



## ABORDAGEM SOBRE INSPEÇÃO BASEADA EM RISCO SEGUNDO API- 581

### **Koje Daniel Vasconcelos Mishina**

Universidade Federal da Paraíba – Centro de Tecnologia  
Departamento de Tecnologia Mecânica – Campus Universitário, sn  
Cep 58059-900 – João Pessoa – PB  
E-mail: kojedaniel@bol.com.br

### **José Felício da Silva**

Universidade Federal da Paraíba – Centro de Tecnologia  
Departamento de Tecnologia Mecânica – Campus Universitário, sn  
Cep 58059-900 – João Pessoa – PB  
E-mail: felicio@funape.ufpb.br

### **João Bosco de Aquino Silva**

Universidade Federal da Paraíba – Centro de Tecnologia  
Departamento de Tecnologia Mecânica – Campus Universitário, sn  
Cep 58059-900 – João Pessoa – PB  
E-mail: jbosco@ct.ufpb.br

**Resumo.** *O documento API-581 – Risk Based Inspection, tem como objetivo apresentar uma metodologia para a priorização dos riscos associados aos equipamentos e unidades industriais. O mesmo estabelece uma normalização de conceitos de fundamental importância para a área de risco baseado em inspeção. No Brasil há a Norma do Ministério do Trabalho NR-13, que define quais os requisitos mínimos que devem ser seguidos para garantir a operação segura de caldeiras e vasos de pressão. Entretanto, até o presente momento, não há uma norma similar para as tubulações sujeitas à pressão interna, o que deixa em aberto os requisitos mínimos que se deve respeitar para garantir a integridade estrutural das tubulações existentes nas unidades industriais. A filosofia que está por trás da categorização dos vasos de pressão pela NR-13, tem forte conotação com inspeção baseada em risco, o que mostra que esta metodologia de priorização de serviços de inspeção é convergente com aquela norma, e que pode ser a base para o desenvolvimento dos critérios para elaboração das normas na área de tubulação.*

**Palavras-chave:** *inspeção, risco, tubulações.*

## **1. INTRODUÇÃO**

O petróleo e seus derivados são essenciais ao mundo contemporâneo em especial o gás natural, por antes ser tratado como um rejeito e hoje é visto como uma das fontes alternativas de diversificação da matriz energética. Assim, apesar dos riscos inerentes envolvidos nas operações com petróleo e seus derivados, a humanidade não pode prescindir desses produtos.

A transferência através de dutos é a forma mais segura para transportar estes produtos, mais que requer um monitoramento minucioso da integridade mecânica das instalações. Os dutos são

projetados para atender as exigências de projeto previamente estabelecidas. Porém, em serviço os dutos são expostos a condições operacionais e ambientais mais severas, como aumento na pressão e/ou temperatura de operação, condições ambientais não condizentes com o projeto, fatores como estes comprometem a estrutura aumentando consideravelmente o nível de risco.

Toda companhia responsável pelo transporte de produtos danosos à natureza, deve estabelecer níveis de riscos toleráveis. Caso o risco esteja acima do tolerável, ações preventivas devem ser implementadas no sentido de reduzir o risco a padrões aceitáveis. Neste sentido a American Petroleum Institute elaborou um documento, o API-581 – Risk Based Inspection, este documento descreve uma metodologia que auxilia os operadores a focar as áreas com alto risco e define ações para reduzir o risco global. Estas ações minimizam os gastos com as atividades de inspeção e manutenção, aumentando a produtividade e confiabilidade do sistema dutoviário.

## 2. METODOLOGIA DE GERENCIAMENTO DO RISCO

Os principais meios que um duto pode falhar são em geral bem conhecidos. Dentre eles, é possível relacionar a perda de espessura interna e externa, corrosão sob tensão, fratura frágil e fadiga como os principais mecanismos de dano. Estes modos de falhas, podem ser controlados pela interação de vários fatores. No caso da suscetibilidade da falha devido à perda de espessura interna, este mecanismo de dano será influenciado por fatores como: grau de corrosividade do fluido transportado, resistência do material da tubulação, mecanismos de controle da corrosão e etc. Entendendo a influência de cada um destes fatores e a associação entre eles, é a chave para o entendimento do risco global.

A Inspeção Baseada em Risco (RBI) pode ser aplicado em tubulações em todas os estágios de sua vida (Jones, 2000). A aplicação do RBI, capacita o operador para:

- Classificar os dutos quanto ao nível de risco em função da probabilidade e consequência da falha;
- Priorizar e otimizar as ações de inspeção, manutenção e reparo;
- Definir apropriadamente à frequência das atividades de manutenção.

O documento API-581 define o risco que um determinado equipamento como sendo função do produto entre a probabilidade e a consequência da falha, conforme a Eq. (1) (Donato et al, 2001)

$$R = C \times P \tag{1}$$

Onde R é o risco, C representa as consequências em função da área afetada pela falha, e P é a medida da probabilidade de falha, que no caso do documento (RBI) é definida pelo fator dano. Sendo expresso pelo somatório de todos os sub-fatores de dano calculados para cada mecanismo de dano atuante no equipamento.

As consequências “C” são calculadas a partir da área que o vazamento afetaria, sendo então calculados os danos causados a população (fatalidades), aos equipamentos e ao meio ambiente nela contidos. Também deve ser considerado como consequência das perdas de produção em função do tempo em que a unidade ficará fora de operação. No caso da Matriz de Risco, o API-581 definiu as categorias de consequência e probabilidade conforme a Tab. (1). (Eckstein et al, 2001)

Tabela 1. Definição das Categorias e Probabilidades de falha para a Matriz de Risco

Categoria de Conseqüência	Área Afetada ft <sup>2</sup>	Categoria de Probabilidade	Módulo do subfator Técnico
A	<10	1	<1
B	10 – 100	2	1 – 10
C	100 – 1000	3	10 – 100
D	1000 – 10000	4	100 – 1000
E	>10000	5	>1000

O Fator de modificação do equipamento leva em consideração vários subfatores, que são:

- Módulo Técnico – avalia as taxas de acúmulo de dano e a efetividade da inspeção;
- Universal – avalia os riscos inerentes das condições do meio ambiente;
- Mecânico – avalia os riscos inerentes as características de projeto;
- Processo – avalia as condições operacionais.

O API-581 padronizou a categoria de Probabilidade de Falha pelo valor do Módulo Técnico, cuja divisão adotada se encontra na Tab. (1). Esta escolha é razoável, pois este subfator é o único que varia com o tempo, e pode ser administrado através de planos de inspeção projetados para as características dos mecanismos de dano atuantes no equipamento.

Com base nas categorias de conseqüência e de probabilidade de falha, o API-581 definiu uma Matriz de Risco Padrão, nela foram estabelecidos os domínios de Alto, Médio-Alto, Médio e Baixo risco, conforme à Fig. (1). (Publ. API-581- Base Resource Document, 2000)

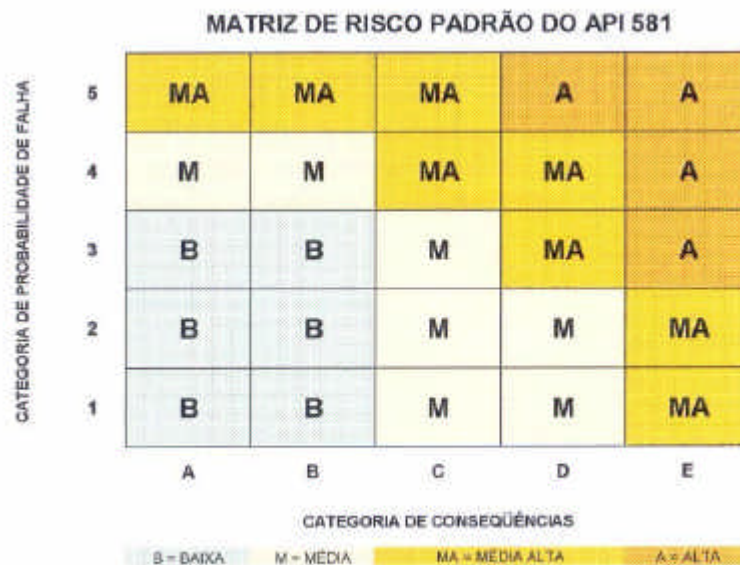


Figura 1. Matriz de Risco Padrão do API-581

A escolha do nível de avaliação dependerá de vários fatores:

- Propósito da Avaliação do Risco;
- Complexidade do problema e nível de dados disponíveis da tubulação;
- E o custo da avaliação.

As avaliações de risco são frequentemente descritas como qualitativa ou quantitativa. O qualitativo é direcionado para priorizar unidades, enquanto o quantitativo é voltado para o cálculo do risco referente ao equipamento. (Healy et al, 2001).

A Tab. 2, faz um comparativo entre os níveis de avaliação com os respectivos objetivos e sua aplicabilidade em dutos. (Jones, 1997).

Tabela 2. Relação entre os níveis de avaliação com o seu propósito e aplicação

Nível de Avaliação	Tipo de Avaliação	Propósito da Avaliação	Aplicação em Dutos
Nível 1	Qualitativa	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Classificar o risco;</li> <li>▪ Classificação do tipo de inspeção.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Planejamento dos programas de inspeção e manutenção.</li> </ul>
Nível 2	Qualitativa /Semi-Quantitativo	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Definição da necessidade de inspeção.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Cronograma de inspeções futuras.</li> </ul>
Nível 3	Quantitativo	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Determinar a probabilidade de falha;</li> <li>▪ Definir a estratégia de inspeção, manutenção e reparo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Extensão da vida dos dutos corroídos;</li> <li>▪ Avaliação do risco para o público.</li> </ul>

A aplicação do RBI, promove uma integração entre as áreas de inspeção e manutenção, permitindo classificar e quantificar os riscos. Desta forma, os recursos destinados a estas áreas (inspeção e manutenção), são empregados de forma eficaz, garantindo uma maior produtividade e confiabilidade nas plantas e equipamentos industriais.

### 3. EFETIVIDADE DO PROGRAMA DE INSPEÇÃO

A efetividade de um programa de inspeção pode ser quantificada como a probabilidade de que o estado observado ou detectado através da inspeção, representa em relação ao estado real de dano no equipamento. Esse conceito está ligado não apenas na sensibilidade do ensaio, mas também na sua extensão, que deve ser suficiente para identificar o mecanismo de dano existente no equipamento. Para o caso de uma corrosão no equipamento, o ensaio deve ser capaz de distinguir entre uma corrosão generalizada ou localizada, por exemplo. Esta é uma grande contribuição do API-581, a quantificação da efetividade dos programas de inspeção.

Existem inúmeras técnicas de inspeção, a escolha da técnica a ser adotada dependerá das características e condições físicas da tubulação, bem como, os objetivos que a mesma se propõe. Dentre as técnicas utilizadas atualmente, é possível dividir em dois grandes grupos: técnicas de avaliação local (partículas magnéticas, líquidos penetrantes e etc) e as técnicas de avaliação global (emissão acústica, pig instrumentado ou inteligente e etc). Normalmente é realizado um ensaio global, onde o objetivo é avaliar a condição de integridade, localizando e classificando as áreas ativas quanto ao grau de comprometimento que eventuais descontinuidades impõe a integridade estrutural, e a partir daí, indicar qual método de avaliação local deverá ser utilizado. (Mishina et al, 2001)

A Fig. 2, mostra uma curva típica (linha cheia) que relaciona o custo de manutenção de uma determinada estrutura em função do seu tempo de operação [9]. Em vez de custo de manutenção, o eixo vertical pode representar outras variáveis correlatas tais como: riscos de acidentes, falhas de funcionamento e etc. Esta curva indica que quando uma estrutura nova inicia sua operação, ocorrem altos custos de manutenção para a correção de não conformidades, falhas de projeto, problemas com componentes defeituosos e etc. Após este estágio inicial, desenvolve-se um segundo estágio onde os custos são sensivelmente mais baixos porque, em princípio, os problemas iniciais teriam sido resolvidos. A partir de certo instante, começa o terceiro estágio, onde novos problemas surgem, agora motivados pelo envelhecimento dos diversos componentes. Este estágio progride até o instante em que os custos (ou os riscos) se tornam tão elevados que a estrutura perde a funcionalidade e precisa ser desativada.

A análise gerencial da curva da Fig. 2, indica que ações devem ser tomadas objetivando diminuir custos em todas as fases da vida da estrutura. Estas ações implicam em abaixar os custos e minimizar a fase de envelhecimento e certamente estender a vida útil do componente. Idealmente, procura-se a curva tracejada horizontal. A curva da banheira se aplica à maioria das estruturas, inclusive a vida útil de um duto em operação. (Freire et al,1994)

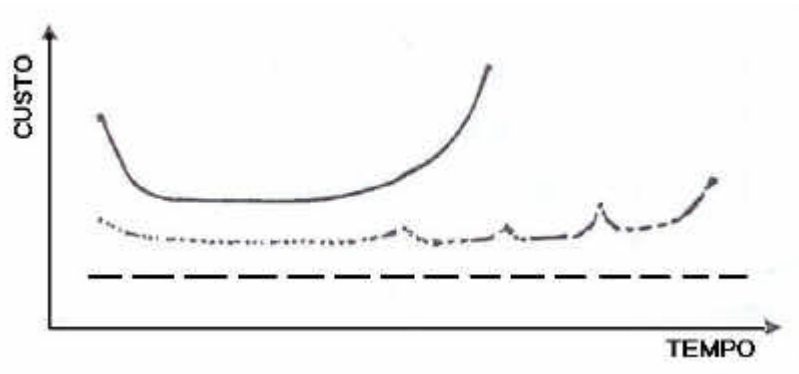


Figura 2. Curva da Banheira expressando os custos de manutenção relacionados ao tempo de vida em operação de uma estrutura

Nesta análise gerencial, é necessário uma maior integração por parte das áreas envolvidas (inspeção, risco, manutenção e confiabilidade). O documento API-581, entra como sendo uma grande ferramenta no gerenciamento de risco em dutos, e que pode ser a base para o desenvolvimento dos critérios para elaboração das normas na área de tubulação. No Brasil há a Norma do Ministério do Trabalho NR-13, define quais os requisitos mínimos que devem ser seguidos para garantir a operação segura de caldeiras e vasos de pressão. Entretanto, até o presente momento, não há uma norma similar para as tubulações sujeitas à pressão interna, o que deixa em aberto os requisitos mínimos que se deve respeitar para garantir a integridade estrutural das tubulações existentes nas unidades industriais. E a filosofia que está por trás da categorização dos vasos de pressão pela NR-13, tem forte conotação com inspeção baseada em risco, o que mostra que esta metodologia de priorização de serviços de inspeção é convergente com a referida norma.

Um outro aspecto que tem que ser levado em consideração na análise gerencial é a adoção de critérios na otimização dos programas de inspeção. As técnicas empregadas atualmente têm conseguido resultados surpreendentes. No entanto, são técnicas que envolvem custo relativamente alto, e que precisam ser programadas de forma criteriosa. A Fig. 3 ilustra como custo total (C), o custo total de inspeção (CTI) e o custo de vazamento (CV), variam em função do número de inspeções (n). Com base na figura abaixo, é possível identificar que existe um número ótimo de inspeções, denominado de  $n_{opt}$ , para o qual o custo total atinge o seu valor mínimo ( $C_{min}$ ).

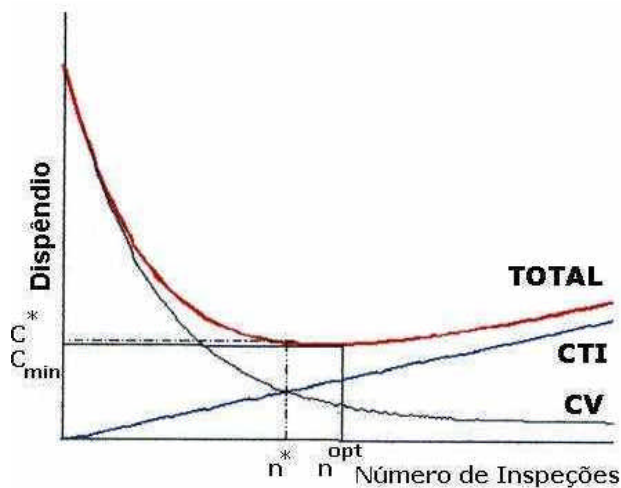


Figura 3. Correlação entre o custo e número de inspeções

#### 4. DISCUSSÃO E CONCLUSÃO

A área de análise de riscos vem sendo vista com bastante interesse nestes últimos anos, em função de um grande número de acidentes ocorridos em dutos e em função da rigorosa legislação de segurança e preservação ambiental, estipulando multas e indenizações altíssimas as empresas responsáveis.

A aplicação do RBI promove uma integração entre as áreas de inspeção e manutenção, permitindo classificar e quantificar os riscos. Desta forma, os recursos destinados a estas áreas (inspeção e manutenção), são empregados de forma eficaz, garantindo uma maior produtividade e confiabilidade nas plantas e equipamentos industriais. Não se pode falar em gerenciamento de riscos, sem ter uma visão macro do sistema. É necessário uma maior interligação entre as áreas afins (inspeção, risco, manutenção e confiabilidade), visando uma maior integridade no transporte dutoviário. E neste contexto, o documento API-581, surge como sendo uma grande ferramenta no gerenciamento de risco em dutos, quantificando a efetividade dos programas de inspeção. E que possivelmente será a base para o desenvolvimento dos critérios para elaboração das normas de segurança na operação com tubulações industriais.

#### 5. AGRADECIMENTO

Os autores agradecem a CAPES pelo apoio financeiro, realizado através de uma bolsa de doutorado.

#### 6. REFERÊNCIAS

- Donato, G. V. P., 2001, “Comentários sobre a Efetividade da Inspeção, segundo conceitos do API-581 (RBI) – Risk Based Inspection”, 5 ú COTEQ – Conferência em Tecnologia de Equipamentos, 8 pp., São Paulo – SP.
- Eckstein, C. B., et al, 2001, “Inspeção Baseada em Risco segundo API-581 aplicada em Tubulações de refinarias”, 5 ú COTEQ – Conferência em Tecnologia de Equipamentos, 7 pp., São Paulo – SP.
- Freire, J. L. F., et al., 1994, “Aspectos Gerais da Avaliação de Integridade e Extensão de Vida de Estruturas e Equipamentos Industriais”, Anais Workshop – Integridade de Estruturas e Equipamentos Industriais, 10 pp., Departamento de Engenharia Mecânica – PUC – Rio de Janeiro.

- Healy J., et al, 2001, “Risk Base Pipeline Integrity Management”, IATMI Congress and Symposium, 13 & 14 November, 13 pp., Jakarta.
- Jones, D. G., 1997, “Risk and Reliability Based Strategies For Extending Pipeline Performance”, British Gas plc, Pipeline Integrity International, On Line Inspection Centre, Cramlington, Northumberland NE23 9WW, United Kingdom, 22 pp.
- Jones, D. G., 2000, “Pipeline Life Management”, British Gas plc, Pipeline Integrity International, On Line Inspection Centre, Cramlington, Northumberland NE23 9WW, United Kingdom, 12 pp.
- Mishina, K. D. V., et al., 2001, “Levantamento das Técnicas de Inspeção em Dutos e os Critérios Utilizados na Otimização de Programas de Inspeção”, Anais 1<sup>o</sup> Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 11 pp., Natal/RN.
- Publ. 581, Base Resource Document – Risk Based Inspection, American Petroleum Institute, First Edition, May 2000.

## **DISCUSSION ON RISK BASED INSPECTION ACCORDING TO RBI-581**

### **Koje Daniel Vasconcelos Mishina**

Federal University of Paraíba – Centro de Tecnologia  
Department of Mechanical Engineering – Campus Universitário, sn  
Cep 58059-900 – João Pessoa – PB  
E-mail: kojedaniel@bol.com.br

### **José Felício da Silva**

Federal University of Paraíba – Centro de Tecnologia  
Department of Mechanical Engineering – Campus Universitário, sn  
Cep 58059-900 – João Pessoa – PB  
E-mail: felicio@funape.ufpb.br

### **João Bosco de Aquino Silva**

Federal University of Paraíba – Centro de Tecnologia  
Department of Mechanical Engineering – Campus Universitário, sn  
Cep 58059-900 – João Pessoa – PB  
E-mail: jbosco@ct.ufpb.br

***Abstract.** The document RPI-581 (Risk Based Inspection) has as main role to present a methodology for defining the risks associated to devices and industry units. This document establishes a standard related to concepts which are of great importance for risk based inspection. In Brazil there is a standard called NR-13 that define the parameters that have to be followed in order to guarantee that pressure vessels operate in safety way. However, currently there is no a similar standard to pipeline under internal pressure. Therefore, it is necessary to define parameters to be applied in the structural integrity of pipeline. The concepts of the NR-13, which is strongly based in risk analysis, can be followed to define the criteria to established standards applied to pipeline.*

***Keywords.** Inspection, risk and pipeline*