

1 Introdução

Os dutos como meio de transporte de petróleo e seus derivados, bem como de outros fluidos utilizados como matéria prima para a indústria petroquímica e na geração de energia, têm um papel de extrema importância na matriz de transporte de qualquer país. No caso do Brasil, onde a Petrobras é a principal empresa operadora de dutos e dispõe de uma malha dutoviária de 14.404 km [1], a participação desta modalidade de transporte é ainda pequena, quando comparada com a de outros países do continente americano como Argentina, Canadá e Estados Unidos.

Este quadro está se modificando substancialmente devido ao aumento do consumo de derivados de petróleo, à mudança da matriz energética que está sendo implantada pelo Governo Federal, onde o gás terá um papel de destaque, à integração comercial com países vizinhos, à importação e exportação de petróleo e derivados e ao aumento da produção nacional de petróleo.

O transporte de petróleo e derivados por dutos, apesar de ser uma das modalidades mais seguras, tem provocado acidentes por vazamentos ou rompimentos, e que em alguns casos impactam o meio ambiente por um longo período. A sociedade brasileira está cada vez mais exigente quanto à questão da preservação ambiental. Os órgãos ambientais, bem como os Ministérios Públicos e a Agência Nacional de Petróleo estão mais rigorosos na aplicação de multas e de programas de ajustamento de conduta, visando manter esta atividade dentro de um padrão de segurança aceitável mundialmente.

Considerando os projetos de aumento da malha dutoviária em função do cenário apresentado, a operação de transporte por dutos tende a crescer significativamente nos próximos anos. As empresas operadoras terão a necessidade de trabalhar nesta atividade cada vez mais de forma rentável, mas sobretudo dentro dos mais rígidos padrões de segurança. A aplicação de um programa de gerenciamento da integridade estrutural, utilizando as diversas técnicas disponíveis, será imperativa e fundamental para minimizar os riscos

inerentes desta atividade, e por fim para a própria sobrevivência da empresa operadora.

O gerenciamento da integridade estrutural do duto é uma atividade complexa e multidisciplinar que necessita do envolvimento das áreas de projeto, operação, inspeção e manutenção. Este trabalho deve ser realizado de forma sistemática. A cada nova informação, a integridade do duto deve ser reavaliada, dentro de uma visão integrada, para um perfeito entendimento do problema.

Uma das atividades mais relevantes do gerenciamento da integridade é a inspeção com “pig” instrumentado apropriado para a detecção de defeitos de corrosão, do tipo ultra-sônico ou magnético, e a avaliação dos defeitos de perda de espessura de parede detectados por esses “pigs”.

Diversos métodos semi-empíricos foram elaborados para determinar a pressão de ruptura de defeitos de corrosão com orientação longitudinal, os quais podem ser divididos em dois grupos, sendo eles:

Grupo I – Métodos de simples aplicação e que, em relação à área corroída, levam em consideração apenas a maior profundidade do defeito e o comprimento. Dentre eles pode-se citar:

- ASME B31.G – Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines [2].
- 0,85 dL – Também conhecido como método B31G Modificado [3].
- DNV RP-F101 para defeitos isolados [4].

Grupo II – Métodos que exigem o conhecimento do perfil de corrosão. Dentre eles pode-se citar:

- “Effective Area” [3].
- DNV RP-F101 para defeitos de geometria complexa [4].

A aplicação dos métodos anteriormente relacionados pela empresa operadora de dutos fica condicionada à aprovação pelo órgão regulador ou por normas que norteiam a atividade dutoviária. Nos Estados Unidos da América, o Departamento de Transporte (Department of Transportation – DOT), que é um órgão regulador, permite que os defeitos de corrosão sejam avaliados segundo os métodos ASME B 31.G, 0,85 dL e “Effective Area” [5]. A Norma Canadense [6] determina que as áreas de corrosão passem por uma avaliação de engenharia, não limitando a aplicação de qualquer método. No Brasil, a Agência Nacional de Petróleo, que é o órgão regulador da atividade de petróleo, até o momento não se pronunciou sobre os métodos de análise em dutos corroídos. A Petrobras recomenda através do Padrão de Gerenciamento de Integridade dos Dutos [7] que essa avaliação seja feita utilizando o método ASME B 31G.

1.1

Motivação do tema de tese

O estado dos dutos quanto aos defeitos de perda de espessura por corrosão pode ser bastante variado. Existem dutos com poucos pontos de corrosão e outros com dezenas de milhares, inclusive com diversos graus de corrosão. Esta diversidade nas condições do duto e no risco que ele representa para o meio ambiente faz com que a avaliação dos defeitos pelo analista não seja igual para todos eles.

Se por um lado, o cálculo da pressão de ruptura de um defeito pelo método ASME B31G é bastante rápido, prático e confere uma certa tranquilidade ao analista, por ser um método que apresenta resultados conservadores [3], por outro lado pode indicar um elevado número de pontos para reparo, que em certos casos pode inviabilizar economicamente o serviço de manutenção, condenando o duto a sair por definitivo de operação, sem necessidade.

Ao avaliar um defeito pelo método ASME B31G e indicá-lo para reparo, o analista questiona a necessidade deste reparo, uma vez que o método é muito conservativo. Outra curiosidade é saber a real pressão de ruptura do duto com este defeito, visto que além da perda de espessura, a resistência à tração real do aço,

que é diferente da especificada pela norma Specification API 5L[8], contribui também para o resultado final.

Os métodos relacionados no Grupo II, apesar de demandarem mais informações sobre o defeito, apresentam resultados mais próximos aos dos reais, podendo ser mais uma alternativa para análise de defeitos de corrosão de orientação longitudinal.

O desenvolvimento da eletrônica e principalmente dos programas computacionais tem permitido um avanço na quantidade e qualidade das informações das inspeções com pig. Algumas empresas que fornecem o serviço de inspeção por pig já conseguem determinar o perfil do defeito, facilitando assim as análises pelos métodos do Grupo II.

Com a possibilidade de aplicar todos esses métodos, a tarefa de definir os pontos a serem inspecionados diretamente no campo ou serem reparados ou até mesmo na decisão de parar um duto, fica bem mais fundamentada e segura. Atualmente na Petrobras, todas as essas decisões são tomadas com base na análise dos defeitos de corrosão pelo método ASME B31G, que como já foi mencionado, apresenta resultados bastante conservadores.

Apesar de renomadas empresas internacionais operadoras de dutos já utilizarem métodos de análise do Grupo II, a Petrobras não se sente ainda confortável em aplicá-los, sem realizar estudos e ensaios de laboratório, visando a sua aprovação. Para tal, foi aberto o projeto Product 600536 – Avaliação de Defeitos de Profundidade Variável [9].

Realizar ensaios de ruptura em espécimes tubulares com defeitos de corrosão requer uma estrutura de laboratório grande e sofisticada. Além disto, o custo destes ensaios é extremamente elevado. A oportunidade de participar do projeto Product 600536, utilizar parte dos dados deste projeto na elaboração da tese e de aproveitar todo o conhecimento gerado para uma aplicação prática e efetiva nas futuras análises de defeitos de corrosão em dutos, foram fundamentais e decisivas na escolha do tema de tese.

1.2 Intenção de tese e seu encaminhamento

A Petrobras, representada pelo Cenpes/Diprex/Sedem, tomou a decisão de se capacitar na área de avaliação de dutos corroídos. Em 1994, o Cenpes iniciou o projeto 296400 “Avaliação da Resistência Remanescente de Dutos com Defeitos Causados por Corrosão” [10,11]. Neste projeto, foi feito um levantamento do estado da arte e gerada capacitação para realização de análises de ruptura de dutos corroídos usando elementos finitos de casca.

Em 1995, o departamento de transporte da Petrobras se deparou com o problema de corrosão interna no oleoduto Orbel I, constatado após a inspeção com pig instrumentado de corrosão. Pelas características dos defeitos encontrados neste duto (defeitos longos e contínuos localizados na geratriz inferior), a aplicação do método ASME B31G resultou na substituição de centenas de metros de tubos, o que gerou uma grande discussão sobre o excesso de conservadorismo deste método.

As atividades de pesquisa e desenvolvimento nesta área ganharam um grande impulso com a criação do Programa Tecnológico de Dutos da Petrobras (ProduT), em 1998. As necessidades nesta área foram levantadas dentro da Petrobras e um plano de pesquisas de médio e longo prazo foi elaborado e está sendo coordenado pelo Cenpes.

Mais dois projetos tiveram seu início em 1998. O primeiro, o projeto ProduT 317900 “Avaliação Estrutural em Dutos com Defeitos Longos” [12] estudou o comportamento de ruptura de dutos corroídos com defeitos longos de profundidade uniforme utilizando ensaios de laboratório, modelos de elementos finitos de casca e modelos analíticos. O segundo projeto de nome ProduT 320500 “Modelagem de Dutos Corroídos usando Elementos Finitos Sólidos” [13] gerou capacitação para análise de ruptura de dutos corroídos com defeitos longos de profundidade uniforme usando elementos finitos sólidos.

No momento, está em andamento o projeto CTpetro IDDC “Interação de Defeitos em Dutos Corroídos” que tem como objetivo estudar, por meio de ensaios de laboratório, modelos numéricos e modelos analíticos, o comportamento de ruptura de dutos corroídos com defeitos que interagem. Com base no banco de dados gerados pelos ensaios e pelas análises numéricas será desenvolvido, ou validado, um critério para avaliação de defeitos que interagem. Este projeto está sendo realizado pela Coppe/UFRJ, PUC-Rio e LNCC com a participação da Petrobras/Cenpes.

O projeto ProduT 600536 “Avaliação Estrutural com Defeitos de Profundidade Variável” [9], finalizado em abril de 2003, teve como objetivo estudar, por meio de ensaios de laboratório e modelos de elementos finitos de casca, o comportamento de ruptura de dutos corroídos com defeitos longos de profundidade variável. Com base nos bancos de dados gerados pelos ensaios de laboratório e pelas análises numéricas, foi validado um método para avaliação de defeitos longos com profundidade variável.

O trabalho de tese utilizou uma parte dos dados dos ensaios de laboratório do projeto ProduT 600536, tendo o mesmo aproveitado parte dos resultados obtidos no desenvolvimento da tese.

O estudo se baseou em realizar ensaios de pressão até a ruptura de 5 (cinco) tubos escolhidos entre 10 (dez) retirados do oleoduto Orbel I, durante o seu processo de reabilitação.

Os cinco tubos tiveram as suas espessuras de parede mapeadas por ultrassom manual e mecanizado do tipo CSCAN.

As resistências reais ao escoamento e à tração do aço de cada espécime foram levantadas por ensaios de tração dos materiais em 4 corpos de prova, retirados 2 no sentido longitudinal e 2 no sentido transversal do tubo.

Os espécimes tubulares foram fechados nas extremidades com tampos. Extensômetros elétricos foram instalados nos pontos prováveis de ruptura, determinados a partir dos levantamentos de espessura dos tubos corroídos.

Cada espécime foi preenchido com água e interligado a uma bomba hidráulica que aplicou incrementos de pressão até o seu rompimento. A pressão interna e o volume de água injetado foram monitorados.

O principal objetivo do trabalho desta tese visou comparar os resultados reais de ruptura dos espécimes, realizados no laboratório, com os estimados pelos métodos ASME B31.G, 0,85 dL, DNV RP-F101(para defeitos isolados), DNV RP-F101(para defeitos complexos) e “Effective Area”, considerando:

- Dimensões de espessura de parede e diâmetro do tubo medidos.
- Resistências ao escoamento e à tração reais obtidos nos ensaios com corpos de prova de cada espécime, retirados transversalmente . Isto quer dizer que em vez de serem usados os valores de SMYS e SMTS para o cálculo de σ_{flow} , para os métodos mencionados acima, foram utilizados os valores médios de σ_y e de σ_u dos materiais dos tubos empregados.
- Perfis do defeito gerados pelos pontos de menor espessura da área corroída (“River Bottom Profile”), a partir das medições manuais e mecanizadas.

Complementando este trabalho, foram realizados os seguintes estudos:

- Comparação das pressões estimadas de ruptura utilizando valores de espessura de parede e de diâmetro nominais com valores reais medidos;
- Cálculo da pressão estimada de ruptura para o método “Effective Area” e NG-18 (denominado a partir de agora de Área Total), com as seguintes premissas:

- Método “Effective Area” - σ_{flow} igual à resistência à tração, ao invés da resistência ao escoamento mais 69 MPa.

- Área Total - fator de dilatação “M” tendendo para infinito e σ_{flow} igual a resistência à tração.

- Cálculo da pressão de ruptura considerando diâmetro e espessura nominais, resistências ao escoamento e à tração reais, perfil “river bottom” e perfil com os pontos de menor espessura da área corroída, levantados próximos à geratriz rompida nos ensaios de pressão. Este perfil foi chamado de Perfil Geratriz de Ruptura.
- Avaliação da pressão de ruptura para perfis “river bottom” de corrosão para um dos espécimes, com comprimento de defeito variando de 0,5 m a 2,0 m.

1.3

Apresentação dos capítulos da tese

Capítulo 2 - Integridade estrutural de dutos com defeitos de corrosão

Descreve a cronologia do desenvolvimento dos “pigs” instrumentados, a padronização estabelecida por empresas operadoras para a contratação deste tipo de inspeção, a necessidade de escolha do tipo de “pig” em função do defeito a ser inspecionado, o espaçamento máximo entre medições para caracterizar a topografia do defeito, a periodicidade de inspeção por “pig” instrumentado de corrosão, a avaliação dos defeitos de corrosão por níveis de complexidade e os principais métodos atualmente utilizados, ressaltando as limitações de cada um quanto à sua empregabilidade.

Capítulo 3 – Procedimento experimental

Apresenta o procedimento experimental para a fabricação dos espécimes tubulares, o mapeamento dos defeitos de corrosão por ultra-som manual e mecanizado CSCAN, o ensaio de resistência à tração, o teste de pressão e monitoração, bem como os resultados desses ensaios e testes.

Capítulo 4 – Determinação das pressões de ruptura

Define como a espessura de parede, o diâmetro, a resistência ao escoamento e à tração e o perfil de corrosão foram considerados para o cálculo da pressão de

ruptura. Relaciona para cada método os programas computacionais utilizados para o cálculo da pressão de ruptura e apresenta os resultados desses cálculos para cada perfil estudado.

Capítulo 5 – Análise dos resultados

Compara e analisa os valores de pressão de ruptura estimados pelos métodos estudados com os de pressão real de ruptura obtidos nos testes de laboratório. Apresenta, também, as demais análises complementares indicadas no item 1.2.

Capítulo 6 – Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

Neste capítulo, são feitas conclusões sobre os métodos estudados, considerações quanto aos dados de entrada para a aplicação dos mesmos, recomendação para uso de um método para defeitos de corrosão de geometria complexa e sugestões para novos trabalhos.