

ANÁLISE DA ADEQUAÇÃO DO API 581 BRD PARA APLICAÇÃO A OLEODUTOS

2.1

Objetivo

Este trabalho tem como objetivo oferecer à indústria brasileira, atingida nos últimos anos por acidentes de porte significativo com dutos, os resultados de uma análise sobre a adequação da metodologia consolidada e simplificada de IBR do API 581 BRD aplicada a oleodutos, como alternativa à metodologia de caráter generalista do API STD 1160. Para tal, propõe-se:

- Avaliar a adequação da metodologia de IBR usada pelo API 581 BRD para aplicação a oleodutos de transferência de hidrocarbonetos;
- Desenvolver planilhas baseadas no aplicativo Excel para aplicação do API 581 BRD a oleodutos;
- Levantar o risco de quatro oleodutos terrestres reais, identificados como A - G, B - A, C - A e X - B, através da aplicação dos algoritmos do Nível I - qualitativo, Nível II - semi-quantitativo e Nível III - quantitativo, do API 581 BRD, no estágio de desenvolvimento em que se encontravam em Maio de 2000;
- Levantar o risco do oleoduto A - G, um dos quatro oleodutos anteriormente avaliados, segundo o método quantitativo usado pelo API 581 BRD, considerando sua segmentação em regiões que possam apresentar possibilidades de falha e conseqüências diferentes, tais como: estações, travessias de rios e lagos de porte, travessias de fazendas e cruzamentos com estradas principais. Nesta aplicação específica, o oleoduto A - G, foi considerado sofrendo perda de espessura por corrosão a uma taxa histórica cujo valor é o atual medido através de coupons de corrosão;
- Levantar o risco do oleoduto A - G, usando o software proprietário de análise de risco IAP - Integrity Assessment Program da Bass-Trigon Software LLC, que se baseia em algoritmo qualitativo customizado segundo critérios próprios da operadora do mesmo;
- Discutir os resultados de levantamento de risco obtidos;
- Aplicar a metodologia de IBR do API 581 BRD a quatro oleodutos terrestres e avaliar sua adequação para a otimização de planos de inspeção;
- Recomendar futuros estudos que visem complementar as avaliações realizadas ou as metodologias testadas.

2.2

A IBR segundo o API 581 BRD

Antes de se descrever cada um dos passos da análise da adequação do API 581 BRD é necessário que sejam feitas considerações sobre a metodologia IBR apresentada no API 581 BRD [9,1-1].

Pode-se enumerar como sendo propósitos de um programa de implantação de IBR:

- Prover capacitação para definir e medir o risco, criando uma ferramenta para gerenciar os equipamentos mais importantes de uma planta ou de um sistema de dutos;
- Permitir a alta gerência avaliar o risco relativo à segurança, ao meio ambiente e à interrupção do negócio, de uma maneira integrada e eficaz em termos de custos;
- Reduzir sistematicamente a probabilidade de falha fazendo um melhor uso dos recursos de inspeção;
- Identificar áreas de altas conseqüências que possam ser modificadas para reduzir o risco (mitigação de risco).

Além disto, a IBR apresentada no API 581 BRD, se constitui no primeiro passo em direção a um programa de gerenciamento de risco integrado. Em vez de se focar a análise de risco apenas sob aspectos de segurança das instalações, atualmente há uma crescente atenção para a necessidade de se avaliar o risco resultante a partir do:

- Risco interno das instalações sobre os empregados;
- Risco externo das instalações sobre a comunidade;
- Riscos devidos à interrupção do negócio;
- Riscos de danos ao meio ambiente.

Sob esta nova ótica é possível se combinar os tipos de riscos listados acima, para ponderar as decisões sobre quando, onde e o quê inspecionar numa instalação. Além de equipamentos sob pressão, a aplicação de IBR pode ser estendida a níveis de sistemas e equipamentos tais como instrumentos, sistemas de controle, de distribuição elétrica e de utilidades críticas. Com isto procura-se buscar maiores níveis de disponibilidade para estes sistemas e aumentar o retorno dos esforços despendidos com inspeção. Há inclusive a possibilidade do aumento da relação custo-benefício da IRB através da sua integração com iniciativas recentes da indústria e de medidas regulamentadoras por parte das Agências de governo. No caso da indústria e governo norte-americanos, tem-se como exemplo, respectivamente, o API RP 750, Management of Process Hazards [10] e o regulamento OSHA 29 CFR 1910.119, Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals [11], onde os resultados da aplicação da IBR podem servir de insumos para a aplicação das normas e regulamentos citados.

A seguir são enfatizados os efeitos da IBR sobre a probabilidade de falha e o processo decorrente de otimização da atividade de inspeção.

Basicamente o processo se inicia da seguinte forma: quando o risco associado a um equipamento ou a seus itens considerados individualmente, é quantificado a partir da possibilidade de falha devido a mecanismo de dano existente e a eficácia relativa das diferentes técnicas de inspeção para avaliar a evolução deste mecanismo de dano é quantificada sob o aspecto de redução deste risco, passa-se a dispor de informação adequada para o desenvolvimento de uma ferramenta de otimização do plano de inspeção. Esta ferramenta de otimização do plano de inspeção em termos de custo e redução de risco, permitirá o planejamento necessário para a efetiva implementação de um programa de IBR.

Para facilitar o entendimento apresenta-se o conceito proposto no API 581 BRD [9,1-2] através das curvas típicas mostradas na Figura 2. Nesta figura, mostra-se a redução de risco que pode ser esperada com o aumento do grau ou da extensão ou da frequência de inspeção. Quando não há inspeção, poderá haver risco elevado. Com um investimento inicial em atividades de inspeção, haverá uma elevada taxa de queda do risco. Haverá um ponto a partir do qual incrementos na atividade de inspeção representarão pequena ou até mesmo nenhuma diminuição no risco, pois como será comentado adiante, existem fatores ou perigos que não serão detectados pela atividade de inspeção.

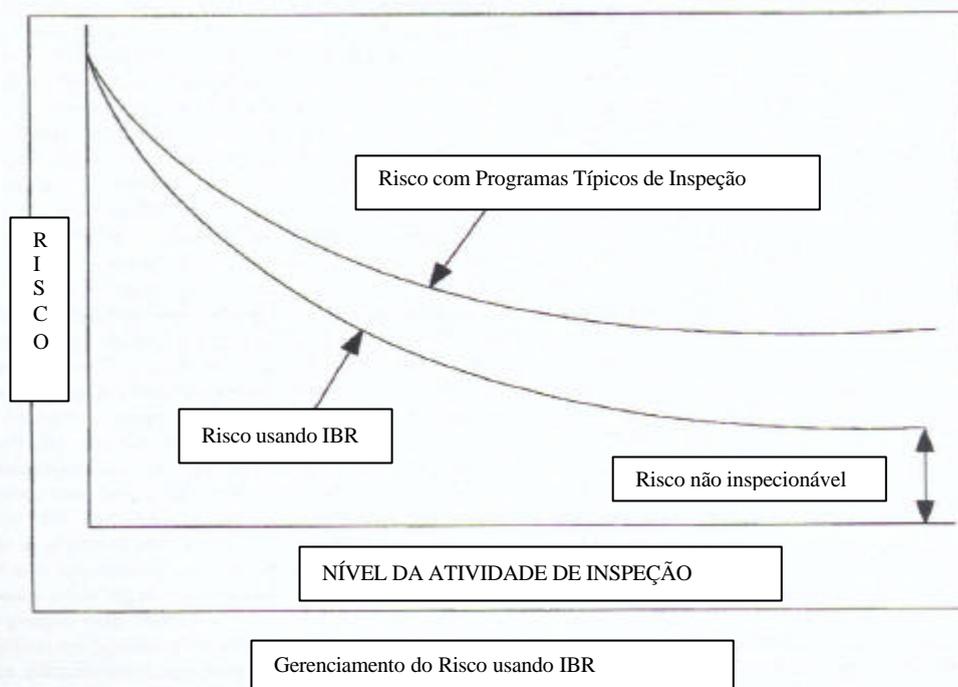


Figura 2 - Variação do Risco com o Nível da Atividade de Inspeção, segundo o API 581 BRD [9, 1-2]

Há que se notar que para cada mecanismo de dano variam as técnicas de inspeção bem como, suas respectivas eficácias. O mesmo acontece com a eficácia na redução de risco e com os custos dos planos de inspeção. Um plano típico pode ser representado pela curva superior do gráfico da Figura 2 onde o risco é reduzido, mas sem atingir eficácia ótima. A curva inferior procura representar uma das possíveis combinações entre técnica e frequência de inspeção que poderá produzir menores valores de risco. Através da metodologia da IBR procura-se obter os meios que determinem a combinação ótima entre cada técnica de inspeção e sua eficácia relativa em reduzir a frequência de falha estimada. Esta informação, associada com o custo de cada plano de inspeção, pode ser usada em um aplicativo com algoritmo de otimização para encontrar-se a melhor relação custo-benefício na redução de risco.

O aumento da atividade de inspeção e a preocupação com sua eficiência na determinação da existência e progressão do dano reduzem o risco através de uma redução na frequência futura de falha a partir de medidas preventivas e corretivas tomadas após as áreas problemáticas terem sido identificadas.

É importante ressaltar que a inspeção não altera as conseqüências de falha, as quais se constituem no outro componente do risco, embora a análise do produto da IBR sob o aspecto da conseqüência possa contribuir para a identificação e priorização de medidas mitigadoras. São exemplos destas medidas: aumento da capacidade de isolamento do equipamento que possa vir a falhar ou a adoção de procedimentos de contingência para reduzir a área afetada por um vazamento. Como se pode observar, as conseqüências de falha podem ser alteradas através de modificações no projeto e outras ações corretivas.

Na Figura 2, na curva inferior do gráfico, é mostrado que o risco não pode ser reduzido a zero apenas com a atividade de inspeção. Dentre os fatores "não inspecionáveis" que podem levar a falhas por vazamento, pode-se incluir:

- Erros humanos;
- Erros de operação;
- Erros de projeto;
- Mecanismos anteriores desconhecidos de deterioração do equipamento;
- Desastres naturais (por exemplo, enchentes, terremotos);
- Ações externas sobre o equipamento (por exemplo, colisão, queda de objetos);
- Atos deliberados contra o equipamento (por exemplo, sabotagem);
- Conseqüências de falhas de equipamentos de outras unidades vizinhas;
- Limitação básica da técnica de inspeção usada.

Muitos dos fatores citados acima são fortemente influenciados pelo sistema de Gerenciamento da Segurança de Processo (do inglês, PSM, Process Safety Management) em uso na instalação onde a IBR está sendo implementada.

Tanto em plantas de processo quanto em instalações dutoviárias os planos de inspeção e testes são estabelecidos para detectar e avaliar em serviço, a deterioração e os danos ocorridos devido à operação. A eficácia destes planos varia amplamente podendo-se encontrar num extremo, planos reativos isto é, "não inspecionar ou reparar enquanto não quebrar", como meio termo, planos de inspeções periódicas, mas com variedade limitada de técnicas, por exemplo, ultrassom e radiografia e no outro extremo da escala de eficácia, planos abrangentes alinhados com os objetivos do API 581 BRD e de outras normas de inspeção que buscam identificar os modos de falha em serviço e estabelecer as técnicas para detectar defeitos específicos. Estes programas se baseiam no conhecimento de todos os mecanismos de dano possíveis de ocorrer no equipamento. Porém, apesar de serem abrangentes, podem ser de custos elevados e não apresentar uma boa relação custo-benefício.

A metodologia da IBR tem o potencial de reduzir estes custos de um modo tal que ainda ofereça um sistema capaz de priorizar as inspeções respeitando totalmente os aspectos de segurança. O ranqueamento baseado em risco dos equipamentos de uma planta ou dos segmentos de um oleoduto estabelece as bases para alocação dos recursos de inspeção de modo que as áreas potencialmente de alto risco possam ser inspecionadas mais freqüentemente, com técnicas mais sofisticadas, enquanto as de baixo risco com freqüências e técnicas apropriadas para situações de baixo risco.

Em geral, os danos e deteriorações que ocorrem em equipamentos sob pressão podem ser classificados em 8 categorias:

- a - Perda de espessura
- b - Mudanças metalúrgicas
- c - Trincas superficiais
- d - Alterações dimensionais
- e - Trincas subsuperficiais
- f - Empolamento
- g - Microfissuração/ formação de micro alvéolos
- h - Mudanças das propriedades do material
- i - Identificação Positiva de Material (em inglês, PMI, Positive Material Identification, ou seja, confirmação de que um material não especificado em projeto foi utilizado no reparo, levando à falha do equipamento).

O entendimento do mecanismo de dano presente no equipamento pode ajudar o inspetor na seleção da técnica de inspeção apropriada bem como, da área particularmente a ser inspecionada.

2.3

Planos de Inspeção de Oleodutos Terrestres

Dutos assim como equipamentos devem ter seus planos de inspeção desenvolvidos em função dos mecanismos de danos esperados para o tipo de serviço a que estarão submetidos. Para cada tipo de mecanismo de dano devem ser selecionadas técnicas adequadas de inspeção.

Há que esclarecer que o plano de inspeção contempla os locais a serem inspecionados e com que técnicas enquanto o programa de inspeção define a frequência de inspeção dos vários pontos do duto a serem avaliados.

2.3.1

Mecanismos de Danos Típicos em Oleodutos Terrestres

Em princípio, os oleodutos terrestres estão sujeitos a quatro modos de falha:

a - Corrosão interna

A corrosão independentemente da agressividade do hidrocarboneto líquido escoado e da presença de contaminantes, somente ocorre a partir da presença de água, que atua como eletrólito. Esta água pode ser proveniente da decantação do líquido de teste hidrostático que não foi totalmente removido por ocasião do comissionamento do oleoduto ou da água produzida juntamente com o petróleo, oriunda do reservatório ou do método de recuperação secundária de injeção de água na formação. A razão para a entrada de água produzida no oleoduto se deve a deficiências do processo de tratamento do petróleo nas estações de coleta ou a eventuais distúrbios neste processamento.

Diversos fatores contribuem para a corrosão interna, dentre eles pode-se incluir:

- pH - Potencial de Hidrogênio - logaritmo neperiano da concentração do íon H^+ e que mede a alcalinidade ou acidez do meio em avaliação;
- BSW - Basic Sediments and Water - percentual de água e sedimentos existentes na corrente de escoamento;
- Fluxo intermitente de petróleo e água sendo esta, usada para deslocamento do primeiro;
- Fluxo laminar de petróleo e água livre ou em emulsão, com decantação de água;
- Atividade e concentração de bactérias;
- Pressão parcial de CO_2 ;

- Teor de H_2S no petróleo;
- Teor de sulfetos totais na água;
- Teor de oxigênio dissolvido na água presente no oleoduto.

Os resultados da ação do mecanismo de dano por corrosão interna são: perda de espessura uniforme, perda de espessura localizada e piteforme (pitting, em inglês), empolamento devido à migração de H^+ em pontos onde há concentração de tensão (por exemplo, soldas circunferenciais e de acessórios, cujo procedimento de soldagem é inadequado), perda de espessura localizada por ação de bactérias redutoras de sulfato etc.

b - Corrosão externa

A corrosão externa ocorre invariavelmente, por falha do conjunto, revestimento externo-sistema de proteção catódica do oleoduto.

O revestimento externo pode perder a sua função de agir como barreira entre o meio agressivo, neste caso, o solo e os eletrólitos presentes, e a superfície externa do oleoduto, devido a:

- Perda de aderência e descolamento por excesso de proteção catódica levando à formação de áreas anódicas ou por deficiências na preparação da superfície, na especificação ou aplicação do revestimento externo;
- Dano ou arrancamento do revestimento externo causado pela ação de terceiros;
- Dano no revestimento do oleoduto na zona de transição solo/trecho aéreo;
- Dano ou trincamento do revestimento externo causado pela movimentação do solo na área onde o oleoduto se encontra instalado.

O sistema de proteção catódica cuja função básica é manter todo o oleoduto sob um potencial eletroquímico abaixo daquele natural do leito de anodos ou dos anodos do sistema de corrente impressa, pode falhar devido a:

- Dimensionamento incorreto;
- Existência de correntes de interferência ao longo do oleoduto, causadas por interferências com outros dutos ou instalações enterradas ou com linhas de transmissão de potência em alta tensão;
- Falha na monitoração do suprimento de energia elétrica dos transformadores e retificadores do sistema de proteção catódica;
- Falha na monitoração do funcionamento dos componentes do sistema de proteção catódica.

Os resultados da ação do mecanismo de dano por corrosão externa são: perda de espessura uniforme, perda de espessura localizada, piteforme (pitting, em inglês),

corrosão sob tensão (SCC, Stress Corrosion Cracking, em inglês) em pontos onde há tensionamento do duto devido à movimentação do solo ou falha de ancoramento de oleoduto aquecido, combinado com danos ao revestimento externo e solo agressivo.

c - Movimentação do solo

A movimentação do solo, que depende das características geológicas e geotécnicas do solo da faixa onde o duto se encontra instalado, impõe ao oleoduto tensionamentos, deformações e danos ao revestimento externo e pode ocorrer devido a:

- Processos erosivos junto à faixa e ao oleoduto;
- Corrida de detritos ao longo de talwegues cruzando ou próximos à faixa do oleoduto;
- Escorregamento de encostas, taludes e aterros próximos à faixa;
- Depósitos de talus colúvio (materiais de granulometria fina e média desagregados) próximo ou cruzando a faixa;
- Recalques diferenciais junto à faixa;
- Rastejamento em áreas próximas ou da faixa;
- Erosão dos suportes de travessias aéreas dos oleodutos.

Os resultados da ação do mecanismo de dano por movimentação do solo são: perda de espessura uniforme, localizada ou piteforme (pitting, em inglês) em áreas onde houve dano ao revestimento externo, corrosão sob tensão (SCC, em inglês), mossas (dents, em inglês), mossas com arranque de material (gouging, em inglês), ruptura etc.

d - Ação de terceiros

A ação de terceiros, por diferir dos demais mecanismos de dano, requer extrema atenção por parte dos operadores de dutos, quanto a sua prevenção, pois o agente impactante está praticamente fora de seu controle ou acompanhamento imediato. A sua ocorrência se deve a:

- Deficiências na sinalização da faixa do oleoduto;
- Deficiências de conscientização e comunicação entre o operador do oleoduto e as comunidades vizinhas ou atravessadas pela faixa do oleoduto;
- Falha na implementação de sistemática de gerenciamento de interferências na faixa pelo agente regulamentador, operador e demais concessionárias de serviços presentes na área da faixa do oleoduto;
- Desatualização do sistema de informações georeferenciadas onde o oleoduto se encontra registrado;
- Sabotagens ou atos deliberados;

Os resultados da ação do mecanismo de dano por ação de terceiros são: perda de espessura uniforme, localizada ou piteforme (pitting, em inglês) devido a falha no revestimento externo do oleoduto, corrosão sob tensão (SCC, em inglês), mossas (dents,

em inglês), mossas com arranque de material (gouging, em inglês), vazamento, ruptura etc.

2.3.2

Proposta de Plano de Inspeção para Oleodutos Terrestres

Tendo em vista que cada um dos modos de falha, acima enumerados, pode levar à ocorrência de diferentes mecanismos de dano em um oleoduto terrestre, os planos de inspeção devem ser abrangentes o suficiente, para permitir ao responsável pela sua integridade ter uma idéia preliminar da condição do duto e contemplar várias técnicas de inspeção e monitoração. Estas técnicas de inspeção e monitoração apresentam eficácias diferentes na detecção e no dimensionamento do defeito ou na determinação da sua taxa de evolução. A partir dos resultados desta primeira avaliação da condição do duto, os planos de inspeção deverão ser adequados em termos das técnicas de inspeção específicas para o acompanhamento da evolução dos mecanismos de dano atuantes e em termos de frequência de inspeção a partir da expectativa de evolução dos defeitos presentes no duto e seu impacto sobre a integridade estrutural do mesmo.

Nesta tese, propõem-se planos e programas de caráter geral para inspeção de oleodutos terrestres, enfocando os quatro mecanismos de dano descritos no subitem 2.3.1. Estes planos de inspeção se baseiam nas práticas de operadores de dutos, consolidadas em normas e programas de gerenciamento da integridade de dutos.

Na Tabela 1 estão relacionadas algumas técnicas de inspeção e monitoração, sua respectiva eficácia e frequência inicial para o modo de falha por Corrosão Interna.

Na Tabela 2 estão relacionadas algumas técnicas de inspeção e monitoração, sua respectiva eficácia e frequência inicial para o modo de falha por Corrosão Externa.

Na Tabela 3 estão relacionadas algumas técnicas de inspeção e monitoração, sua respectiva eficácia e frequência inicial para o modo de falha por Movimentação do Solo.

Na Tabela 4 estão relacionadas algumas técnicas de inspeção e monitoração, sua respectiva eficácia e frequência inicial para o modo de falha por Ação de Terceiros.

É importante apresentar neste momento, as definições das categorias de eficácia de inspeção usadas no API 581 BRD [9,8-8], e exemplos de inspeção para corrosão interna generalizada:

- Altamente Eficaz, H, Highly Effective – os métodos de inspeção identificam corretamente o defeito esperado para o equipamento em serviço, em

aproximadamente todos os casos, isto equivale à identificação de 90% deles. Exemplo: avaliação da corrosão uniforme através de inspeção visual interna completa acoplada à medição de espessura por ultrassom;

- Usualmente Eficaz, U, Usually Effective – os métodos de inspeção vão identificar o estado de dano real na maioria das vezes, isto equivale à identificação de 70% deles. Exemplo: avaliação da corrosão uniforme através de inspeção visual interna parcial acoplada à medição de espessura por ultrassom;
- Regularmente Eficaz, F, Fairly Effective – os métodos de inspeção vão identificar o estado de dano verdadeiro em cerca de 50% das vezes, isto equivale à identificação de 50% deles. Exemplo: avaliação da corrosão uniforme através de medição de espessura por ultrassom a partir do lado externo apenas, por amostragem;
- Pobremente Eficaz, P, Poorly Effective – os métodos de inspeção vão fornecer pouca informação para corretamente identificar o estado de dano verdadeiro, isto equivale à identificação de 40% deles. Exemplo: avaliação da corrosão uniforme através de martelamento, furos de medição;
- Ineficaz, Ineffective Effective – o método de inspeção vai fornecer quase nenhuma ou nenhuma informação que irá identificar corretamente, o estado de dano verdadeiro, isto equivale à identificação de 33% deles. Exemplo: avaliação da corrosão uniforme através de inspeção visual externa;

2.4

IBR e a Integração de Informações

É interessante observar que ao se iniciar uma aplicação de IBR, faz-se necessária, a compilação de informações e dados sobre os equipamentos e dutos a serem avaliados, se constituindo assim, em excelente oportunidade de formar ou atualizar ou ainda, integrar estas informações, muitas vezes dispersas, em um só local ou banco de dados.

No Apêndice I, são apresentadas planilhas do aplicativo Excel, especialmente preparadas para o oleoduto A - G⁽³⁾, a partir das informações básicas que o API 581 BRD se utiliza para a aplicação dos métodos qualitativos, semi-quantitativo e quantitativo, os quais serão tratados a seguir. É interessante ressaltar que a depender do mecanismo de dano atuante, no duto, novos campos de informações necessárias para aplicar a metodologia poderão ser adicionados às planilhas.

⁽³⁾ - Planilhas similares foram aplicadas aos oleodutos B – A, C – A e X – B. Informações sobre estas podem ser obtidas com o autor, email: pezzi@petrobras.com.br ou com o orientador desta tese, email: jlfreire@mec.puc-rio.br.

Mecanismo de dano	Técnica de Inspeção Monitoração – Corrosão Interna	Eficácia da Técnica	Frequência Inicial
Perda de espessura uniforme	Pig instrumentado de baixa resolução.	Regularmente eficaz	3 anos
Perda de espessura uniforme	Pig instrumentado de média resolução.	Usualmente eficaz	3 anos
Perda de espessura uniforme	Pig instrumentado de alta resolução.	Altamente eficaz	5 anos
Perda de espessura localizada	Pig instrumentado de média resolução.	Pobremente eficaz	3 anos
Perda de espessura localizada	Pig instrumentado de alta resolução.	Altamente eficaz	5 anos
Perda de espessura uniforme	Coupon de corrosão localizado em partes baixas do oleoduto.	Usualmente eficaz	0,5 anos
Perda de espessura uniforme	Sonda corrossimétrica on line.	Altamente eficaz	On line
Perda de espessura uniforme	Análise de fluido e coleta de amostras de pig de limpeza.	Regularmente eficaz	0,5 anos
Perda de espessura localizada	Coupon de corrosão localizado em partes baixas do oleoduto.	Usualmente eficaz	0,5 anos
Perda de espessura localizada	Sonda corrossimétrica on line.	Altamente eficaz	On line
Perda de espessura por corrosão por bactéria	Pig instrumentado de média resolução.	Pobremente eficaz	1 ano
Perda de espessura por corrosão por bactéria	Pig instrumentado de alta resolução.	Altamente eficaz	3 anos
Perda de espessura por corrosão por bactéria	Análise microbiológica.	Regularmente eficaz	0,25 anos
Perda de espessura por corrosão por bactéria	Biocoupons.	Regularmente eficaz	0,25 anos
Empolamento por H ₂ e trincamento nas soldas circunferenciais	Pig instrumentado de alta resolução com sensores transversais.	Altamente eficaz	5 anos
Todos	Escavação seguida de inspeção visual e ensaios não destrutivos, geralmente para correlação de pig instrumentado.	Altamente eficaz	5 anos

Tabela 1 - Mecanismos de dano, técnicas de inspeção e monitoração para Corrosão Interna e frequência para plano de inspeção de oleoduto terrestre.

Mecanismo de dano	Técnica de Inspeção Monitoração – Corrosão Externa	Eficácia da técnica	Frequência Inicial
Perda de espessura uniforme	Pig instrumentado de baixa resolução.	Regularmente eficaz	3 anos
Perda de espessura uniforme	Pig instrumentado de média resolução.	Usualmente eficaz	3 anos
Perda de espessura uniforme	Pig instrumentado de alta resolução.	Altamente eficaz	5 anos
Perda de espessura localizada	Pig instrumentado de média resolução.	Pobrememente eficaz	3 anos
Perda de espessura localizada	Pig instrumentado de alta resolução.	Altamente eficaz	5 anos
Perda de espessura uniforme	Monitoração do potencial on/off do sistema de proteção catódica.	Regularmente eficaz	0,25 anos
Perda de espessura localizada	Monitoração do potencial on/off do sistema de proteção catódica.	Usualmente eficaz	0,25 anos
Perda de espessura localizada	Inspeção do revestimento externo pelo método passo a passo.	Usualmente eficaz	2 anos
Perda de espessura localizada	Inspeção do revestimento externo pelo método DCVG - Direct Current Voltage Gradient.	Altamente eficaz	2 anos
Trincamento devido a Corrosão sob Tensão – SCC	Pig instrumentado de alta resolução com sensores transversais.	Altamente eficaz	5 anos
Todos	Escavação seguida de inspeção visual e ensaio não destrutivo, geralmente para correlação de pig instrumentado.	Altamente eficaz	5 anos

Tabela 2 - Mecanismos de dano, técnicas de inspeção e monitoração para Corrosão Externa e frequência para plano de inspeção de oleoduto terrestre.

O software IAP de avaliação de risco possui um banco de dados do aplicativo Access, que deve ser alimentado com informações sobre os dutos que se deseja avaliar. Comparando-se os requisitos de informações do API 581 BRD e do IAP⁽⁴⁾, observa-se similaridade quanto ao mecanismo de dano, corrosão interna, porém o IAP por abordar vários modos de falha simultaneamente, exige outras informações específicas aos demais modos de falha nele contemplados.

⁽⁴⁾ - Informações sobre o software proprietário IAP podem ser obtidas com o autor, email: pezzi@petrobras.com.br ou com o orientador desta tese, email: jlfreire@mec.puc-rio.br.

Mecanismo de dano	Técnica de Inspeção Monitoração -Movimentação do solo	Eficácia da técnica	Frequência Inicial
Perda de espessura localizada	Pig instrumentado de média resolução.	Pobremente eficaz	3 anos
Perda de espessura localizada	Pig instrumentado de alta resolução.	Altamente eficaz	5 anos
Perda de espessura localizada devido a falha do revestimento externo	Pig geométrico.	Regularmente eficaz	5 anos
Mossa ou moosa com arrancamento de material	Pig geométrico.	Usualmente eficaz	5 anos
Perda de espessura localizada devido a falha do revestimento externo	Inspeção do revestimento externo pelo método passo a passo.	Usualmente eficaz	2 anos
Perda de espessura localizada devido a falha do revestimento externo	Inspeção do revestimento externo pelo método DCVG - Direct Current Voltage Gradient.	Altamente eficaz	2 anos
Trincamento devido a Corrosão sob Tensão – SCC	Pig instrumentado de alta resolução com sensores transversais.	Altamente eficaz	5 anos
Todos	Escavação seguida de inspeção visual ensaios não destrutivos, geralmente para correlação de pig instrumentado.	Altamente eficaz	5 anos
Prevenção de todos acima	Levantamento geológico da faixa e sua vizinhança e monitoração geotécnica com sensores piezométricos, patrulhamento aéreo, andarilho ou patrulha motorizada.	Regularmente eficaz	A frequência da monitoração poderá ser desde diária até anual (dependendo do nível de instabilidade do solo ao longo da faixa e de sazonalidade)

Tabela 3 - Mecanismos de dano, técnicas de inspeção e monitoração para Movimentação do Solo e frequência para plano de inspeção de oleoduto terrestre.

Mecanismo de dano - causado por Ações de Terceiros	Técnica de Inspeção Monitoração – Ação de Terceiros	Eficácia da Técnica	Frequência Inicial
Perda de espessura localizada devido à falha do revestimento externo	Pig instrumentado de média resolução.	Pobremente eficaz	3 anos
Perda de espessura localizada devido à falha do revestimento externo	Pig instrumentado de alta resolução.	Altamente eficaz	5 anos
Perda de espessura localizada devido à falha do revestimento externo	Pig geométrico.	Regularmente eficaz	5 anos
Mossa ou moosa com arrancamento de material	Pig geométrico.	Usualmente eficaz	5 anos
Perda de espessura localizada devido à falha do revestimento externo	Inspeção do revestimento externo pelo método passo a passo.	Usualmente eficaz	2 anos
Perda de espessura localizada devido a falha do revestimento externo	Inspeção do revestimento externo pelo método DCVG - Direct Current Voltage Gradient.	Altamente eficaz	2 anos
Trincamento devido a Corrosão sob Tensão - SCC devido a escorregamento de aterros e taludes	Pig instrumentado de alta resolução com sensores transversais.	Altamente eficaz	5 anos
Todos acima	Escavação seguida de inspeção visual ensaios não destrutivos, geralmente para correlação de pig instrumentado.	Altamente eficaz	5 anos
Prevenção de todos acima	Patrulhamento aéreo, andarilho ou patrulha motorizada.	Usualmente eficaz	Diária até anual (dependendo do nível de interferência)

Tabela 4 - Mecanismos de dano, técnicas de inspeção e monitoração para Ação de Terceiros e frequência para plano de inspeção de oleoduto terrestre.