



Guia de Boas Práticas de Integridade de Sistemas de Tubulações

POCOS/SM/ES/MI

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	4
2. OBJETIVO.....	5
3. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA.....	5
4. TERMOS E DEFINIÇÕES.....	6
5. RESPONSABILIDADES.....	10
6. IDENTIFICAÇÃO, DOCUMENTAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO.....	10
6.1 Identificação e documentação.....	10
6.2 Classificação.....	11
7. MEMÓRIA DE CÁLCULO.....	11
7.1 Espessura Mínima.....	11
7.2 Taxa de Corrosão.....	12
7.3 Vida Remanescente para corrosão interna uniforme.....	13
8. PROGRAMA DE INSPEÇÃO.....	14
8.1 Plano de Inspeção.....	14
8.2 Periodicidade de Inspeção.....	15
9. EXECUÇÃO DA INSPEÇÃO.....	15
9.1 Qualificação de pessoal.....	15
9.2 Preparativos para inspeção.....	15
9.3 Inspeção Visual Externa.....	16
9.4 Medição de Espessura por Ultrassom.....	17
9.5 Inspeção Visual Interna.....	18
9.6 Outras técnicas de inspeção.....	19
9.7 Relatório de Inspeção.....	19
10. GESTÃO DE RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS DE INSPEÇÃO (RTI).....	19
10.1 Classificação e prazo de tratamento de RTI.....	20
10.2 Monitoramento de RTI.....	20

11. REPARO	21
11.1 Reparos e alterações	21
11.2 Especificação de reparos e alterações	21
11.3 Reparos temporários.....	22
11.4 Reparos com solda	22
11.5 Controle da qualidade de reparos	22
11.6 Gestão dos reparos temporários	22
12. PROTEÇÃO PASSIVA CONTRA INCÊNDIO - PPCI	23
13. INDICADORES.....	23

1. INTRODUÇÃO

O Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural (SGSO), em sua Prática de Gestão 13 (Integridade Mecânica), estabelece que é responsabilidade do operador garantir a integridade dos seus sistemas, especialmente dos sistemas críticos de segurança, por meio de testes, manutenções e inspeções. Além de realizar as referidas tarefas também é estabelecido que o Operador deve monitorar e avaliar os resultados dos testes e inspeções.

A contenção primária de fluidos tem uma importância significativa para a segurança das operações. A ocorrência dos eventos de perda de contenção dos fluidos aumenta significativamente a probabilidade de ocorrência dos cenários catastróficos de incêndio e explosão, além de danos ambientais severos, fatalidades e perdas financeiras substanciais. Por isso as empresas da indústria de processo (petróleo e gás, petroquímica, química, mineração, fármacos, etc) devem seguir as melhores práticas de engenharia de segurança e implementar todos os esforços para garantir a contenção primária de seus fluidos.

Para evitar esses tipos de evento é importante que as unidades mantenham uma sistemática robusta de manutenção da integridade estrutural de sistemas de tubulação. Um único evento de perda de contenção pode resultar em desastres de grande escala, como evidenciado por acidentes históricos que transformaram as práticas da indústria. Organizações como a American Petroleum Institute (API), NACE International, DNV-GL e International Association of Oil & Gas Producers (IOGP) desenvolveram extensos códigos e práticas recomendadas, como API 570, API RP 574, NACE SP0108 e DNV-RP-G101, que fornecem diretrizes abrangentes para programas de inspeção eficazes. A implementação rigorosa de rotinas de manutenção preventiva e inspeção baseada em risco para sistemas de tubulação não apenas atende aos requisitos regulatórios estabelecidos por órgãos como ANP e IBAMA, mas também protege ativos valiosos, preserva vidas humanas e o meio ambiente marinho, além de garantir a continuidade operacional.

2. OBJETIVO

Estabelecer os requisitos necessários e divulgar melhores práticas para a inspeção em serviço, bem como o controle das condições de integridade de sistemas de tubulações, incluindo suas conexões e acessórios, de unidades marítimas trabalhando para a sondagem marítima.

Esse documento deve ser aplicado, minimamente, a sistemas de tubulações contendo fluidos perigosos (inflamáveis, tóxicos, asfixiantes) e sistemas críticos (combate a incêndio, drenagem perigosa, gás inerte), conforme o critério da unidade.

Aplica-se aos sistemas de tubulação em materiais metálicos, como aços-carbono, aços-liga e aços-inoxidáveis.

Esse documento serve como complemento aos requisitos originais de projeto de tubulações e não deve ser utilizado em substituição a eles ou em conflito com a regulamentação governamental vigente.

3. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

ABNT NBR 15824 - Ensaio Não-Destrutivo - Ultrassom - Procedimento para Medição de Espessura

API 570 - Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems

API 579-1/ASME FFS-1 - Fitness-For-Service

API RP 574 - Inspection Practices for Piping System Components

ASME B31.3 - Process Piping

ISO 16809 - Non-destructive testing – Ultrasonic thickness measurement

NOTA TÉCNICA No 3/2025/SSO-CSO/SSO/ANP-RJ

PETROBRAS N-2555 - Inspeção em Serviço de Tubulação REV E

Portaria n° 1.846 de 1/7/22 - Norma Regulamentadora n° 13 (NR-13) - Caldeiras, Vasos de Pressão, Tubulações e Tanques Metálicos de Armazenamento

4. TERMOS E DEFINIÇÕES

Acessórios: Componentes utilizados em tubulações ou sistemas de tubulações destinados a interligações entre linhas e equipamentos, como flanges, válvulas, curvas, suportes, entre outros.

Anotação de Responsabilidade Técnica (ART): Instrumento utilizado para registrar as atividades técnicas realizadas por profissionais da engenharia, arquitetura e agronomia.

Classe de tubulação: Categorização de uma linha de processo baseada na consequência de falha, essa classificação é conforme os efeitos à segurança das pessoas, às instalações e ao meio ambiente.

Desgaste: Diminuição na espessura do componente causada por meios mecânicos (atrito, abrasão, erosão) ou por corrosão.

Espessura mínima estrutural: Espessura mínima calculada ou definida, sem tolerância para corrosão, para suportar carregamentos mecânicos que não sejam devidos à pressão.

Espessura mínima requerida: Espessura sem tolerância à corrosão para cada componente de um sistema de tubulação, baseada nos cálculos de código de projeto e tensão admissível do código aplicável, considerando pressão interna ou externa.

Fluxograma de inspeção: Desenho esquemático, sem escala, que mostra as tubulações e a interligação de equipamentos e acessórios de um determinado sistema de tubulação.

Inspetor de tubulação: Profissional com formação na área de inspeção de equipamentos, capacitado para avaliar o estado de deterioração e evolução de danos em tubulações, solicitar reparos e substituições, bem como determinar vida útil remanescente de sistemas de tubulação.

Isométrico de inspeção: Desenho normalmente sem escala em que as tubulações são representadas por um traço único, geralmente na posição da linha de centro, em perspectiva isométrica, desde sua origem até seu destino, contendo, no mínimo, as seguintes informações: a) orientação geográfica; b) sentido de fluxo; c) identificação

da linha; d) acessórios e equipamentos; e) pontos de controle de espessura; f) pontos de instalação de cupons.

Linha: Trecho de tubulação individualizado entre dois pontos definidos, obedecendo a uma única especificação de materiais, produtos transportados, pressão e temperatura de projeto.

Lista de linhas: Documento que contém uma listagem das linhas com os seguintes dados, minimamente: a) identificação; b) diâmetro da linha; c) origem e destino da linha; d) fluido; e) pressão de operação e projeto; f) temperatura de operação e projeto; g) pressão de teste hidrostático; h) revestimento; i) especificação da linha.

Nominal Pipe Size (NPS): Dimensão do diâmetro nominal da tubulação.

Potencial de risco: Risco qualitativo associado à tubulação em função das consequências de uma eventual falha sob o ponto de vista de segurança, continuidade operacional e proteção ao meio ambiente.

Pressão de projeto: Valor de pressão utilizado no dimensionamento dos equipamentos e tubulações de um sistema de processo, determinado considerando a condição de máxima pressão e temperatura esperada durante a operação normal, acrescida de um coeficiente de segurança.

Pressão máxima de operação: Pressão de operação abaixo da pressão de projeto, na qual valores superiores acionam alarmes e proteções de segurança.

Pressão máxima de trabalho admissível: Maior pressão que um equipamento ou tubulação, incluindo seus componentes, pode ser submetido, em concordância com a norma adotada para seu projeto/construção e a avaliação de integridade, sendo utilizada como parâmetro de comparação com a pressão de projeto.

Profissional Legalmente Habilitado (PLH): Segundo a NR-13, aquele que tem competência legal para o exercício da profissão de engenheiro nas atividades referentes a projeto de construção, acompanhamento, operação e manutenção, inspeção e supervisão de inspeção de caldeiras e vasos de pressão, em conformidade com a regulamentação profissional vigente no país.

Projeto de alteração: Projeto elaborado por ocasião de alteração que implique em intervenção estrutural ou mudança de processo significativa no sistema de tubulação.

Projeto de reparo: Projeto que estabelece os procedimentos de execução e controle de reparos que possam comprometer a segurança do sistema de tubulação.

Recomendação técnica da inspeção (RTI): Documento indicando a necessidade de providências decorrentes de inspeção (reparos, modificações, serviços adicionais de apoio, etc.), dirigido aos órgãos encarregados de sua execução, visando restaurar a condição de integridade ou conformidade com disposição normativa ou legal.

Reparo permanente: Técnica de reparo utilizada para restabelecer a integridade estrutural, garantindo a operação segura ao longo de toda a vida útil, conforme as normas de projeto, construção e pós-construção (ASME PCC-2, ISO 24817, entre outros).

Reparo temporário com estudo de engenharia: Reparo temporário, com prazo de validade definido pelo executante, projetado e executado de acordo com normas ou códigos de engenharia (ASME PCC-2, ISO 24817, entre outros).

Reparo temporário qualificado: Reparo temporário executado por pessoal e procedimento qualificados, com prazo de validade definido. Instalado segundo orientações do fornecedor do material para execução do reparo, atestado por avaliações que o qualificam conforme procedimento e material disponibilizado pelo fornecedor.

Responsável pela instalação: Gerente designado como gestor da instalação.

Responsável técnico: Considera-se responsável técnico aquele que tem competência legal para o exercício das atribuições técnicas, na respectiva modalidade profissional, em conformidade com a regulamentação vigente no país. Este profissional é formalmente designado como responsável pela atividade referente à operação, manutenção e/ou inspeção, e deve ter competência para exercer a profissão nas funções e atribuições definidas pelo Operador da Instalação. Para equipamentos enquadrados na NR-13, este deve ser um Profissional Legalmente Habilitado (PLH).

Sistema de tubulação: Agrupamento de tubulações sujeitas a condições operacionais e a mecanismos de deterioração semelhantes, vinculadas a um mesmo plano de

inspeção, com a discriminação expressa dos respectivos códigos de identificação (tag), visando otimizar a alocação de recursos e aumentar a efetividade das inspeções de segurança, sem prejuízo da rastreabilidade das informações pertinentes a cada tubulação integrante do sistema.

Tecnologias de cálculo/procedimentos avançados: Métodos analíticos, numéricos ou computacionais destinados à avaliação da integridade estrutural dos equipamentos abrangidos pela NR-13, normalmente conhecidos como “métodos de adequação ao uso” (Fitness-For-Service), bem como técnicas de reparo, permanente ou provisório, amparadas em publicações técnicas destinadas a equipamentos em serviço (post-construction code). Exemplos de referências técnicas: API 579, BS 7910, API 510, API 570, API 653, ASME PCC-2, entre outros, a critério do responsável técnico.

Teste de pressão: Termo genérico que compreende as diversas técnicas de pressurização de equipamentos novos ou em serviço, incluindo testes hidrostáticos, pneumáticos, hidropneumáticos e hidrodinâmicos, normalmente executados com água ou ar, com a finalidade de detectar vazamentos, atestar a resistência estrutural, bem como verificar a estanqueidade de juntas e de outros elementos de vedação.

Tubulações: Conjunto formado por tubos e seus respectivos acessórios, projetados por códigos específicos, destinado ao transporte de fluidos.

5. RESPONSABILIDADES

O operador da instalação é responsável por desenvolver a sistemática de inspeção dos seus sistemas, acompanhar a execução, registrar os resultados e programar as ações corretivas. Para isso deve implementar um sistema de gestão que classifique os tipos de tubulações encontradas a bordo, defina as periodicidades máximas para realização das inspeções e possua um sistema onde cadastre planos de manutenção para acompanhamento e registro dessas execuções.

A documentação produzida deve ser armazenada e utilizada para a avaliação da integridade das tubulações encontradas a bordo ao longo da vida útil da instalação.

Os relatórios produzidos deverão possuir a assinatura de um Profissional Legalmente Habilitado, além da assinatura do executante da inspeção. É prática recomendada que haja emissão de Anotação de Responsabilidade Técnica, que deverá ser anexada ao relatório.

6. IDENTIFICAÇÃO, DOCUMENTAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO

6.1 Identificação e documentação

Os sistemas de tubulações devem ser definidos e identificados, com auxílio da lista de linhas, isométricos de inspeção e fluxogramas.

A seguinte documentação deverá ser mantida devidamente atualizada e disponível:

- a) especificações aplicáveis às tubulações ou sistemas;
- b) fluxograma de engenharia com a identificação da linha e dos seus acessórios;
- c) Isométricos;
- d) projeto de alteração ou reparo, se aplicável;
- e) relatórios de inspeção;
- f) certificados de inspeção e teste dos dispositivos de segurança, se aplicável.

6.2 Classificação

Todo os sistemas de tubulação devem ser classificados em função do potencial de risco com o objetivo de auxiliar o planejamento e a programação da inspeção. Na ausência de critérios específicos recomenda-se a utilização do critério de classificação contido na API 570.

Em unidades de perfuração, diversos sistemas de tubulações podem ser identificados, cada um desempenhando funções específicas tanto para a operacionalidade quanto para a composição de sistemas críticos de segurança, incluindo, mas não se limitando a exemplos como os seguintes:

Tubulações de processo	LAMA DE ALTA PRESSÃO
	CHOKE & KILL
	LAMA DE BAIXA PRESSÃO/ LINHAS DE RETORNO DE LAMA
	SISTEMA DE WELL TEST
	CIMENTAÇÃO DE ALTA PRESSÃO
	MPD
Tubulações de sistemas críticos	SISTEMA DE COMBATE À INCÊNDIO
	DRENO PERIGOSO
	AR DE ALTA (MRT and Motion Comp)
	BOP (FLUÍDO DE CONTROLE)
	DIESEL
	SISTEMA DE LASTRO

Ademais, todas as tubulações enquadradas na norma regulamentadora devem ser regidas conforme preconizado na NR-13.

7. MEMÓRIA DE CÁLCULO

7.1 Espessura Mínima

A espessura mínima requerida da tubulação deve ser calculada como o maior valor entre a espessura mínima para suportar a máxima pressão de trabalho e a espessura mínima estrutural. As etapas a seguir devem ser seguidas para determinar a espessura mínima requerida:

Etapa 1: Calcular a espessura mínima para a pressão suportada, seguindo o código de projeto original da tubulação ou, alternativamente, o API RP 574.

Etapa 2: Determinar a espessura mínima estrutural seguindo cálculos conforme o código de projeto da tubulação ou, alternativamente, se aplicável, seguindo o API RP 574. O API RP 574 recomenda a adoção de espessuras mínimas estruturais definidas em procedimentos internos, caso existentes.

Etapa 3: Selecionar o maior valor dentre as espessuras obtidas nas etapas anteriores.

7.2 Taxa de Corrosão

A taxa de corrosão é a perda de espessura por unidade de tempo, verificada em um ponto ou em um conjunto de pontos de controle. Existem duas formas de definir a taxa de corrosão, a taxa de curto e longo prazo, como pode ser visto nas equações 1 e 2 respectivamente.

A respeito da corrosão de longo prazo, que é calculada a partir da primeira medição na instalação da tubulação ou do primeiro ciclo de inspeção para o cálculo de taxa de corrosão, pode ser substituída, caso tecnicamente não seja possível ter essa medição de longo prazo durante dois ciclos de inspeções, pelo cálculo de taxa de corrosão que considera a espessura nominal, conforme pode ser visto na equação 3.

Equação 1:

$$TC_{atual} = \frac{t_p - t_a}{\Delta tempo_1}$$

Equação 2:

$$TC_{histórica} = \frac{t_i - t_a}{\Delta tempo_2}$$

Equação 3:

$$TC_{nominal} = \frac{t_n - t_a}{\Delta tempo_2}$$

Onde:

TC_{atual} é a taxa de corrosão atual no último intervalo de avaliação, em mm/ano;

$TC_{histórica}$ é a taxa de corrosão desde o início da operação do componente com medição de espessura inicial, medida em mm/ano;

TC_{nominal} é a taxa de corrosão desde o início da operação do componente sem medição de espessura inicial medida, em mm/ano;

t_p é a espessura prévia obtida na medição imediatamente anterior para o mesmo ponto de medição, em mm;

t_i é a espessura inicial na primeira medição para o mesmo ponto de medição, em mm;

t_n é a espessura nominal para o mesmo ponto de medição, em mm;

t_a é a espessura atual medida para o mesmo ponto de medição, em mm;

Δtempo_1 é o intervalo de tempo entre as medições atual e anterior (prévia) para o mesmo ponto de medição, em anos;

Δtempo_2 é o intervalo de tempo desde a partida ou medição de espessura inicial até a data da última medição (atual) para o mesmo ponto de medição, em anos.

7.3 Vida Remanescente para corrosão interna uniforme

A vida remanescente ou residual é uma estimativa do tempo durante o qual um equipamento ou acessório pode operar de forma segura, baseada em dados coletados através de ensaios e testes que monitoram os efeitos dos mecanismos de danos atuantes.

A vida remanescente para corrosão interna uniforme deverá ser calculada através da aplicação do método a seguir:

$$VR = \frac{t_a - t_{\min}}{TC}$$

Onde,

VR = Vida remanescente para corrosão interna uniforme em anos;

t_a é a espessura atual medida para o mesmo ponto de medição, em mm;

t_{\min} é a espessura mínima calculada de acordo com os critérios de projeto do sistema de tubulação para o mesmo ponto de medição, em mm;

TC é a taxa de corrosão. É recomendado utilizar a taxa de corrosão interna mais severa, conforme 7.2 Taxa de Corrosão, contudo a norma API 570 informa que um

especialista em corrosão pode ser consultado e selecionar a taxa de corrosão que melhor reflete o processo atual.

Para cada ponto de medição de espessura por ultrassom deve ser calculada uma taxa de corrosão e uma vida remanescente. A menor vida remanescente entre os pontos de medição deve definir a vida remanescente do sistema de tubulação para corrosão interna uniforme.

O prazo máximo para a próxima inspeção do sistema deverá ser, no máximo, metade da vida remanescente calculada para corrosão interna uniforme. Para tubulações com a vida remanescente calculada superior ao tempo de operação previsto para a instalação, sugere-se que seja considerada um valor máximo, e que esse seja inferior a vida útil estimada para a unidade.

8. PROGRAMA DE INSPEÇÃO

8.1 Plano de Inspeção

A inspeção é o conjunto de ações de monitoramento e acompanhamento das condições físicas, incluindo inspeção em parada e em operação, utilizando técnicas, procedimentos e métodos que visem à garantia de operação segura e confiável do sistema de tubulação dentro de prazos definidos.

O plano de inspeção é a descrição das atividades, incluindo os exames e testes a serem realizados, necessários para avaliar as condições físicas dos equipamentos abrangidos, considerando o histórico e os mecanismos de danos previsíveis.

Devem ser elaborados planos para inspeções dos sistemas de tubulações, levando em consideração, minimamente, os seguintes itens:

- a) classificação do sistema de tubulações;
- b) material e projeto;
- c) os fluidos transportados;
- d) parâmetros de operação;
- e) histórico de operação de manutenção;
- f) mecanismos de danos;
- g) consequência da falha.

O plano deve especificar o tipo de inspeção a ser realizado e os locais onde as inspeções serão realizadas.

8.2 Periodicidade de Inspeção

A periodicidade de inspeção deve ser determinada com base nos seguintes itens:

- a) classificação do sistema de tubulações;
- b) material e projeto;
- c) consequência da falha;
- d) histórico de operação, inspeção e reparo;
- e) taxa de corrosão e vida remanescente;
- f) recomendações técnicas de inspeção;
- g) exigência normativa ou legislação vigente;
- h) critério do responsável técnico.

Na ausência de critérios específicos, recomenda-se a utilização do critério de periodicidade contido na API 570.

O intervalo máximo para a próxima inspeção do sistema de tubulação não deve ser superior à metade da vida útil remanescente calculada para corrosão interna uniforme.

9. EXECUÇÃO DA INSPEÇÃO

As discontinuidades, falhas, defeitos e/ou deteriorações detectadas durante a inspeção devem ter suas causas e efeitos identificados, analisados e registrados no relatório de inspeção.

9.1 Qualificação de pessoal

Os profissionais envolvidos na inspeção de sistemas de tubulação devem possuir formação técnica compatível com a atividade e experiência prática em integridade de equipamentos. Além disso, deve possuir conhecimentos sobre processos de soldagem, corrosão, revestimentos protetores, mecanismos de falha e deterioração, técnicas de inspeção, identificação de materiais e projeto de tubulação. É importante que tenham familiaridade com normas e boas práticas reconhecidas no setor, como a API 570 (Piping Inspector), ASME B31.3, B31.4 e B31.8, além de qualificações em ensaios não destrutivos como ABENDI/SNQC ou ASNT.

9.2 Preparativos para inspeção

Os seguintes itens devem ser verificados antes do início da inspeção:

- a) Documentos, conforme item 6.1 (Identificação e documentação dos Sistemas de Tubulações);
- b) Condições operacionais da tubulação;
- c) Registros operacionais de ocorrências anormais com o sistema;
- d) Informar ao responsável pela área os serviços a serem executados;
- e) Ferramental necessário à execução da inspeção;
- f) Funcionamento e a calibração dos instrumentos a serem utilizados durante a inspeção.

9.3 Inspeção Visual Externa

A inspeção visual do sistema de tubulação é um método de avaliação que envolve a observação direta das tubulações para identificar sinais de desgaste, corrosão, deformações e outras irregularidades.

9.3.1 Revestimento da Tubulação

Verificar a ocorrência de falhas ou danos na pintura, revestimentos ou metalização.

9.3.2 Isolamento Térmico

Verificar as condições físicas do isolamento térmico quanto a amassamentos, infiltrações, quebras, ausência ou danos da folha de alumínio, sujeira e condições das caixas de medição de espessura.

9.3.3 Dispositivo de Aterramento

Verificar os dispositivos de aterramento quanto as suas condições físicas e continuidade elétrica.

9.3.4 Suportes

Verificar as condições físicas dos conjuntos de suportação (suportes rígidos ou de mola e guias). No caso de suportes de mola verificar se estão devidamente ajustados, conforme especifica es de projeto.

9.3.5 Juntas de Expansão

Verificar ocorrências de deforma es, trincas no fole, ajuste dos tirantes, alinhamento ou vazamentos.

Obs.:   prática recomendada que esses elementos tenham sistemática de substitui o periódica.

9.3.6 Flexibilidade

Verificar possíveis deformações nos trechos retos da tubulação.

9.3.7 Válvulas e demais acessórios de tubulação

Verificar nas válvulas, flanges, acessórios flangeados, parafusos, estojos e demais acessórios a ocorrência de vazamentos, desalinhamentos, trincas, danos, corrosão, empenamentos de hastes e rompimento de volantes.

Verificar a integridade das conexões e tomadas de válvulas, como vents ou bleeders, drenos, válvulas de alívio térmico e injetores de selante, principalmente quanto à presença de corrosão e trincamento.

9.3.8 Tubos

Verificar as condições físicas observando a ocorrência de amassamentos, empenamentos, trincas, corrosão, desgaste ou corrosão na região de contato com os suportes, vazamentos ou corrosão sob isolamento.

9.3.9 Tubulações de Pequeno Diâmetro ($\leq \varnothing 1\ 1/2''$)

Verificar a ocorrência de corrosão localizada, trincas, defeitos oriundos de vibração, desalinhamento ou empenamentos.

9.3.10 Conexões

Verificar a ocorrência de vazamentos, desalinhamentos, trincas, apertos inadequados e corrosão.

9.3.11 Dispositivos de segurança

Verificar os dispositivos de segurança (válvulas de segurança ou alívio, discos de ruptura, entre outros) quanto ao estado físico, identificação, integridade dos lacres de segurança e à existência de dispositivos contra bloqueio inadvertido, quando exigidos.

9.3.12 Indicadores de pressão

Verificar os dispositivos indicadores de pressão (manômetros e transmissores) quanto ao estado de conservação e à adequação às pressões de operação.

9.4 Medição de Espessura por Ultrassom

A medição de espessura por ultrassom é um método de avaliação direta da espessura da parede de uma tubulação. É uma técnica utilizada para determinar a

vida remanescente de equipamentos sujeitos a mecanismos de dano associados à corrosão e deve ser executado em conformidade com ABNT NBR 15824 ou ISO 16809.

A medição de espessura inicial deve ser realizada, sempre que possível, antes do início da operação ou no menor intervalo possível após início da operação do sistema. Esta medição inicial tem por objeto obter as espessuras do sistema de tubulação para fins de cálculo da taxa de corrosão após inspeções e monitoramentos durante a vida útil da instalação.

Para estabelecimentos de regiões de controle de espessura, recomenda-se utilizar a API 570 e API RP 574. Definidos na API 570, os CML (Locais de Medição de Corrosão) são pontos específicos selecionados para a inspeção detalhada e regular da espessura da parede dos tubos. A escolha adequada desses locais permite a identificação precoce de áreas suscetíveis à corrosão e outros mecanismos de degradação, proporcionando dados precisos para o cálculo da taxa de corrosão e a previsão da vida útil restante do equipamento. A implementação dos CML ajuda a assegurar que as tubulações permaneçam seguras e operacionais, minimizando riscos de falhas e vazamentos que possam comprometer a segurança operacional e ambiental.

9.5 Inspeção Visual Interna

Inspecionar visualmente os locais acessíveis da tubulação quanto a:

- a) corrosão;
- b) erosão;
- c) depósitos e incrustações;
- d) objetos estranhos;
- e) integridade dos cordões de solda;
- f) trincas;

Verificar quando acessível, os trechos de tubulação logo após placas de orifício, válvulas borboleta, pontos de injeção de produtos químicos, locais de estagnação de fluidos, locais sujeitos a formação de nível de líquidos ou que provoquem perturbações no fluxo.

A inspeção interna pode ser complementada com ensaios não destrutivos ou outras técnicas de inspeção, a critério do responsável técnico.

9.6 Outras técnicas de inspeção

A critério do responsável técnico, outras técnicas de inspeção podem ser aplicadas, como radiografia, líquido penetrante, partículas magnéticas, teste de pressão, emissão acústica, termografia, ACFM, TOFD, endoscopia, ondas guiadas, phased array, B-Scan, entre outras.

9.7 Relatório de Inspeção

O relatório de inspeção, item 6.1 (d), deve conter, no mínimo:

- a) identificação da(s) linha(s) ou sistema de tubulação;
- b) fluidos de serviço da tubulação, e respectivas temperatura e pressão de operação e pressão máxima de trabalho admissível;
- c) especificação do material da tubulação;
- d) tipo de inspeção executada;
- e) data de início e de término da inspeção;
- f) descrição das inspeções, exames e testes executados;
- g) registro fotográfico ou registro da localização das anomalias significativas detectadas no exame externo da tubulação;
- h) resultado das inspeções e intervenções executadas;
- i) recomendações e providências necessárias;
- j) parecer conclusivo quanto à integridade da tubulação, do sistema de tubulação ou da linha até a próxima inspeção;
- k) data prevista para a próxima inspeção; e
- l) nome legível, assinatura e número do registro no conselho profissional do responsável técnico e nome legível e assinatura de técnicos que participaram da inspeção.

10. GESTÃO DE RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS DE INSPEÇÃO (RTI)

Deve ser definida governança para emissão, classificação, tratamento, monitoramento ou revisões de RTI. Esse controle deve fazer parte do sistema de gestão da empresa, prevendo formas não só de classificação, mas também do acompanhamento dos prazos definidos para execução das RTIs, conforme sua criticidade. É prática recomendada que o procedimento ou diretriz de inspeção da empresa indique o que não deve ser escopo de RTI.

A RTI deve conter as medidas necessárias para corrigir as anomalias observadas durante a inspeção do sistema de tubulação, visando a sua integridade estrutural.

10.1 Classificação e prazo de tratamento de RTI

As recomendações técnicas de inspeção devem ser classificadas em função do potencial de risco (probabilidade e consequência de falha), com o objetivo de auxiliar o planejamento e a programação das correções.

A probabilidade de falha deve ser avaliada considerando minimamente o histórico de falhas do sistema de tubulação e a vida remanescente.

A consequência da falha pode ser avaliada considerando a classe de tubulação, o fluido transportado, a criticidade da tubulação, entre outros.

Ações de mitigação podem ser implementadas para a redução da probabilidade de falha e consequente reclassificação da RTI.

Deve ser definido prazo para o tratamento de RTI em função da integridade da tubulação, sendo que este não deve ser superior a metade da vida remanescente calculada.

Quando da constatação de degradação acentuada, devem ser empregadas medidas quantitativas para embasamento do cálculo de vida remanescente e definição dos prazos das RTI, não sendo considerada válida apenas inspeção visual, principalmente para as tubulações que contenham ou suportem inventário de fluido perigoso (inflamável, tóxico ou asfixiante) ou de sistema crítico (rede de combate a incêndio, drenagem perigosa, gás inerte entre outros).

10.2 Monitoramento de RTI

O monitoramento de RTI é a reavaliação periódica das condições do sistema de tubulação com o objetivo de gerenciar o risco e o atendimento da RTI.

Caso seja necessário o monitoramento de RTI, este deverá ser feito mediante nova inspeção, com a emissão de novo relatório ou laudo de forma que sua rastreabilidade seja mantida. Ademais, é importante ressaltar que a inspeção visual não deve ser a única técnica utilizada para justificar a postergação do prazo de execução da RTI. É fundamental empregar técnicas de NDT (*Non-Destructive Testing*)

que forneçam dados quantitativos, como o ensaio de ultrassom por medição de espessura, permitindo um cálculo mais preciso da vida remanescente.

Os resultados do monitoramento devem ser registrados formalmente no sistema de controle de RTI da unidade com as informações mínimas:

- a) Número da RTI
- b) Data do monitoramento
- c) Número de monitoramentos realizados
- d) Identificação do responsável técnico que realizou o monitoramento
- e) Técnica de inspeção aplicada
- f) Mecanismo de degradação ou dano associado
- g) Evolução do processo de degradação em relação a última inspeção ou monitoramento
- h) Vida remanescente, onde aplicável
- i) Registro fotográfico
- j) Resultado do monitoramento

11. REPARO

11.1 Reparos e alterações

Os reparos e alterações em sistemas de tubulações devem ser realizados em conformidade com o código de projeto e construção e aprovados pelo responsável técnico indicado pela empresa. É importante ressaltar que a realização de reparos em sistemas de tubulação que contenham ou suportem inventário de fluido perigoso ou sistemas críticos deve seguir as melhores práticas de engenharia.

11.2 Especificação de reparos e alterações

A especificação de reparos e alterações deve estabelecer:

- a) especificação dos materiais que serão utilizados;
- b) procedimento de soldagem;
- c) procedimentos de tratamento térmico;
- d) exames e ensaios para o controle de qualidade.

Além dos pontos mencionados, é fundamental que, antes da aplicação do reparo, seja por meio de um estudo de engenharia ou outro método qualificado, seja realizada uma análise de risco. Essa análise tem como objetivo identificar os possíveis riscos associados à implementação do método de reparo. Adicionalmente, todos os reparos e alterações devem ser realizados por profissionais qualificados e seguindo procedimentos adequados.

A especificação de reparos e alterações, bem como os relatórios dos ensaios realizados deve ser registrada em documento específico e ser arquivada.

11.3 Reparos temporários

Os reparos temporários devem ser realizados de forma alinhada às boas práticas de engenharia e conforme preconizado nas normas técnicas aplicáveis ao tema, a fim de garantir a segurança das pessoas, das instalações, do meio ambiente e do processo. Esses reparos devem ser executados conforme a aprovação do Profissional Legalmente Habilitado.

Esses reparos devem ser removidos, resgatando a condição original do projeto, após o tempo definido pelo responsável técnico. É facultada ao profissional legalmente habilitado, a postergação do tempo de utilização desse reparo, após uma reavaliação.

11.4 Reparos com solda

Os reparos com solda devem seguir procedimentos específicos. Estes procedimentos devem levar em consideração os materiais de base e adição, os processos de soldagem e as variáveis dos processos a serem utilizados.

11.5 Controle da qualidade de reparos

É prática recomendada que o reparo soldado ou a alteração seja acompanhado de inspeção visual e, em função da avaliação do Profissional Legalmente Habilitado e de acordo com o código aplicado, sejam submetidos a ensaios não destrutivos, os quais devem estar relacionados no documento específico de reparo ou alteração.

11.6 Gestão dos reparos temporários

Os reparos temporários devem ser identificados por uma TAG visível e rastreável, que pode ser o número do certificado fornecido pela empresa contratada para a sua

realização. Na identificação do reparo, tanto no campo quanto no relatório, devem constar o número da ordem de serviço e a TAG do reparo. Além disso, o projeto do reparo deve incluir, no mínimo, o memorial de cálculo e um croqui com o mapeamento do defeito que motivou a intervenção, devendo ser anexado à ordem de serviço.

12. PROTEÇÃO PASSIVA CONTRA INCÊNDIO - PPCI

A preservação da Proteção Passiva Contra Incêndio (PPCI) deve ser incluída no plano de inspeção dos sistemas de tubulação. Se os suportes de tubulações, equipamentos e elementos estruturais não estiverem devidamente protegidos, poderão perder sua resistência devido à exposição ao fogo, o que pode levar ao colapso e agravar situações acidentais, resultando em falhas nas juntas, rompimento de linhas ou equipamentos e vazamentos de hidrocarbonetos.

Portanto, é essencial garantir que o grau de deterioração seja avaliado, comunicado e registrado no sistema de gestão da manutenção. Essa avaliação deve levar em conta o nível de falha da PPCI, que pode ser localizada ou generalizada, influenciando assim o prazo para a execução dos reparos e o tipo de contingenciamento necessário.

Além disso, é necessário aplicar a Proteção Passiva Contra Incêndio em reparos de elementos que contenham ou suportem inventário de fluidos perigosos ou sistemas críticos.

13. INDICADORES

Devem ser definidas as identidades, a forma de apuração e a sistemática de acompanhamento dos indicadores para monitoramento da integridade dos sistemas de tubulações.

Os indicadores devem monitorar e avaliar:

- a) o cumprimento da programação de inspeção;
- b) a capacidade de atendimento das recomendações de inspeção;
- c) o risco associado à presença de recomendações de inspeção.