam às vezes fatores que inviabilizam a conclusão do projeto pelo alto custo envolvido, tomando-se com base as alternativas conforme a seguir.

As ligas metálicas especiais de alta resistência química são empregadas. Ligas como Hastelloy, Incoloy, Inconel, Monel, níquel puro têm sido em muitas situações. Contudo em novos projetos elas vêm sendo substituídas pelo revestimento anticorrosivo que melhor se aplica ao projeto, como vidro borossilicato, FEP, TFA, PTFE, PVDF, borracha clorobutílica, ebonites, ou mesmo chapas cladeadas por explosão, com espessuras complementadas por matérias de menor custo a exemplo de aço de baixa liga.

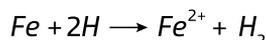
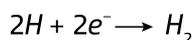
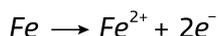
Liners em resinas epóxi favorecem a proteção contra esse ataque químico proporcionando a aplicação de materiais simplesmente que funcionam como proteção e resistência mecânica devido à pressão ou qualquer outra tensão mecânica inerente ao processo.

Nas aplicações alimentícias, farmacêuticas ou mesmo veterinárias, devemos considerar não só o ataque químico, do metal ou revestimento, mas também a possibilidade de contaminação do produto no processo. Tal como o arraste ou desprendimento de óxidos metálicos que podem influenciar na qualidade do produto final.

O meio ácido acelera o processo corrosivo, provocando em geral a corrosão com aspecto uniforme.

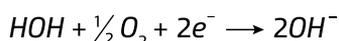
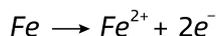
6.10.3 Fatores críticos

Reações de corrosão de ligas ferrosas em meio ácido:

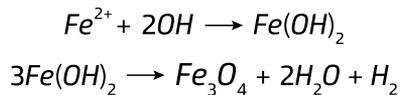


Os contaminantes principais são ácidos fracos, ácido carbônico e sais que hidrolisam produzindo os íons H⁺ como cloreto e magnésio, cloreto de cálcio, sulfato de magnésio e cloreto ferroso. Se apresentando nas superfícies internas de equipamentos resultantes do uso com baixos valores de pH, oxigênio dissolvido, teores elevados de cloretos, hidróxidos de sódio, cobre e níquel, as reações de corrosão vão variar como indicado a seguir.

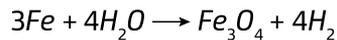
Em meio neutro ou básico aerado:



Ocorrendo as seguintes reações:

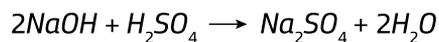


Em meio não aerado, na ausência de oxigênio em temperaturas acima de 220°C, o ferro é termodinamicamente instável ocorrendo a reação química:

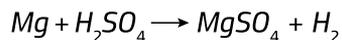


Apesar da reação anterior, o bom comportamento do aço-carbono em temperaturas elevadas se deve à formação de um filme de magnetita Fe_3O_4 , de características protetoras.

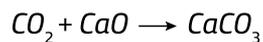
Um sal é um composto iônico, ou seja, formado por cátions e ânions. Eles são tipicamente o produto de uma reação química entre uma base e um ácido: forma-se um sal e água. Por exemplo:



Um metal e um ácido: forma-se um sal e hidrogênio. Por exemplo:



Um óxido ácido e um óxido básico: forma-se um sal. Por exemplo:



Os acetatos são os sais do ácido acético, os carbonatos são os sais do ácido carbônico, cloretos são os sais do ácido clorídrico, cianetos são os sais do ácido prússico, mais conhecido por ácido cianídrico, sulfetos são os sais do ácido sulfídrico, nitratos são os sais do ácido nítrico, nitritos são os sais do ácido nitroso, fosfatos são os sais do ácido fosfórico, sulfatos são os sais do ácido sulfúrico, citratos são os sais do ácido cítrico.

A seguir, como exemplo, destacamos casos de comportamento de alguns em meio ácido e que servem como parâmetro de análise preliminar de projeto e aplicação de determinado material ou revestimento como proteção anticorrosiva em equipamentos de processo.

Entretanto cabe salientar que os fatores físicos como velocidade, impingimento, cavitação, temperatura, pressão devem ser analisados à parte em função de que o aumento das taxas de corrosão, pode ser alterado significativamente.

6.10.4 Prevenção/mitigação

- ✓ Controle dos teores de contaminantes nas correntes de processo.
- ✓ Utilizar materiais com maior teor de cromo na composição química para melhorar a resistência à corrosão.
- ✓ Emprego de inibidores filmicos ou revestimentos resistentes.

6.10.5 Inspeção e monitoração

- ✓ Realizar ensaios de ultrassom para acompanhamento da espessura de tubulações e equipamentos. Radiografia digital apresenta bons resultados na monitoração da espessura em conexões de pequeno diâmetro.
- ✓ Ensaios de correntes parasitas (e suas variações) apresentam boa correlação com as medidas do ensaio de ultrassom e podem ser utilizados como método de *screening* em grandes áreas ou componentes com revestimentos na superfície de ensaio.
- ✓ Acompanhamento das variáveis de processo que possam alterar os teores de ácidos e/ou contaminantes que possam agravar o mecanismo.
- ✓ Utilizar sonda de corrosão de resistência elétrica, de hidrogênio e cupons de perda de massa para monitoração da corrosão.
- ✓ Monitorar o teor de Fe presente no sistema.

6.11 Corrosão em alta temperatura (oxidação)

6.11.1 Descrição do mecanismo

- ✓ Oxigênio reage com aços-carbono e outras ligas a alta temperatura convertendo o metal em carepa de óxido.
- ✓ É mais frequentemente presente pela existência do oxigênio no ar que nos cerca (aproximadamente 20%) usado para combustão do fogo de aquecedores e caldeiras.

6.11.2 Materiais suscetíveis

- ✓ Todos os materiais com base de ferro incluindo aço-carbono e aços de baixa liga, tanto na condição fundida como forjada.

- ✓ Todos os aços inoxidáveis da série 300, da série 400 e ligas à base de níquel também se oxidam em vários níveis, dependendo da composição e da temperatura.

6.11.3 Fatores críticos

- ✓ Os fatores principais que afetam a oxidação em alta temperatura são a temperatura do metal e a composição da liga.
- ✓ A oxidação do aço-carbono começa a tornar-se significativa acima de cerca de 1.000°F (538°C). A taxa de perda metálica cresce com o aumento da temperatura.
- ✓ Em geral, a resistência do aço-carbono e de outras ligas é determinada pelo teor de cromo do material. Aumentar o nível de cromo produz uma camada de óxido mais protetora. Os aços inoxidáveis da série 300 são resistentes à oxidação até cerca de 1.500°F (816°C). Ver tabela 6.1.
- ✓ A presença de vapor de água pode aumentar significativamente a taxa de oxidação de alguns aços incluindo-se o 9Cr-1Mo (Dettenwanger, 2001).

6.11.4 Unidades ou equipamentos afetados

A oxidação ocorre em aquecedores a fogo e caldeiras assim como equipamentos de combustão, tubulações e equipamentos que operam em ambientes com alta temperatura quando esta excede cerca de 1.000°F (538°C).

6.11.5 Aparência ou morfologia do dano

- ✓ A maioria das ligas, incluindo aços-carbono e baixa liga, sofrem diminuição de espessura generalizada devido à oxidação. Normalmente, o componente será coberto na superfície externa com uma camada de óxido, dependendo da temperatura e tempo de exposição (figuras 6.38 a 6.40).
- ✓ Aços inoxidáveis da série 400 e ligas de níquel geralmente apresentam uma camada fina e escura quando expostos a temperaturas extremamente altas onde as taxas de perda metálica são excessivas.

6.11.6 Prevenção/mitigação

- ✓ A resistência à oxidação é melhor alcançada pelo uso de ligas mais resistentes.

- ✓ Cromo é o principal elemento de liga que influencia na resistência à oxidação. Outros elementos de liga, incluindo silício e alumínio, são efetivos, mas sua concentração deve ser limitada por causa dos efeitos negativos que provocam nas propriedades mecânicas. Eles são frequentemente empregados em ligas para aplicações como suportes de aquecedores, bicos de queimadores e componentes para combustão em equipamentos.

6.11.7 Inspeção e monitoração

- ✓ As condições de processo devem ser monitoradas para estabelecer a tendência de ocorrência de altas temperaturas nos equipamentos onde a oxidação possa ocorrer.
- ✓ As temperaturas devem ser monitoradas pelo uso de termopares e/ou termografia com infravermelho.
- ✓ Perda de espessura devido à oxidação é usualmente avaliada pelo emprego de medição de espessura por ultrassom.

6.11.8 Mecanismos relacionados

Os danos por oxidação referidos neste texto são do tipo camada oxidada (carepa). Alguns mecanismos de danos resultam na oxidação interna que está fora do escopo deste Guia

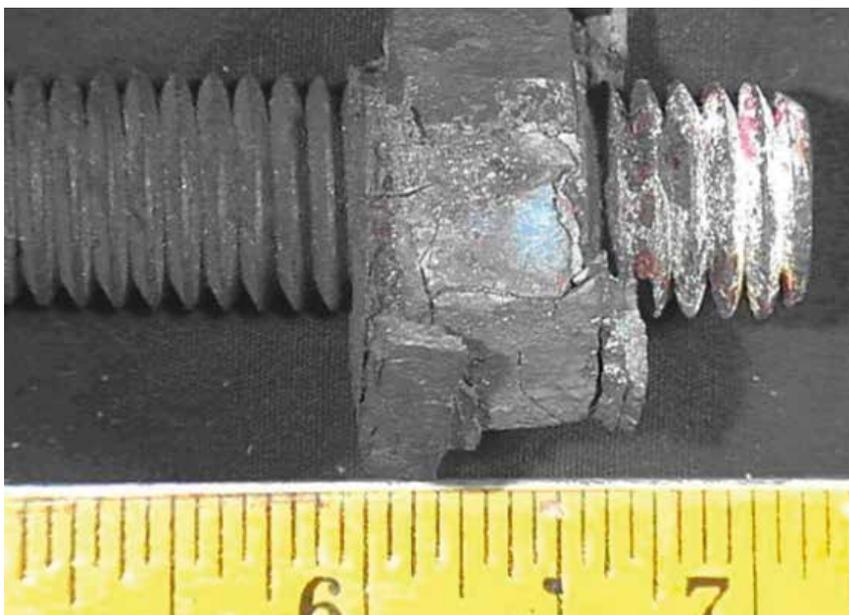
Tabela 6.1 – Taxa de corrosão estimada por oxidação (mm/ano)

Material	Temperatura Máxima do Metal (°C)											
	496	524	552	579	607	635	663	691	718	746	774	802
CS	0.05	0.1	0.15	0.23	0.36	0.56	0.84	1.22	-	-	-	-
1 1/4 Cr	0.05	0.08	0.1	0.18	0.3	0.46	0.76	1.17	-	-	-	-
2 1/4 Cr	0.03	0.03	0.05	0.1	0.23	0.36	0.61	1.04	-	-	-	-
5 Cr	0.03	0.03	0.03	0.05	0.1	0.15	0.38	0.89	1.65	-	-	-
7 Cr	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.05	0.08	0.15	0.43	0.94	1.52	-
9 Cr	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.05	0.13	0.28	0.58	1.02
12 Cr	0.03	0.03	0.03	0.03	0.08	0.03	0.03	0.03	0.08	0.2	0.38	0.76
304 SS	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.05	0.08	0.1
309 SS	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.05	0.08
310 SS/HK	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.05
800 H/HP	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.05

Material	Temperatura Máxima do Metal (°C)											
	829	857	885	913	941	968	996	1024	1325	1079	2025	1135
CS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 1/4 Cr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 1/4 Cr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 Cr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7 Cr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9 Cr	1,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 Cr	1,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
304 SS	0,15	0,23	0,33	0,46	0,64	0,73	1,22	-	-	-	-	-
309 SS	0,10	0,15	0,20	0,25	0,33	0,41	0,51	0,76	1,02	1,27	-	-
310 SS/HK	0,08	0,10	0,13	0,18	0,20	0,25	0,33	0,38	0,48	0,58	0,69	0,79
800 H/HP	0,08	0,10	0,15	0,20	0,25	0,33	0,43	0,53	0,69	0,84	1,04	1,27

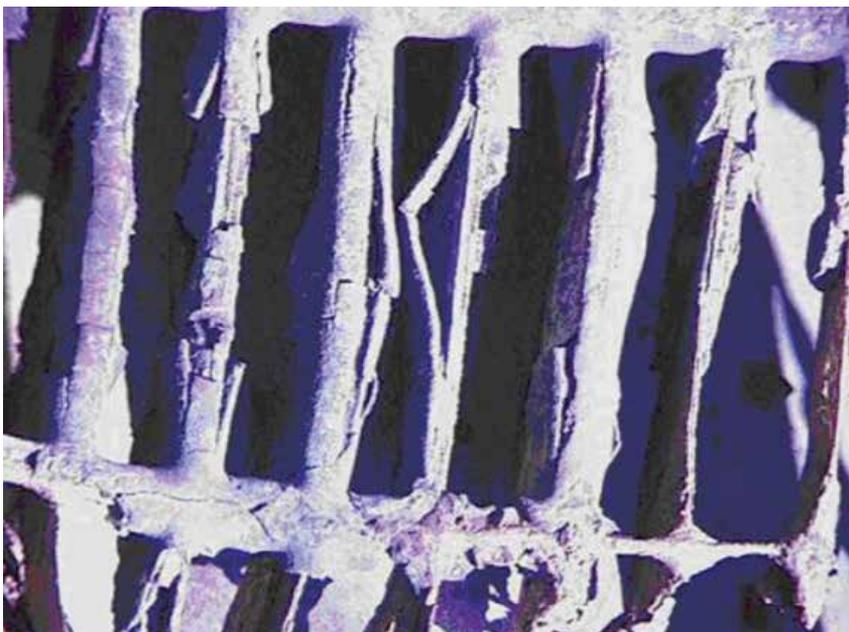
Fonte: API RP 581 1.

Figura 6.38 – Oxidação em porca de aço-carbono em parafuso de aço inoxidável a 1.300°F (704°C)



Fonte: API 571/2011.

Figura 6.39 – Oxidação em uma tela em aço-carbono de um reator de enxofre



Fonte: API 571/2011.

Figura 6.40 – Oxidação na superfície externa de uma linha de transferência de forno em aço-carbono



Fonte: API 571/2011.

7 ALTERAÇÕES METALÚRGICAS

Os componentes metálicos falham como resultado das condições do ambiente ao qual estão expostos, bem como dos carregamentos mecânicos a que estão sujeitos. Frequentemente uma combinação de condições ambientais e tensões causaram a falha. Os componentes metálicos são projetados para suportar as tensões e as condições a que estão submetidos.

A microestrutura metalúrgica de um metal pode influenciar fortemente suas propriedades físicas como a resistência mecânica, tenacidade, ductilidade, dureza, resistência à corrosão, comportamento em alta/baixa temperatura e resistência ao uso. Essas propriedades, de fato, governam a aplicação desses metais na prática industrial.

Neste item pretende-se citar a maioria dos mecanismos de danos que, mesmo sendo devidos a mais de uma ação, tem como principal efeito que o descreve as alterações metalúrgicas microestruturais que ocorreram durante o uso do componente metálico.

7.1 Esferoidização

7.1.1 Descrição do dano

Alguns aços quando expostos a temperaturas entre 440°C e 760°C sofrem alteração microestrutural. Nessa faixa de temperatura, os carbonetos dos aços se tornam instáveis e têm a sua morfologia alterada de lamelas dispersas para glóbulos ou esferas aglomeradas.

Normalmente, essa exposição pode ser feita propositalmente quando desejamos melhorar a usinabilidade do material. Caso ocorra por alguma exposição indevida de um aço a essas altas temperaturas, ocorre redução da resistência mecânica e da resistência à fluência.

7.1.2 Materiais afetados

Essa transformação microestrutural ocorre nos aços-carbono e aços de baixa liga como C-0.5Mo, 1Cr-0.5Mo, 1.25Cr-0.5Mo, 2.25Cr-1Mo, 3Cr-1Mo, 5Cr-0.5Mo e 9Cr-1Mo.

7.1.3 Fatores críticos

Composição química e microestrutura do aço, tempo de exposição, temperatura de exposição. Quanto maior a temperatura de exposição, menor tempo é necessário para que ocorra a transformação microestrutural.

Para efeito de comparação, aços recozidos são mais resistentes à esferoidização do que os aços normalizados, da mesma forma que aços de granulometria grosseira são mais resistentes à esferoidização do que os aços de granulometria fina.

7.1.4 Equipamentos afetados

A esferoidização pode ocorrer em tubulações e equipamentos em geral, desde que sejam feitos de aço-carbono e aços de baixa liga suscetíveis à esferoidização e que operem em altas temperaturas (acima de 440°C).

Para um equipamento em serviço, os principais problemas são a redução da resistência mecânica (em alguns casos pode chegar a 30%). Uma falha exclusivamente associada à esferoidização é bastante improvável, normalmente a falha ocorre quando a esferoidização é associada a outros mecanismos de danos.

7.1.5 Morfologia

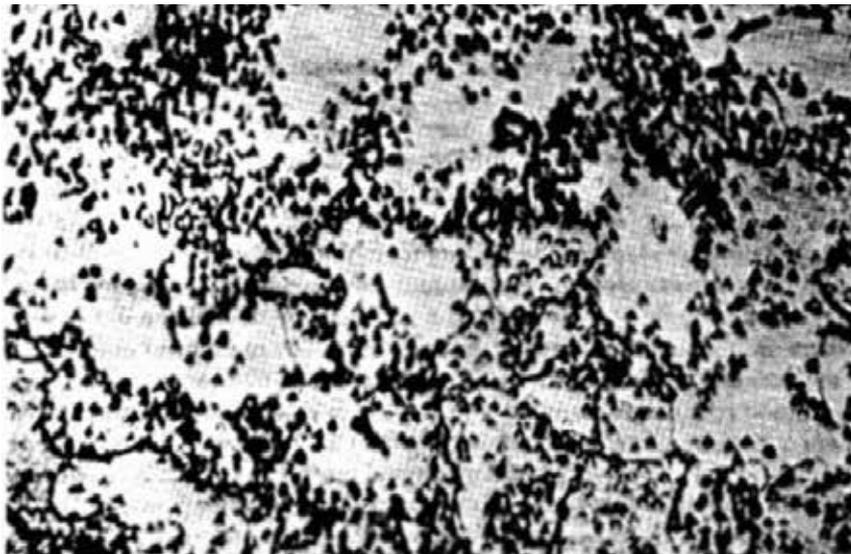
Essa transformação não é visível a olho nu, só podendo ser detectada pela análise metalográfica.

Figura 7.1 – Micrografia de aço eutetóide, cementita em forma de lamelas (regiões escuras)



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 7.2 – Micrografia – aço que sofreu esferoidização, cementita (grãos escuros) em forma de esferas



Fonte: Acervo dos autores.

7.1.6 Prevenção

Evitar exposição dos aços suscetíveis à esferoidização nos intervalos de temperatura onde essa transformação microestrutural normalmente ocorre. Caso seja inevitável, podemos selecionar materiais que não sejam suscetíveis à formação de esferoidita trabalhando no intervalo de temperatura já indicado.

7.1.7 Inspeção e monitoração

- ✓ O fenômeno de esferoidização é principalmente detectado pelo uso de metalografia de campo, metalografia de campo com réplicas, ou pela remoção de material de amostra para realização de metalografia em laboratório.
- ✓ Como a esferoidização pode resultar na redução do limite de resistência à tração do material (e conseqüentemente na sua dureza), ensaio de dureza realizado no campo pode indicar a existência do fenômeno de esferoidização, mas a confirmação deve ser obtida pelo uso de metalografia.
- ✓ Como o fenômeno de esferoidização implica alterações metalúrgicas e conseqüentemente alterações de propriedades físicas dos materiais e ligas, o uso de técnicas não destrutivas de caracterização do material, ultrassom e correntes parasitas são possibilidades de aplicação, mas um estudo específico de correlação do resultado da técnica com o fenômeno precisa ser pesquisado para o material/liga específico.

7.2 Carbonetação/grafitização

7.2.1 Descrição do mecanismo

- ✓ A grafitização é uma mudança microestrutural que ocorre em certos aços-carbono e aços 0,5Mo após longo tempo de operação na faixa de 427°C a 593°C que causa uma perda de resistência mecânica, ductilidade e resistência à fluência.
- ✓ A elevadas temperaturas, fases de carbeto desses aços tornam-se instáveis e podem se decompor em nódulos de grafita. Essa decomposição é conhecida como grafitização.

7.2.2 Materiais suscetíveis

Alguns graus de aços-carbono e aços 0,5Mo.

7.2.3 Fatores críticos

- ✓ Os fatores mais importantes que afetam a grafitação são a composição química, tensão aplicada, temperatura atuante e tempo de exposição.
- ✓ De forma geral, a grafitação não é normalmente observada. Alguns aços são muito mais suscetíveis à grafitação que outros, mas as razões exatas que fazem com que alguns aços grafitem enquanto outros são resistentes não são bem compreendidas. Originalmente pensava-se que o teor de silício e de alumínio tinha a maior influência, mas observou-se que eles apresentam apenas um efeito muito modesto na grafitação.
- ✓ A grafitação foi encontrada em aços de baixa liga C-Mn com até 1%Mn. Observou-se que a adição de 0,7% de cromo elimina a grafitação.
- ✓ A temperatura tem um papel importante na taxa de grafitação. Abaixo de 800°F (427°C), a taxa é extremamente baixa. A taxa cresce com o aumento da temperatura.
- ✓ Existem dois tipos de grafitação. A primeira é uma grafitação na qual os nódulos de grafita são distribuídos aleatoriamente na microestrutura do aço. Enquanto esse tipo de grafitação pode diminuir a resistência à tração em temperatura ambiente, não diminui usualmente a resistência à fluência.
- ✓ O segundo e mais danoso tipo de dano de grafitação resulta no encadeamento de planos locais de nódulos de grafita concentrados. Essa forma de grafitação pode resultar na redução significativa na capacidade de suportar carregamentos e aumentar o potencial para fratura frágil ao longo desses planos. As duas formas desse tipo de grafitação são grafitação na zona termicamente afetada da solda e grafitação fora da solda.
- ✓ A grafitação na zona termicamente afetada da solda é mais frequentemente encontrada na zona termicamente afetada adjacente à solda, em uma faixa estreita, correspondente à extremidade da zona afetada pelo calor. Em soldas multipasse de topo, essas zonas se sobrepõem umas às outras, cobrindo toda a seção transversal. Nódulos de grafita podem se formar no extremo de baixa temperatura dessa zona termicamente afetada, resultando numa faixa fraca de grafita se estendendo pela seção transversal. Por causa de sua aparência, essa formação de grafita dentro da zona termicamente afetada é chamada de grafitação sobancelha (*eyebrow*).

- ✓ A grafitação fora do cordão de solda é uma forma localizada de grafitação que algumas vezes acontece ao longo de planos de escoamento localizado nos aços. Também ocorre numa forma de encadeamento em regiões que experimentaram deformações plásticas significativas como resultado de operações de trabalho a frio ou dobramento.
- ✓ A extensão e o grau de grafitação são usualmente reportados quanto à intensidade (nenhuma, ligeira, moderada, severa). Embora seja difícil de prever a taxa na qual ela se forma, grafitações severas na zona termicamente afetada podem se desenvolver em tempos tão curtos como 5 anos em temperaturas de serviço acima de 1.000°F (538°C). Grafitação muito ligeira pode ser esperada após 30 a 40 anos a 850°F (454°C). Curvas de transformação temperatura-tempo para grafitação em zonas afetadas pelo calor podem ser encontradas em Foulds e Viswanathan.

7.2.4 Unidades ou equipamentos afetados

- ✓ Tubos da parede quente primária e equipamentos de craqueamento catalítico fluido, unidades de reforma catalítica e unidades de coque.
- ✓ Microestruturas bainíticas são menos suscetíveis que as perlítico grosseiras.
- ✓ Poucas falhas atribuídas à grafitação foram reportadas na indústria de refino. Entretanto, a grafitação foi encontrada onde falhas resultaram primariamente de outras causas.
- ✓ Vários casos graves de grafitação ocorreram em reatores e tubulações da unidade de craqueamento catalítico fluido, bem como em tubos de fornos em unidades de craqueamento térmico e a falha de soldas de selagem no espelho da parte inferior de uma caldeira vertical de aquecimento de rejeitos em uma unidade de craqueamento catalítico fluido. Uma falha por grafitação ocorreu ao longo do cordão de solda de uma linha de interaquecimento de um reator de reforma catalítica.
- ✓ Onde ocorre concentração de grafitação tipo sobrelha ao longo da zona termicamente afetada, a tensão de ruptura por fluência pode ser drasticamente diminuída. Quantidades ligeiras a moderada de grafitação ao longo da zona termicamente afetada não parecem diminuir significativamente as propriedades do material a temperatura ambiente e a altas temperaturas.

- ✓ A grafitação raramente ocorre na superfície dos tubos de caldeiras, mas aconteceu em tubos de aço de baixa liga C-0,5Mo e cabeçotes na década de 1940. Tubulação de economizadores, tubulação de vapor e outros equipamentos que operam na faixa de temperatura de 850°F a 1.025°F (441°C a 552°C) estão mais sujeitos a sofrer grafitação.

7.2.5 Aparência ou morfologia do dano

- ✓ Danos devidos à grafitação não são visíveis ou prontamente aparentes e podem apenas ser observados por exame metalográfico (figura 7.3 e figura 7.4).
- ✓ Estágios avançados de danos relativos à perda de resistência à fluência podem incluir a formação de microfissuras/microvazios, trincas sub-superficiais ou superficiais.

7.2.6 Prevenção/mitigação

A grafitação pode ser evitada pelo uso de aços de baixa liga com a presença de cromo para operação contínua acima de 800°F (427°C).

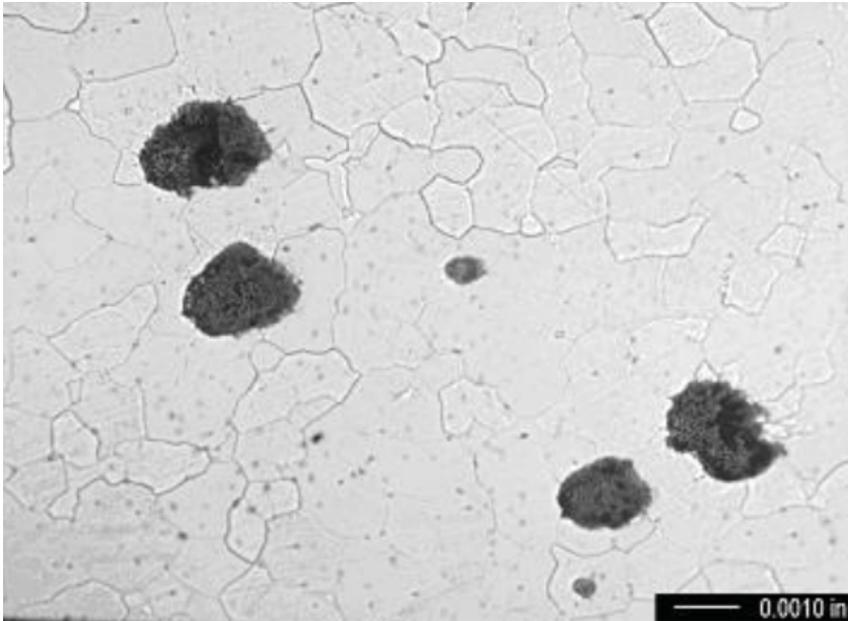
7.2.7 Inspeção e monitoração

- ✓ A evidência de grafitação é mais efetivamente comprovada pela remoção de amostras de toda a espessura do componente para exame metalográfico. Danos podem ocorrer a meia espessura de forma que réplicas de campo podem ser inadequadas.
- ✓ Os estágios avançados do dano relativos à perda de resistência mecânica incluem a presença de trincas ou deformação por fluência que podem ser de difícil detecção.

7.2.8 Mecanismos relacionados

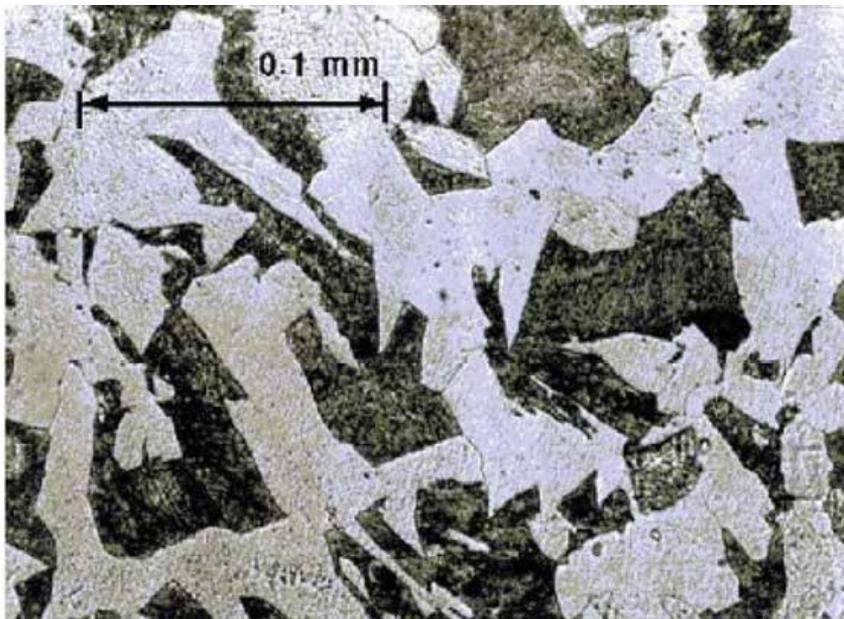
Esferoidização e grafitação são mecanismos competitivos que ocorrem em faixas de temperatura superimpostas. A esferoidização tende a ocorrer preferencialmente acima de 1.025°F (551°C), enquanto a grafitação predomina abaixo dessa temperatura.

Figura 7.3 – Micrografia com grande aumento de amostra metalográfica mostrando nódulos de grafita. Compare com a microestrutura apresentada na figura 7.4



Fonte: API 571/2011.

Figura 7.4 – Micrografia com grande aumento de amostra metalográfica mostrando uma microestrutura ferrita-perlita típica



Fonte: API 571/2011.

7.3 Descarbonetação

7.3.1 Descrição do dano

Remoção de carbono e de carbonetos, a partir da superfície metálica de equipamentos de processo.

A descarbonetação pode ocorrer durante a fabricação ou operação do equipamento em altas temperaturas.

Na região descarbonetada ocorre perda de resistência mecânica e, consequentemente, redução de dureza.

7.3.2 Materiais afetados

Aços-carbono e aços liga.

7.3.3 Fatores críticos

Como é um processo que envolve difusão, então depende do gradiente de concentração, temperatura e tempo.

Deve existir um meio gasoso (com baixa atividade de carbono) para favorecer a difusão de carbono para a superfície do material e reação do carbono com o gás. Por exemplo, o dióxido de carbono favorece a descarbonetação, levando à formação de monóxido de carbono, conforme a seguinte reação: $\text{CO}_2 + \text{C} \rightarrow 2\text{CO}$.

A profundidade da camada descarbonetada depende da temperatura e do tempo de exposição.

Se apenas uma pequena parcela da espessura for descarbonetada, então não haverá perda de resistência mecânica significativa do componente. Entretanto, pode ser um indicativo de sobreaquecimento ou ocorrência de descarbonetação associada ao mecanismo de ataque por hidrogênio em altas temperaturas.

7.3.5 Equipamentos afetados

Qualquer equipamento ou tubulação, durante tratamento térmico ou operação em alta temperatura, caso exposto a um meio descarbonetante.

Descarbonetação de equipamentos também pode ocorrer durante incêndio.

7.3.6 Aparência ou morfologia do dano

Metalografia de campo irá revelar microestrutura contendo basicamente ferrita.

7.3.7 Prevenção/mitigação

Realizar tratamento térmico em atmosferas protetoras para evitar descarbonetação.

Selecionar material mais resistente ao mecanismo, caso opere em meio descar-bonetante. Aços que contêm maiores teores de cromo e de molibdênio são mais resistentes, em função da maior estabilidade dos carbonetos.

7.3.8 Inspeção e monitoração

Metalografia de campo.

Para saber a extensão do dano, uma amostra deve ser removida para análise metalográfica ao longo da espessura.

Ensaio de dureza.

7.4 Fragilização ao revenido

7.4.1 Descrição do mecanismo

A fragilização ao revenido é uma redução da tenacidade à fratura devido à mudança metalúrgica que pode ocorrer em algumas ligas de aço como resultado da exposição de longa duração na faixa de temperatura de cerca de 650°F a 1.070°F (343°C a 577°C). Essa mudança provoca um aumento na temperatura de transição dúctil-frágil medida pelo ensaio de impacto Charpy. Embora a perda de tenacidade não seja evidente na temperatura de operação, equipamentos que estão fragilizados ao revenido podem ser suscetíveis à fratura frágil durante parada e reinício de operações.

7.4.2 Materiais suscetíveis

- ✓ Primariamente aços de baixa liga 2,25Cr-1Mo, 3Cr-1Mo numa menor extensão, e os aços de alta resistência Cr-Mo-V.
- ✓ Aços de velha geração 2,25Cr-1Mo fabricados antes de 1972 podem ser particularmente suscetíveis. Alguns aços de alta resistência e baixa liga também são suscetíveis.
- ✓ Os aços ligados C-0.5Mo, 1Cr-0.5Mo e 1.25Cr-0.5Mo não são significativamente afetados pela fragilização ao revenido. Entretanto, outros mecanismos de dano a alta temperatura promovem mudanças metalúrgicas que podem alterar a tenacidade ou a ductilidade em alta temperatura desses materiais.

7.4.3 Fatores críticos

- ✓ Composição de liga do aço, história térmica, temperatura do metal e tempo de exposição são os fatores críticos.

- ✓ Suscetibilidade à fragilização ao revenido é fortemente determinada pela presença dos elementos de liga manganês e silício e dos elementos impureza fósforo, titânio, antimônio e arsênico. O limite de resistência e a história de tratamento térmico e de fabricação devem também ser considerados.
- ✓ Fragilização ao revenido de aços 2.25Cr-1Mo ocorre mais rapidamente a 482°C que entre 427°C a 440°C, mas o dano é mais severo após exposição de longa duração a 440°C.
- ✓ Alguma fragilização pode ocorrer durante o tratamento térmico na fabricação, mas a maioria dos danos ocorre após muitos anos em serviço em temperaturas de ocorrência de fragilização.
- ✓ Essa forma de dano reduzirá intensamente a integridade estrutural de um componente com defeito do tipo trinca. Uma avaliação da tenacidade do material pode ser requerida dependendo do tipo da descontinuidade, da severidade do ambiente, e das condições operacionais, particularmente para serviços com hidrogênio.

7.4.4 Unidades ou equipamentos afetados

- ✓ A fragilização ao revenido ocorre em uma variedade de unidades de processo após longo período de exposição a temperaturas acima de 650°F (353°C). Pode ser notado que pouquíssimas falhas industriais ocorreram diretamente relacionadas à fragilização ao revenido.
- ✓ Equipamentos suscetíveis à fragilização ao revenido são mais frequentemente encontrados em unidades de hidroprocessamento, particularmente reatores, componentes do fluxo quente de efluentes em trocadores, e separadores de alta pressão. Outras unidades com potencial para fragilização ao revenido incluem unidades de reforma catalítica (reatores e trocadores), reatores de reforma catalítica fluida, unidades de coqueamento e de quebra térmica.
- ✓ A região soldada dessas ligas é frequentemente mais suscetível que o metal de base e deve ser avaliada.

7.4.5 Aparência e morfologia do dano

- ✓ Fragilização ao revenido é uma mudança metalúrgica que não é prontamente aparente e pode ser confirmada por meio de teste de impacto.

Danos devidos à fragilização ao revenido podem resultar em fratura frágil catastrófica.

- ✓ Fragilização ao revenido pode ser identificada pelo aumento para maiores temperaturas da transição dúctil-frágil medida no ensaio de impacto Charpy com entalhe em "V", quando comparada aos resultados do mesmo ensaio em material não fragilizado (figura 7.5). Outra característica importante da fragilização ao revenido é que não há efeito na energia de impacto superior (maiores temperaturas de ensaio).
- ✓ Amostras de materiais fragilizados analisadas por microscopia eletrônica de varredura mostram trincamento primário transgranular devido à segregação de impurezas nos contornos de grão.

7.4.6 Prevenção/mitigação

Materiais comuns.

- ✓ A fragilização ao revenido não pode ser evitada se o material contém níveis críticos de elementos impuros fragilizantes e é exposto à faixa de temperatura de revenido.
- ✓ Para minimizar a possibilidade de fratura frágil durante paradas e partidas das unidades, muitas refinarias usam uma sequência de pressurização que limita a pressão do sistema a cerca de 25% da máxima pressão de projeto para temperaturas abaixo da temperatura de mínima pressurização (TMP). Observe que TMP não é única, mas sim um "envelope" da combinação depressão-temperatura que define a condição operacional segura para minimizar a probabilidade de ocorrência de fratura frágil.
- ✓ TMP geralmente está entre 350°F (171°C) para os primeiros aços fabricados, mais suscetíveis à fragilização ao revenido, diminui para 125°F (52°C) para aços novos ou mais resistentes à fragilização ao revenido (também atendendo aos requisitos necessários aos aços resistentes à fragilização por hidrogênio).
- ✓ Se reparo por solda é necessário, os efeitos da fragilização ao revenido podem ser temporariamente revertidos pelo aquecimento a 1.150°F (620°C) por 2 horas por polegada de espessura, e resfriamento rápido até a temperatura ambiente. É importante notar que a refragilização irá ocorrer posteriormente se o material for reexposto à faixa de fragilização ao revenido.

Novos materiais.

- ✓ A melhor forma de minimizar a probabilidade e a extensão da fragilização ao revenido é limitar os níveis de aceitação de manganês, silício, fósforo, titânio, antimônio e arsênico no metal de base e nos consumíveis de soldagem. Adicionalmente, níveis de tensão e tratamento térmico de alívio de tensão pós-soldagem devem ser especificados e cuidadosamente controlados.
- ✓ Uma forma comum de minimizar a fragilização ao revenido é limitar o fator J^* para o metal de base e o fator X para o metal de solda baseado na composição como segue:

$$J^* = (Si + Mn) \times (P + Sn) \times 10^4 \text{ \{elementos em \% peso\}}$$

$$X = (10P + 5Sb + 4Sn + As)/100 \text{ \{elementos em \% peso\}}$$

- ✓ Fatores J^* e X típicos empregados para aços 2.25Cr são no máximo 100 e 15, respectivamente. Estudos também mostraram que limitar $(P + S)$ a menos que 0,01% é suficiente para minimizar a fragilização ao revenido porque $(Si + Mn)$ controlam a taxa de fragilização.
- ✓ Um fator novo, porém menos empregado amplamente, é chamado teor de fósforo equivalente e foi desenvolvido para metais de base e metais de solda e é definido como segue:

$$P = C + Mn + (Mo + Cr)/3 + Si/4 + 3.5x[(10 \times P + (5 \times Sb) + (4 \times Sn) + As) \text{ \{elementos em \% peso\}}$$

- ✓ Definição metalúrgica especializada deve ser solicitada para determinar a composição aceitável, limites de tenacidade e de resistência mecânica, bem como procedimentos apropriados para soldagem, fabricação e tratamento térmico para aços de baixa liga novos empregados em equipamentos de parede grossa e equipamentos com aços de baixa liga operando na faixa de fragilização ao revenido ou de fluência.

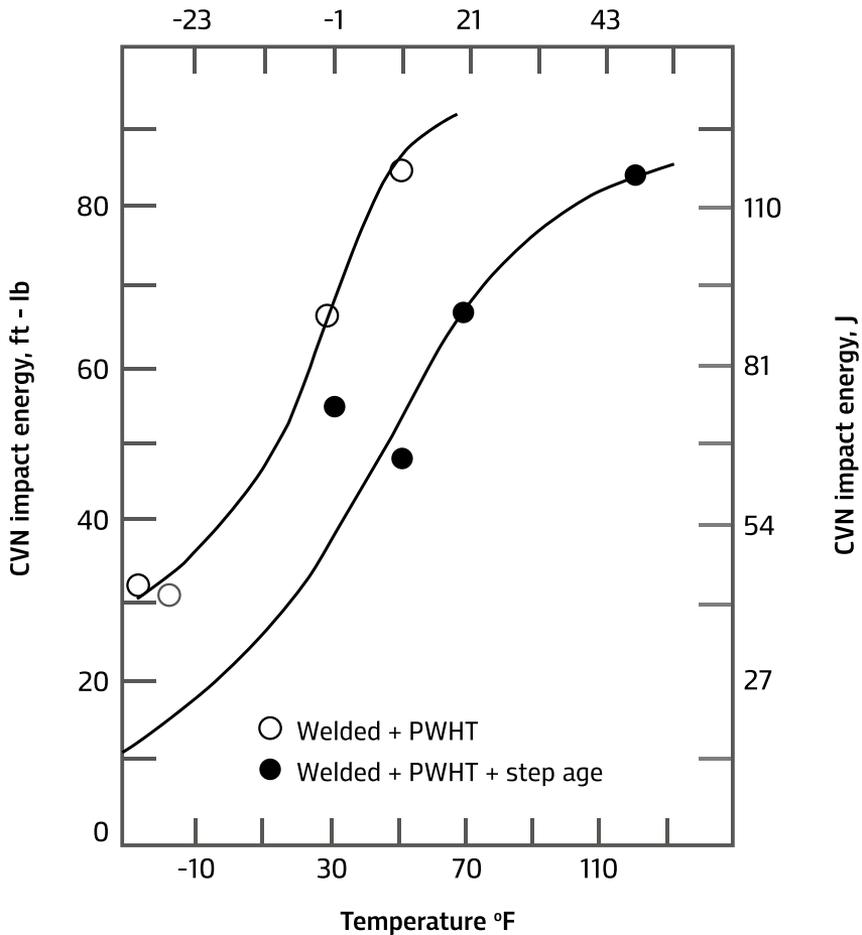
7.4.7 Inspeção e monitoração

- ✓ Um método comum de monitoração é instalar blocos de material da corrida original do aço liga dentro do reator. Amostras são periodicamente removidas desses blocos para realizar ensaios de impacto e monitorar/estabelecer a temperatura de transição dúctil-frágil. Os blocos de teste podem ser estrategicamente localizados próximo do topo e da parte de

baixo do reator para garantir que o material seja exposto às condições de alimentação e de saída do reator.

- ✓ As condições de processo devem ser monitoradas para garantir que a sequência de pressurização apropriada é seguida para ajudar a prevenir a fratura frágil devido à fragilização ao revenido.

Figura 7.5 – Gráfico de ensaio de tenacidade ao impacto Charpy com entalhe em "V" em função da temperatura mostrando a mudança na temperatura de transição de 40 libras-pê



Fonte: API 571/2011.

7.5 Fragilização a 475°C

7.5.1 Descrição do mecanismo

Aços inoxidáveis da série 400 e dúplex, quando expostos a temperaturas na faixa de 315°C a 540°C, podem sofrer perda de tenacidade. O dano é cumulativo e está associado à formação de uma fase intermetálica, a partir da decomposição da ferrita.

Esse mecanismo é referido como fragilização a 475°C, porque esta é a temperatura aproximada em que a fragilização ocorre mais rapidamente.

O mecanismo provoca redução de ductilidade, aumento de dureza e da temperatura de transição dúctil-frágil.

7.5.2 Materiais afetados

Aços inoxidáveis da série 400 (UNS S40500, S41000, S43000, S44600 etc.) e aços inoxidáveis dúplex (UNS S32205, UNS S32750 etc.).

7.5.3 Fatores críticos

- ✓ Temperatura e tempo.

O mecanismo ocorre na faixa de 315°C a 540°C.

Em temperaturas mais altas ou mais baixas do que 475°C é necessário um tempo maior para atingir a máxima fragilização. Por exemplo, se o equipamento for exposto a 320°C, poderá demorar milhares de horas para ocorrer a fragilização.

A perda de tenacidade não é significativa na temperatura de operação (em que ocorre a alteração metalúrgica). Entretanto, em temperaturas mais baixas (por exemplo, durante partidas e paradas) há risco de fratura frágil.

- ✓ Composição química/microestrutura. O aumento do teor de ferrita favorece a ocorrência da fragilização.

7.5.4 Equipamentos afetados

A fragilização a 475°C pode ocorrer em equipamentos e tubulações fabricados em aço inoxidável da série 400, se expostos à faixa de 315°C a 540°C. Como o mecanismo pode ocorrer em curto período de tempo, em termos práticos, se um

equipamento fabricado com material suscetível for exposto a temperaturas entre 370°C e 540°C, pode ser considerado como afetado.

Componentes de aços inoxidáveis dúplex, por exemplo, tubulações e tubos de permutadores de calor, podem sofrer fragilização se expostos a temperaturas acima de 320°C durante tempo suficiente.

7.5.5 Aparência ou morfologia do dano

Componentes fragilizados podem sofrer fratura frágil, caso não sejam adotadas medidas adequadas de prevenção.

Normalmente, não é possível identificar esse mecanismo por metalografia.

7.5.6 Prevenção e mitigação

Seleção de material. Uso de ligas não ferríticas ou com baixo teor de ferrita.

Evitar uso de componentes de materiais suscetíveis na faixa de temperatura em que ocorre a fragilização.

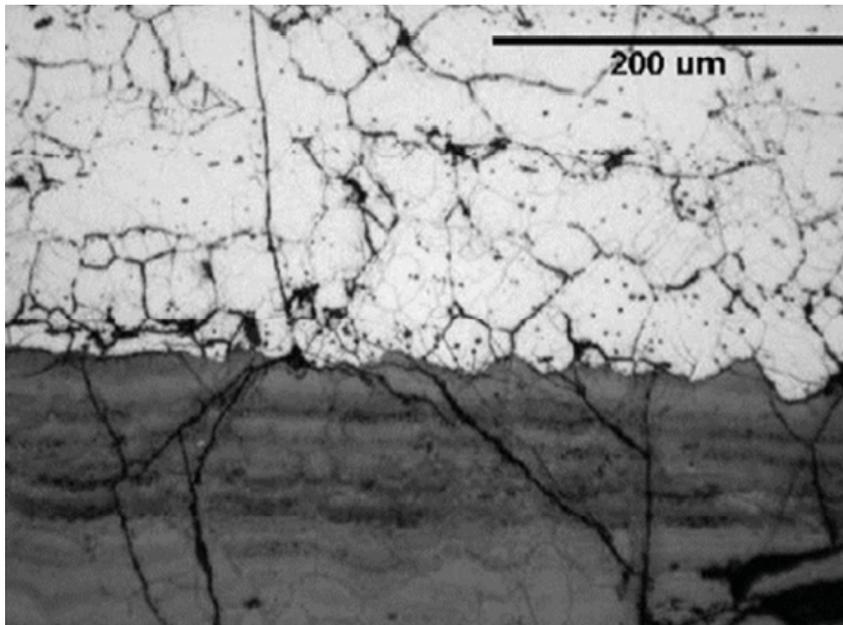
Pode ser efetuado tratamento térmico para dissolução da fase intermetálica, a partir de aquecimento acima de 600°C, seguido por resfriamento rápido. Entretanto, esse tratamento térmico não é prático para a maioria dos equipamentos de processo. Além disso, em caso de nova exposição às condições de operação (na faixa de temperatura de fragilização), o mecanismo irá ocorrer novamente.

7.5.7 Inspeção e monitoração

Ensaio de dobramento e ensaio de impacto de amostras removidas do equipamento afetado são as formas mais eficazes de identificar o mecanismo.

Ensaio de dureza de componentes afetados.

Figura 7.6 – Amostra de material trincado com a presença de trincas intergranulares na microestrutura, indicando fragilização severa



Fonte: API 571/2020.

7.6 Fragilização por fase sigma

7.6.1 Descrição do dano

Em alguns aços inoxidáveis, há uma fase conhecida como fase sigma, que normalmente é evitada pois compromete a tenacidade e ductilidade do material. Ela ocorre pela exposição do material a altas temperaturas.

7.6.2 Materiais comumente afetados

Aços inoxidáveis das séries 300 e 400, além dos aços inoxidáveis dúplex.

7.6.3 Fatores críticos

Composição química da liga, tempo e temperatura de exposição. A fragilização pela fase sigma ocorre nos aços inoxidáveis ferríticos (Fe-Cr), martensíticos (Fe-Cr), austeníticos (Fe-Cr-Ni) e aços dúplex quando expostos ao intervalo de temperatura entre 538°C a 954°C. A fragilização acontece quando o material é exposto por longo período de tempo e também quando o resfriamento do material passa pelo intervalo de temperaturas.

Aços inoxidáveis com fase sigma têm a resistência mecânica aumentada, porém perdem muita ductilidade e resistência ao impacto. Metalurgicamente, a fase sigma é um precipitado duro e frágil que se forma nos contornos de grão, também tornando o material mais suscetível à corrosão intergranular.

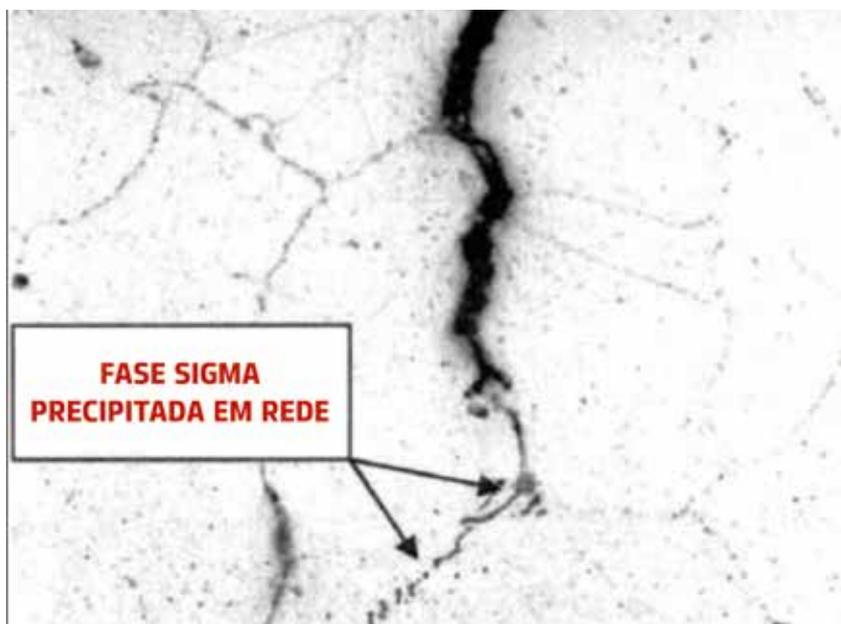
7.6.4 Equipamentos afetados

Vasos, tubulações e válvulas em serviço com altas temperaturas, equipamentos de outros materiais que possuam camada de revestimento de aços inoxidáveis suscetíveis à formação de fase sigma.

7.6.5 Morfologia

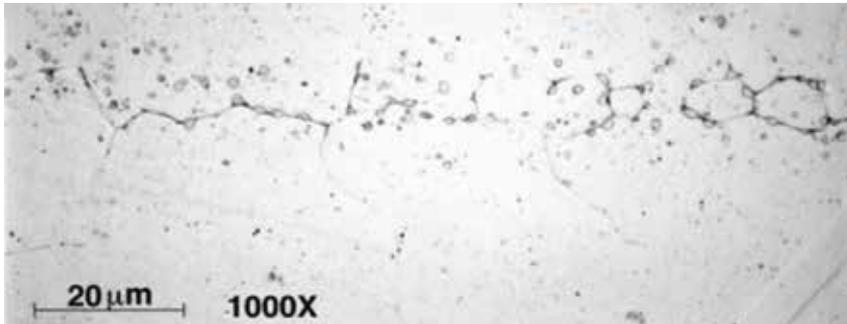
A alteração é metalúrgica, só podendo ser detectada por metalografia e testes de impacto. Normalmente os danos ocorrem na forma de trincas, devido à fragilidade e perda de ductilidade do material.

Figura 7.7 – Morfologia do trincamento na zona afetada pelo calor (ZAC) de uma solda de aço AISI 347. A trinca é intergranular e segue por uma fina rede de fase sigma (σ)



Fonte: <http://inspecaoequipto.blogspot.com/2014/03/fase-sigma.html>.

Figura 7.8 – Micrografia do aço UNS N08637 mostrando a formação de banda de precipitação de fase (σ) formada no resfriamento do material a partir da solidificação



Fonte: <http://inspecaoequipto.blogspot.com/2014/03/fase-sigma.html>.

7.6.6 Prevenção

Seleção de materiais que sejam imunes à fase sigma, caso não seja possível, deve-se evitar a exposição do material às temperaturas onde ocorre a formação de fase sigma.

Deve-se tomar bastante cuidado com os materiais suscetíveis, em situações de paradas programadas, pois, devido à fragilização, quando ocorrer o resfriamento o material poderá sofrer fratura frágil em temperaturas próximas à ambiente.

7.6.7 Inspeção e monitoração

- ✓ Testes físicos de amostras removidas de serviço são os indicadores mais positivos da ocorrência de um problema.
- ✓ A maioria dos casos de fragilização é encontrada na forma de trincas em metais forjados e fundidos (soldados) durante paradas de manutenção ou durante paradas e partidas de manutenção quando o material está abaixo de 500°F (260°C) e os efeitos da fragilização são mais pronunciados.
- ✓ Alguns trabalhos práticos têm mostrado recentemente a possibilidade de uso do ensaio de correntes parasitas para identificar a ocorrência de fases deletérias sigma nos aços inoxidáveis.

7.7 Sensitização

7.7.1 Descrição do mecanismo de dano

Aços austeníticos, como AISI 304 e AISI 316, são fornecidos com o carbono retido em solução supersaturada por rápido arrefecimento de um tratamento térmico final a 1.100°C e se destinam a ser usados nessa condição.

Se forem subsequentemente reaquecidos e resfriados lentamente na faixa de 400°C a 815°C de temperatura, sofrem precipitação de carbonetos de cromo nos contornos de grão. Essa transformação provoca a redução do teor de cromo ao longo do contorno de grão.

O teor de cromo nesta região pode cair abaixo de 5%, abaixo do limite que o aço deixa de ser inoxidável (~12%).

Assim ocorre a sensitização, condição na qual os aços austeníticos são suscetíveis à corrosão intercrystalina, isto é, corrosão ao longo dos contornos de grãos.

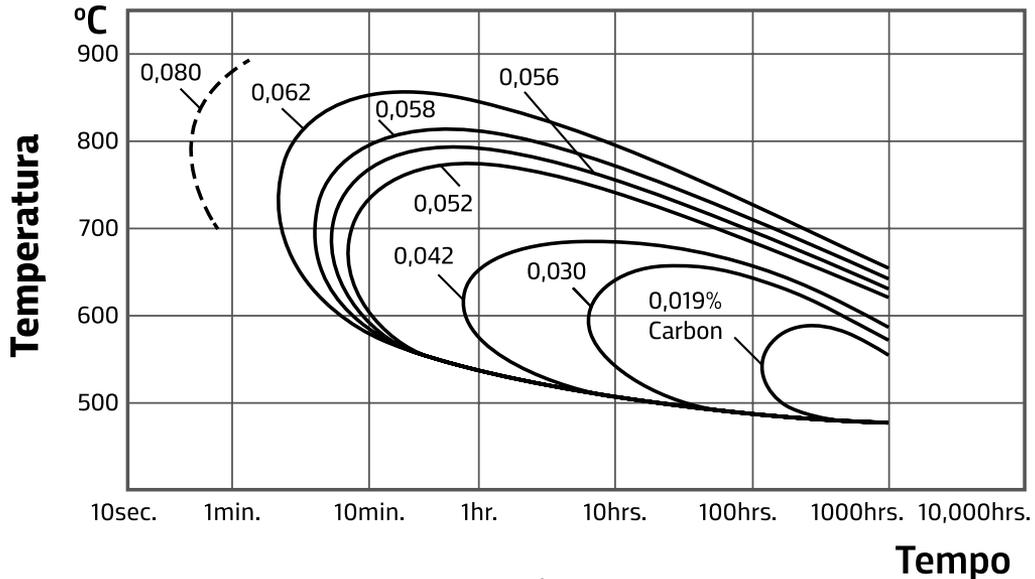
O material nessa região é muito menos "nobre" (potencial mais eletronegativo) que o restante do grão. Caso o material nesse estado entre em contato com um meio corrosivo, irá se formar uma pilha galvânica com diferença de potencial elevada.

Como a área anódica é muito menor, a velocidade do ataque será altíssima. Como somente uma fina camada do contorno é corroída, o desgaste evolui pelo destacamento dos grãos superficiais, que praticamente não são consumidos.

A peça corroída sofre forte desgaste e o aspecto da superfície atacada é granuloso.

As temperaturas e os tempos de permanência necessários para tornar os aços sensíveis a este tipo de corrosão estão ilustrados na figura 7.9.

Figura 7.9 – Sensitização dos aços inoxidáveis



Fonte: Acervo dos autores.

Durante a soldagem, as duas faixas ao lado da solda podem ficar aquecidas na faixa de temperatura de sensitização. A corrosão intercrystalina devido à sensitização das zonas afetadas pelo calor próximas às soldas são conhecidas como corrosão em torno de cordão de solda (*knife-line attack*).

7.7.2 Materiais suscetíveis

O teor de carbono e a história térmica da liga têm um efeito significativo na suscetibilidade à sensitização.

Na maioria dos componentes, tensões residuais são geralmente suficientes para promover trincas. Aços com teor de carbono acima de 0,03% são suscetíveis a este dano na faixa crítica de temperatura de 400°C a 815°C.

Em temperaturas mais baixas, o carbono também difunde muito lentamente e, em temperaturas mais altas, o cromo difunde rápido o suficiente para suprir parte da diminuição local.

O molibdênio pode substituir parcialmente o cromo nos carbonetos como $(Cr, Mo)_{23}C_6$ e $(Cr, Mo)_7C_3$, de modo que as classes de aço inoxidável com molibdênio são menos suscetíveis à sensitização do que o correspondente aço livre de molibdênio, mas não são imunes à sensitização.

7.7.3 Unidades ou equipamentos suscetíveis

- ✓ Todas as unidades onde ligas sensitizadas são usadas em ambientes contendo enxofre. Geralmente, os equipamentos suscetíveis são tubos de trocador de calor, tubos de forno e tubulações.
- ✓ Fornos que queimam óleo, gás, coque e outras fontes de combustível podem ser afetados dependendo do teor de enxofre no combustível.
- ✓ Unidades de FCC.
- ✓ Nas unidades de hidrocessamento (tubos de fornos, tubos de trocadores de calor).
- ✓ Unidades de petróleo e coqueria (tubulação).
- ✓ Caldeiras e equipamentos de alta temperatura expostos a produtos de combustão contendo enxofre.

7.7.4 Prevenção e mitigação

A sensitização pode ser evitada usando os aços com baixo teor de carbono, ou seja, AISI 304L, AISI 316L e AISI 317L, e aços estabilizados contendo titânio ou nióbio como captadores de carbono, como o AISI 321 e o AISI 347, nos quais a precipitação de carbonetos de cromo é antecipada por um tratamento térmico preliminar de 900 a 920°C para captar carbono como TiC ou NbC.

O nióbio é melhor captador para aços expostos a ácidos altamente oxidantes, porque o TiC pode ser atacado, induzindo corrosão em torno de cordão de solda.

Em teoria, a sensitização pode ser eliminada por tratamento térmico prolongado de pós-soldagem de forma a reabastecer as zonas empobrecidas por difusão de cromo de outras partes do metal, mas pode ser impraticável para grandes estruturas soldadas.

8 FALHAS MECÂNICAS

Conforme já dito anteriormente, os componentes metálicos falham como um resultado das condições do ambiente ao qual estão expostos, bem como dos carregamentos mecânicos a que estão sujeitos. Frequentemente uma combinação de condições ambientais e tensões causou a falha. Os componentes metálicos são projetados para suportar as tensões e as condições a que estão submetidos.

Neste item pretende-se citar a maioria dos mecanismos de dano que, mesmo sendo devido a mais de uma ação, tem como principal efeito que a descreve a tensão atuante na região do componente que falhou.

8.1 Fadiga mecânica

8.1.1 Descrição do mecanismo

- ✓ O trincamento por fadiga é uma forma mecânica de degradação que ocorre quando um componente está exposto a esforços cíclicos por um grande período de tempo, por exemplo sob carregamento dinâmico devido à vibração, ação de carregamento por água, ou fluxo instável de fluidos, sempre resultando em aparecimento repentino de trincas passantes na parede.
- ✓ As tensões que causam o dano podem surgir tanto de carregamento mecânico ou de ciclos térmicos que são bem abaixo da tensão de escoamento do material. Este tópico se concentra em carregamentos mecânicos enquanto o próximo descreverá carregamentos de origem térmica.

8.1.2 Materiais suscetíveis

Todos os materiais e ligas metálicas empregados em engenharia estão sujeitos ao trincamento por fadiga embora o nível de tensão e o número de ciclos necessários para provocar a falha possa variar para os diferentes materiais.

8.1.3 Fatores críticos

- ✓ Geometria, nível de tensão, número de ciclos e propriedades dos materiais (resistência mecânica, dureza, microestrutura) são os fatores predominantes na determinação da resistência à fadiga do componente. A amplitude e frequência das vibrações (relativas ao nível de tensão e o número de ciclos) em equipamentos que vibram tais como tubulações são também fatores críticos.
- ✓ **Fatores de projeto** – trincas de fadiga geralmente iniciam em entalhes superficiais ou concentradores de tensão em carregamento cíclico. Por essa razão, o projeto do componente é o fator mais importante na determinação da resistência à fadiga do componente. Características comuns da superfície que podem levar à nucleação de trincas de fadiga, porque elas agem

como concentradores de tensão, incluem: furos de travamento ou entalhes de eixos em equipamentos rotativos; entalhes mecânicos (cantos agudos ou reentrâncias); descontinuidades de juntas soldadas e/ou falta de alinhamento; marcas de ferramentas; marcas de usinagem; rebarbas em furos usinados; entalhes de roscas e corrosão.

- ✓ Em equipamentos com vibração ou movimento irregular, especialmente tubulações, falta ou locação inadequada de suportes ou de reforços podem levar ao trincamento iniciando nos concentradores de tensão ou entalhes listados antes. O reforço ou raiz de uma solda executada dentro dos critérios prescritos nos códigos de construção podem provocar concentradores de tensão para iniciar a trinca de fadiga em equipamentos vibrantes ou com movimento irregular. Frequentemente as trincas se formam nas locações onde o equipamento vibrando ou se movendo é fixo para prevenir a movimentação vinda de um componente adjacente. A situação mais frequente deve ser descoberta para reduzir a quantidade de vibração ou movimento irregular.
- ✓ **Características metalúrgicas e microestrutura** – alguns materiais tais como titânio, aço-carbono, e aços de baixa liga apresentam um tipo de limite de resistência à fadiga. Nesses casos, o número de ciclos até que ocorra a fratura por fadiga diminui com a diminuição da amplitude da variação da tensão até a ocorrência do limite de resistência à fadiga. Abaixo desse limite o trincamento por fadiga não ocorrerá, independentemente do número de ciclos a que está submetido o material.
- Para ligas metálicas com limite de resistência à fadiga, existe uma correlação entre a tensão limite de resistência e a mínima amplitude de tensão necessária para iniciar o trincamento por fadiga. A razão entre esse e os limites de resistência à fadiga e o de carregamento monotônico de tensão está tipicamente entre 0,4 e 0,5.
- Aços inoxidáveis da série 300, 400, alumínio, e a maioria das ligas não ferrosas possuem como característica não apresentar um limite de resistência à fadiga. Isso significa que a fratura em fadiga pode ocorrer sob carregamento cíclico após um determinado número de ciclos independentemente da amplitude de tensão aplicada. A máxima amplitude de tensão cíclica é utilizada no projeto dos componentes para que o número de ciclos até a fratura em fadiga seja maior que a vida prevista para o equipamento. O número de ciclos considerado é tipicamente 10⁶ até 10⁷ ciclos.

- O limite de resistência à fadiga descrito no primeiro item principalmente se aplica a barras com superfície lisa e componentes similares como pode ser encontrado em um eixo de bomba. Para componentes soldados, tais como tubulações ou outras situações com a presença de descontinuidades inerentes, falhas, ou onde existam concentradores de tensão, a parte de nucleação inicial da trinca é desprezada, entrando em consideração apenas a parte de crescimento da trinca. Essa situação elimina efetivamente a existência de um limite de resistência à fadiga. Então, o conceito de limite de resistência à fadiga geralmente não pode ser considerado, e suas vantagens advindas, no caso de equipamentos sujeitos a vibração.
- Inclusões existentes em metais podem acelerar o efeito de trincamento por fadiga. Isso é relevante quando trabalhando com aços velhos considerados "sujos" (impurezas elevadas) ou em soldas, que frequentemente apresentam inclusões e outras descontinuidades que podem diminuir a resistência à fadiga.
- Tratamento térmico pode ter um efeito na resistência à fadiga do metal. De forma geral, microestruturas com grãos finos tendem a se comportar melhor que as microestruturas com grãos grosseiros. Tratamentos térmicos como a têmpera e o revenido podem aumentar a resistência à fadiga de aços-carbono comuns.

8.1.4 Unidades ou equipamentos afetados

- ✓ Solda de soquete e tubulações de pequeno diâmetro (por exemplo, linhas alternativas, circuitos de fluxo mínimo) associadas com ou próximo de bombas, compressores, ou outros equipamentos rotativos ou alternativos que não estejam devidamente fixados e amortecidos.
- ✓ Pequenas conexões de ramais com válvulas, controladores, ou medidores sem suporte que podem sofrer vibrações de equipamentos adjacentes ou mesmo o vento. Para pequenos componentes, a ressonância mecânica pode também produzir carregamento cíclico e deve ser considerado no projeto da tubulação ou revisto devido a potenciais problemas após a instalação.
- ✓ Válvulas de segurança e alívio que estão sujeitas a curtos intervalos de abertura/fechamento, abertura prematura, abertura irregular e falha de operação.

- ✓ Válvulas de controle de alta queda de pressão ou estações de redução de vapor que causam sérios problemas de vibração nas tubulações que estão a elas conectadas.
- ✓ Eixo rotativo em bombas centrífugas e compressores que têm concentração de tensão devido à mudança no diâmetro ou a chavetas.
- ✓ Tubos de trocadores de calor que podem estar sujeitos a vórtex no fluido.
- ✓ Vasos absorvedores de variação de pressão em unidades de purificação de hidrogênio.
- ✓ Condições transientes (tais como partidas, paradas e variações bruscas da condição operativa) podem criar condições intermitentes, mas severas.

8.1.5 Aparência ou morfologia do dano

Ocorrência de trincamento ou fratura, com ou sem deformação plástica. A ocorrência de deformações plásticas na região fraturada, em geral, evidencia fadiga de baixo ciclo. Quando da fratura sem deformações plásticas, é mais provável a ocorrência de fadiga de elevado número de ciclos e abaixo do limite de escoamento do material. Não é necessário um pico de carga para o início da fratura final, muito embora caso esta ocorra, levará à falha prematura.

8.1.6 Prevenção/mitigação

O tempo de vida de um componente ou elemento sujeito a fadiga geralmente é previsto em função do número dos ciclos requeridos de tensão e deformação.

A complexidade das muitas variáveis para chegar ao número exato, faz com que se façam estimativas desse número. Variáveis como, por exemplo, níveis de tensão, estado de tensões, formas das ondas dos ciclos de tensões, condições metalúrgicas e ambientais são algumas das quais nem sempre podem ser mensuradas.

A análise e investigação de falhas provocadas por fadiga é de grande valor didático, não só para prevenir possíveis falhas, mas também no direcionamento de pontos a serem observados e inspecionados. Contribuindo em aspectos de melhorias, aumentando a vida útil de equipamentos e possibilitando uma maior confiabilidade do processo, reduzindo possíveis paradas acidentais e perdas de produção.

8.1.7 Inspeção e monitoração

A avaliação da condição metalúrgica do material inicia-se com a caracterização da ocorrência (ou não) de deformação plástica localizada, não se estendendo por

mais de dois a cinco grãos. Esta é uma das características da quase impossibilidade de detecção no estágio inicial.

Na grande maioria dos casos, este processo inicia-se na superfície, nestes casos os ensaios não destrutivos de ACFM, partículas magnéticas, ou mesmo líquidos penetrantes são de grande valia. Para casos mais raros em que o início do processo dá-se abaixo da superfície, nos materiais magnetizáveis, o ensaio de partículas magnéticas (em corrente contínua) ou de correntes parasitas pode ser útil. O uso de ultrassom também é possível. O ensaio radiográfico não apresenta bom desempenho, em função da necessária perpendicularidade da descontinuidade com o filme para que exista diferença de densidade que evidencie a indicação.

O ensaio visual também deve ser empregado como uma avaliação prévia das possíveis regiões sujeitas à fadiga de elementos ou componentes sujeitos a esforços cíclicos e pontos de restrições de movimento, observando possíveis regiões com deformações plásticas.

Figura 8.1 – Região de ruptura por fadiga



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 8.2 – Detalhe da trinca de fadiga



Fonte: Acervo dos autores.

8.2 Fadiga térmica

8.2.1 Descrição do mecanismo

A fadiga térmica ocorre em componentes ou elementos sujeitos a ciclos térmicos desde que haja restrição, criando regiões de tensões residuais que sofrerão com os ciclos térmicos.

A fadiga térmica também pode ser causada por materiais com diferentes coeficientes de dilatação associados entre si que estão de alguma forma limitados em seus deslocamentos, seja por fatores geométricos, diferenças de espessura ou engastamento puro e simples, por exemplo, chicanas fixas em corpos de vaso de pressão sujeitos a ciclos térmicos.

A fadiga térmica envolve as mesmas variações das tensões que ocorrem na fadiga mecânica clássica: na clássica há diferença no carregamento que estão associadas às variações de cargas mecânicas, enquanto a fadiga térmica está relacionada às variações de temperatura que levam a dilatações/contrações e as restrições impostas ao componente/equipamento.

Nos meios onde exista a variação de temperatura e o produto principal de corrosão é um óxido, também ocorre fadiga térmica, com o óxido podendo acelerar o mecanismo.

Alguns outros fatores associados à fadiga térmica podem levar um elemento ou conjunto ao colapso, como, por exemplo, a descarbonetação, quando existe a perda de carbono da superfície de uma liga de ferro como resultado do aquecimento em um meio que possa levar a esse fenômeno.

Figura 8.3 – Trincas de fadiga térmica



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 8.4 – Trincas de fadiga térmica



Fonte: Acervo dos autores.

8.3 Fratura frágil

8.3.1 Histórico

No século XX, algumas catástrofes marcaram a história das falhas mecânicas.

Em janeiro de 1919, em Boston/EUA um tanque de melaço rompeu espalhando dois milhões de galões de melaço pelas ruas da cidade. Vinte e uma pessoas morreram e mais de 150 ficaram feridas.

Durante a Segunda Guerra Mundial, os navios chamados Liberty Ships foram alvo de falhas em serviço. Dos 4.694 Liberty Ships construídos, 1.289 apresentaram falhas estruturais, dos quais 233 catastróficas, ocasionando a perda do navio com fratura total.

Em dezembro de 1967, uma falha mecânica na ponte Silver sobre o rio Ohio, em Virginia/EUA resultou na morte de 46 pessoas e nove feridos.

Nos três acontecimentos, não ocorreu um indicativo de que a falha iria ocorrer, não houve uma deformação permanente antes da fratura final.

Esse tipo de falha é chamada de fratura frágil (*brittle fracture*).

8.3.2 Descrição do mecanismo de dano

O termo técnico frágil significa baixa ou nenhuma deformação plástica macroscópica antes da fratura, geralmente propiciada por dureza e resistência elevadas ou descontinuidades geométricas. Esse conceito macroscópico é importante para evitar-se a confusão mais comum de se tomar como sinônimos, fratura frágil e clivagem (*clivage*), ainda que fraturas que se desenvolvem pelo micromecanismo de clivagem sejam normalmente frágeis (há exceções).

Nem toda fratura frágil é por clivagem, ou mesmo intergranular, sendo frequentes casos de fratura frágil por micromecanismos que envolvem alta deformação localizada (*dimples*).

A fratura frágil ocorre sob a atuação de tensões inferiores às correspondentes ao escoamento generalizado.

Assim, critérios de projeto baseados em tensões médias ou coeficientes de concentração de tensões elásticas não são garantia de estabilidade da estrutura, pois eles consideram apenas a possibilidade de deformação acentuada ou instabilidade mecânica.

Uma característica da fratura frágil é a instabilidade da trinca, isto é, propaga-se sem a necessidade de aumento de tensões, e a sua velocidade de propagação elevada (pode atingir cerca de 2.000m/s em aço) o que provoca consequências frequentemente graves quando ocorrem em serviço. Pode-se imaginar uma criti-

cidade ainda maior em estruturas que apresentam uma possibilidade de percurso contínuo para a trinca, como acontece na maioria das construções soldadas, ocorrendo falhas em serviço catastróficas.

Os fatores básicos que contribuem para a fratura frágil são: presença de um estado triaxial de tensões; taxa de deformação elevada ou taxa de carregamento rápido; temperatura baixa.

Para que ocorra a fratura frágil não é necessário que os três fatores se manifestem ao mesmo tempo.

O fator mais comum, responsável pela maioria das falhas ocorrida em serviço, é a presença de um estado triaxial de tensões, tal como existe nos entalhes, nas trincas por fadiga, nas trincas de corrosão por tensão, defeitos de usinagem, defeitos de soldagem, nas trincas de tratamento térmico, nas dobras de forjamento, porosidade interdendrítica, em regiões do componente mecânico sem raio de concordância, entre outras.

8.3.3 Características da superfície da fratura

A característica mais importante das superfícies de fratura são as marcas radiais que se estendem pela superfície de fratura até próximo das superfícies livres, onde se formam as zonas de cisalhamento (*shearlips*).

Quando o componente apresenta espessura reduzida, como uma chapa, as marcas radiais apresentam o aspecto característico conhecido como marcas de sargento (*chevron markings*) que apontam na direção da origem da fratura.

Depois de identificada a fratura frágil, o objetivo é determinar o local de início da trinca, pois é neste local que exames complementares, como o metalográfico, devem ser realizados para a determinação da causa da fratura.

A determinação do local de início da trinca pode ser feita pelas seguintes observações:

- ✓ as marcas radiais irradiam do ponto de início da fratura e quando apresentam o aspecto de marcas de sargento, apontam para a região de início;
- ✓ quando a fratura é nucleada na superfície do componente, ou bem próxima a ela, a região de início da fratura não apresenta zona de cisalhamento;
- ✓ um componente fraturado por impacto, particularmente no caso de aços de alta liga, temperados e revenidos, pode apresentar uma série de degraus na superfície de fratura quando a aplicação de um impacto não for suficiente para completar a fratura e ele tiver sido reiniciado; na região de reinício aparecem os degraus que convergem no sentido de propagação;

- ✓ no caso de estruturas fabricadas com chapas soldadas, pode ocorrer bifurcação das trincas.

Como as trincas se bifurcam no sentido de propagação, oferecem um meio adicional de se identificar a origem. Nota-se que, até certo ponto, esse aspecto é o oposto dos degraus formados na superfície da fratura. Trincas que se encontram aproximadamente a 90°, formando juntas em T também facilitam a determinação do local de origem.

8.3.4 Ensaio de impacto

A tendência de um material a se comportar de maneira frágil ou dúctil pode ser avaliada pelo ensaio de impacto.

Desenvolvido no início do século passado, esse ensaio permite detectar diferenças entre materiais que não são observáveis em um ensaio de tração.

O ensaio de impacto é realizado em corpos de prova padronizados de seção quadrada (de 10x10mm) com entalhe em V com 45° de abertura e 2mm de profundidade, cujo raio da raiz é de 0,25mm.

O corpo de prova é apoiado como uma viga em posição horizontal e carregada do lado oposto ao entalhe pelo impacto de um pêndulo de massa m e velocidade v . A norma para realização do ensaio de impacto é a ASTM E23.

A energia absorvida para fraturar o corpo de prova é o resultado do ensaio de impacto. Essa energia, normalmente, é expressa em quilograma força/metro. Assim os resultados do ensaio de impacto não são expressos diretamente em termos de requisito de projeto.

Uma medida importante obtida no ensaio de impacto se refere à observação da superfície de fratura do corpo de prova, podendo ser dúctil, frágil ou mista.

Essa alteração no modo de fratura de dúctil para frágil é observada, em materiais cuja cristalização é do tipo cúbica de corpo centrado (ferro e aços ferríticos), quando ocorre uma diminuição da temperatura. Dessa forma, o ensaio de impacto conduzido em um intervalo de temperaturas permite determinar a temperatura de transição dúctil-frágil.

Esse resultado é muito importante na seleção de materiais, pois, na filosofia de projeto, é fundamental determinar um material que possua suficiente tenacidade para condições severas de serviço, de maneira que a habilidade do componente estrutural possa ser calculada pelos métodos padrões da resistência dos materiais, sem considerar as propriedades de fratura do material.

8.3.5 Materiais suscetíveis à fratura frágil

Os materiais de principal preocupação, afetados por fratura frágil, são os aços-carbono e os aços de baixa liga, particularmente os mais antigos. Aços inoxidáveis da série 400 também são suscetíveis.

A suscetibilidade à fratura frágil pode aumentar com a presença de fases que fragilizam o material.

O tamanho de grão e o teor de impurezas do aço têm significativa influência na tenacidade e resistência à fratura frágil.

As seções mais espessas do material também apresentam uma menor resistência à fratura frágil devido à maior restrição, que aumenta as tensões triaxiais na ponta da trinca.

Na maioria dos casos, a fratura frágil ocorre apenas em temperaturas abaixo da temperatura de transição do ensaio de impacto (temperatura de transição dúctil-frágil), ponto no qual a tenacidade do material cai abruptamente.

8.3.6 Unidades e equipamentos suscetíveis à fratura frágil

Muitos processos ocorrem em temperaturas elevadas de modo que a principal preocupação é a fratura frágil durante a partida ou parada.

A temperatura do fluido em testes de estanqueidade/hidrostático deve ser avaliada. Equipamentos de espessura alta, em qualquer unidade, devem ser observados.

A fratura frágil pode ocorrer durante um evento de autorrefrigeração em unidades que processam hidrocarbonetos leves tais como metano, etano/etileno, propano/propileno ou butano. Inclusive unidades de alquilação, unidades de olefinas e plantas de polímeros. As esferas de armazenamento de hidrocarbonetos leves podem também ser suscetíveis.

8.3.7 Morfologia do dano

As trincas são tipicamente retas, sem ramificações e, principalmente, desprovidas de qualquer deformação plástica associada.

Microscopicamente, a superfície da fratura é composta preponderantemente de clivagem, com limitado trincamento intergranular e muito pouca coalescência de microvazios.

8.3.8 Prevenção e mitigação

Para equipamentos novos, a melhor forma de evitar a fratura frágil é usando materiais projetados especificamente para serviço em baixa temperatura, incluindo eventos de perturbação no processo e autorrefrigeração.

Materiais com composição química controlada, tratamento térmico especial e avaliação com ensaios de impacto podem ser necessários.

A fratura frágil é um mecanismo de dano acionado por "eventos". Para os materiais existentes, onde a combinação de tensão, tenacidade do material e tamanho do defeito governam a probabilidade do evento, um estudo de engenharia pode ser realizado de acordo com a API RP 579.

Medidas preventivas para minimizar o potencial de fraturas frágeis nos equipamentos existentes são limitadas ao controle das condições de operação (pressão, temperatura), minimizando a pressão a temperatura ambiente durante a partida e a parada, e inspeção periódica dos locais de alta tensão.

Uma redução na probabilidade de uma fratura frágil pode ser alcançada com a execução de um tratamento térmico pós-solda (PWHT) no vaso, se não tiver sido feito originalmente durante a fabricação; ou quando o vaso foi reparado/alterado por solda, enquanto em serviço, sem o tratamento térmico pós-solda subsequente.

8.3.9 Inspeção e monitoração

Inspeção convencional por intervalo de tempo não é normalmente empregada para detectar ou mitigar fratura frágil, mas a preocupação com a possibilidade de ocorrência em equipamentos suscetíveis pode ajudar a prevenir um dano futuro.

Vasos suscetíveis podem ser inspecionados para a preexistência de trincas originadas no processo de fabricação ou mesmo nucleadas durante a vida em serviço do equipamento empregando ensaio por partículas magnéticas, líquidos penetrantes, correntes parasitas, ACFM e/ou ultrassom quando aplicável.

Figura 8.5 – Tubo de 500mm de diâmetro que falhou durante teste hidrostático a partir de ranhuras superficiais



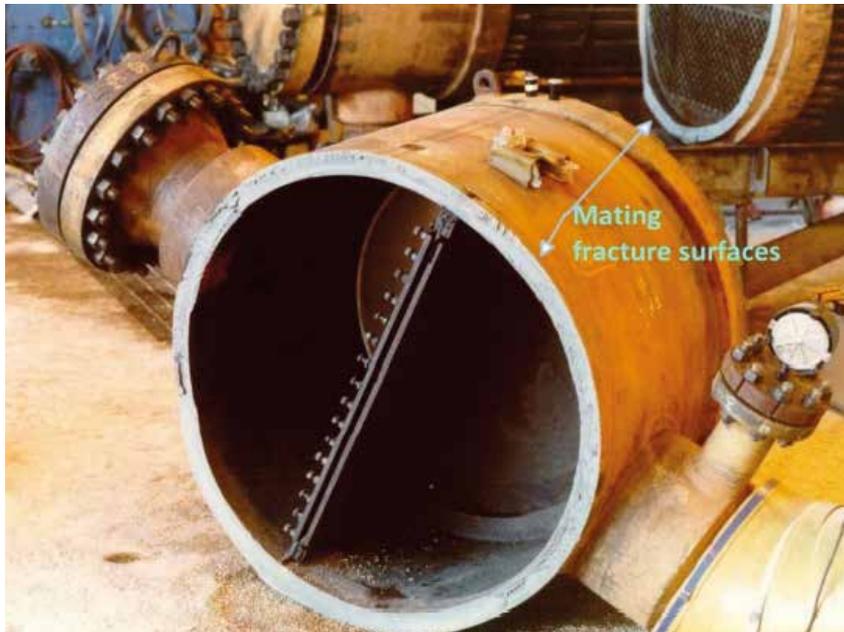
Fonte: Acervo dos autores.

Figura 8.6 – Detalhe da figura 8.5 mostrando as ranhuras e a origem da fratura (seta) em uma das ranhuras



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 8.7 – Fratura frágil no casco próximo ao espelho de um trocador com 56mm de espessura fabricado com aço C-0,5Mo durante o ensaio hidrostático



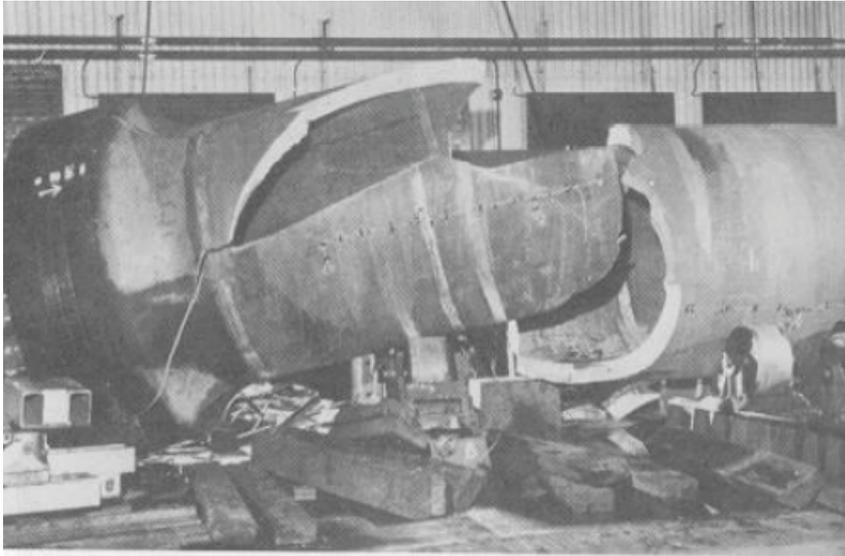
Fonte: Acervo dos autores.

Figura 8.8 – Fratura frágil no costado de um vaso durante teste hidrostático



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 8.9 – Clássico exemplo de fratura frágil que ocorreu durante ensaio hidrostático



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 8.10 – Vista aproximada da superfície de fratura de um vaso fabricado em aço A516-70N mostrando as marcas de *chevron* que apontam na direção da origem da trinca



Fonte: Acervo dos autores.

8.4 Cavitação

8.4.1 Descrição do dano

A cavitação é um mecanismo de dano que ocorre onde há uma variação brusca de pressão, como por exemplo na entrada de bombas e outras regiões onde ocorrer uma restrição brusca no escoamento de um fluido.

Essas restrições criam regiões de pressão muito baixas que acabam provocando a vaporização de uma fração do líquido em escoamento, com isso o líquido escoava com uma grande quantidade de pequenas bolhas, que, ao passarem por uma região de maior pressão, condensam-se entrando em colapso causando grandes ondas de choque que desgastam e geram perda de material.

8.4.2 Materiais comumente afetados

Como é um fenômeno que é resultado das condições de fluxo, pode afetar praticamente todos os materiais utilizados em construção mecânica, como ferros fundidos, aços-carbono, aços liga, aços inoxidáveis, ligas de níquel, entre outros

8.4.3 Fatores críticos

Para uma bomba, um valor *net positive suction head* (NPSH) inadequado pode resultar em cavitação, escoamento de fluidos com temperaturas próximas a seu ponto de ebulição também podem gerar cavitação.

Escoamento de fluidos com partículas sólidas pode acelerar a ocorrência de danos aos materiais.

8.4.4 Equipamentos afetados

Cavitação normalmente é encontrada em turbinas, hélices de embarcações, carcaças e impelidores de bombas e em tubulações, nas regiões de fluxo turbulento após restrições abruptas de fluxo como por exemplo na saída de válvulas de controle.

8.4.5 Morfologia

Normalmente é identificado o desgaste dos componentes, em alguns casos similar à corrosão por pites, bem acentuado nas regiões críticas onde se concentraram o colapso das bolhas de vapor.

8.4.6 Prevenção

A resistência à cavitação pode ser ligeiramente melhorada pela mudança de material, porém isso nem sempre é a melhor opção em termos econômicos, o mais comum é minimizar os efeitos da cavitação com a mudança de algum parâmetro operacional como aumento da pressão de sucção, redução da velocidade de escoamento do fluido, tornando o fluxo menos turbulento.

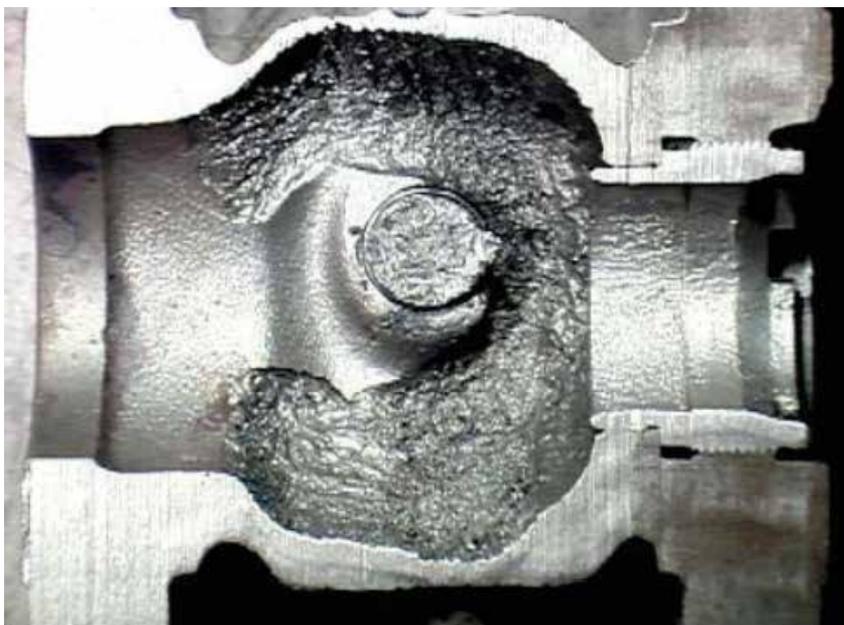
8.4.7 Inspeção e monitoração

- ✓ Inspeção visual das áreas supeitas, incluindo o uso de boroscópio se o acesso direto não é permitido, pode normalmente identificar danos por cavitação. Tipicamente a inspeção é executada durante as paradas de operação.
- ✓ Inspeção ultrassônica, manual ou automatizada, pode ser empregada para medir a espessura remanescente nas áreas com dano, se a área danificada é grande o suficiente e com a superfície suave e regular que permita a eficiência do ensaio de ultrassom. Entretanto, como o dano é altamente localizado, pode ser difícil determinar a condição de máxima perda de espessura.

Pode ser difícil obter medidas de espessura precisas com ultrassom em carcaças de bomba ou outros produtos fundidos devido a sua inerente variabilidade de espessura combinada com o fato que as superfícies interna e externa podem não ser paralelas.

- ✓ O ensaio radiográfico pode ser empregado para quantificar a perda de espessura no componente afetado se o acesso for possível. A localização e a profundidade dos pites são obtidas com a técnica radiográfica quantitativa.
- ✓ Monitoração acústica das áreas turbulentas pode detectar frequências de som características associadas com cavitação. A técnica é um método qualitativo para determinar a progressão do dano.
- ✓ Outras técnicas incluem a monitoração das propriedades do fluido para encontrar locais de fluxo altamente turbulento.

Figura 8.11 – Seção de válvula borboleta com dano por cavitação após 2 anos de serviço devido a uma alta queda de pressão através da válvula em uma linha de dreno de hidrocarboneto em um separador de baixa pressão numa unidade de dessulfurização atmosférica



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 8.12 – Vista aproximada do dano na superfície da válvula borboleta da figura 8.11



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 8.13 – Superfície com acúmulo de pites causado por cavitação no lado de baixa pressão de um impelidor de bomba feito em aço inoxidável



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 8.14 – Pites causados por cavitação no lado da água de um cilindro de ferro fundido no lado da alimentação



Fonte: Acervo dos autores.

8.5 Fluência

Entende-se por fluência um lento processo de deformação permanente imposto a determinado material, cuja lei de acumulação depende, em essência, da temperatura, das características microestruturais e do tempo em que atua uma sollicitação mecânica.

A taxa de acumulação de danos por fluência apresentada por certo material se intensifica com a elevação da temperatura e da tensão aplicada. Vasos de pressão, tubulações e demais componentes que operam sob altas temperaturas, ou seja, em regime de fluência, podem ter sua vida útil limitada por danos decorrentes desse mecanismo.

Na maior parte das aplicações de engenharia, as propriedades mecânicas utilizadas no projeto são baseadas no comportamento elástico dos materiais e tomam como referência tensões admissíveis relacionadas ao limite de escoamento ou ao de resistência, determinados na temperatura ambiente ou na temperatura de serviço. Uma vez que a temperatura exceda certo nível, o material pode acumular deformação permanente com o tempo sob tensões inferiores ao limite elástico.

Considerando isso, o projeto mecânico de componentes destinados a operar por longo tempo em altas temperaturas usualmente dimensiona a espessura mínima de parede por aplicação de procedimento de cálculo similar ao utilizado no regime elástico, porém empregando tensão admissível estabelecida a partir do comportamento mecânico do material determinado em ensaios de fluência.

O tempo de ruptura é um dos índices mais utilizados para caracterizar o comportamento mecânico em fluência dos materiais. A determinação desse índice é obtida submetendo-se um conjunto de corpos de prova a diferentes tensões uniaxiais de tração sob temperatura constante. Os diversos tempos de ruptura obtidos são correlacionados e a tensão é expressa para tempos de ruptura de referência de 100 horas, 1.000 horas, 10.000 horas e 100.000 horas, por interpolação ou extrapolação. Não obstante, informações sobre longos tempos de ruptura incorporam incertezas adicionais quanto mais acentuadas forem as extrapolações. As tensões admissíveis decorrentes são obtidas pela aplicação de um fator de segurança à tensão obtida experimentalmente.

Dados experimentais sobre taxas de fluência podem ser obtidos por método semelhante, medindo-se a deformação durante os ensaios. Nesse caso, para cada ensaio, constrói-se a chamada curva de fluência, correlacionando deformação e tempo, obtendo-se o valor da taxa mínima.

Quanto aos danos em si, em breve resumo, os mecanismos de deformação por fluência podem ser classificados em três categorias, a saber: deslizamento de discordâncias, fluência por discordâncias e fluência por difusão, cada um deles dando

origem a determinada morfologia de danos. Os mecanismos de deslizamento de discordâncias e de fluência por discordâncias podem conduzir a uma fratura dúctil, eventualmente precedida de estrição, ou a uma fratura frágil em escala macroscópica, resultante da interligação de vazios de fluência do tipo aresta. Os vazios em aresta são formados por deslizamento de contorno de grão, quando estes perdem a capacidade de acomodar a deformação intragranular acumulada mediante fluência por discordâncias. A fluência por difusão promove uma fratura frágil, com a propagação de microtrincas nucleadas a partir do alinhamento de vazios de fluência do tipo lenticular nos contornos de grão orientados em direção normal ao campo de tensão de tração.

Grande parte das rupturas em tubos de fornos e de caldeiras, por exemplo, é produzida por fluência decorrente de sobreaquecimento localizado, com algumas indicações óbvias, tais como pontos quentes, deformações e laranjas. Ademais, a inspeção é favorecida pelo fato de que, em geral, os materiais tradicionais mais utilizados em aplicações estruturais em altas temperaturas são tolerantes à acumulação de dano por fluência, conquanto uma dificuldade imposta à inspeção é a possível acumulação preferencial dos danos numa estreita região, por força de tensão ou temperatura localizadas. Outras possibilidades adversas são a localização preferencial dos danos no interior da parede ou em superfícies inacessíveis.

9 FALHAS CAUSADAS POR HIDROGÊNIO

Na indústria de óleo e gás, danos causados por hidrogênio representam mais de 25% do total de falhas. Isso ocorre por conta da entrada do hidrogênio no interior das estruturas metálicas acarretando mormente fraturas do tipo frágil, o que é particularmente perigoso pois não há aviso prévio de uma falha catastrófica. O hidrogênio presente no interior de um aço, metal amplamente utilizado no setor de O&G, pode interagir com a estrutura cristalina formando soluções sólidas, hidrogênio molecular, produtos gasosos ou hidretos.

Metalurgicamente falando, os mecanismos de danos causados por hidrogênio podem ser descritos por diferentes processos como: fragilização por hidrogênio, fratura induzida por hidrogênio, corrosão sob tensão na presença de sulfeto, trinca induzida por hidrogênio orientada por tensão, ataque pelo hidrogênio e fratura por formação de hidretos. No caso do presente Guia, à luz das aplicações em óleo e gás, serão mencionados os mecanismos de danos causados por hidrogênio em altas temperaturas.

A busca por redução de custos com instalação e manutenção de equipamentos da indústria de petróleo tem demandado das siderúrgicas um aço mais resistente que permita a diminuição da espessura da parede e conseqüentemente de seu peso. Mas na contramão do aumento da resistência mecânica vem a diminuição da tenacidade, propriedade importante na soldagem e fragilização por hidrogênio. Esses equipamentos trabalham comumente em altas temperaturas e pressurizados e sua falha pode causar acidentes industriais com a perda de vidas humanas, sérios danos ambientais, à saúde pública e trazer imenso prejuízo econômico.

9.1 Fragilização por hidrogênio

9.1.1 Descrição do mecanismo

Fragilização por hidrogênio é a perda de resistência, ductilidade, e/ou tenacidade à fratura de materiais suscetíveis à penetração e difusão do hidrogênio atômico. A fragilização por hidrogênio leva ao trincamento frágil. Pode ocorrer durante a fabricação, soldagem ou em serviço que permite o carregamento de hidrogênio no metal.

9.1.2 Materiais suscetíveis

Aços de baixa liga, aços de alta liga, aços inoxidáveis da série 400, aços inoxidáveis endurecíveis por precipitação, aços inoxidáveis dúplex, e algumas ligas de níquel de alta resistência. Aços-carbono podem sofrer fragilização de hidrogênio se endurecidos por trabalho a frio ou por soldagem. Tipicamente, um aço tem que apresentar dureza maior que 22 Rockwell C (HRC) para ser suscetível à fragilização por hidrogênio com a formação de trincas nos ambientes agressivos mais severos. Maiores limites de resistência/dureza são permitidos nos aços para ambientes de agressividade média (empolamento e trincas induzidas por hidrogênio são considerados exemplos de fragilização por hidrogênio).

9.1.3 Fatores críticos

- ✓ As seguintes cinco condições devem ser satisfeitas.
- O material deve ser suscetível.
- Hidrogênio deve estar presente numa concentração típica no material.
- O limite de resistência/dureza deve ser alto o suficiente e a microestrutura deve ser suscetível para ocorrência de fragilização por hidrogênio.

- Um nível de tensão acima do limiar para ocorrência de fragilização por hidrogênio deve existir tanto oriundo de tensão residual e/ou de tensão aplicada.
 - A temperatura deve estar na faixa de fragilização e de trincamento.
 - ✓ O hidrogênio pode ser originado das seguintes fontes.
1. **Soldagem** – se forem empregados eletrodos úmidos ou eletrodos com fluidos contendo alto teor de umidade, o hidrogênio pode ser carregado no material. Ocorrência de trincas em materiais suscetíveis, devido a essas causas, é chamada de trinca de resfriamento ou trinca sob o cordão de solda.
 - Reações de corrosão – a maioria das reações corrosivas aquosas produz hidrogênio. Serviços úmidos com H_2S e HF no qual o hidrogênio atômico se difunde no metal como um resultado da reação de corrosão são dois dos mais severos exemplos. Enxofre e arsênio agem como impedidores da reação de recombinação do hidrogênio atômico nos ambientes úmidos com H_2S e HF, impedindo a formação de gás de hidrogênio molecular (H_2) e permitindo que o hidrogênio atômico se difunda no metal. Em aços de alta resistência muito suscetíveis, apenas a reação de corrosão, sem a necessidade de algum impedidor de recombinação, basta para ocorrência de trincamento por hidrogênio.
 - Serviços em alta temperatura ($> 205^\circ C$) em atmosferas gasosas ricas em hidrogênio. O hidrogênio molecular se dissocia e forma hidrogênio atômico que pode se difundir no metal.
 - Limpeza e conservação em soluções ácidas.
 - Fabricação – práticas de fundição ou de deformação, particularmente onde componentes suscetíveis são deformados, por exemplo, parafusos obtidos por forjamento em aços com proteção superficial à base de cádmio, podem ser suscetíveis ao trincamento por hidrogênio. Esse fenômeno algumas vezes é chamado de esfoliação por hidrogênio.
 - Proteção catódica – o hidrogênio é formado na superfície do metal protegido, que pode levar ao trincamento por hidrogênio se o metal for suscetível.
- ✓ O efeito é geralmente mais pronunciado em temperatura ambiente, diminuindo rapidamente acima de $65^\circ C$, e efetivamente desaparece acima de

150°C. A temperatura acima da qual não ocorre o trincamento depende da suscetibilidade do material e da carga de hidrogênio presente no ambiente.

- ✓ A fragilização por hidrogênio afeta mais fortemente as propriedades estáticas que as propriedades ao impacto. Se o hidrogênio está presente e uma tensão suficiente é aplicada, a falha pode ocorrer rapidamente.
- ✓ A quantidade de hidrogênio aprisionado depende do ambiente, reações de superfície, e a presença de locais para aprisionamento do hidrogênio como imperfeições da rede cristalina, inclusões, e descontinuidades metálicas ou trincas preexistentes.
- ✓ A quantidade de hidrogênio necessária para ocorrência de efeito mensurável nas propriedades mecânicas varia com o nível de tensão existente, microestrutura presente, e tratamento aplicado na liga. Em algumas situações, limiares de concentração de hidrogênio crítica foram estabelecidos.
- ✓ Tensão para provocar o surgimento de trincas pode ser proveniente de resfriamento durante a fabricação, de temperaturas de tratamento térmico de alívio de tensão pós-soldagem, de tensões residuais de solda, ou de cargas aplicadas.
- ✓ Os componentes de espessura elevada podem ser vulneráveis devido às grandes tensões térmicas ocorridas durante o resfriamento a partir da temperatura de serviço até a temperatura ambiente, restrição à deformação e concentrações de tensão potencial em descontinuidades ou trincas, e porque levam mais tempo para o hidrogênio se difundir.
- ✓ Em geral, com o aumento da tensão, a suscetibilidade ao trincamento por hidrogênio aumenta. Certas microestruturas, tais como martensita não revenida, são mais suscetíveis para o mesmo nível de tensão que a martensita revenida. Aços-carbono carregados severamente com hidrogênio apresentam menor tenacidade à fratura que aqueles sem hidrogênio.
- ✓ A fragilização por hidrogênio pode ser revertida caso não ocorra o trincamento. O hidrogênio pode ser removido a temperaturas elevadas, 205°C ou mais, tipicamente ao redor de 315°C.

9.1.4 Unidades ou equipamentos afetados

- ✓ Reatores fabricados com aço Cr-Mo, tambores, cascos de permutadores, tubulações de unidades de hidroprocessamento e de unidades de reforma catalítica podem ser suscetíveis ao trincamento se a dureza da zona termicamente afetada da soldagem exceder a dureza Brinell (HB) de 225.
- ✓ Esferas de armazenamento sempre são fabricadas com aços de alta resistência (tensão de ruptura maior que 483MPa) e, portanto, mais suscetíveis que a maioria dos outros equipamentos de refinarias se não sofrerem tratamento térmico de alívio de tensão.
- ✓ Os parafusos e as molas fabricados com aços de alta resistência são muito suscetíveis ao trincamento por hidrogênio. Componentes com limite de resistência acima de 483MPa podem absorver hidrogênio durante a operação de galvanoplastia e sofrer trincamento antes de entrar em operação.
- ✓ Em outros serviços onde a fragilização por hidrogênio é uma preocupação incluindo materiais suscetíveis tais como componentes de válvula de alta resistência, componentes de instrumentos de medição, e similares são expostos a ambiente úmido com H_2S em unidade de hidrocraqueamento fluido, unidade de hidroprocessamento, unidade de amina, e outros serviços sob a presença de H_2S , bem como a presença de HF em unidades de alquilação. Para esses serviços, equipamentos fabricados com materiais resistentes à fragilização por hidrogênio são selecionados. Exemplificam-se os requisitos da norma NACE MR0103/ISSO 17945.
- ✓ Aços-carbono, normalmente usados para fabricação de vasos, tubulações e outros equipamentos na maioria das aplicações em refinarias, apresentam baixos limites de resistência/dureza e tipicamente não são suscetíveis à fragilização por hidrogênio quando procedimentos usuais de soldagem com precauções no controle de umidade dos consumíveis de soldagem são adotados.

9.1.5 Aparência ou morfologia do dano

- ✓ A fragilização por hidrogênio não é visível. Apenas é percebida quando o trincamento ocorre.
- ✓ O trincamento resultante da fragilização por hidrogênio pode se iniciar subsuperficialmente, mas na maioria dos casos ocorre na superfície. Ver figuras 9.1 e 9.2.

- ✓ Trincamento por hidrogênio ocorre em locais de alta tensão residual ou de estado triaxial de tensões (entalhes, restrições) e onde a dureza e a microestrutura são condizentes para ocorrência, tais como na zona termicamente afetada da solda.
- ✓ Em uma escala macro, há pouca evidência de deformação. O trincamento parecerá frágil, com as superfícies da fratura visível apresentando aparência frágil. Em uma escala micro, o material apresentará pouca superfície de fratura dútil mas precisa ser comparada com uma fratura sem a presença de hidrogênio.
- ✓ No exame metalográfico, as trincas são tipicamente ramificadas. Em aços de alta resistência, o trincamento é frequentemente intergranular (figura 9.1).

9.1.6 Prevenção/mitigação

- ✓ Dependendo da fonte do hidrogênio, escolher uma composição da liga, tipo de fabricação e de tratamento térmico, e limite de dureza conveniente para o serviço pretendido.
- ✓ Controlar a dureza dos aços endurecíveis e realizar tratamento térmico de alívio de tensões de soldagem para reduzir a dureza e as tensões residuais.
- ✓ Durante a soldagem, empregar eletrodos secos e de baixo hidrogênio e realizar preaquecimento antes da soldagem.
- ✓ Se o hidrogênio se difundir no metal durante a soldagem é uma preocupação, manter a solda em temperatura de 205°C ou mais, tipicamente ao redor de 315°C pode ser requerido para remover o hidrogênio do metal antes do resfriamento até a temperatura ambiente.
- ✓ Espera-se que o hidrogênio se difunda no metal durante a operação, uma temperatura de tratamento térmico de 205°C ou mais, tipicamente ao redor de 315°C, deve ser aplicada antes da soldagem de manutenção ou de reparo.
- ✓ Equipamentos de parede espessa em trabalho com hidrogênio quente requerem procedimentos controlados de partida (aquecimento) e de parada (resfriamento) para controlar a sequência de pressurização em função da temperatura.

- ✓ Em serviços corrosivos aquosos, uma camada protetora (*lining, cladding, weld overlay*) para prevenir reações com hidrogênio na superfície.
- ✓ Evitar o uso de cádmio para proteção superficial em parafusos de alta resistência.

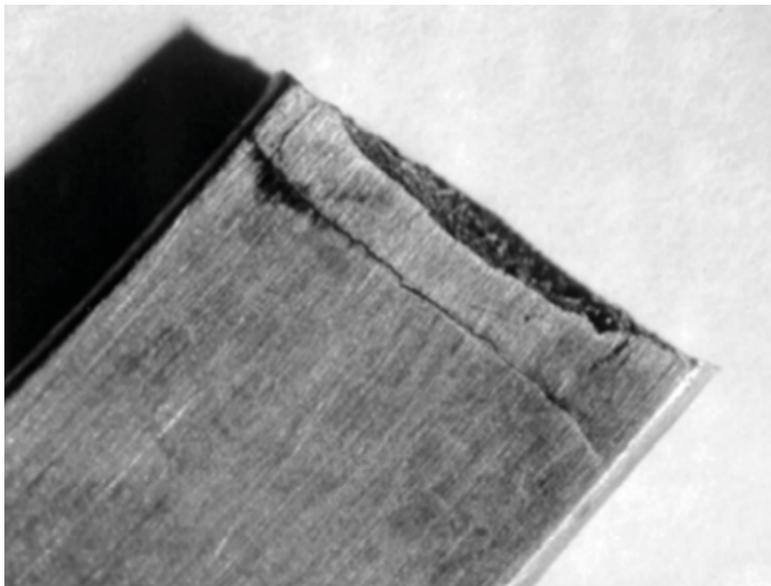
9.1.7 Inspeção e monitoração

- ✓ Ensaio por líquido penetrante, correntes parasitas, partículas magnéticas, preferencialmente via úmida e com iluminação fluorescente para detecção de trincas.
- ✓ Ultrassom com cabeçote angular convencional ou *phased array* pode também ser útil para detecção e dimensionamento de trincamento por hidrogênio.
- ✓ Ensaio radiográfico normalmente não é suficientemente sensível para detectar trincas por hidrogênio.
- ✓ Ensaio visual não é confiável na detecção de trincas por hidrogênio.
- ✓ Se a fonte de hidrogênio é um ambiente aquoso de baixa temperatura, o fluxo de hidrogênio pode ser monitorado por instrumentos especializados.

9.1.8 Mecanismos relacionados

Também conhecidos como trincamento sob o cordão, trinca de resfriamento, trincamento assistido pelo hidrogênio, trincamento por hidrogênio-tensão são formas associadas de trincamento por hidrogênio.

Figura 9.1 – (a) Trincamento devido à fragilização por hidrogênio de um tubo em aço de alta resistência. (b) Trinca intergranular surgida na superfície de um tubo



(a)



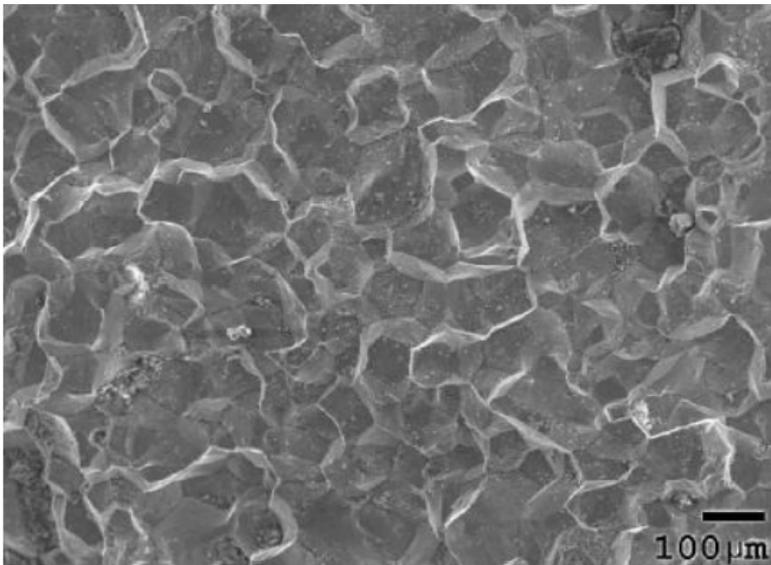
(b)

Fonte: Acervo dos autores.

Figura 9.2 – (a) Fragilização por hidrogênio de um componente de bomba fabricado com aço inoxidável. (b) Fotografia de alta ampliação da superfície da fratura mostrando a natureza intergranular do trincamento



(a)



(b)

Fonte: Acervo dos autores.

9.2 Ataque pelo hidrogênio em alta temperatura

9.2.1 Descrição do dano

Equipamentos que operam em meio contendo gás hidrogênio (H_2) em altas temperaturas e pressões podem sofrer ataque por hidrogênio em altas temperaturas.

Hidrogênio atômico, gerado a partir da dissociação térmica de H_2 , pode difundir no aço e reagir com carbonetos, levando à formação de metano (CH_4) nos contornos de grãos. Por essa razão, esse mecanismo também é chamado de metanização. A elevada pressão do gás formado (CH_4) provoca trincamento intergranular. Além disso, a descarbonetação leva à perda de resistência mecânica.

Portanto, esse mecanismo pode provocar descarbonetação superficial, descarbonetação interna, trincamento ou uma combinação desses.

9.2.2 Materiais afetados

Em ordem crescente de resistência: aços-carbono, aços contendo 0,5Mo, 1Cr-0,5Mo; 1,25Cr-0,5Mo, 2,25Cr-1Mo, 5Cr-0,5Mo e aços similares com pequenas variações na composição química.

9.2.3 Fatores críticos

- ✓ Pressão parcial de hidrogênio: quanto maior a pressão parcial de hidrogênio, maior será a suscetibilidade ao mecanismo.
- ✓ Temperatura e tempo: quanto maior a temperatura e o tempo, maior será a suscetibilidade ao mecanismo.
- ✓ Composição química: aumento do teor de cromo dos materiais suscetíveis propicia maior resistência à ocorrência do mecanismo, em função da formação de carbonetos mais estáveis.
- ✓ Nível de tensão: o mecanismo pode ser acelerado por tensões secundárias, tais como tensões térmicas ou tensões induzidas por conformação a frio.

As curvas de Nelson, mostradas no API RP 941, indicam os limites operacionais de aços-carbono e de aços de baixa liga em relação à pressão parcial de hidrogênio e temperatura. Essas curvas são baseadas em experiência adquirida desde a década de 1940 (a partir de ensaios em laboratório e dados de campo).

As curvas de Nelson têm sofrido alterações ao longo do tempo. Um caso típico foi a remoção da curva do aço C-0,5Mo, em virtude de ocorrência de falhas pelo mecanismo de AHAT. Na última edição dessa prática recomendada, também foi incluída uma curva específica para aços-carbono soldados sem tratamento térmico de alívio de tensões.

9.2.4 Equipamentos afetados

Equipamentos que operam com hidrogênio em altas temperaturas.
Tubos de caldeira em serviços com vapor de alta pressão.

9.2.5 Aparência ou morfologia do dano

Descarbonetação superficial, descarbonetação interna, trincas intergranulares (adjacentes à perlita em aços-carbono) e empolamento (devido à formação de metano ou hidrogênio molecular).

9.2.6 Prevenção/mitigação

- ✓ Uso de aços com maiores teores de cromo.
- ✓ Emprego das curvas de Nelson para seleção de material. Geralmente utiliza-se um fator de segurança sobre a temperatura.
- ✓ Aços inoxidáveis da série 300 não são suscetíveis ao mecanismo. Contudo, é recomendado que materiais de equipamentos, com revestimento de aço inoxidável austenítico, possuam resistência ao ataque por hidrogênio em altas temperaturas.

9.2.7 Inspeção/monitoração

Partículas magnéticas não são efetivas, exceto em estágios avançados do mecanismo.

Análise de sinais retroespalhados de ultrassom tem sido usada para detecção do dano em estágios iniciais.

Metalografia de campo é limitada à identificação de trincas superficiais (em estágios avançados do mecanismo) e descarbonetação superficial. Entretanto, descarbonetação superficial pode ter ocorrido durante a fabricação do equipamento.

10 OUTROS MECANISMOS

Os mecanismos de dano apresentados neste Guia foram divididos em grupos como: corrosão, alterações metalúrgicas, falhas mecânicas e falhas causadas por hidrogênio.

Neste item apresentam-se os mecanismos de danos restantes, que ocorrem na área de óleo e gás, e que não se enquadram nos itens acima constituindo um grupo específico.

10.1 Bolhas de vapor

10.1.1 Descrição do mecanismo

Deformação permanente ocorrendo a temperaturas muito altas e a relativamente baixos níveis de tensão como resultado de sobreaquecimento localizado. Esse fenômeno normalmente resultará na formação de protuberâncias nas chapas do equipamento e na falha eventual por ruptura devida à tensão. Se a temperatura for suficientemente alta, a falha ocorrerá de forma rápida por sobrecarga de tensão, visto que o limite de resistência mecânica decai rapidamente a temperaturas muito altas. Em temperaturas menos severas, falha por fluência de curta duração poderá ocorrer.

10.1.2 Materiais suscetíveis

Todos os materiais dos tubos de aquecedores e de caldeiras e materiais comuns de construção mecânica.

10.1.3 Fatores críticos

- ✓ Temperatura, tempo e tensões são fatores críticos.
- ✓ Em aquecedores, é normalmente devido ao impigimento da chama ou qualquer outra causa de aquecimento local.
- ✓ Nos tubos das caldeiras, é devido à formação de bolhas de vapor, causada por impigimento de chama ou restrição do fluxo de água.
- ✓ Quanto maior a pressão interna ou o carregamento, menor será o tempo até a falha. Entretanto, protuberâncias e distorções podem ocorrer significativamente mesmo a baixas pressões e tensões se a temperatura for muito alta.
- ✓ O sobreaquecimento ocorre em temperaturas bem acima da de projeto.

- ✓ Perdas preliminares de espessura por corrosão reduzirão o tempo até a falha devido ao aumento de tensão que ocorre na espessura reduzida.

10.1.4 Unidades ou equipamentos afetados

- ✓ Todos os tubos dos aquecedores sujeitos a chama são suscetíveis.
- ✓ Aquecedores com tendência ao coqueamento tais como as plantas de processo em unidades de hidroprocessamento de óleos pesados, óleo cru e vácuo, e ainda unidades de coque são frequentemente intensamente aquecidas para manter alta a temperatura dos produtos e em consequência mais suscetíveis a aquecimentos localizados de tubos. Impigimento de chama também pode levar a aquecimento localizado. Remoção de coque por injeção de vapor pode também criar pontos quentes internos se o coque for queimado nesse processo de forma muito acelerada.
- ✓ Todas as unidades de geração de vapor incluindo caldeiras aquecidas a chama e trocadores de calor de dejetos (geradores de vapor) em plantas de processo, incluindo plantas de enxofre, reformadores catalíticos, reformadores de hidrogênio e unidades de craqueamento fluido. Falhas podem ocorrer em superaquecedores e reaquadecadores durante a partida quando o condensado bloqueia o fluxo de vapor.
- ✓ Reatores de hidroprocessamento podem ser suscetíveis a sobreaquecimento localizado de leitos de reação devido ao resfriamento por hidrogênio inadequado ou má distribuição de fluxo.
- ✓ Reatores de reforma catalítica podem ser suscetíveis ao sobreaquecimento localizado devido ao coqueamento do catalisador.
- ✓ Equipamentos com parede refratária em unidades de craqueamento catalítico fluido, planta de enxofre, planta geradora de hidrogênio, e outras unidades podem sofrer sobreaquecimento localizado devido a danos no refratário e/ou chama intensa.
- ✓ Caixas de fogo de aquecedores podem sofrer sobreaquecimento localizado devido à perda do isolante ou do refratário.

10.1.5 Aparência ou morfologia do dano

- ✓ O dano é tipicamente caracterizado por deformação localizada e aparecimento de protuberância de 3 a 10%, ou mais, do diâmetro do tubo, dependendo da liga, temperatura e do nível de tensão.

- ✓ Rupturas de tubos caracterizadas pela aparência do tipo "boca de peixe" são normalmente acompanhadas pelo afinamento, extremidade na forma de faca resultado da deformação excessiva e pela formação de protuberâncias antes da fratura (figura 10.1).
- ✓ A microestrutura dos tubos rompidos mostra alongamento severo dos grãos na superfície da fratura devido à deformação plástica ocorrida (figura 10.2).

10.1.6 Prevenção/mitigação

- ✓ O dano pode ser evitado minimizando os aumentos excessivos de temperatura.
- ✓ Manutenção preventiva e apropriada dos aquecedores, gestão e controle de fuligem/depósitos são necessários para minimizar pontos quentes e sobreaquecimento localizado em aquecedores a chama e caldeiras.
- ✓ Aquecedores que produzam uma chama mais difusa devem ser usados em aquecedores.
- ✓ Tratamento apropriado da água de alimentação da caldeira pode prevenir algumas condições que podem levar à restrição de fluxo nos tubos.
- ✓ Em equipamento de hidroprocessamento, a instalação e controle de termopares no leito de processo nos reatores ajudarão a minimizar a ocorrência de pontos quentes. Projeto adequado e manutenção do sistema são também importantes.
- ✓ Os refratários e os equipamentos que os empregam devem ser mantidos em condições operacionais adequadas.

10.1.7 Inspeção e monitoração

- ✓ Danos prematuros por superaquecimento ou mesmo falhas podem ocorrer em intervalos de tempo menores que aqueles usuais de inspeção impedindo ações mitigadoras ou medidas preventivas. Entretanto, existem vários métodos de inspeção e monitoração aplicáveis ao caso de falhas prematuras por superaquecimento.
- ✓ Componentes acessíveis durante paradas, particularmente em aquecedores e caldeiras a chama, podem ser visualmente inspecionados para detecção de protuberâncias, amolecimento do material, e outros tipos de deformação. Danos podem ser quantificados pelo uso de medição de es-

pessura por ultrassom. Entretanto, nem todos os tubos podem ser verificados, a inspeção é limitada, praticamente, aos tubos com acesso visual, e nem todos os danos são aparentes visualmente.

- ✓ Monitoração por meio de termografia com infravermelho de tubos de aquecedores para detecção de pontos quentes suscetíveis a falhas prematuras por sobreaquecimento. Essa inspeção também é limitada a locais com acesso visual, mas a técnica pode ser empregada com o equipamento em operação empregando aparelhos termógrafos instalados ou portáteis.
- ✓ Termopares podem ser instalados para monitorar a temperatura de tubos dos aquecedores ou mesmo de outros equipamentos, incluindo equipamentos isolados por refratários durante a operação. Termopares podem ser posicionados diretamente sobre a superfície metálica ou sob isolamento para medidas aproximadas da temperatura atuante. Entretanto, nem sempre podem identificar pontos quentes localizados, porque o posicionamento deste normalmente não coincide com a localização de ocorrência futura dos pontos quentes.
- ✓ Danos no material refratário devem ser inspecionados nas paradas para indicar pontos prováveis de ocorrência de danos por sobreaquecimento ou fornecer pistas de onde observar para possíveis tubos ou componente com danos por sobreaquecimento.
- ✓ Réplicas metalográficas de campo de componentes acessíveis podem mostrar a microestrutura e são empregadas para a formação de vazios de fluência. Com conhecimento das condições de operação o uso de réplicas metalográficas de campo para estabelecer a vida remanescente de componentes afetados.
- ✓ Bolhas de vapor que resultem em corrosão cáustica localizada após um grande período em vez de falhas prematuras por sobreaquecimento podem ser inspeção visual interna dos tubos empregando boroscópio.
- ✓ Outras técnicas de inspeção para detecção de reduções de espessura tais como ultrassom convencional com cabeçote normal, ultrassom *phased array*, ou ToFD podem ser empregadas, mas nos casos onde os tubos de geração de vapor estão com a espessura reduzida, essas técnicas não podem ser aplicadas.

10.1.8 Mecanismos relacionados

Ruptura por tensão/fluência e corrosão/protuberância cáustica (caldeiras).

Figura 10.1 – Falha prematura por sobreaquecimento de um tubo da zona de radiação de reator de hidrocraqueamento (diâmetro externo 115mm, espessura 13,5mm 2¼Cr-1Mo SA335-P22) após 21 anos de uso. A falha resultou da falta de produto de processo no interior do tubo sob a presença de aquecimento



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 10.2 – Tubo com protuberância e rompido prematuramente por sobreaquecimento a temperatura bem acima de 750°C



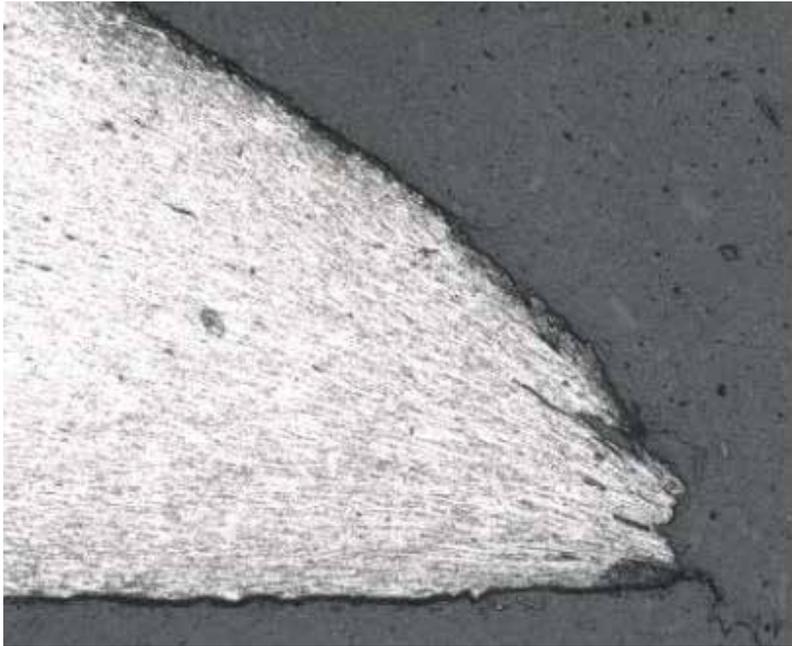
Fonte: Acervo dos autores.

Figura 10.3 – Tubo de superaquecedor de caldeira (1Cr-1/2Mo) em serviço a 700 psig que falhou devido a sobreaquecimento



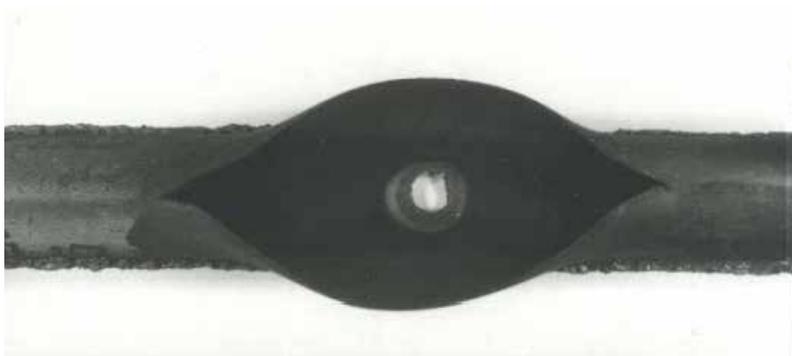
Fonte: Acervo dos autores.

Figura 10.4 – A microestrutura da extremidade da fratura mostra grãos de ferrita severamente alongados, prova da existência de fratura dútil. A espessura na extremidade é de cerca de 0,3mm, que representa uma redução da espessura de mais que 95%.
Aumento de 50x com ataque metalográfico



Fonte: Acervo dos autores.

Figura 10.5 – Falha prematura de tubo submetido a alta temperatura na partida da caldeira com abertura ampla da falha e extremidades finas ("ponta de faca"). Ruptura do tipo dútil. Aumento de 25x



Fonte: Acervo dos autores.

10.2 Trincamento em solda dissimilar

10.2.1 Soldagem de materiais dissimilares

Para obter soldas de boa qualidade, os procedimentos, geralmente, especificam peças de materiais idênticos ou, pelo menos, de materiais de composição e propriedades semelhantes.

Contudo, existem muitas aplicações nas quais são necessárias propriedades diversas em diferentes partes do mesmo equipamento e, para isso, são utilizados materiais de diferentes composições.

Isso acarreta a necessidade de soldar materiais dissimilares.

Uma solda bem-sucedida entre materiais dissimilares é tão forte quanto o mais fraco dos dois materiais que está sendo unido, ou seja, possuindo resistência à tração e ductilidade suficientes para que a junta não falhe na solda. Tais juntas podem ser realizadas em uma variedade de metais diferentes e por vários processos de soldagem.

O problema das soldas de materiais dissimilares está relacionado à zona de transição entre os metais e os compostos intermetálicos formados nessa zona de transição. Para os processos de soldagem por fusão, é importante investigar o diagrama de fases dos dois metais envolvidos. Se houver solubilidade mútua dos dois metais, as juntas dissimilares podem ser feitas com sucesso.

Se houver pouca ou nenhuma solubilidade entre os dois metais a serem unidos, a junta de solda não será bem-sucedida.

Os compostos intermetálicos formados devem ser avaliados. A microestrutura deste composto intermetálico é extremamente importante. Em alguns casos, é necessário usar um terceiro metal que seja solúvel em cada metal para produzir uma junta bem-sucedida.

Outro fator crítico envolvido na junta de materiais dissimilares está relacionado ao coeficiente de expansão térmica de ambos os materiais. Se estes forem amplamente diferentes, ocorrerão tensões internas na zona intermetálica em qualquer mudança de temperatura do material soldado. Caso a zona intermetálica seja frágil, poderá ocorrer uma falha de serviço rapidamente.

A diferença nas temperaturas de fusão dos dois metais a serem unidos também deve ser considerada. Isso é de interesse primordial quando um processo de soldagem utilizando calor está envolvido, pois um metal será fundido muito antes do outro quando submetido à mesma fonte de calor.

10.2.2 Descrição do mecanismo de dano em aços

Trincas em soldas de materiais dissimilares ocorrem no lado ferrítico (aço-carbono ou aço de baixa liga) de uma solda entre um austenítico (aço inoxidável da série 300) e um material ferrítico operando em alta temperatura.

Os materiais afetados mais comuns são os materiais ferríticos, como o aço-carbono e os aços de baixa liga, soldados a aços inoxidáveis austeníticos, bem como quaisquer combinações de materiais com coeficientes de expansão térmica muito diferentes.

10.2.3 Fatores críticos em aços

- ✓ Fatores importantes incluem o tipo de metal de adição usado para unir os materiais, taxa de aquecimento e resfriamento, temperatura do metal, tempo na temperatura, geometria da solda e ciclagem térmica.
- ✓ A trinca ocorre porque os coeficientes de expansão térmica entre aços ferríticos e SS da série 300 diferem em 30% ou mais. Em altas temperaturas de operação, as diferenças de expansão levam a altas tensões na zona termicamente afetada no lado ferrítico.
- ✓ À medida que a temperatura aumenta, a expansão térmica diferencial entre os metais resulta em aumento da tensão na soldagem, principalmente se for usado um metal de solda de aço inoxidável da série 300.
- ✓ As tensões que atuam sobre a solda são significativamente maiores quando um metal de adição de aço inoxidável austenítico é usado. Um metal de adição à base de níquel possui um coeficiente de expansão térmica mais próximo do aço-carbono, resultando em uma tensão significativamente menor em temperaturas elevadas.
- ✓ A temperaturas elevadas, o problema é agravado pela difusão do carbono da zona termicamente afetada do material ferrítico para o metal de solda. A perda de carbono reduz a resistência à fluência da zona afetada pelo calor do material ferrítico, aumentando assim a probabilidade de trincas.
- ✓ Para temperaturas acima de 427°C, a difusão do carbono se torna uma preocupação em aços-carbono e aços de baixa liga.
- ✓ As juntas ferríticas/austeníticas podem gerar tensões significativas de expansão térmica/fadiga térmica a temperaturas superiores a 260°C.

- ✓ Soldas de materiais dissimilares com um metal de solda de aço inoxidável da série 300 em aço ferrítico também podem resultar em uma região estreita de alta dureza no pé da solda, próximo à linha de fusão no lado do aço ferrítico. Zonas de alta dureza tornam o material suscetível a várias formas de trincas ocasionadas pelo meio, como trincas induzidas/assistidas pelo hidrogênio.
- ✓ O ciclo térmico agrava o problema.
- ✓ Em ambientes que promovam a corrosão por cinzas fundidas, os problemas de trincas na solda podem ser acelerados pela corrosão assistida pela tensão. A zona termicamente afetada ferrítica corroerá preferencialmente devido à grande tensão térmica. Os resultados são cunhas longas e estreitas de óxido, paralelas à linha de fusão da solda.
- ✓ A má geometria da solda, mordedura excessiva e outros fatores de intensificação de tensão agravam a formação de trincas.

10.2.4 Unidades ou equipamentos afetados

- ✓ Soldas materiais dissimilares utilizadas em aplicações especiais em refinarias e outras plantas de processo.
- ✓ Soldas materiais dissimilares usadas em tubulações em torno dos reatores da FCC e nos vasos regeneradores, em aplicações de fornos onde o material do tubo do forno muda de 5Cr ou 9Cr para aço inoxidável da série 300 e em transições na tubulação de saída do reator de hidrocessamento, das conexões de CrMo de baixa liga revestidas para tubulação integralmente em aço inoxidável da série 300.
- ✓ Todos os superaquecedores e reaquadadores que possuem soldas entre materiais ferríticos (1,25Cr-0,5Mo e 2,25Cr-1Mo) e materiais austeníticos (aços inoxidáveis da série 300, 304H, 321H e 347H).

10.2.5 Aparência ou morfologia do dano

As trincas se formam no pé da solda, na zona termicamente afetada do material ferrítico.

As soldas que unem os tubos são a área problemática mais comum, mas suportes ou conexões de aços inoxidáveis fundidos ou forjados da série 300 à série 400 também são afetados.

10.2.6 Prevenção/mitigação

- ✓ Os metais de adição à base de níquel que possuem um coeficiente de expansão térmica mais próximo ao do aço-carbono e aos aços de baixa liga podem aumentar drasticamente a vida útil da junta, devido à redução significativa na tensão térmica que atua no lado de aço (ferrítico) da junta.
- ✓ Se forem utilizados eletrodos de solda SS da série 300, a solda de material dissimilar deverá estar localizada em uma região de baixa temperatura de serviço.
- ✓ Nos equipamentos de geração de vapor, a solda na extremidade de alta temperatura deve ser feita fora da zona de transferência de calor.
- ✓ Instalação de um material de transição com um coeficiente de expansão térmica intermediário entre os dois materiais a serem unidos. Um exemplo disso é a tentativa de soldar cobre ao aço. Os dois metais não são mutuamente solúveis, mas o níquel é solúvel em ambos. Portanto, usando níquel como metal intermediário, a junta pode ser feita.
- ✓ Dois métodos são usados: usando uma peça de níquel, ou depositando várias camadas de liga de níquel no aço, ou seja, revestindo o aço com um depósito de metal de solda de níquel.
- ✓ O níquel ou depósito de níquel pode ser soldado à liga de cobre usando um metal de adição de níquel. Essa articulação fornecerá propriedades satisfatórias e será bem-sucedida.

10.3 Trincamento por reaquecimento

10.3.1 Descrição do mecanismo de dano

Muitos aços de baixa liga utilizados em vasos de pressão são mais ou menos suscetíveis a trincas na zona termicamente afetada (ZTA) das soldas durante tratamentos térmicos de alívio da tensão da estrutura ou quando foi submetido a serviço em alta temperatura. A microestrutura não refinada de granulação grossa da ZTA pode ter uma ductilidade tão baixa na faixa de 350 a 550°C que nem mesmo as pequenas deformações de fluência necessárias para relaxar as tensões residuais podem ser acomodadas. Assume-se, geralmente, que esse relaxamento da tensão térmica ocorre por uma deformação de fluência uniformemente distribuída por toda a estrutura soldada.

No tratamento térmico de aços suscetíveis, a precipitação de carbonetos no interior dos grãos grosseiros da ZTA resulta no endurecimento dos grãos, ficando a região dos contornos dos grãos menos resistentes e forçam a deformação por fluência a ocorrer nos contornos dos grãos.

10.3.2 Fatores críticos

A presença de impurezas que segregam nos contornos dos grãos e promovem fragilização da têmpera (por exemplo: antimônio, arsênico, estanho, enxofre e fósforo) aumenta a suscetibilidade ao trincamento por reaquecimento.

A geometria da junta pode aumentar o risco de rachaduras. Por exemplo, juntas que possibilitem concentração de tensão, como soldas de penetração parcial, são mais propensas a iniciar trincas.

O procedimento de soldagem também tem influência. Cordões de solda grandes são indesejáveis, pois produzem grãos colunares grosseiros no interior do metal de solda e na ZTA de granulação grosseira que tem menos probabilidade de ser refinada por um passo subsequente e, portanto, será mais suscetível ao trincamento por reaquecimento.

O trincamento por reaquecimento requer a presença de tensões elevadas e, portanto, é mais provável que ocorra em seções e materiais de maior resistência.

Trincas de reaquecimento ocorrem a temperaturas elevadas quando a ductilidade de fluência é insuficiente para acomodar as deformações necessárias para o alívio de tensões aplicadas ou residuais.

Em muitos casos, as trincas estão confinadas à zona termicamente afetada, começando em algum tipo de concentração de tensão e podem atuar como um local de iniciação à fadiga.

O tratamento térmico de alívio de tensão e estabilização de aços inoxidáveis da série 300 para maximizar a resistência ao trincamento por corrosão sob tensão pode causar problemas de trincamento por reaquecimento, principalmente em seções mais espessas.

10.3.3 Materiais suscetíveis

Aços de baixa liga e alta resistência (HSLA) (particularmente, aços resistentes à fluência, como o aço de cromo-molibdênio 0,5Cr 0,5Mo 0,25V), aços inoxidáveis da série 300 e ligas de níquel são suscetíveis a esse mecanismo de dano.

10.3.4 Unidades e equipamentos suscetíveis

O trincamento por reaquecimento tem mais probabilidade de ocorrer em áreas de alta restrição de vasos de alta espessura, incluindo soldas de bocais e tubulações de alta espessura.

10.3.5 Morfologia do dano

A trinca de reaquecimento é intergranular e pode aflorar à superfície ou ficar embutida no material, dependendo do estado de tensões e geometria. É mais frequentemente observada em seções de granulação grosseira de uma zona termicamente afetada da solda. A trinca pode ter uma forma de microfissuras grosseiras ou colônias de microfissuras.

10.3.6 Prevenção/mitigação

O procedimento de soldagem pode ser usado para minimizar o risco de reaquecimento do *cracking*: produzindo o refinamento máximo do HAZ de grão grosseiro; limitando o grau de crescimento de grãos de austenita; eliminando as concentrações de tensões.

As configurações de juntas nas seções de alta espessura devem ser projetadas para minimizar as restrições durante a soldagem e o tratamento térmico de pós-soldagem. Um preaquecimento adequado também deve ser aplicado.

O tamanho do grão tem uma influência importante na ductilidade a altas temperaturas e na suscetibilidade ao trincamento por reaquecimento. Um tamanho de grão grande resulta em zonas termicamente afetadas menos dúcteis, tornando o material mais suscetível a trincas de reaquecimento.

Entalhes metalúrgicos decorrentes da operação de soldagem são frequentemente a causa de trincas na zona termicamente afetada (nos limites entre a solda e a zona termicamente afetada).

Recomenda-se evitar mudanças bruscas na seção transversal no projeto e na fabricação, como filetes de raio pequenos ou mordeduras que podem originar concentrações de tensão.

Soldas de costura longa são particularmente suscetíveis a desalinhamento por problemas na montagem.

10.4 Choque térmico (termoclase)

10.4.1 Descrição dos danos

Um lascamento (termoclase, em inglês *spalling*) por fadiga térmica é ocasionado pelo fenômeno de choque térmico, resultante de um gradiente de temperatura significativo. Este fenômeno leva um equipamento ou componente ao colapso por meio de cargas de tensões altas e não uniformes que se desenvolvem num curto período de tempo. Se a expansão ou a contração térmica for restringida, poderão ocorrer tensões acima da resistência ao escoamento do material. O choque térmico geralmente ocorre quando um líquido mais frio entra em contato com uma superfície de metal mais quente.

10.4.2 Materiais afetados

Todos os metais e ligas.

10.4.3 Fatores críticos

- ✓ A magnitude do diferencial de temperatura e o coeficiente de expansão térmica do material determinam a magnitude da tensão.
- ✓ As tensões cíclicas geradas pelo ciclo de temperatura do material podem iniciar trincas por fadiga.
- ✓ Os aços inoxidáveis possuem coeficientes de expansão térmica mais altos que os aços-carbono e ligas ou ligas à base de níquel e têm maior probabilidade de sofrer tensões mais altas.
- ✓ Exposição a altas temperaturas durante um incêndio.
- ✓ Alterações de temperatura que podem resultar do resfriamento da água como resultado de dilúvios de chuva.
- ✓ A fratura está relacionada à restrição de um componente que impede a expansão ou contração do componente com uma mudança de temperatura.
- ✓ A fissuração em componentes fundidos, como válvulas, pode iniciar nas falhas de fundição e progredir através da espessura.
- ✓ Seções espessas podem desenvolver altos gradientes térmicos.

10.4.4 Unidades ou equipamentos afetados

- ✓ Coque, reforma catalítica e unidades de hidrocessamento de alta gravidade são unidades de alta temperatura, onde é possível choque térmico.
- ✓ Tubulações e equipamentos de alta temperatura em qualquer unidade podem ser afetados.
- ✓ Os materiais que perderam a ductilidade, como equipamentos CrMo (fragilização da têmpera), são particularmente suscetíveis a choques térmicos.
- ✓ Equipamento sujeito a procedimentos de resfriamento acelerado para minimizar o tempo de desligamento.

10.4.5 Aparência ou morfologia do dano

Trincas e lascamento com perda de fragmentos na superfície do material.

10.4.6 Prevenção/mitigação

- ✓ Evitar interrupções no fluxo de linhas de alta temperatura.
- ✓ Minimizar restrições severas.
- ✓ Instalar luvas térmicas para evitar o impacto de líquido nos componentes do limite de pressão.
- ✓ Minimizar as situações de dilúvio de água da chuva ou incêndio.
- ✓ Revisar os pontos de injeção quente/frio para verificar se há choque térmico.

10.4.7 Inspeção e monitoração

Esse tipo de dano ocorre localizadamente e de difícil localização.

Líquido penetrante e partículas magnéticas podem ser usados para confirmar as trincas.

10.4.8 Mecanismo relacionado

Fadiga térmica.

REFERÊNCIAS

ALHEGAGI, F. A. 475°C embrittlement in stainless steels. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, v. 6, n. 9, Sep. 2015.

ANÁLISE DE FALHAS EM EQUIPAMENTOS DE PROCESSO – MECANISMOS DE DANOS E CASOS PRÁTICOS.

API. Risk-based inspection technology. RP 581. Washington, D.C.: API, 2008.

_____. Pressure vessel inspection code: Maintenance inspection, rating, repair, and alteration. *American Petroleum Institute 510*, Washington, D.C.: API.

_____. Piping inspection code. *American Petroleum Institute 570*, Washington, D.C.: API.

API RP 934-A. *Materials and fabrication requirements for 2-1/4Cr-1Mo, 2-1/4Cr-1Mo-1/4V, 3Cr-1Mo and 3Cr-1Mo-1/4V steel heavy wall pressure vessels for high temperature, high pressure service*. Washington, D.C.: API, May 2008.

API RP 934-B. *Fabrication considerations for 1/4V steel heavy wall pressure vessels for high temperature, high pressure hydrogen service*. Washington, D.C.: API.

API RP 934-C. *Materials and fabrication requirements for 1 1/4Cr-1/2Mo steel heavy wall pressure vessels for high temperature, high pressure hydrogen service*. Washington, D.C.: API.

API RP 934-D. *Technical report on the materials and fabrication issues of 1 1/4Cr-1/2Mo and 1Cr-1/2Mo steel pressure vessels*. Washington, D.C.: API.

API RP 934-E. *RP for materials and fabrication of 1 1/4Cr-1/2Mo steel pressure vessels for service above 825°F (441°C)*. Washington, D.C.: API.

_____. Damage mechanisms affecting fixed equipment in the refining industry. *API Recommended Practice 571*. 2. ed. April 2011.

API 938-C. *Use of duplex stainless steels in the oil refining industry*. Washington, D.C.: API, latest edition.

_____ 517, 2020.

_____ 571, 2020.

API 579-1/ASME FFS-1. *Fitness-for-service*. Washington, D.C.: API.

API STANDARD 530. *Calculation of heater-tube thickness in petroleum refineries*. Washington, D.C.: API.

API STANDARD 660. *Shell-and-tube heat exchangers*. Washington, D.C.: API.

ASKELAND, D.; PHULÉ, P. *Ciência e engenharia dos materiais*. 1. ed. Cengage Learning.

ASM. *Metals handbook. Properties and selection: iron, steels, and high-performance alloys*. v. 1. Materials Park, OH: ASM International.

_____. *Metals handbook, corrosion*. v. 9, 1997.

_____. *Metals handbook. Materials characterization*. v. 10. Materials Park, OH: ASM International.

ASM HANDBOOK. v. 11. *Failure analysis and prevention*.

ASM HANDBOOK – CORROSION. v. 13. Materials Park, OH: ASM International.

CHAUVIÈRE, M. M. et al. Managing CUI in aging refinery pressure vessels. *Paper #07566*. Houston: NACE International.

CHIAVERINI, V. *Aços e ferros fundidos*. 6. ed. ABM.

CLARKE, B. H.; AGUILERA, A. M. *Microbiologically influenced corrosion in fire sprinkler systems*.

COMBUSTION FOSSIL POWER SYSTEMS. 3. ed. Combustion Engineering, CT, 1981.

CORROSION BASICS – AN INTRODUCTION. Houston: NACE International, p. 120-121, 1984.

DESIGN GUIDELINES FOR THE SELECTION AND USE OF STAINLESS STEEL. *A Designers' Handbook Series*, n. 9014, Nickel Development Institute.

DETTENWANGER, F. et al. The influence of Si, W and water vapor on the oxidation behavior of 9Cr steels. *Paper n. 01151*, NACE International, Houston, 2001.

DEXTER, S. C. *Biologically induced corrosion*. NACE Proceedings of the International Conference on Biologically Induced Corrosion, Jun. 1985. Houston: NACE International.

DILLON, C. P. *Corrosion control in the chemical process industries*. Materials Technology Institute. p. 88-90, 1994.

DOBIS, J. D.; HUANG, L. Assessment of graphitized carbon steel tubes in fired heater service. *Corrosion/05*, NACE International, paper #05559, Houston, 2005.

DOOLEY, B.; MCNAUGHTON, W. *Boiler tube failures: Theory and practice*. 3 v. EPRI, 1995.

_____; CHEVAL, V. K. EPRI – flow-accelerated corrosion. In: *NACE Corrosion*, paper 347, 1999.

_____; _____. Flow-accelerated corrosion of pressure vessel in fossil plants. *International Journal of Pressure Vessel and Piping*, n. 77, p. 85-90, 2000.

EPRI. Flow-accelerated corrosion in power plants. *TR-106611-R1*, EPRI.

ERWIN, W. E.; KERR, J. G. The use of quenched and tempered 2¼Cr-1Mo steel for thick wall reactor vessels in petroleum refinery processes: An interpretive review of 25 years of research and application. *WRC Bulletin*, n. 275, Welding Research Council, Shaker Heights, OH.

FELIPPE, I. et al. *A aplicação da manutenção preditiva para tubulações de água e vapor, associada ao fenômeno da erosão/corrosão acelerada devido ao fluxo*. III Seminário Catarinense de Manutenção, Abraman, Santa Catarina, 2005.

FELIPPE, L. *Alerta de segurança e os riscos de acidentes devido a falhas em tubos de caldeiras e componentes associados*. Grupo de Trabalho GPT II, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, 2007.

FERREIRA, R. C. *Estudo da formação de fase sigma em aços inoxidáveis austeníticos*. Dissertação de mestrado, UFRGS, 2009.

FOULDS, J. R.; VISWANATHAN, R. *Graphitization of steels in elevated-temperature service*. Proceedings of the First International Symposium: Microstructures and Mechanical Properties of Aging Materials, Nov. 1992.

FRENCH, D. N. *Metallurgical failures in fossil fired boilers*. New York: John Wiley and Sons, Publishers, Inc., 1993.

_____. *Microstructural degradation*. The National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspectors, Jun. 2001. Disponível em: <<http://www.nationalboard.com>>.

GENTIL, V. *Corrosão*. 5. ed. Rio de Janeiro: LTC.

GUIA GRINSP-SP. Notas de aula.

GUTZEIT, J. et al. Corrosion in petroleum refining and petrochemical operations. In: *ASM Metals Handbook*, v. 13, p. 1.262-1.288. ASM International, OH, 1987.

IBP. *Causas gerais de deterioração e avaria dos equipamentos – guia n. 6*. Inspeção de equipamentos, IBP.

NACE MR0103/ISO 17945. *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Metallic materials resistant to sulfide stress cracking in corrosive petroleum refining environments*. Houston: NACE International.

NACE. *Corrosion basics – an introduction*. Houston: NACE International, p. 111-123; p. 276-288, 1984.

_____. The control of corrosion under thermal insulation, and fireproofing – a systems approach. *Standard RP0198*. Houston: NACE International.

_____. *Basic corrosion course handbook*. Houston: NACE International, 2000.

POLLOCK, W. I.; STEELY, C. N. *Corrosion under wet thermal insulation*. Houston: NACE International, 1990.

PILLOT, S. et al. Effect of ageing and hydrogen on fracture mechanics and CVN properties of 2.25Cr1Mo steel grades – application to MPT issues. *Paper #009341*. Houston: NACE International, 2005.

PORT, R. D. Non-weld related graphitization failures. *Corrosion/89*, Paper #248, Houston: NACE, 1989.

_____; HERRO, H. M. *The NALCO guide to boiler failure analysis*. New York: McGraw Hill, 1991.

RABALD, E. *Corrosion guide*. Amsterdam: Elsevier, 1978.

SCULLY, J. C. *The fundamentals of corrosion*. New York: Pergamon Press, 1975.

STEAM – ITS GENERATION AND USE. 40. ed. Babcock and Wilcox, 1992.

SWIFT, R. A. Temper embrittlement in low alloy ferritic steels. *Corrosion/76*, Paper #125, Houston: NACE, 1976.

TALBOT, D.; TALBOT, J. *Corrosion science and technology*.

THIELSCH, H. *Defects and failures in pressure vessels and piping*. New York: Krieger Publishing Co., p. 49-83, 1977.

TRESEDER, R. S. Guarding against hydrogen embrittlement. *Chemical Engineering Magazine, Chemical Week Publishing*, June 1981.

TWI. *Defects/imperfections in welds – reheat cracking*.

VAN DELINDER, L. S. *Corrosion basics, an introduction*. Houston: NACE International, 1984.

VINCKIER, A.; DHOOGHE, A. *Reheat cracking in welded structures during stress relief heat treatments*.

VISWANATHAN, R. *Damage mechanisms and life assessment of high temperature components*. ASM International, 1989.

WALKER, S. M. *EPRI NDE Center – US 13 New NDE developments support rapid, economical screening for flow-accelerated corrosion*. In: First International Conference on NDE in Relation to Structural Integrity for Nuclear and Pressurized Components, Amsterdam, 1998.

WELDING OF DISSIMILAR METALS. Disponível em: <<https://www.totalmateria.com/page.aspx?ID=CheckArticle&LN=EN&site=ktn&NM=152>>.

WHITE, R. A.; EHMKE, E. F. *Materials selection for refineries and associated facilities*. Houston: NACE, p. 53-54, 1991.

WILSON, J. G. Graphitization of steel in petroleum refining equipment and the effect of graphitization of steel on stress-rupture properties. *WRC Bulletin Series*, n. 32, Shaker Heights, OH, Jan. 1957.

