

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo visa apresentar os conceitos fundamentais para o gerenciamento da integridade do duto. Por isto, a seguir, serão descritas as etapas do gerenciamento de integridade e risco do duto recomendadas por Muhlbauer [11] e pelas normas de integridade ASME B31.8S [10] e API1160 [2].

2.1. GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DO DUTO SEGUNDO A NORMA ASME B31.8S [10]

A ASME B31.8S [10] é um suplemento da ASME B31.8 [17] e um item mandatório da norma regulamentadora americana 49 CFR192 [18]. Sua finalidade é descrever as técnicas e atividades para avaliar e corrigir os riscos no transporte de gás, o que por sua vez irá reduzir tanto a frequência como a consequência dos incidentes [12].

As recomendações desta norma devem ser aplicadas a dutos terrestres que transportam gás. Igualmente, os princípios e os processos descritos podem ser empregados não apenas nos tubos, mas também nos acessórios das tubulações.

Para conhecer as condições do duto é necessário que o operador integre e analise as informações a fim de conhecer as regiões de maiores riscos de acidentes, avaliar a escala de severidade dos riscos e priorizar ações a serem tomadas. Esta norma detalha dois procedimentos para o gerenciamento da integridade: o método prescritivo e o método baseado em desempenho. Assim, o operador pode selecionar o emprego de um ou outro método no sistema de dutos, nas linhas individuais, nos trechos da tubulação e para cada ameaça existente.

O método prescritivo tende ser mais conservativo, requer uma quantidade menor de dados e análises e pode ser implementado seguindo as recomendações da norma e do seu apêndice A. Esta metodologia possui uma análise de risco mais simplificada (usa apenas nove categorias de ameaças), intervalos entre reavaliações menores e não permite intervalos de inspeção maiores do que os fixados pela norma.

Já o método baseado em desempenho requer maior conhecimento sobre o gasoduto e, por esta razão, são necessários mais dados. Uma análise de riscos mais elaborada utiliza cada uma das 21 causas de ameaças; apresenta resultados menos conservativos e maior flexibilidade na escolha dos métodos de avaliação de integridade. Além disto, permite a utilização de valores diferentes dos intervalos fixados, que, entretanto, exigem ser justificados por análise técnica.

Para a norma ASME B31.8S [10], o programa de Gestão de Integridade deve conter pelo menos 5 elementos básicos:

- Plano de Gestão de Integridade – elemento representado pelos resultados das etapas do programa de gerenciamento da integridade do duto. Nele são englobadas as práticas de detecção, mitigação [9] e prevenção das ameaças.
- Plano de Desempenho – elemento de avaliação do Plano de Gestão da Integridade, pois verifica a eficiência das técnicas de inspeção adotadas e ações mitigadoras.
- Plano de Comunicações – elemento válido para desenvolver e implementar uma comunicação efetiva entre as pessoas que participam do ciclo de vida do duto como os operadores, público em geral e autoridades competentes.
- Plano de Gestão de Mudanças – elemento que assegura que os possíveis impactos decorrentes das mudanças sobre o duto e sua integridade sejam identificados e analisados. O gerenciamento de mudanças do sistema, permanentes ou temporários, deve cobrir alterações técnicas, físicas, de procedimentos e gerenciais.

- Plano de Controle de Qualidade – elemento que assegura por meio de auditorias que o operador de duto está atendendo a todos os requisitos do programa de gerenciamento de integridade. Este plano inclui as etapas de desenvolvimento da documentação necessária, de implementação do plano e de manutenção do mesmo.

A norma ASME B31.8S [10] possui 3 apêndices cujos conteúdos são resumidos abaixo.

Apêndice A – Ameaças e Plano Prescritivo do Gerenciamento de Integridade – apresenta a descrição do Método Prescritivo para cada uma das nove categorias de ameaças.

Apêndice B – Avaliação Direta – apresenta informações desta metodologia de inspeção na avaliação da corrosão externa, interna e corrosão sob tensão.

Apêndice C – Elaboração de Solicitações Técnicas – procedimento para solicitações de revisão e interpretações da norma.

2.1.1. Etapas do Programa de Gestão de Integridade

O fluxograma do programa de Gestão da Integridade recomendado pela ASME B31.8S [10] é mostrado na figura 2.1 e suas etapas serão detalhadas a seguir.

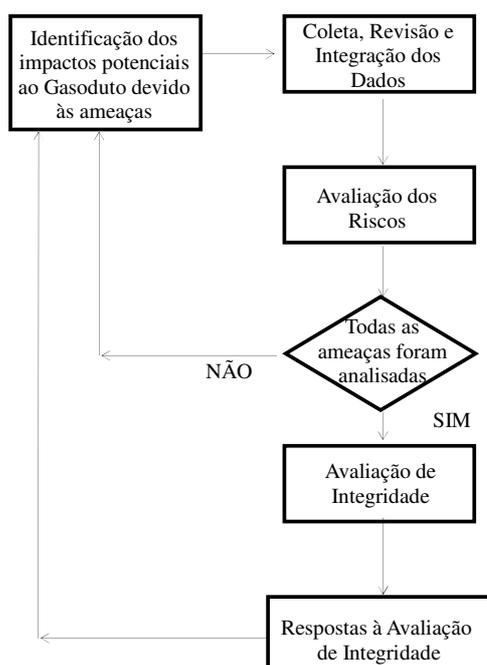


Figura 2.1 - Fluxograma ASME B31.8S [10]

2.1.1.1. Identificação das Ameaças

Para identificação das ameaças, esta norma adota a classificação elaborada e publicada pelo PRCI – *Pipeline Research Council International*. Deste modo, as ameaças são classificadas em 21 causas básicas e, agrupadas em 9 categorias de tipos de falhas em função da natureza e das características de crescimento de cada tipo. Estas categorias também foram subdivididas em 3 tipos de comportamento temporal das anomalias [2]. A seguir são apresentadas as classificações de cada uma das categorias.

a) Classificação quanto ao comportamento temporal das anomalias – 3 classificações.

- Dependente do Tempo – Anomalia que aumenta ou se torna mais severa com o serviço normal, a menos que sejam realizadas ações corretivas.
- Estável – Anomalia que normalmente não aumenta em serviço normal.
- Independente do Tempo – Anomalia que pode ou não ocorrer a qualquer momento, podendo ainda aumentar ou se tornar mais severa durante a operação normal.

b) Classificação quanto ao Tipo de Falha – 9 classificações.

- | | |
|---|---|
| • Corrosão Externa | • Ações por terceiros / Danos Mecânicos |
| • Corrosão Interna | • Falha Humana |
| • Corrosão Sob Tensão | • Danos causados por Forças Ambientais |
| • Defeitos de Fabricação | |
| • Defeitos de Soldagem/
Montagem (Defeitos de
Construção) | |
| • Defeitos em Equipamentos | |

c) Causas Básicas – 21 classificações.

- Corrosão Externa
- Corrosão Interna
- Corrosão Sob Tensão
- Defeito no Tubo
- Defeito na Costura do Tubo
- Defeito em Solda Circunferencial
- Defeito em Fabricação de Solda
- Enrugamento, Flambagem
- Rosca Espanada, Tubo Danificado, Falha de Acoplamento
- Falhas em Juntas/O-rings
- Falhas em Equipamentos de Controle/ Alívio
- Falhas em Selo/ Corpo de Compressores/ Bombas
- Equipamentos variados
- Danos Imediatos
- Danos Causados Anteriormente
- Vandalismo
- Erro Operacional
- Baixa Temperatura
- Raios
- Temporal/ Inundação
- Deslizamento de Terra

2.1.1.2.

Coleta, Revisão e Integração de Dados

Para esta etapa a norma estabelece que é necessário coletar, revisar e integrar as informações para entender às condições do duto, identificar os locais específicos das ameaças à integridade e conhecer as consequências públicas, ambientais e operacionais de um acidente.

O apêndice A deste trabalho lista as informações de um duto que devem ser coletadas, revisadas e integradas segundo a ASME B31.8S.

2.1.1.3.

Avaliação de Risco

A partir das etapas anteriores, é possível identificar os eventos e/ou condições que causariam a falha do duto como também conhecer a frequência e a consequência da ocorrência das ameaças existentes. Com estes resultados, o operador poderá: priorizar as ações que serão definidas no plano de gerenciamento de integridade, avaliar os métodos de inspeção empregados e ações mitigadoras realizadas, justificar a frequência de inspeções como a utilização de metodologias alternativas de inspeção.

A escolha do método de análise de risco que será utilizado: qualitativo ou quantitativo fica a critério do operador do duto.

2.1.1.4. Avaliação da Integridade do Duto

A norma ASME B31.8S [10] indica como principais métodos de avaliação de integridade: inspeção interna por pig (*In-Line Inspection*) [2], teste hidrostático, avaliação direta e outras metodologias consideradas adequadas ao operador do duto.

Nesta etapa os métodos de avaliação são selecionados considerando-se as limitações de detecção e dimensionamento para as ameaças identificadas em etapas anteriores. A partir da detecção das ameaças, devem ser aplicados critérios que classifiquem cada anomalia como aprovada ou reprovada. Aqui é recomendado ao operador fixar intervalos temporais de inspeção para monitorar as anomalias detectadas e averiguar o surgimento de novas indicações.

2.1.1.5. Respostas à Avaliação de Integridade de Dutos

Nesta fase, segundo a norma ASME B31.8S [10], a partir dos resultados obtidos pelos métodos de avaliação de integridade (por exemplo: inspeção interna por pig; teste hidrostático e avaliação direta) são planejadas e executadas ações mitigadoras, como por exemplo, reparos e atividades preventivas para remediar, reduzir e eliminar uma condição insegura ou ameaça.

2.1.1.6. Atualização, Integração, Revisão dos Dados e Reavaliação de Risco

Este processo deve ser feito periodicamente em intervalos regulares e quando há alguma alteração na malha do duto. Isto é importante para conhecer as condições mais recentes da linha a ser avaliada

2.2. GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DO DUTO SEGUNDO A NORMA API 1160 [2]

A API 1160 [2] tem como objetivo orientar o operador a gerenciar a integridade do duto. Suas recomendações devem ser aplicadas em dutos que transportam líquidos não fazendo restrições quanto ao tipo de material como a norma de integridade de gasodutos. A avaliação da integridade nesta norma é específica para os tubos, mas as recomendações podem ser aplicadas a acessórios instalados na malha dutoviária.

A norma API 1160 [2] propõe uma metodologia para avaliar o risco da tubulação e tomar decisões com a finalidade de reduzir a quantidade e consequência de falhas.

Nesta metodologia é recomendado ao operador de duto identificar as áreas de alta consequência [2,7] para averiguar os efeitos dos vazamentos. Após esta identificação, é necessário coletar e integrar as informações para conhecer as condições atuais da linha. A partir da coleta e integração de dados, o operador pode avaliar o risco de falhas com a finalidade de priorizar as regiões que merecem maior atenção. Com os resultados da avaliação de risco é elaborado um plano de gestão de integridade onde o operador apresenta as ações que deverão ser executadas para reduzir o risco e a quantidade das anomalias existentes na tubulação. Para isto são selecionados e efetuados métodos de avaliação de integridade e reparos, e em seguida, são realizadas medidas corretivas cujos resultados são avaliados com a revisão do plano de gestão de integridade.

A norma ainda indica que o programa do gerenciamento de integridade do duto deve ser avaliado e modificado segundo períodos previamente recomendados para adequar as alterações realizadas no sistema operacional do duto e averiguar se as atividades recomendadas respondem às condições atuais do sistema.

A norma API 1160 [2] apresenta 4 apêndices cujos conteúdos são resumidos abaixo.

Apêndice A – Tipos de anomalias e causas – descreve as principais anomalias encontradas nas tubulações e suas principais causas.

Apêndice B – Métodos de reparo – apresenta os métodos de reparo recomendados pela norma.

Apêndice C – Formulário para registro de vazamento – apresenta um modelo de formulário para registro de vazamentos.

Apêndice D – Modelo de Formulário – apresenta um modelo de formulário utilizado pelo PPTS (*Pipeline Performance Tracking System*) que é um sistema para compreender e melhorar o desempenho da indústria de dutos de petróleo.

2.2.1. Etapas do Programa de Gestão de Integridade

O fluxograma do programa de Gestão da Integridade recomendado pela API 1160 [2] é mostrado na figura 2.2 e suas etapas serão detalhadas a seguir.

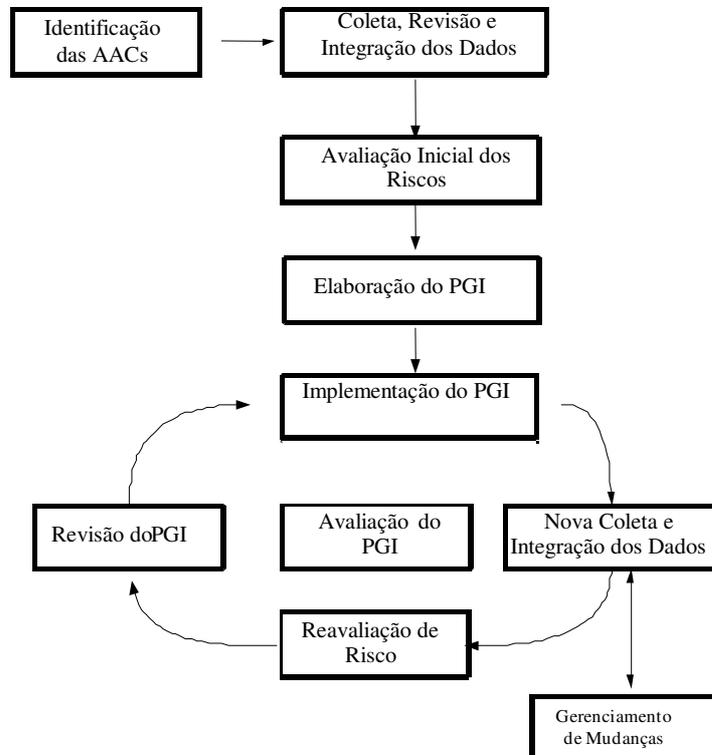


Figura 2.2 - Fluxograma API 1160 [2]

2.2.1.1. Identificação das Áreas de Alta Consequência (AAC)

Nesta fase são identificados os trechos onde possíveis vazamentos podem afetar a população, o ambiente ou atividades comerciais. Os resultados desta etapa são utilizados na coleta de dados, avaliação inicial de riscos e na implementação do plano de Gestão de Integridade.

Para identificar os impactos, o operador de dutos deve considerar: as consequências dos vazamentos; as características do produto transportado; as condições operacionais e de projeto do duto; a frequência de fatores ambientais e externos na região e o plano de comunicação adotado.

Por ser uma norma americana, as áreas de alta consequência são definidas pela norma regulamentadora para oleodutos (49 CFR 195 [19]) e informações como mapas e bancos de dados são fornecidos pelo governo dos EUA por meio do *Office of Pipeline Safety* (OPS).

2.2.1.2. Coleta, Revisão e Integração dos Dados

Nesta etapa deve-se coletar e integrar informações de operação, manutenção, projeto, histórico de operação e falhas. A norma apresenta um sumário dos dados que devem ser coletados para que o operador possa conhecer as condições do duto, porém não agrupa as ameaças em categorias como é feito pela norma ASME B31.8S [10] e pelo modelo de Muhlbauer [11] que será apresentado nos itens posteriores.

O apêndice A deste trabalho lista as informações de um duto que devem ser coletadas, revisadas e integradas segundo a API 1160.

2.2.1.3. Avaliação Inicial de Risco

Com o uso de dados coletados, consistentes, atualizados e integrados na etapa anterior, é possível avaliar o risco de falhas no duto.

Para a norma API 1160, a frequência de falhas é estimada considerando variáveis, por exemplo: corrosão (externa, interna e sob tensão), danos por

ações de terceiros, movimentação de terra, forças naturais (movimentação de terra, raios, inundações, temperaturas climáticas altas e outras), falhas operacionais e de projeto do duto. Já a consequência de falhas é estimada considerando variáveis como: danos ao meio ambiente, danos à população, interrupção do negócio (transporte de produtos), tamanho e abrangência do vazamento e periculosidade do produto.

Para a avaliação inicial do risco, o operador deve identificar eventos que ameacem a integridade e determinar o risco representado por estes eventos, indicando a probabilidade de um vazamento e suas consequências. A norma não define uma metodologia específica para a avaliação de risco, mas informa que são aceitas análises qualitativas [8], quantitativas [8] ou a combinação de ambas.

Após a avaliação dos riscos, é necessário classificar os resultados para priorizar as ações mitigadoras e selecionar o método de avaliação de integridade mais adequado para identificar as ameaças do duto. Ainda são recomendadas pela norma, a atualização dos dados e uma nova avaliação de risco a fim de verificar se ações feitas reduziram o risco de falhas. Este processo que envolve a avaliação de risco, atividades ligadas à manutenção, inspeção e reintegração dos dados para futuras análises de riscos é definido pela norma como gerenciamento de risco [7,12].

2.2.1.4.

Elaboração do Plano Básico de Gestão de Integridade

O plano básico de gestão de integridade é desenvolvido a partir dos resultados da coleta e integração de dados e, da avaliação inicial de risco. Este plano deve reunir ações relacionadas à inspeção como também as atividades preventivas e mitigadoras identificadas durante o processo de avaliação de risco. É na elaboração do plano básico de gestão de integridade que são determinados os intervalos de inspeção e selecionadas as técnicas de inspeção visto que são dependentes dos resultados da avaliação de risco e das anomalias existentes no duto.

Como métodos de avaliação de integridade do duto a norma recomenda o teste hidrostático, inspeções internas por pig individualmente ou uma combinação destas técnicas, além do emprego de técnicas equivalentes.

2.2.1.5. Implementação do Plano de Gestão de Integridade

Com o plano de gestão de integridade finalizado, o operador deve implementar as atividades planejadas e avaliar os resultados. Caso haja necessidade a norma permite a execução de reparos para reduzir o risco de falhas. O apêndice B da norma fornece uma descrição das técnicas de reparo mais comuns e para corrigir diferentes tipos de anomalias.

Como ações mitigadoras a norma recomenda: prevenção de ações de terceiros, controle de corrosão, detecção de vazamentos espontâneos, redução do impacto de vazamento e redução da pressão de operação do duto. No que diz respeito aos processos corrosivos são indicadas como práticas de controle da corrosão: o monitoramento e a manutenção do sistema de proteção catódica [20], a reabilitação do revestimento do duto e a limpeza interna.

2.2.1.6. Revisão do Plano de Gestão da Integridade

Esta etapa ocorre após a implementação do plano e seu objetivo é avaliar e modificar o programa de gestão de integridade para adequar as alterações realizadas no sistema operacional do duto e averiguar se as atividades recomendadas respondem às condições atuais do sistema. Portanto, estão incluídas nesta etapa: a reavaliação do risco e a revisão das ações mitigadoras, da execução e do planejamento de inspeções.

2.2.1.7. Avaliação do Plano de Gestão da Integridade

Esta etapa deve incluir a eficiência do método de avaliação de integridade adotado, das ações preventivas e mitigadoras de controle de risco.

A API 1160 [2] indica que o operador deve utilizar ao menos 10 fatores para avaliar o plano de gestão de integridade. No entanto, a norma apresenta apenas os 5 fatores essenciais: a redução do volume vazado, número de vazamentos não intencionais, porcentagem das atividades do plano de integridade cumpridas, eficiência de comunicação com a comunidade e descrição periódica sobre a integridade do duto.

2.2.1.8. Gerenciamento de Mudanças

Aqui, o operador do duto deve ter conhecimento das mudanças antes ou logo após a sua ocorrência a fim de garantir que as mesmas não aumentem os riscos e para atualizar e revisar o plano de integridade. Esta etapa é importante, pois qualquer alteração no sistema de duto pode afetar a validade do programa de integridade.

2.3. GERENCIAMENTO DE RISCO SEGUNDO MUHLBAUER [11]

Enquanto as normas de integridade consideram todas as etapas do gerenciamento de integridade, Muhlbauer [11] apresenta em detalhes uma delas, o gerenciamento do risco – processo que envolve a avaliação de risco, atividades ligadas à manutenção, inspeção e reintegração dos dados para futuras análises de riscos.

A proposta de Muhlbauer [11] é apresentada no livro *Pipeline Risk Management Manual* [11] e tem como objetivo orientar o operador de dutos, fornecendo ao mesmo um procedimento para estabelecer e gerenciar níveis aceitáveis de risco. Este modelo de gerenciamento de risco resume as ameaças que podem induzir e influenciar as falhas nos dutos em quatro categorias: ações de terceiros [9,11], corrosão [1,11], projeto [1,11] e erros operacionais [11]. A partir da identificação de cada tipo de ameaça, Muhlbauer [11] propõe que a taxa de risco relativo seja calculada através da razão entre o somatório dos índices estabelecidos para cada categoria, que pode variar de 0 (alto risco) a 400 (baixo risco), com o fator de impacto de vazamento. A aplicação do método é subjetiva, uma vez que as ponderações atribuídas a cada variável representam opiniões de pessoas que apresentam bastante experiência, e ainda, são susceptíveis de serem modificados se o analista de risco assim o determina. Nesta metodologia, as consequências do incidente são representadas pelo fator de impacto que considera o produto transportado, o volume que foi derramado durante o vazamento, os tipos de vazamentos e as áreas atingidas.

2.3.1. Etapas do Gerenciamento de Risco

A seguir são apresentadas as etapas para o gerenciamento de risco.

2.3.1.1. Seleção do Modelo de Risco

O modelo de risco é o conjunto de algoritmos ou regras que utiliza as informações disponíveis e as relaciona para medir os níveis de risco ao longo do duto. Assim, o operador deve selecionar o conjunto de algoritmos ou regras que melhor atenda às suas necessidades, podendo ser um modelo customizado ou padronizado.

O apêndice E do livro *Pipeline Risk Management Manual* [11] apresenta alguns modelos de cálculos para avaliação de risco.

2.3.1.2. Coleta, Análise e Integração de Dados

Etapa em que são coletadas, revisadas e integradas as informações necessárias para conhecer as condições do duto, bem como identificar os locais específicos das ameaças à integridade e também conhecer as consequências públicas, ambientais e operacionais de um acidente.

2.3.1.3. Segmentação

Com os dados coletados e integrados, o operador deve observar as regiões que apresentam características de riscos constantes, por exemplo, os trechos com mesma taxa de corrosão. Como situações de riscos constantes em dutos são raras, o operador pode optar por dividir o duto em segmentos. Para isso, é necessário conhecer as ameaças de risco e classificá-las segundo a sua frequência e magnitude de mudança para uma segmentação.

Nessa etapa, recomenda-se utilizar as informações de densidade populacional, condições do solo e do revestimento, como também a idade da tubulação. Baseado na lista das ameaças mais críticas, o operador pode realizar uma segmentação prévia do duto. Caso o número de trechos seja considerado

muito grande, o operador deve reduzir a lista excluindo as ameaças de baixo risco até atingir um número apropriado e adequado de trechos a serem investigados.

Para Muhlbauer [11], o operador pode segmentar o duto de forma fixa ou dinâmica. Na metodologia de segmentação por comprimento fixo, o operador secciona o duto baseado em comprimentos fixos como a cada 1.0 km, entre estações de compressão ou entre válvulas de bloqueio. No entanto, este tipo de abordagem reduz a precisão e aumenta os gastos da avaliação de risco, pois há possibilidade de ser conservador num trecho e displicente em outro, já que esse método não leva em conta as variações do sistema como mudanças de espessuras, diâmetro, densidade populacional e outros fatores.

Já no método de segmentação dinâmica, o operador considera as mudanças que ocorrem ao longo do duto. É a segmentação mais apropriada para um duto, pois um novo segmento é criado a partir das alterações associadas ao projeto, ao solo, à população e a outras variáveis. Nesta abordagem o comprimento do segmento do duto não é importante desde que as suas características permaneçam constantes. A dificuldade desta metodologia é o controle das alterações que podem ocorrer no duto. Quando alguns trechos apresentarem o mesmo índice de risco, é necessário comparar seus comprimentos e considerar para a avaliação de risco o trecho de maior comprimento. Para minimizar as incertezas inseridas no sistema, pode-se aplicar a média ponderada em relação aos comprimentos que estão sendo estudados. Este procedimento deve ser realizado com cautela, uma vez que ao se aplicar a média, o trecho de maior comprimento pode mascarar o resultado de risco encontrado, pois um trecho de menor comprimento pode ter um risco mais alto.

2.3.1.4. Avaliação de Risco

Nesta etapa o modelo de risco selecionado é aplicado para cada trecho do duto. Por meio da avaliação de risco, que deve ser feita periodicamente para serem verificadas as alterações das condições do duto, priorizam-se as ações que devem ser tomadas para a redução do risco, considerando não somente os mecanismos de falhas (corrosão, ação de terceiros, erros operacionais e de projeto) como também a frequência de vazamentos no decorrer dos anos.

os principais mecanismos de falhas e, na etapa subsequente é verificado o fator de impacto de vazamento, ou seja, a consequência de falha do duto. O fator de impacto de vazamento combinado com a soma dos índices de cada mecanismo de falha resulta no risco para cada segmento do duto.

Risco = Índice Categorias ÷ Fator de Impacto de Vazamento
--

2.3.1.5. Gerenciamento de Risco

Etapa que envolve a tomada de decisão a partir da avaliação de risco, atividades ligadas à manutenção, inspeção e reintegração dos dados para futuras análises de riscos com a finalidade de eliminar o mecanismo de falha. No entanto, caso isto não seja possível, torna-se necessário realizar ações mitigadoras sobre os danos.

2.3.2. Sistema de Pontuação de Muhlbauer [11]

Muhlbauer [11] divide as ameaças da integridade de um duto em 4 categorias: ações de terceiros, corrosão, projeto e erros operacionais.

A cada uma das categorias são atribuídas pontuações, como mostra a tabela 2.1. No sistema de pontuação proposto por Muhlbauer [11] quanto maior o número de pontos encontrado para a falha, maior é o indicativo de segurança para o duto.

Tabela 2.1 – Pontuação Muhlbauer [11]

AMEAÇAS - PONTUAÇÃO TOTAL: 0 – 400 PTS		
AÇÕES DE TERCEIROS		
Fator Influenciador	Pontuação	Peso
Condições da Faixa do Duto	0 – 5 pts	5%
Instalações acima do Solo	0 – 10 pts	10%
Frequência de Patrulhamento	0 – 15 pts	15%
Programa de Conscientização Pública	0 – 15 pts	15%
Posicionamento do Duto	0 – 15 pts	15%
Nível de Atividade	0 – 20 pts	20%
Profundidade Mínima de Cobertura	0 – 20 pts	20%
Total	0 – 100 pts	100%

CORROSÃO			
Fator Influenciador	Pontuação	Peso	
Corrosão Atmosférica	0 – 10 pts	10%	
<i>Revestimento de Proteção</i>	0 – 3 pts		
<i>Tipos de atmosfera</i>	0 – 2 pts		
<i>Forma de exposição do duto à atmosfera</i>	0 – 5 pts		
Corrosão Interna	0 – 20 pts	20%	
<i>Corrosividade do Produto</i>	0 – 10 pts		
<i>Prevenções</i>	0 – 10 pts		
Corrosão Externa	0 – 70 pts	70%	
<i>Esforços mecânicos atuantes no duto</i>	0 – 5 pts		
<i>Corrosividade do Solo</i>	0 – 15 pts		
<i>Condições do meio em que o duto está instalado</i>	0 – 20 pts		
<i>Proteção Catódica</i>	0 – 25 pts		
<i>Correntes de interferência</i>	0 – 10 pts		
<i>Eficiência da Proteção Catódica</i>	0 – 15 pts		
<i>Revestimento</i>	0 – 25 pts		
<i>Adequação (Qualidade e Aplicação)</i>	0 – 10 pts		
<i>Condições (Inspeção e Correções)</i>	0 – 15 pts		
Total	0 – 100 pts		100%

PROJETO		
Fator Influenciador	Pontuação	Peso
Potencial de ocorrência de aumento súbito de pressão [11]	0 – 10 pts	10%
Movimentos do solo	0 – 15 pts	15%
Fadiga [11]	0 – 15 pts	15%
Inspeções e testes	0 – 25 pts	25%
Fator de Segurança	0 – 35 pts	35%
Total	0 – 100 pts	100%

ERROS OPERACIONAIS		
Fator Influenciador	Pontuação	Peso
Projeto	0 – 30 pts	30%
<i>Verificações</i>	0 – 2 pts	
<i>Seleção dos Materiais</i>	0 – 2 pts	
<i>Identificação do Perigo</i>	0 – 4 pts	
<i>Sistemas de Segurança</i>	0 – 10 pts	
<i>Máxima Pressão de Operação</i>	0 – 12 pts	
Construção	0 – 20 pts	20%
<i>Revestimento</i>	0 – 2 pts	
<i>Manuseio de Materiais e Componentes</i>	0 – 2 pts	
<i>Condições de enterramento</i>	0 – 2 pts	
<i>Juntas</i>	0 – 2 pts	
<i>Material</i>	0 – 2 pts	
<i>Inspeção</i>	0 – 10 pts	35%
Operação	0 – 35 pts	
<i>Programas de Segurança</i>	0 – 2 pts	
<i>Teste Antidrogas</i>	0 – 2 pts	
<i>SCADA [1] / Comunicação</i>	0 – 3 pts	
<i>Inspeções/Mapas/ Registros</i>	0 – 5 pts	

ERROS OPERACIONAIS		
Fator Influenciador	Pontuação	Peso
<i>Emprego de mecanismos mecânicos contra erros operacionais</i>	0 – 6 pts	
<i>Procedimentos</i>	0 – 7 pts	
<i>Treinamento</i>	0 – 10 pts	
Manutenção	0 – 15 pts	15%
<i>Documentação</i>	0 – 2 pts	
<i>Planejamento</i>	0 – 3 pts	
<i>Procedimentos</i>	0 – 10 pts	
Total	0 – 100 pts	100%

FATOR DE IMPACTO (FI)

FI = PERICULOSIDADE DO PRODUTO X VOLUME VAZADO X DISPERSÃO DO PRODUTO X RECEPTORES

PERICULOSIDADE DO PRODUTO	
Fator Influenciador	Pontuação
Periculosidade do Produto	0 – 22 pts
Aguda	0 – 12 pts
<i>Inflamabilidade</i>	0 – 4 pts
<i>Reatividade</i>	0 – 4 pts
<i>Toxicidade</i>	0 – 4 pts
Crônica, RQ	0 – 10 pts
Volume Vazado	Não há recomendação
Dispersão do Produto	Não há recomendação
Receptores	Não há recomendação
<i>Densidade Populacional</i>	
<i>Considerações sobre o Ambiente</i>	
<i>Áreas de Alta Consequência</i>	

Risco = Somatório da Pontuação de Cada Ameaça
Fator de Impacto de Vazamento

Vale ressaltar que ao empregar o modelo de Indexação (Sistema de Pontuação) recomendado por Muhlbauer [11], o operador do duto deve utilizar a experiência da sua empresa ou outras informações disponíveis para criar seus próprios valores e suas ponderações.

2.4. RESUMO & COMPARAÇÃO DAS NORMAS DE INTEGRIDADE E O MODELO DE MUHLBAUER [11]

Cada uma das ameaças à integridade do duto indicadas pelas normas ASME B31.8S [10] e API 1160 [2] e, o livro *Pipeline Risk Management Manual*, escrito por W. Kent Muhlbaauer [11] foram listadas na tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Resumo das ameaças das normas ASME B31.8S [10] e API 1160 [2] e do modelo de Muhlbaauer [11]

Falhas - ASME B31.8S [10]	Falhas - API 1160	Falhas – Muhlbaauer [11]
Ações por Terceiros / Danos Mecânicos	Danos por Ações de Terceiros	Ações de Terceiros
Corrosão Externa	Corrosão Externa	Corrosão (Atmosférica, Externa, Interna)
Corrosão Interna	Corrosão Interna	
Corrosão Sob Tensão	Corrosão Sob Tensão	
Falha Humana	Falhas Operacionais do Duto	Erros Operacionais
Danos Causados por Forças Ambientais Defeitos de Fabricação Defeitos de Soldagem/ Montagem (Defeitos de Construção) Defeitos em Equipamentos	Danos Causados por Forças Naturais Defeitos de Fabricação Defeitos de Soldagem/ Montagem (Defeitos de Construção) Defeitos em Equipamentos Falhas de Projeto do Duto	Projeto

A partir da comparação das ameaças foi observado que diferente do que ocorre na etapa de identificação de ameaças da norma ASME B31.8S [10] e do modelo de Muhlbaauer [11], a API 1160 [2] não agrupa as ameaças em categorias. Ao longo da norma API 1160 [2] apenas são informados os dados que usualmente são considerados na avaliação de risco e, além disso, apresenta um apêndice que contém um formulário de registro de vazamento que pode auxiliar o operador a coletar as informações para uma futura avaliação de risco.

O apêndice A, deste trabalho, apresenta 4 grupos que devem ser considerados na avaliação de risco do duto: ações de terceiros, projeto, erros operacionais e corrosão. Notar que os grupos são os mesmos propostos pelo gerenciamento de dutos de Muhlbaauer [11]. As características de cada grupo foram listadas e comparadas para que em trabalhos futuros fosse elaborado um guia que auxiliasse o operador a avaliar as ameaças do duto no decorrer do gerenciamento de integridade.