

Avaliação de Defeitos em Oleodutos e Gasodutos Terrestres e Submarinos Rígidos em Operação

Procedimento

Esta Norma substitui e cancela a sua revisão anterior.

Cabe à CONTEC - Subcomissão Autora, a orientação quanto à interpretação do texto desta Norma. A Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma é a responsável pela adoção e aplicação das suas seções, subseções e enumerações.

Requisito Técnico: Prescrição estabelecida como a mais adequada e que deve ser utilizada estritamente em conformidade com esta Norma. Uma eventual resolução de não segui-la ("não-conformidade" com esta Norma) deve ter fundamentos técnico-gerenciais e deve ser aprovada e registrada pela Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma. É caracterizada por verbos de caráter impositivo.

Prática Recomendada: Prescrição que pode ser utilizada nas condições previstas por esta Norma, mas que admite (e adverte sobre) a possibilidade de alternativa (não escrita nesta Norma) mais adequada à aplicação específica. A alternativa adotada deve ser aprovada e registrada pela Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma. É caracterizada por verbos de caráter não-impositivo. É indicada pela expressão: **[Prática Recomendada]**.

Cópias dos registros das "não-conformidades" com esta Norma, que possam contribuir para o seu aprimoramento, devem ser enviadas para a CONTEC - Subcomissão Autora.

As propostas para revisão desta Norma devem ser enviadas à CONTEC - Subcomissão Autora, indicando a sua identificação alfanumérica e revisão, a seção, subseção e enumeração a ser revisada, a proposta de redação e a justificativa técnico-econômica. As propostas são apreciadas durante os trabalhos para alteração desta Norma.

"A presente Norma é titularidade exclusiva da PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. - PETROBRAS, de aplicação interna na PETROBRAS e Subsidiárias, devendo ser usada pelos seus fornecedores de bens e serviços, conveniados ou similares conforme as condições estabelecidas em Licitação, Contrato, Convênio ou similar.

A utilização desta Norma por outras empresas/entidades/órgãos governamentais e pessoas físicas é de responsabilidade exclusiva dos próprios usuários."

Apresentação

As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas por Grupos de Trabalho - GT (formados por Técnicos Colaboradores especialistas da Companhia e de suas Subsidiárias), são comentadas pelas Unidades da Companhia e por suas Subsidiárias, são aprovadas pelas Subcomissões Autoras - SC (formadas por técnicos de uma mesma especialidade, representando as Unidades da Companhia e as Subsidiárias) e homologadas pelo Núcleo Executivo (formado pelos representantes das Unidades da Companhia e das Subsidiárias). Uma Norma Técnica PETROBRAS está sujeita a revisão em qualquer tempo pela sua Subcomissão Autora e deve ser reanalisada a cada 5 anos para ser revalidada, revisada ou cancelada. As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas em conformidade com a Norma Técnica PETROBRAS N-1. Para informações completas sobre as Normas Técnicas PETROBRAS, ver Catálogo de Normas Técnicas PETROBRAS.

Sumário

1	Escopo.....	4
2	Referências Normativas	4
3	Termos e Definições.....	5
4	Condições Gerais	5
5	Avaliação Estrutural de Dutos Corroídos	5
5.1	Condições Gerais.....	5
5.2	Avaliação de Defeitos de Corrosão em Dutos Submetidos apenas a Carregamento de Pressão.....	8
5.3	Avaliação de Defeitos de Corrosão em Dutos Submetidos a Carregamento de Pressão Combinado com uma Tração Longitudinal de Origem Externa	10
5.4	Avaliação de Defeitos de Corrosão em Dutos Aquecidos e Enterrados	15
6	Avaliação de Dutos com Defeitos Geométricos	26
6.1	Condições Gerais.....	26
6.2	Avaliação de Dutos com Amassamentos.....	26
6.3	Avaliação de Dutos com Enrugamentos em Curvas de Campo.....	28
6.4	Avaliação de Dutos com Flambagem Local (Local “Buckles”).....	29
7	Avaliação de Dutos com Defeitos Planares	29
8	Avaliação de Defeitos Associados ao Processo de Fabricação	30
8.1	Defeito de Inclusão.....	30
8.2	Defeito de Dupla Laminação.....	30
9	Avaliação de Dutos com Defeitos de Cavas e Sulcos	31
10	Avaliação de Dutos com Vãos Livres.....	31

Figuras

Figura 1 - Geometria da Região Corroída.....	7
Figura 2 - Interação entre Dois Defeitos	8
Figura 3 - Avaliação de Defeitos de Corrosão de Acordo com o Método RPA	9
Figura 4 - Avaliação de Defeitos de Corrosão de Acordo com a Equação de Kastner - Primeira Etapa.....	12
Figura 5 - Avaliação de Defeitos de Corrosão de Acordo com a Equação de Kastner - Segunda Etapa.....	14

Figura 6 - Avaliação de Defeitos de Corrosão de acordo com o Método RPA-PLLC -Primeira Etapa.	16
Figura 7 - Avaliação de Defeitos de Corrosão de acordo com o Método RPA-PLLC -Segunda Etapa	18
Figura 8 - Avaliação de Defeitos de Corrosão de Acordo com o Método RPA-PLLC - Terceira Etapa	20
Figura 9 - Avaliação de Defeitos de Corrosão de Acordo com o Método TPLB - Primeira Etapa.....	22
Figura 10 - Avaliação de Defeitos de Corrosão de Acordo com o Método TPLB - Segunda Etapa.....	24
Figura 11 - Medida da Profundidade de um Amassamento.....	26
Figura 12 - Alturas Admissíveis de Enrugamento.....	29
Figura 13 - Medida da Altura de um Enrugamento.....	29

1 Escopo

1.1 Esta Norma estabelece critérios para avaliação de defeitos em oleodutos e gasodutos rígidos de aço, submarinos e terrestres, em operação submetidos a carregamentos estáticos.

1.2 Esta Norma abrange a avaliação dos seguintes tipos de defeitos:

- a) defeitos de corrosão (perda de espessura);
- b) defeitos geométricos (amassamento, curva de campo, flambagem local);
- c) defeitos de fabricação (inclusão, dupla laminação, empolamento);
- d) sulcos e cavas;
- e) defeitos planares;
- f) trincas assistidas pelo ambiente;
- g) outros defeitos.

1.3 Esta Norma se aplica à avaliação de defeitos e modos de falha em dutos, a partir da data de sua edição.

1.4 Esta Norma contém Requisitos Técnicos e Práticas Recomendadas.

2 Referências Normativas

Os documentos relacionados a seguir são indispensáveis à aplicação deste documento. Para referências datadas, aplicam-se somente as edições citadas. Para referências não datadas, aplicam-se as edições mais recentes dos referidos documentos.

PETROBRAS [N-1487](#) - Inspeção de Dutos Rígidos Submarinos;

PETROBRAS [N-1594](#) - Ensaio Não Destrutivo - Ultrassom em Solda;

PETROBRAS [N-1596](#) - Ensaio Não Destrutivo - Líquido Penetrante;

PETROBRAS [N-1598](#) - Ensaio Não Destrutivo - Partículas Magnéticas;

PETROBRAS [N-1738](#) - Descontinuidades em Juntas Soldadas, Fundidos, Forjados e Laminados;

PETROBRAS [N-2098](#) - Inspeção de Duto Terrestre em Operação;

PETROBRAS [N-2726](#) - Terminologias de Dutos;

PETROBRAS [N-2727](#) - Manutenção de Dutos Rígidos Submarinos;

PETROBRAS [N-2737](#) - Manutenção de Oleoduto e Gasoduto Terrestre;

PETROBRAS [N-2803](#) - Ensaio Não Destrutivo - Ultrassom Computadorizado e Mecanizado para Inspeção em Soldas;

ASME [B31G](#) - Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines;

DNVGLGL-[RP-F101](#) - Corroded Pipelines.

3 Termos e Definições

Para os efeitos deste documento aplicam-se os termos e definições da PETROBRAS [N-2726](#) e os seguintes.

3.1

PLLC

“Pressure Loading plus Longitudinal Compression” (carregamento de pressão mais compressão longitudinal)

3.2

RPA

“Rectangular Parabolic Area” (área parabólica retangular)

3.3

TPLB

“Thin Pipe Local Buckling” (flambagem local de tubos finos)

3.4

VIV

Vibrações Induzidas por Vórtices

4 Condições Gerais

4.1 Podem ser executadas avaliações através de critérios menos conservadores, desde que haja uma justificativa técnica para a escolha do(s) critério(s) alternativo(s).

4.2 Caso os defeitos detectados em dutos sejam reprovados pela avaliação de integridade realizada, os reparos devem ser executados de acordo com os requisitos da PETROBRAS [N-2737](#) para dutos terrestres ou a PETROBRAS [N-2727](#) para dutos submarinos.

4.3 A avaliação do defeito deve gerar um relatório contendo, no mínimo, as seguintes informações:

- a) todos os dados utilizados na avaliação;
- b) a descrição e dimensões do defeito;
- c) as premissas adotadas;
- d) o método empregado;
- e) os resultados;
- f) ações recomendadas.

5 Avaliação Estrutural de Dutos Corroídos

5.1 Condições Gerais

5.1.1 As recomendações desta Seção se aplicam somente a situações em que a pressão interna atuante no duto é maior do que a pressão externa.

NOTA Caso a pressão externa seja superior à pressão interna, consultar um especialista.

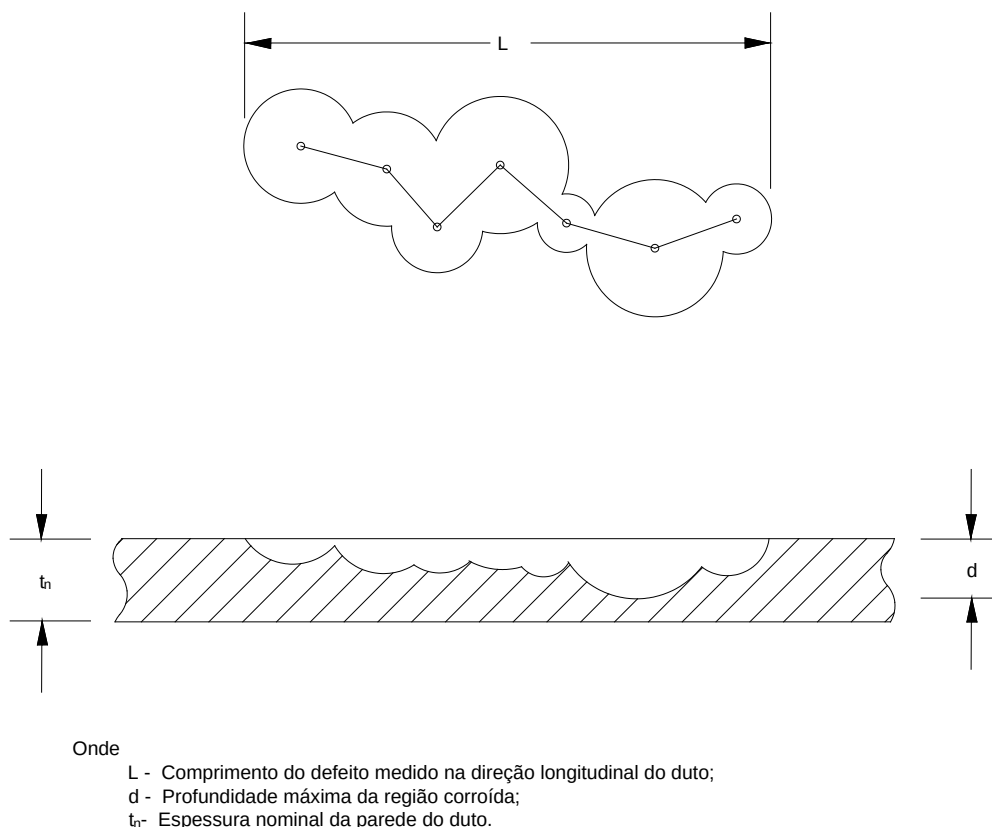
5.1.2 A avaliação de dutos corroídos deve ser realizada com base nos resultados obtidos pela inspeção do duto com o auxílio de ferramentas de medição de espessura, tais como: o ultrassom manual (PETROBRAS [N-1594](#)) ou automático (PETROBRAS [N-2803](#)) e diversos tipos de “pigs” instrumentados ultrassônicos e magnéticos, conforme PETROBRAS [N-2098](#) para dutos terrestres e PETROBRAS [N-1487](#) para dutos submarinos.

5.1.3 Devem ser avaliadas e aplicadas as correções nas dimensões dos defeitos considerando as incertezas das ferramentas de medição

5.1.4 Defeitos aprovados na avaliação da integridade imediata também devem ser submetidos a uma avaliação da integridade futura, na qual deve ser considerado o crescimento do defeito.

5.1.5 Em caso de necessidade de içamento de um duto submarino para realização de reparo, a resistência remanescente nas áreas de perda de espessura (defeitos de corrosão) deve ser avaliada, considerando os esforços de içamento.

5.1.6 A região corroída deve ter sua geometria descrita por pelo menos três parâmetros (ver Figura 1): a profundidade máxima d , o comprimento L (dimensão longitudinal do defeito) e a largura w (dimensão circunferencial do defeito).

**Figura 1 - Geometria da Região Corroída**

5.1.7 A interação entre os defeitos de corrosão deve ser levada em consideração no cálculo da resistência remanescente do duto corroído.

5.1.8 A avaliação de defeitos de corrosão em “risers” rígidos deve ser feita aplicando-se o procedimento recomendado para avaliação de defeitos de corrosão em dutos submetidos a carregamento de pressão combinado com uma tração longitudinal de origem externa (ver 5.3).

5.1.9 Os métodos recomendados em 5.2, 5.3 e 5.4 não devem ser aplicados na avaliação de defeitos de corrosão que englobem, no todo ou em parte, a solda ou a zona termicamente afetada quando:

- a) o defeito de corrosão contiver cantos vivos (“sharp defect”), como por exemplo os entalhes em forma de “V” (“V-notch defect”) gerados por corrosão preferencial adjacente a solda longitudinal;
- b) a solda contiver trincas;
- c) a corrosão estiver coincidindo com algum defeito de fabricação da solda;
- d) houver interação entre a corrosão e algum defeito de fabricação da solda;
- e) a solda tiver baixa tenacidade ou propriedades materiais pobres;
- f) a solda não tiver atingido no teste de “Charpy” (“full size Charpy V-notch impact test”) de três espécimes 10 mm x 10 mm um valor mínimo de 30 J e um valor médio de 40 J, na temperatura mínima de projeto;
- g) a solda tiver resistência menor que a resistência do metal de base (“under-matching weld”);
- h) a solda tiver sido fabricada em uma época em que não existiam normas de soldagem reconhecidas;
- i) a solda for de um dos seguintes tipos: de resistência elétrica de baixa frequência (“low frequency electric resistance weld”), por indução (“induction weld”), por centelhamento (“flash weld”) ou oxiacetilênica (“oxyacetylene weld”).

5.1.10 Caso ocorra uma ou mais das situações descritas em 5.1.9, deve-se avaliar o defeito de corrosão como um defeito planar conforme procedimento descrito na Seção 7 desta Norma.

5.1.11 Atenção especial deve ser dada a defeitos de corrosão situados em dutos de parede fina nos quais a espessura remanescente seja menor que 2 mm.

5.2 Avaliação de Defeitos de Corrosão em Dutos Submetidos apenas a Carregamento de Pressão

Por definição, defeitos de corrosão longitudinais são aqueles defeitos que têm comprimento maior ou igual à largura. Por definição, defeitos de corrosão circunferências são aqueles defeitos que têm comprimento menor que a largura.

5.2.1 A interação entre dois defeitos de corrosão deve ser verificada por meio da aplicação da regra de interação descrita na Figura 2. Quando a colônia de defeitos de corrosão é composta de mais de dois defeitos aplica-se o critério de interação em tantos pares de defeitos adjacentes quantos forem necessários para varrer todas as combinações possíveis de defeitos. No caso de existir interação, a avaliação deve ser feita com base no defeito interagido. O comprimento e a largura do defeito interagido são as dimensões do envelope retangular que envolve o grupo de defeitos. A profundidade do defeito interagido é a profundidade do defeito mais profundo do grupo.

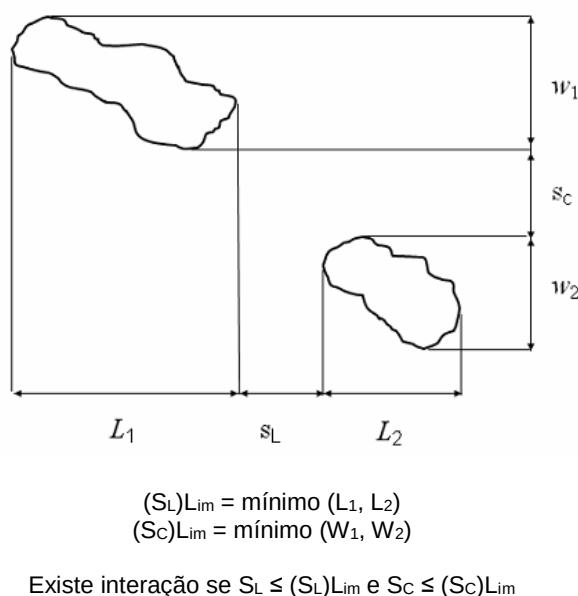


Figura 2 - Interação entre Dois Defeitos

5.2.2 Defeitos de corrosão longitudinais em dutos submetidos a carregamento de pressão devem ser avaliados pelo método RPA, de acordo com o procedimento da Figura 3.

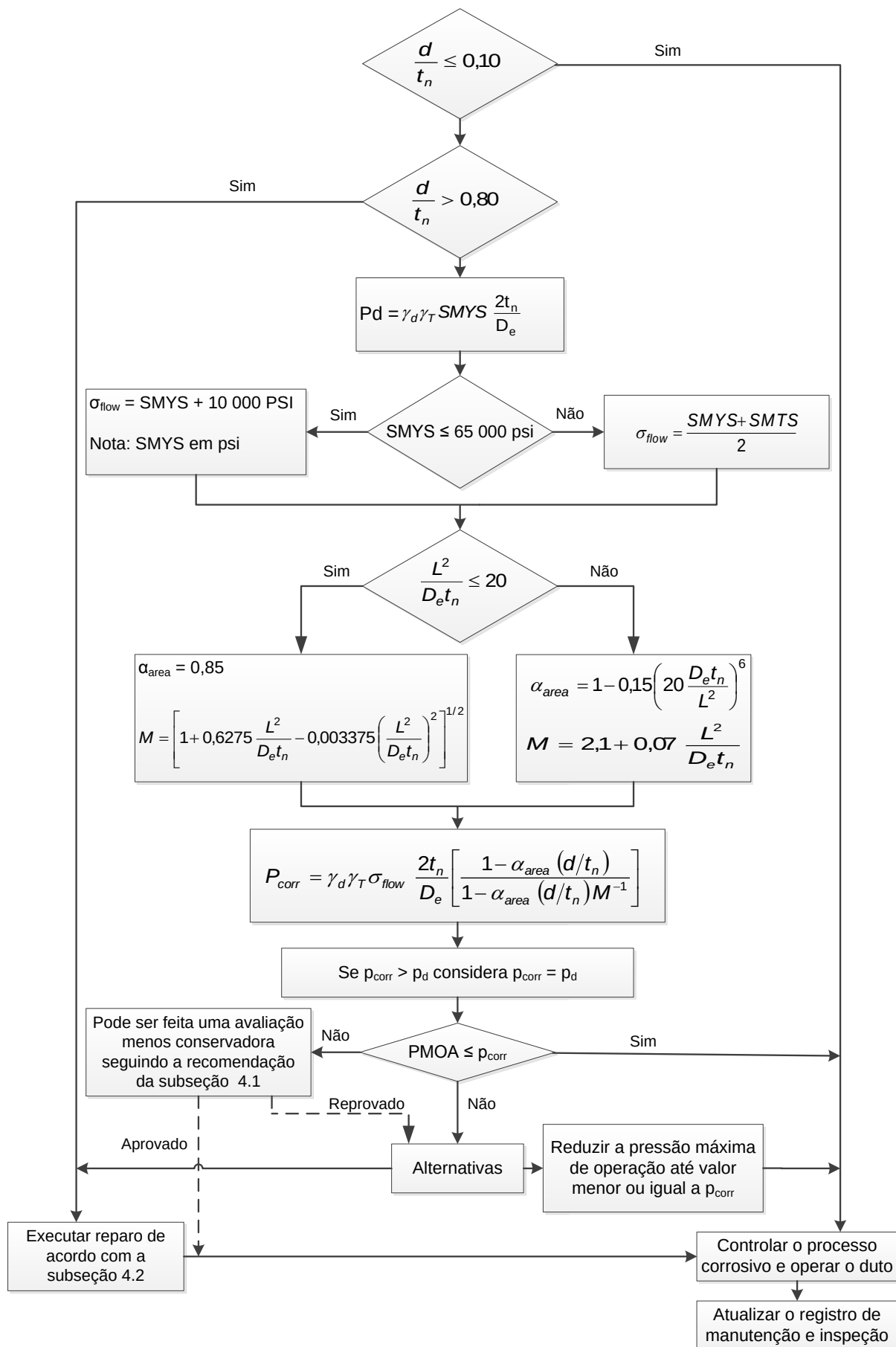


Figura 3 - Avaliação de Defeitos de Corrosão de Acordo com o Método RPA

D_e	- diâmetro externo do duto;
t_n	- espessura de parede nominal do duto;
γ_d	- fator de segurança (de acordo com a norma de projeto do duto) usado na determinação do valor admissível para a tensão circunferencial gerada pelo carregamento de pressão;
γ_T	- fator de redução das propriedades do material devido à influência da temperatura (de acordo com a norma de projeto do duto; caso não seja especificado assumir $\gamma_T = 1$);
σ_{flow}	- "flow stress" do material ($SMYS \leq \sigma_{flow} \leq SMTS$);
d	- profundidade máxima do defeito;
L	- comprimento do defeito;
p_d	- pressão interna admissível de projeto do duto;
p_{corr}	- pressão interna admissível do duto corroído.

Figura 3 - Avaliação de Defeitos de Corrosão de Acordo com o Método RPA (Continuação)

5.2.3 Defeitos de corrosão longitudinais em dutos submetidos a carregamento de pressão podem ser avaliados pelo método "Effective Area" (implementado no programa computacional "RSTRENG®¹⁾"), desde que o perfil de profundidades seja conhecido.

5.2.4 Defeitos de corrosão circunferenciais em dutos submetidos a carregamento de pressão devem ser avaliados pelo método RPA, conforme procedimento da Figura 3, e pela equação de Kastner, conforme procedimento da Figura 4 (Primeira etapa) e Figura 5 (Segunda etapa), adotando-se o resultado mais desfavorável.

5.2.5 O método "Original B31G" (ASME B31G) e o método DNVGL-RP-F101 "for single defects" podem ser utilizados em substituição ao método RPA, nas avaliações previstas no 5.2.2 e 5.2.4, desde que as restrições estabelecidas em 5.2.5.1 e 5.2.5.2 sejam respeitadas.

5.2.5.1 O método "Original B31G" (ASME B31G) não deve ser usado na avaliação de defeitos de corrosão em dutos cujo material tenha tensão SMYS maior que 65 000 psi.

5.2.5.2 O método DNVGL-RP-F101 "for single defects" não deve ser usado na avaliação de defeitos de corrosão em dutos cujo material tenha tensão SMYS menor que 46 000 psi.

NOTA Podem ser utilizados outros métodos similares, desde que validados por testes em escala real nos moldes dos ensaios realizados na ASME B31G e DNVGL-RP-F101 e desenvolvido por especialistas.

5.3 Avaliação de Defeitos de Corrosão em Dutos Submetidos a Carregamento de Pressão Combinado com uma Tração Longitudinal de Origem Externa

Por convenção as tensões de tração são positivas e as tensões de compressão são negativas.

5.3.1 Os procedimentos recomendados nesta subseção só devem ser aplicados quando a tensão longitudinal total atuante σ_L for uma tensão de tração (positiva). Todas as combinações possíveis de carregamentos devem ser estudadas com o objetivo de se escolher a mais desfavorável delas para fazer a avaliação do defeito.

¹⁾ RSTRENG®- é uma marca comercial de um programa para avaliação estrutural de dutos corroídos fornecido por Technical Toolboxes. Esta informação é dada para facilitar aos usuários desta Norma e não constitui um endosso ou uma recomendação da PETROBRAS ao produto citado. Podem ser utilizados produtos equivalentes, desde que conduzam aos mesmos resultados.

5.3.2 Defeitos de corrosão em dutos submetidos a carregamento de pressão combinado com uma tração longitudinal de origem externa devem ser avaliados pelo método RPA, conforme procedimento da Figura 3, e pela equação de Kastner, conforme procedimento da Figura 4 e da Figura 5, adotando-se o resultado mais desfavorável.

NOTA O procedimento apresentado na Figura 4 e na Figura 5 considera que a contribuição do momento fletor para a tensão longitudinal resultante (σ_L) não pode ser maior que metade da contribuição do esforço normal.

5.3.3 O método “Original B31G” (ASME [B31G](#)) e o método DNVGL-[RP-F101](#) “for single defects” podem ser utilizados em substituição ao método RPA, nas avaliações previstas no 5.3.2, desde que as restrições estabelecidas em 5.3.3.1 e 5.3.3.2 sejam respeitadas.

5.3.3.1 O método “Original B31G” (ASME [B31G](#)) não deve ser usado na avaliação de defeitos de corrosão em dutos cujo material tenha tensão SMYS maior que 65 000 psi.

5.3.3.2 O método DNVGL “for single defects” não deve ser usado na avaliação de defeitos de corrosão em dutos cujo material tenha tensão SMYS menor que 46 000 psi.

NOTA Podem ser utilizados outros métodos similares, desde que validados por testes em escala real nos moldes dos ensaios realizados na ASME [B31G](#) e DNVGL-[RP-F101](#) e desenvolvido por especialistas.