



FACULDADE DE TECNOLOGIA SENAI CIMATEC

**MESTRADO PROFISSIONAL EM
GESTÃO E TECNOLOGIA INDUSTRIAL**

**PROCEDIMENTOS SIMPLIFICADOS PARA AVALIAÇÃO DE
DUTO ONSHORE COM DANO MOSSA E SULCO**

MARCO AURÉLIO OLIVEIRA LIMA

Salvador – Bahia

2010

MARCO AURÉLIO OLIVEIRA LIMA

**PROCEDIMENTOS SIMPLIFICADOS PARA AVALIAÇÃO DE
DUTO ONSHORE COM DANO MOSSA E SULCO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Gestão e Tecnologia Industrial, Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Gestão e Tecnologia Industrial.

Orientador: Prof. Sérgio Rodrigues Barra, Dr. Eng.
Co-orientador: Prof. José Luiz de França Freire, Dr. Eng.

Salvador – Bahia
2010

Ficha catalográfica

MARCO AURÉLIO OLIVEIRA LIMA

TÍTULO DO TRABALHO: PROCEDIMENTOS SIMPLIFICADOS
PARA AVALIAÇÃO DE DUTO ONSHORE COM DANO
MOSSA E SULCO

Dissertação apresentada como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Gestão e Tecnologia Industrial, Faculdade de Tecnologia SENAI Cimatec

Aprovada em 30 de Julho de 2010.

Banca Examinadora

Orientador: Prof. Sérgio Rodrigues Barra

Doutor em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, Brasil

Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC, Salvador, Brasil

Co-orientador: Prof. José Luiz de França Freire

Doutor em *Engineering Mechanics* pela *Iowa State University of Science and Technology*, Ames, Iowa, EUA

PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil

Membro Externo da Banca: Eng. Carlos Augusto de Souza

Doutor em Mecânica pela *Université Pierre et Marie Curie*, Paris, França

Petrobras Transporte S.A. – TRANSPETRO, Madre de Deus, Brasil

**“O estudo não evita erros,
porém ajuda a aumentar o número de acertos.”
(autor desconhecido).**

AGRADECIMENTOS

Inicialmente gostaria de agradecer a Deus por ter me dado força, saúde e inspiração durante todo o transcorrer do mestrado, de forma a transpor as dificuldades inerentes a este tipo de atividade acadêmica, da forma o mais positiva possível.

Agradeço aos meus pais pela educação “de berço” que me foi dada, onde os ensinamentos relativos a caráter, integridade moral e persistência, dentre outros, sempre foram enaltecidos. Isto sempre me foi e será útil em qualquer desafio pessoal e profissional na minha vida.

Agradeço a minha esposa Nelma pela tolerância com relação aos diversos compromissos familiares e sociais que foram deixados para trás em função da minha dedicação às atividades do mestrado. Porém, tenho a certeza de que não faltarão oportunidades para curtimos juntos momentos que nos dão prazer e alegria.

Agradeço às minhas irmãs Fabiane e Cristiane, e a minha avó Martha, que sempre torceram muito pelo meu sucesso pessoal e profissional.

Agradeço à Empresa Det Norske Veritas Ltda (DNV) pelo grande apoio e incentivo para a realização do meu mestrado.

Por fim, gostaria de agradecer aos professores e colegas de mestrado em que tive a oportunidade de conviver e de assimilar novos conhecimentos, em especial ao colegas Carlos André, Paulo Moura e Ricardo Travassos, ao meu orientador Prof. Barra pelo apoio incondicional durante a elaboração da minha dissertação, ao co-orientador Prof. Freire pela sugestão do tema da minha dissertação e todo ensinamento técnico durante a escrita desta, e ao primeiro coordenador deste mestrado, o Prof. Cristiano Vasconcelos, pela atenção e ajuda, sempre que necessário.

RESUMO

O dano tipo *mossa e sulco* destaca-se como uma das principais causas de falhas em dutos *onshore*, as quais podem gerar consequências danosas às pessoas, ao meio ambiente e/ou às instalações que se encontram nos arredores dos seus trajetos, além de perda financeira e dano à imagem da companhia operadora do duto. Diante disto, observa-se na literatura técnica diversos métodos analíticos semi-empíricos que visam avaliar a adequação ao uso (*fitness-for-purpose*) de dutos *onshore* com dano *mossa e sulco*. Adicionalmente, verifica-se, também, que existem certas divergências entre as fundamentações teóricas e as formas de apresentação destes métodos, pairando então a dúvida sobre “qual” método seria mais exato e mais recomendado para verificar se um duto com determinado dano *mossa e sulco* estaria ou não apto a continuar operando dentro das condições previstas em projeto e/ou em outras condições alternativas. Neste trabalho foi então realizada uma análise crítica destes métodos, no tocante à fundamentação teórica, disponibilidade dos dados requeridos para os cálculos e exatidão em prever a pressão de falha. Os resultados desta análise crítica evidenciaram que o método original desenvolvido pela British Gas é o ‘mais recomendado’ para ser empregado. Adicionalmente, como a aplicação direta deste método da British Gas implica em uma abordagem determinística (do tipo “passa” ou “não passa”), decidiu-se realizar uma análise de confiabilidade estrutural (abordagem probabilística). Para quantificar a probabilidade de falha sugeriu-se o uso dos métodos de confiabilidade estrutural FORM e SORM, e a simulação de Monte Carlo. Por fim, foram desenvolvidos e apresentados procedimentos simplificados visando orientar companhias e profissionais relacionados com dutos *onshore* quanto ao tratamento a ser dado para o dano *mossa e sulco*, e, para facilitar o entendimento e uso dos mesmos, é apresentada uma aplicação prática para um destes procedimentos por meio de um estudo de caso.

Palavras-chave: Duto *Onshore*; Interferência Externa; Dano *Mossa e Sulco*; Avaliação de Adequação ao Uso.

ABSTRACT

The dent and gouge damage type stands out as one of the main causes of failures in onshore pipelines, which may cause harmful consequences to people, the environment and/or facilities that are in the vicinity of their paths, as well as financial loss and loss of image of the company operating the pipeline. Given this, it is observed in the technical literature several semi-empirical analytical methods that aim to assess the fitness-for-purpose of onshore pipeline with dent and gouge damage. Additionally, is also verified that there are certain discrepancies between theoretical predictions and the ways of presenting these methods, then the question hovering over "what" method would be more accurate and recommended to verify if a pipeline with a given dent and gouge damage would be or not able to continue operating within the conditions laid down in design and/or other alternative conditions. In this work a critical analysis of these methods was then carried out, as regards the theoretical basis, availability of data required for the calculations and accuracy in predicting the pressure of failure. The results of this review showed that the original method developed by British Gas is the "most recommended" to be employed. Additionally, as the direct application of this method of British Gas imply in a deterministic approach (such as "pass" or "not pass"), decided to perform a structural reliability analysis (probabilistic approach). To quantify the probability of failure it was suggested the use of methods of structural reliability SORM and FORM, and the Monte Carlo simulation. Finally, were developed and presented simplified procedures aimed at guiding companies and professionals related to onshore pipelines on the treatment to be given to the dent and gouge damage, and, to facilitate the understanding and usage, it is presented a practical application of one of these procedures through a case study.

Keywords: Onshore Pipeline; External Interference; Dent and Gouge Damage; Fitness-for-Purpose Assessment.

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Valores de probabilidade de falha (P_f) em função do índice de confiabilidade “ β ” (BOMEL, 2001).

Tabela 2.2 – Compilação, por faixa de diâmetro nominal do duto, de incidentes de perda de produto causados por interferência externa (UKOPA, 2007).

Tabela 2.3 – Compilação, por faixa de espessura de parede do duto, de incidentes de perda de produto causados por interferência externa (UKOPA, 2007).

Tabela 2.4 – Frequência de incidente de perda de produto em função do tipo de área por onde passa o duto (UKOPA, 2007).

Tabela 2.5 – Causas de incidentes em dutos de gás, 1970-96 (DNV, 2000b).

Tabela 3.1 – Frequências de ocorrência de interferência externa para duto *onshore*, conforme ASME (2003) e Zimmerman et al. (1996).

Tabela 3.2 – Probabilidade esperada que dano mecânico cause um dano tipo ‘sulco’ ou ‘mossa e sulco’, conforme dados da UKOPA (COSHAM et al., 2008).

Tabela 3.3 – Principais características técnicas dos métodos disponíveis para avaliar a adequação ao uso de dutos com dano moossa e sulco.

Tabela 3.4 – Resultados da análise estatística descritiva executada para os métodos BG original, BG modificado e Gasunie.

Tabela 3.5 – Compilação das frequências de falha históricas causadas por interferência externa em função da faixa de diâmetro do duto (UKOPA, 2007; EGIG, 2008).

Tabela 3.6 – Compilação das frequências de falha históricas causadas por interferência externa em função da faixa de espessura de parede do duto (UKOPA, 2007; EGIG, 2008).

Tabela 3.7 – Resultados de testes projetados e executados pela British Gas mostrando o efeito de diferentes medidas de proteção contra danos em dutos *onshore* causados por interferência externa (CORDER, 1995).

Tabela 5.1 – Tipos de distribuição estatística para as variáveis usadas na função estado limite (Equação 5.4).

Tabela 5.2 – Categorização de fluidos.

Tabela 5.3 – Classes mínimas de segurança – dutos *onshore*.

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1.1 – Distribuição do percentual de incidentes, por tipo de causa, em dutos de gás na Europa (EGIG, 2008).

Figura 2.1 – (a) Foto ilustrativa do dano moossa e sulco (EA SERVICES, 2009) e (b) dimensões do dano moossa e sulco e nomenclatura adotada pela referência API 579-1 / ASME FFS-1 (2007).

Figura 2.2 – Nomenclatura para retorno elástico (spring back) e arredondamento (rerounding) assumindo que o tubo é indentado (geração da moossa) na condição de pressão (COSHAM, 2001).

Figura 2.3 – Ilustração do relacionamento entre o deslocamento e carregamento radial durante o processo de indentação, indicando a diferença entre o retorno elástico (spring back) e o arredondamento (rerounding). É assumido que a moossa é introduzida na condição de pressão, e que a pressão é reduzida para zero depois que o indentador (objeto de impacto) é removido, para indicar a diferença entre H_p , H_o e H_r (COSHAM, 2001).

Figura 2.4 – Ilustração convencional de probabilidade de falha (BOMEL, 2001).

Figura 2.4 – Espaço físico e normalizado (FLORES; VIANA; RADE, 2006).

Figura 2.5 – Frequência de incidente de perda de produto por causa, no período de 1962 a 2006 (UKOPA, 2007).

Figura 2.6 – Frequência de incidente de perda de produto por causa e diâmetro de furo equivalente, no período de 1962 a 2006 (UKOPA, 2007).

Figura 2.7 – Relacionamento entre causa e tamanho do evento (EGIG, 2008).

Figura 2.8 – Relacionamento entre as consequências de incidentes causados por interferência externa e faixa de diâmetro do duto (EGIG, 2008).

Figura 2.9 – Relacionamento entre as consequências de incidentes causados por interferência externa e classe de cobertura (EGIG, 2008).

Figura 2.10 – Relacionamento entre as consequências de incidentes causados por interferência externa e faixa de espessura de parede nominal (EGIG, 2008).

Figura 2.11 – Elementos de um programa de gestão de integridade (ASME B31.8S, 2004).

Figura 2.12 – Diagrama de fluxo de processo do plano de gestão de integridade (ASME B31.8S, 2004).

Figura 3.1 – Tensões calculadas pelos métodos BG original, BG modificado e Gasunie versus tensões reais causadas pelas pressões de falha para 67 testes realizados no projeto PDAM.

Figura 3.2 – Comparação do parâmetro R^2 (medida do ajuste) para o “novo” método (UKOPA) e o método da fratura moosa e sulco original da British Gas (BG) usando vários conjuntos de dados de testes (SEEVAM et al., 2008).

Figura 3.3 – Efeito da profundidade de cobertura na redução da frequência de falha devido à interferência externa em duto onshore.

Figura 4.1 – Procedimento simplificado para o tratamento a ser dado para o dano moosa e sulco na fase de projeto de duto *onshore*.

Figura 4.2 – Procedimento simplificado para o tratamento a ser dado para duto onshore com dano moosa e sulco inicialmente não conhecido.

Figura 4.3 – Procedimento simplificado para o tratamento a ser dado para duto onshore com dano moosa e sulco conhecido.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO

- 1.1 Introdução
- 1.2 Definição do problema
- 1.3 Objetivos
- 1.4 Justificativas e motivações
- 1.5 Abrangência
- 1.6 Organização

2. REVISÃO DA LITERATURA ESPECIALIZADA (FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DO TEMA)

- 2.1 Introdução
- 2.2 Definição de duto onshore
- 2.3 Definição de interferência externa
- 2.4 Caracterização do dano moosa e sulco
 - 2.4.1 Definições
 - 2.4.2 Retorno elástico e arredondamento
 - 2.4.3 Profundidade da moosa
 - 2.4.4 Profundidade do sulco
 - 2.4.5 Formato da moosa
 - 2.4.6 Locação e orientação do sulco dentro da moosa
 - 2.4.7 Sulco versus entalhe
 - 2.4.8 Caracterização da falha decorrente do dano moosa e sulco
- 2.5 Frequência de ocorrência de interferência externa
- 2.6 Probabilidade de ocorrência do dano moosa e sulco
- 2.7 Métodos analíticos para avaliar a adequação ao uso de duto com dano moosa e sulco
 - 2.7.1 Método semi-empírico proposto por Gasunie
 - 2.7.2 Método da fratura moosa e sulco semi-empírico original desenvolvido pela British Gas
 - 2.7.3 Método da fratura moosa e sulco semi-empírico da British Gas modificado
 - 2.7.4 Método semi-empírico proposto por Bai e Song
 - 2.7.5 Método analítico adotado pelo API 579 / ASME FFS-1

2.7.6 “Novo” método desenvolvido por Kiefner e Andrew Francis, sob solicitação do PRCI

2.8 Análise de confiabilidade estrutural

2.9 Determinação da frequência de falha esperada para duto onshore com dano moosa e sulco devido a interferência externa

2.10 Frequência de falha histórica de duto onshore com dano moosa e sulco devido a interferência externa

2.11 Gestão de integridade de duto

3. ANÁLISE E DISCUSSÃO

3.1 Introdução

3.2 Frequência de ocorrência de interferência externa

3.3 Probabilidade de ocorrência do dano moosa e sulco

3.4 Métodos analíticos existentes para avaliar a adequação ao uso de duto com dano moosa e sulco

3.4.1 Fundamentação teórica

3.4.2 Natureza e disponibilidade dos dados requeridos

3.4.3 Exatidão dos resultados (validação experimental)

3.4.4 Método recomendado

3.5 Análise de confiabilidade estrutural

3.6 Determinação da frequência de falha esperada para duto onshore com dano moosa e sulco devido a interferência externa

3.7 Frequência de falha histórica de duto onshore com dano moosa e sulco devido a interferência externa

3.8 Gestão de integridade de duto

4. PROCEDIMENTOS SIMPLIFICADOS PARA AVALIAÇÃO DE DUTO ONSHORE COM DANO MOSSA E SULCO

4.1 Introdução

4.2 Procedimento para fase de projeto

4.3 Procedimento para fase de operação com dano moosa e sulco não conhecido

4.4 Procedimento para fase de operação com dano moosa e sulco conhecido

5. ESTUDO DE CASO: APLICAÇÃO DE UM PROCEDIMENTO SIMPLIFICADO PARA AVALIAÇÃO DE DUTO ONSHORE COM DANO MOSSA E SULCO

5.1 Introdução

5.2 Estudo de caso: duto em fase de operação com dano moosa e sulco conhecido

6. CONCLUSÕES

6.1 Conclusões gerais

6.2 Conclusões específicas

6.3 Sugestões para trabalhos futuros

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 Introdução

Esta dissertação refere-se ao estudo do dano tipo moessa e sulco, gerado por interferência externa/impacto, em duto *onshore*. Para execução deste trabalho foi realizada uma extensa pesquisa bibliográfica com o propósito de buscar informações e dados técnicos relevantes e suficientes para fazer uma avaliação criteriosa sobre as características, importâncias e implicações deste tipo de dano para dutos *onshore*, e, conseqüentemente, para as companhias operadoras de dutos, e sugerir procedimentos técnicos simplificados, na forma de fluxogramas, referentes ao tratamento a ser dado para o dano moessa e sulco, seja na fase de projeto ou de operação de dutos *onshore*.

O objeto de estudo desta dissertação encontra-se inserido, principalmente, dentro do segmento de óleo e gás, tendo uma implicação direta para companhias e profissionais que atuam com o projeto, inspeção, avaliação de integridade, manutenção e/ou operação de dutos *onshore* de transporte.

Neste capítulo encontra-se apresentado no Item 1.1 a introdução, no Item 1.2 a definição do problema, objeto de estudo deste trabalho, no Item 1.3 os objetivos da dissertação, no Item 1.4 as justificativas e motivações que impulsionaram a escolha do tema da mesma, no Item 1.5 a abrangência (fronteiras e limitações de aplicação da dissertação) e, finalmente, no Item 1.6 é mostrado como a dissertação está estruturada/organizada.

1.2 Definição do problema

O dano tipo moessa e sulco destaca-se como uma das principais causas de falhas em dutos *onshore*, que podem gerar conseqüências danosas às pessoas, ao meio ambiente e/ou às instalações que se encontram nos arredores dos seus trajetos, além de perda financeira e perda de imagem da companhia operadora do duto.

Adicionalmente, como os dutos *onshore* operam normalmente em regime contínuo, interrupções não programadas, como, por exemplo, parada de manutenção para restabelecer a integridade do duto após a ocorrência de uma falha, são altamente indesejadas e prejudiciais à continuidade do negócio.

Existem na literatura técnica diversos métodos analíticos semi-empíricos que visam avaliar a adequação ao uso (*fitness-for-purpose*) de duto *onshore* com dano moessa e sulco. Como existem certas divergências entre as fundamentações teóricas e formas de apresentação destes métodos, paira a dúvida sobre “qual” método daria um resultado mais exato, e seria então mais recomendável para checar se um duto com determinado dano moessa e sulco estaria ou não apto a continuar operando dentro das condições previstas em projeto e/ou em outras condições alternativas. Sendo assim, entende-se como de grande importância a realização de um estudo detalhado sobre o dano moessa e sulco em duto *onshore*, de forma a gerar resultados fundamentados tecnicamente que possam orientar e ajudar, na prática, companhias e profissionais que trabalham com dutos *onshore*, quanto ao entendimento e melhor tratamento a ser dado para este tipo de dano/equipamento em questão.

1.3 Objetivos

O objetivo geral desta dissertação é propor, com base na literatura técnica disponível, procedimentos simplificados para o tratamento a ser dado para o dano tipo ‘moessa e sulco’ em duto *onshore*, nas fases de projeto e de operação.

Para se alcançar o objetivo geral da dissertação, descrito acima, os objetivos específicos, relacionados a seguir, tiveram que ser providenciados:

- a) Determinar a frequência esperada para ocorrência de interferência externa ($FO_{IMPACTO}$) em duto *onshore*;
- b) Determinar a probabilidade de que o impacto (interferência externa) irá gerar o dano moessa e sulco ($P_{MOSSA-SULCO}$);
- c) Identificar métodos analíticos existentes para avaliar a adequação ao uso (*fitness-for-purpose*) de duto *onshore* com dano moessa e sulco;
- d) Determinar o método analítico considerado como o ‘mais recomendado’ para avaliar a adequação ao uso de duto *onshore* com dano moessa e sulco;
- e) Identificar métodos disponíveis para realização de análise de confiabilidade estrutural e determinar o que seria mais ‘adequado’ para calcular a probabilidade de falha para duto *onshore* com dano moessa e sulco (PF_{DANO}), usando o método

analítico identificado no Item “d” acima;

- f) Definir equação para calcular a frequência de falha esperada para duto *onshore* com dano moessa e sulco (FF_{DANO});
- g) Identificar a frequência de falha histórica para duto *onshore* com dano moessa e sulco devido a interferência externa;
- h) Evidenciar o enquadramento do tema da dissertação dentro de um programa de gestão de integridade de duto;
- i) Elaborar procedimentos simplificados para a avaliação de duto *onshore* com dano moessa e sulco, nas fases de projeto e de operação;
- j) Demonstrar a aplicação de um dos procedimentos citados no Item “i” acima por meio de um estudo de caso.

1.4 Justificativas e motivações

Em diversas regiões industrializadas do Mundo, inclusive no Brasil, e, principalmente, dentro do segmento industrial de óleo e gás, dutos *onshore* (em terra) têm se destacado como um importante meio de transporte e distribuição de diversos produtos, seja na forma líquida (oleodutos) ou na forma gasosa (gasodutos).

O duto *onshore* constitui uma tubulação localizada fora dos limites físicos (“cercas”) das instalações industriais, e pode o mesmo, no seu trajeto de origem/destino, passar por diversos meios, tais como terreno/solo com características diferentes, rios, mangues, florestas, rodovias, fazendas, povoados e cidades.

Os produtos e substâncias normalmente transportados pelos dutos *onshore* se destacam pela suas características perigosas intrínsecas, tais como inflamabilidade e toxicidade. Estas características representam situações de risco para as pessoas, para as propriedades (máquinas, equipamentos, instalações prediais etc) e para o meio ambiente que se encontram presentes, de forma fixa ou eventual, ao longo dos trajetos dos dutos.

Os riscos oferecidos às pessoas, às propriedades e ao meio ambiente, decorrentes da operação do duto com substâncias perigosas, necessitam então serem analisados e gerenciados. Uma das maneiras de gerenciar o risco, que pode,

tradicionalmente, ser expresso conforme a Equação 1.1, é atuar na diminuição da frequência de falhas que ocasionam a liberação do produto perigoso, por meio de vazamento ou ruptura do duto.

$$Risco = \text{Frequência de Falha} \times \text{Consequência da Falha} \quad (1.1)$$

A interferência externa destaca-se, frequentemente, como a causa dominante de falhas em dutos *onshore* (DNV, 2000b; FRANCIS; GARDINER; McCALLUM, 2002; CONCAWE, 2007; EGIG, 2008), podendo gerar nos mesmos danos tipo moosa, sulco, moosa e sulco, ou perfurações. Como exemplo, a Figura 1.1 evidencia que a interferência externa é a principal causa inicial de incidentes do tipo liberação de gás não intencional em dutos *onshore* de transporte de gás na Europa, correspondendo a aproximadamente 50% de todos os incidentes registrados pelo “European Gas Pipeline Incident Data Group – EGIG” (EGIG, 2008).

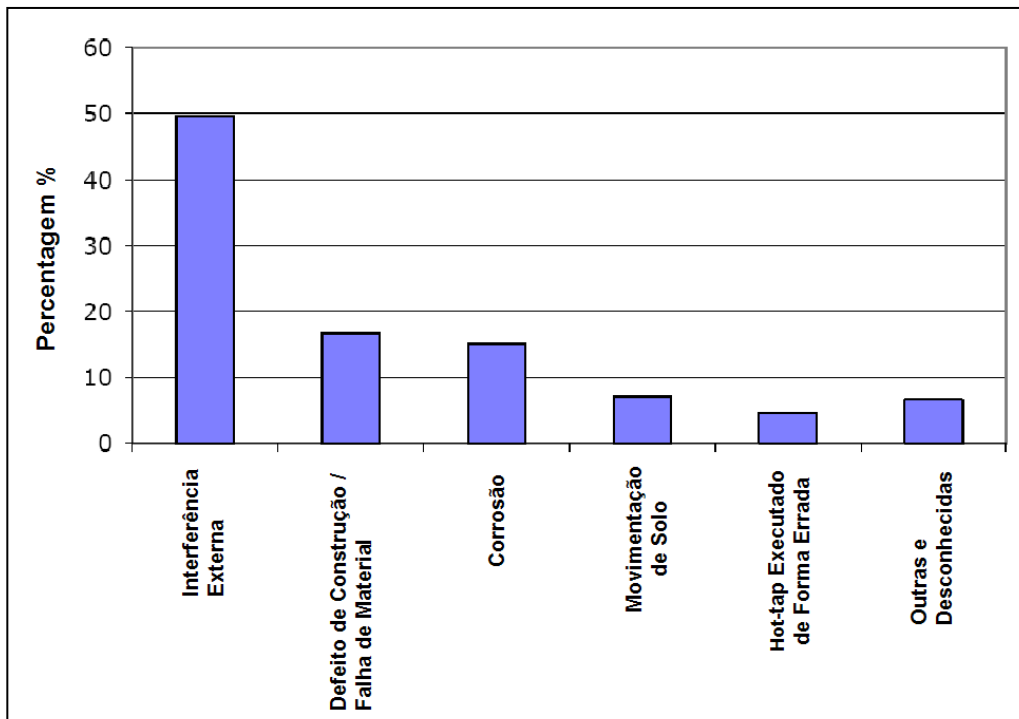


Figura 1.1 – Distribuição do percentual de incidentes, por tipo de causa, em dutos de gás na Europa (EGIG, 2008).

A interferência externa, na sua maioria envolvendo atividade de terceira parte, usando maquinário, tem sido reconhecida como um mecanismo de falha dominante em dutos de óleo e gás (PAPADAKIS, 1999).

Como as diversas atividades de interferência externa poderão incorrer em dano tipo moosa e sulco sobre dutos *onshore*, a análise técnica deste tipo de dano destaca-se

como uma importante atividade a ser realizada, com o objetivo de reduzir o número de incidentes (falhas) ocorridos em dutos, em função desta forma de dano.

A interferência externa é, normalmente, a mais significativa ameaça para duto *onshore*, porque ela é a mais comum em resultar em um dano que pode falhar tanto como 'vazamento' quanto como 'ruptura'. Segundo o banco de dados de defeitos da "United Kindom Onshore Pipeline Association" (UKOPA), 6 de cada 7 incidentes resultando em um diâmetro de furo equivalente maior ou igual ao diâmetro nominal do duto foram devidos à interferência externa (COSHAM; HASWELL; JACKSON, 2008).

Segundo o Departamento de Transporte (DoT) dos Estados Unidos, o dano devido à escavação foi listado como a causa de mais de 1/3 de todos os sérios incidentes em dutos (aqueles envolvendo fatalidades ou sérias lesões requerendo hospitalização das vítimas) (BAKER et al., 2009).

Adicionalmente, conforme reportado em Seevam et al. (2008), existe uma pressão sobre a indústria de dutos para entender o comportamento do dano *mossa e sulco*, em virtude de:

- Grande potencial para gerar danos às pessoas, às instalações e ao meio ambiente;
- Aumento do uso de técnicas de inspeção em dutos que estão detectando tal dano;
- Rápida adoção de análise quantitativa de risco (AQR) ao redor do mundo.

Portanto, em função do potencial esperado para as consequências danosas às pessoas, às propriedades e ao meio ambiente, decorrentes de uma falha (principalmente ruptura) em dutos *onshore* transportando produtos perigosos e, também, do fato de que a interferência externa se destaca como uma das principais causas de falhas para os mesmos, entende-se como de grande importância tecnológica e de gestão a proposição e aplicação de procedimentos simplificados para o tratamento a ser dado para o dano 'mossa e sulco' em duto *onshore*, nas fases de projeto e de operação.

1.5 Abrangência

A abrangência desta dissertação engloba a avaliação de duto de transmissão do tipo “onshore”, transportando qualquer produto, com encaminhamento normalmente da forma enterrado, de material metálico, com dano tipo moosa lisa (*smooth dent*) e sulco (*gouge*) causado por interferência externa (impacto) decorrente de atividade de terceira parte e sujeito somente a carregamento estático (pressão interna).

Em complementação ao parágrafo acima, valem as seguintes observações:

- a) A moosa lisa (*smooth dent*) é caracterizada como sendo uma variação suave na curvatura de parede do segmento de duto, mas que pode estar associada a outros defeitos ou descontinuidades, tais como: sulcos, ranhuras, trincas e soldas;
- b) O escopo desta dissertação exclui danos que não resultam do contato do duto com um objeto estranho (elemento indentador). As formas de danos excluídos incluem, dentre outras: achatamento, ovalização ou flambagem devido à movimentação e/ou assentamento de solo, terremoto e operação de equipamento pesado sobre duto enterrado;
- c) O estado limite considerado é apenas o Estado Limite Último (*ULS – Ultimate Limit State*), o qual é caracterizado sendo o estado limite que conduz à perda de contenção;
- d) Quando da necessidade de utilização dos resultados encontrados e recomendados nesta dissertação, fora da abrangência da mesma, deverá ser feita uma avaliação criteriosa quanto à aplicabilidade destes resultados para a situação em questão.

1.6 Organização

Esta dissertação é constituída de seis capítulos, cujos conteúdos encontram-se descritos, simplificadaamente, a seguir.

O **Capítulo 1** apresenta a definição do problema, objeto de estudo nesta dissertação, os objetivos a serem alcançados, as justificativas e motivações que se destacaram como fatores impulsionadores para a escolha do tema e foco deste trabalho, a abrangência do mesmo e, por fim, como ele se encontra organizado.

No **Capítulo 2** encontra-se apresentada a revisão da literatura especializada que fundamenta teoricamente o tema da dissertação. Inicialmente, são apresentados alguns conceitos básicos, tais como, a definição de duto *onshore*, interferência externa e caracterização do dano moessa e sulco. Em seguida são apresentados sumários das literaturas técnicas consultadas referente à frequência de ocorrência de interferência externa, probabilidade de ocorrência do dano moessa e sulco, métodos para avaliar a adequação ao uso (*fitness-for-purpose*) de dutos com dano moessa e sulco, métodos para realização de análise de confiabilidade estrutural, sistemática para determinação da frequência de falha esperada para dutos *onshore* com dano moessa e sulco, e frequência de falha histórica para dutos *onshore* com dano moessa e sulco. Por fim, é apresentado um resumo sobre o tópico gestão de integridade de duto.

No **Capítulo 3** encontram-se apresentadas análises e discussões a respeito dos principais parâmetros e questões relacionados ao dano moessa e sulco em duto *onshore*, culminando com considerações conclusivas para cada ponto abordado.

O **Capítulo 4** apresenta os procedimentos simplificados para a avaliação de duto *onshore* com dano moessa e sulco, seja na fase de projeto ou na fase de operação.

No **Capítulo 5** encontra-se apresentado um estudo de caso aplicando um dos procedimentos mostrados no Capítulo 4.

Por fim, o **Capítulo 6** apresenta as conclusões gerais, as contribuições específicas e as sugestões para trabalhos futuros relacionados ao tema desta dissertação.

CAPÍTULO 2 – REVISÃO DA LITERATURA ESPECIALIZADA (FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DO TEMA)

2.1 Introdução

Na área de dutos, esforços ao redor do mundo têm focado na necessidade de pesquisa para entendimento de dano mecânico, tal como o dano moosa e sulco.

Nos Estados Unidos, a maioria dos trabalhos experimentais, para este tipo de dano, tem sido conduzida pelo “Battelle Memorial Institute” e “Stress Engineering Services, Inc”, com fomento da “American Gas Association” (AGA) e do “American Petroleum Institute” (API).

Na Europa, testes têm sido conduzidos primariamente pela “British Gas” e “Gaz de France” com financiamento do “European Pipeline Research Group” (EPRG) (ALEXANDER; BROWNLEE, 2007).

No Brasil, observa-se um reduzido número de pesquisas e artigos técnicos focados na análise de dano mecânico em dutos, muitos deles desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES) da PETROBRAS e pelo laboratório de fotomecânica da Pontifícia Universidade Católica (PUC) do Rio de Janeiro.

Este capítulo visa apresentar um sumário da literatura técnica relevante consultada, no que diz respeito aos seguintes itens: definição de duto *onshore*, definição de interferência externa, caracterização do dano moosa e sulco, frequência de ocorrência de interferência externa, probabilidade de ocorrência do dano moosa e sulco, métodos analíticos para avaliar a integridade de duto *onshore* com dano moosa e sulco, análise de confiabilidade estrutural, frequência de falha esperada e histórica para duto *onshore* com dano moosa e sulco e gestão de integridade de duto.

2.2 Definição de duto *onshore*

Segundo o tipo de construção os dutos podem ser classificados em terrestres (*onshore*) e submarinos (*offshore*), sendo que os terrestres operam em terra e se subdividem em subterrâneos (enterrados), aparentes e aéreos (DEXHEIMER, 2009).

O duto terrestre classificado como 'aparente' se configura por ter o seu encaminhamento rente ao solo e, normalmente, apoiado sobre dormentes, enquanto que o duto terrestre 'aéreo' tem o seu encaminhamento da forma 'elevado', normalmente apoiado sobre estruturas de sustentação do tipo *pipe-rack*, traves etc.

2.3 Definição de interferência externa

Uma das principais causas de falha em dutos de transmissão *onshore* e *offshore* é a interferência externa, também conhecida como 'dano mecânico' ou 'dano de terceira parte' (COSHAM, 2001; SEEVAM et al., 2008).

O dano mecânico é geralmente considerado como sendo o dano que ocorre ao duto quando escavação mecânica, perfuração, ou colisão de um equipamento/ferramenta sobre um duto enterrado gera arranhões, abrasões, sulcos, furos e/ou mossas no duto. Dutos não enterrados (aparentes ou aéreos) podem, também, ser danificados de maneira similar devido a impactos de veículos, projéteis ou atos de vandalismo (JANDU et al., 2008).

O dano mecânico não pode ser caracterizado como uma condição singular. O dano introduzido por vários tipos de equipamentos (indentadores) ou particulares circunstâncias pode resultar em uma faixa grande de impactos para o duto. Os atributos físicos do dano em si – comprimento, profundidade, largura, orientação e aparência da superfície – podem variar largamente. Como qualquer defeito, a severidade da condição é dependente da geometria do defeito, das propriedades do material do duto e do nível de tensão no qual o duto opera (BAKER et al., 2009).

O dano de terceira parte é o dano causado ao duto por uma pessoa ou pessoas não envolvidas com a operação ou manutenção do duto em si, como, por exemplo, fazendeiros, proprietários de terras, escavadores, construtores de rodovias/estradas, operadores de outros dutos etc (API, 2003; API, 2008).

A interferência externa, mais largamente a interferência envolvendo atividade de terceira parte usando maquinário, tem sido reconhecida como um mecanismo de falha dominante na indústria de dutos de óleo e gás (PAPADAKIS, 1999). A interferência externa em dutos pode resultar em uma mocha, um sulco ou na combinação dos dois (API 579-1 / ASME FFS-1, 2007; SEEVAM et al., 2008).

2.4 Caracterização do dano moosa e sulco

2.4.1 Definições

A moosa é definida como uma depressão causada pelo contato de um corpo estranho (conhecido como 'indentador') contra o tubo do duto, resultando em deformação plástica da parede do tubo (COSHAM; HOPKINS, 2003). De forma mais abrangente, o API 579-1 / ASME FFS-1 (2007) define moosa como sendo um desvio para dentro ou para fora da seção transversal de uma parte qualquer de um casco de geometria ideal.

O material dentro e adjacente à moosa é extensivamente trabalhado a frio, resultando em uma elevação das propriedades de resistência e uma redução da ductilidade (MAYFIELD et al., 1979; COSHAM, 2001).

Por sua vez, o sulco é definido como um dano de superfície causado pelo contato de um corpo estranho contra o duto com remoção de material do tubo, resultando em um defeito de perda de metal (API 579-1 / ASME FFS-1, 2007; COSHAM; HOPKINS, 2003).

A zona duramente trabalhada a frio pode reduzir a ductilidade e tenacidade local do material na região do sulco. A base do sulco pode conter trincamento, causado pela severa deformação local do material, associada com o processo de arrancamento a frio de material da parede do tubo (MAYFIELD et al., 1979; COSHAM, 2001).

A interferência externa em dutos pode resultar em uma moosa, um sulco ou na combinação dos dois (API 579-1 / ASME FFS-1, 2007; SEEVAM et al., 2008). A combinação dos danos moosa e sulco, também denominada de dano 'moosa e sulco', encontra-se apresentada ilustrativamente na Figura 2.1.

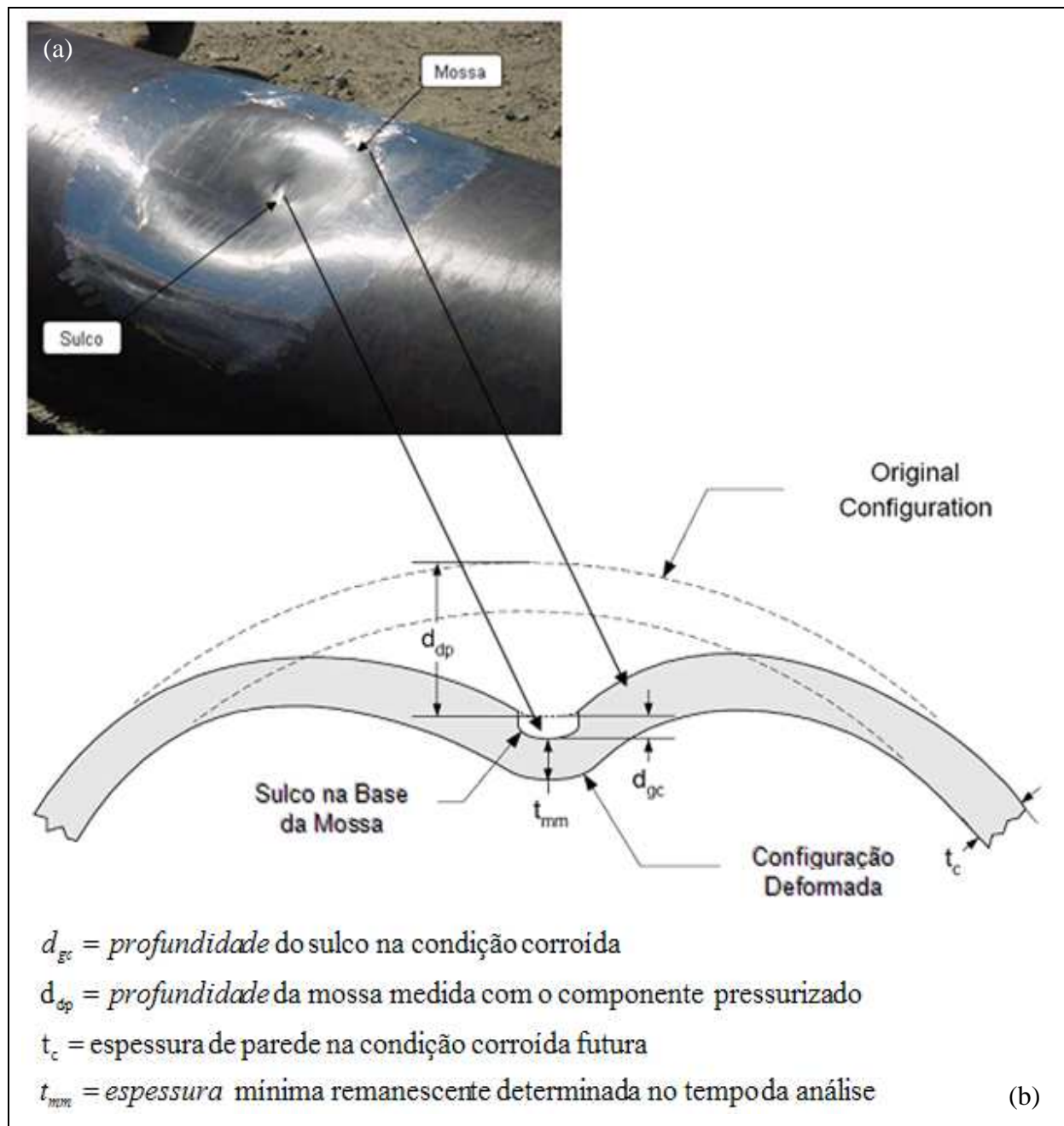


Figura 2.1 – (a) Imagem ilustrativa de um duto apresentando o dano moossa e sulco (EA SERVICES, 2009) e (b) representação esquemática das dimensões do dano moossa e sulco conforme nomenclatura adotada pela referência API 579-1 / ASME FFS-1 (2007).

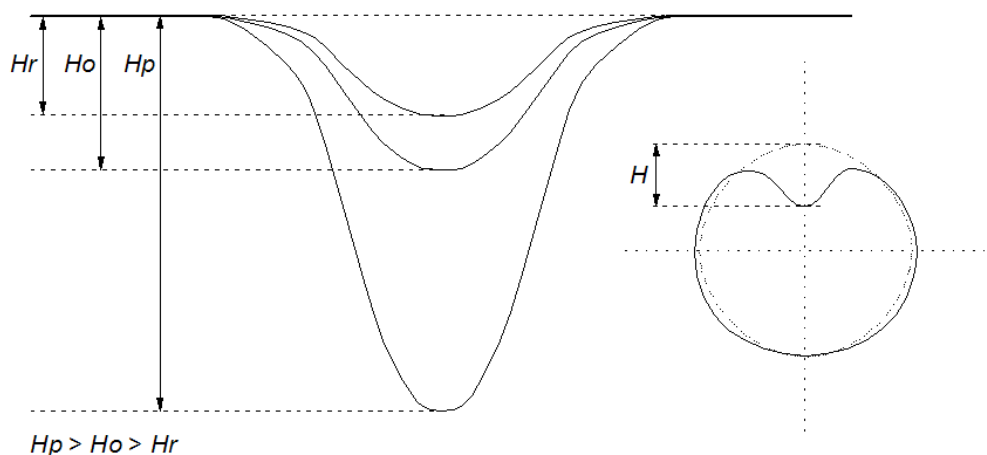
2.4.2 Retorno elástico e arredondamento

A moossa se movimenta com mudanças na pressão interna. O aumento da pressão “empurra” a moossa para fora, cujo movimento é referido como arredondamento (*rerounding*). A moossa retorna elasticamente quando o objeto de impacto

(indentador) é removido do duto, devido ao descarregamento elástico; isto é referido como retorno elástico (*spring back*). O grau de retorno elástico é maior quando a moosa é feita em um tubo pressurizado (COSHAM, 2001).

É dificuldade frequente atribuir valores únicos para o retorno elástico (*spring back*) e arredondamento (*rerounding*) de uma dada moosa. O retorno elástico, quando o indentador (objeto de impacto) é removido, é função da pressão interna, e, portanto, ele envolve um elemento de arredondamento (*rerounding*).

Encontra-se apresentada na Figura 2.2 a nomenclatura referente aos fenômenos 'retorno elástico' e 'arredondamento', e na Figura 2.3 o relacionamento entre o deslocamento e o carregamento radial durante o processo de indentação, onde é assumido que a moosa é introduzida na condição de pressão, e que a pressão é reduzida para zero depois que o indentador (objeto de impacto) é removido, para indicar a diferença entre H_p , H_o e H_r (COSHAM, 2001).



Onde:

H_p profundidade (máxima) da moosa durante o impacto (indentador em contato com o duto).

H_o profundidade da moosa remanescente após remoção do indentador (profundidade da moosa medida na pressão zero).

H_r profundidade da moosa remanescente após remoção do indentador (profundidade da moosa medida na pressão).

Figura 2.2 – Nomenclatura para retorno elástico (*spring back*) e arredondamento (*rerounding*) assumindo que o duto é indentado (geração da moosa) na condição de pressão (COSHAM, 2001).

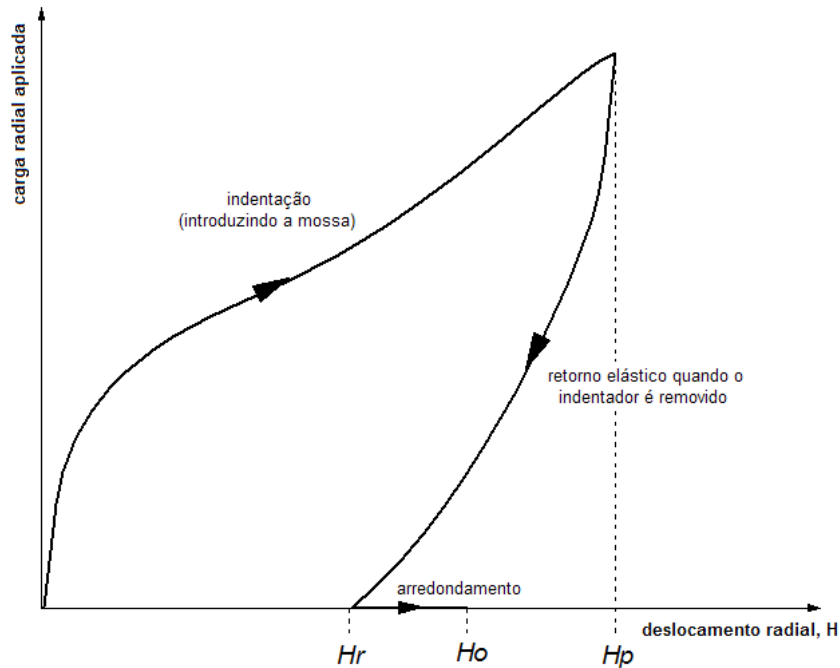


Figura 2.3 – Ilustração do relacionamento entre o deslocamento e carregamento radial durante o processo de indentação, indicando a diferença entre o retorno elástico (*spring back*) e o arredondamento (*rerounding*) (COSHAM, 2001).

2.4.3 Profundidade da moesa

A profundidade da moesa é definida como a máxima redução no diâmetro do tubo comparado com o diâmetro original (isto é, diâmetro nominal menos o diâmetro mínimo). A profundidade da moesa pode ser medida do diâmetro mínimo, ou estendendo um fio reto orientado longitudinalmente ao longo do tubo, partindo do tubo não deformado circularmente (COSHAM, 2001).

2.4.4 Profundidade do sulco

A profundidade do sulco é definida com referência ao local da espessura de parede não danificada. Um fator adicional que deveria ser considerado quando determinando a profundidade do sulco é a presença de trincamento na base do sulco, que pode ocorrer durante a indentação, durante o retorno elástico (*spring back*), durante o arredondamento (*rerounding*) e/ou pelo mecanismo de fadiga após a ocorrência de um certo número de ciclos de pressurização.

A profundidade de qualquer trincamento associado deve ser incluída quando definindo a profundidade do sulco.   por esta razão que a técnica de inspeção por

partículas magnéticas, ou similar, é necessária para determinar a presença ou ausência de trincamento. Tem sido recomendado que a medida da profundidade do sulco deva ser aumentada de 0,5 mm para contabilizar a possibilidade da presença de trincamento na base do mesmo (COSHAM, 2001).

Medidas de dureza realizadas por CANMET (uma das organizações patrocinadoras do projeto *Pipeline Defect Assessment Manual* - PDAM) indicaram uma região endurecida muito próxima da superfície do sulco (em tubo sem moessa), correspondente à camada de material que é transformado metalurgicamente e mecanicamente (trabalhado à frio), que se estende por não mais do que 0,2 mm abaixo da superfície (COSHAM, 2001).

2.4.5 Formato da moessa

Não existe definição formal para o formato da moessa. Métodos de avaliação são predominantemente baseados na profundidade da moessa, apesar de trabalhos mais recentes considerarem o comprimento e largura da mesma. O formato da moessa tem um efeito sobre a tensão e concentração de esforço dentro da moessa. Em uma moessa longa a máxima tensão ocorre na base da mesma, ao passo que em uma moessa curta a máxima tensão ocorre nas laterais desta. A máxima tensão em uma moessa longa, ou contínua, é maior do que em uma moessa curta (COSHAM, 2001).

2.4.6 Locação e orientação do sulco dentro da moessa

A tensão e distribuição de esforços dentro de uma moessa depende do formato da moessa. Portanto, é esperado que a resistência à fadiga e ruptura de uma moessa combinada com um sulco dependerá, em alguma extensão, da posição do sulco dentro da moessa.

Um defeito orientado longitudinalmente é mais severo do que um defeito de tamanho equivalente orientado circunferencialmente porque, sob carregamento de pressão interna, o defeito formado é transverso à direção da máxima tensão nominal principal no duto. Conseqüentemente, a orientação do sulco dentro da moessa também será significativa. Porém, existe limitada evidência experimental para caracterizar a influência da locação e orientação do sulco dentro da moessa (COSHAM, 2001).

2.4.7 Sulco versus entalhe

O sulco é definido como sendo um defeito de perda de metal causado pelo contato de um objeto estranho contra o duto, enquanto que o entalhe é caracterizado como um defeito de perda de metal introduzido por uma máquina ferramenta, como, por exemplo, por uma fresadora (COSHAM, 2001).

Na maioria dos testes de fadiga e ruptura realizados em vasos, anéis ou tubos contendo moosa e sulco, o sulco é normalmente um entalhe usinado, mais do que um sulco causado pelo contato de um objeto estranho contra o item a ser testado. Entalhe e sulco são então diferentes em decorrência das formas distintas como estes são introduzidos no tubo (COSHAM, 2001).

Segundo testes conduzidos por CANMET (COSHAM, 2001), com o propósito de investigar as diferenças no comportamento de entalhes usinados e sulcos, foram obtidas as seguintes conclusões:

As características de um **entalhe** usinado foram identificadas como:

- i. Raiz com raio relativamente agudo;
- ii. Nenhum endurecimento na raiz decorrente do trabalho a frio;
- iii. Profundidade uniforme;
- iv. Trinca inicia e cresce da raiz do entalhe.

Por sua vez, as características do **sulco** foram identificadas como:

- i. Contorno similar à ferramenta de impacto (parte de contato com o tubo);
- ii. Camada deformada duramente na raiz do sulco;
- iii. Profundidade não uniforme;
- iv. As trincas, causadas pelo impacto, iniciam na camada deformada duramente e então param; em tensões mais altas as trincas estendem através desta camada; a iniciação de trinca dinâmica (frágil) em camada deformada duramente foi reportada como insignificante quando a energia de impacto Charpy-V (espécime tamanho 2/3) excede 20J.

2.4.8 Caracterização da falha decorrente do dano moosa e sulco

O Instituto Battelle e a British Gas têm executado pesquisa e desenvolvido fórmulas para avaliar o efeito de moosa e sulco sobre um duto. O trabalho de pesquisa determinou que um sulco dentro de uma moosa é mais comum para iniciar falha do que um simples sulco ou trinca de mesma geometria. Isto é de grande interesse,

visto que o dano de terceira parte em um duto frequentemente resulta em sulco dentro de uma mocha (MAYFIELD et al., 1979; CABRAL; KIMBER, 1997).

O dano, tal como sulco ou mocha, que é introduzido por objeto estranho resultará em uma falha (isto é, perda de contenção) se for suficientemente severo. A distinção é importante porque existem diferentes métodos para prever a probabilidade de um furo e a probabilidade de falha de uma mocha e sulco. O termo dano mecânico é usado para referir a uma mocha, um sulco ou uma mocha e sulco (COSHAM; HASWELL; JACKSON, 2008).

O processo pelo qual o dano mocha e sulco resulta em falha do duto consiste de dois eventos, isto é, iniciação e propagação. O evento iniciação pode ser definido como a formação da trinca na área do dano mocha e sulco e a extensão da mesma através da espessura de parede do duto. A propagação é definida como a extensão instável de uma trinca iniciada (MAYFIELD et al., 1979).

Para um duto com dano mocha e sulco, quando a pressão é aumentada, forças são exercidas sobre a mocha tentando retornar a curvatura para aquela do duto sem mocha (arredondamento). Esta deformação reversa resultante causa uma tensão-deformação na superfície externa do duto. O campo de tensão próximo à raiz do sulco é elevado devido à concentração de tensão gerada pela geometria do sulco. A deformação reversa causa então pequenas trincas em material de baixa tenacidade (MAYFIELD et al., 1979).

De forma similar, encontra-se descrito por Cosham (2001) que o sulco pode conter micro-trincas, formadas durante o processo de geração do mesmo (arrancamento de metal) ou que têm sido iniciadas durante o retorno elástico (*spring back*) ou arredondamento (*rerounding*) da mocha. Quando a mocha se move para fora, maiores tensões de dobramento e deformações são geradas no sulco, as quais podem causar iniciação de trincas, ou fazer com que trincas já existentes possam crescer por meio de rasgamento dútil.

Como na região do dano mocha e sulco ocorre encruamento do material e conseqüente elevação das propriedades de tensão e redução da ductilidade e tenacidade local do material, isto implica que trincas induzidas pela deformação a frio podem se estender mais facilmente nesta região (tenacidade mais baixa) do que no material base fora da mesma (região de tenacidade mais alta).

O comportamento da trinca a partir deste ponto é dependente da espessura do duto remanescente, da tenacidade à fratura do material base, da geometria do duto e da

trinca, e do nível de tensão nominal. Segundo Mayfield et al. (1979), este comportamento poderá ocorrer das seguintes formas: (1) a trinca não se estende mais, (2) a trinca se estende através da parede, mais permanece estável (condição de vazamento) ou (3) a trinca estende através da parede, tornando-se instável e se propaga (condição de ruptura).

Portanto, para um duto construído de material de baixa tenacidade, que possui uma baixa absorção de energia para propagação de trinca (comportamento frágil), é esperado que a falha devido ao dano moça e sulco seja dominada pela iniciação e crescimento de trinca, enquanto que num duto construído de material de alta tenacidade (comportamento dútil), caracterizado pela alta absorção de energia para propagação de trinca, o escoamento plástico prevalecerá.

O dano mecânico que falha quando ele é introduzido é referido como 'falha imediata', enquanto que o dano que falha algum tempo depois que foi introduzido é referido como 'falha retardada'. Uma falha retardada pode ser causada pelo crescimento/desenvolvimento de um mecanismo (tal como fadiga, corrosão sob tensão ou plasticidade 'dependente do tempo') e/ou por um aumento de pressão - ou outros carregamentos (MAYFIELD et al., 1979; COSHAM; HASWELL; JACKSON, 2008).

Defeitos em dutos podem falhar depois de um período de tempo sobre pressão constante. Informações sobre essas falhas retardadas são esparsas, mas no campo esses tipos de falha têm aparecido depois de até cinco anos que o defeito foi introduzido. Estas falhas ocorrem devido ao 'mecanismo de crescimento de trinca estável' em tubo de material dútil. Este é um fenômeno de escoamento plástico dependente do tempo, sob carregamentos constantes de alta pressão (ROOVERS et al., 2000).

Conforme dados compilados do "Pipeline Performance Tracking System" (PPTS)¹, 95% das falhas por dano mecânico são causadas por terceira parte (escavação), sendo 65% do tipo falha imediata e 35% do tipo falha retardada, e 5% das falhas decorrem de atos de vandalismo, sabotagem ou impacto de veículos. Vale informar que para o PPTS, uma liberação causada por escavação executada por empregado da empresa operadora do duto (primeira parte) ou por profissional de empresa contratada (segunda parte) é classificada como 'erro de operador' e não como 'dano de terceira parte' (GONZALES, 2008). É importante clarificar que o PPTS não coleta

informação de impacto que não resulta em uma liberação de produto (perda de contenção).

O dano mecânico pode causar uma falha imediata ou retardada do duto, com a vasta maioria de falhas ocorrendo no momento do impacto. A falha imediata tipicamente ocorre quando o equipamento de construção/escavação fura o tubo e produz um vazamento no exato momento do dano. A falha devido a um dano anterior (falha retardada), que tem sido causado ao duto há dias, meses ou anos, é muito menos comum (BAKER et al., 2009).

2.5 Frequência de ocorrência de interferência externa

A frequência de ocorrência é o número de incidentes de interferência externa dividido pelo comprimento de duto exposto - expresso em termos de 'vezes por km/ano' (COSHAM; HASWELL; JACKSON, 2008).

Segundo Francis et al. (2002), a interferência externa é um evento aleatório, o qual é modelado como tendo uma probabilidade constante por quilômetro-ano. Esta probabilidade de um impacto de terceira parte sobre o duto, o qual pode não necessariamente conduzir à falha, tem sido encontrada de dados históricos.

Segundo a publicação ASME (2003), com medidas de prevenção típicas, a frequência de ocorrência de interferência externa (impacto) é de 0,004 vezes por km/ano para áreas não desenvolvidas e 0,05 vezes por km/ano para áreas desenvolvidas. As medidas de prevenção típicas consideradas na determinação destas frequências incluem o patrulhamento/ronda, marcação e sinalização ao longo da faixa do duto, sistema de chamada de emergência, procedimentos de escavação e programas de conscientização do público. As taxas de atividade e estimativas da efetividade das várias medidas de mitigação foram quantificadas baseadas nas respostas de pesquisas realizadas com 15 companhias de duto.

¹ O PPTS é constituído, basicamente, por companhias membros do "American Petroleum Institute" (API) e pela "Association of Oil Pipe Lines" dos Estados Unidos da América.

Ainda segundo a publicação ASME (2003), aproximadamente 75% dos impactos por equipamentos são devidos a articulados de máquinas escavadeiras (*backhoes*), os quais são muito pequenos para causar danos significativos para a faixa de diâmetros típicos de dutos de transmissão (diâmetro nominal normalmente maior do que 8"). As taxas de impactos significantes (isto é, por escavadores) seriam, por conseguinte, aproximadamente 25% dos números descritos no parágrafo prévio acima.

Segundo compilação de dados históricos do "Department of Transportation" (DoT) dos Estados Unidos da América, a taxa de incidentes reportáveis relativos à interferência externa sobre dutos de gás para o período de 1970 a Junho de 1984 foi estimada como $3,1 \times 10^{-4}$ por km/ano. Para o período de Julho de 1984 a 1992, a taxa foi igual a $6,8 \times 10^{-5}$ por km/ano. Porém, é razoável esperar que a taxa de impacto no período seja significativamente maior do que a taxa de incidentes reportáveis, desde que nem todo impacto resulta em incidente reportável. Entretanto, existem poucos dados disponíveis relativos a taxas de impacto que não encontram o critério para o incidente reportável (ocorrência de liberação de produto causando fatalidades, danos sérios à pessoas e/ou determinada quantidade financeira (\$) de dano à propriedade). É então sugerido por Zimmerman et al. (1996) que a taxa de incidente de dano mecânico deva ser da ordem de 10^{-3} por km/ano, porém sem levar em consideração os diferentes níveis de atividade de construção em função da localização do duto (DRIVER; ZIMMERMAN, 1998; ALEXANDER; BROWNLEE, 2007).

2.6 Probabilidade de ocorrência do dano moosa e sulco

Um impacto pode causar moosa e/ou sulco. Se o impacto de um objeto qualquer (equipamento, ferramenta etc) sobre um duto incorrerá em um sulco ou não, depende de um grande número de fatores, incluindo a resistência à fricção entre a superfície do duto e o objeto de impacto, o formato e a afiação deste objeto, a geometria do duto (diâmetro e espessura de parede), as propriedades do material do mesmo e se ele está ou não pressurizado. Os últimos três fatores relatam a dureza do duto com respeito à perfuração e dano a ser causado (COSHAM, 2001).

Defeitos de dano mecânico introduzidos em um duto pressurizado contêm moosas mais rasas e sulcos mais profundos do que danos introduzidos em duto não pressurizado, porque a pressão interna enrijece a parede do duto. Um objeto de

impacto afiado (pontiagudo) é mais fácil de perfurar a parede do duto quando o mesmo está pressurizado (COSHAM, 2001).

A probabilidade de falha devido ao dano mecânico depende da probabilidade de falha do 'sulco' ou da 'mossa e sulco' e da probabilidade que o dano seja um 'sulco', ou uma 'mossa e sulco'. A probabilidade que o dano seja um 'sulco' é igual a 0.82 e que seja uma 'mossa e sulco' é igual a 0.18, conforme informação extraída do banco de dados de defeitos da UKOPA (COSHAM; HASWELL; JACKSON, 2008).

2.7 Métodos analíticos para avaliar a adequação ao uso de duto com dano moosa e sulco

As causas de danos e falhas mais comuns em dutos onshore e offshore de transmissão de gás e óleo na Europa Ocidental e na América do Norte são interferência externa (dano mecânico) e corrosão. Métodos de avaliação são necessários para determinar a severidade de tais defeitos quando eles são detectados nos dutos. Alguns destes métodos têm sido incorporados dentro dos guias das indústrias e outros são encontrados na literatura publicada (MACDONALD et al., 2007).

O propósito da 'avaliação de integridade' de duto é assegurar que o mesmo é seguro e protegido. Uma parte importante da avaliação de integridade é a avaliação de 'adequação ao uso' (*fitness-for-purpose*) ou de 'habilitação para serviço' (*fitness-for-service*) do duto. A avaliação de 'adequação ao uso' refere-se ao cálculo da condição de falha de um defeito estrutural (JONES; HOPKINS, 2005).

Segundo Jones e Hopkins (2005), uma avaliação de 'adequação ao uso' de um duto contendo um defeito pode ser estimada por uma variedade de métodos que vão, desde experiências prévias relevantes, modelagem de testes (métodos empíricos), até uma avaliação crítica de engenharia, onde a severidade de um defeito é calculada analiticamente.

Os pesquisadores do "Battelle Memorial Institute", pioneiros no estudo de defeitos em dutos, notaram que defeitos nos mesmos tendem a falhar de maneira dútil, mas que as seguintes duas distinções básicas poderiam ser feitas (MACDONALD; COSHAM, 2005):

- a) Falha 'dependente da tenacidade' – para predizer a tensão de falha, em testes realizados, uma medida da tenacidade à fratura (fator de intensidade de tensão

crítica, K_c , ou uma correlação empírica com a energia de impacto Charpy-V) se fazia necessária;

- b) Falha ‘dependente da tensão de fluxo’² (‘colapso plástico’³) – para prever a tensão de falha, em testes realizados, somente a medida da resistência do material era requerida.

O estudo inicial realizado pelos pesquisadores do “Battelle Memorial Institute”, na década de 1960, em nome do “Pipeline Research Council International” (PRCI), culminou com a publicação das ‘Equações NG-18’. Desde então, a indústria de dutos tem usado seus próprios métodos de adequação ao uso (*fitness-for-purpose*) para produzir diretrizes genéricas para a análise de defeitos em dutos. Estes métodos e diretrizes vão desde as ‘Equações NG-18’ até as diretrizes mais recentes produzidas pelo “European Pipeline Research Group” (EPRG) e aplicadas para a análise de defeitos em soldas circunferenciais, dano mecânico e propagação de fratura dútil (COSHAM; HOPKINS, 2003), e o “Novo”⁴ método desenvolvido por Kiefner e Andrew Francis sob solicitação do PRCI (JANDU et al., 2008).

Diversas literaturas técnicas, tais como Alexander e Brownlee (2007), Francis et. Al. (2002), Seevam et al. (2008), Jandu et al. (2008), API 579-1/ASME FFS-1 (2007), Cosham e Hopkins (2003), Cosham (2001), Spiekhout et al. (1986), Jones e Hopkins (1983), Bood et al. (1999), Roovers et al. (2000), Bai e Song (1997), citam e/ou descrevem os métodos analíticos semi-empíricos, abaixo relacionados, em ordem cronológica, que visam avaliar a adequação ao uso de duto com dano moça e sulco. Detalhes gerais sobre cada um destes métodos encontram-se descritos, respectivamente, nos subitens 2.7.1 ao 2.7.6.

❖ Métodos analíticos semi-empíricos:

- I) Método semi-empírico proposto por Gasunie⁵ (1986)
- II) Método da fratura moça e sulco semi-empírico original desenvolvido pela British Gas (1992)
- III) Método da fratura moça e sulco semi-empírico da British Gas modificado (1997)
- IV) Método semi-empírico proposto por Bai e Song (1997)
- V) Métodos adotados pelo API 579-1/ASME FFS-1 (2007)
- VI) “Novo” método desenvolvido por Kiefner e Andrew Francis, sob solicitação do PRCI (2008)

2.7.1 Método semi-empírico proposto por Gasunie

Segundo Cosham (2001), Gasunie conduziu um número de testes em vasos contendo mossas circunferenciais e sulcos e propôs uma fórmula semi-empírica para prever a tensão de falha do dano mossa e sulco, baseada no modelo original “strip yield model” de Dugdale (1960), modificado por Burdekin e Stone, e apresentado em Anderson (2005).

No desenvolvimento deste método, foram feitas as considerações e simplificações, enumeradas a seguir, relativas à geometria do defeito mossa e sulco (SPIEKHOUT, 1986):

- i) A mossa é contínua e tem uma largura constante;
- ii) Um entalhe agudo, com profundidade constante, é localizado no ponto mais profundo da mossa e se estende na direção axial do tubo.

² ‘Tensão de fluxo’ (*flow stress*), ou ‘tensão de colapso plástico’, é um conceito empírico que tem a intenção de representar a tensão na qual o fluxo (escoamento) plástico sem restrição (*unconstrained*) ocorre em um material elasto-plástico endurecido com deformação, via um simples parâmetro. A tensão de fluxo é comumente usada como sendo igual à metade do somatório dos limites de resistência à tração e escoamento do material (MACDONALD; COSHAM, 2005).

³ ‘Colapso plástico’ corresponde à falha decorrente da plastificação generalizada na seção crítica do componente, condição em que a capacidade de suportar carga fica esgotada (ROSA, 2002).

⁴ Como o método desenvolvido por Kiefner e Andrew Francis é referido no artigo técnico de Jandu et al. (2008) apenas como o “Novo” modelo, essa mesma denominação foi adotada na dissertação. Esta denominação decorreu do fato de que este método tinha sido recentemente desenvolvido (2007) e ainda encontrava-se em fase de testes na ocasião da publicação deste artigo.

⁵ **N.V. Nederlandse Gasunie** (abreviação: **Gasunie**) é uma companhia Holandesa de infraestrutura e transporte de gás natural operando na Holanda e Alemanha.

A expressão do método proposto por Gasunie (SPIEKHOUT, 1986) encontra-se apresentada na Equação 2.1 a seguir.

$$\frac{\sigma_{\theta}}{\sigma_Y} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[\exp - \left\{ \frac{\pi}{8\sigma_Y^2 d} \left(1000 \frac{E}{A} (C_v - 17.6) \right) \left[Y_1 + 6Y_2 \left(\frac{2R}{t} \frac{H}{2R} \right) \right]^2 \right\} \right] \quad (2.1)$$

Onde:

$$Y_1 = 1.12 - 0.23 \left(\frac{d}{t} \right) + 10.6 \left(\frac{d}{t} \right)^2 - 21.7 \left(\frac{d}{t} \right)^3 + 30.4 \left(\frac{d}{t} \right)^4$$

$$Y_2 = 1.12 - 1.39 \left(\frac{d}{t} \right) + 7.32 \left(\frac{d}{t} \right)^2 - 13.1 \left(\frac{d}{t} \right)^3 + 14.0 \left(\frac{d}{t} \right)^4$$

- σ_{θ} tensão circunferencial para falha (N/mm²)
- σ_Y resistência ao escoamento (N/mm²)
- E módulo de Young (207.000 N/mm²)
- C_v energia de impacto para espécime Charpy-V (J)
- A área de fratura do espécime Charpy-V (mm²)
- d profundidade do defeito de perda de metal – sulco (mm)
- H profundidade da moosa medida na pressão (mm)
- t espessura de parede do tubo (mm)
- R raio externo do tubo (mm)

A profundidade da moosa assumida no método é a profundidade da moosa depois do retorno elástico (*spring back*), medida na condição de pressão. O relacionamento empírico entre a energia de impacto Charpy (C_v) e o fator intensidade de tensão crítico (K_c), inicialmente desenvolvido por Battelle ($K_c = C_v \cdot 10^3 E/A$, expresso em N/mm^{1,5}), foi modificado para obter um razoável ajuste entre os prognósticos do método de Gasunie e os resultados dos testes de ruptura da British Gas em anéis e vasos com moosa e sulco reportados em Jones (1982) apud SPIEKHOUT (1986).

2.7.2 Método da fratura moosa e sulco semi-empírico original desenvolvido pela British Gas

O método da fratura semi-empírico para prever a tensão de falha de uma moosa contendo um sulco foi desenvolvido pela British Gas (BG), em 1981, e descrito, em termos gerais, em Jones e Hopkins (1983) e em Hopkins et al. (1989). Uma descrição detalhada deste método, incluindo as suas equações, foi publicada por Hopkins (1992 apud COSHAM, 2001). Este método foi adotado pelo EPRG nas suas recomendações para a avaliação de dano mecânico (BOOD et al., 1999; ROOVERS et al., 2000).

A aplicação de uma análise estatística, embora sendo uma rota ideal para derivação de simples limites de segurança, pode resultar em considerável conservadorismo para algum tipo de dano. Um método analítico foi então desenvolvido para danos que extrapolam os limites de métodos empíricos (regra mais conservativa), tendo como base a mecânica da fratura elasto-plástica, utilizando o modelo “Bilby-Cottrell-Swinden Dislocation Model” (modificação do “strip yield model” de Dugdale) que inclui o efeito da plasticidade na ponta da trinca e é expresso por uma função que permite ser aplicada para qualquer geometria de tubo (BOOD et al., 1999).

Este método foi calibrado usando o resultado de testes de ruptura para 111 anéis e 21 vasos de pressão contendo entalhes usinados nas mossas. Primeiro foi produzido o entalhe e, posteriormente, a moosa, ambos feitos com o equipamento a ser testado na condição de despressurizado. O método é definido conforme a Equação 2.2 a seguir (MACDONALD; COSHAM, 2005).

$$\frac{\sigma_{\theta}}{\bar{\sigma}} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[\exp - \left\{ 113 \frac{1.5\pi E}{\bar{\sigma} Ad} \left[Y_1 \left(1 - 1.8 \frac{H_0}{D} \right) + Y_2 \left(10.2 \frac{R H_0}{t D} \right) \right] \right\}^{-2} \exp \left[\frac{\ln(0.738 C_v) - K_1}{K_2} \right] \right] \quad (2.2)$$

Onde:

$$\bar{\sigma} = 1.15 \sigma_y \left(1 - \frac{d}{t} \right)$$

$$Y_1 = 1.12 - 0.23 \left(\frac{d}{t} \right) + 10.6 \left(\frac{d}{t} \right)^2 - 21.7 \left(\frac{d}{t} \right)^3 + 30.4 \left(\frac{d}{t} \right)^4$$

$$Y_2 = 1.12 - 1.39 \left(\frac{d}{t} \right) + 7.32 \left(\frac{d}{t} \right)^2 - 13.1 \left(\frac{d}{t} \right)^3 + 14.0 \left(\frac{d}{t} \right)^4$$

$$K_1 = 1.9$$

$$K_2 = 0.57$$

$$H_0 = 1.43H_r$$

A nomenclatura para variáveis usadas nas expressões acima é a mesma já apresentada no Item 2.7.1. Exceção feita às variáveis específicas do método da British Gas, as quais encontram-se definidas a seguir.

D	diâmetro externo do tubo (mm)
H_0	profundidade da mocha medida com o duto sem pressão (mm)
K_1	parâmetro de regressão não-linear
K_2	parâmetro de regressão não-linear
$\bar{\sigma}$	tensão de colapso plástico (N/mm ²)

As considerações e simplificações relativas à geometria do defeito mocha e sulco, referidas no método de Gasunie, são, também, aplicáveis a este método da British Gas (COSHAM, 2001). Também, de forma análoga ao método de Gasunie, o comprimento da mocha e o comprimento do sulco não são considerados na equação do método da British Gas. A relação entre a tenacidade à fratura e a energia de impacto Charpy absorvida pelo espécime tamanho 2/3 de espessura, que é diferente da usada no método de Gasunie, foi determinada por meio de uma análise de regressão não-linear dos dados dos testes dos anéis e vasos de pressão contendo mocha e sulco (MACDONALD; COSHAM, 2005).

2.7.3 Método da fratura mocha e sulco semi-empírico da British Gas modificado

Uma pequena revisão do modelo da fratura mocha e sulco semi-empírico original (descrito no Item 2.7.2) foi empreendida pela British Gas (BG) e é referida em Francis et al. (1997). A formulação básica do modelo não foi mudada, porém a tensão de escoamento (tensão de colapso) foi modificada para levar em conta o comprimento do sulco e também a correlação da tenacidade com a energia conseguida no ensaio Charpy foi alterada.

Segundo Cosham (2001), as considerações e simplificações relativas à geometria do defeito moosa e sulco, descritas no método de Gasunie, são também aplicáveis a este método.

O método da fratura moosa e sulco semi-empírico modificado é expresso pela Equação 2.3.

$$\frac{\sigma_{\theta}}{\bar{\sigma}} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[\exp - \left\{ \frac{\pi}{8\bar{\sigma}^2 d} \left(\frac{EC_{v0}}{A} \left(\frac{C_v}{C_{v0}} \right)^{\frac{1}{\beta}} \right) \left[Y_1 \left(1 - \frac{1.8H_o}{2R} \right) + Y_2 \left(10.2 \frac{R H_o}{t 2R} \right) \right]^{-2} \right\} \right] \quad (2.3)$$

Onde:

$$\bar{\sigma} = \frac{1.15\sigma_y \left(1 - \frac{d}{t} \right)}{\left(1 - \frac{1.8H_o}{2R} \right) \left(1 - \frac{1}{M} \frac{d}{t} \right)}$$

$$M = \sqrt{1 + 0.26 \left(\frac{2c}{\sqrt{Rt}} \right)^2}$$

$$Y_1 = 1.12 - 0.23 \left(\frac{d}{t} \right) + 10.6 \left(\frac{d}{t} \right)^2 - 21.7 \left(\frac{d}{t} \right)^3 + 30.4 \left(\frac{d}{t} \right)^4$$

$$Y_2 = 1.12 - 1.39 \left(\frac{d}{t} \right) + 7.32 \left(\frac{d}{t} \right)^2 - 13.1 \left(\frac{d}{t} \right)^3 + 14.0 \left(\frac{d}{t} \right)^4$$

A nomenclatura para variáveis usadas nas expressões acima é a mesma já apresentada no Item 2.7.2. Exceção feita às variáveis específicas do método da British Gas modificado, as quais encontram-se definidas a seguir.

- C_{v0} parâmetro de regressão não-linear ⁽⁶⁾
- β parâmetro de regressão não-linear ⁽⁶⁾
- $2c$ comprimento do defeito de perda de metal – sulco (mm)

⁶ Em Cosham (2001), os valores para estes parâmetros não encontram-se especificados.

2.7.4 Método semi-empírico proposto por Bai e Song

Uma fórmula semi-empírica para prever a pressão de ruptura de um tubo contendo uma mocha combinada com entalhe longitudinal foi proposta por Bai e Song. O método foi desenvolvido usando a condição de fratura segundo o modelo “Bilby-Cottrell-Swinden Dislocation Model”, mas com modificações para a tenacidade, para a função determinada e para a tensão de colapso (BAI; SONG, 1997).

As bases teóricas implícitas para o método de fratura mocha e sulco de Bai e Song são muito similares às do método da British Gas, contudo a tenacidade foi adotada diretamente do método de Gasunie, e o efeito do comprimento do entalhe (sulco) foi considerado na função determinada e na tensão de colapso.

Segundo Bai e Song (1997), no desenvolvimento do modelo foram feitas as considerações e simplificações, enumeradas a seguir, relativas à geometria do defeito mocha e sulco.

- i) Assume-se que a mocha é contínua e tem uma largura constante;
- ii) O fator concentrador de tensão é considerado como sendo um entalhe localizado no ponto mais profundo da mocha, de comprimento infinito e profundidade constante. O entalhe é longitudinal com comprimento $L = 2c$ e profundidade d .

A resistência à ruptura de um tubo contendo uma mocha combinada com um sulco longitudinal segundo o método proposto por Bai e Song (1997) é dada pela Expressão 2.4.

$$\frac{\sigma_{\theta}}{\bar{\sigma}} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[\exp - \left\{ \frac{\pi}{8\bar{\sigma}^2 d} \left(1000 \frac{E}{A} (C_v - 17.6) \right) \left[\frac{F}{\sqrt{Q}} \left(1 - \frac{1.8H_o}{2R} + 5.1H \frac{H_o}{t} \right) \right]^{-2} \right\} \right] \quad (2.4)$$

Onde:

$$\bar{\sigma} = \alpha \sigma_y \frac{\left(1 - \frac{d}{t} \right)}{\left(1 - \frac{d}{t} \frac{1}{M} \right)}$$

$$M = \sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}} \right)^2 - 0.003375 \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}} \right)^4} \quad \text{para} \quad \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}} \right)^2 \leq 50.0$$

$$M = 0.032 \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}} \right)^2 + 3.3 \quad \text{para} \quad \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}} \right)^2 > 50.0$$

A nomenclatura para variáveis usadas nas expressões acima é a mesma já apresentada nos itens 2.7.1 ao 2.7.3, exceção feita à variável específica do método de Bai e Song, α , definida como sendo um fator de proporcionalidade entre a resistência ao escoamento e a tensão de colapso plástico.

As funções Q , F e H são dadas por Newman e Raju (1981) apud (BAI; SONG, 1997) conforme expressões 2.5, 2.6 e 2.7, respectivamente, apresentadas em Cosham (2001).

$$Q = 1 + 1.464 \left(\frac{a}{c} \right)^{1.65} \quad \text{for} \quad \frac{a}{c} \leq 1 \quad (2.5)$$

$$F = \left[M_1 + M_2 \left(\frac{a}{t} \right)^2 + M_3 \left(\frac{a}{t} \right)^4 \right] f_\phi g f_w \quad (2.6)$$

Onde:

$$M_1 = 1.13 - 0.09 \frac{a}{c}$$

$$M_2 = -0.54 + \frac{0.89}{0.2 + \frac{a}{c}}$$

$$M_3 = 0.5 - \frac{1}{0.65 + \frac{a}{c}} + 14 \left(1 - \frac{a}{c} \right)^{24}$$

$$g = 1 + \left[0.1 + 0.35 \left(\frac{a}{t} \right)^2 \right] (1 - \sin \phi)^2$$

$$f_\phi = \left[\sin^2 \phi + \left(\frac{a}{c} \right)^2 \cos^2 \phi \right]^{1/4}$$

$$f_w = \left[\sec \left(\frac{\pi c}{2b} \right) \sqrt{\frac{a}{t}} \right]^{1/2}$$

$$H = H_1 + (H_2 - H_1) \sin^p \phi \quad (2.7)$$

Onde:

$$p = 0.2 + \left(\frac{a}{c}\right) + 0.6\left(\frac{a}{t}\right)$$

$$H_1 = 1 - 0.34\left(\frac{a}{t}\right) - 0.11\left(\frac{a}{c}\right)\left(\frac{a}{t}\right)$$

$$H_2 = 1 + G_1\left(\frac{a}{t}\right) + G_2\left(\frac{a}{t}\right)^2$$

$$G_1 = -1.22 - 0.12\left(\frac{a}{c}\right)$$

$$G_2 = 0.55 - 1.05\left(\frac{a}{c}\right)^{0.75} + 0.47\left(\frac{a}{c}\right)^{1.5}$$

As funções F e H foram definidas tal que o fator de correção para tensão de tração é dado apenas por F e que, para tensão de dobramento, é dado pelo produto de F e H . A função F foi obtida de um procedimento sistemático de ajuste de curva pelo uso de dupla série polinomial em termos de a/c , a/t e a função angular de \emptyset . A escolha das funções foi baseada em julgamento de engenharia. A função H , também, foi desenvolvida pelo ajuste de curva.

As fronteiras das equações empíricas propostas por Newman e Raju são as seguintes:

$$0 < a/c < 1.0; 0 < a/t < 1.0; c/b < 0.5 \text{ e } 0 < \emptyset < \pi.$$

O relacionamento empírico entre a energia de impacto Charpy-V e a tenacidade à fratura desenvolvido por Gasunie é usado na equação deste método de Bai e Song (BAI; SONG, 1997).

2.7.5 Método analítico adotado pelo API 579-1/ASME FFS-1

Apesar do padrão API 579-1/ASME FFS-1 ser mais direcionado para a análise crítica de engenharia de defeitos em plantas de processo, os métodos disponíveis no mesmo podem, também, ser aplicados para a avaliação de defeitos em dutos. Entretanto, como este padrão é de aplicação genérica, o mesmo pode ser conservativo quando aplicado para estruturas específicas como duto.

O padrão API 579-1/ASME FFS-1 adota três níveis de avaliação (1, 2 e 3) para o dano tipo mocha e sulco. Quanto menor o nível de avaliação ($1 < 2 < 3$), menor será

a quantidade de dados, bem como a precisão requerida para os mesmos, para que sejam realizados os cálculos pertinentes. Por conseguinte, nesta mesma ordem os níveis de avaliação apresentam resultados mais conservativos.

a) Avaliação nível 1

A avaliação nível 1 para dano tipo moosa e sulco é limitada para casco cilíndrico de aço carbono, com este dano localizado fora (distante) de descontinuidades estruturais. A mesma é feita segundo o método empírico desenvolvido pelo EPRG (ROOVERS et al, 2000), apenas com pequena modificação na forma da apresentação gráfica.

b) Avaliação nível 2

De forma similar à avaliação nível 1, a avaliação nível 2 para dano tipo moosa-sulco é limitada para casco cilíndrico de aço carbono com este dano localizado fora (distante) de descontinuidades estruturais (API 579-1/ASME FFS-1, 2007).

A avaliação nível 2 baseia-se no estudo comparativo entre o 'fator de resistência remanescente admissível' (RSF_a), estabelecido com base no código de projeto do equipamento, e o 'fator de resistência remanescente calculado' (RSF). Se $RSF \geq RSF_a$, então o dano analisado é aceitável para operação na 'pressão máxima de trabalho admissível' ($PMTA$) calculada para o componente. Para a condição de $RSF < RSF_a$, o duto deverá operar com 'pressão máxima de trabalho admissível reduzida' ($PMTA_r$), determinada conforme Equação 2.8.

$$PMTA_r = PMTA \left(\frac{RSF}{RSF_a} \right) \quad (2.8)$$

Onde: $PMTA$ e $PMTA_r$ podem ser expressas em MPa ou psi, como exemplos, e os fatores RSF e RSF_a são adimensionais.

O 'fator de resistência remanescente calculado' (RSF) é determinado conforme Equação 2.9.

$$RSF = \frac{2}{\pi} \arccos \left\{ \exp \left[\frac{-C_1 \cdot C_3}{(C_2)^2} \right] \right\} \cdot \left(1 - \frac{d_{gc}}{t_c} \right) \quad (2.9)$$

Onde:

$$C_1 = \frac{1,5\pi \cdot E_y U_1}{\bar{\sigma}^2 A_{cvm} d_{gc}}$$

$$C_2 = Y_1 \left(1 - \frac{1,8 \cdot d_{d0}}{D} \right) + Y_2 \left(\frac{10,2 \cdot d_{d0}}{2t_c} \right)$$

$$C_3 = \exp \left[\frac{\ln(U_2 \cdot CVN) - 1,9}{0,57} \right]$$

$$\bar{\sigma} = 1,15 \cdot \sigma_{ys} \left(1 - \frac{d_{gc}}{t_c} \right)$$

$$Y_1 = 1,12 - 0,23 \left(\frac{d_{gc}}{t_c} \right) + 10,6 \left(\frac{d_{gc}}{t_c} \right)^2 - 21,7 \left(\frac{d_{gc}}{t_c} \right)^3 + 30,4 \left(\frac{d_{gc}}{t_c} \right)^4$$

$$Y_2 = 1,12 - 1,39 \left(\frac{d_{gc}}{t_c} \right) + 7,32 \left(\frac{d_{gc}}{t_c} \right)^2 - 13,1 \left(\frac{d_{gc}}{t_c} \right)^3 + 14,0 \left(\frac{d_{gc}}{t_c} \right)^4$$

A_{cvm} área de fratura para espécime 2/3 do ensaio Charpy;
 $A_{cvm} = 53,33mm^2$

CVN energia Charpy entalhe em V (J)

C_1 parâmetro usado para calcular o RSF para uma combinação
 moosa-sulco

C_2 parâmetro usado para calcular o RSF para uma combinação
 moosa-sulco

C_3 parâmetro usado para calcular o RSF para uma combinação
 moosa-sulco

d_{d0} profundidade da moosa medida quando o componente não está
 pressurizado (mm)

d_{gc} profundidade do sulco na condição corroída (mm)

D diâmetro externo do cilindro (mm)

E_y módulo de elasticidade (MPa)

RSF fator de resistência remanescente calculado

σ_{ys} resistência ao escoamento mínima especificada (MPa)

$\bar{\sigma}$	tensão de colapso (“flow stress”) para o sulco na combinação moosa-sulco (MPa)
t_c	espessura da parede na condição corroída futura (mm)
U_1	fator de conversão; $U_1 = 113,0$ para E_y e $\bar{\sigma}$ em MPa, A_{cvt} em mm ² e d_{d0} em mm
U_2	fator de conversão; $U_2 = 0,738$ para unidades em Joules
Y_1	parâmetro usado para calcular o RSF para a combinação moosa-sulco
Y_2	parâmetro usado para calcular o RSF para a combinação moosa-sulco

Pode-se observar que o API 579-1/ASME FFS-1 adota na avaliação nível 2 o método da fratura moosa e sulco original desenvolvido pela British Gas (vide Equação 2.2), diferenciando-se deste, basicamente, apenas com relação à nomenclatura para os termos utilizados nas equações e forma de apresentação das mesmas.

Caso o dano avaliado não seja aceitável pela avaliação nível 2, uma avaliação nível 3 deverá ser realizada, contanto que todas as condições para a realização desta sejam atendidas.

c) Avaliação nível 3

A avaliação nível 3 visa avaliar a combinação moosa e sulco em geometrias complexas sujeitas a condições de carregamento gerais. Esta análise pode também ser aplicada para materiais diferentes de aço carbono e, nesse caso, técnicas de análise de tensões numéricas são necessárias para a realização dos cálculos de adequação ao uso (API 579-1/ASME FFS-1, 2007).

O procedimento de avaliação nível 3 para o dano moosa e sulco envolve a análise dos modos de falha potenciais com base na geometria do componente, material de construção, condições de carregamento e faixa de temperatura operacional.

Os modos de falha listados abaixo devem ser considerados na avaliação do dano moosa e sulco em material de tenacidade suficiente para assegurar comportamento

plástico, utilizando as partes do API 579-1/ASME FFS-1 citadas entre parêntesis, ou seja:

- i) Colapso plástico (ver Anexo B1, Parágrafo B1.2);
- ii) Falha local (ver Anexo B1, Parágrafo B1.3);
- iii) Colapso por flambagem (ver Anexo B1, Parágrafo B1.4);
- iv) Carregamento cíclico (ver Anexo B1, Parágrafo B1.5);
- v) Dano por fluência ou fadiga-fluência (ver Parte 10).

Os modos de falha listados acima e os mostrados a seguir devem ser considerados na avaliação do dano moosa e sulco em material de tenacidade insuficiente para assegurar comportamento plástico, utilizando as partes do API 579-1/ASME FFS-1 citadas entre parêntesis, ou seja:

- vi) Estabilidade e crescimento de trinca (ver Parte 9);
- vii) Estabilidade e crescimento de trinca de fluência (ver Parte 10).

Como carregamento cíclico (fadiga) e fluência não fazem parte da abrangência do escopo desta dissertação (vide Item 1.4), os modos de falhas 'iv', 'v' e 'vii' encontram-se excluídos da mesma.

Os métodos analíticos contidos no Anexo B1 do API 579-1/ASME FFS-1 podem ser usados para análise de tensões quando executando uma avaliação de habilitação para serviço (*fitness-for-service*) de um componente com defeito. Estes métodos são tipicamente empregados nas avaliações níveis 2 e 3. Procedimentos de avaliação detalhados utilizando os resultados de uma análise de tensões são providos para avaliar componentes para colapso plástico, falha local, flambagem e carregamento cíclico.

Os métodos apresentados no Anexo B1 do API 579-1/ASME FFS-1 podem ser usados para avaliar defeitos volumétricos (isto é, perda de metal generalizada, perda de metal localizada e distorções no casco) e defeitos tipo trinca. Análise de tensão linear ou não-linear pode ser usada para avaliar defeitos volumétricos usando categorização de tensão ou pela determinação de carregamento de colapso plástico, respectivamente. O critério de avaliação de defeitos tipo trinca pode também ser baseado numa análise de tensão linear ou não-linear. Se uma análise de tensão linear é usada, o critério de aceitação é baseado nos dois parâmetros da abordagem do Diagrama de Avaliação de Falha (*Failure Assessment Diagram – FAD*) para

avaliar os efeitos combinados de fratura e colapso plástico. Alternativamente, se uma análise de tensão elasto-plástica é usada, o defeito tipo trinca pode ser avaliado diretamente pelo uso da integral-J.

A análise de tensão numérica deveria ser executada considerando o material e a não-linearidade geométrica para contabilizar o efeito do enrijecimento de pressão sob a moosa e o arredondamento (*rerounding*) do casco que ocorre sob o carregamento de pressão.

Para o dano moosa e sulco, que é avaliado usando os procedimentos de avaliação de defeito tipo trinca da Parte 9 do API 579-1/ASME FFS-1, a profundidade e comprimento de trinca equivalente podem ser considerados, respectivamente, como sendo a profundidade e comprimento do sulco.

Em resumo, dentro da abrangência do escopo desta dissertação, a análise detalhada do dano moosa e sulco segundo a método de avaliação nível 3 do API 579-1/ASME FFS-1 deverá ser conduzida conforme itens B1.2, B1.3 e B1.4 (ambos do anexo B1) e a Parte 9 deste documento. Dentro destes itens e da Parte 9 encontram-se indicados os critérios de aceitação adotados na avaliação do defeito analisado.

2.7.6 “Novo” método desenvolvido por Kiefner e Andrew Francis, sob solicitação do PRCI

O desenvolvimento do “Novo” método proposto por Kiefner e Andrew Francis (JANDU et al., 2008) iniciou-se por uma revisão dos modelos existentes para avaliação de dano mecânico em dutos. Foi observado que vários aspectos destes modelos não poderiam ser harmonizados com a moderna teoria da mecânica da fratura elasto-plástica. Em virtude disto, foi procurado elaborar um modelo que poderia justificar tanto esta teoria quanto os dados disponíveis encontrados para os testes de ruptura de dutos com dano mecânico (JANDU et al., 2008).

Este “novo” método incorpora os efeitos de tensões induzidas pela pressão, tensões residuais devido à moosa, fator de concentração de tensão de acordo com a presença do sulco e o fator intensificador de tensão de acordo com a presença de trinca. O mesmo, também, incorpora um termo para determinar a profundidade do trincamento baseado na profundidade da moosa, na largura da banda de escorregamento (*slipband*) e no tamanho de grão (JANDU et al., 2008).

Em geral, a falha de estrutura de aço, contendo defeito planar tipo trinca, ocorrerá de acordo com a combinação de fratura e colapso plástico. Em reconhecimento a isto, tal como nos outros métodos mostrados anteriormente, a falha é prevista de ocorrer se K_r (parâmetro de fratura, adimensional) satisfaz a inequação descrita a seguir (JANDU et al., 2008).

$$K_r \geq F(L_r) \quad (2.10)$$

Onde a função F define o ‘Diagrama de Avaliação de Falha’ (*FAD – Failure Assessment Diagram*) ou ‘Linha de Avaliação de Falha’ (*FAL – Failure Assessment Line*). No caso do “novo” método proposto F é dado por:

$$F = (1 + 0.5L_r^2)^{-1/2} (0.3 + 0.7\exp(-0.6L_r^6)); \quad \text{para } L_r \leq L_{r \max} \quad (2.11)$$

$$F = 0; \quad \text{para } L_r > L_{r \max} \quad (2.12)$$

K_r é dado por:

$$K_r = \frac{K}{K_{mat}} + \rho \quad (2.13)$$

Onde K denota o fator intensidade de tensão, K_{mat} é a tenacidade à fratura do material e ρ é o fator correção de plasticidade (adimensional). Em unidades do sistema internacional, K e K_{mat} são expressos em $MPa\sqrt{m}$.

O parâmetro de colapso plástico, L_r , adimensional, é dado por:

$$L_r = \frac{\sigma_{ref}}{\sigma_y} \quad (2.14)$$

Onde, σ_{ref} é a tensão de referência (carga aplicada) e σ_y é a tensão de colapso plástico (resistência ao escoamento do material). Em unidades do sistema internacional, σ_{ref} e σ_y são expressas em MPa. Fazendo uma correlação com a Equação 2.2, tem-se que $\sigma_{ref} = \sigma_\theta$ e $\sigma_y = \bar{\sigma}$.

Como exemplo, $L_{r \max}$ pode ser expresso por (FRANCIS et al., 2002; BS 7910, 2005):

$$L_{r \max} = \frac{1}{2}(1 + \sigma_u / \sigma_y) \quad (2.15)$$

Onde σ_u é o limite de resistência à tração do material (em MPa).

Todas as subequações que definem os parâmetros K , K_{mat} , σ_{ref} e σ_y encontram-se apresentadas em Jandu et al. (2008).

2.8 Análise de confiabilidade estrutural

Existem elementos de incertezas significantes associados com os métodos existentes para avaliar a integridade estrutural (adequação ao uso) de duto com dano moosa e sulco. Por esta razão, fatores de segurança adequados necessitam ser incorporados ou deve ser realizada uma abordagem probabilística que acrescente tais incertezas (JANDU et al., 2008).

Um critério de aceitação determinístico implica em uma variável e desconhecida probabilidade de falha. Métodos de confiabilidade estrutural provêm uma melhor forma de quantificar a probabilidade de falha, ao passo que incorporam as incertezas relativas às propriedades do material, geometria do duto, tamanho do defeito, carregamentos aplicados e exatidão do método de análise (COSHAM; HOPKINS, 2003).

Usando análise de confiabilidade estrutural é possível determinar a faixa de dimensões de defeitos que causarão uma falha específica no duto. Por meio de distribuições estatísticas para as dimensões do defeito real e para as demais variáveis envolvidas nas ‘funções estado limite’⁷ dos mecanismos de danos aplicáveis ao duto, é permitido determinar as probabilidades de ocorrência de defeitos críticos e as frequências de falha associadas. Esta abordagem tem sido usada extensivamente, e com sucesso, por companhias operadoras de dutos em recentes projetos de atualização das condições operacionais do duto (*pipeline uprating projects*) (UKOPA, 2007).

⁷ Uma ‘função estado limite’ é o modelo matemático que descreve o modo de falha. A probabilidade de falha de um evento é a probabilidade que o critério estado limite, ou função de falha, definindo o evento, será excedido em um período de referência especificado (COSHAM; HASWELL; JACKSON, 2008).

Segundo Cosham, Haswell e Jackson (2008), a frequência de falha devido à interferência externa pode ser estimada usando dados históricos de falha ou métodos baseados em confiabilidade estrutural. Estes últimos têm sido desenvolvidos extensivamente para aplicação a dutos, porque o número de falhas é pequeno, particularmente para dutos fabricados com aço de alta tenacidade, de grande diâmetro e de alta pressão.

Apesar dos métodos baseados em confiabilidade estrutural serem matematicamente complicados, quando comparados com dados históricos de falha, os mesmos, porém, possuem várias vantagens, tais como, extrapolação além dos limites dos dados históricos de falha, e a identificação de ameaças que podem não ser aparentes nos dados históricos (COSHAM; HASWELL; JACKSON, 2008).

A confiabilidade é definida como a probabilidade relacionada à perfeita operação de um determinado sistema, dentro dos limites especificados de projeto, durante um período de tempo definido (conhecido como tempo de vida útil). Por sua vez, o oposto da confiabilidade é a probabilidade de falha (P_f), e a relação entre as mesmas pode ser expressa pela Equação 2.16 (SUTTON, 1992; BOMEL, 2001; FLORES; VIANA; RADE, 2006).

$$\text{Confiabilidade} = 1 - P_f \quad (2.16)$$

O objetivo da análise de confiabilidade estrutural é determinar a probabilidade de um evento ocorrer durante um período de referência especificado. Eventos são usualmente definidos em termos de exceder a um critério ou estado limite, ou à falha de um componente ou sistema, mas podem também serem definidos em termos de 'não exceder' a um critério ou estado limite ou 'não falhar' (condição segura) (BOMEL, 2001).

A probabilidade de falha é definida matematicamente como uma integral multi-dimensional, conforme descrito na Equação 2.17 (BOMEL, 2001):

$$P_f = P[G(X) \leq 0] = \int_{G(X) \leq 0} f_x(X) dX \quad (2.17)$$

Onde:

- $G(X)$ é a 'função estado limite' ou 'função de falha' (algumas vezes referida

como ‘critério de falha’ ou ‘função de desempenho’) para o evento;

- $f_x(X)$ é a função densidade probabilidade para o conjunto “X” das variáveis básicas que representam a estrutura analisada (tais como: resistência, geometria e carregamento).

Para uma estrutura particular qualquer, a função estado limite, $G(X)$, pode ser representada, simplesmente, pela Equação 2.18:

$$G(X) = Resistência - Carga \quad (2.18)$$

Falhas ocorrem se $G(X) \leq 0$, ou seja, quando a carga é igual ou maior do que a resistência. A condição de $G(X) = 0$ é conhecida como ‘estado limite’.

Se a incerteza na resistência é modelada por uma variável simples R , e a carga por uma variável simples L , e considerando estas duas variáveis como independentes, então a função densidade de probabilidade conjunta das variáveis básicas pode ser escrita conforme a Equação 2.19 (BOMEL, 2001).

$$f_x(X) = f_{R,S}(r, s) = f_R(r)f_S(s) \quad (2.19)$$

As funções densidade de probabilidade para os termos ‘Carga’ e ‘Resistência’ podem ser ilustradas, em um simples eixo axial, conforme Figura 2.4.

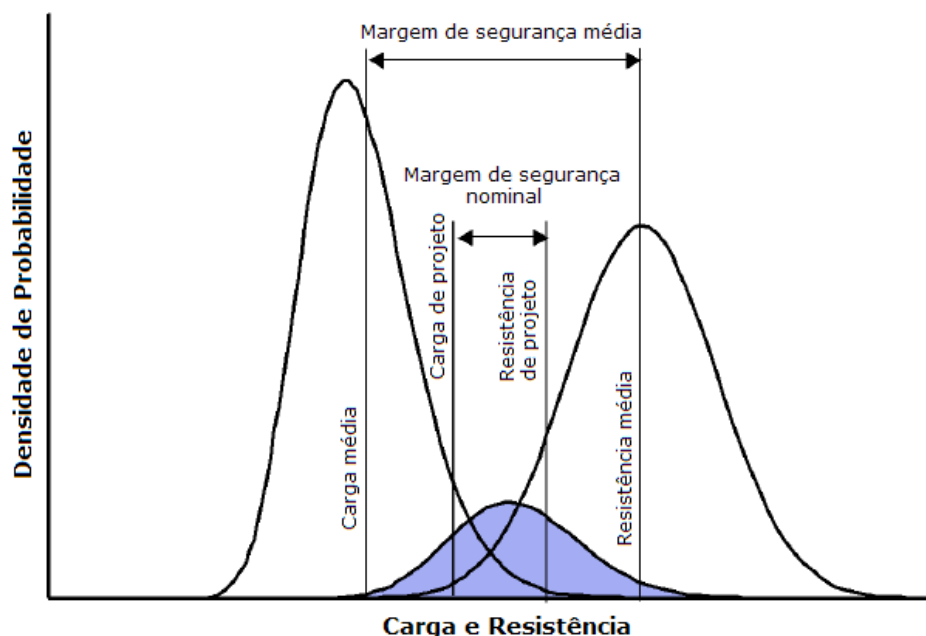


Figura 2.4 – Ilustração convencional de probabilidade de falha (BOMEL, 2001).

Na Figura 2.4 a área de sobreposição das curvas do Carregamento e Resistência provem apenas uma medida ‘qualitativa’ da probabilidade de falha. A probabilidade de falha ‘quantitativa’ não é representada por esta área, mas pode ser calculada conforme descrito nos parágrafos a seguir (BOMEL, 2001).

Desde que as duas variáveis sejam independentes, a Equação 2.19 pode ser reescrita como a integral dupla dada na Equação 2.20.

$$P_f = \int_{G(X) \leq 0} f_x(X) dX = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} f_R(r) f_S(s) dr ds \quad (2.20)$$

Como a função distribuição cumulativa para uma variável é dada pela Equação 2.21:

$$F_x(X) = P[X \leq x] = \int_{-\infty}^x f_x(X) dX \quad (2.21)$$

A Equação 2.21 pode ser expressa como uma integral simples, conforme mostrado nas equações 2.22 ou 2.23.

$$P_f = P[R - S \leq 0] = \int_{-\infty}^{\infty} F_R(X) f_S(X) dX \quad (2.22)$$

$$P_f = P[R - S \leq 0] = \int_{-\infty}^{\infty} f_R(X) \{1 - F_S(X)\} dX \quad (2.23)$$

Sendo assim, os integrandos das equações 2.22 ou 2.23, ilustrados graficamente como sendo a área sombreada da Figura 2.4, representam a probabilidade de falha quantitativa.

Alternativamente, para a aproximação da integral dada na Equação 2.17, e consequente estimativa da probabilidade de falha, podem ser utilizadas aproximações analíticas como os métodos de confiabilidade de primeira ordem (FORM – *First Order Reliability Method*) e de segunda ordem (SORM – *Second Order Reliability Method*), método do valor médio e método do ponto mais provável de falha e métodos de simulação tais como Monte Carlo e importância e amostragem direcional, dentre outros (BOMEL, 2001; KALLEN, 2002⁸; DNV, 2004; HALDAR; MAHADEVAN, 2000 apud FLORES; VIANA; RADE, 2006⁹).

A partir das variáveis e da função estado limite, e com o uso de métodos de confiabilidade, tais como FORM, SORM ou MVFOSM, calcula-se o índice de confiabilidade “ β ” - *Beta* (HALDAR; MAHADEVAN, 1995; KALLEN, 2002; SILVA, 2002; DNV, 1992; DNV, 2004). Uma vez conhecido o valor de “ β ”, a probabilidade de falha é então calculada, utilizando-se a Equação 2.24 para o método FORM e a Equação 2.25 para o método SORM (KALLEN, 2002; DNV, 2004; FLORES; VIANA; RADE, 2006).

$$P_{FORM} = \Phi(-\beta) \quad (2.24)$$

$$\beta = -\Phi^{-1}(P_{SORM}) \quad (2.25)$$

Onde Φ representa a função distribuição normal padrão cumulativa.

Como ilustração, encontram-se apresentados na Tabela 2.1 valores de “ β ” para valores típicos de “ P_f ”.

Tabela 2.1 – Valores de probabilidade de falha (P_f) em função do índice de confiabilidade “ β ” (BOMEL, 2001).

P_f	10^{-1}	10^{-2}	10^{-3}	10^{-4}	10^{-5}	10^{-6}	10^{-7}	10^{-8}	10^{-9}
β	1,28	2,33	3,09	3,72	4,26	4,75	5,20	5,61	6,00

O índice de confiabilidade “ β ” tem uma interpretação geométrica e foi usado em uma das mais antigas, mas ainda largamente utilizada, definições de confiabilidade desenvolvida por Hasofer e Lind em 1974 (BOMEL, 2001).

⁸ Segundo Kallen (2002), maiores detalhes a respeito de métodos de confiabilidade estrutural e índice de confiabilidade poderão ser vistos nas seguintes referências: livro de Thoft-Cristensen e Baker (1982), livro de Madsen, Krenk e Lind (1986) e artigo de Haldar e Mahadevan (1995).

⁹ Segundo Flores, Viana e Rade (2006), uma compilação das técnicas de análise de confiabilidade aplicadas a sistemas estruturais é apresentada em Melchers (1987) e em Haldar e Mahadevan (2000).

O índice de confiabilidade “ β ” de Hasofer-Lind pode ser estimado pela relação entre o valor médio da função estado limite e seu desvio padrão, se todas as variáveis são estatisticamente independentes, de distribuição normal e a função estado limite é do tipo linear. No método de Hasofer-Lind (Haldar e Mahadevan, 2000), definem-se inicialmente as variáveis normalizadas como mostrado na Equação 2.26:

$$X'_i = \frac{X_i - \mu_{X_i}}{\sigma_{X_i}} \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (2.26)$$

Onde X'_i é a variável aleatória com média zero e desvio padrão unitário. A equação anterior transforma a função de estado limite original $g(x) = 0$ para o sistema coordenado normalizado $g(x') = 0$. O método define o índice de confiabilidade como a distância mínima entre a origem do sistema coordenado normalizado e a superfície de falha, que pode ser expresso conforme Equação 2.27 (FLORES; VIANA; RADE, 2006):

$$\beta = \sqrt{(x^*)^t (x^*)} \quad (2.27)$$

O ponto na curva da superfície de falha que se encontra mais próximo do sistema coordenado normalizado é chamado de ‘ponto de projeto’, sendo identificado como o ponto mais provável de falha (vetor x^* no sistema original e x'^* no sistema normalizado). Este ponto mais perto da origem no espaço-U é o ponto com a máxima densidade probabilidade, e na literatura é denominado: o ‘ponto beta’, o ‘mais central’, o ‘mais comum’, o ‘ponto de máxima frequência’, e é, também, algumas vezes, denominado como ‘ponto de projeto’. A distância no espaço-U da origem para o ‘ponto beta’ é igual ao índice de confiabilidade de primeira ordem, “ β ” (LINKENS; SHETTY; BILO, 1998; BOMEL, 2001; FLORES; VIANA; RADE, 2006).

A Figura 2.4 ilustra a transformação de duas variáveis do sistema coordenado original (X) para o sistema normal padrão (U), para o caso de uma função de estado limite qualquer e a aproximação dos métodos FORM e SORM.

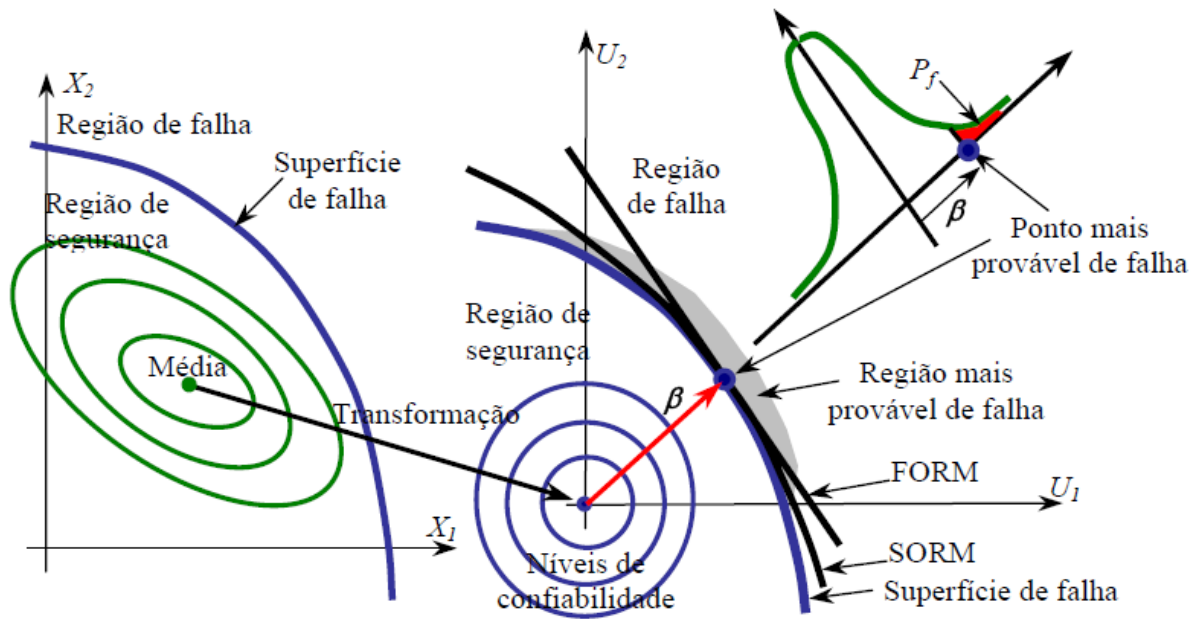


Figura 2.4 – Espaço físico e normalizado (FLORES; VIANA; RADE, 2006).

Aplicando o método dos Multiplicadores de Lagrange, o índice de confiabilidade resulta na Equação 2.28.

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^n x_i^* \left(\frac{\partial g}{\partial X_i'} \right)^*}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial g}{\partial X_i'} \right)^{*2}}} \quad (2.28)$$

Onde $\partial g / \partial X_i'$ é a i-ésima derivada parcial avaliada no ponto de projeto de coordenadas $(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$. O ponto de projeto no sistema coordenado normalizado é definido conforme Equação 2.29.

$$x_i^* = -\alpha_i \beta \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (2.29)$$

com os cossenos diretores ao longo dos eixos coordenados X_i' dados pela Equação 2.30.

$$\alpha_i = \frac{\left(\frac{\partial g}{\partial X_i}\right)^*}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial g}{\partial X_i}\right)^{*2}}} \quad (2.30)$$

No espaço de projeto original e empregando a Equação 2.31, determina-se o ponto de projeto por meio da relação:

$$x_i^* = \mu_{x_i} - \alpha_i \sigma_{x_i} \beta \quad (2.31)$$

A principal limitação do método de Hasofer-Lind consiste em que as variáveis aleatórias devem ter distribuição normal. Rackwitz e Fiessler (em 1978), Chen e Lind (em 1983) e outros propuseram eliminar esta limitação incluindo a informação das distribuições das variáveis aleatórias para funções de estado limite lineares e não-lineares. Neste contexto, a probabilidade de falha vem sendo estimada empregando aproximações de primeira (FORM) e segunda ordem (SORM) do estado limite no ponto de projeto (FLORES; VIANA; RADE, 2006).

2.9 Determinação da frequência de falha esperada para duto onshore com dano moosa e sulco devido a interferência externa

Segundo Seevam et al. (2008) e Cosham et al. (2008), a estimativa da frequência de falha para duto devido à interferência externa pode ser dividida em dois passos básicos, ou seja:

- a) Determinação da frequência de incidente;
- b) Determinação da probabilidade de falha dado o incidente.

A frequência de incidente é o número de incidentes de interferência externa dividido pela extensão do duto exposta, dada em termos de km/ano, e a probabilidade de falha dado um incidente depende do tipo de incidente (por exemplo, um furo, um sulco ou uma moosa e sulco). A probabilidade de falha devido ao dano moosa e sulco é calculada usando métodos baseados em confiabilidade estrutural (COSHAM et al., 2008).

2.10 Frequência de falha histórica de duto onshore com dano moosa e sulco devido a interferência externa

Internacionalmente, existe a disponibilidade de diversos relatórios técnicos que apresentam compilações de dados de falha em dutos, tais como DNV (2000b), CONCAWE (2007), UKOPA (2007) e EGIG (2008). Estes relatórios mostram a compilação de falhas em dutos em função de diversos parâmetros, tais como, tipo de fluido (líquido ou gasoso), dimensão do furo da falha, diâmetro nominal do duto, pressão de operação, espessura de parede e causa da falha.

Conforme já apresentado no Item 1.4, a interferência externa se destaca, frequentemente, como a causa dominante de falhas em dutos *onshore*. A seguir, estão apresentadas algumas compilações de falhas em dutos, das quais pode ser extraída e/ou já se encontra explicitada a frequência de falha histórica para os mesmos devido à interferência externa.

A Figura 2.5, extraída do relatório da UKOPA (2007), mostra a frequência de incidente de perda de produto por tipo de causa, no período de 1962 a 2006. Nesta figura, pode ser observado que, dentre as causas conhecidas, a interferência externa se destaca como a maior causadora de incidente (perda de produto).

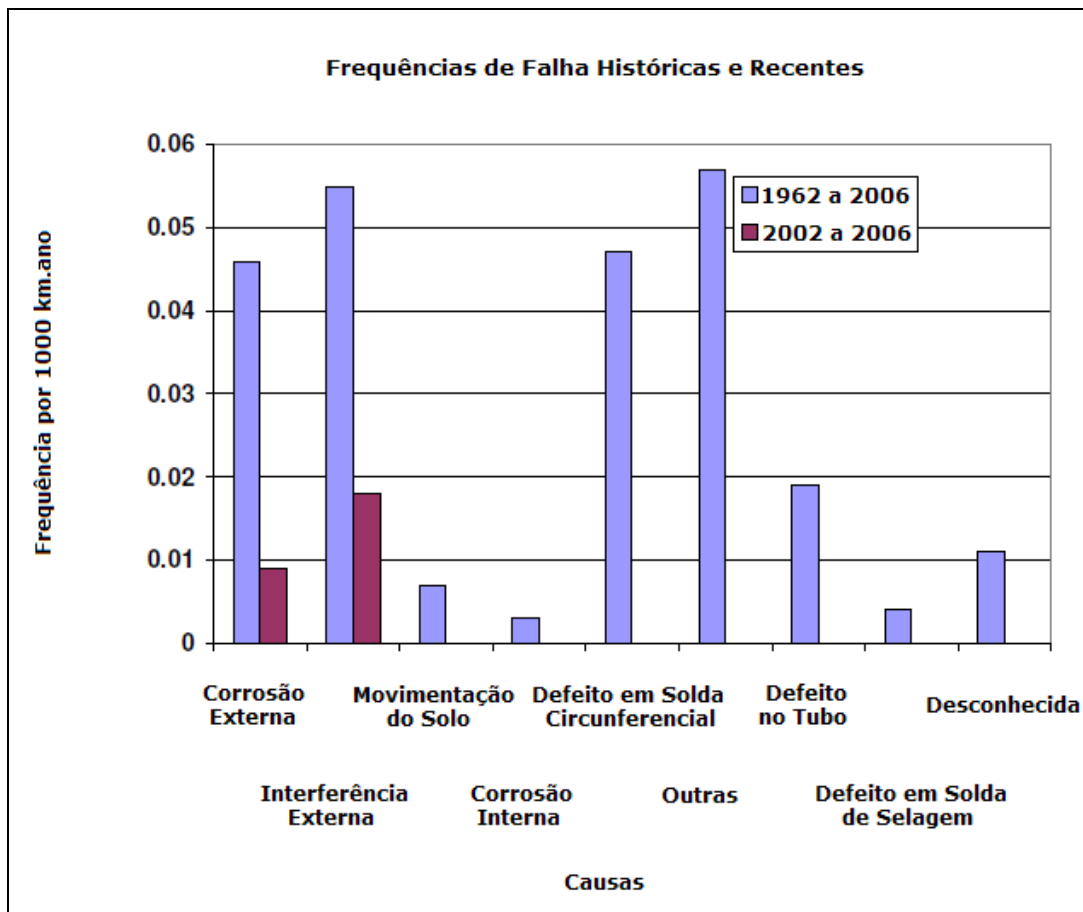


Figura 2.5 – Frequência de incidente de perda de produto por causa, no período de 1962 a 2006 (UKOPA, 2007).

Por sua vez, a Figura 2.6, também extraída do relatório da UKOPA (2007), mostra a frequência de incidente de perda de produto por causa e diâmetro de furo equivalente, no período de 1962 a 2006. Nesta figura, pode ser observado que a maior frequência de incidente de perda de produto está associada com tamanho de furo na faixa de 20 a 40 mm.

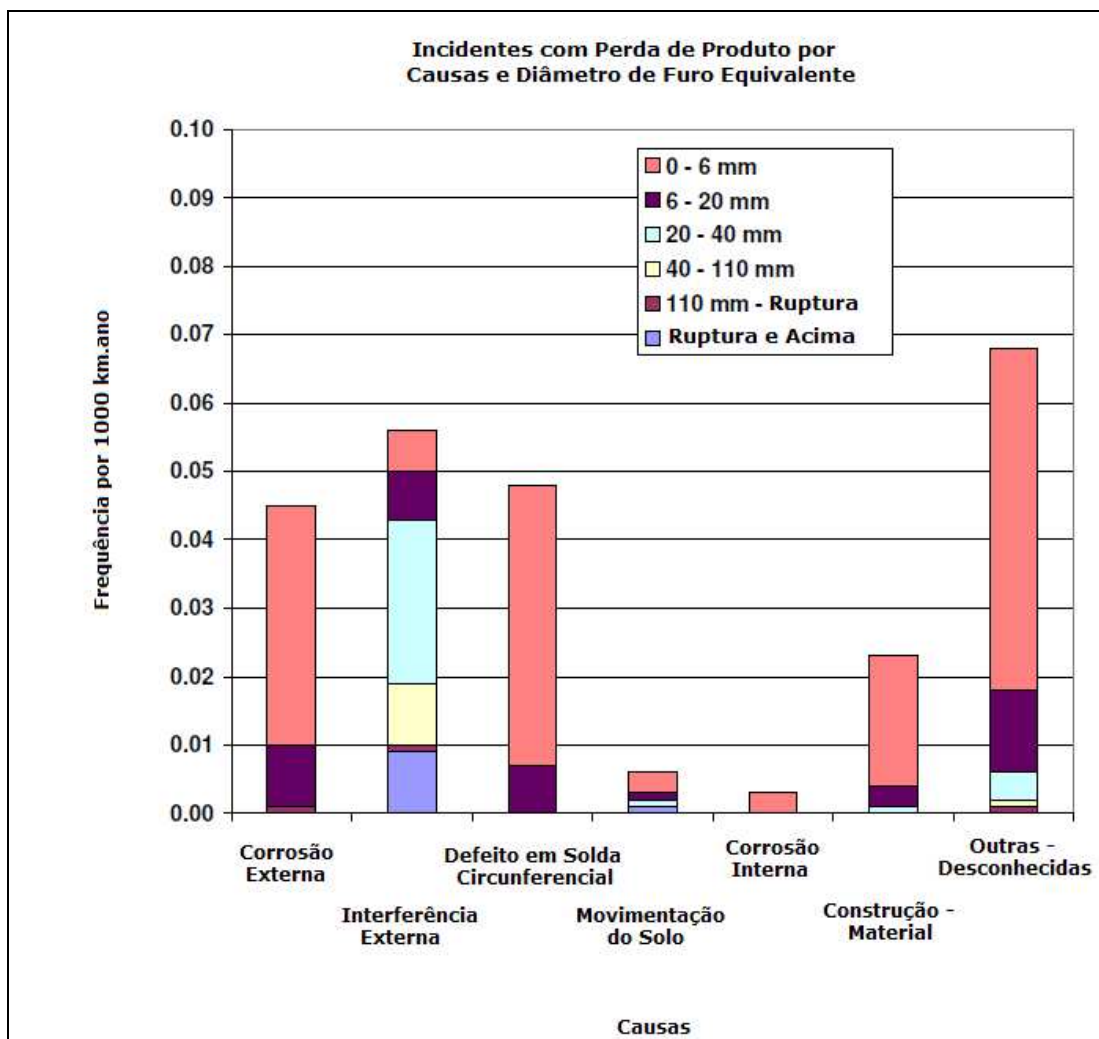


Figura 2.6 – Frequência de incidente de perda de produto por causa e diâmetro de furo equivalente, no período de 1962 a 2006 (UKOPA, 2007).

A Tabela 2.2, extraída do relatório da UKOPA (2007), mostra a compilação, por faixa de diâmetro nominal do duto, de incidentes de perda de produto causados por interferência externa. Nesta tabela, pode ser observado que a maior frequência de incidente está associada a dutos de pequenos diâmetros nominais (até 4”).

Tabela 2.2 – Compilação, por faixa de diâmetro nominal do duto, de incidentes de perda de produto causados por interferência externa (UKOPA, 2007).

Faixa de Diâmetro (polegadas)	Exposição (km/ano)	Incidentes	Frequência (por 1000 km/ano)
0 – 4	35996	5	0,139
5 – 10	147342	17	0,115
12 – 16	120225	9	0,075
18 – 22	105083	3	0,029
24 – 28	113585	3	0,026
30 – 34	33948	1	0,029
36 – 48	144285	0	0,000
Total	700463	38	0,054

Por sua vez, a Tabela 2.3, mostra a compilação, por faixa de espessura de parede do duto, de incidentes de perda de produto causados por interferência externa. Nesta tabela, pode ser observado que a maior frequência de incidente está associada a dutos com menores espessuras de parede (inferior a 5 mm).

Tabela 2.3 – Compilação, por faixa de espessura de parede do duto, de incidentes de perda de produto causados por interferência externa (UKOPA, 2007).

Faixa de Espessura de Parede (mm)	Exposição (km/ano)	Incidentes	Frequência (por 1000 km/ano)
< 5	53099	12	0,226
5 – 10	340779	22	0,065
10 – 15	261400	4	0,015
> 15	45185	0	0,000
Total	700463	38	0,054

Adicionalmente, a Tabela 2.4, mostra a frequência de incidente de perda de produto em função do tipo de área por onde passa o duto (se rural, suburbana ou semi-rural, ou urbana). Nesta tabela se observa que a maior frequência de incidente está associada a dutos que passam por áreas classificadas como 'suburbana mais semi-rural'.

Tabela 2.4 – Frequência de incidente de perda de produto em função do tipo de área por onde passa o duto (UKOPA, 2007).

Classificação da Área	Exposição (km/ano)	Incidentes	Frequência (por 1000 km/ano)
Rural	597744	28	0,047
Suburbana ou Semi-Rural	64636	10	0,155
Urbana	771	0	0,000
Total	663151	38	0,057

Notas:

- a) Área Rural: densidade populacional é menor do que 2,5 pessoas por hectare.
- b) Área Suburbana ou Semi-Rural: densidade populacional é menor do que 2,5 pessoas por hectare e que pode ser amplamente desenvolvida com propriedades residenciais.
- c) Área Urbana: áreas centrais de cidades com grande densidade populacional.

O EGIG (2008) tem mantido e expandido a base de dados de incidentes da rede de duto de gás da Europa. Fazem parte do EGIG diversas companhias de duto de transmissão, que atuam em 15 países da Europa, e que têm coletado dados de falha em dutos para uma rede de, aproximadamente, 130.000 km de duto. A exposição total, expressa em termos do comprimento do duto pelo seu tempo de exposição, é de 3,15 milhões de km/ano, no período de 1970 a 2007.

Ainda segundo o EGIG (2008), a maior causa de incidentes em dutos permanece como sendo interferência externa (responsável por 50% dos incidentes registrados). Esta alta contribuição da interferência externa para falhas em dutos, enfatiza a importância da mesma para os operadores e autoridades competentes.

A Figura 2.7, extraída do EGIG (2008), apresenta o relacionamento entre causa e tamanho do evento (se pite/trinca, furo ou ruptura). Da mesma pode ser observado que interferência externa é a causa mais comum para causar ruptura.

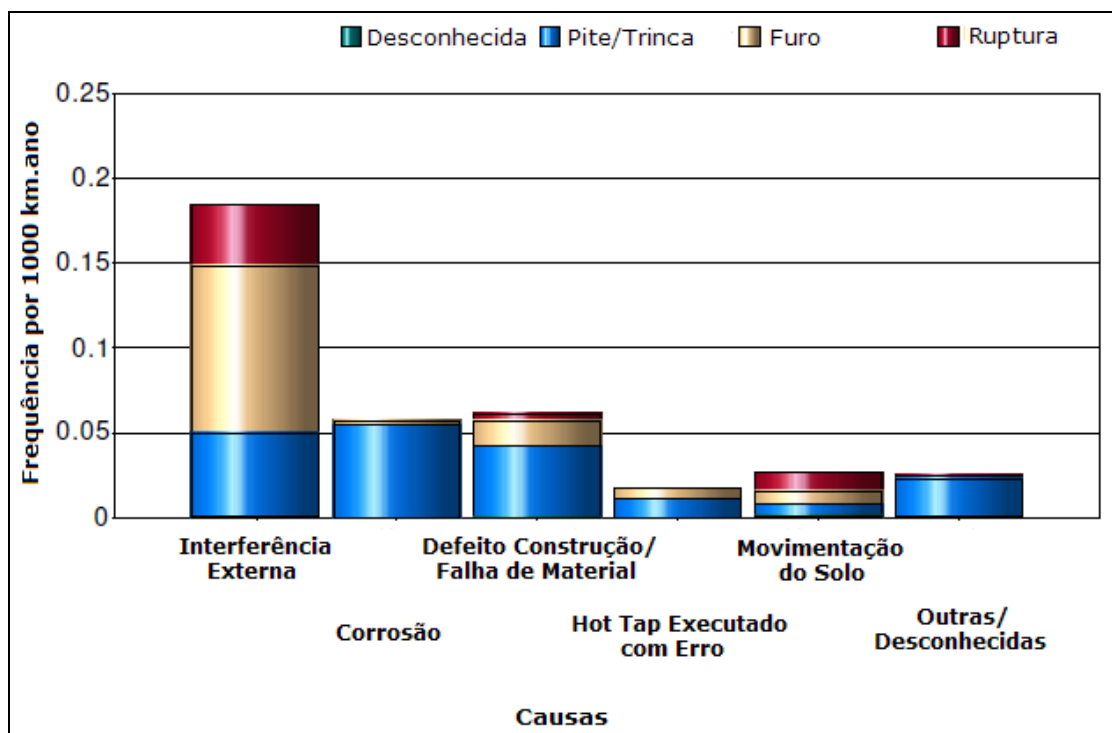


Figura 2.7 – Relacionamento entre causa e tamanho do evento (EGIG, 2008).

As figuras 2.8 a 2.10, também extraídas do EGIG (2008), mostram o relacionamento entre as consequências de incidentes causados por interferência externa e o diâmetro do duto, a profundidade de cobertura e espessura de parede, respectivamente.

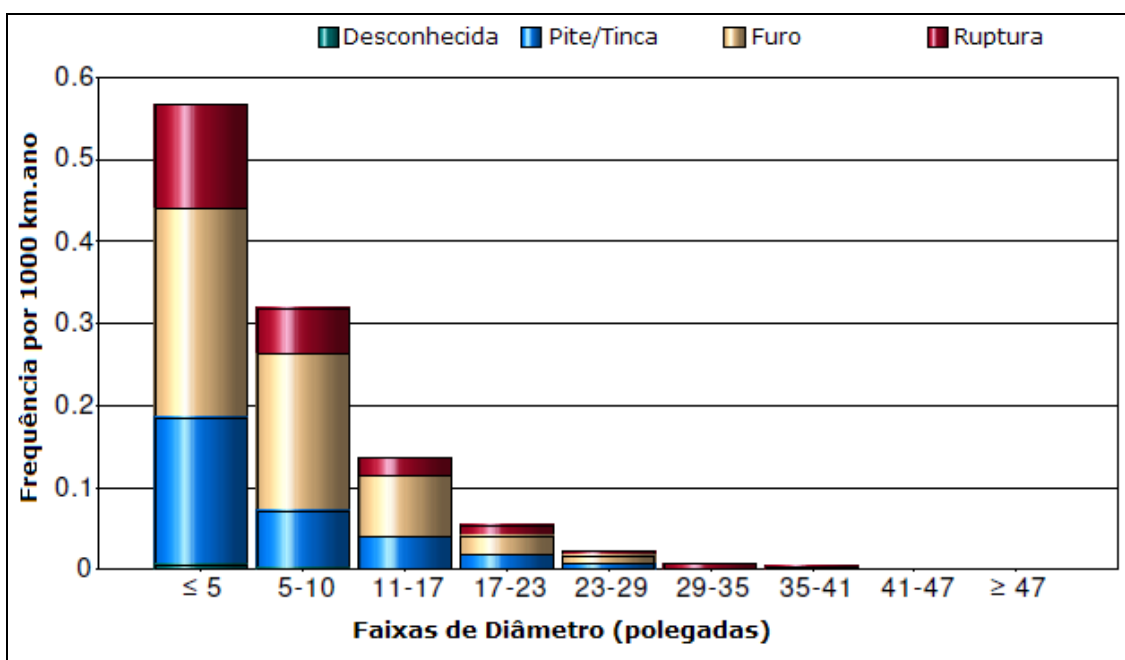


Figura 2.8 – Relacionamento entre as consequências de incidentes causados por interferência externa e faixa de diâmetro do duto (EGIG, 2008).

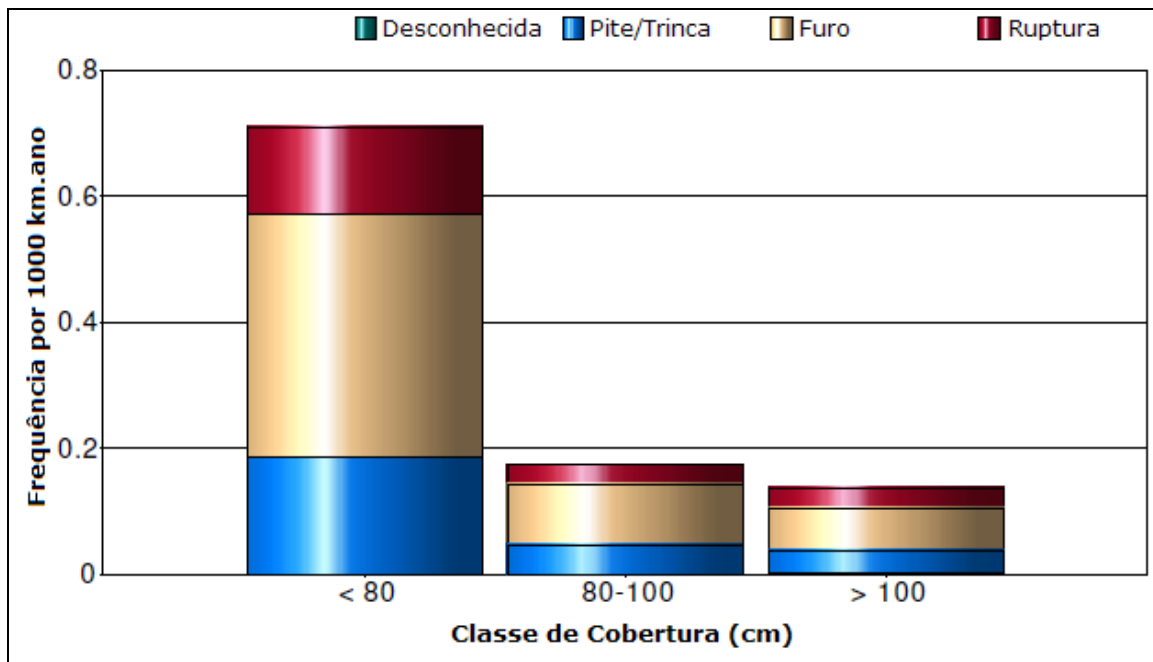


Figura 2.9 – Relacionamento entre as consequências de incidentes causados por interferência externa e classe de cobertura (EGIG, 2008).

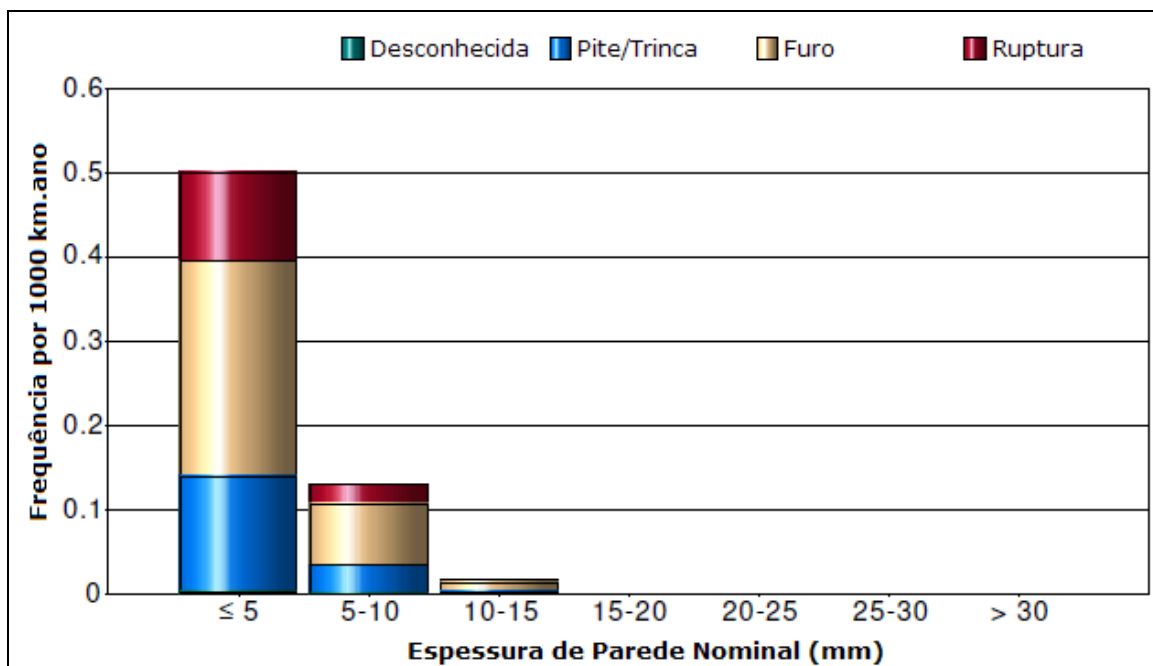


Figura 2.10 – Relacionamento entre as consequências de incidentes causados por interferência externa e faixa de espessura de parede nominal (EGIG, 2008).

Das figuras 2.8 a 2.10 pode-se concluir que dutos de pequenos diâmetros são mais vulneráveis à interferência externa do que diâmetros maiores. Isto pode ser explicado pelo fato de que dutos de pequenos diâmetros podem ser mais facilmente danificados por equipamentos de movimentação de terra do que diâmetros maiores. A segunda razão é que a resistência deles é frequentemente mais baixa devido às menores espessuras de parede (EGIG, 2008).

A Tabela 2.5 apresenta dados de incidentes em dutos de gás, período de 1970 a 1976, compilados pelo *European Gas Pipeline Incident Data Group* (EGIG), distribuídos por causa e tamanho de furo (pequeno, médio ou ruptura) do incidente (DNV, 2000b). Observa-se que, novamente, interferência externa se destaca como uma das principais causas de falhas em dutos.

Tabela 2.5 – Causas de incidentes em dutos de gás, 1970-96 (DNV, 2000b).

CAUSA	Distribuição Percentual (%)			
	Relativo a furo pequeno	Relativo a furo médio	Relativo à ruptura	Relativo ao total
Interferência externa	26	77	70	51
Defeito de construção/material	26	12	12	19
Corrosão	29	0	0	14
Movimento de solo	3	5	18	6
Hot-tap feito por erro	6	4	0	4
Outras/desconhecidas	10	2	0	6
TOTAL	100	100	100	100

Segundo CONCAWE (2007), interferência externa tem causado um grande número de liberação (derramamento) de produto, com 159 eventos (que corresponde a 36,5% dos eventos registrados de 1971 a 2005), com uma média de 4,5 eventos por ano. Dos 159 eventos decorrentes de interferência externa, 114 foram acidentais, 19 foram intencionais e 26 foram incidentais, isto é, resultaram de dano anterior infligido sobre o duto por uma terceira parte em algum ponto do passado.

2.11 Gestão de integridade de duto

Gestão de integridade de duto é o termo geral dado para todos os esforços (projeto, construção, operação, manutenção etc) direcionados para assegurar a continuidade da integridade do duto. O American Petroleum Institute (API) tem desenvolvido o padrão “Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines” (API Standard 1160, 2001), em consenso com a indústria, que estabelece diretrizes para o desenvolvimento de programas de gestão de integridade. O American Society of Mechanical Engineers (ASME) também desenvolveu o padrão “Managing System Integrity of Gas Pipelines” (ASME B31.8S, 2004) para este propósito (MACDONALD; COSHAM, 2005).

Um programa de gestão de integridade provém os meios para melhorar o sistema de segurança do duto e para alocar recursos efetivamente para, dentre outros (API Standard 1160, 2001):

- Identificar e analisar atuais e potenciais eventos que podem resultar em incidentes para os dutos;
- Examinar a frequência e potencial severidade para incidentes em dutos;
- Prover recursos compreensivos e integrados para examinar e comparar o espectro de riscos e atividades de redução de riscos disponíveis.

Segundo ASME B31.8S (2004), um programa de gestão de integridade é composto dos elementos apresentados na Figura 2.11, e, por sua vez, o plano de gestão de integridade, que é um dos elementos deste programa, deverá ser estabelecido conforme o diagrama de fluxo de processo mostrado na Figura 2.12.

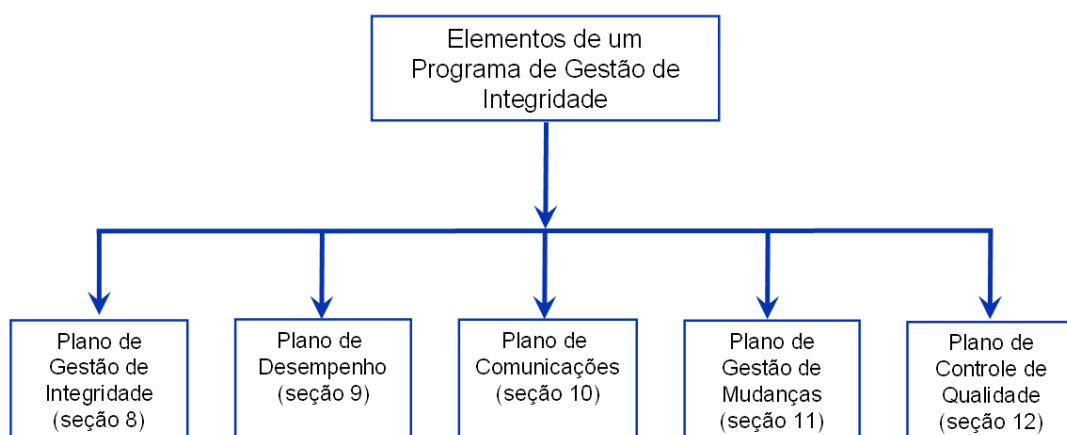


Figura 2.11 – Elementos de um programa de gestão de integridade (ASME B31.8S, 2004).

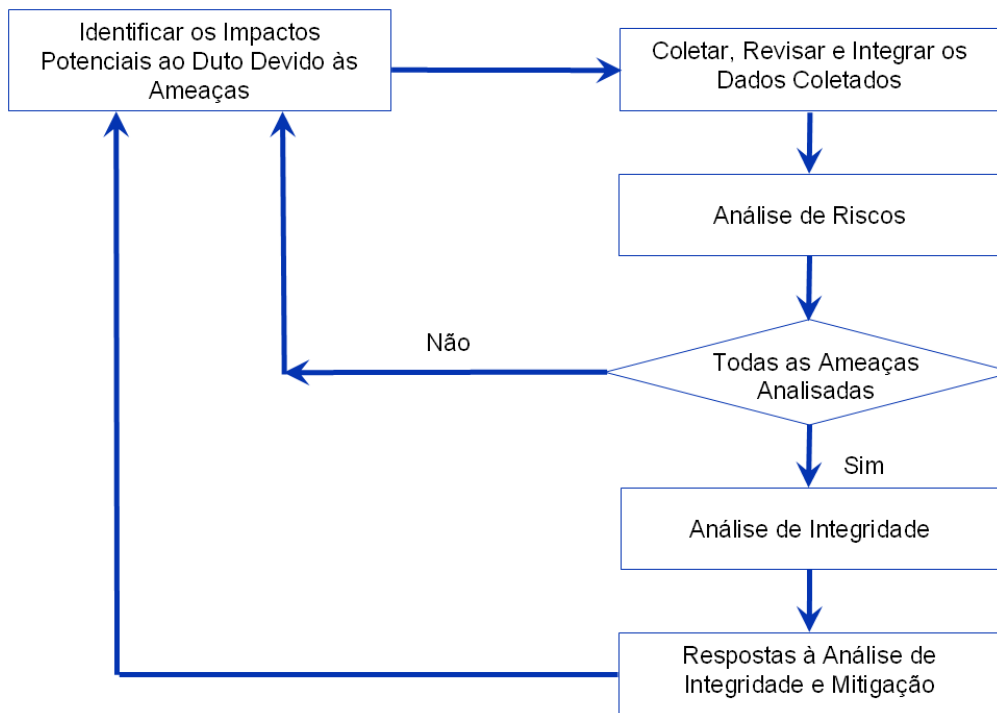


Figura 2.12 – Diagrama de fluxo de processo do plano de gestão de integridade (ASME B31.8S, 2004).

Sendo assim, observa-se que dentro do escopo desta dissertação encontram-se enquadradas as atividades “Identificar os Impactos Potenciais ao Duto Devido às Ameaças”, “Análise de Riscos” e “Análise de Integridade” da Figura 2.12, ratificando o enfoque interdisciplinar do trabalho, envolvendo as áreas de tecnologia e de gestão.

CAPÍTULO 3 – ANÁLISE E DISCUSSÃO

3.1 Introdução

Este capítulo visa apresentar as análises e discussões a respeito dos principais parâmetros e questões relacionados ao dano moosa e sulco em duto *onshore*, culminando com resultados conclusivos para cada ponto abordado.

3.2 Frequência de ocorrência de interferência externa

Conforme informado no Item 2.5, foram encontradas apenas as publicações ASME (2003) e Zimmerman et al. (1996 apud DRIVER; ZIMMERMAN, 1998; ALEXANDER; BROWNLEE, 2007) que ‘explicitam’ a frequência de ocorrência de interferência externa sobre duto *onshore*, e cujos valores encontram-se apresentados na Tabela 3.1 abaixo.

Tabela 3.1 – Frequências de ocorrência de interferência externa para duto *onshore*, conforme ASME (2003) e Zimmerman et al. (1996).

Fonte de referência	Localização do duto onshore	Frequência de ocorrência de interferência externa (em “vezes/km/ano”)
ASME	Áreas não desenvolvidas	0,0010
	Áreas desenvolvidas	0,0125
Zimmerman et al.	Não explicita	0,0010

Relativo às frequências oriundas do ASME (2003) vale ressaltar que as mesmas referem-se a impactos ‘significantes’, os quais seriam suficientes para causar o dano moosa e sulco. Por sua vez, Zimmerman et al. (1996) não explicitam o grau de severidade dos impactos levados em consideração na determinação da frequência de ocorrência de interferência externa citada.

Recomenda-se, então, o uso dos valores acima descritos nos cálculos referentes à determinação da frequência de falha esperada para duto *onshore* com dano moosa e sulco, porém com as seguintes ressalvas:

- a) O documento ASME (2003) informa apenas que os resultados obtidos referentes à frequência de ocorrência de interferência externa sobre duto *onshore* foi fruto de uma pesquisa realizada com 15 companhias de dutos, sem informar ‘quais’

seriam estas companhias. Como esta associação é sediada nos Estados Unidos da América (EUA), pode-se supor, contudo sem maiores certezas, que as companhias de dutos que participaram deste processo atuam neste país;

- b) Zimmerman et al. (1996 apud DRIVER; ZIMMERMAN, 1998; ALEXANDER; BROWNLEE, 2007) informam que os dados para a determinação da frequência de ocorrência de interferência externa foram extraídos do “Department of Transportation” (DoT) dos EUA. Assumindo que a ‘suposição’ do parágrafo acima (letra “a”) seja verdadeira, a frequência de ocorrência de interferência externa informada em ambos os documentos (ASME e Zimmerman et al.) retratariam, de forma mais razoável, apenas a situação local dos EUA;
- c) Vale ressaltar que o índice de atividades agrícolas, nível de conscientização da população local, nível de patrulhamento/ronda ao longo das dutovias, dentre outras medidas de gerenciamento da frequência de ocorrência de interferência externa, não encontram-se explicitadas nos documentos ASME (2003) e Zimmerman et al. (1996);
- d) Como o ASME (2003) traz frequências distintas em função da área de desenvolvimento ao longo do trajeto do duto, recomenda-se que nos cálculos/análises de duto onshore com dano moosa e sulco sejam utilizados os valores para a frequência de ocorrência de interferência externa sugeridos neste documento.

3.3 Probabilidade de ocorrência do dano moosa e sulco

Na literatura técnica consultada, a informação relativa à probabilidade de ocorrência do dano moosa e sulco em duto *onshore* foi encontrada apenas no artigo técnico de Cosham et al. (2008), a qual encontra-se descrita na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Probabilidade esperada que dano mecânico cause um dano tipo ‘sulco’ ou ‘moosa e sulco’, conforme dados da UKOPA (COSHAM et al., 2008).

Tipo do dano	Probabilidade de ocorrência esperada (devido a dano mecânico)
Sulco	0,82
Moosa e sulco	0,18

Recomenda-se, então, que nos cálculos da frequência de falha esperada para duto *onshore* com dano moosa e sulco seja utilizada a probabilidade de ocorrência deste dano como sendo igual a 0,18.

3.4 Métodos analíticos existentes para avaliar a adequação ao uso de duto com dano moosa e sulco

Em função de pesquisas realizadas para o entendimento do dano mecânico, diversos métodos analíticos semi-empíricos que se propoem a avaliar a adequação ao uso de dutos com dano moosa e sulco têm sido publicados. Como as equações sugeridas por estes métodos diferem entre si, paira a dúvida sobre “qual” método daria um resultado mais exato, e deveria então ser aplicado. Diante deste fato, foi então decidido fazer uma análise técnica comparativa para alguns destes métodos atualmente disponíveis, no tocante à fundamentação teórica, disponibilidade dos dados requeridos e exatidão em prever a tensão de falha.

Os resultados das análises realizadas para cada um dos aspectos acima citados encontram-se apresentados, respectivamente, nos subitens 3.4.1 ao 3.4.3 a seguir.

3.4.1 Fundamentação teórica

Todos os métodos analíticos disponíveis para avaliar a adequação ao uso de dutos com dano moosa e sulco, descritos nos itens 2.7.1 ao 2.7.6, baseiam-se nos princípios da mecânica da fratura clássica, que leva em consideração que a falha dependerá tanto da resistência do material ao colapso plástico (governada pela tensão de colapso – “flow stress”) quanto da resistência à fratura (governada pela tenacidade à fratura do material – K_{IC} ou K_{mat}). Vale informar, também, que todos estes métodos podem ser apresentados graficamente usando o ‘Diagrama de Avaliação de Falha’ (FAD).

Com relação às diferenças entre os métodos analisados, uma das mais notáveis diz respeito à definição da composição da tensão de colapso plástico e do parâmetro tenacidade à fratura do material (relação entre K_{IC} e C_V). Adicionalmente, existem também, variações com relação às composições da tensão de membrana primária e da tensão de flexão secundária, e consideração ou não, nos cálculos, da tensão de

membrana secundária e dos parâmetros que definem o dano moosa e sulco, tais como a profundidade do sulco e da moosa e o comprimento do sulco.

Sumariamente, encontra-se descrito em Cosham (2001), que todos os métodos semi-empíricos analisados dentro do projeto PDAM (*Pipeline Defect Assessment Manual*), descritos nos itens 2.7.1 ao 2.7.6 desta dissertação, são pequenas variações do método da fratura moosa e sulco originalmente desenvolvido pela British Gas, que o método de Gasunie é fundamentalmente falho e que os métodos BG modificado e de Bai e Song continham vários parâmetros empíricos que até então não tinham sido publicados.

Referente ao “novo” método (não avaliado no projeto PDAM), o mesmo acrescenta algumas das limitações do método da fratura moosa e sulco original da British Gas por explicitamente levar em consideração o efeito de micro-trinca e tensão residual (presença de tensão de membrana secundária) conhecida de ocorrer na região do sulco. Parâmetros de ajustes adicionais foram determinados iterativamente associando valores para cada parâmetro e visualmente observando-se a concordância dos dados com o ‘Diagrama de Avaliação de Falha’ (SEEVAM et al., 2008).

Encontram-se apresentadas na Tabela 3.3, a seguir, as principais características técnicas dos métodos analisados, no que diz respeito à fundamentação teórica.

Tabela 3.3 – Principais características técnicas dos métodos disponíveis para avaliar a adequação ao uso de dutos com dano moosa e sulco.

Parâmetro	Método				
	Gasunie	BG original	BG modificado	Bai e Song	“Novo” método
Profundidade da moosa e do sulco	Consideradas nos cálculos.				
Comprimento do sulco	Não considerado nos cálculos. Adotado, nestes métodos, que o sulco tem comprimento infinito.			Considerado nos cálculos.	
Profundidade de micro-trinca	Não considerada nos cálculos.			Considerada nos cálculos.	
Tensão de colapso plástico ($\bar{\sigma}$)	$\bar{\sigma} = \sigma_Y$	$\bar{\sigma} = 1.15\sigma_Y \left(1 - \frac{d}{t}\right)$	$\bar{\sigma} = \frac{1.15\sigma_Y \left(1 - \frac{d}{t}\right)}{\left(1 - \frac{1.8H_o}{2R}\right) \left(1 - \frac{1}{M} \frac{d}{t}\right)}$	$\bar{\sigma} = \alpha\sigma_Y \frac{\left(1 - \frac{d}{t}\right)}{\left(1 - \frac{d}{t} \frac{1}{M}\right)}$	$\bar{\sigma} = \frac{\sigma_y + \sigma_u}{2}$
Tenacidade à fratura (K_{IC} ou K_{mat})	$K_{IC} = \left(\frac{E(C_v - 17,6)10^3}{A}\right)^{0,5}$	$K_{IC} = \left(\frac{C_v E}{A}\right)^{1/2}$	$K_{IC} = \frac{EC_{v0}}{A} \left(\frac{C_v}{C_{v0}}\right)^{\frac{1}{\beta}}$	$K_{IC} = \left(\frac{E(C_v - 17,6)10^3}{A}\right)^{0,5}$	$K_{mat} = \left[12\sqrt{C_v} - 20\right] \left(\frac{25}{t}\right)^{0,25} + 20$
Tensão de membrana primária (σ_m^p)	$\sigma_m^p = \sigma_h$	$\sigma_m^p = \sigma_h \left(1 - \frac{1,8H_o}{D}\right)$	$\sigma_m^p = \sigma_h \left(1 - \frac{1,8H_o}{2R}\right)$	$\sigma_m^p = \sigma_h \left(1 - \frac{1,8H_o}{2R}\right)$	$\sigma_m^p = \sigma_h \left(1 - \frac{1,8H_o}{2R}\right) K_t$
Tensão de dobramento primária (σ_b^p)	Não considerada nos cálculos. Assumida como sendo de valor igual a zero.				
Tensão de membrana secundária (σ_m^s)	Não considerada nos cálculos. Assumida como sendo de valor igual a zero.				$\sigma_m^s = (1 - \xi)\phi \left(\frac{D}{2R}\right) \sigma_y$
Tensão de dobramento secundária (σ_b^s)	$\sigma_b^s = 6\sigma_h \left(\frac{2RH}{t2R}\right)$	$\sigma_b^s = 10,2\sigma_h \left(\frac{RH_o}{tD}\right)$	$\sigma_b^s = 10,2\sigma_h \left(\frac{RH_o}{t2R}\right)$	$\sigma_b^s = 5,1\sigma_h \left(\frac{H_o}{t}\right)$	$\sigma_b^s = 10,2\sigma_h \left(\frac{RH_o}{t2R}\right) K_t + \xi\phi \left(\frac{H_o}{2R}\right) \sigma$

Notas em relação a Tabela 3.3:

- a) O método do API 579-1 / ASME FFS-1 não encontra-se nesta tabela pois todas as definições válidas para o método da BG original são também aplicáveis ao mesmo.
- b) A nomenclatura para variáveis das equações encontra-se apresentada na descrição dos métodos (ver itens 2.7.1 ao 2.7.6), com exceção dos casos abaixo:
- i. σ_u representa o limite de resistência a tração do material.
 - ii. σ_h é a tensão circunferencial (hoop stress) atuante na parede do duto, dada por: $\sigma_h = \frac{pD}{2t}$. Onde p é a pressão interna do duto.
 - iii. ξ é um parâmetro de ajuste da equação de tensão residual do “novo” método.
- c) A correlação entre K_{IC} e C_V para o método original da BG foi extraída do artigo técnico de Kiefner et al. (1973), fazendo a conversão para unidade $MPa\sqrt{m}$.
- d) A tensão de membrana primária para o “novo” método está conforme apresentada no artigo da Seevam et al. (2008). Neste artigo não encontra-se descrito o significado do parâmetro K_t .

3.4.2 Natureza e disponibilidade dos dados requeridos

Com relação aos dados necessários aos cálculos inerentes aos métodos analíticos semi-empíricos analisados, os mesmos poderão, normalmente, ser conseguidos sem maiores dificuldades, exceção feita à ‘profundidade da moosa’, que é considerada nos cálculos como sendo na pressão zero, e à ‘energia do impacto Charpy’.

No caso da ‘profundidade da moosa’, considerando que a mesma pode ser coletada (medida) com o duto pressurizado, se faz necessário adotar um fator de correção para o arredondamento (*rerounding*) do tubo, sendo que alguns dos métodos analisados já sugere este fator de correção, porém, outros não.

Com relação a ‘energia de impacto Charpy’, caso não se tenha esta informação especificamente para o tubo do duto com dano moosa e sulco a ser analisado, sugere-se que seja adotado o valor disponível na literatura técnica para a especificação de material correspondente a este tubo.

Adicionalmente, ressalta-se que será necessária a medição, em campo, da profundidade da moosa e do sulco, quando utilizando qualquer um dos métodos analisados, e, adicionalmente, o comprimento do sulco, para os métodos de Bai e Song e “novo” método. Visando uma boa exatidão para os valores destes parâmetros, considera-se que os mesmos terão que ser medidos por meio de técnicas de inspeção aplicadas externamente ao duto.

De forma mais particular, tem-se necessidade de realização de uma análise de tensões da forma numérica para a avaliação nível 3 do API 579-1/ASME FFS-1 e para o “novo” método. Ainda com relação ao “novo” método, a determinação prévia de alguns parâmetros adicionais, tais como a profundidade de micro-trinca, tamanho de grão e largura da banda de escorregamento (*slipband*), se faz necessária aos cálculos realizados pelo mesmo. Ressalta-se que a determinação destes parâmetros, especificamente para o material do tubo do duto com dano moosa e sulco a ser analisado, normalmente será muito difícil. O “novo” método então sugere a utilização destes parâmetros conforme dados disponíveis na literatura técnica para material similar ao do tubo do duto em análise. Isto retira qualquer possibilidade de julgamento da exatidão da resposta deste método.

3.4.3 Exatidão dos resultados (validação experimental)

A exatidão dos resultados referentes aos métodos BG original, BG modificado e Gasunie foi verificada diretamente por este trabalho técnico por meio de análise estatística usando dados experimentais do projeto PDAM. Foi feito um estudo comparativo entre as tensões ‘calculadas pelos métodos’ (y) com as tensões ‘reais’ (x) causadas pelas pressões de falha para 67 testes de ruptura realizados no projeto PDAM, cujos resultados encontram-se plotados no gráfico mostrado na Figura 3.1.

Vale informar que a tensão real, σ_h , é dada pela Equação 3.1.

$$\sigma_h = \frac{pR}{t} \quad (3.1)$$

Onde:

p é a pressão interna do duto;

R é o raio do duto;

t é a espessura de parede do duto.

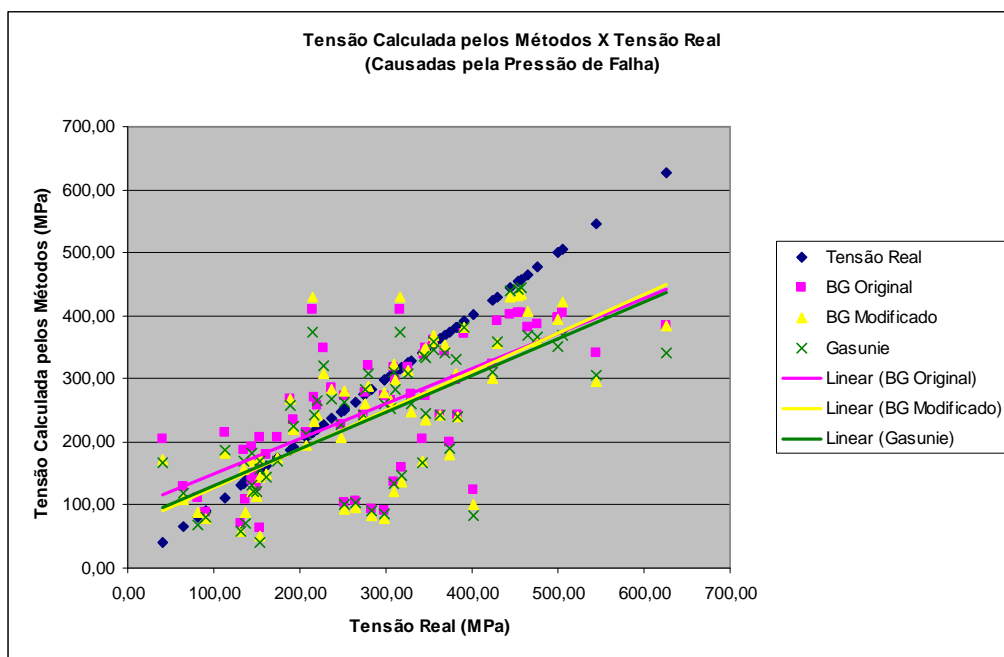


Figura 3.1 – Tensões calculadas pelos métodos BG original, BG modificado e Gasunie versus tensões reais causadas pelas pressões de falha para 67 testes realizados no projeto PDAM.

No gráfico da Figura 3.1 pode ser observado que, para todos os métodos analisados, existe um grande espalhamento das tensões calculadas versus tensões reais medidas, as inclinações das retas (funções) geradas por meio de análise de regressão linear são similares, e que todas estas retas ajustadas são não conservativas para tensões de falha reais até 200 MPa e conservativas para tensões de falha reais superiores a este valor.

Adicionalmente, foi realizada uma análise de variância para os métodos BG original, BG modificado e Gasunie, com resultado demonstrando que os mesmos são estatisticamente diferentes, e também executada uma análise estatística descritiva cujos resultados encontram-se apresentados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Resultados da análise estatística descritiva executada para os métodos BG original, BG modificado e Gasunie.

Método	Resultados da análise estatística considerando 67 testes realizados no projeto PDAM ⁽¹⁾			
	Valor médio de (y/x)	Desvio padrão de (y/x)	Coefficiente de variação de (y/x)	Coefficiente de regressão de (y/x)
BG original	1,00	0,61	0,61	0,68
BG modificado	1,68	0,78	0,47	0,69
Gasunie	1,66	0,74	0,45	0,69

Nota (1): Estes 67 testes referem-se aos testes realizados que dispunham de todos os dados necessários às equações dos métodos analisados, excluídos os casos em que o sulco gerado no tubo de teste foi esmerilhado.

Na Tabela 3.4 observa-se que os valores do coeficiente de regressão são muito próximos, não sendo este, portanto, um parâmetro que poderia servir como indicativo da diferença de exatidão para os métodos analisados. Entretanto, como o método BG original apresentou-se com valor médio de “y/x” igual a 1 e com menor desvio padrão (menor dispersão sobre a média) entre os métodos analisados, pode-se inferir que o mesmo seria o mais exato em prever a tensão causada pela pressão de falha de duto com dano moosa e sulco, apesar de apresentar um coeficiente de variação maior do que os métodos BG modificado e de Gasunie.

A verificação da exatidão dos resultados para o “novo” método está conforme análise estatística feita por Seevam et al. (2008). O “novo” método e o método da fratura moosa e sulco original da British Gas foram comparados usando, também, dados de testes realizados no projeto PDAM (inclusos os 67 testes referidos na Tabela 3.4). As pressões de falha reais dos dados dos testes experimentais foram plotadas contra as pressões de falha calculadas por cada método e uma análise de regressão linear foi executada para mensurar a exatidão destes métodos, cujo resultado encontra-se apresentado na Figura 3.2.

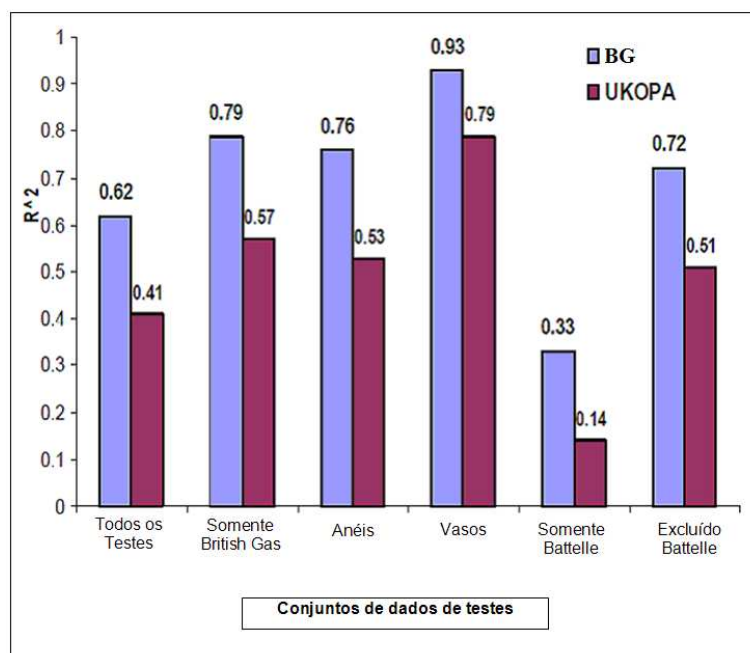


Figura 3.2 – Comparação do parâmetro R^2 (medida do ajuste) para o “novo” método (UKOPA) e o método da fratura moosa e sulco original da British Gas (BG) usando vários conjuntos de dados de testes (SEEVAM et al., 2008).

Na Figura 3.2, pode ser observado que, para qualquer condição, o método da fratura moosa e sulco original da British Gas apresenta o valor de R^2 superior ao do “novo” método, mostrando, estatisticamente, que o método da BG é mais exato do que o “novo” método em predizer a pressão de falha de um duto contendo o dano moosa e sulco.

Como o método de Bai e Song contém vários parâmetros empíricos e que até a publicação do relatório do projeto PDAM os mesmos não tinham sido publicados, não foi então possível a realização de validação experimental (análise estatística) para o mesmo.

3.4.4 Método recomendado

É naturalmente reconhecido na literatura técnica disponível que a pressão de falha de um duto contendo o dano moosa e sulco, sujeito a carregamento de pressão interna, depende da geometria do tubo, dimensões do dano e resistência do material.

A falha do dano moosa e sulco envolve altas deformações plásticas, afinamento da parede do tubo, movimentação da moosa, iniciação de trinca, ruptura dútil e escoamento plástico. Adicionalmente, a base do sulco pode conter trincamento e as propriedades do material na região da moosa e sulco podem ser adversamente afetadas (SEEVAM et al., 2008).

De posse da literatura consultada, evidencia-se a complexidade em se criar um método para predizer a pressão de falha para o dano ‘moosa e sulco’ que consiga englobar todos os parâmetros envolvidos na falha deste dano e que apresente resultados que sejam exatos (calculado sendo, aproximadamente, igual ao real medido). Dentre as razões primárias que contribuem para esta complexidade, podem ser enumeradas:

- Especificação das propriedades do material (especialmente ductilidade e tenacidade);
- Formato e profundidade do sulco;
- Plasticidade na ponta de trinca;
- Pressão na indentação e durante o arredondamento (*rerounding*);
- Perfil e profundidade da moosa, resultante da deformação plástica do duto;
- Endurecimento localizado e variação de propriedades ao longo da parede do

duto devido ao processo de indentação.

Com base na análise técnica feita para os diferentes métodos, descrita nos itens 3.4.1 ao 3.4.3, observa-se que:

- Nenhum dos métodos atualmente disponíveis para avaliar a adequação ao uso (*fitness-for-purpose*) de duto com dano moosa e sulco, descritos nos itens 2.7.1 ao 2.7.6, de fato contabilizam todos os aspectos do comportamento da falha de um duto com este tipo de dano;
- As limitações principais dos correntes métodos são que eles não consideram a regra do crescimento de trinca dútil, os efeitos das mudanças das propriedades locais do material devido à deformação plástica, durante a formação da moosa, e o efeito da mudança da profundidade da moosa devido ao retorno elástico (*spring back*) ou arredondamento (*rerounding*);
- Todos os métodos analisados são pequenas variações do método da fratura moosa e sulco original, desenvolvido pela British Gas, e todos eles baseiam-se nos princípios da mecânica da fratura clássica, que leva em consideração que a falha dependerá tanto da resistência do material ao colapso plástico (governada pela tensão de colapso – “flow stress”) quanto da resistência à fratura (governada pela tenacidade à fratura do material – K_{IC} ou K_{mat});
- Os resultados das validações experimentais (análises estatísticas) realizadas demonstram que o método da fratura moosa e sulco original da British Gas é o ‘melhor’ método em termos de qualidade de ajuste com os dados dos testes de pressão realizados em anéis e vasos contendo o dano moosa e sulco, executados no projeto PDAM.

Por fim, além dos resultados das validações experimentais realizadas, muitos artigos e relatórios técnicos, tais como Francis et al. (1997), Roovers et al. (2000), Cosham e Hopkins (2004) e Macdonald e Cosham (2005), referenciam o método da fratura moosa e sulco original desenvolvido pela British Gas como sendo o ‘mais recomendado’ para avaliar a adequação ao uso de duto com dano moosa e sulco, sendo, portanto, esta consideração também endossada por esta dissertação.

3.5 Análise de confiabilidade estrutural

O método FORM pode ser empregado quando a função estado limite for uma função linear de variáveis normais não-correlacionadas, ou quando a função estado limite

não-linear for representada por uma aproximação linear (primeira ordem) com variáveis normais equivalentes (FLORES; VIANA; RADE, 2006).

Por sua vez, o método SORM estima a probabilidade de falha por meio de uma aproximação não-linear da função estado limite, incluindo variáveis normais correlacionadas quando a aproximação da função estado limite for linear. O método considera a curvatura da função estado limite por meio de um parâmetro caracterizado pela segunda derivada desta função em relação às variáveis, proporcionando, desta forma, melhorias ao método FORM (FLORES; VIANA; RADE, 2006).

A precisão do método FORM é adequada para a maioria das aplicações práticas, e ele dá uma solução mais rápida do que a integração numérica direta. Se necessário, contudo, o método FORM pode ser melhorado por aproximar a superfície de falha para uma superfície quadrática, em qual caso o método é conhecido como 'método de confiabilidade de segunda ordem' – SORM (LINKENS; SHETTY; BILO, 1998; BOMEL, 2001).

De acordo com DNV (2004), a exatidão do método FORM é usualmente boa para probabilidades pequenas, enquanto que a exatidão do método SORM é frequentemente boa para qualquer faixa de probabilidade.

Adicionalmente, segundo Bomel (2001), para a maioria das aplicações práticas de confiabilidade existem usualmente poucas diferenças entre as estimativas para as probabilidades de falha determinadas pelos métodos FORM e SORM. Entretanto, é aconselhável em qualquer problema confirmar isto, ou seja, executar a análise usando ambos os métodos FORM e SORM.

Segundo Silva (2002), apesar do método de Monte Carlo permitir avaliar diretamente a probabilidade de falha, ele é ineficaz quando a probabilidade de falha é muito pequena. Isto se deve ao grande número de simulações que devem ser realizadas para obter um valor satisfatório. De forma similar, encontra-se descrito em DNV (1992) e DNV (2004) que o método de Monte Carlo não é eficiente, exceto talvez para probabilidades medianas, ou para funções de estado limite suficientemente simples, mas estes documentos sugerem que este método pode ser usado para verificar se os resultados aproximados determinados por outros métodos (tais como FORM e SORM) são exatos.

De posse das informações acima, foi definido que a análise de confiabilidade estrutural seria feita utilizando os métodos FORM/SORM para estimar a

probabilidade de falha de duto onshore com dano moosa e sulco, e que a exatidão desta probabilidade de falha seria verificada pelo método de Monte Carlo.

Para a determinação da probabilidade de falha de duto onshore com dano moosa e sulco (PF_{DANO}), usando os métodos FORM/SORM, normalmente é necessária a utilização de um software específico para a realização de análise de confiabilidade estrutural. Dentre as opções pesquisadas no mercado, verificou-se que poderia ser usado o software PROBAN (*General Purpose Probabilistic Analysis Program*) da Empresa DNV, o SYSREL (*Reliability System*) comercializado pela Empresa RCP GmbH, o NESSUS desenvolvido pelo Instituto de Pesquisas do Sul (Texas – USA) e patrocinado pela NASA e o CALREL desenvolvido na Universidade da Califórnia (Berkeley – USA), sendo o primeiro escolhido para o propósito desta dissertação.

Os passos básicos para a realização da análise de confiabilidade estrutural de duto onshore com dano moosa e sulco no software PROBAN (DNV), usando os métodos FORM/SORM e a simulação de Monte Carlo, são os seguintes:

- I. Definir a função estado limite $G(X)$;
- II. Definir o modelo estocástico;
Especificar os tipos de distribuição estatística e os parâmetros associados (valor médio, desvio padrão etc), para cada uma das variáveis básicas assumidas de serem estocasticamente caracterizadas. Definir valores específicos para demais variáveis que são assumidas de serem deterministicamente caracterizadas.
- III. Input de variáveis e funções no software PROBAN;
Input no software PROBAN de todas as variáveis e funções que farão parte da análise de confiabilidade estrutural usando os métodos FORM/SORM e a simulação de Monte Carlo.
- IV. Determinar a probabilidade de falha esperada para o duto onshore com dano moosa e sulco (PF_{DANO}) usando os métodos de análise de confiabilidade estrutural FORM/SORM;
- V. Verificar a exatidão da probabilidade de falha estimada pelos métodos FORM/SORM por meio do uso da simulação de Monte Carlo.

3.6 Determinação da frequência de falha esperada para duto onshore com dano moosa e sulco devido a interferência externa

Segundo Seevam et al. (2008) e Cosham et al. (2008) a frequência de falha para duto devido à interferência externa pode ser estimada conforme a Equação 3.2.

$$FF_{DANO} = FO_{IMPACTO} \times PF_{DANO} \quad (3.2)$$

Onde:

- FF_{DANO} é frequência de falha do duto devido ao dano moessa e sulco;
- $FO_{IMPACTO}$ é a frequência de ocorrência de interferência externa (impacto), conforme definida no Item 3.2;
- PF_{DANO} é a probabilidade de falha do duto devido ao dano moessa e sulco, conforme definida no Item 3.5.

Adicionalmente, vale ressaltar que o impacto pode gerar um furo, uma moessa ou uma moessa e sulco. Sendo assim, a frequência de falha devido ao dano moessa e sulco pode ser melhor determinada segundo a Equação 3.3.

$$FF_{DANO} = FO_{IMPACTO} \times P_{MOSSA-SULCO} \times PF_{DANO} \quad (3.3)$$

Onde:

- $P_{MOSSA-SULCO}$ é a probabilidade que seja gerado o dano moessa e sulco em um duto decorrente de interferência externa (impacto), conforme definida no Item 3.3.

3.7 Frequência de falha histórica de duto onshore com dano moessa e sulco devido a interferência externa

A habilidade para fazer previsões credíveis de frequência de falha de duto é um pré-requisito de qualquer análise de risco. O método tradicional tem sido fazer tais previsões por meio de análise estatística de dados históricos. Contudo, o uso de tais dados históricos fora dos limites de onde os mesmos foram coletados, pode incorrer em incertezas com relação à validade destes, e suas aplicações podem ter um valor limitado numa análise de risco para um duto individual. Esta situação pode ser melhorada usando uma maior amostragem de dados (CORDER, 1995).

Sendo assim, sugere-se que, quando necessárias, sejam usadas as frequências de falha históricas apresentadas nas tabelas 3.5 e 3.6, determinadas por meio de média aritmética para as frequências apresentadas nos documentos técnicos referidos nestas tabelas.

Tabela 3.5 – Compilação das frequências de falha históricas causadas por interferência externa em função da faixa de diâmetro do duto (UKOPA, 2007; EGIG, 2008).

Grupo	Faixa de Diâmetro Conforme UKOPA (em polegadas)	Faixa de Diâmetro Conforme EGIG (em polegadas)	Frequência Média ⁽¹⁾ (por 1000 km/ano)
1	0 – 4	≤ 5	0,350
2	5 – 10	5 -10	0,218
3	12 – 16	11 – 17	0,103
4	18 – 22	17 – 23	0,040
5	24 – 28	23 – 29	0,023
6	30 – 34	29 – 35	0,020
7	36 – 48	35 – 41	0,003

Nota:

⁽¹⁾ A frequência média correspondente à média aritmética simples das frequências conforme UKOPA (2007) e EGIG (2008) para a correspondente faixa de diâmetro.

Tabela 3.6 – Compilação das frequências de falha históricas causadas por interferência externa em função da faixa de espessura de parede do duto (UKOPA, 2007; EGIG, 2008).

Espessura de Parede Conforme UKOPA e EGIG (mm)	Frequência Média ⁽¹⁾ (por 1000 km/ano)
< 5	0,363
5 – 10	0,098
10 – 15	0,018
> 15	0,000

Nota:

⁽¹⁾ A frequência média correspondente à média aritmética simples das frequências conforme UKOPA (2007) e EGIG (2008) para a correspondente faixa de espessura de parede.

Adicionalmente, também, poderá ser usada a Figura 2.9 que mostra o relacionamento entre as consequências de incidentes causados por interferência externa e a classe de cobertura do duto.

3.8 Gestão de integridade de duto

Dentro de um programa de gestão de integridade, as seguintes medidas poderiam ser implementadas, individualmente e/ou em conjunto, visando reduzir o risco associado com o dano moça e sulco em duto onshore decorrente de interferência externa (impacto):

- Aumentar a profundidade de cobertura do duto;

- Aumentar a espessura de parede do duto;
- Limitar a pressão operacional em valores mais baixos.

Estas medidas poderiam ser melhor implementadas em dutos novos comissionados. Para dutos em operação, em particular aqueles com incidentes reportados, atenção especial deveria ser dada para a atividade de vigilância/supervisão e sinalização para faixa de duto, interface com comunidades vizinhas, programação de inspeção e detecção de vazamentos, métodos (por exemplo, teste hidrostático) e ferramentas de inspeção (tal como PIG “*Pipeline Inspection Gauge*” instrumentado).

O efeito da mudança de diâmetro nominal, espessura de parede e profundidade de cobertura, sobre a frequência histórica de falha de duto devido à interferência externa, pode ser observado nas figuras e tabelas apresentadas no Item 2.10.

Adicionalmente, encontra-se apresentado na Figura 3.3, o efeito da profundidade de cobertura em reduzir a frequência de falha (fator de redução do dano) devido à interferência externa em duto onshore. As frequências de interferência externa foram determinadas para cada faixa de profundidade e os resultados normalizados pela frequência na profundidade de cobertura de 1,1 m para dar os fatores de redução de risco. Estes fatores foram usados para gerar a curva apresentada na Figura 3.3 (CORDER, 1995).

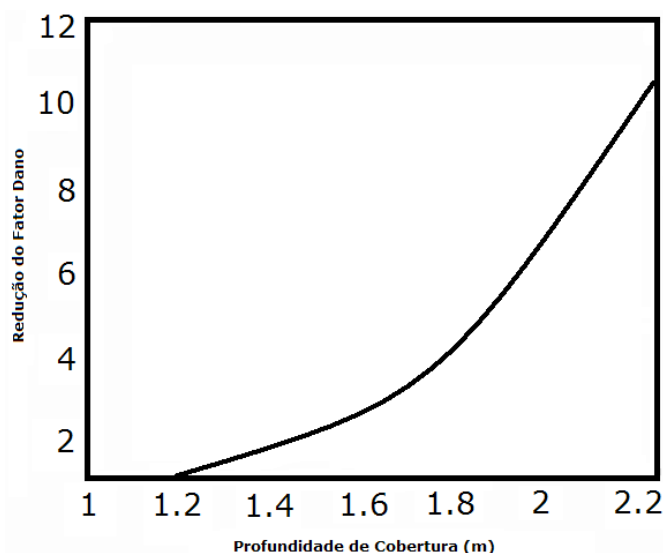


Figura 3.3 – Efeito da profundidade de cobertura na redução da frequência de falha devido à interferência externa em duto onshore (CORDER, 1995).

Como mostrado na Figura 3.3, a frequência de dano é reduzida por um fator de quase 10 pelo aumento da profundidade de cobertura de 1,1 m para 2,2 m.

Por fim, encontram-se apresentados na Tabela 3.7 os resultados de testes projetados e executados pela British Gas mostrando o efeito de diferentes medidas de proteção contra danos em dutos onshore causados por interferência externa, conforme reportado em Corder (1995).

Tabela 3.7 – Resultados de testes projetados e executados pela British Gas mostrando o efeito de diferentes medidas de proteção contra danos em dutos onshore causados por interferência externa (CORDER, 1995).

Tipo de Proteção	Número de Testes	Resumo dos Resultados dos Testes	Fator de Redução do Dano
Sem proteção	2	Tubulação danificada em ambos os testes	1
Fitas de advertência acima da tubulação	5	Tubulação danificada em 3 testes	1,67
Barreira de concreto com três metros de largura acima da tubulação	16	Tubulação danificada em 3 testes	5,33
Barreira de concreto com três metros de largura pintada de amarelo acima da tubulação combinada com fitas de advertência	15	Não observados danos na tubulação em nenhum teste	30
Chapa de aço com três metros de largura e pintada de amarelo combinada com fitas de advertência	15	Não observados danos na tubulação em nenhum teste	

CAPÍTULO 4 – PROCEDIMENTOS SIMPLIFICADOS PARA AVALIAÇÃO DE DUTO ONSHORE COM DANO MOSSA E SULCO

4.1 Introdução

Para se assegurar uma operação segura de dutos, é de extrema importância que se possa realizar uma avaliação consistente dos defeitos decorrentes de danos mecânicos. Uma avaliação consistente desses defeitos é capaz de evitar vazamentos que podem causar graves danos ao meio ambiente e à população, além de prejuízos financeiros ao operador (PINHEIRO, 2006).

Essa avaliação deve permitir a identificação de quais defeitos devem ser reparados, evitando assim interrupções na operação da linha por reparos desnecessários. Além disso, no caso de dutos enterrados, uma avaliação criteriosa dos defeitos pode evitar escavações desnecessárias e, conseqüentemente, prejuízos financeiros, perturbações ao meio ambiente e danos acidentais ao revestimento ou ao duto. Assim, é necessário o desenvolvimento de métodos de avaliação capazes de determinar a severidade dos defeitos detectados em dutos (PINHEIRO, 2006).

Um dos elementos mais críticos, quando analisando dano em duto, é a classificação de defeitos. Existe uma quantidade significativa de informação disponível na literatura aberta, contudo, um dos desafios é agrupar todas as informações juntas em uma maneira que possa ser usada para analisar a severidade do dano (ALEXANDER, 2007).

Em conformidade com as explanações acima, encontram-se apresentados nos itens 4.2 ao 4.4, procedimentos simplificados para auxiliar companhias e profissionais envolvidos com projeto, operação, inspeção e manutenção de duto *onshore*, no tocante ao tratamento a ser dado para o dano *mossa e sulco* decorrente de interferência externa.

4.2 Procedimento para fase de projeto

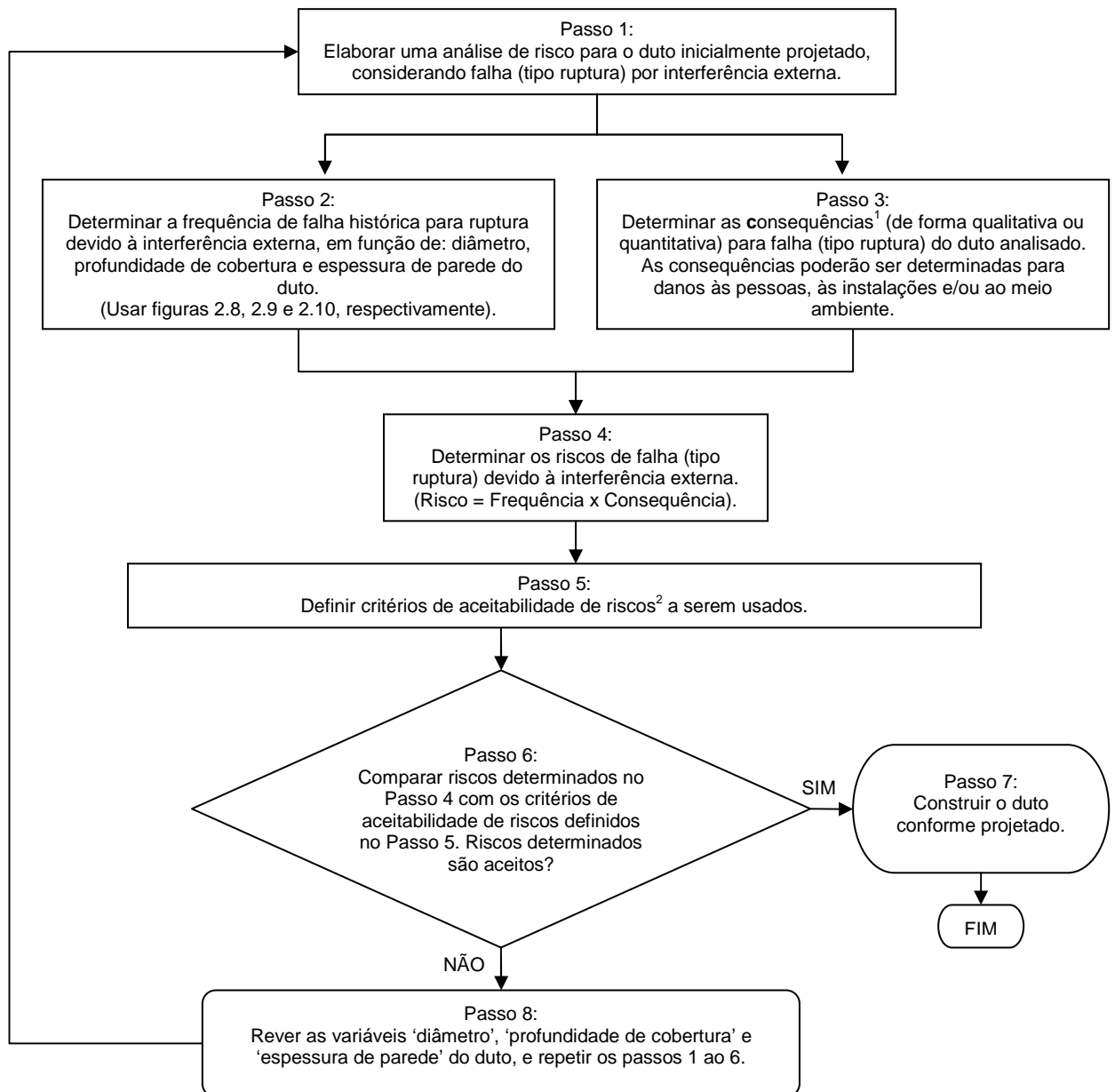
Encontra-se apresentado na Figura 4.1, o procedimento simplificado para avaliação de duto *onshore* com dano *mossa e sulco*, para dutos em fase de projeto.

4.3 Procedimento para fase de operação com dano moessa e sulco não conhecido

Encontra-se apresentado na Figura 4.2, o procedimento simplificado para avaliação de duto *onshore* com dano moessa e sulco, para dutos em fase de operação e que ainda não se tenha o conhecimento/evidência da existência deste dano.

4.4 Procedimento para fase de operação com dano moessa e sulco conhecido

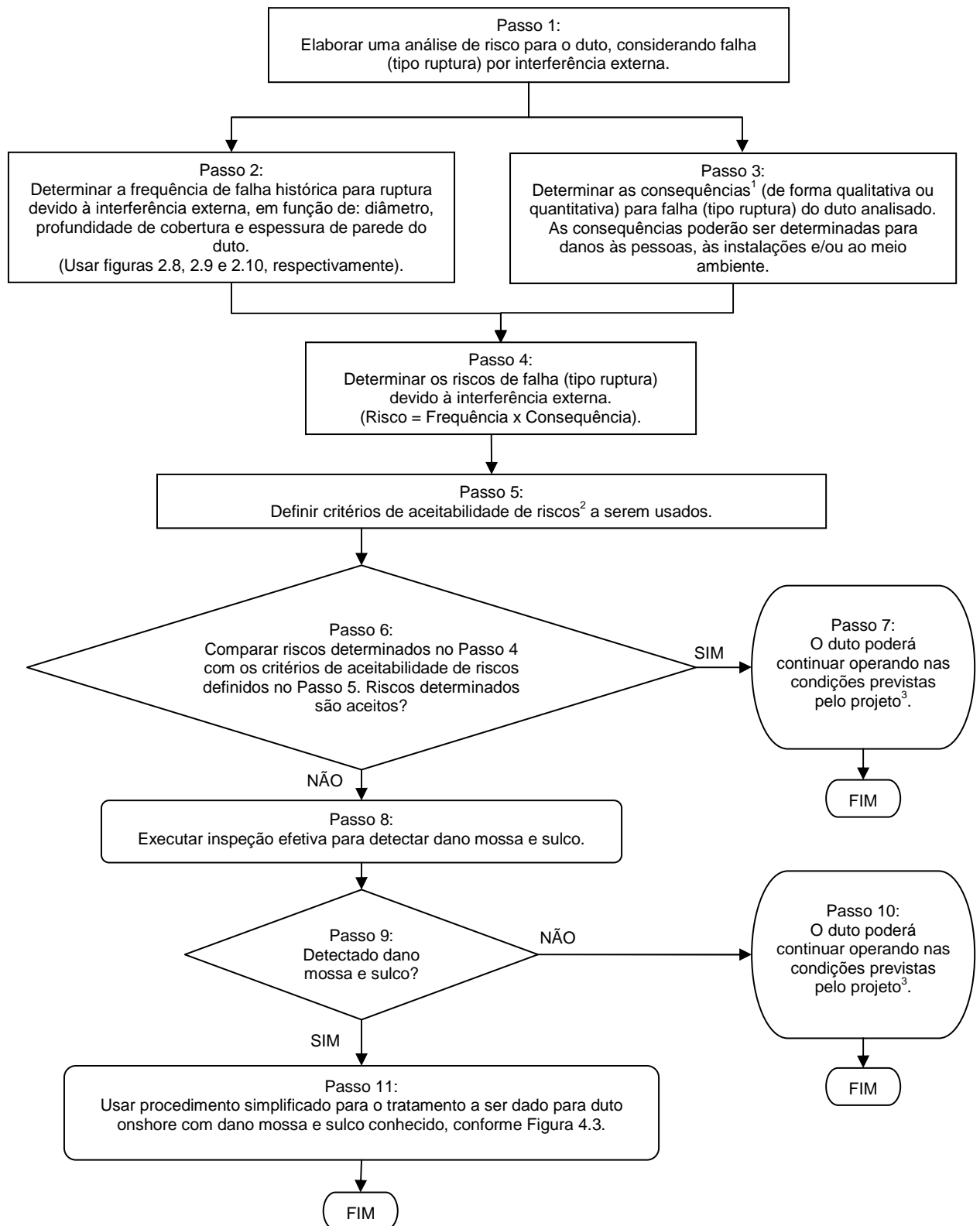
Encontra-se apresentado na Figura 4.3, o procedimento simplificado para avaliação de duto *onshore* com dano moessa e sulco, para dutos em fase de operação e que já se tenha o conhecimento/evidência da existência deste dano.



¹ A determinação de consequências de falha da forma 'qualitativa' poderá ser feita por meio do uso das técnicas de análise de riscos 'Análise Preliminar de Perigos' (APP) ou 'Perigos e Operabilidade' (HAZOP – *Hazard and Operability*). A determinação de consequências de falha da forma 'quantitativa' poderá ser feita usando as técnicas de análise de riscos denominadas 'Análise de Vulnerabilidade' ou 'Análise Quantitativa de Riscos' (AQR).

² Os critérios de aceitabilidade de riscos deverão ser definidos pela Companhia responsável pelo duto. Estes critérios poderão ser qualitativos (baseados, por exemplo, numa matriz de aceitabilidade de riscos) ou quantitativos. Poderão ser usados os critérios de aceitabilidade de riscos da Companhia, de códigos de projeto, de legislações pertinentes e/ou de literatura técnica especializada internacionalmente reconhecida. Como referência, a Companhia poderá usar a norma ISO 16708:2006(E), Anexo C, para definição do critério de aceitabilidade para segurança (*target safety level*).

Figura 4.1 – Procedimento simplificado para avaliação de duto *onshore* com dano *mossa e sulco*, para dutos em fase de projeto.

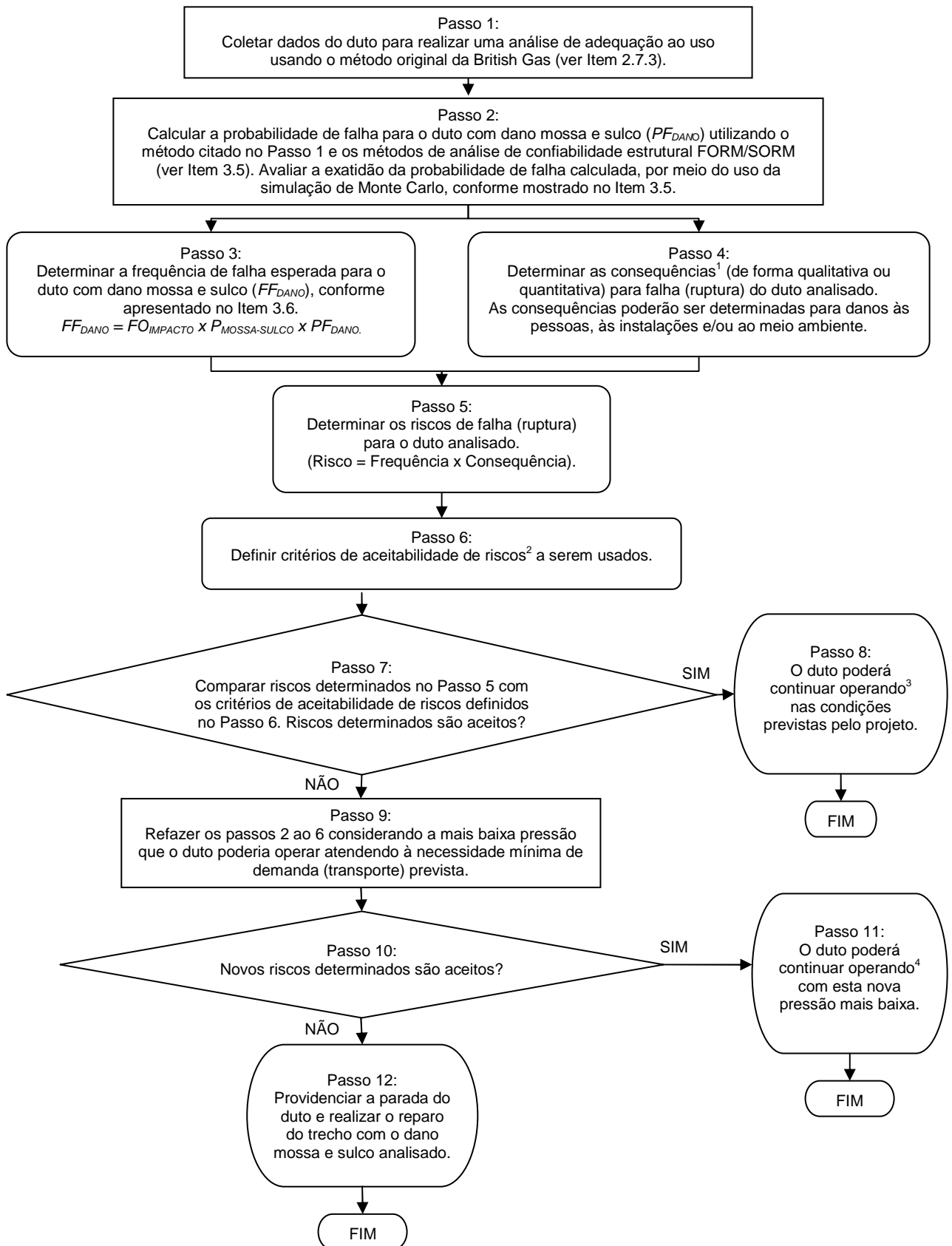


¹ Vide Nota-1 da Figura 4.1.

² Vide Nota-2 da Figura 4.1.

³ O duto poderá operar dentro das condições de projeto até que não ocorra uma identificação do dano mocha e sulco, seja por meio de inspeções efetivas periódicas, vigilância ao longo da faixa de trajeto do duto, notificação de terceiros etc. Sempre que detectado o dano mocha e sulco, deverá então ser utilizado o 'procedimento simplificado para avaliação de duto onshore com dano mocha e sulco conhecido, para dutos em fase de operação' (ver Figura 4.3).

Figura 4.2 – Procedimento simplificado para avaliação de duto *onshore* com dano mocha e sulco inicialmente não conhecido, para dutos em fase de operação.



¹ Vide Nota-1 da Figura 4.1.

² Vide Nota-2 da Figura 4.1.

³ Pelo dano moessa e sulco analisado, o duto poderá continuar operando dentro das condições de projeto.

⁴ Pelo dano moessa e sulco analisado, o duto poderá continuar operando com a nova pressão de operação mais baixa definida.

Figura 4.3 – Procedimento simplificado para avaliação de duto *onshore* com dano moessa e sulco conhecido, para dutos em fase de operação.

CAPÍTULO 5 – ESTUDO DE CASO: APLICAÇÃO DE UM PROCEDIMENTO SIMPLIFICADO PARA AVALIAÇÃO DE DUTO ONSHORE COM DANO MOSSA E SULCO

5.1 Introdução

De forma a ajudar as companhias e os profissionais envolvidos com projeto, operação, inspeção e/ou manutenção de duto *onshore*, no entendimento e aplicação dos procedimentos simplificados apresentados nos itens 4.2 ao 4.4, encontra-se descrito no Item 5.2, a seguir, uma demonstração de aplicação prática (estudo de caso) para o 'procedimento simplificado para avaliação de duto *onshore* com dano moossa e sulco conhecido, para dutos em fase de operação' (Item 4.4).

5.2 Estudo de caso: duto em fase de operação com dano moossa e sulco conhecido

Este estudo de caso refere-se à aplicação prática do 'procedimento simplificado para avaliação de duto *onshore* com dano moossa e sulco conhecido, para dutos em fase de operação', segundo os passos previstos neste procedimento, descritos e executados conforme parágrafos a seguir.

✓ Passo 1: coletar dados do duto para realizar uma análise de adequação ao uso usando o método original da British Gas.

O estudo de caso foi executado para um duto com as configurações a seguir descritas:

- Especificação do material base: API 5L Grau X52.
- Raio externo (R): 381,0 mm.
- Espessura de parede (t): 11,9 mm.
- Módulo de elasticidade (E): 206.000 MPa.
- Resistência ao escoamento do material base (σ_Y): 477,8 MPa.
- Energia de impacto Charpy tipo V absorvida pelo espécime tamanho 2/3 da espessura do material base (C_V): 63,7 J.
- Profundidade da moossa medida na condição do duto com pressão (H_r): 16,3 mm.

- Profundidade da mocha medida na condição do duto sem pressão (H_0): 23,3 mm.
 - Profundidade do sulco (d): 3,0 mm.
 - Pressão interna normal de operação (p): 5,5 MPa.
 - Fluido de operação: gás natural.
- ✓ Passo 2: calcular a probabilidade de falha para o duto com dano mocha e sulco (PF_{DANO}) utilizando o método citado no Passo 1 e os métodos de análise de confiabilidade estrutural FORM/SORM. Avaliar a exatidão da probabilidade de falha calculada, por meio do uso da simulação de Monte Carlo.

O cálculo da probabilidade de falha usando os métodos de confiabilidade estrutural FORM/SORM e a simulação de Monte Carlo foram realizados no *software* PROBAN da Empresa Det Norske Veritas Ltda, conforme sequência de atividades descritas a seguir.

- i. Definir a função estado limite $G(X)$

$$G(X) = \text{Resistência} - \text{Carga} \quad (5.1)$$

$$G(X) = \sigma_{\theta} - \sigma_h \quad (5.2)$$

Onde:

σ_{θ} = tensão circunferencial para falha (determinada conforme método original da BG – ver Item 2.7.2); e

σ_h = tensão circunferencial devido à pressão interna no duto (hoop stress), determinada conforme Equação 5.3:

$$\sigma_h = \frac{pR}{t} \quad (5.3)$$

Logo:

$$G(X) = \bar{\sigma} \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[\exp - \left\{ 113 \frac{1.5\pi E}{\bar{\sigma} Ad} \left[Y_1 \left(1 - 1.8 \frac{H_0}{D} \right) + Y_2 \left(10.2 \frac{R H_0}{t D} \right) \right] \right\}^{-2} \exp \left[\frac{\ln(0.738C_v) - K_1}{K_2} \right] \right] - \frac{pR}{t} \quad (5.4)$$

Onde:

$$\bar{\sigma} = 1.15\sigma_Y \left(1 - \frac{d}{t} \right)$$

$$Y_1 = 1.12 - 0.23\left(\frac{d}{t}\right) + 10.6\left(\frac{d}{t}\right)^2 - 21.7\left(\frac{d}{t}\right)^3 + 30.4\left(\frac{d}{t}\right)^4$$

$$Y_2 = 1.12 - 1.39\left(\frac{d}{t}\right) + 7.32\left(\frac{d}{t}\right)^2 - 13.1\left(\frac{d}{t}\right)^3 + 14.0\left(\frac{d}{t}\right)^4$$

$$K_1 = 1.9$$

$$K_2 = 0.57$$

$$H_0 = 1.43H_r$$

As nomenclaturas para variáveis nas equações acima são conforme estabelecidas no Item 2.7.2, com exceção para:

p = pressão interna no duto.

- ii. Definir o modelo estocástico: especificar os tipos de distribuição estatística e os parâmetros associados (valor médio, desvio padrão etc), para cada uma das variáveis básicas assumidas de serem estocasticamente (aleatoriamente) caracterizadas. Definir valores específicos para demais variáveis que são assumidas de serem deterministicamente caracterizadas.

Todas as variáveis usadas na função estado limite (Equação 5.4) encontram-se definidas na Tabela 5.1 a seguir.

Tabela 5.1 – Tipos de distribuição estatística para as variáveis usadas na função estado limite (Equação 5.4).

Variável	Descrição	Unidade	Tipo de Distribuição Estatística	Valores	Fontes de Referência
σ_Y	Resistência ao escoamento	MPa	Lognormal	$\mu = 477,8$ $\sigma = 12,8$	1
E	Módulo de elasticidade do material do tubo (módulo de Young)	MPa	Normal	$\mu = 206.000$ CoV = 4%	2
A	Área de fratura para um espécime Charpy 2/3	mm ²	Determinística	53,55	1
d	Profundidade do sulco	mm	Weibull	$\mu = 3,0$ CoV = 92%	2
t	Espessura de parede do tubo	mm	Normal	$\mu = 11,9$ $\sigma = 0,3$	1
H_0	Profundidade da mocha medida na condição do duto sem pressão	mm	Weibull	$\mu = 23,3$ CoV = 95%	2
R	Raio externo do tubo	mm	Determinística	381,0	1
C_v	Energia de impacto Charpy-V	J	Lognormal	$\mu = 63,7$ $\sigma = 11,1$	1
P	Pressão interna no duto	MPa	Gumbel	$\mu = 5,5$ CoV = 4%	3

Onde:

μ = Valor Médio.

σ = Desvio Padrão.

CoV = Coeficiente de Variância = σ / μ .

Fontes de Referência:

- 1) Probabilistic methods: Uses and abuses in structural integrity. Prepared by BOMEL Limited for the Health and Safety Executive. Contract Research Report 398/2001.
- 2) ASME B31.8 - 2003 Edition (Appendix Reliability Based Design and Assessment - RBDA). Prepared by C-FER Technologies with funding from the Gas Research Institute and under the direction of the Pipeline Research Council International ad-hoc group on Reliability Based Design and Assessment.
- 3) DNV. Risk Based Inspection Planning of Pipelines. Internal Report Project N°75010265. November, 20 00a.

iii. *Input* de variáveis e funções no *software* PROBAN

Realizado o *input* no *software* PROBAN para as variáveis descritas na Tabela 5.1, a função estado limite definida conforme Equação 5.4 e as suas subfunções.

iv. Rodar a análise de confiabilidade estrutural no *software* PROBAN

Determinada a probabilidade de falha esperada para o duto onshore com dano moosa e sulco (PF_{DANO}), conforme a Equação 5.5, usando os métodos de análise de confiabilidade estrutural FORM/SORM e a simulação de Monte Carlo.

$$PF_{DANO} = P[G(X) \leq 0] \quad (5.5)$$

$$PF_{DANO} = 1,675 \times 10^{-1} \text{ (segundo método FORM)}$$

$$PF_{DANO} = 2,008 \times 10^{-1} \text{ (segundo método SORM)}$$

$$PF_{DANO} = 1,967 \times 10^{-1} \text{ (segundo simulação de Monte Carlo)}$$

Dos resultados acima, observa-se uma grande similaridade entre os mesmos, principalmente entre o método SORM e a simulação de Monte Carlo. Isto posto, foi considerada a PF_{DANO} como sendo igual à determinada pelo método SORM, que, conforme já descrito no Item 3.5, dá resultados um pouco mais exatos do que o método FORM.

- ✓ Passo 3: determinar a frequência de falha esperada para o duto com dano moosa e sulco (FF_{DANO}).

A frequência de falha esperada para o duto com dano moosa e sulco é determinada conforme Equação 3.2, já apresentada no Item 3.6, e também mostrada a seguir.

$$FF_{DANO} = FO_{IMPACTO} \times P_{MOSSA-SULCO} \times PF_{DANO} \quad (3.2)$$

Onde:

- $FO_{IMPACTO} = 0,001$ vezes por km/ano (conforme Item 3.2, Tabela 3.1, critério ASME para áreas não desenvolvidas).
- $P_{MOSSA-SULCO} = 0,180$ (conforme Item 3.3).
- $PF_{DANO} = 2,008 \times 10^{-1}$ (conforme Item 5.2, Passo 2, método SORM).

Logo:

$$FF_{DANO} = 3,614 \times 10^{-5} \text{ falhas por km/ano.}$$

- ✓ Passo 4: determinar as consequências para falha (ruptura) do duto analisado.

As consequências de falha foram determinadas de forma qualitativa conforme padrão ISO 16708 (2006). Inicialmente é feito o enquadramento do fluido conforme Tabela 1 do mesmo, e aqui apresentada, traduzida para o português, como Tabela 5.2, onde para gás natural monofásico tem-se a correlação como fluido categoria “D”. De posse desta informação, e levando-se em consideração que o duto onshore passa próximo a pequenos vilarejos (de moderada densidade populacional) ao longo do seu trajeto, a classe de segurança resultante desta combinação é definida como “Normal”, conforme Tabela 5 do ISO 16708 (2006), transcrita aqui, traduzida para o português, como Tabela 5.3 a seguir.

Vale ressaltar que, caso existentes, poderão ser usadas a matriz de aceitabilidade de riscos da companhia operadora do duto e/ou do órgão público local (referente ao trajeto do duto) diretamente responsável pela emissão de licença operacional para o mesmo, e/ou determinadas as consequências de falha de forma quantitativa.

Tabela 5.2 – Categorização de fluidos.

Categoria do fluido	Descrição
A	Tipicamente fluidos à base de água normalmente não inflamáveis.
B	Fluidos não-inflamáveis que são gases não-tóxicos em temperatura ambiente e nas condições de pressão atmosférica. Exemplos típicos são o nitrogênio, dióxido de carbono, argônio e ar.
C	Fluidos inflamáveis e/ou tóxicos que são líquidos à temperatura ambiente e nas condições de pressão atmosférica. Exemplos típicos são óleo e produtos do petróleo. O metanol é um exemplo de um fluido inflamável e tóxico.
D	Não-tóxico, gás natural monofásico.
E	Fluidos inflamáveis e/ou tóxicos que são gases à temperatura ambiente e nas condições de pressão atmosférica e são transportados como gases e/ou líquidos. Exemplos típicos são o hidrogênio, gás natural (de forma diferente da que consta na categoria D), etano, etileno, gás de petróleo liquefeito (tais como propano e butano), gás natural liquefeito, amônia e cloro.

Tabela 5.3 – Classes mínimas de segurança – dutos *onshore*.

Fase do duto	Categoria do fluido¹	Categorias de consequência/localização			
		Insignificante	Baixa	Moderada	Alta
		Área remota com população muito baixa	Densidade populacional moderada	Densidade populacional alta	Densidade populacional muito alta
Construção	NA	Baixa			
Operando	A, C	Baixa			
	B	Baixa	Baixa	Normal	Alta
	D, E	Baixa	Normal	Alta	Muito Alta

¹ Ver Tabela 5.2 para definições das letras.

- ✓ Passo 5: determinar os riscos de falha (ruptura) para o duto analisado.

Os riscos de falha foram determinados de forma qualitativa conforme padrão ISO 16708 (2006). Segundo o Item 6.7 (segurança e análise de risco) deste documento, para dutos onshore e offshore é apropriado controlar a probabilidade de falha como uma função das consequências, como estabelecido pela designação da classe de segurança (ver Passo 4 acima) para obter um nível de risco uniforme. Para dutos onshore, a probabilidade de falha aceitável é também uma função da pressão e diâmetro do duto para contabilizar o impacto destes parâmetros sobre as consequências de falha. Um nível de risco uniforme é geralmente o objetivo para qualquer aplicação.

Sendo assim, o risco é determinado como sendo o produto da frequência de falha e consequências desta falha.

- ✓ Passo 6: definir os critérios de aceitabilidade de riscos a serem usados.

Foi definido que seriam usados os critérios de aceitabilidade de riscos conforme estabelecidos no Item 6.7 (segurança e análise de risco) do padrão ISO 16708 (2006), e descritos nos parágrafos a seguir.

Segundo o padrão ISO 16708 (2006), deve ser verificado se o duto encontra os requerimentos de segurança (critérios). Para tanto, a confiabilidade deve ser comparada com os requerimentos para assegurar que:

$$P_f \leq P_{f,target} \quad (5.6)$$

Onde:

P_f é a probabilidade de falha calculada por análise de confiabilidade;

$P_{f,target}$ é o nível de segurança alvo (*target*) que deveria não ser excedido para um projeto e/ou operação serem considerados aceitos.

O nível de segurança alvo, $P_{f,target}$, dado no Anexo C do ISO 16708 (2006) foi derivado de análises de riscos, e este valor pode ser aplicado se nenhuma análise de riscos explícita adicional é executada.

O Item C.5.3 do Anexo C do ISO 16708 (2006) descreve uma abordagem que tem sido usada para desenvolver alvos (*targets*) de confiabilidade para dutos onshore de transmissão de gás natural. Esta abordagem é baseada na taxa de falha total máxima aceitável para todas as causas de falhas combinadas. As curvas de confiabilidade alvo para cada classe de segurança são projetadas para expressar o risco social limite. Elas podem ser obtidas pela combinação histórica de frequências de falha e considerações sobre possíveis incidentes de impacto.

O critério primário usado para definir os níveis de confiabilidade alvos nesta abordagem foi para conseguir um nível de risco social médio de 2×10^{-5} por km/ano, enquanto mantendo um nível de risco aproximadamente constante. É assumido que possíveis consequências decrescem como uma função de $P.D^3$, porque as consequências de falha para uma dada classe aumenta como uma função linear do esperado número de pessoas afetadas, que é relacionado com o tamanho da área afetada (o qual é proporcional a $P.D^2$), e com a probabilidade de ignição (a qual é assumida de ser razoavelmente proporcional a D). Desta

forma, as seguintes equações relativas à taxa de falha para o sistema de locação de classe de segurança foram determinadas:

$$\text{Classe de segurança 'baixa'} \quad P_{f,t\text{arget}} = \frac{5 \times 10^{-3}}{P \cdot D^3} \quad (5.7)$$

$$\text{Classe de segurança 'normal'} \quad P_{f,t\text{arget}} = \frac{5 \times 10^{-4}}{P \cdot D^3} \quad (5.8)$$

$$\text{Classe de segurança 'alta'} \quad P_{f,t\text{arget}} = \frac{5 \times 10^{-5}}{P \cdot D^3} \quad (5.9)$$

$$\text{Classe de segurança 'muito alta'} \quad P_{f,t\text{arget}} = \frac{5 \times 10^{-6}}{P \cdot D^3} \quad (5.10)$$

$$\text{Risco individual} \quad P_{f,t\text{arget}} = \frac{5,2 \times 10^{-4}}{(P \cdot D^3)^{0,66}} \quad (5.11)$$

Onde:

$P_{f,t\text{arget}}$ é a máxima probabilidade de falha aceitável em falhas por quilômetro por ano (excluindo pequenos vazamentos);

P é a pressão interna em bar;

D é o diâmetro externo do duto em metro.

Isto posto, como a classe de segurança do duto em análise foi definida como 'Normal', a $P_{f,t\text{arget}}$ é determinada conforme a Equação 5.8, cujo valor resultante é:

$$P_{f,t\text{arget}} = 2,055 \times 10^{-5} \text{ falhas por km/ano.}$$

- ✓ Passo 7: definir se os riscos determinados são aceitos.

A verificação se os riscos determinados são aceitos ou não se dá pela comparação entre a frequência de falha determinada conforme Passo 3 com a máxima probabilidade de falha aceitável, $P_{f,t\text{arget}}$, determinada no Passo 6 acima. Observa-se então que o duto em análise encontra-se na condição de risco NÃO ACEITO.

- ✓ Passo 9: refazer os passos 2 ao 6 considerando a mais baixa pressão que o duto poderia operar atendendo à necessidade mínima de demanda (transporte) prevista.

Foram refeitos os passos 2 ao 6 considerando uma redução da pressão de operação para 75% do valor normal (default) utilizado. Sendo assim, a nova pressão de operação considerada nos cálculos destes passos foi igual a 4,13 MPa, e os resultados dos mesmos foram:

- Passo 2: nova $PF_{DANO} = 1,402 \times 10^{-1}$ (segundo método SORM).
 - Passo 3: nova $FF_{DANO} = 2,524 \times 10^{-5}$ falhas por km/ano.
 - Passo 4: nova consequência de falha (permanece inalterada, sendo igual à classe de segurança 'Normal').
 - Passo 5: novo risco (mesma condição do Passo 5 realizado anteriormente).
 - Passo 6: mantidos os critérios de aceitabilidade de riscos conforme ISO 16708 (2006), Equação 5.8, que resulta na $P_{f,t\ arg et} = 2,736 \times 10^{-5}$ falhas por km/ano.
- ✓ Passo 10: novos riscos determinados são aceitos?

Comparando-se a nova FF_{DANO} (igual $2,524 \times 10^{-5}$ falhas por km/ano) com a $P_{f,t\ arg et}$ (igual $2,736 \times 10^{-5}$ falhas por km/ano), observa-se agora que o duto em análise encontra-se na condição de risco ACEITO.

- ✓ Passo 11: logo, pelo dano moosa e sulco analisado, o duto poderá continuar operando com esta nova pressão de operação mais baixa definida (4,13 MPa).

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES

6.1 Conclusões gerais

Em muitos países, com maior ênfase para os industrializados, dutos *onshore* têm se destacado como um importante e crescente meio de transporte e distribuição de produtos líquidos ou gasosos, principalmente derivados de petróleo (segmento de óleo e gás).

Em função dos perigos (inflamabilidade e/ou toxicidade) inerentes aos produtos transportados, e da exigência cada vez maior por disponibilidade operacional, é de grande importância que atividades técnicas e de gestão eficazes sejam implementadas de forma a diminuir a frequência de falhas, contribuindo, conseqüentemente, para o aumento da segurança e da confiabilidade de dutos *onshore*.

De posse da pesquisa bibliográfica realizada nesta dissertação, observa-se que o dano moossa e sulco (também conhecido como dano mecânico) é uma das mais severas formas de dano que podem ser encontradas em dutos *onshore*. Em muitos casos será necessário reparar tal dano. Porém, em alguns casos, a combinação de uma inspeção detalhada e avaliação de adequação ao uso pode demonstrar que o dano é aceitável.

Diante do exposto nos parágrafos acima, foi definido como escopo (foco) desta dissertação fazer uma análise crítica do dano moossa e sulco em dutos *onshore*, por meio da compilação de informações e dados disponíveis na literatura técnica, e disponibilizar, como produto final deste trabalho, procedimentos simplificados para a avaliação de dutos *onshore* com este tipo de dano.

Foram identificados diversos métodos analíticos semi-empíricos que se propoem a avaliar a adequação ao uso de dutos com dano moossa e sulco. Porém, como as equações sugeridas por estes métodos diferem entre si, pairando a dúvida sobre “qual” método daria um resultado mais exato, e deveria, então, ser aplicado, foi definido fazer uma análise técnica comparativa para estes métodos no tocante à fundamentação teórica, disponibilidade dos dados requeridos e exatidão em prever a pressão de falha.

O resultado da análise crítica dos métodos atualmente disponíveis para avaliar a adequação ao uso de duto *onshore* com dano moossa e sulco evidenciou a complexidade em se criar um método para predizer a pressão de falha para este

dano que consiga englobar todos os parâmetros envolvidos na falha do mesmo, e que apresente resultados que sejam exatos, que para todos os métodos analisados existem questionamentos com relação às suas fundamentações teóricas e resultados obtidos, e que o método da fratura moosa e sulco original desenvolvido pela British Gas, apresentado no Item 2.7.2, é o 'mais recomendado' para este propósito.

Como a aplicação direta da análise de adequação ao uso de um duto com dano moosa e sulco, usando o método da British Gas, implica em uma abordagem determinística (do tipo "passa" ou "não passa"), e que, o critério de aceitação determinístico implica em uma variável e desconhecida probabilidade de falha, foi definido pela realização de uma análise de confiabilidade estrutural que provê uma melhor forma de quantificar a probabilidade de falha.

Desta forma, uma possível falha do duto com o dano moosa e sulco é determinada de forma probabilística usando os métodos de confiabilidade estrutural FORM e SORM, e a simulação de Monte Carlo, mostrados nos itens 2.8 e 3.5.

Por fim, são sugeridos procedimentos simplificados nos itens 4.2 ao 4.4 que visam orientar companhias e profissionais relacionados com dutos *onshore* quanto ao tratamento a ser dado para o dano moosa e sulco. De forma a facilitar o entendimento e uso destes procedimentos, é mostrada no Item 5.2 uma aplicação prática por meio de um estudo de caso para um duto *onshore* com dano moosa e sulco.

Como desdobramento maior deste trabalho, espera-se que o uso destes procedimentos simplificados, na prática e de forma sistêmica, possa ser mais uma medida que efetivamente venha a colaborar para a redução de falhas e minimização de custos indevidos de paradas e serviços de manutenção não necessários em dutos *onshore* com dano moosa e sulco.

6.2 Conclusões específicas

Como resultados específicos deste trabalho, podem ser enumeradas as contribuições descritas a seguir.

- ❖ Disponibilização de uma análise crítica sobre os métodos atualmente disponíveis para avaliação da adequação ao uso de dutos *onshore* com dano moosa e sulco, com relação à abrangência dos mesmos, facilidade de aplicação, enquadramento técnico-científico e exatidão dos resultados. Ao mesmo tempo, sugere

procedimentos simplificados, e tecnicamente estruturados, que orientam para o tratamento a ser dado para o dano moossa e sulco em dutos *onshore*, seja na fase de projeto ou de operação.

- ❖ Contribuição para a redução do número de incidentes e falhas em dutos *onshore*, decorrentes de liberação de produtos inflamáveis, tóxicos e/ou contaminantes devido ao dano moossa e sulco gerado por interferência externa, em decorrência do uso sistêmico dos procedimentos acima referidos.
- ❖ Possibilidade para avaliar o risco de um duto com relação à interferência externa (impacto) ainda na fase de projeto, verificando se as atuais condições previstas no projeto básico fazem com que o duto se enquadre na condição de risco aceitável ou não, conforme critérios de aceitabilidade de riscos utilizados. Conforme resultados desta avaliação, poderão ser observadas necessidades de alterações de parâmetros básicos previstos para o duto, tais como: profundidade de cobertura, espessura de parede e diâmetro nominal, dentre outros.
- ❖ Possibilidade para evitar paradas e/ou reparos desnecessários do duto para os casos em que o dano moossa e sulco, e correspondentes riscos de falha, podem ser considerados como aceitáveis.
- ❖ Contribuição para a redução de riscos incorrendo sobre pessoas, propriedades e meio ambiente localizados ao longo dos trajetos dos dutos *onshore*, em função da diminuição da frequência de falha devido ao dano moossa e sulco, causado por interferência externa, esperada para os mesmos.

6.3 Sugestões para trabalhos futuros

Para trabalhos futuros relacionados com os tópicos abordados nesta dissertação, podem ser enumeradas as seguintes sugestões:

- ✓ Realizar estudo para o dano moossa e sulco em dutos *offshore*.
- ✓ Ampliar a abrangência desta dissertação para: duto de distribuição, outros tipos de moossa (diferentes de moossa lisa) combinadas com sulco e/ou carregamento dinâmico.
- ✓ Fazer uma análise crítica com relação à 'efetividade' para técnicas de inspeção disponíveis que podem ser aplicadas para a detecção e o dimensionamento do dano moossa e sulco em dutos.

- ✓ Elaborar procedimentos simplificados para o tratamento a ser dado para outras causas de falhas, diferentes de interferência externa, também preponderantes para dutos *onshore* e *offshore*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALEXANDER, C.; BROWNLEE, K. **Methodology for Assessing the Effects of Plain Dents, Wrinkle Bends and Mechanical Damage on Pipeline Integrity.** NACE2007-07139. NACE International Corrosion 2007 Conference & Expo. Nashville, Tennessee. March 11-15, 2007.

ANDERSON, T. L. **Fracture Mechanics – Fundamentals and Applications.** CRC Press. Taylor & Francis Group. Third Edition. 2005. Chapters 1, 2, 3, 5 and 9.

API. **Pipeline Performance Tracking System (PPTS) Advisory for Operators: Public Safety Impacts of Pipeline Incidents. PPTS Advisory 2003-4.** Disponível em: <<http://committees.api.org/pipeline/ppts/index.html>>. Acesso em: 15/05/2009.

API. **Pipeline Performance Tracking System (PPTS) Advisory for Operators: More to Do on Excavation Damage. PPTS Advisory 2008-4.** Disponível em: <<http://committees.api.org/pipeline/ppts/index.html>>. Acesso em: 15/05/2009.

API Standard 1160. **Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines.** First Edition. November 2001.

API 579-1/ASME FFS-1. **Fitness-For-Service.** API 579 Second Edition. June 2007. Part 12.

ASME. **Reliability Based Design and Assessment. Non-Mandatory Appendix S. Tracking # 03-0525.** ASME B.31.8 - 2003 Edition. 2003.

ASME. **Managing System Integrity of Gas Pipelines.** ASME B31.8S-2004.

BAI, Y.; SONG, R. **Fracture Assessment of Dented Pipes with Cracks and Reliability-Based Calibration of Safety Factor.** International Journal of Pressure Vessels and Piping. Vol. 74. pp. 221-229. 1997.

BAKER Jr., M. et al. **Mechanical Damage – Final Report.** U.S. Department of Transportation. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Office of Pipeline Safety. April 2009.

BOOD, R. et al. **EPRG Methods for Assessing the Tolerance and Resistance of Pipelines to External Damage (Part 1).** 3R International, 10-11/1999, pp. 739-744.

BOMEL Limited. **Probabilistic Methods: Uses and Abuses in Structural Integrity**. Contract Research Report 398/2001. Prepared by BOMEL Limited for the Health and Safety Executive (HSE). United Kingdom. 2001.

BS 7910. **Guide to Methods for Assessing the Acceptability of Flaws in Metallic Structures**. July 2005. Chapter 7.

CABRAL, M. A.; KIMBER, M. J. **Pipeline Fracture Experiences in Australia and North America**. 1997.

CONCAWE. **Performance of European Cross-Country Oil Pipelines. Statistical Summary of Reported Spillages in 2005 and Since 1971**. Report 04/07. May, 2007.

CORDER, I. **The Application of Risk Techniques to the Design and Operation of Pipelines**. C502/016/95. British Gas, Newcastle-upon-Tyne, UK. IMechE, 1995.

COSHAM, A. **Assessment Methods for Dents and Gouges in Pipelines**. A Report to The Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM) – Joint Industry Project. February 2001.

COSHAM, A.; HOPKINS, P. **The Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM) – A Report to the PDAM Joint Industry Project**. Newcastle, UK. May 2003. Chapter 25.

COSHAM, A.; HOPKINS, P. **The Effect of Dents in Pipelines – Guidance in the Pipeline Defect Assessment Manual**. International Journal of Pressure Vessels and Piping 81 (127-139). 2004.

COSHAM, A.; HASWELL, J.; JACKSON, N. **Reduction Factors for Estimating the Probability of Failure of Mechanical Damage Due to External Interference**. IPC2008-64345. In: 7th International Pipeline Conference. Calgary, Canada. September 29 – October 3, 2008.

DEXHIMER, L. **Dutovias**. Apresentação Power-point da Disciplina Infra Ferro-hidro-aéreo-dutoviária (ENG 09030). Departamento de Engenharia de Produção e Transportes. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Disponível em http://www.producao.ufrgs.br/arquivos/disciplinas/411_aula_16_dutos.pdf. Acesso em: 16/03/2009.

DNV. **Structural Reliability Analysis of Marine Structures. Classification Notes Nº 30.6**. July, 1992.

DNV. **Risk Based Inspection Planning of Pipelines**. Internal Report Project N° 75010265. November, 2000a.

DNV. **Process Equipment Failure Frequencies. Technical Note 14 Rev. 1**. December, 2000b.

DNV. **General Purpose Probabilistic Analysis Program (Proban). User Manual**. DNV Software Report No.: 92-7049 / Revision 5, November 1st, 2004.

DRIVER, R. G.; ZIMMERMAN, T. J. E. **A Limit States Approach to the Design of Pipelines for Mechanical Damage**. OMAE98-1017. In: 17th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering. 1998.

DUGDALE D. S. **Yielding of Steel Plates Containing Slits**. Journal of the Mechanics of Physics and Solids. Vol. 8 pp 100-104. 1960.

EA Services. **Composite Wrap Services – Dented Repairs**. Disponível em: <<http://www.easervices.com/composite-wrap.htm#dented>>. Acesso em: 16/03/2009.

EGIG. **7th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group. 7th EGIG Report 1970-2007**. December, 2008.

FLORES, J.; VIANA, F.; RADE, D. **Métodos de Análise de Confiabilidade de Primeira e Segunda Ordem Aplicados a Sistemas Estruturais**. Anais do VII Simpósio de Mecânica Computacional. Araxá-MG. 31/05 a 02/06/2006.

FRANCIS, A. et al. **Uprating an In-Service Pipeline Using Reliability-Based Limit State Methods**. Conference on Risk Based and Limit State Design and Operation of Pipeline. IBC. Aberdeen, UK. 21-22 May, 1997.

FRANCIS, A.; GARDINER, M.; McCALLUM, M. **Life Extension of a High Pressure Transmission Pipeline Using Structural Reliability Analysis (IPC02-27159)**. In: 4th INTERNACIONAL PIPELINE CONFERENCE. Calgary, Canada. September 29 – October 3, 2002.

GONZALES, F. **Excavation Damage: Lessons From PPTS**. A Presentation to the API Pipeline Conference. Orlando, USA. April 2008.

HALDAR, A.; MAHADEVAN, S. **First-Order and Second-Order Reliability Methods**. In **Probabilistic Structural Mechanics Handbook: Theory and Industrial Applications**. Sundararajan, C. (ed.), New York, Chapman and Hall, Chapter 3, p27–52, 1995.

- HALDAR, A.; MAHADEVAN, S. **Reliability Assessment Using Stochastic Finite Element Analysis**. John Wiley & Sons, New York, 328 pp. 2000.
- HOPKINS, P.; JONES, D. G.; CLYNE, A. C. **The Significance of Dents and Defects in Transmission Pipelines**. Paper C376/049. Proceedings International Conference on Pipework, Engineering and Operation. IMechE. London. February, 1989.
- HOPKINS, P. **The Application of Fitness for Purpose Methods to Defects Detected in Offshore Transmission Pipelines**. Conference on Welding and Weld Performance in the Process Industry. London, UK. 27-28 April, 1992.
- ISO. **Petroleum and natural gas industries. Pipeline transportation systems. Reliability-based limit state methods. ISO 16708**. First edition. 2006-04-01.
- JANDU, C. et al. **Towards a New Limit State Function for Determining the Failure Pressure of a Pipeline Containing Mechanical Damage**. IPC2008-64304. In: 7th International Pipeline Conference. Calgary, Canada. September 29 – October 3, 2008.
- JONES, D. G. **The Significance of Mechanical Damage in Pipelines**. 3R International, 21, Jahrgang, Heft. 7 July, 1982.
- JONES, D. G.; HOPKINS, P. **The Influence of Mechanical Damage on Transmission Pipeline Integrity**. Paper A21. International Gas Research Conference. London, UK. 13-16 June, 1983.
- JONES, R. P.; HOPKINS, P. **Managing ILI Projects to Get the Results You Need**. Pigging Products and Services Association. 2005.
- KALLEN, MAARTEN-JAN. **Risk Based Inspection in the Process and Refining Industry**. Thesis. Faculty of Information Technology and Systems Technical University of Delft. Delft, The Netherlands. December, 2002.
- KIEFNER et al. **Failure Stress Levels of Flaws in Pressurized Cylinders**. Progress in Flaw Growth and Fracture Toughness Testing, ASTM STP 536, American Society for Testing and Materials. pp. 461-481. 1973.
- LINKENS, D.; SHETTY, N. K. and BILO, M. **A Probabilistic Approach to Fracture Assessment of Onshore Gas-Transmission Pipeline**. Pipes and Pipelines International. July-August 1998.

- MACDONALD, K. A.; COSHAM, A. **Best Practice for the Assessment of Defects in Pipelines – Gouges and Dents**. Engineering Failure Analysis 12 (2005) 720-745.
- MACDONALD, K. A. et al. **Assessing Mechanical Damage in Offshore Pipelines – Two Case Studies**. Engineering Failure Analysis 14 (2007) 1667–1679.
- MADSEN, H. O.; KRENK, S. and LIND, N. C. **Methods of Structural Safety**. Englewood Cliffs NJ, Prentice–Hall, 1986.
- MAYFIELD, M. E.; MAXEY, W. A.; WILKOWSKI, G. M. **Fracture Initiation Tolerance of Line Pipe**. Paper F, 6th Symposium on Line Pipe Research, American Gas Association, Houston, Texas, 1979.
- NEWMAN, J. C.; RAJU, I. S. **An Empirical Stress-Intensity Factor Equation for the Surface Crack**. Engineering Fracture Mechanics, Nos. 1/2, Vol. 15. November 1981, pp. 85-191.
- PAPADAKIS, G. **Major Hazard Pipelines: a Comparative Study of Onshore Transmission Accidents**. Journal of Loss Prevention in the Process Industries 12 (91–107). 1999.
- PINHEIRO, BIANCA DE CARVALHO. **Avaliação da Fadiga de Dutos de Transporte de Hidrocarbonetos Submetidos a Danos Mecânicos**. Dissertação - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. VIII, 133 p. 29,7 cm. Engenharia Oceânica. 2006.
- ROOVERS, P. et al. **EPRG Methods for Assessing the Tolerance and Resistance of Pipelines to External Damage**. Pipeline Technology Proceedings of the Third International Pipeline Technology Conference. Brugge, Belgium. Vol. II. Elsevier p. 405-25. 2000.
- ROSA, EDISON DA. **Análise de Resistência Mecânica de Peças e Componentes Estruturais. Mecânica da Fratura e Fadiga**. Apostila da Disciplina Fadiga e Confiabilidade. Departamento de Engenharia Mecânica. Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Agosto 2002.
- SEEVAM, P. et al. **Modelling of Dent and Gouges, and the Effect on the Failure Probability of Pipelines (IPC2008-64061)**. In: 7th INTERNACIONAL PIPELINE CONFERENCE. Calgary, Canada. September 29 – October 3, 2008.

SILVA, T. J. **Aplicação de Métodos Probabilísticos na Avaliação de Estruturas Deterioradas**. XXX Jornadas Sul-Americanas de Engenharia Estrutural. Brasília-DF. 27 a 31/05/2002.

SPIEKHOUT, J.; GRESNIGT, A. M.; KONING, C.; WILDSCHUT, H. **Calculation Models for the Evaluation of the Resistance Against Mechanical Damage of Pipelines**. 3R International, 25. Jahrgang, Heft, pp 198-203, 4 April 1986.

SUTTON, I. S. **Process Reliability and Risk Management**. Published by Van Nostrand Reinhold. New York. 1992. 277 p.

THOFT-CRISTENSEN, P. and BAKER, M. J. **Structural Reliability Theory and Its Applications**. Springer-Verlag, 1982.

UKOPA. **Pipeline Product Loss Incidents (1962 – 2006)**. 5th Report of the UKOPA Fault Database Management Group. Report Number: 6957. August, 2007.

ZIMMERMAN, T. J. E.; CHEN, Q.; PANDEY, M. D. **Limit States and Reliability-based Pipeline Design**. Report 95027. Centre for Engineering Research Inc. Edmonton, Alberta. 1996.