

1 INTRODUÇÃO

1.1

A Atividade Dutoviária

A atividade dutoviária, ou seja, a atividade de exploração econômica da transferência, transporte, distribuição e entrega de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos através de oleodutos ou gasodutos, respectivamente, apresenta elevado potencial de risco sob os aspectos ambiental, financeiro e de segurança, independentemente do ordenamento segundo sua importância, que se possa vir a dar a estes aspectos.

Os dutos, quando comparados com navios de transporte de petróleo, são mais seguros em termos de quantitativos anuais médios derramados, conforme levantamento realizado entre 1968 e 1998 pela Cutter Information Corp [1, 15] e registrado no gráfico da Figura 1.

Ao contrário da maioria das instalações industriais, cujos equipamentos e processos se concentram em espaço intramuros, os dutos, por sua característica básica de instalação fixa para escoamento de hidrocarbonetos entre unidades industriais, estendem o risco a áreas externas à empresa. Muitas vezes suas origens e destinos são afastados e podem ser operados por empresas diversas. Frequentemente, as áreas por onde os dutos passam são habitadas ou são locais onde se desenvolvem outras atividades econômicas ou então, locais de elevada sensibilidade ambiental, tais como, mananciais, fontes de abastecimento de água potável, áreas de preservação permanente, manguezais, etc.

Face à exposição ao risco de setores variados da sociedade e do meio ambiente, os dutos requerem ações eficazes de seus operadores no sentido da garantia de sua integridade. Além disto, a manutenção de altos níveis de disponibilidade dos dutos é fator fundamental para a continuidade do negócio de escoamento da produção de hidrocarbonetos ou de transporte e distribuição de derivados de petróleo ou gás natural. Os operadores de dutos estabelecidos em ambiente altamente competitivo são pressionados ainda, para atender mercados cada vez mais exigentes em termos de qualidade e confiabilidade dos serviços contratados.

1.2

PGID, Programa de Gerenciamento da Integridade de Dutos

As ações visando à garantia da integridade estrutural podem ser enfeixadas em um Programa de Gerenciamento da Integridade de Dutos, PGID, no qual a atividade de inspeção tem papel fundamental.

Um PGID deve ter extensa abrangência e envolver todas as fases da vida de um duto. Na fase de projeto, a integridade passa pela escolha de um código que irá definir uma relação segura entre as propriedades mecânico-metalúrgicas do material do duto e as solicitações a que este será submetido ao longo de sua vida útil. Este código de projeto pode levar em conta a localização do duto quando, por

exemplo, um dos seus segmentos passar por áreas habitadas. Nesta fase se busca a redução do impacto do duto sobre o meio ambiente e vice-versa. Isto pode ser obtido através de estudos de traçado que evitem ou minimizem a interferência em áreas ambientalmente sensíveis e de estudos geotécnicos evitando-se áreas de ocorrência de movimentação do solo que poderiam vir a causar carregamentos indesejáveis aos dutos, respectivamente.

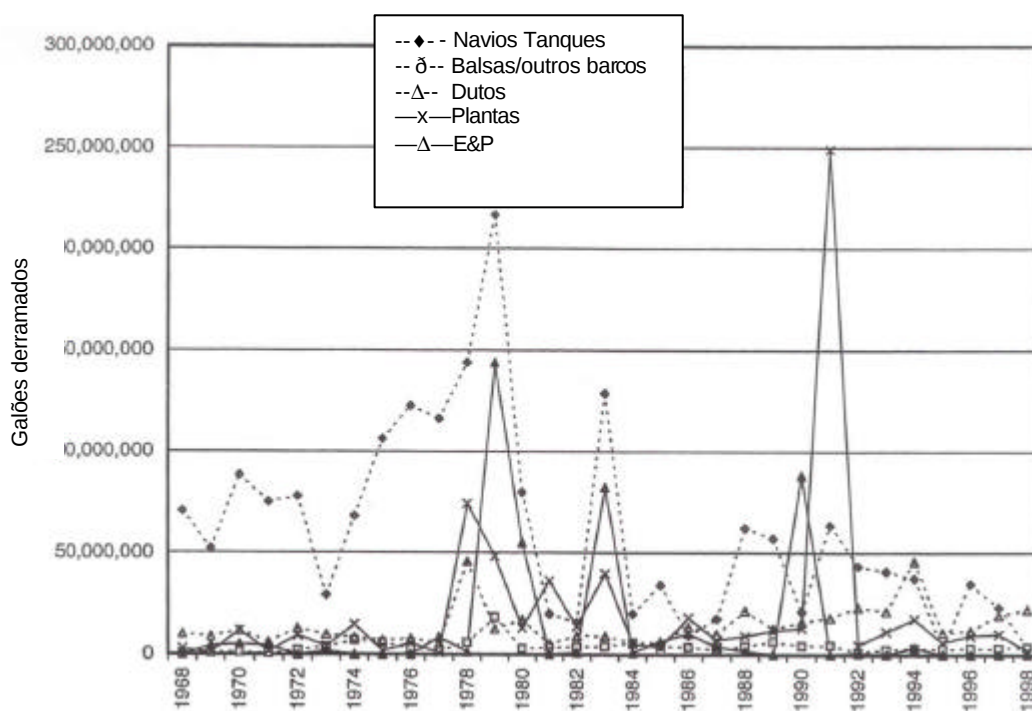


Figura 1 - Quantidade de petróleo derramado em incidentes, acima de 10.000 galões (34tons) segundo a origem, publicado no International Oil Spill Statistics:1998, editado pela Cutter Intl. Corp.

A fase de fabricação dos tubos, que combina a conformação, método de soldagem e expansão com teste de estanqueidade, deve estar alinhada com o processo de laminação e tratamento térmico do material da chapa, de modo a garantir as propriedades mecânico-metalúrgicas exigidas pela norma indicada na sua especificação, a qual sistematiza inclusive, os testes de qualificação a serem realizados. Os mesmos

cuidados em relação às propriedades físico-químicas do material se aplicam aos tubos sem costura.

Durante a fase de montagem, os dutos podem sofrer danos significativos causados pelo desvio das condições de projeto de instalação sejam estes oriundos de esforços em seu lançamento ou provenientes do método de soldagem de emenda dos tubos. Durante o comissionamento e testes dos dutos, podem ser originados danos a partir de uma sequência imprópria de teste hidrostático ou pelo uso de fluido de teste agressivo não inibido. Muitas vezes, o fluido de teste poderá permanecer no duto em hibernação enquanto aguarda o início da operação, aumentando o seu efeito indesejável.

A fase de operação do duto, que se estende praticamente ao longo de toda a vida do duto, está intimamente vinculada a sua integridade, seja através da manutenção dos parâmetros operacionais de pressão, vazão, densidade e temperatura dentro dos limites especificados em projeto, seja através da monitoração das propriedades físico-químicas dos fluidos bombeados. Além disto, a operação impacta negativamente a integridade dos dutos quando os procedimentos operacionais e de segurança aprovados, não são seguidos.

Embora o principal objetivo da atividade de manutenção deva ser a recuperação da integridade estrutural do duto avariado, esta atividade pode levar a falhas. Estas falhas podem ocorrer por deficiência no controle da qualidade dos reparos executados ou até pela falta de comunicação aos responsáveis pela operação ou pelo gerenciamento da integridade, da realização, por exemplo, de um reparo provisório que demande uma redução dos limites dos parâmetros operacionais.

Tanto as fases de hibernação temporária, quanto de abandono de um duto tem implicações na integridade do mesmo, seja através da efetiva limpeza e remoção dos fluidos agressivos, poluentes ou contaminantes, seja através do emprego de inibidor de corrosão adequado no fluido de preenchimento, conforme procedimento aprovado pelos órgãos ambientais e regulamentadores.

Finalmente, a atividade de inspeção tem papel fundamental no PGID, pois deve elaborar um plano de inspeção consistente, que leve em conta a vida primeva do duto entre o projeto e o comissionamento, e que vá sendo continuamente adequado. Um plano de inspeção de um duto deve considerar as ocorrências ligadas ao desenvolvimento da operação, da manutenção e os registros de inspeção bem como, as alterações e transformações observadas nas vizinhanças da diretriz do duto, relacionadas a meio ambiente, a população ou a atividade econômica de terceiros. Por este motivo é que um

PGID deve ser implementado tendo como gerência coordenadora, o responsável pela atividade de inspeção.

Para uma avaliação ou reavaliação da integridade do duto face ao código de projeto e eventuais instruções normativas e portarias emanadas dos órgãos responsáveis pelo meio ambiente e da Agência Regulamentadora, faz-se necessário o processamento das informações, considerando-se uma combinação de dados históricos com os dados recentes obtidos na última inspeção relativos a:

- Corrosão interna e externa;
- Danos devidos a terceiros;
- Movimentação de solo;
- Degradação da faixa e da sua sinalização;
- Crescimento do número de habitações ou o desenvolvimento de atividades econômicas ao longo da faixa, no caso de dutos terrestres;
- Dados de monitoramento da operação;
- Registros de intervenção da manutenção.

Em função dos resultados da avaliação ou reavaliação da integridade, poderão ser necessárias ações tais como, novas inspeções, ensaios, testes, alterações nos procedimentos operacionais e até mesmo modificações, alterações e reparos no duto. Após a implementação destas ações, as mesmas devem ser registradas no sistema de informação do PGID e comunicadas a todas as partes envolvidas com o duto, garantindo desta forma, a atualização do Programa Gerenciamento da Integridade de Dutos.

1.3

O API STD 1160, Gerenciamento da Integridade de Oleodutos em Áreas de Alta Consequência

Na maioria das empresas, o plano de inspeção de dutos é aplicado a todos os seus dutos, independentemente de haver alguns, cuja reavaliação da integridade demandou ações remediadoras, de haver outros, cujas mudanças ocorridas ao longo da faixa ou no fluido escoado possam indicar mais atenção e de haver uma grande maioria de dutos, cuja integridade permanece inalterada há muitos anos.

O parágrafo anterior descreve um processo tradicional e linear, com características preventivas e corretivas de tratar a integridade dos dutos, e que por esta razão, onera as empresas tanto em termos de custos operacionais quanto eventualmente, em termos de perdas de receita e de danos a sua imagem, devido à ocorrência de acidentes. Tal procedimento está alinhado com uma política de inspeção para integridade prescritiva

não realimentada, e executada pelas empresas por sua livre escolha ou para atender requisitos determinados pelo Agente Regulamentador, ao qual algumas empresas tentam imputar co-responsabilidade por ocasião de vazamentos.

Atualmente, reconhece-se que um plano de inspeção geral para equipamentos ou dutos que não leve em conta as especificidades dos mecanismos de dano próprios de cada tipo de operação, as possibilidades e as conseqüências de uma falha, está fadado a ser ineficiente. Esta ineficiência é caracterizada por um descontrole ou desconhecimento da confiabilidade que se tem acerca da utilização do equipamento ou duto em questão, podendo ocorrer então, operações em condições de baixa eficiência (sub-utilização) ou de alto risco (acima da faixa razoável de segurança).

Biagiotti e Gloven [2, 1] citam o Accountable Pipeline Safety and Partnership Act de 1996 [3] como a lei que permitiu ao Escritório de Segurança de Oleodutos do Departamento de Transportes dos USA, U.S. DOT Office of Pipeline Safety - US DOT (OPS), criar uma nova parceria entre as autoridades estaduais e locais e a indústria para testar se programas de gerenciamento de risco estruturados e formalizados poderiam ser usados como uma alternativa ao gerenciamento da integridade de dutos prescritivo, conforme a regulamentação vigente. Apoiado nesta lei, o OPS propôs a algumas operadoras de dutos, um programa de gerenciamento de risco, que permitia:

- Identificação pela própria operadora, dos riscos específicos do duto;
- Alocação de recursos às atividades de controle de risco mais eficazes;
- Monitoração da performance ambiental e de segurança permitindo a elevação dos níveis de proteção;
- Aumento do nível de participação do público no processo regulatório e melhoria do nível de conhecimento por parte do Agente Regulamentador
- Melhoria da eficiência e confiabilidade da atividade de operação de dutos.

O ponto chave neste programa piloto do OPS era permitir flexibilidade ao operador para customizar seu programa de acordo com suas necessidades particulares e suas práticas corporativas, embora definisse os elementos do programa e do processo, inerentes a quaisquer programas de gerenciamento de risco abrangente.

Mais tarde, em 29 de Maio de 2001, nos Estados Unidos - USA, país com uma malha de dutos de cerca de 550.000 km de extensão, e após a ocorrência de novos acidentes com vítimas, o Código Federal de Regulamentos, CFR, para operação e manutenção de dutos de líquidos perigosos, foi aditado pelo U. S. DOT (OPS). O regulamento 49 CFR 195.452 [4], "Pipeline Integrity Management in High Consequence Areas, HCAs" aditado ao Código, estabelece novos requisitos do U.S. DOT (OPS), para programas de gerenciamento de integridade em áreas de grandes conseqüências.

O regulamento 49 CFR 195.452 define como áreas de grandes conseqüências - HCAs:

- *Áreas densamente povoadas* - áreas urbanizadas e definidas pelo Escritório de Censo dos Estados Unidos como tendo 50.000 ou mais pessoas e com densidade populacional de pelo menos, 1,000 pessoas por milha quadrada;
- *Áreas com população concentrada* - locais definidos pelo Escritório de Censo dos Estados Unidos como tendo população concentrada, tais como cidades, municípios e vilas ou áreas residenciais ou comerciais;
- *Vias navegáveis* - rios, canais lacustres, fluviais ou marítimos onde há grande possibilidade de navegação comercial;
- *Áreas altamente sensíveis a vazamentos de óleo* - conforme definido no próprio regulamento.

O regulamento definiu que as empresas operadoras de 500 ou mais milhas de oleodutos devessem desenvolver e implementar um programa de gerenciamento de integridade de dutos formalizado por escrito, estabelecendo os seguintes prazos:

- 31/12/2001 - data limite para identificação de todos os segmentos de oleodutos instalados em HCAs;
- 31/03/02 - data limite para o planejamento da avaliação inicial dos segmentos de oleodutos em HCAs e o sistema que define como cada elemento do programa de gerenciamento da integridade de dutos será implementado;
- 30/09/04 - data limite para que 50% da extensão total de segmentos de oleodutos em HCA do operador e que representem maior risco tenham tido sua avaliação inicial concluída;
- 31/03/08 - data limite para que todos os segmentos de oleodutos em HCA do operador tenham tido sua avaliação inicial concluída.

Em Novembro de 2001 em resposta aos novos requisitos impostos pelo U. S. DOT e no sentido de oferecer aos seus associados as melhores práticas da indústria para o gerenciamento da integridade de dutos, com uma visão mais preventiva e otimizada quanto ao processo decisório, o API publicou a norma API STD 1160, Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines [5].

Esta norma reforça a abrangência do tema integridade ao abordar:

- A necessidade de se obter, avaliar e integrar informações e dados relativos à inspeção e testes para identificar, localizar, caracterizar e hierarquizar todos os pontos que potencialmente possam comprometer a integridade do duto. Estas informações e dados podem ser históricos do projeto, fabricação e montagem, registros de inspeção e resultados de testes, resultados de pig instrumentado, leituras de proteção catódica, leituras de inspeção passo a passo, medidas de

potencial remoto, registros históricos de operação e vazamentos, resultados de escavações, relatórios de patrulhamento de faixas, relatórios de inspeções de afloramentos etc.;

- A importância de se usar uma sistemática de análise de risco, com identificação de fatores de risco, para priorizar reparos ou ações mitigadoras nas quais os defeitos que possam levar o oleoduto a vazar ou falhar em curto prazo, são tratados imediatamente. Na norma, alinhada ao regulamento do CFR, que define prazos limites para reparar ou tratar certas anomalias identificadas por pig instrumentado, são apresentadas diretrizes para priorização e planejamento;
- A continuidade do processo de avaliação e reavaliação periódica da integridade do segmento de duto em HCA a cada cinco anos e como justificar em bases sólidas de engenharia a extensão destes períodos;
- A importância de se definir ações mitigadoras padrão baseadas em análise de risco de modo a permitir uma redução de risco adequada, buscando ao mesmo tempo, otimização de custos para sua implementação;
- A implementação pela operação, de planos de combate a emergências, a realização de simulados e a avaliação de desempenho das brigadas e demais partes nos mesmos;
- A implantação de modificações e de dispositivos que possam reduzir as consequências;
- A necessidade de se avaliar a performance do programa de gerenciamento da integridade segundo uma metodologia e implementar as melhorias identificadas.

Embora a norma API STD 1160 compile as melhores práticas para a implementação de um programa de gerenciamento da integridade de dutos, PGID, levando em conta o conceito de risco, ela se apresenta como de caráter geral, indicando apenas os vários aspectos a serem considerados durante a sua elaboração e implantação, sem conter uma metodologia definida.

1.4

Risco e o Gerenciamento de Risco

É importante ressaltar que, segundo o API STD 1160 [5,13], para um duto, o risco é uma função da:

- Probabilidade de um evento ou condição levar à ocorrência de um vazamento, por exemplo, dano causado por corrosão;
- Consequência no evento de vazamento, por exemplo, petróleo entrar numa via navegável.

Para um equipamento sob pressão, o API RP 580 [6,7] define risco como a combinação da probabilidade de ocorrência de um evento, durante um período de tempo de interesse, com as consequências, geralmente negativas, associadas a esse evento.

É importante fazer a distinção entre perigo e risco. **"Podemos mudar o risco sem modificar o perigo"** Muhlbauer [7,4] esclarece que risco não é sinônimo de perigo. Perigo (hazard, em inglês), é uma característica ou um grupo de características que determinam o potencial para a ocorrência de uma perda. Risco para a indústria dutoviária, é definido como a possibilidade de ocorrência de um evento que causa uma perda e a magnitude desta perda. O transporte ou transferência de produtos perigosos através de dutos se constitui em risco devido ao potencial destes produtos causarem uma perda, se houver algum vazamento. O evento de vazamento do conteúdo de um duto é comumente chamado de falha do duto. Por definição, o risco aumentará sempre que a probabilidade de ocorrência do evento aumentar ou a magnitude da perda, as consequências do evento, aumentarem. A perda é comumente definida em termos econômicos.

Seja qual for o tipo de instalação a ser analisada, plantas industriais, equipamentos ou dutos, considera-se que a perspectiva de risco proporcione uma visão mais abrangente, ponderada e precisa no trato da integridade. Nesta visão, a atividade de gerenciamento da integridade passa a fazer parte do que a indústria passou a denominar como gerenciamento de risco.

Neste processo de gerenciamento de risco, podem ser identificados fatores que contribuem para o aumento ou redução do risco, sejam influenciando a probabilidade de ocorrência de falhas, sejam influenciando as consequências destas falhas.

Além disto, segundo Biaggiotti e Gosse [8,33], implementar uma estratégia de avaliação de risco como parte do programa geral de Gerenciamento de Risco da empresa, produz três benefícios:

- Melhoria da capacidade de detecção de áreas com potencial de problemas;
- Educação e atenção melhorada;
- Melhoria no processo de seleção de projetos de manutenção baseado na maximização do potencial de redução de risco do sistema em função dos recursos financeiros e de pessoal disponíveis.

O gerenciamento de risco não deve ser entendido simplesmente, como um meio de reduzir a quantidade de recursos financeiros gasta na manutenção do sistema, mas um processo para melhorar e otimizar a aplicação dos recursos disponíveis para manutenção. O objetivo maior é reduzir o potencial de acidentes com graves conseqüências e, portanto aumentar a segurança à pessoa, a preservação do meio ambiente e a confiabilidade do duto.

Tendo em vista o papel fundamental que a inspeção desempenha na detecção de possíveis danos e defeitos, no acompanhamento de sua evolução, definindo uma taxa para esta evolução, e na prevenção de falhas ocasionadas por estes danos e defeitos, infere-se que sua contribuição é fundamental e significativa para a redução do risco, atuando na redução da probabilidade de ocorrência dos eventos que podem levar o equipamento a falhar.

1.5

A contribuição da IBR, Inspeção Baseada em Risco

É neste cenário de possibilidades de ganhos sensíveis para a redução da probabilidade de falhas e por conseqüência, do risco, que a IBR, Inspeção Baseada em Risco vem contribuir para a eficácia do gerenciamento de risco. Ao introduzir uma sistemática que permite a otimização de planos de inspeção e a racionalização da aplicação dos recursos financeiros e de pessoal necessários ao gerenciamento da integridade dos equipamentos, mantendo o risco em níveis definidos como toleráveis, a IBR estará contribuindo para a garantia da competitividade e conseqüentemente, da continuidade do negócio da empresa.

1.6

O API 581 BRD

Visando atender à demanda por otimização da atividade de inspeção do segmento "downstream" da indústria, o American Petroleum Institute, API iniciou em Maio de 1997

um projeto piloto de IBR, cujo objetivo principal era criar uma metodologia prática para aplicação de IBR em refinarias e plantas de processo. O projeto piloto foi desenvolvido por um grupo de trabalho organizado e administrado pelo API e formado pela AMOCO, ARCO, Ashland, BP, Chevron, CITGO, Conoco, Dow Chemical, DNO Heather, DSM Services, Equistar Exxon, Fina, Koch, Marathon, Mobil, Petro-Canada, Phillips, Saudi-Aramco, Shell, Sun, Texaco and UNOCAL.

Em Maio de 2000, foi publicado o documento API 581 BRD, Base Resource Document [9], que se constituía numa compilação dos resultados alcançados pelo grupo de trabalho. Estima-se para Maio de 2003 a conclusão dos trabalhos e sua publicação como uma recomendação prática - RP ou norma - STD do API.

O API 581 BRD declara explicitamente em seu texto, as limitações associadas ao documento. Dentre estas:

- Não deve ser usado para uma avaliação precisa do risco em uma instalação;
- Os métodos foram desenvolvidos para uso por pessoal de inspeção e engenharia;
- Não pretende se constituir em referência de método de avaliação quantitativa de risco - QRA;
- As estimativas de taxa de falha são obtidas a partir de taxas genéricas de falhas para itens ou equipamentos propriamente ditos, corrigidas por fatores de modificação;
- Os cálculos de consequência incluem os aspectos de segurança de pessoas e de instalações, de perdas financeiras e de impacto ao meio ambiente;
- Os cálculos de consequência sob o aspecto de segurança se limitam, para facilitar sua utilização, a cenários de poças de líquido com fogo, de jato de gás ou de líquido inflamado, de explosão de nuvens de vapor e de impacto tóxico.

Como resultado geral, o API 581 BRD apresenta metodologia simplificada para a estimativa de taxas de falhas e de consequências em casos de falha na contenção de pressão, isto é, trata do risco de equipamentos metálicos, em instalações de plantas industriais, que operam sob pressão interna.

Além disto, para cada modo de falha atuante em equipamentos de plantas industriais e refinarias, o API 581 BRD dispõe de sistemática para avaliação do programa de inspeção baseada no histórico do equipamento, na evolução que o mecanismo de dano esteja tendo, na eficácia das técnicas de inspeção usadas para monitorar essa evolução do mecanismo de dano até então, e das técnicas de inspeção que poderão vir a ser implementadas em um plano de inspeção alternativo, nas frequências de inspeção, na abrangência do plano e de seus respectivos custos.

1.7

O API RP 580

Com o mesmo objetivo atribuído para o API RP 1160 para os oleodutos, o API RP 580 se propõe a oferecer aos seus usuários, elementos básicos para que desenvolvam e implementem um programa de IBR para equipamentos específicos de plantas industriais de processamento químico e hidrocarbonetos, tais como:

- Vasos de pressão;
- Sistemas de tubulação de processo;
- Tanques de armazenamento;
- Equipamentos rotativos;
- Caldeiras e aquecedores;
- Permutadores;
- Válvulas de segurança.

Não estão incluídos no objeto do API RP 580, sistemas de instrumentação e controle, sistemas elétricos, elementos estruturais e elementos de máquinas (exceto a carcaça de bombas e compressores).

Os produtos esperados deste programa de IBR são:

- Ranqueamento segundo o risco, dos equipamentos avaliados;
- Um plano de inspeção, detalhado para o equipamento avaliado, abrangendo:
- Técnica de inspeção a ser empregada em cada área do equipamento, por exemplo, inspeção visual, ultrassom, partículas magnéticas etc.
- Extensão da aplicação da técnica de inspeção no equipamento, por exemplo, percentual da área interna, áreas de soldagem de acessório de tubulação etc;
- Alocação de inspetores e técnicos de ensaios;
- Gerenciamento de risco, através da implementação do plano de inspeção;
- Descrição de ações de mitigação de risco necessárias, tais como inspeções propriamente ditas, reparos, substituições ou melhoria de sistemas de segurança;
- Os níveis de risco esperados para o equipamento, após a implementação do plano de inspeção ou de qualquer outra atividade mitigadora de risco.
-

Um software associado ao API RP 580, foi desenvolvido e tem sido testado em escala reduzida com vistas a facilitar a futura implementação da metodologia no documento de recomendações práticas. A previsão para seu lançamento definitivo, segundo informações colhidas junto a membros do comitê responsável pelo desenvolvimento API RP 580, é Maio/2003.

1.8

A Necessidade de se Facilitar o Uso do Conceito de Risco na Atividade Dutoviária

A necessidade de se facilitar o uso do conceito de risco no dia a dia da atividade, com especial atenção ao aspecto de integridade fica evidente a partir da constatação de:

- Demandas por segurança e preservação ambiental da sociedade;
- Novas exigências dos agentes regulamentadores;
- Cenários de mercado cada vez mais competitivos;
- Iniciativas da indústria para a criação de normas e sistemáticas de avaliação de risco e gerenciamento de risco.

Um dos meios de se atender esta necessidade é a busca de metodologias simplificadas de análise de risco e IBR que permitam aos operadores de dutos a sua efetiva implantação em curto prazo e ao menor custo.

Deste modo, as iniciativas de desenvolvimento de novas metodologias ou então, de avaliação da adequação das metodologias existentes para análise de risco e IBR para aplicação a dutos devem ser estimuladas tanto pela indústria quanto pelas universidades.

As universidades dispõem dos recursos técnicos e científicos necessários para a implementação destas iniciativas. Estudos e teses sobre desenvolvimento de novas metodologias e adequação das existentes se constituem em atalhos seguros para que a indústria passe a dispor de alternativas econômicas em curto prazo. Esta tese foi desenvolvida segundo a diretriz da análise da adequação de metodologias existentes para outros equipamentos quanto a sua aplicabilidade a dutos.

1.9

Apresentação da Tese

Esta tese está estruturada em termos de capítulos da seguinte maneira:

- O capítulo 1 apresenta uma introdução sobre a importância do tema análise de risco e IBR para a indústria dutoviária e a motivação para este trabalho;
- O capítulo 2 descreve os passos a serem seguidos no desenvolvimento da análise a ser realizada sobre a adequação das metodologias de avaliação de risco e aplicação de IBR do API 581 BRD para aplicação a oleodutos;
- O capítulo 3 apresenta o método qualitativo de análise de risco do API 581 BRD e os resultados da sua aplicação a oleodutos;

- O capítulo 4 apresenta o método quantitativo de análise de risco do API 581 BRD e os resultados da sua aplicação a oleodutos;
- O capítulo 5 apresenta o método semi-quantitativo de análise de risco do API 581 BRD e os resultados da sua aplicação a oleodutos;
- O capítulo 6 apresenta o software IAP de análise de risco e os resultados da aplicação a um oleoduto para posterior comparação de resultados;
- O capítulo 7 apresenta uma discussão sobre os resultados obtidos da aplicação dos métodos de análise de risco do API 581 BRD e do IAP a oleodutos;
- O capítulo 8 apresenta os resultados da metodologia de IBR do API 581 BRD aplicado a oleodutos;
- O capítulo 9 apresenta as conclusões e recomendações sobre a análise realizada;
- O capítulo 10 apresenta as referências bibliográficas;
- O apêndice I compila as planilhas de informações do API 581 BRD aplicadas ao oleoduto A – G⁽¹⁾;
- O apêndice II compila as planilhas do método qualitativo do API 581 BRD aplicadas sobre o oleoduto A – G⁽¹⁾;
- O apêndice III compila as planilhas do método quantitativo e de IBR para otimização de plano de inspeção do API 581 BRD, aplicadas sobre o oleoduto A – G⁽¹⁾;
- O apêndice IV compila as planilhas com os resultados do método quantitativo do API 581 BRD com segmentação, aplicadas sobre o oleoduto A – G⁽²⁾;
- O apêndice V compila as planilhas do método semi-quantitativo do API 581 BRD aplicadas sobre o oleoduto A – G⁽¹⁾;
- O apêndice VI compila resultados do software IAP de levantamento de risco aplicado sobre o oleoduto A – G.

⁽¹⁾ - Planilhas similares foram aplicadas aos oleodutos B – A, C – A e X – B. Informações sobre as mesmas podem ser obtidas com o autor, email: pezzi@petrobras.com.br ou com o orientador desta tese, email: jlffreire@mec.puc-rio.br.

⁽²⁾ - As planilhas específicas desenvolvidas para as fases anteriores aos resultados do método quantitativo com segmentação foram aplicadas ao oleoduto A – G, porém não foram impressas devido à restrições de formatação de tese adotada pela PUC-RIO. Informações sobre as mesmas podem ser obtidas com o autor, email: pezzi@petrobras.com.br ou com o orientador desta tese, email: jlffreire@mec.puc-rio.br.