



## INSPEÇÃO BASEADA NO RISCO (IBR) APLICADO A DUTOS DE PETRÓLEO E GÁS: ESTUDO DE CASO

**Frederico C. M. Thom**

frederico.thom@petrobras.com.br

Petroleo Brasileiro SA

Edifício Unidade Administrativa da Petrobras em Vitoria, Av. Nossa Senhora da Penha, 1688, Barro Vermelho, CEP: 29057-550, Vitória, ES, Brasil

**Geraldo R. Sisquini**

geraldo.sisquini@ufes.br

Universidade Federal do Espírito Santo

Av. Fernando Ferrari, 514, Goiabeiras, CEP: 29075-910, Vitória, ES, Brasil

**Marcílio Freitas**

marcilio@em.ufop.br

Universidade Federal de Ouro Preto

Escola de Minas, Campus Morro do Cruzeiro, CEP: 35400-000, Ouro Preto, MG, Brasil

**Resumo.** *Sistemas de dutos de petróleo e gás estão expostos a ambientes corrosivos, causando vários tipos de mecanismos de degradação. Um dos mecanismos de dano experimentado é a redução gradual da parede que provoca vazamentos no duto. Uma vez que os sistemas dutoviários transportam hidrocarbonetos ou outros fluidos de processo, a presença de pequenos vazamentos pode conduzir a uma situação perigosa e arriscada. Portanto, a correta inspeção e a manutenção destes sistemas é essencial para manter uma operação segura e contínua. A Inspeção Baseada no Risco (IBR) foi adotada para estabelecer uma estratégia de inspeção nos sistemas de dutos baseado no risco calculado. A avaliação da probabilidade de falha para sistemas dutoviários de acordo com a Inspeção Baseada no Risco (IBR) normalmente segue as diretrizes do Instituto Americano do Petróleo (American Petroleum Institute, API 581), onde o método é determinístico. Este Trabalho apresenta um Estudo de Caso que explora técnicas de análise numéricas para obter a probabilidade de falha em dutos utilizando-se as metodologias do B31G Modificado, Shell-92 e do DNV-99. Para isto, utiliza-se o Método de Monte Carlo que requer dados estatísticos sobre as propriedades do material e a geometria física do sistema dutoviário. Os resultados são então comparados e discutidos.*

**Palavras-chave:** *Confiabilidade, Dutos, Riscos, Inspeção.*

## **1. INTRODUÇÃO**

Um dos elementos estruturais mais importantes na indústria de petróleo e gás são os sistemas dutoviários. Em geral, os sistemas de dutos em instalações petrolíferas são expostos ao ambiente corrosivo, devido à presença de água, minerais e a concentração de tensão, e isto normalmente conduz a vários tipos de mecanismos de degradação estrutural. Orientações sobre os mecanismos de danos que afetam os equipamentos fixos e sistemas de tubulação foram emitidas pelo API 571. Um dos mecanismos de danos mais comuns experimentados por sistemas de tubulação é o afinamento/redução de parede que pode ser devido a muitas razões, incluindo-se a aceleração do fluxo de corrosão e o fenômeno da erosão-corrosão. O desgaste gradual da parede pode causar o vazamento no duto, e no pior cenário o seu rompimento.

Uma vez que os sistemas de tubulação transportam hidrocarbonetos ou outros fluidos de processo, a presença do pequeno vazamento ou ruptura nas linhas pode levar a uma situação perigosa. Assim, para manter uma operação segura e contínua, uma adequada inspeção e manutenção desses sistemas dutoviários é crucial e necessária, devendo ser programada e realizada.

A API 570 abrange inspeção, reparo, modificação, e procedimentos de classificação para sistemas de tubulações metálicas em serviço, além disso, fornece uma orientação sobre o intervalo de inspeção de três categorias de sistemas de tubulação com base no conteúdo de fluidos em tubulações ou a meia-vida restantes, e a probabilidade de falha é a principal ferramenta para se agendar inspeções periódicas baseadas no risco (IBR).

A análise estatística dos dados de falha é o método tradicional para avaliar quantitativamente a probabilidade de falha a partir da qual um tempo de vida de distribuição de probabilidade é desenvolvido. Isto é aplicável se houver dados de degradação suficientes e disponíveis para prover a análise de falhas na tubulação através da medição do desgaste no equipamento tomado durante a inspeção. Estes dados de medição são utilizados para avaliar os danos antes que ocorra qualquer falha catastrófica. Para sistemas de tubulação que são suscetíveis à degradação da parede pelo mecanismo de desgaste, as medições da espessura são geralmente indicadas.

Uma das técnicas empregadas para se avaliar a probabilidade de falha é o método de Monte Carlo, que é um método computacional para o cálculo da confiabilidade estrutural, que requer dados tais como propriedades do material e a geometria física do sistema da tubulação.

Este estudo tem por objetivo modelar a probabilidade de falha do duto através do método de Monte Carlo, por ser muito útil no estabelecimento do intervalo de inspeção através da estratégia da IBR.

A avaliação determinística não incorpora as incertezas nos valores do parâmetro, pois não é regido por fenômenos aleatórios, mas a orientação do API 581 proporciona o método para avaliar a probabilidade de falha, a consequência da falha, a análise de risco e o planejamento da inspeção baseado na análise de risco.

## **2. INSPEÇÃO BASEADA NO RISCO (IBR)**

Ao longo das últimas décadas, as estratégias de inspeção e manutenção evoluíram a partir da quebra primitiva à manutenções mais sofisticadas, como monitoramento por condição e manutenção centrada na confiabilidade (MCC). Uma das razões para a mudança de paradigma foi motivada pela necessidade de implementar novas estratégias de manutenção, o que

aumentaria a disponibilidade dos sistemas e a rentabilidade do negócio. Outra ligação a esta cadeia foi a recente adição de uma abordagem baseada no risco para inspeção e manutenção (IMBR), que tem sido sugerida como uma nova visão para o gerenciamento da integridade de ativos (Khan & Haddara, 2003; Krishnasamy et al., 2005).

A IBR tem sido um padrão da indústria para a priorização da inspeção em equipamentos estáticos visando identificar, caracterizar, quantificar e avaliar a probabilidade de falha como um resultado da ocorrência de um evento específico. Na estratégia da IBR, o risco é usado como critério para priorizar as tarefas de inspeção para os sistemas. O risco é definido como o produto da probabilidade de falha e sua consequência de falha. Os métodos de avaliação empregam a faixa de risco qualitativo e quantitativo, onde a qualitativa contempla abordagens principalmente baseadas em pareceres de peritos e específicos da experiência de operação de planta; já as quantitativas são baseadas em cálculos estatísticos utilizando um grande histórico de banco de dados.

As técnicas para estimar a probabilidade de falha também variam de qualitativa para quantitativa. Na avaliação qualitativa da probabilidade de falha, esta é baseada em avaliações técnicas feitas por especialistas. A probabilidade de falha é descrita utilizando-se termos como muito improvável, improvável, possível, provável ou muito provável, onde valores subjetivos são atribuídos a diferentes fatores que são considerados para influenciar a probabilidade de falha. Uma completa avaliação quantitativa da probabilidade de falha é obtida por estimativas estatísticas das taxas de falhas de equipamentos baseados em dados coletados das falhas (Khan et al., 2006). O principal problema com a análise estatística por muitas vezes é difícil de coletar dados suficientes e confiáveis para se estimar os parâmetros da distribuição estatística. Outra dificuldade é a obtenção de uma distribuição estatística adequada para os dados a fim de justificar os pressupostos da distribuição selecionada. A justificativa da relevância dos dados e o modelo escolhido são necessários quando essas avaliações são realizadas.

A avaliação da confiabilidade com base em dados de falha é muitas vezes dificultada pela ausência de falhas observadas ou gravadas (histórico). Neste caso, os dados de inspeção são normalmente coletados, e trata-se de uma coletânea de informações de degradação aos quais representam as medições de desgaste do equipamento dentro do período selecionado.

Para sistemas de tubulação que são suscetíveis à redução da parede pelo mecanismo de desgaste, as medições da espessura de parede são geralmente coletadas através de ensaios não destrutivos (END's). Neste caso, a avaliação numérica e probabilística é útil para a análise do tempo de distribuição da falha no estudo da confiabilidade (Thom, 2003).

### **3. MÉTODO DE CONFIABILIDADE POR MONTE CARLO**

A Figura 1 define a análise numérica e a metodologia computacional para a avaliação da probabilidade de falha, considerando-se os métodos B31G Modificado, Shell-92 e o DNV-99.

O método de Monte Carlo é uma técnica especial que é usada para produzir resultados numéricos sem fazer nenhum teste físico. Podem-se empregar resultados de testes anteriores, ou outra informação, visando estabelecer a distribuição de probabilidade de parâmetros importantes no problema. É uma poderosa ferramenta frequentemente utilizada na análise de fenômenos aleatórios através do uso de modelagem matemática alinhada à programação por computadores. Em um problema com variáveis aleatórias, informações estatísticas ou probabilísticas são esperadas como saída. No método de Monte Carlo, essas variáveis de entrada são representadas por um conjunto de números determinísticos. O método é prático,

simples de ser usado e, geralmente, mais rápido que aproximações probabilísticas, portanto, é às vezes usado para resolver problemas aleatórios e para validar outras técnicas de análise (Subia, 1991; Ang & Tang, 1984).

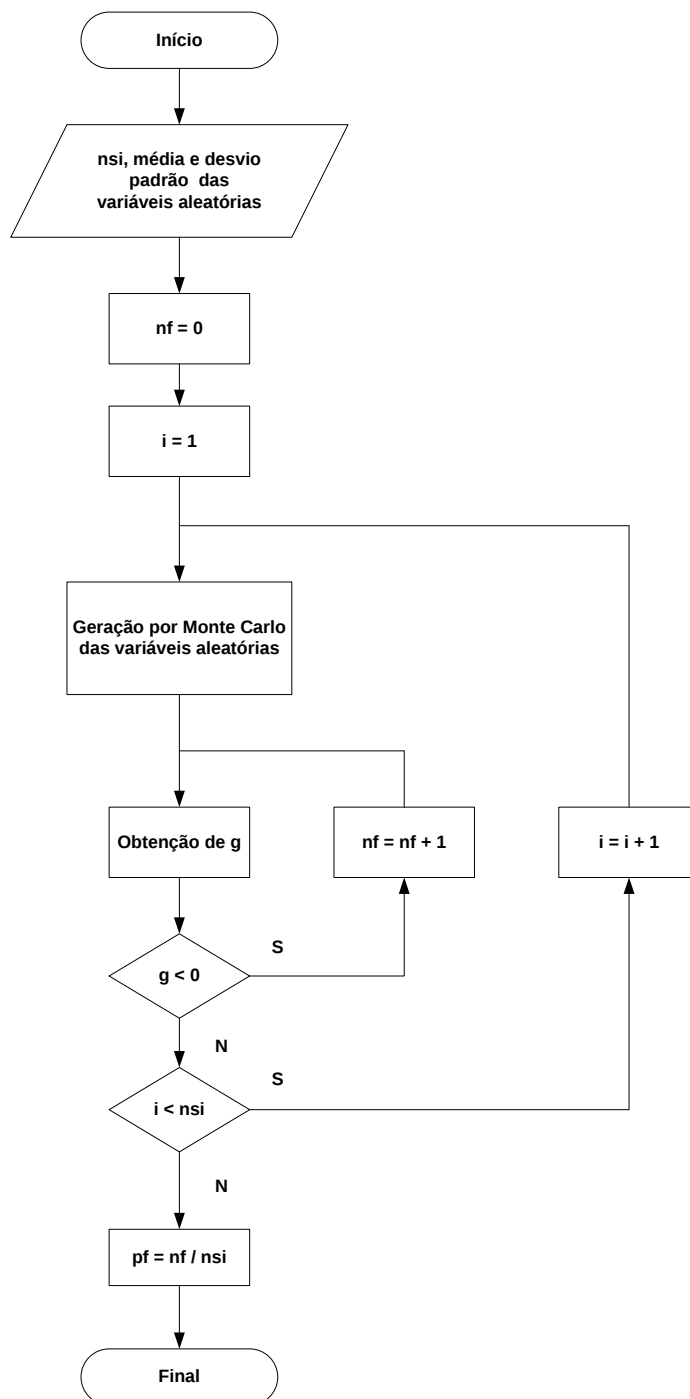


Figura 1 – Fluxograma do processo computacional utilizando o método de Monte Carlo.

Na análise de confiabilidade estrutural, esta técnica consiste em gerar a partir da função conjunta de densidade de probabilidades das variáveis randômicas  $f_u$ , um número  $nsi$  de

amostras independentes  $U_i$ . Para cada uma destas amostras, a função  $G(U)$  é avaliada, se  $G(U) \leq 0$  uma falha é contada. Uma aproximação para a probabilidade de falha é dada por:

$$pf = \int_{-\infty}^{\infty} f(u) du = \int_{-\infty}^{\infty} I\{G(U) \leq 0\} f(u) du \quad (4.1)$$

$$E[I\{G(U) \leq 0\}] = \lim_{nsi \rightarrow \infty} \frac{1}{nsi} \sum_{i=1}^{nsi} I\{G(U) \leq 0\} \quad (4.2)$$

onde  $I\{G(U) \leq 0\}$  é 1 para  $G(U) \leq 0$  e 0 para  $G(U) > 0$ .

Um estimador de  $\hat{pf}$  é definido como (KARAMCHANDANI, 1987):

$$\hat{pf} = \frac{1}{nsi} \sum_{i=1}^{nsi} I\{G(U) \leq 0\} \quad (4.3)$$

onde a média e a variância deste estimador são dadas por:

$$E\left[\hat{pf}\right] = pf \quad (4.4)$$

$$Var\left[\hat{pf}\right] = \frac{pf(1-pf)}{nsi} \approx \frac{pf}{nsi} \quad (4.5)$$

Embora esta técnica seja bastante simples e apresente medidas de confiança em relação à probabilidade que se está avaliando, ela apresenta várias dificuldades para ser utilizada (Madsen et al., 1986). Uma delas é a quantidade de avaliações da função  $G(U)$ . Normalmente, a probabilidade de falha em problemas estruturais é baixa e tendo-se, por exemplo, um valor de  $10^{-3}$  e querendo-se um coeficiente de variação no estimador de 10%, o número de análises necessárias é da ordem de  $10^5$ .

Da forma como foi apresentado o método de Monte Carlo, ele é definido por alguns autores como o método da força bruta (Liu & Der Kiureghian, 1989). Entretanto, vários esquemas derivados deste método foram desenvolvidos para tentar diminuir o número de análises necessárias, tais como, amostragem estratificada e amostragem hipercubo latino (Thom, 2003).

O método de Monte Carlo, por ser uma ferramenta genérica, é muitas vezes usado para a aferição de outros métodos e como depende somente da verificação se uma determinada amostra pertence ou não ao domínio de falha, ele pode ser usado indistintamente para componentes e sistemas.

Neste estudo, a função de falha é definida como a diferença entre a pressão de falha no duto  $P_f$  e da pressão de operação no duto  $P_{op}$  como indicado:

$$g(x) = P_f - P_{op} \quad (4.6)$$

Neste Trabalho, três modelos de pressão de falha são utilizados para se determinar a probabilidade de falha, a saber: o B31G Modificado, Shell-92 e o DNV-99 (Caleyo et al., 2002). Além disso, foi acrescentado para consulta e comparação numérica os modelos B31G e Battelle.

O modelo de pressão de falha da B31G Modificado é definido como:

$$P_f = \frac{2(YS + 68,95)t}{D} \left[ \frac{1 - 0,85 \frac{d(T)}{t}}{1 - 0,85 \frac{d(T)}{t} M^{-1}} \right] \quad \text{para } G < 4 \quad (4.7)$$

onde,

$$M = \left( 1 + 0,6275 \frac{L(T)^2}{D.t} - 0,003375 \frac{L(T)^4}{D^2.t^2} \right)^{1/2} \quad \text{para } \frac{L(T)^2}{D.t} \leq 50 \quad (4.8)$$

$$M = 0,032 \frac{L(T)^2}{D.t} + 3,3 \quad \text{para } \frac{L(T)^2}{D.t} > 50 \quad (4.9)$$

e,

$$G = 0,893 \frac{L(T)}{\sqrt{D.t}} \quad (4.10)$$

A pressão de falha no método Shell-92 é definida como:

$$P_f = \frac{1,8UTS.t}{D} \left[ \frac{1 - \frac{d(T)}{t}}{1 - \frac{d(T)}{t} M^{-1}} \right] \quad (4.11)$$

sendo,

$$M = \left( 1 + 0,805 \frac{L(T)^2}{D.t} \right)^{1/2} \quad (4.12)$$

O modelo de pressão de falha do Battelle é definido como:

$$P_f = \frac{2UTS.t}{D} \left[ 1 - \frac{d(T)}{t} M \right] \quad (4.13)$$

$$M = 1 - \exp \left( -0,157 \frac{L(T)}{\sqrt{D(t - d(T))/2}} \right) \quad (4.14)$$

A pressão de falha no método DNV-99 é definido como:

$$P_f = \frac{2UTS.t}{D-t} \left[ \frac{1 - \frac{d(T)}{t}}{1 - \frac{d(T)}{t} M^{-1}} \right] \quad \text{para } G < 4 \quad (4.15)$$

sendo,

$$M = \left( 1 + 0,31 \frac{L(T)^2}{D.t} \right)^{1/2} \quad (4.16)$$

O modelo de pressão de falha do B31G é definido como:

$$P_f = 1,11 \frac{2.YS.t}{D} \left[ \frac{1 - \frac{2d(T)}{3t}}{1 - \frac{2d(T)}{3t} M^{-1}} \right] \quad \text{para } G < 4 \quad (4.17)$$

$$P_f = 1,11 \frac{2.YS.t}{D} \left[ 1 - \frac{d(T)}{t} \right] \quad \text{para } G \geq 4 \quad (4.18)$$

onde,

$$M = \left( 1 + 0,893 \frac{L(T)^2}{D.t} \right)^{1/2} \quad (4.19)$$

e,

$d(T)$  = profundidade de corrosão (mm)

$M$  = fator de Folias

$YS$  = tensão de escoamento (MPa)

$UTS$  = resistência à tração (MPa)

$t$  = espessura da parede (mm)

$D$  = diâmetro externo do duto (mm)

$P_{op}$  = pressão de operação (MPa)

$T$  = tempo de inspeção (ano)

$L(T)$  = comprimento axial do defeito de corrosão (mm)

Neste estudo, é assumido que a profundidade de corrosão e o comprimento axial do defeito de corrosão são obtidos da seguinte forma (Caleyo et al., 2002):

$$d(T) = d_0 + [(V_r + er) * (T - T_0)] \quad (4.20)$$

$$L(T) = L_0 + [(V_a + er) * (T - T_0)] \quad (4.21)$$

onde,

$d_0$  = profundidade inicial do defeito (mm)

$V_r$  = taxa de corrosão na radial (mm/ano)

$e_r$  = erro da taxa de corrosão (mm/ano)

$T_0$  = tempo da última inspeção (ano)

$L_0$  = comprimento inicial do defeito de corrosão (mm)

$V_a$  = taxa de corrosão na axial (mm/ano)

A Figura 2 representa a rotina do método de Monte Carlo para a avaliação do probabilidade de falha.

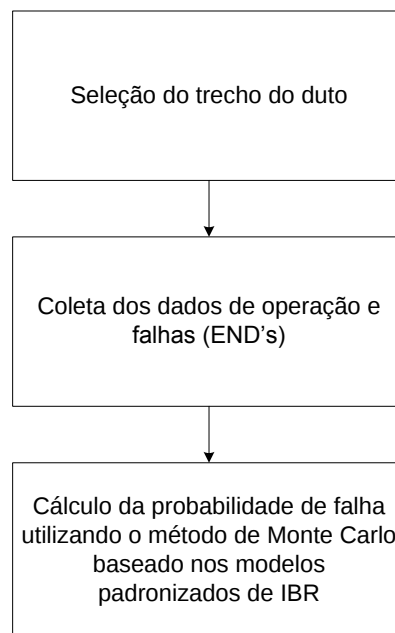


Figura 2 – Rotina do método de Monte Carlo para a estimativa da confiabilidade no duto.

As dimensões do defeito, pressão de operação, taxa de crescimento da corrosão, tensão produzida e as propriedades geométricas da seção da tubulação são tratadas como variáveis aleatórias para levar em conta as incertezas associadas (Pandey, 1997). A extensão da corrosão na tubulação é, entretanto, uma função de variáveis aleatórias não lineares dependentes do tempo. A falha se localiza num local onde a resistência da tubulação cai abaixo da pressão de operação do sistema,  $p_0$ . Deste modo, a probabilidade de falha,  $P_{fd}(t)$ , de um dado defeito num intervalo de tempo 0 a  $t$  pode ser estimada como:

$$P_{fd}(t) = P[Q(t) - p_0 \leq 0] \quad (4.22)$$

Observe-se que  $p_0$  é modelado como uma variável aleatória independente do tempo porque a pressão de operação é regulada por dispositivos de controle de pressão. Isto é usual para definir a probabilidade de falha no final da extensão do duto. Assumindo que os defeitos de corrosão ocorrem aleatoriamente ao longo do comprimento da tubulação, e que a falha de qualquer defeito é independente dos outros defeitos na tubulação, a probabilidade de falha por km de comprimento da tubulação pode ser obtido como:

$$P_f(t) = 1 - [1 - P_{fid}(t)]^{nd} \quad (4.23)$$

onde  $nd$  é a média do número de defeitos por km de comprimento da tubulação. Em essência, 1 km de comprimento da seção da tubulação é modelado como um sistema série com uma determinada quantidade de elementos críticos de modo que a falha de algum elemento (isto é, defeito) soma-se à falha de todo o sistema.

#### 4. ESTUDO DE CASO

Este exemplo ilustra o planejamento da manutenção baseada em confiabilidade dada pelo conhecimento prévio do número médio de defeitos e as distribuições de profundidade e comprimento dos defeitos. Considere-se uma tubulação com 254 mm (10") de diâmetro externo, 9,53 mm (3/8") de espessura de parede, extensão da linha em 10 km e feita em aço carbono. A máxima pressão de operação aceitável é de 6,8 MPa.

É planejado que, de tempos em tempos, a tubulação será inspecionada através de *pig* instrumentado utilizando-se a ferramenta de alta resolução MFL (*Magnetic Flux Leakage*). A ferramenta de inspeção tem uma acurácia de 0,1 mm/mm para perda de espessura do defeito de corrosão. Nessas condições, as distribuições de probabilidade de todos os parâmetros de entrada estão listadas na Tabela 1, onde o tempo entre início de operação e a inspeção foi de 8 anos, e o início de operação do duto de gás foi no ano de 1999.

Tabela 1 – Distribuição de probabilidade dos dados de entrada.

| Nº | Parâmetros                      | Simbologia | Unidade | Média    | Desvio Padrão | Tipo de Distribuição |
|----|---------------------------------|------------|---------|----------|---------------|----------------------|
| 1  | Diâmetro externo do duto        | D          | mm      | 254      | 0             | Fixo                 |
| 2  | Espessura da parede             | t          | mm      | 9,53     | 0             | Fixo                 |
| 3  | Perda de espessura              | pe         | mm/mm   | 0,106    | 0,013         | Normal               |
| 4  | Profundidade inicial do defeito | $d_0$      | mm      | 1,008    | 0,122         | Normal               |
| 5  | Comprimento inicial do defeito  | $L_0$      | mm      | 21,432   | 9,165         | Lognormal            |
| 6  | Taxa de corrosão na axial       | $V_a$      | mm/ano  | 2,411    | 1,031         | Lognormal            |
| 7  | Largura do defeito de corrosão  | W          | mm      | 19,057   | 8,132         | Normal               |
| 8  | Tensão de escoamento            | YS         | MPa     | 349,5409 | 0             | Fixo                 |
| 9  | Resistência à tração            | UTS        | MPa     | 599,0079 | 0             | Fixo                 |
| 10 | Pressão máxima de operação      | Pop        | MPa     | 6,8      | 0             | Fixo                 |
| 11 | Taxa de corrosão na radial      | $V_r$      | mm/ano  | 0,1134   | 0,014         | Normal               |
| 12 | Erro da taxa de corrosão        | er         | mm/ano  | 0,0113   | 0,0014        | Normal               |
| 13 | Acurácia do <i>pig</i>          | pig        | mm/mm   | 0,1      | 0             | Fixo                 |

Cabe acrescentar que a taxa de crescimento da profundidade do defeito de corrosão foi estimada em 90% da perda de espessura por ano de operação, e que o erro foi considerado para efeito de avaliação, em 10% da taxa de corrosão calculada preliminarmente.

Os defeitos com uma pressão de falha,  $P_f$ , menor que  $P_{op}$ , serão considerados como função de estado limite.

Os resultados numéricos obtidos pelos procedimentos baseados em modelagem matemática estão plotados na Fig. 3, para uma inspeção nos dutos em 8 anos e  $10^7$  simulações.

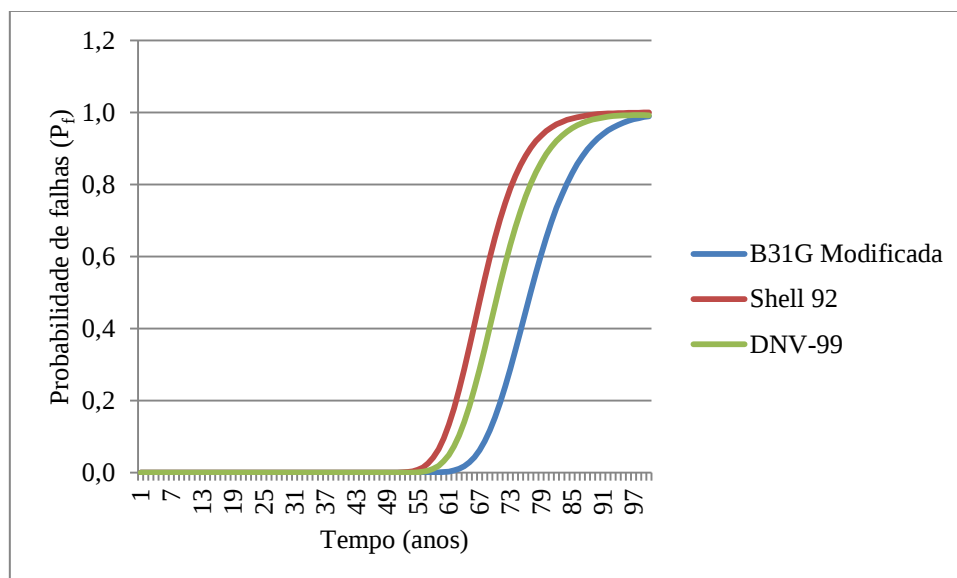


Figura 3 - Probabilidade de falhas no duto para uma inspeção com 8 anos.

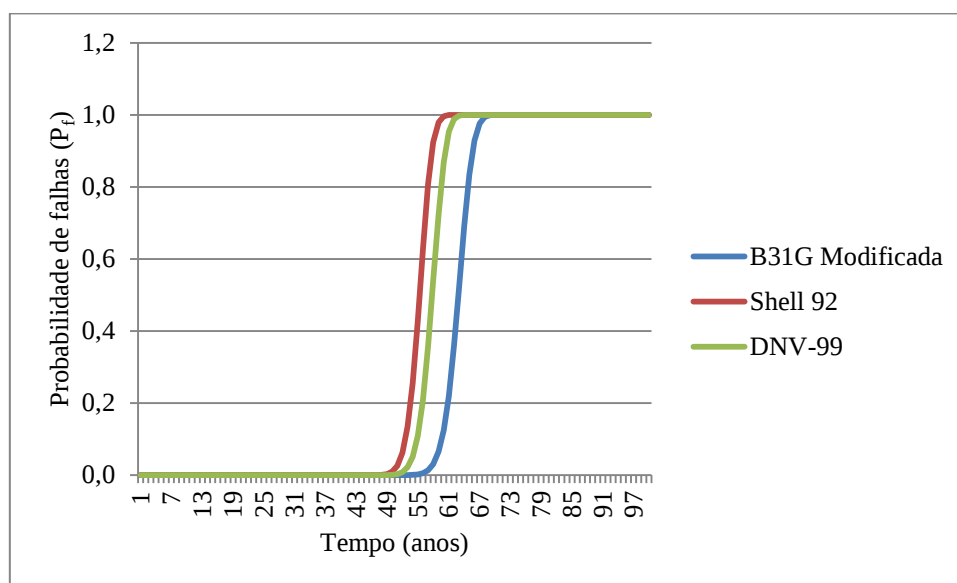
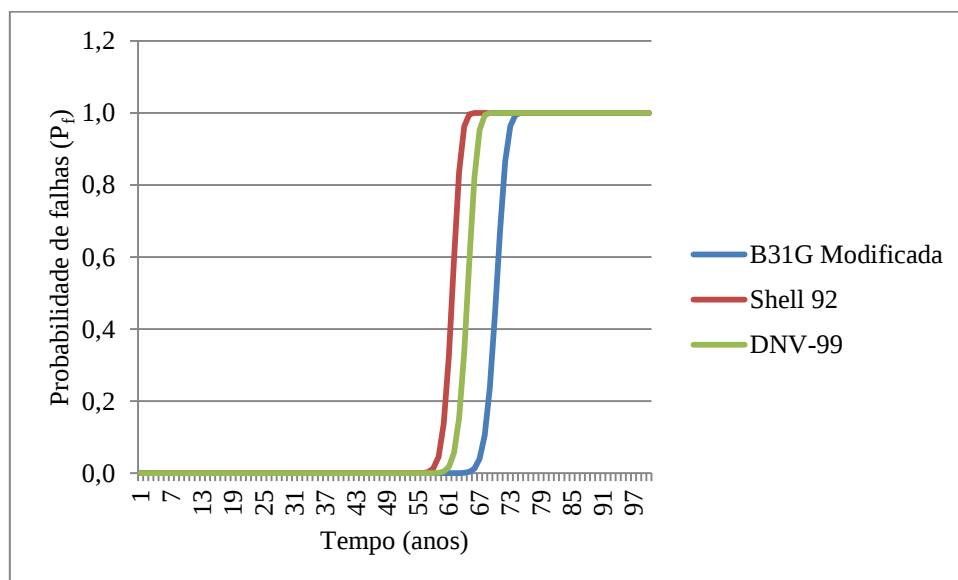


Figura 4 - Probabilidade de falhas no trecho de 4.000 e 5.000 m ( $nd = 55$  defeitos).

Através da Tabela 2 a seguir, com o mesmo banco de dados, foi feito uma análise do cenário em relação ao número de defeitos para cada trecho de 1 km, recalculando as principais variáveis envolvidas na simulação; sendo que no trecho entre as cotas de 6 e 8 km não foi detectado evento muito provavelmente devido a topografia do gasoduto ou defeito na navegação do equipamento de medição.

Tabela 2 – Análise por trecho de 1.000 m.

| Variáveis      | Trecho (m)         | 0 a 1.000 | 1.001 a 2.000 | 2.001 a 3.000 | 3.001 a 4.000 | 4.001 a 5.000 | 5.001 a 6.000 | 6.001 a 7.000 | 7.001 a 8.000 | 8.001 a 9.000 | 9.001 a 10.000 |
|----------------|--------------------|-----------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
|                | Número de defeitos | 3         | 1             | 4             | 1             | 55            | 3             | 0             | 0             | 20            | 1              |
| pe             | Média              | 0,117     | 0,150         | 0,1           | 0,1           | 0,106         | 0,1           | 0             | 0             | 0,105         | 0,1            |
|                | Desvio Padrão      | 0,015     | 0             | 0             | 0             | 0,014         | 0             | 0             | 0             | 0,007         | 0              |
| d <sub>0</sub> | Média              | 1,112     | 1,430         | 0,953         | 0,953         | 1,008         | 0,953         | 0             | 0             | 0,996         | 0,953          |
|                | Desvio Padrão      | 0,146     | 0             | 0             | 0             | 0,131         | 0             | 0             | 0             | 0,065         | 0              |
| L <sub>0</sub> | Média              | 23,333    | 24            | 16,750        | 14            | 19,618        | 19,333        | 0             | 0             | 28,100        | 12             |
|                | Desvio Padrão      | 10,263    | 0             | 2,986         | 0             | 8,578         | 14,434        | 0             | 0             | 8,422         | 0              |
| V <sub>a</sub> | Média              | 2,625     | 2,7           | 1,884         | 1,575         | 2,207         | 2,175         | 0             | 0             | 3,161         | 1,350          |
|                | Desvio Padrão      | 1,155     | 0             | 0,336         | 0             | 0,965         | 1,624         | 0             | 0             | 0,948         | 0              |
| W              | Média              | 19,667    | 27            | 17,5          | 18            | 19,709        | 17,667        | 0             | 0             | 17,450        | 17             |
|                | Desvio Padrão      | 4,726     | 0             | 0,577         | 0             | 10,130        | 0,577         | 0             | 0             | 0,510         | 0              |
| V <sub>r</sub> | Média              | 0,125     | 0,160         | 0,107         | 0,110         | 0,113         | 0,107         | 0             | 0             | 0,112         | 0,110          |
|                | Desvio Padrão      | 0,016     | 0             | 0             | 0             | 0,015         | 0             | 0             | 0             | 0,007         | 0              |
| er             | Média              | 0,013     | 0,020         | 0,011         | 0,010         | 0,011         | 0,011         | 0             | 0             | 0,011         | 0,010          |
|                | Desvio Padrão      | 0,002     | 0             | 0             | 0             | 0,001         | 0             | 0             | 0             | 0,001         | 0              |

Figura 5 - Probabilidade de falhas no trecho de 8.000 e 9.000 m ( $nd = 20$  defeitos).

Observa-se que nas cotas mais relevantes destacaram-se os 55 defeitos no trecho de 4 e 5 km e os 20 defeitos encontrados pelo *pig* instrumentado no trecho entre 8 e 9 km. Com o emprego da Eq. (4.23), as Figuras 4 e 5 mostram os resultados das probabilidades de falhas, considerando-se uma inspeção com 8 anos e  $10^7$  simulações.

## 5. DISCUSSÕES

O Estudo de Caso visando à análise de Inspeção Baseada no Risco (IBR) para o gasoduto em questão está apresentado. Nota-se que em ambas as simulações, tanto para o sistema como um todo, tanto para o seccionamento onde o gasoduto apresentou um maior número de defeitos (*nd*), pelo emprego do método da B31G Modificada, a linha entra em colapso mais tarde. Já para o método Shell-92, os resultados são mais conservadores.

A Tabela 3 a seguir mostra o intervalo de probabilidades de falhas e suas categorias de conseqüências, ou seja, pelos resultados apresentados nas Figuras 3, 4 e 5 (a expectativa de tempo de vida útil é em anos), o risco é considerado mais elevado a partir de 50 anos de uso.

Tabela 3 – Intervalos da probabilidade de falhas.

| Intervalo             | Categoria de Conseqüências | Impacto     |
|-----------------------|----------------------------|-------------|
| $10^{-4}$ a 1,0       | 5                          | Elevado     |
| $10^{-5}$ a $10^{-4}$ | 4                          | Alto        |
| $10^{-6}$ a $10^{-5}$ | 3                          | Médio       |
| $10^{-8}$ a $10^{-6}$ | 2                          | Baixo       |
| $< 10^{-8}$           | 1                          | Desprezível |

Fonte: Mokhtar et al., 2009.

## 6. CONCLUSÃO

Estudos numéricos de sensibilidade das variáveis aleatórias que apresentam maior ou menor influência na caracterização de falha de um duto mostram que a profundidade do defeito, a pressão interna do fluido, o diâmetro e a espessura da parede do duto têm impacto significativo na probabilidade de falha do duto (Ahammed, 1998; Amaral, 2011). Além disto, a probabilidade de falha do duto aumenta com o maior valor da variância das variáveis aleatórias e com o tempo de exposição. No caso específico deste Trabalho temos uma vida útil relativamente alta do duto devido a altos valores do diâmetro e da espessura da parede do duto, ou seja, temos um duto com um dimensionamento bem conservador.

Esse Trabalho, com base nos modelos de avaliação da probabilidade de falhas pelo método de Monte Carlo, teve como objetivo estabelecer um programa de inspeção para os sistemas de tubulação de gás com base na avaliação quantitativa dos riscos, o que subsidia o uso da norma API 581.

Os modelos matemáticos de acordo com o banco de dados fornecido foram comparados e desenvolvidos.

Recomendamos que, por razões de segurança, seja prudente para o duto ser inspecionado nas cotas mais críticas de incidência de defeitos com intervalos diferenciados em relação às demais posições, e verificar no detalhe a causa da não medição do trecho em epígrafe.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ahammed, M., 1998. Probabilistic estimation of remaining life of a pipeline in the presence of active corrosion defects. *Int. J. Pres. Ves. Piping*, v. 75, pp. 321-329.

- Amaral, R., 2011. *Análise de Segurança de Dutos com Defeitos de Corrosão*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil, Universidade Federal de Ouro Preto.
- API Publication 581, 1996. *Base Resource Document on Risk-Based Inspection*. Washington, DC: American Petroleum Institute.
- API Publication 571, 1997. *Damage mechanisms that affect fixed equipment and piping systems in refineries*. Washington, DC: American Petroleum Institute.
- API Publication 570, 2001. *Piping Inspection Code*. Washington, DC: American Petroleum Institute.
- Ang, A. & Tang, W., 1984. *Probability Concepts in Engineering Planning and Design*. v. II. New York: John Willey and Sons.
- Caleyo, F., Gonzalez, J. and Hallen, J., 2002. A study on the reliability assessment methodology for pipelines with active corrosion defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 79, 77- 86.
- Karamchandani, A., 1987. *Structural System Reliability Analysis Methods*. Report n. 83, John A. Blume Earthquake Engineering Center, Stanford University, USA.
- Khan, F. & Haddara M., 2003. *Risk-based maintenance (RBM): a quantitative approach for maintenance/inspection scheduling and planning*. Faculty of Engineering and Applied Science, Memorial University of Newfoundland, St. John's, Nfld, Canada A1B 3X5.
- Khan, F., Haddara, M. and Bhattacharya, S., 2006. Risk-based integrity and inspection modelling (RBIMM) of process components/system. *Risk Analysis*, 26 (1), 203-221.
- Krishnasamy, L., Khan, F. and Haddara M., 2005. Development of risk-based maintenance (RBM) strategy for a power-generating plant. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 18, 69-81.
- Liu, P.L. & Der Kiureguian, A., 1989. *Finite-Element Reliability Methods for Geometrically Nonlinear Stochastic Structures*. Report n. UCB/SEMM-89/05, Department of Civil Engineering, University of California at Berkeley, USA.
- Madsen, H.O.; Krenk, S. and Lind, N.C., 1986. *Method of Structural Safety*. New Jersey: Prendice-Hall.
- Mokhtar, A.; Ismail, M. and Muhammad, M., 2009. Comparative Study between Degradation Analysis and First Order Reliability Method for Assessing Piping Reliability for Risk-Based Inspection. *International Journal of Engineering & Technology IJET-IJENS*, Vol:09, No:10.
- Muhammed, A. & Speck, J., 2010. *Probabilistic Remnant Life Assessment of Corroding Pipelines Within a Risk-Based Framework*. TWI, Granta Park, Great Abington, Cambridge CB1 6AL – Asranet.
- Pandey, M., 1997. *Probabilistic models for condition assessment of oil and gas pipelines*. NDT&E International. Great Britain, v. 31, n. 5, p. 349-358.
- Subia, J., 1991. *Confiabilidade Estrutural Usando o Método Monte Carlo com Técnicas de Redução de Variância*. Tese de Doutorado. Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ, Brasil.
- Thom, F., 2003. *Cálculo da Confiabilidade de Tubulações de Óleo e Gás baseado em Amostragem por Hipercubo Latino e Estratificada*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo.

Vinod, G., Bidhar, S., Kushwaha, H., Verma, A. and Srividya, A., 2003. A comprehensive framework for evaluation of piping reliability due to erosion-corrosion for risk-informed inservice inspection. *Reliability Engineering and System Safety*, 82, 187-193.

Zhou, W., 2010. System reliability of corroding pipelines. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 87, 587-595.