

2

Integridade estrutural de dutos com defeitos de corrosão

2.1

Inspeção em dutos

“Pigs” são equipamentos que, inseridos dentro do duto, viajam por toda a sua extensão, empurrados pela própria vazão do produto. Eles são classificados em duas categorias: “Utility pigs”, que realizam a função de limpeza, separação de produtos e remoção de água, e “In-line Inspection tools”, também conhecidos como “pigs” instrumentados, “intelligent pigs” ou “smart pigs”, que fornecem informações das condições da linha, bem como da extensão e localização de algum problema [14].

A história de operação com “pig” é bastante interessante e contém informações duvidosas. A primeira operação com “pig” aconteceu por volta do ano de 1870. Após transportar petróleo por um ou dois anos, a vazão das linhas começava a decrescer e a pressão nas bombas a aumentar, indicando que depósitos estariam se formando na parede dos dutos. Muitos artificios foram testados para remover a parafina, mas por um longo tempo eles não surtiram efeito. Surgiu a idéia de se bombear algo por dentro do duto, como um feixe de trapos, e o resultado foi positivo. Mais tarde, os trapos foram substituídos por couro.

Um outro relato sobre a utilização de “pig” aconteceu em 1904, em que uma bola de borracha foi lançada numa linha de 4” para verificar se um deslizamento de rocha, ocorrido durante a construção do duto, teria causado alguma restrição na vazão do duto.

A origem do nome “pig” nunca foi satisfatoriamente explicada. A versão mais aceita é de que o som produzido pelos antigos “pigs” quando viajavam pelo duto e a sua aparência quando da sua retirada se assemelhavam de várias formas aos porcos dentro de um chiqueiro.

O desenvolvimento e aprimoramento de todos tipos de “pigs” é um processo contínuo e se mantém até o presente momento. Atualmente, existem mais de 350 tipos diferentes para as diversas necessidades demandadas pelas operadoras de dutos.

2.1.1 Histórico dos “pigs” instrumentados

O primeiro “pig” comercial para inspeção de defeitos de corrosão surgiu em 1964. A empresa Tuboscope desenvolveu um “pig” baseado na fuga do campo magnético (MFL – Magnetic Flux Leakage). O desenvolvimento dos principais tipos de “pigs” instrumentados seguiu a seguinte cronologia [15]:

- 1964 – A Tuboscope apresenta o primeiro “pig” do tipo MFL para inspecionar a parte inferior do tubo.
- 1966 – A Tuboscope constrói o primeiro “pig” do tipo MFL para inspecionar toda a circunferência do tubo;
- 1971 – Outras empresas introduzem no mercado o “pig” do tipo MFL de baixa resolução;
- 1978 – A British Gas desenvolve o primeiro “pig” de alta resolução;
- 1986 – Primeiro “pig” ultra-sônico para linha de líquidos;
- 1986 a 1996 – Outras empresas disponibilizam o “pig” de alta resolução para o mercado;
- 1992 – Protótipo do “pig” ultra-sônico para detecção de trinca;
- 1997 – A empresa Pipetronix desenvolve um “pig” de detecção de trinca de cabeçote angular;
- 1998 - Primeiro “pig” de fluxo magnético transversal.
- 1998 – Protótipo do EMAT (“Electro Magnetic Acoustic Transducers”) – “pig” ultra-sônico sem necessidade de líquido acoplante.

2.1.2 Especificação e exigências para a inspeção com “pig” instrumentado

Em novembro de 1993, por iniciativa da Shell International Exploration and Production BV e Statoil, foi criado o Pipeline Operator Fórum (POF), que é um

fórum informal, em que delegações das principais companhias de petróleo se reúnem uma vez a cada dois anos para discutir diversos pontos de interesses comuns.

Com a entrada de diversas empresas no mercado de inspeção com pig, as companhias operadoras de dutos sentiram a necessidade de uma padronização e especificação para auxiliar nas contratações deste tipo de inspeção. Em 1994, os membros do POF expressaram esta necessidade em suas reuniões e em abril de 1996, criaram o documento “Specification and Requirements for the Intelligent Pig Inspection of Pipelines Version 1” [16].

Este documento padroniza as definições das indicações do pig, especifica as exigências operacionais para inspeção e as informações necessárias para compor o relatório de inspeção das ferramentas que usam o princípio da fuga de campo magnético e de ultra-som para a detecção de perda de metal ou trinca. Portanto, todas as empresas operadoras e inspetoras passaram a abordar as questões referentes à inspeção com pig da mesma forma.

Um ponto importante é a incerteza das medições de espessura especificada para cada pig. Contrariamente ao que foi observado na 15^a reunião do POF em 2002 e descrito no Relatório de Missão ao Exterior do POF [17], em que as empresas operadoras assumem como corretas as informações do relatório de inspeção, não se preocupando em validá-lo, a Petrobras tem sempre realizado correlações de alguns defeitos para comprovar o erro das medições do pig.

2.1.3 Inspeção com “pig” instrumentado de corrosão

Os “pigs” instrumentados de corrosão são uma ferramenta poderosa que fornece informações sobre o estado do duto, as quais não seriam possíveis de se obter por outro método de inspeção. Nenhuma ferramenta de inspeção tem a capacidade de detectar e dimensionar todas as anomalias que possam comprometer a integridade de uma linha. Portanto, deve-se escolher uma ferramenta de inspeção adequada para o tipo de defeito que se esteja procurando.

A inspeção com pig instrumentado de corrosão tem dois objetivos distintos que são a detecção e o dimensionamento dos defeitos [15]. A incerteza de medição nas dimensões dos defeitos é diretamente proporcional ao custo da inspeção. Sendo assim, a escolha do tipo de pig deve levar em consideração:

- O custo das escavações - quanto menor a qualidade das informações maior é a necessidade de inspeções de campo. Dutos submarinos ou dutos que passam por áreas inóspitas e de difícil acesso têm um custo elevado de inspeção direta, podendo ser inclusive tecnicamente inviável.
- O custo com uma possível falha do duto – a falha de um duto por vazamento, além de se contabilizar a perda econômica por não transportar os produtos, pode afetar áreas sensíveis ou densamente povoadas, degradando o meio ambiente, causando perda de vidas humanas e, por fim, penalidades econômicas.
- A quantidade e severidade de defeitos esperados – Em caso de uma grande quantidade de defeitos a precisão das informações é fundamental para a priorização das escavações.

2.1.4 Mapeamento dos defeitos de corrosão

A estimativa da pressão de ruptura de um defeito de corrosão será tão mais precisa quanto melhor for a caracterização do defeito quanto às suas dimensões. Enquanto que um espaçamento extremamente pequeno entre medições é possível de se conseguir, os custos associados com a obtenção detalhada destas informações nem sempre são razoáveis [18].

Para a formação e manutenção do banco de dados do projeto PR-2189206 da Pipeline Research Council International, Inc. (PCRI) e Kiefner&Associates, Inc [19], o espaçamento entre medições deve seguir as seguintes limitações:

- Defeitos com comprimento longitudinal de até 50,8 mm – espaçamento máximo de 6,35 mm;

- Defeitos com comprimentos entre 50,8 mm e 152,4 mm – espaçamento máximo de 12,7 mm;
- Defeitos com comprimento maior que 152,4 – espaçamento máximo de 25,4 mm.

A norma API 579 [20] recomenda para corrosão generalizada ou localizada que o espaçamento máximo entre duas medições seja o menor valor de $2t_{nom}$ e $0,36\sqrt{Dt_{min}}$, onde t_{nom} é a espessura nominal, D o diâmetro interno do tubo e t_{min} a espessura mínima requerida para a máxima pressão de operação do duto.

Al Crouch e Smith [18] recomendam que se o defeito for avaliado por métodos que utilizam a profundidade máxima do defeito (ASME B31G e 0,85 dL) a malha de medição deve ter um espaçamento que garanta a medição da maior perda de espessura. O espaçamento necessário para conseguir a medição do ponto de maior perda é função da sua geometria e não tem uma regra geral para defini-lo. Em dois casos estudados, defeitos de corrosão do tipo “pitting”, medições com espaçamentos de 2 mm ou 4 mm foram suficientes e para defeitos de corrosão mais generalizada, espaçamentos de até 16 mm produziram uma razoável estimativa da maior perda de espessura.

O espaçamento entre as medições realizadas por pigs do tipo ultra-sônico dependem da velocidade do pig e da frequência dos pulsos sônicos. O pig ultra-sônico utilizado na inspeção do oleoduto Orbel I, em 2001, [21] foi ajustado para executar medições com espaçamentos de 3,3 mm na direção longitudinal e 8 mm na circunferencial, para uma velocidade de 1,0 m/s e frequência de 300 Hz.

2.1.5 Periodicidade de inspeção com “pig” de corrosão

A Norma Petrobras 2098c – Inspeção de duto terrestre em operação recomendava que as inspeções com pig de corrosão fossem realizadas em intervalos de 5 a 10 anos. Com a implantação de Padrão para Gerenciamento da Integridade de Dutos da Petrobras [7], os dutos da Petrobras passaram a ser inspecionados com intervalos de 3 a 5 anos, podendo este intervalo sofrer alguma

variação para mais ou para menos em função dos outros tipos de inspeção regularmente realizadas.

Nos Estados Unidos da América, o departamento de transporte DOT [5] determina que avaliação da integridade de cada duto seja realizada, no máximo a cada cinco anos. Portanto, o intervalo de inspeção com pig instrumentado está relacionado diretamente com esta avaliação. Entretanto, existe uma abertura para aumentar o intervalo da avaliação da integridade, baseada na engenharia e combinada com outras técnicas de inspeção.

Uma outra forma de definir a periodicidade de inspeção com pig, diferente daquela que estabelece o mesmo intervalo para todos os dutos, foi proposta pela empresa PII Limited, em trabalho realizado para a operadora SNAN S.p.A. da Itália, em sua malha de gás composta de aproximadamente 29.000 km [22].

A metodologia desenvolvida pela PII foi baseada na prevenção de falha exclusiva para dano de corrosão externa. A periodicidade ótima de inspeção leva em conta o comportamento da corrosão futura de cada duto e é definida a partir de um número de defeitos que necessitam ser reparados ou do tempo que pode causar uma falha.

O primeiro passo para aplicar esta metodologia é definir a taxa de corrosão de cada duto. Portanto, o ideal é se ter pelo menos duas corridas de pig de corrosão e obter a taxa de corrosão comparando os pontos com maiores perdas nas duas corridas.

Caso se tenha apenas uma corrida, a taxa de corrosão pode ser estimada montando-se um gráfico taxa de corrosão por probabilidade acumulativa de ocorrência, conforme exemplificado no Apêndice A. A depender do risco que este duto apresenta, a taxa de corrosão pode ser obtida da seguinte forma:

- Duto de elevado risco – considerar a taxa de corrosão correspondente a uma probabilidade de valor de 95%.

- Duto de risco moderado – considerar a taxa de corrosão correspondente a uma probabilidade de valor de 50%.
- Duto de risco baixo - considerar a taxa de corrosão correspondente a uma probabilidade de valor de 5%.

Para dutos que nunca foram inspecionados com pig, não existe nenhum método que possa ser aplicado para estimar a taxa de corrosão, sendo recomendável inspecionar o duto o mais breve possível.

O segundo passo é determinar o número de reparos necessários a cada ano, aplicando-se à taxa de corrosão ao defeito, para que o duto possa continuar operando com segurança.

O terceiro passo é calcular quando o duto falhará para uma taxa de corrosão equivalente à taxa média mais dois desvios padrão.

O quarto passo é definir o intervalo de inspeção tomando-se o menor valor de:

- Tempo de crescimento para que um defeito atinja um valor que cause a falha do duto.
- Tempo em que um número de “x” defeitos cresça e necessite de reparo. O valor “x” é definido pela empresa operadora.

2.2

Avaliação de defeitos por níveis de complexidade

Ao receber um relatório de inspeção por pig instrumentado, com um número de defeitos que pode variar de apenas algumas unidades até dezenas de milhares, o analista precisa ter uma metodologia para avaliá-los. A depender do método de cálculo escolhido, este trabalho poderá se tornar relativamente simples, extremamente sofisticado, ou até mesmo inviável economicamente.

Uma boa prática é avaliar os defeitos em níveis crescentes de complexidade de análise. O método a ser usado depende do objetivo da avaliação, do tipo de defeito, das condições de carregamento e da qualidade de dados disponível. Este tipo de análise por níveis pode ser aplicado para outros tipos de defeitos, que não sejam de corrosão.

Primeiramente, o defeito é avaliado por um método de simples aplicação e que exige poucas informações, podendo produzir resultados conservadores. O ponto reprovado é reavaliado por um outro método com grau de complexidade maior, e assim por diante, até que o defeito seja aprovado ou reprovado definitivamente.

Em 1994, Chouchaoui e Pick [23] propuseram uma filosofia de avaliação de defeitos em três níveis para tratar uma grande quantidade de dados obtidos na inspeção com pig de corrosão. O objetivo deste tipo de abordagem é aplicar um procedimento simples de análise dos dados para identificar defeitos críticos, os quais podem ser reanalisados usando métodos de maior complexidade e precisão.

Com o desenvolvimento de um novo método de avaliação de defeitos realizado na Universidade de Waterloo em 2000, conhecido como “Weighed Depth Difference Method”, Cronin e Pick [24] propuseram um procedimento de avaliação em três níveis, descritos a seguir:

- Nível I – Máxima profundidade do defeito

A aplicação deste nível é simples e depende apenas da profundidade máxima dos defeitos, ou seja, o defeito é considerado de comprimento infinito e de orientação longitudinal.

- Nível II – “Weighed Depth Difference Method”

Neste nível, o defeito é avaliado pelo método criado por Cronin e Pick (“Weighed Depth Difference Method”) o qual necessita da geometria dos defeitos e considera a interação entre eles. Este método pode ser aplicado com

auxílio de um programa de computador conhecido como “Corroded Pipe Strength”(CPS).

- Nível III – Análise Tridimensional de Elementos Finitos

É o método mais preciso para estimar a pressão de ruptura de um defeito quando se dispõe das informações da sua geometria e das propriedades do material. Devido à necessidade de profissional habilitado para modelar o defeito e analisar os resultados e recursos computacionais, este nível deve ser aplicado somente em casos especiais que justifiquem o seu emprego.

A estimativa mais precisa da pressão de ruptura de um defeito de corrosão requer um dimensionamento correto da sua geometria, bem como, do conhecimento real da curva de tensão-deformação do material, determinadas por de ensaios de tração. A aplicação da avaliação em três níveis proposta por Cronin e Pick assume que as propriedades dos materiais sejam conhecidas, pois em caso contrário, eles recomendam aplicar somente os métodos ASME B31G e 0,85 dL.

Andrew Cosham e Phil Hopkins propuseram no The Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM) [25] a avaliação de defeitos em níveis de complexidade, que pode ser aplicado para defeitos de corrosão, conforme ilustrado na figura 1, onde esses níveis e dados de entrada estão discriminados da seguinte forma:

- Nível 1 – Normas internas de empresas operadoras ou regras práticas para aprovar ou reprovar defeitos de corrosão com informações apenas do tipo do defeito e dimensões.
- Nível 2 – Nesta análise utiliza-se os métodos de fácil aplicação e que em muitas situações podem apresentar resultados excessivamente conservadores, como é o caso do ASME B31G, 0,85 dL e DNV RP-F101 para defeitos isolados. Para aplicar este método é preciso conhecer o comprimento do defeito, a maior perda de espessura, o grau do aço, o diâmetro e a espessura do tubo.

- Nível 3 – Além dos dados necessários para o nível anterior, é necessário conhecer o perfil de corrosão do defeito. Os principais métodos que podem ser aplicados neste nível são o “Effective Area” e o DNV RP F-101 para defeitos de geometria complexa. Para o “Effective Area” existe o programa computacional comercial Rstreng que calcula a pressão de ruptura e a pressão máxima de operação para o tubo com defeito de corrosão. O método proposto pela DNV possui, também, um programa computacional para cálculo de defeitos de corrosão. Este programa é restrito para uso das companhias que participaram do Joint Industry Projects (JIP) que desenvolveu o método DNV RP-F101. Estes programas são de fácil manuseio, sendo que a maior dificuldade para a aplicação destes métodos é obter o perfil de corrosão do defeito.
- Nível 4 – Este nível consiste em realizar análise de elementos finitos ou executar testes experimentais em escala real para o problema. Modelar o defeito e aplicar o método de elementos finitos, além de depender de técnicos extremamente qualificados, exige muito tempo para determinar a solução do problema. Reproduzir o defeito em escala real e realizar testes destrutivos é também uma alternativa viável para solucionar problemas, embora demande, também, pessoal qualificado e tempo.
- Nível 5 – Este tipo de análise requer mais dados do tubo do que os demais métodos. É necessário ter a distribuição estatística da sua geometria, das propriedades dos materiais, entre outras, para quantificar as incertezas embutidas na avaliação e, quando conjugadas com a análise de risco, subsidiar a tomada de decisão em aceitar ou não um defeito.

A expectativa para um analista quanto à possibilidade de se avaliar dutos corroídos com mais de um tipo de método de cálculo para a pressão de ruptura é bastante grande e poderá ser uma ferramenta poderosa, pois em certos casos como o do oleoduto ORBEL I, a utilização do método ASME B31G é extremamente conservadora. Esta afirmação é corroborada pelo resultado do estudo de “Fitness for Purpose” do ORBEL I [26], realizado para pela empresa PII Pipeline Solution, em 2001, onde ficou evidenciado que se os métodos “Effective Area” e

DNV RP-F101 (defeitos de geometria complexa) pudessem ser utilizados na avaliação de defeitos de corrosão, haveria uma redução substancial no número de reparos e portanto, uma imensa economia de recursos financeiros, sem comprometer a segurança do duto.

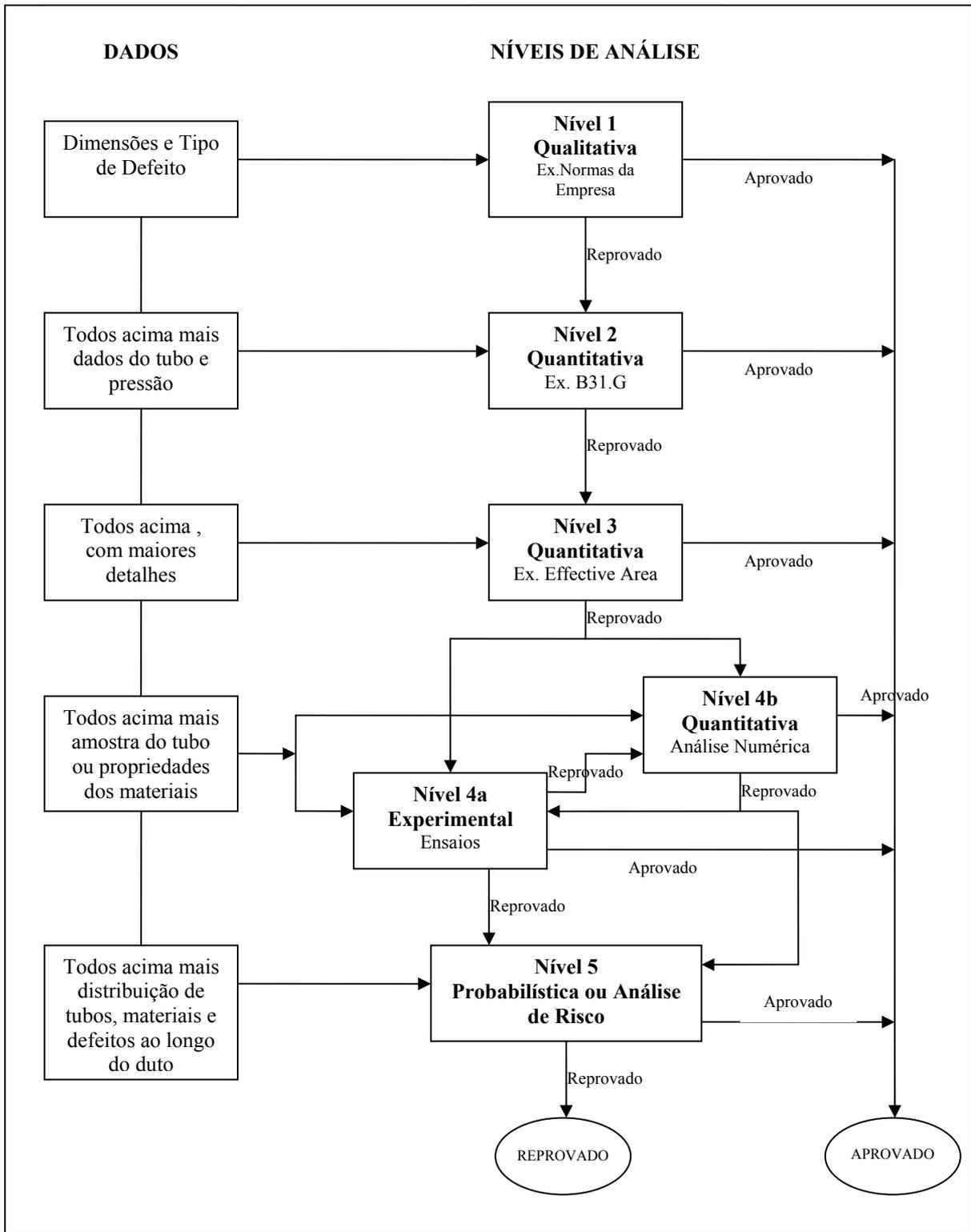


Figura 1 – Avaliação de defeitos por níveis de complexidade

2.3 Métodos de análise de defeitos de corrosão

Este capítulo tem por objetivo apresentar os principais métodos existentes para avaliação de defeitos de corrosão com orientação longitudinal e carregamento de pressão interna, ressaltando as limitações de cada um quanto à sua empregabilidade.

No final da década de 60, a AGA (American Gas Associate) em conjunto com o Columbus Laboratories of the Battelle Memorial Institute, em Columbus – Ohio, começaram um trabalho de pesquisa para examinar o comportamento da iniciação de fratura em vários tipos de defeitos de corrosão em dutos. Fazia parte deste estudo determinar o relacionamento entre o tamanho do defeito e o nível de pressão que causaria vazamento ou ruptura [2,27]. O crescimento desse programa de pesquisa, aliado aos benefícios que os resultados poderiam produzir, fez com que diversas empresas operadoras começassem a se interessar pelo assunto.

Durante os anos de 1970 e 1971 [2], 47 testes foram realizados em espécimes tubulares, com defeitos reais em tubos de 16” a 30” de diâmetro, espessura de parede variando de 0,312” a 0,375” e aço do tipo API 5L Grau A-25 a API 5L Grau X-52.

A partir dos conceitos da Mecânica da Fratura, foram elaboradas expressões semi-empíricas, ajustadas pelos resultados dos testes, que permitiram estimar a pressão de ruptura de defeitos de corrosão. Este método de cálculo foi apresentado por Kiefner e Duffy, em 1971, no relatório Summary or Research to Determine the Strength of Corroded Areas in Line Pipe [2].

A equação gerada neste estudo ficou conhecida como NG-18 Surface Flaw Equation e tem a seguinte forma:

$$\sigma_{rup} = \sigma_{flow} \left[\frac{1 - A/A_o}{1 - (A/A_o)M^{-1}} \right], \text{ onde:}$$

σ_{rup} - Tensão circunferencial da parede do duto corroído no instante da ruptura, numa região fora do defeito.

σ_{flow} - Tensão de escoamento média do material (flow stress)

A - Área longitudinal de material perdido

A_0 - Área original da região corroída

M - Fator de dilatação (bulging factor ou Folias factor) e

expresso por:

$$M = \sqrt{1 + 0,6275(L^2/(Dt)) - 0,003375(L^2/(Dt))^2}$$

A tensão de escoamento média(σ_{flow}) foi definida como uma tensão compreendida entre a resistência ao escoamento e a resistência à tração do material, ou seja, $\sigma_y < \sigma_{flow} < \sigma_u$. Ela é a tensão na região do defeito no instante da ruptura.

A área “A” do material perdido é determinada através da projeção dos pontos de maior perda de espessura, no plano que corta a parede do duto, longitudinalmente, conforme ilustrado pela figura 2.

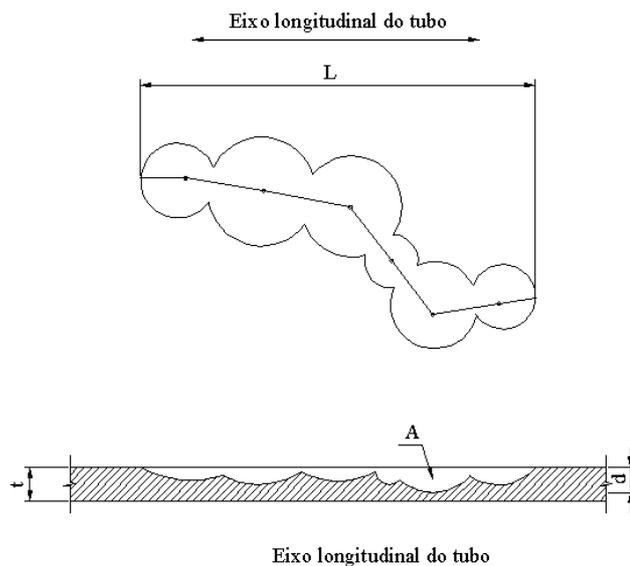


Figura 2 - Área longitudinal do material perdido

O fator de dilatação M (Folias factor) foi criado para levar em consideração a influência da deformação, em forma de uma bolha, na tensão circunferencial que está sendo aplicada na região corroída.

A tensão circunferencial numa seção remota do duto corroído, submetido à pressão interna, pode ser calculada pela fórmula de Barlow, representada por:

$$\sigma_{hoop} = P \frac{D}{2t}, \text{ onde:}$$

σ_{hoop} - tensão circunferencial(hoop stress)

P - Pressão interna

D - Diâmetro externo do tubo

t - Espessura do tubo

Considerando-se o estado limite, em que P é a pressão de ruptura (P_{rup}) e consequentemente $\sigma_{hoop} = \sigma_{flow}$, temos a seguinte igualdade:

$$P_{rup} = \sigma_{flow} \frac{2t}{D} \left[\frac{1 - A/A_o}{1 - (A/A_o)M^{-1}} \right] \quad (1)$$

Esta equação mostra que a pressão de ruptura depende de três parcelas. A primeira relacionada com as características do material (σ_{flow}), a segunda com as características geométricas do duto ($\frac{2t}{D}$) e a terceira com as características do

$$\text{defeito} \left[\frac{1 - A/A_o}{1 - (A/A_o)M^{-1}} \right].$$

Esta terceira parcela, denominada de fator de redução (f_R), é bastante influenciada pelo valor de M. Quando M assume valores próximo à unidade, o fator de redução tende também para um. Quando M tende para infinito o fator de redução é determinado por: $f_R = 1 - \frac{A}{A_o}$.

2.3.1 Método ASME B31G

O método ASME B31G veio auxiliar as operadoras de dutos na tomada de decisão de continuar operando o duto, com defeitos de corrosão, de forma segura na pressão máxima de operação, definida para o sistema em operação.

Este método de avaliação de defeito foi incluído nas normas ASME B31.4 [28] e ASME B31.8 [29] e descrito em detalhes no documento ANSI/ASME B31G – 1984 Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, o qual foi revisado e reeditado como ASME B31G 1991 [2].

O emprego deste método está limitado às seguintes condições:

- Dutos construídos segundo as normas ASME B31.4, ASME B31.8 e ASME B31.11.
- Dutos, com corrosão, fabricados com aço carbono ou aços de alta resistência de baixa liga, do tipo ASTM A 53, A 106, A 381, API 5LX e API 5L.
- Corrosão no corpo do duto, com contornos relativamente suaves que não cause elevada concentração de tensão.
- Não pode ser aplicado para corrosão em soldas longitudinais ou circunferenciais, áreas afetadas termicamente, danos mecânicos como “gouges” e “grooves” e defeitos de fabricação na chapa de aço.
- Duto sujeito apenas a carregamento de pressão interna.
- Defeitos de corrosão com perda de espessura compreendida entre 10% e 80% da parede do duto, exclusive.

O método ASME B31G foi concebido a partir do método semi-empírico NG-18 Surface Flaw Equation. As considerações feitas para a sua aplicação são as seguintes:

- A tensão circunferencial no defeito no instante da ruptura é igual a tensão de escoamento média (σ_{flow}) que é calculada da seguinte forma: $\sigma_{flow} = 1,1 \text{ SMYS}$.

- O defeito é considerado curto se $L \leq \sqrt{20Dt}$ e longo se $L > \sqrt{20Dt}$, onde L é o comprimento do defeito.
- Para defeitos considerados longos, o valor do fator de dilatação M assume um valor muito grande, tendendo para infinito.
- A área A é definida como sendo a área de material perdido projetada no plano que corta a parede do duto e passa pelo seu eixo, conforme ilustrado na figura 2.
- A área original da região corroída “ A_o ” é calculada como:

$$A_o = Lt$$

- A área corroída “ A ” pode ser expressa por:
 $A = \alpha Ld$ onde, α é a constante que define a forma geométrica adotada para representar a área de material perdido e d a profundidade máxima do defeito

O método ASME B31G definiu que a área de um defeito de corrosão considerado como curto assume uma forma de parábola, ou seja $\alpha = 2/3$, enquanto que em defeitos longos, a área perdida assume a forma retangular, portanto α igual ao valor da unidade. A figura 3 ilustra estes dois tipos de área.

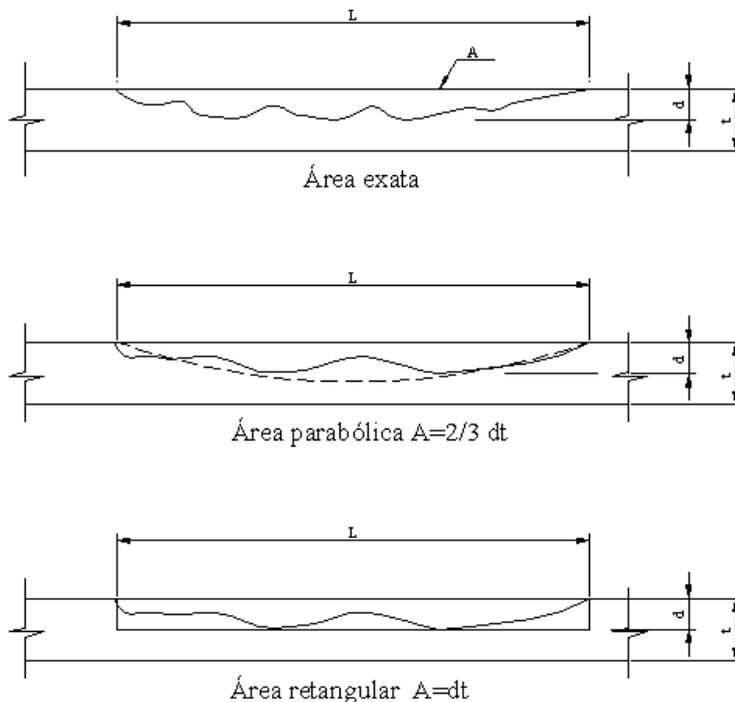


Figura 3 - Representação da área longitudinal perdida por meio de uma área parabólica e retangular

Substituindo σ_{flow} por 1,1 SMYS e as áreas A_o e A por Lt e por αLd , respectivamente na equação (1), tem-se:

$$P_{rup} = 1,1SMYS \frac{2t}{D} \left[\frac{1 - \alpha(d/t)}{1 - \alpha(d/t)M^{-1}} \right]$$

Para defeitos curtos ($\alpha=2/3$), a pressão de ruptura é calculada por:

$$P_{rup} = 1,1SMYS \frac{2t}{D} \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right) M^{-1}} \right]$$

Para defeitos longos, em que M tende para infinito e $\alpha=1$, tem-se:

$$P_{rup} = 1,1SMYS \frac{2t}{D} \left[1 - \frac{d}{t} \right]$$

Neste método, o fator de dilatação (M) é determinado pela seguinte expressão:

$$M = \left[1 + 0,8 \frac{L^2}{Dt} \right]^{1/2}$$

Para determinar a máxima pressão admissível de operação para um duto com defeito de corrosão, deve-se introduzir um fator de segurança no cálculo da pressão de ruptura. Este fator é o mesmo utilizado para o projeto de duto novo.

2.3.2 Método 0,85 dL

Esta versão modificada do método ASME B31G foi proposta por Kiefner e Vierth[3] em 1989, como resultado do Projeto PR 3-805 do Pipeline Research Committee da AGA com o Instituto Battelle. Este método é também conhecido como Rstreng/0,85 dL.

As principais diferenças entre a versão modificada e original da ASME B31G são as seguintes:

- A área do material perdido equivale a 0,85 dL, ou seja $\alpha = 0,85$
- A tensão de escoamento média é dada por:

$$\sigma_{flow} = SMYS + 69 \text{ MPa}$$

- Aplicável para defeitos de corrosão com perda de espessura compreendida entre 20% e 80% da parede do duto, inclusive na região do cordão de solda do tipo SAW (soldagem por arco submerso).
- O defeito é classificado como curto se $L \leq \sqrt{50Dt}$ e longo se $L > \sqrt{50Dt}$.
- Para defeitos curtos, $M = \sqrt{1 + 0,6275(L^2/(Dt)) - 0,003375(L^2/(Dt))^2}$.
- Para defeitos longos, $M = 3,3 + 0,032(L^2/(Dt))$.
- A pressão de ruptura é determinada pela seguinte expressão:

$$P_{rup} = (SMYS+69) \frac{(2t)}{D} \left[\frac{1 - 0,85\left(\frac{d}{t}\right)}{1 - 0,85\left(\frac{d}{t}\right)M^{-1}} \right]$$

2.3.3 Método “Effective Area”

O método “Effective Area” foi desenvolvido , juntamente com o método 0,85 dL, no projeto PR 3-805[3], encomendado pelo Pipeline Research Committee da AGA ao Instituto Battelle. Fez parte, também, deste projeto o desenvolvimento do programa computacional RSTRENG que calcula a pressão de ruptura de defeitos pelos métodos ASME B31G, 0,85 dL e “Effective Area”. A tela deste programa com os resultados dos cálculos é apresentada no Apêndice B.

Este método se baseia em definir diversos defeitos de comprimentos variados (L_1, L_2, \dots, L_n), contidos todos dentro do comprimento total do defeito (L), conforme ilustrado na figura 4, e calcular a pressão de ruptura para cada um deles. Cada um dos comprimentos de defeito (L_1, L_2, \dots, L_n) é denominado de $L_{efetivo}$ e a sua respectiva área corroída de $A_{efetiva}$. A área original da região corroída (A_o) para cada $L_{efetivo}$ é dada por:

$$A_o = (L_{efetivo}) \cdot (t), \text{ onde } t \text{ é a espessura de parede do duto.}$$

A pressão de ruptura do defeito de comprimento L é a menor das pressões calculadas.

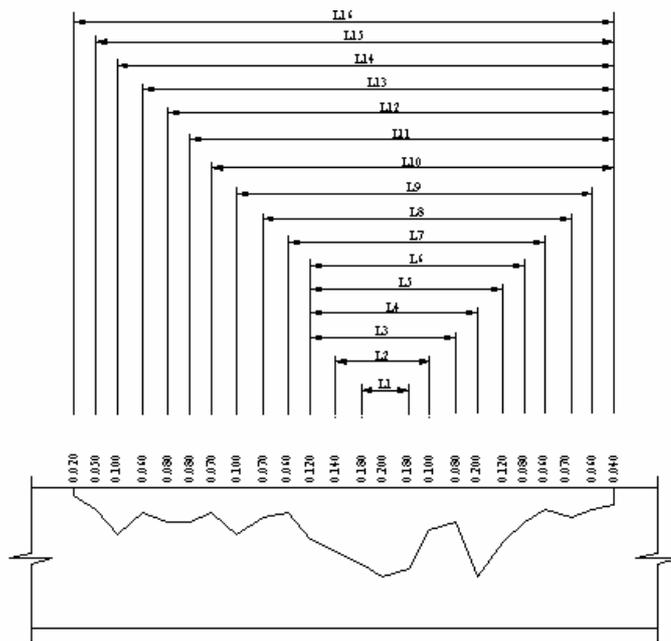


Figura 4 - Detalhe dos comprimentos para o cálculo pelo método “Effective Area”

Neste método, a tensão média de escoamento σ_{flow} , o fator de dilatação M e a pressão de ruptura são calculados da seguinte forma:

- O valor da tensão de escoamento média é dada por:
 $\sigma_{flow} = SMYS + 69 \text{ MPa}$
- O defeito é classificado como curto se $L \leq \sqrt{50Dt}$ e longo se $L > \sqrt{50Dt}$.
- Para defeitos curtos, $M = \sqrt{1 + 0,6275(L_{efetivo}^2 / (Dt)) - 0,003375(L_{efetivo}^2 / (Dt))^2}$.
- Para defeitos longos, $M = 3.3 + 0.032(L_{efetivo}^2 / (Dt))$.
- A pressão de ruptura é determinada pela seguinte expressão:

$$P_{rup} = (SMYS+69) \frac{(2t)}{D} \left[\frac{1 - A_{efetiva} / A_o}{1 - (A_{efetiva} / A_o)M^{-1}} \right]$$

2.3.4 Método DNV RP-F101

A Det Norske Veritas (DNV) com a cooperação da British Gas Technology e o patrocínio de onze empresas/organizações internacionais, dentre elas a Petrobras, formaram uma Joint Industry Projects (JIP) para elaborar uma metodologia de avaliação de defeitos de corrosão. O resultado deste estudo gerou o documento publicado em 1999, chamado de Recommended Practice RP-F101 Corroded Pipelines.

Este estudo foi realizado a partir de:

- 70 ensaios de pressão, realizados pela British Gas Technology, em tubos contendo defeitos de corrosão fabricados, incluindo defeitos isolados, defeitos interagindo com outros e defeitos de forma complexa.
- Amplo banco de dados da análise de elementos finitos não linear, em 3D.
- 12 ensaios de pressão em tubos contendo defeitos de corrosão fabricados, realizados pela DNV, incluindo além da pressão interna, carregamentos axiais e perpendicularmente ao tubo. Análises de elementos finitos não linear em 3D também formaram a base de dados deste estudo.

Para validação deste método, considerando somente o carregamento de pressão interna, foram realizados 138 testes em tubos com defeitos de corrosão fabricados e reais, dentro dos parâmetros relacionados a seguir:

Diâmetro (mm)	219,1(8")	a	914,4 (26")
Espessura (mm)	3,40	a	25,4
D/t	8,6	a	149,4
Grau (API/5L)	X42	a	X65
d/t	0	a	0,97
$L/(Dt)^{0,5}$	0,44	a	35
W/t	0,01	a	22 , onde W é o comprimento do defeito no sentido circunferencial.

Quanto ao tipo de defeito, este método pode ser aplicado em dutos com corrosão interna e externa no material base, em soldas circunferenciais ou longitudinais, em perda de metal reparados por esmerilhamento, com perfil suave e sem presença de trincas.

Para utilizar o método na avaliação de áreas corroídas em solda, deve-se ter certeza que defeitos provenientes do processo de soldagem do tubo não estejam interagindo com os defeitos de corrosão. O método não pode ser aplicado para as seguintes condições:

- Dutos que não sejam fabricados com aço carbono.
- Aços com grau superior ao X80.
- Dutos com carregamentos cíclicos.
- Defeitos não suaves, do tipo trinca.
- Corrosão combinada com trinca.
- Defeitos de perda de espessura provocados por danos mecânicos (“gouges”)
- Defeitos de fabricação em soldas
- Defeitos com perda de espessura maior que 85% da parede do duto.
- Em materiais em que a temperatura de transição seja acima da temperatura de operação.
- Materiais com espessura maiores que 12,7mm (1/2”), a menos que a temperatura de transição seja abaixo da temperatura de operação.
- Aços semi-acalmados.
- Aços de baixa tenacidade, ou seja, menores que 45 lb-ft (60 J) no teste Charpy.

O método DNV RP-F101 foi estruturado em duas partes, da seguinte forma:

- A primeira abordagem é apresentada como Parte A e está de acordo com filosofia de segurança adotada pela DNV Offshore Standard OS-F101, Submarine Pipeline System, onde incertezas quanto à profundidade do defeito e as propriedades do material são consideradas. Para a determinação da pressão máxima admissível de operação devido à presença do defeito, fatores

parciais de segurança foram introduzidos nas equações que calculam a pressão de ruptura.

- A segunda abordagem, descrita como Parte B, é baseado no ASD (Allowable Stress Design). A pressão máxima admissível de operação é determinada aplicando-se um fator de segurança após o cálculo da pressão de ruptura. Considerações quanto às incertezas associadas às dimensões do defeito ficam por conta do analista.

Como em ensaios de laboratórios as incertezas das dimensões do defeito e das propriedades do material do tubo são pequenas, somente a abordagem descrita na Parte B faz parte do escopo deste trabalho. O carregamento aplicado é de pressão interna e defeito de corrosão do tipo longitudinal.

2.3.4.1 Avaliação para defeito isolado

Defeito isolado é definido como aquele que não interage com defeitos adjacentes. A pressão de ruptura deste defeito é independente de outros defeitos do duto. As incógnitas deste método são determinadas da seguinte forma:

- O valor da tensão média de escoamento é igual à resistência à tração do material ($\sigma_{flow} = \sigma_u$).
- A área corroída é considerada retangular. Portanto, $\alpha = 1$.
- O fator de dilatação (Q) é expresso pela seguinte equação:

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2}$$

- A pressão de ruptura é calculada por:

$$P_{rup} = \frac{2t \sigma_u \left(1 - \frac{d}{t} \right)}{(D - t) \left(1 - \frac{d}{tQ} \right)}$$

Para se definir a pressão máxima de operação, deve-se multiplicar a pressão de ruptura (P_{rup}) pelo fator F , onde $F = F_1 \cdot F_2$.

F = “Total Usage Factor”

$F_1 = 0,9$ (“Modelling Factor”)

F_2 = fator de projeto

2.3.4.2

Avaliação para defeito de geometria complexa

Defeito de geometria complexa é aquele resultante da combinação de colônias de defeitos que se interagem, ou um defeito isolado em que o seu perfil é conhecido.

O princípio básico deste método é determinar se o defeito se comporta como um irregular “patch” ou se os “pits” localizados dentro de um “patch” dominam a falha.

Este método realiza uma progressiva análise em função da profundidade, onde a corrosão é dividida em um número de incrementos baseados na profundidade (d_j). Em cada incremento de profundidade, o defeito de corrosão é modelado de forma a ser representado por um “patch” contendo um número de “pits”. A figura 5 define bem o que é uma área de “patch” e uma área de “pit”.

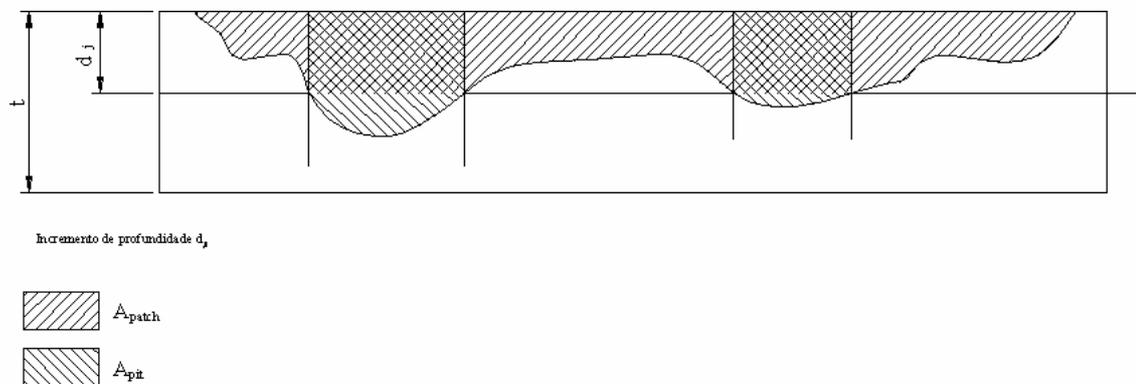


Figura 5 - Definição da área de patch (A_{patch}) e de pit (A_{pit})

Possíveis interações entre “pits” são também consideradas nas avaliações, conforme ilustrado na figura 6.



Figura 6 - Exemplo de agrupamento de defeitos adjacentes para interação

O cálculo da pressão de ruptura estimada pelo método DNV RP-F101 (complexo) é calculado seguindo o seguinte procedimento:

Passo 1 - Calcular a profundidade média do defeito (d_{ave}).

$d_{ave} = \frac{A}{l_{total}}$, onde A é a área longitudinal perdida, conforme figura 2 e l_{total} é o comprimento total do defeito.

Passo 2 – Calcular a pressão de ruptura (P_{total}) considerando todo o comprimento do defeito (l_{total}) usando d_{ave} e equação para defeito isolado.

$$P_{total} = \frac{2t \sigma_u \left(1 - \frac{d_{ave}}{t}\right)}{(D - t) \left(1 - \frac{d_{ave}}{t Q_{total}}\right)}, \text{ onde } Q_{total} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_{total}}{\sqrt{Dt}}\right)^2}$$

Passo 3 – Dividir a profundidade máxima do defeito em incrementos (d_j), conforme figura 5 e realizar os cálculos a seguir. O número ideal de incrementos varia de 10 a 50.

Passo 4 – Calcular a profundidade média dos “patch”, correspondente ao incremento (d_j).

$$d_{\text{patch}} = \frac{A_{\text{patch}}}{l_{\text{total}}}$$

Passo 5 – Calcular a pressão de ruptura para o “patch” (P_{patch}) relativo ao incremento (d_j), usando l_{total} e d_{patch} na equação para defeitos isolados.

$$P_{\text{patch}} = \frac{2t\sigma_u \left(1 - \frac{d_{\text{patch}}}{t}\right)}{(D-t) \left(1 - \frac{d_{\text{patch}}}{tQ_{\text{total}}}\right)}$$

Passo 6 - Para cada “pit”, calcular a área perdida em relação à espessura nominal, para o incremento correspondente. Estimar a profundidade média de cada “pit”, considerando o seu comprimento (l_i).

$$d_i = \frac{A_{i,\text{pit}}}{l_i}, \quad i=1,2, \dots, N$$

Passo 7 – Estimar a espessura efetiva equivalente (t_e) de um duto com a mesma pressão de ruptura do “patch” (P_{patch}), como calculado no Passo 5.

$$t_e = \frac{P_{\text{patch}} D}{(2\sigma_u + P_{\text{patch}})}$$

Passo 8 – Corrigir a profundidade média de cada “pit” para a espessura efetiva (t_e).

$$d_{e,i} = d_i - (t - t_e)$$

Passo 9 – Calcular a pressão de ruptura de todos os “pits”, individualmente, (P_1, P_2, \dots, P_N), como defeitos isolados, usando a profundidade média corrigida ($d_{e,i}$) e o comprimento de cada “pit”.

$$P_i = \frac{2t_e\sigma_u \left(1 - \frac{d_{e,i}}{t_e}\right)}{(D-t_e) \left(1 - \frac{d_{e,i}}{t_e Q_i}\right)}, \quad \text{onde } Q_i = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_i}{\sqrt{D t_e}}\right)^2}$$

Passo 10 – Calcular os comprimentos de todas as combinações de defeitos (l_{nm}), combinações essas apresentadas como na figura 6. O comprimento total do defeito de cada grupo equivale ao somatório dos comprimentos levantados individualmente mais as distâncias entre dois defeitos adjacentes.

Passo 11 – Calcular a profundidade efetiva de cada defeito combinado ($d_{e,nm}$).

$$d_{e,nm} = \frac{\sum_{i=n}^{i=m} d_{ei} l_i}{l_{nm}}$$

Passo 12 – Calcular a pressão de ruptura para cada defeito combinado (P_{nm}).

$$P_{nm} = \frac{2 t_e \sigma_u \left(1 - \frac{d_{e,nm}}{t_e}\right)}{(D - t_e) \left(1 - \frac{d_{e,nm}}{t_e Q_{nm}}\right)}, \text{ onde } Q_{nm} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_{nm}}{\sqrt{D t_e}}\right)^2}$$

Passo 13 – A pressão de ruptura para um incremento (d_j) é tomada como a mínima de todas as pressões de ruptura calculadas anteriormente.

$$P_{rup} = \min(P_1, P_2, \dots, P_n, P_{nm}, P_{patch}, P_{total})$$

Passo 14 – Repetir todos os passos de 4 a 13 para um novo incremento (d_j), até a profundidade máxima do defeito seja alcançada.

Passo 15 – Calcular a pressão de ruptura com a equação para defeitos isolados usando a maior profundidade e comprimento total do defeito.

Passo 16 – A pressão de ruptura do defeito de geometria complexa é o menor dos valores encontrados para todos os intervalos de profundidade, mas não deve ser menor que o calculado no Passo 15.

2.3.5

Outros cálculos realizados

A tabela 1 apresenta o resumo das equações utilizadas nos métodos anteriormente mencionados. Além destes métodos, este estudo realizou o cálculo

da pressão de ruptura, a título de comparação com os demais, utilizando os métodos “Effective Area” e Área Total, com as seguintes considerações:

- Cálculo pelo método “Effective Area” tomando σ_{flow} igual ao valor da resistência à tração real do material, ao invés da resistência ao escoamento mais 69 MPa.

$$P_{rup} = \sigma_u \frac{(2t)}{D} \left[\frac{1 - A_{efetiva} / A_o}{1 - (A_{efetiva} / A_o) M^{-1}} \right]$$

- Cálculo da pressão de ruptura pela equação original NG-18, considerando σ_{flow} igual à resistência à tração do material e fator de dilatação (M) infinito.

$$P_{rup} = \sigma_u \frac{2t}{D} \left[1 - \frac{A}{A_o} \right]$$

Tabela 1 – Resumo das equações dos métodos estudados

Método	σ_{flow}	Formato do Defeito	Fator de Dilatação		Pressão de Ruptura(P_{rup})
NG-18	1,1 SMYS	Perfil do defeito	$\sqrt{1 + 0,6275(L^2/(Dt)) - 0,003375(L^2/(Dt))^2}$		$1,1SMYS \frac{2t}{D} \left[\frac{1 - \frac{A}{A_o}}{1 - \left(\frac{A}{A_o}\right) M^{-1}} \right]$
ASME B 31G	1,1 SMYS	Parabólico [2/3(dt)]	$\left[1 + 0,8 \frac{L^2}{Dt} \right]^{1/2}$		$1,1SMYS \frac{2t}{D} \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t}\right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t}\right) M^{-1}} \right]$
		Retangular(dt)			$1,1SMYS \frac{2t}{D} \left[1 - \frac{d}{t} \right]$
0,85 dL	SMYS +69 MPa	Arbitrário[0,85(dt)]	Defeito curto	$\sqrt{1 + 0,6275(L^2/(Dt)) - 0,003375(L^2/(Dt))^2}$	$(SMYS+69) \frac{(2t)}{D} \left[\frac{1 - 0,85 \left(\frac{d}{t}\right)}{1 - 0,85 \left(\frac{d}{t}\right) M^{-1}} \right]$
			Defeito longo	$3,3 + 0,032(L^2/(Dt))$	
RSTRENG	SMYS +69 MPa	Perfil do defeito	Defeito curto	$\sqrt{1 + 0,6275(L_{efetivo}^2/(Dt)) - 0,003375(L_{efetivo}^2/(Dt))^2}$	$(SMYS+69) \frac{(2t)}{D} \left[\frac{1 - A_{efetiva} / A_o}{1 - (A_{efetiva} / A_o) M^{-1}} \right]$
			Defeito longo	$3.3 + 0.032(L_{efetivo}^2/(Dt))$	
DNV RP-F101 (defeito isolado)	σ_u	Retangular(dt)	$\sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2}$		$\frac{2t \sigma_u \left(1 - \frac{d}{t} \right)}{(D-t) \left(1 - \frac{d}{tQ} \right)}$
DNV RP-F101 (defeito geometria complexa)	σ_u	Retangular(dt) e perfil do defeito			$\frac{2t \sigma_u \left(1 - \frac{d}{t} \right)}{(D-t) \left(1 - \frac{d}{tQ} \right)}$