
Capítulo I - INTRODUÇÃO A AVALIAÇÃO DE INTEGRIDADE

1 - OBJETIVOS

Conceituar a visão do "In-Service" para tubulações e vasos de pressão, ressaltar a importância das atividades de inspeção e manutenção nesse cenário e apresentar critérios de avaliação, documentos mais recentes e futuros desenvolvimentos na área de adequação ao uso de tubulações e vasos de pressão.

- **DEFINIÇÃO** : *"Fitness-for-Service assessments are quantitative engineering evaluations which are performed to demonstrate the structural integrity of an in-service component containing a flaw or damage" [*]*

[*] API 579 - Fitness-for-service - Downstream segment - Jan/2000

2 - CONCEITUAÇÃO

A atividade de adequação ao uso de equipamentos depende da capacidade de resposta a diversos questionamentos relacionados ao problema a ser resolvido, como por exemplo :

- ◆ Quais os limites para uma região com perda de espessura por corrosão ?;
- ◆ Qual o intervalo entre inspeções recomendado para equipamentos que operam sujeitos a trincamento pelo meio (CST) ?;
- ◆ Como determinar a probabilidade de falha de um equipamento ?;
- ◆ Como definir propriedades de material para uma avaliação de integridade de uma estrutura?;
- ◆ Como avaliar o projeto e materiais empregados em equipamentos sujeitos à baixas temperaturas (fratura frágil) ?;
- ◆ Quais os fatores de segurança adequados para um equipamento com alto risco operacional e danos acumulados?;
- ◆ Como registrar uma descontinuidade de forma a permitir uma avaliação posterior pela Mecânica da Fratura ?

A filosofia empregada para equipamentos novos é baseada na aplicação de códigos tradicionais de projeto e fabricação. Tais códigos definem as regras básicas envolvendo a especificação dos materiais, fatores de segurança, critérios de dimensionamento, processos e detalhes de fabricação, exigências de inspeção e testes de fabricação, ensaios a serem empregados, etc...

- ◆ Filosofia e qualidade exigidas pelos códigos de projeto tradicionais (ASME Code - BPVC, Ad-Merkblatter, BS-5500, ANSI B31.3, ANSI B31.8, API-1104, ..);
- ◆ Qualificação da mão de obra de inspeção direcionada para discernir e registrar o que interessa a um sistema ligado a fabricação;
- ◆ Objetivo principal é detectar e indicar regiões de reparo comparando-se padrões de aceitação definidos pelos códigos.

Para equipamentos em operação, não existem regras tão definidas como no caso de equipamentos novos. A responsabilidade pela definição de critérios e propriedades de material a serem empregadas em uma avaliação de integridade é suportada por publicações oficiais e reconhecidas, mas que não estabelecem todas as regras e exigências para realização do trabalho.

Torna-se necessário, em muitos casos conviver com o dano, identificar sua extensão e acompanhar sua progressão. Não existem padrões para reparo e sim critérios que permitem avaliar o dano e sua influência no risco operacional do equipamento. A atividade de avaliação de integridade exige **mais engenharia x menor intervenção**.

Fatos :

- ◆ Equipamentos e tubulações em meia vida acumulam danos inerentes e dependentes da operação;
- ◆ Códigos de projeto tradicionais não consideram esse acúmulo de danos e suas conseqüências no risco operacional.
- ◆ A operação do equipamento é muitas vezes responsável pela iniciação e/ou propagação de discontinuidades, redução de espessura através de processos corrosivos, desvios de forma relacionados a ciclos térmicos, etc,.. Tais ocorrências apesar de inaceitáveis pelo código de projeto podem não ser relevantes para o equipamento;
- ◆ Muitas vezes o dano presente no equipamento é oriundo das fases da fabricação, não sendo um resultado da operação e o tempo de uso.
- ◆ Equipamentos em meia vida ≠ Equipamentos novos

É impraticável, técnica e economicamente, a volta ao passado. O reparo em equipamentos é a ferramenta para mantê-lo operacional, dentro de um risco admitido, não para torná-lo novamente um equipamento recém fabricado.

Como principal objetivo da atividade de Adequação ao Uso, temos : Manter a integridade estrutural e quantificar o risco associado à operação de equipamentos com danos.

Análise de: mecanismos de danos + condição física do equipamento + detalhes de projeto + segurança no dimensionamento + nível de atendimento aos requisitos de códigos de projeto + qualidade da fabricação = **AVALIAÇÃO DE INTEGRIDADE ESTRUTURAL**.

3 - RESPONSABILIDADES

Tema para Discussão : Quem é o responsável pelo estudo de Adequação ao Uso de um equipamento que envolve diferentes especialidades ?

Proprietário

O Proprietário do equipamento deverá ter total responsabilidade pela avaliação e adequação ao uso pela aplicação das regras definidas por esta prática recomendada.

Inspetor

O Inspetor deverá ser responsável de determinar que os requisitos do API-510, API-570 e API-653 para inspeção e testes estão sendo atendidos na instalação. Em adição, o Inspetor deverá fornecer todos os dados requeridos de inspeção necessários para uma avaliação de integridade, de acordo com o exigido pelo documento.

O Inspetor deverá assegurar que os resultados da avaliação serão documentados adequadamente. Em algumas situações, o Inspetor poderá ser responsável pela verificação da integridade, se uma avaliação Nível 1 é realizada.

Engenheiro

O Engenheiro é responsável por grande parte da documentação gerada pela avaliação de integridade e das recomendações a serem aplicadas ao equipamento. Mesmo para uma avaliação Nível 1, executada pelo Inspetor, o Engenheiro é responsável de sua verificação.

Qualificações

O Inspetor deverá estar qualificado em aplicar os documentos API-510, API-570 e API-653. Engenheiros que atuam em avaliação de integridade deverão possuir 2(dois) anos de experiência em inspeção e análise de falhas, ou projeto, construção, reparo e operação de vasos de pressão, tubulações e tanques de armazenamento.

Tanto o Inspetor quanto o Engenheiro devem atender a requisitos exigidos por legislações locais e por regulamentos do proprietário.

4 - ETAPAS E INFORMAÇÕES EM UMA AVALIAÇÃO DE INTEGRIDADE

As etapas identificadas para a realização da tarefa de Adequação ao Uso são as seguintes.

ID	Tarefa
1	Identificação do dano;
2	Definição da extensão do dano;
3	Definição do mecanismo de falha associado ao dano presente;
4	Levantamento dos dados do equipamento;
5	Verificação do critério de avaliação mais adequado, sua aplicabilidade e limitações;
6	Definição de F.S. para a operação dentro dos níveis de risco assumidos;
7	Utilização dos critérios de avaliação e aceitação;
8	Avaliação da vida remanescente do equipamento;
9	Definição do intervalo entre inspeções e/ou tempo de campanha;
10	Definição de medidas para reduzir a taxa de progressão do dano (remediação);
11	Definir meios de monitorar a extensão do dano e sua taxa de propagação
12	Documentação.

As especialidades envolvidas para a completa caracterização de um problema, análise de falhas, avaliação da integridade estrutural e proposição de soluções são variadas e com funções definidas.

Especialidades	ID
Metalurgia ou Materiais	1, 3, 4, 5, 8, 9, 10
Mecânico estrutural	1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9
Inspeção	1, 2, 4, 5, 9, 11
Mecânica da Fratura	3, 4, 5, 6, 7, 8, 9
Processo	4, 9, 10, 11

A Prática Recomendada API-579 : 2000 foi definida para utilização em equipamentos projetados e fabricados conforme os códigos a seguir citados :

- 1 - ASME B&PV Code, Section VIII, Division 1
- 2 - ASME B&PV Code, Section VIII, Division 2
- 3 - ASME B&PV Code, Section 1
- 4 - ASME B31.3 Piping Code
- 5 - ASME B31.1 Piping Code
- 6 - API-650
- 7 - API-620

As tabelas a seguir apresentam diversas referências de códigos e normas reconhecidas pelo API-RP 579.

Table 1.1
Codes, Standards, And Recommended Practices

Title	Identification	Year (1)
Calculation of Heater-Tube Thickness in Petroleum Refineries	ANSI/API RP 530	Fourth Edition, 1996
Recognition of Conditions Causing Deterioration or Failure	ANSI/API RP 571	In Progress
Inspection of Piping, Tubing, Valves, and Fittings	ANSI/API RP 574	(See Note 2)
Recommended Practice for Inspection of Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks	ANSI/API RP 575	(See Note 2)
Inspection of Pressure Relieving Devices	ANSI/API RP 576	(See Note 2)
Recommended Practice for Inspection of Welding	ANSI/API RP 577	In Progress
Recommended Practice for Positive Materials Identification	ANSI/API RP 578	In Progress
Recommended Practice for Risk-Based Inspection	ANSI/API RP 580	In Progress
Inspection of Pressure Vessels	ANSI/API RP 572	(See Note 2)
Inspection of Fired Boilers and Fired Heaters	ANSI/API RP 573	(See Note 2)
Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rerating, Repair and Alteration	ANSI/API 510	Eight Edition, June, 1997
Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks	ANSI/API Std 620	Ninth Edition, 1996
Welded Steel Tanks for Oil Storage	ANSI/API Std 650	Ninth Edition, 1993 (Including Addenda 1, 2 & 3)
Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction	ANSI/API Std 653	Second Edition, 1995
Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines	ANSI/ASME B31G	1991
National Board Inspection Code	ANSI/NB-23	1995
Piping Inspection Code: Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-Service Piping Systems	API 570	First Edition, June 1993
Base Resource Document – Risk Based Inspection	API Publ 581	(See Note 2)
Steels for Hydrogen Service at Elevated Temperatures and Pressures in Petroleum Refineries and Petrochemical Plants	API RP 941	Fifth Edition, January, 1997
Avoiding Environmental Cracking In Amine Units	API RP 945	(See Note 2)

Table 1.1
Codes, Standards, And Recommended Practices

Title	Identification	Year (1)
Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures	ASCE 7	(See Note 2)
Alternative Method to Area Replacement Rules for Openings Under Internal Pressure, Section VIII, Division 1	ASME B&PV Code Case 2168	1995
Alternative Method of Calculating Maximum Allowable Stresses Based on a Factor of 3.5 on Tensile Strength, Section II and Section VIII, Division 1	ASME B&PV Code Case 2278	1998
Alternative Rules for Determining Allowable Compressive Stresses For Cylinders, Cones, Spheres and Formed Heads Section VIII, Divisions 1 and 2	ASME B&PV Code Case 2286	1998
Alternative Maximum Allowable Stresses Based on a Factor of 3.5 on Tensile Strength, Section II and Section VIII, Division 1	ASME B&PV Code Case 2290	1998
Rules For Construction of Power Boilers	ASME B&PV Code Section I	1999
Boiler and Pressure Vessel Code, Section II, Part D – Properties	ASME B&PV Code Section II, Part D	1999
Subsection NH – Class 1 Components in Elevated Temperature Service	ASME B&PV Code Section III, Division 1	1997
Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Pressure Vessels Division 1	ASME B&PV Code Section VIII, Division 1	1999
Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Pressure Vessels Division 2, Alternative Rules	ASME B&PV Code Section VIII, Division 2	1999
Rules For Inservice Inspection Of Nuclear Power Plant Components	ASME B&PV Code Section XI	1999
Factory-Made Wrought Steel Buttwelding Fittings	ASME B16.5	1995
Process Piping	ASME B31.3	1996
Specification for General Requirements for Steel Plates for Pressure Vessels.	ASTM A20	(See Note 2)
Electric-Fusion-Welded Austenitic Chromium-Nickel Alloy Steel Pipe for High Temperature Service	ASTM A358	(See Note 2)
Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products	ASTM A370	1990
General Requirements for Specialized Carbon and Alloy Steel Pipe	ASTM A530	(See Note 2)

**Table 1.1
Codes, Standards, And Recommended Practices**

Title	Identification	Year (1)
Electric-Fusion Welded Steel Pipe for Atmospheric and Lower Temperatures	ASTM A671	(See Note 2)
Electric-Fusion Welded Steel Pipe for High-Pressure Service at Moderate Temperatures	ASTM A672	(See Note 2)
Carbon and Alloy Steel Pipe, Electric-Fusion Welded for High-Pressure Service at High Temperatures	ASTM A691	(See Note 2)
Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis	ASTM E1049	1990
Standard Test Method for Measurement of Fracture Toughness	ASTM E1820	1996
Test Method For The Determination of Reference Temperature, T_0 , For Ferritic Steels In The Transition Range	ASTM E1921	1998
Standard Test Method for Measurement of Fatigue Crack Growth Rates	ASTM E647	1988
Test Methods of Tension Testing of Metallic Materials	ASTM E8	(See Note 2)
Standard Guide for Examination and Evaluation of Pitting Corrosion	ASTM G46	(See Note 2)
Specification for Unfired Fusion Welded Pressure Vessels	BS 5500	(See Note 2)
Method for Determination of K_{IC} , Critical CTOD and Critical J Values of Welds in Metallic Materials	BS 7448: Part 2	1997
Code of Practice for Fatigue Design and Assessment of Steel Structures	BS 7608	(See Note 2)
Guide on Methods For Assessing the Acceptability of Flaws in Structures	BS 7910	1999
Guidance on Methods for Assessing the Acceptability of Flaws in Fusion Welded Structures	BS PD 6493	1991
Methods for the Assessment of the Influence of Crack Growth on the Significance of Defects in Components Operating at High Temperatures	BS PD 6539	1994
Design of Steel Pressure Pipes	DIN 2413 Part 1	(See Note 2)
Design of Steel Bends Used in Pressure Pipelines	DIN 2413 Part 2	(See Note 2)
Summary of the Average Stress Rupture Properties of Wrought Steels for Boilers and Pressure Vessels	ISO/TR 7468-1981(E)	(See Note 2)

Table 1.1
Codes, Standards, And Recommended Practices

Title	Identification	Year (1)
Guidance On Assessment of the Fitness For Purpose of Welded Structures, Draft For Development	IIW/IIS – SST 1157	1990
Guidelines for Detection, Repair, and Mitigation of Cracking of Existing Petroleum Refinery Pressure Vessels in Wet H ₂ S Environments	NACE Std RP0296	1996
Assessment Procedure For High Temperature Response Of Structures	Nuclear Electric R-5	1998
Assessment Of The Integrity of Structures Containing Defects	Nuclear Electric R-6	1998
Evaluation Of Design Margins For ASME Code Section VIII	PVRC	March, 1996
Evaluation Of Design Margins For ASME Code Section VIII, Division 1 And 2 – Phase 2 Studies	PVRC	June, 1997
A Procedure for Safety Assessment of Components with Cracks – Handbook	SAQ/FoU-Report 96/08	1997
Method of Assessment for Flaws in Fusion Welded Joints with Respect to Brittle Fracture and Fatigue Crack Growth	WES 2805	1997

Notes:

1. The specific editions of the standards where a date is provided contain provisions relevant to this edition of API 579.
2. Updates to API 579 will not consider changes in this document. Generally, the latest edition of this document may be used in performing an assessment, as long as the equipment component being assessed meets any stipulated limitations therein. However, in some assessments the edition of the document in force at the time of the equipment's construction should be used if dictated by either jurisdictional requirements or the judgment of the Engineer (see paragraph 1.4.3) performing the assessment.

Outros códigos reconhecidos podem ser aceitos, e neste caso as informações a seguir devem ser analisadas :

- Especificação de materiais;
- Limites superior e inferior admissíveis de temperaturas para os diversos materiais;
- Propriedades mecânicas dos materiais e tensões admissíveis;
- Requisitos de tenacidade à fratura;
- Regras de projeto para seções do equipamento;
- Regras de projeto para regiões de descontinuidades, tais como bocais e transições cônicas;
- Regras de projeto para carregamentos cíclicos;
- Regras de projeto para operação em regime de creep;
- Eficiência de juntas de fatores de qualidade;
- Detalhes de fabricação;
- Requisitos de inspeção, particularmente para juntas soldadas.

As informações abaixo devem ser analisadas para a realização de uma avaliação de integridade:

- Folha de dados;
- Desenhos de fabricação mostrando detalhes suficientes para permitir a determinação da PMA do componente com o dano;
- Condições de projeto originais e/ou futuras, incluindo condições de emergência;
- Relatórios de inspeção do equipamento;
- Especificações de projeto;
- Relatórios de resultados de ensaios no material;
- Informações sobre o dispositivo de alívio de pressão;
- Relatório sobre o teste hidrostático do equipamento, incluindo a pressão alcançada e a temperatura de metal / água.
- Documentação com registro de alterações nas pressões, temperaturas, fluidos processados ou taxas de corrosão do equipamento;
- A data de fabricação e todos os reparos efetuados no equipamento, incluindo cálculos, alterações de material, desenhos e procedimentos de reparo. Os cálculos devem incluir a determinação da espessura mínima requerida e PMA do equipamento;

O formulário a seguir é o padrão proposto pelo API-RP 579 para a documentação de uma avaliação de integridade.

Table 2.2
Overview of Data Required for Flaw and Damage Assessment

The following data are required for most types of Fitness-For-Service assessments and it is recommended that this completed table accompany the data table completed for the specific damage type which are located in the respective section.

Equipment Identification: _____
 Equipment Type: Pressure Vessel Storage Tank Piping Component
 Component Type & Location: _____
 Design Code: ASME Section VIII Div. 1 ASME Section VIII Div. 2 ASME B31.3
 API 650 API 620
 other: _____

Material of Construction (e.g. ASTM Specification): _____

MAWP: _____

MFH: _____

Minimum Required Wall Thickness: _____

Temperature: _____

Cyclic Operation: _____

Type of Damage

Metal Loss – General: _____

Metal Loss – Local: _____

Metal Loss – Pitting: _____

Blisters: _____

Misalignment: _____

Dent: _____

Bulge: _____

Crack-Like Flaw: _____

Creep Damage: _____

Fire Damage: _____

Location of Damage (provide a sketch)

Internal/External: _____

Near weld: _____

Orientation: _____

Environment

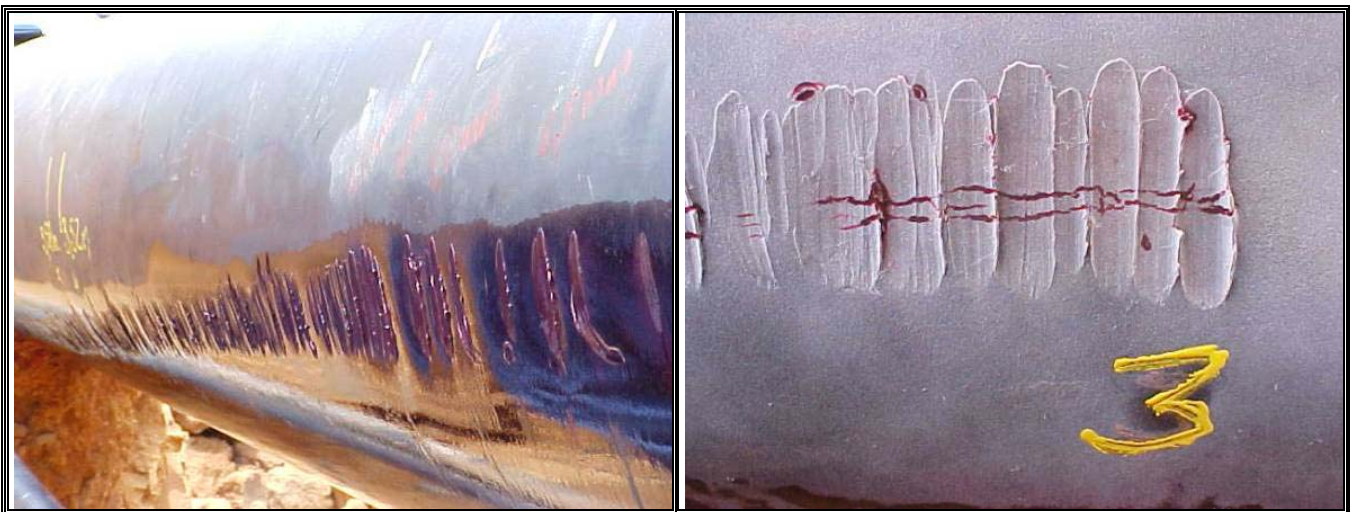
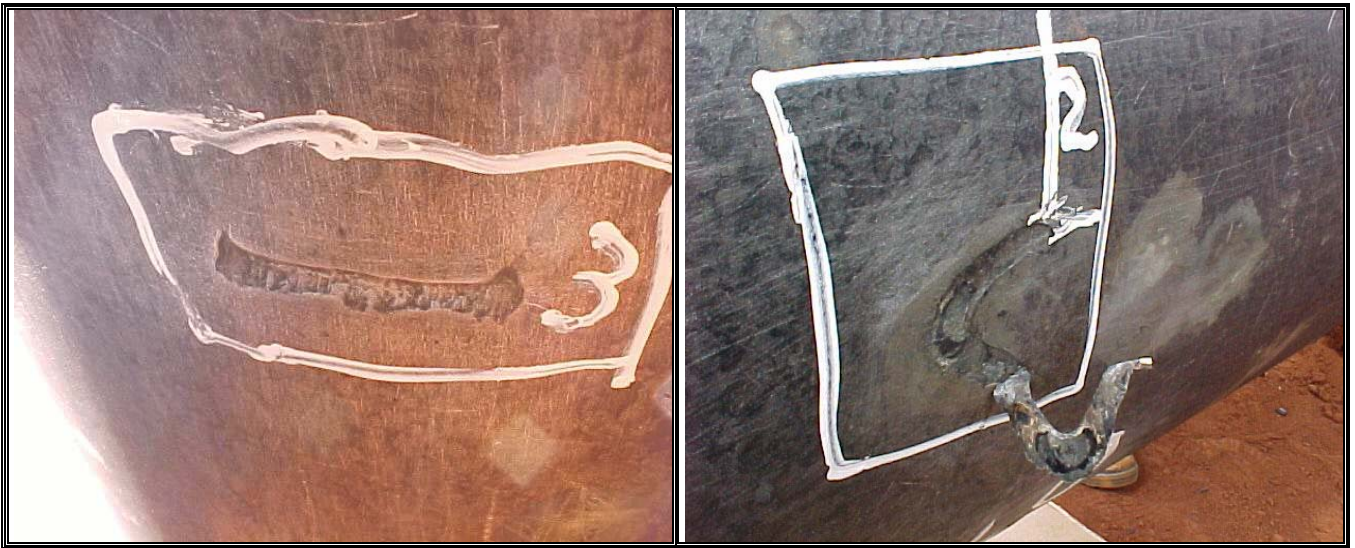
Internal: _____

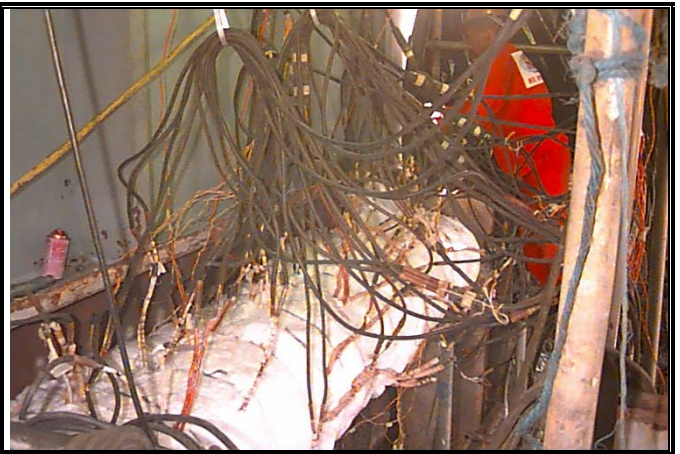
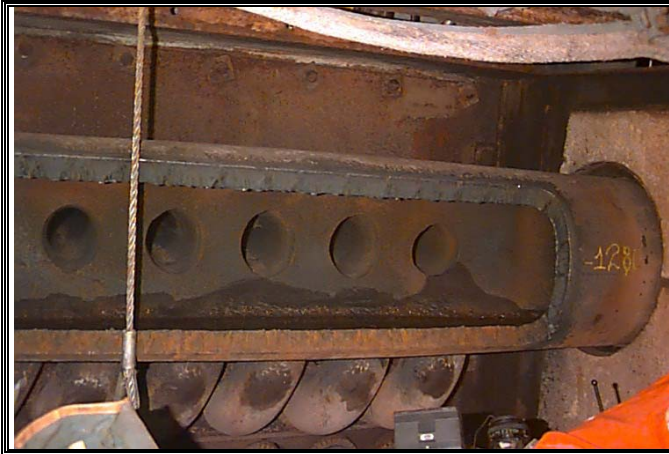
External: _____

Repair and Inspection History

Operations History

Future Anticipated Operations







5 - CRITÉRIOS DE ACEITAÇÃO PARA AVALIAÇÃO DE DANOS

O fluxograma abaixo apresenta os diversos critérios definidos pelo documento API-RP 579.

FFS Assessment Procedures For Various Degradation Classes

Degradation Classes					
Brittle Fracture	Corrosion / Erosion	Crack-Like Flaws	Fire Damage	Creep Damage	Mechanical Damage
Section 3 Brittle Fracture Assessment	Section 4 Assessment of General Metal Loss	Section 9 Assessment of Crack-Like Flaws	Section 11 Assessment of Fire Damage	Section 10 Assessment of Creep Damage	Section 5 Assessment of Localized Metal Loss
Section 9 Assessment of Crack-Like Flaws - Below the Creep Regime	Section 5 Assessment of Localized Metal Loss		Section 4 Assessment of General Metal Loss		Section 8 Assessment of Misalignment and Shell Distortions
	Section 6 Assessment of Pitting Damage		Section 5 Assessment of Localized Metal Loss		Section 9 Assessment of Crack-Like Flaws
	Section 7 Assessment of Blisters		Section 8 Assessment of Misalignment and Shell Distortions		
			Section 9 Assessment of Crack-Like Flaws		
			Section 10 Assessment of Creep Damage		

Cada metodologia de análise prevista no API-RP 579 possui como critério de aceitação, um dos seguintes abaixo descritos :

a - Tensão Admissível - critério baseado na comparação de tensões atuantes com valores admissíveis previstos pelo código original de fabricação do equipamento. Este critério possui limitada aplicação em avaliação de componentes com dano pela dificuldade de estabelecer o nível de tensões atuantes. Inclui-se nestes critérios análises pelo método dos elementos finitos com utilização de análises elásticas e elasto-plásticas;

b - Fator Remanescente de Resistência - melhor estimativa da carga segura de trabalho do componente com a utilização de análise de tensões não-linear, limites de colapso plástico e características de deformação. No API-RP 579 o conceito de Fator Remanescente de Resistência (RSF) é utilizado para definir a aceitabilidade de um componente para operação contínua.

$$RSF = L_{DC} / L_{UC}$$

Onde: L_{DC} - carga limite do componente com o dano;

L_{UC} - carga limite do componente sem o dano.

Com esta definição, o fator RSF pode ser utilizado para estabelecer a máxima carga possível de ser aplicada no equipamento, conforme abaixo.

$$PMA_R = PMA \cdot [RSF / RSF_a] \quad \text{Para } RSF < RSF_a$$

$$PMA_R = PMA \quad \text{Para } RSF \geq RSF_a$$

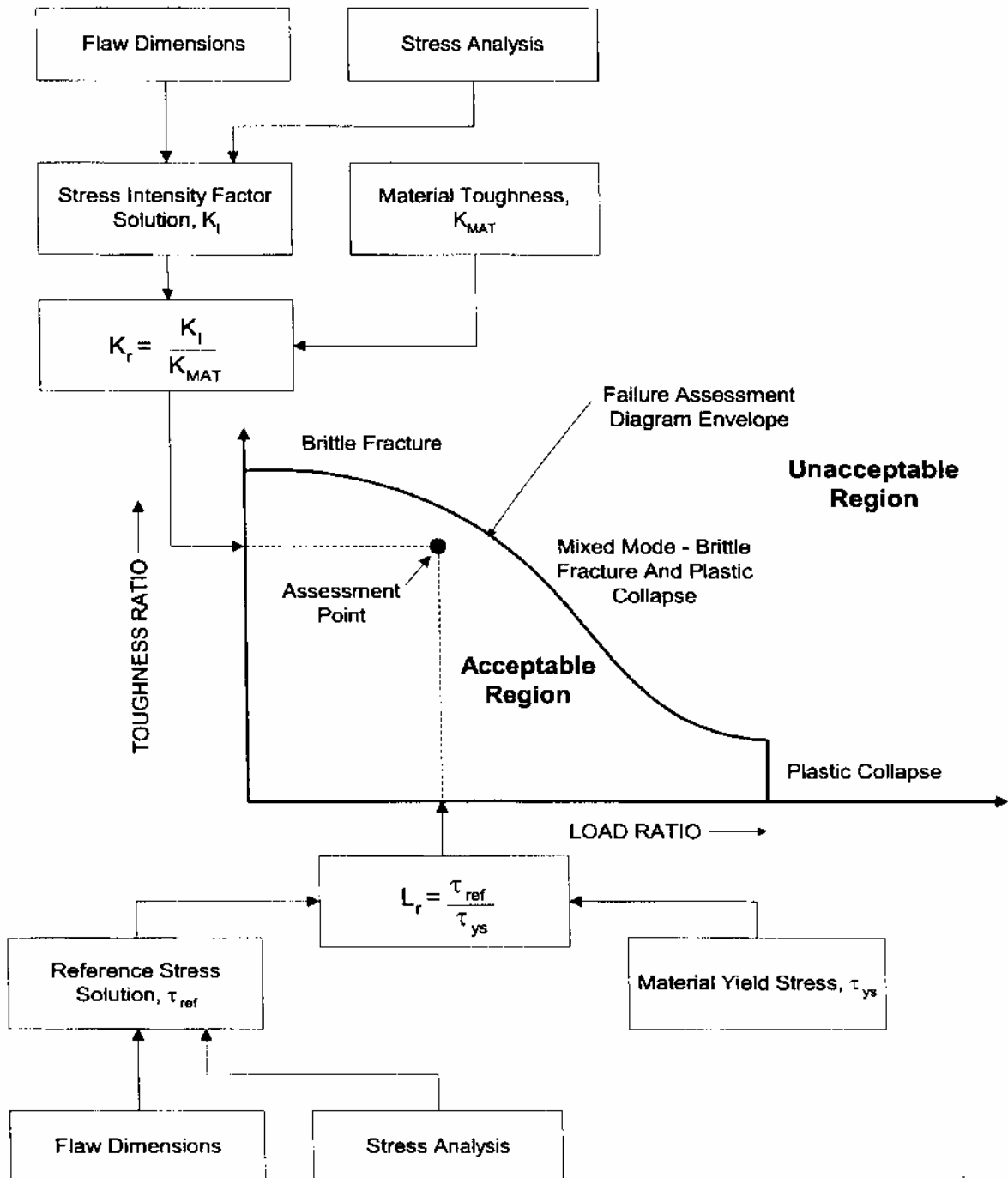
Onde: RSF_a - fator remanescente de resistência admissível para o componente;

PMA - pressão máxima admissível do componente;

PMA_R - pressão máxima admissível do componente com o dano.

c - Diagrama FAD (Failure Assessment Diagram) - utilizado para a avaliação de componentes com descontinuidades planares. Este diagrama estabelece o ponto de trabalho da descontinuidade considerando parcelas de colapso e fratura com o objetivo de definição da aceitabilidade do componente trincado.

Figure 2.2
Overview Of An FFS Analysis For Crack-Like Flaws Using The Failure Assessment Diagram



6 - VIDA RESIDUAL, CONTROLE E MONITORAÇÃO DO DANO

Após estabelecida a criticidade do componente com o dano no presente instante, o usuário deverá determinar a sua vida residual remanescente. A vida remanescente é utilizada para definição de intervalos de inspeção, planos de monitoração do dano, e a necessidade de remediação do dano. A vida residual não é uma estimativa precisa da falha do equipamento, sendo reflexo do nível de informação e o maior ou menor conservadorismo na análise realizada.

No API-RP 579, cada tipo de avaliação possui diretrizes para a determinação da vida residual do componente. Em geral, esta determinação significa introduzir na análise a variável tempo, definindo-se a taxa de evolução do dano. Portanto é possível que seja necessária a realização de cálculos para diversos momentos futuros, simulando a condição de dano estimada através das taxas estabelecidas.

É possível definir 3(três) situações diferentes :

a - A vida residual é calculada com razoável certeza - Cita-se como exemplo o caso de uma corrosão uniforme onde a taxa de corrosão é acompanhada e se mantém sob controle.

b - A vida residual não pode ser calculada com razoável certeza - Cita-se como exemplo o caso de corrosão sob tensão, onde dados de evolução do dano são incertos e possuem uma grande sensibilidade com pequenas alterações de variáveis operacionais. Neste caso, devem ser previstos métodos de remediação, tais como revestimentos que impeçam/reduzam a evolução do dano. A periodicidade de inspeção é definida para acompanhar a integridade do revestimento utilizado;

c - Não existe vida residual no componente - Neste caso, o reparo ou aplicação de revestimentos são fundamentais para a manutenção da integridade imediata do equipamento. Inspeções futuras e monitorações devem ser previstas para avaliação do reparo executado e da efetividade do revestimento aplicado.

Reparos no equipamento devem ser executados com procedimentos aprovados e seguindo os requisitos exigidos pelos documentos API-510, API-570, API-653 e NBIC-23, onde aplicável.

Sob algumas circunstâncias, a progressão futura do dano não pode ser estimada facilmente ou a vida residual estimada é curta. Nestes casos, a monitoração do dano é um método recomendado para a manutenção do controle da integridade do equipamento. Monitorações típicas incluem a utilização de probes de corrosão, probes de evolução de hidrogênio, métodos de ensaio de ultra-som, testes de emissão acústica e medições e controle de variáveis de processo.

Para a efetividade do método de inspeção em detectar o dano, o API-581 apresenta uma tabela de ensaios recomendados para cada aplicação. O documento API-RP 581 - "Risk Based Inspection", entre outros conceitos, introduziu a definição da efetividade da inspeção. Este termo traduz a confiança no acerto do tipo e extensão do dano obtida através das diversas técnicas disponíveis de inspeção.

Inspection Technique	Thinning	Surface Connected Cracking	Subsurface Cracking	Microfissuring / Microvoid Formation	Metallurgical Changes	Dimensional Changes	Blistering
<i>Visual Examination</i>	1 - 3	2 - 3	X	X	X	1 - 3	1 - 3
<i>Ultrasonic Straight Beam</i>	1 - 3	3 - X	3 - X	2 - 3	X	X	1 - 2
<i>Ultrasonic Shear Wave</i>	X	1 - 2	1 - 2	2 - 3	X	X	X
<i>Fluorescent Magnetic Particle</i>	X	1 - 2	3 - X	X	X	X	X
<i>Dye Penetrant</i>	X	1 - 3	X	X	X	X	X
<i>Acoustic Emission</i>	X	1 - 3	1 - 3	3 - X	X	X	3 - X
<i>Eddy Current</i>	1 - 2	1 - 2	1 - 2	3 - X	X	X	X
<i>Flux Leakage</i>	1 - 2	X	X	X	X	X	X
<i>Radiography</i>	1 - 3	3 - X	3 - X	X	X	1 - 2	X
<i>Dimensional Measurements</i>	1 - 3	X	X	X	X	1 - 2	X
<i>Metallography</i>	X	2 - 3	2 - 3	2 - 3	1 - 2	X	X

1 - highly effective

2 - Moderately effective

3 - Possibly effective

X - Not normally used