

# CONSIDERAÇÕES ACERCA DA ANÁLISE DE RISCO EM LINHAS DE DUTOS OFFSHORE

**Alexandro G. Schäfer<sup>1</sup>; Waldir T. Pinto<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>FURG - Depto. de Matemática. FURG, Rio Grande, RS - a.schafer@ig.com.br

<sup>2</sup>FURG – Depto. de Materiais e Construção FURG, Rio Grande, RS – w\_pinto@dmc.furg.br

**RESUMO:** Falhas em linhas de dutos que transportam substâncias perigosas podem representar grandes riscos, impondo ameaças às pessoas, ao meio ambiente e às propriedades. Devido às características adversas do ambiente oceânico, os riscos que incidem sobre linhas de dutos offshore são maiores do que em linhas de dutos convencionais localizadas em terra. Analisar os fatores que podem contribuir para a ocorrência de falhas e suas conseqüências permite uma percepção do potencial de ocorrência de uma falha. Muhlbauer identificou detalhadamente aproximadamente 300 diferentes condições que exercem influência na avaliação do risco e propôs um sistema de pontuação que é conhecido como método de Muhlbauer. O presente artigo aborda a análise e gerenciamento do risco em linhas de dutos offshore com base no modelo de Muhlbauer.

**PALAVRAS-CHAVE:** risco, análise, estruturas offshore.

## 1. INTRODUÇÃO

Desde que linhas de dutos foram instaladas em águas rasas nos anos 1950, dificuldades técnicas de operação e manutenção dessas linhas no ambiente oceânico vêm desafiando a indústria. Hoje, estes desafios estão multiplicados, pois as linhas de dutos coexistem com portos, áreas de pesca e outras instalações offshore.

De acordo com Morris [7], em áreas offshore nos Estados Unidos, a corrosão foi a maior causa de falhas em linhas de dutos (50%) entre 1967 e 1990, com atividades marítimas contabilizando 14% e forças naturais 12% das causas conhecidas em um universo de 1047 falhas registradas em linhas de dutos. Entretanto, quase todos os episódios com mortes, prejuízos e poluição foram originados por danos causados por embarcações. Mortes e prejuízos são associados aos gasodutos que, devido ao gás inflamável e altamente comprimido, apresenta potencial de explosão mais alto do que a maioria das linhas que transportam líquidos. Embora a corrosão tenha sido a causa de um grande número de vazamentos, a maior parte da poluição (em volume de produto derramado) foi causada por danos aos dutos devido ao choque de âncoras.

Como se pode perceber nestes dados amostrais, a causa que prevaleceu não foi a que ocasionou maior quantidade de danos. Quando os acidentes ocorridos em águas rasas são incluídos na análise, percebe-se que atividades marítimas (danos por terceiros) e forças naturais têm um papel ainda maior.

A natureza dinâmica das operações em linhas de dutos offshore torna o cenário de risco mais complexo. Instalações offshore são normalmente construídas para facilitar a extração de campos de hidrocarbonetos. A localização exata destes campos dificilmente é conhecida com precisão. Os custos para recuperar os hidrocarbonetos e seu valor no mercado mundial são apenas valores estimados. Conseqüentemente, é comum uma linha de dutos ser abandonada por longos períodos de tempo até que as condições econômicas modifiquem-se para garantir seu retorno ao serviço ou até a tecnologia superar algum obstáculo que pode ter deixado a linha ociosa. Muitas linhas são utilizadas em serviços para os quais elas não foram originalmente projetadas. Pressões, taxa de fluxo, velocidades e a composição do material

transportado modificam-se quando novos campos são acrescentados ou campos de extração existentes cessam a produção. As propriedades das linhas de dutos podem ser modificadas quando novos operadores percebem que eles podem aumentar a rentabilidade de uma operação.

Quando linhas de dutos são colocadas em um ambiente onde homens não podem viver ou trabalhar sem sistemas de suporte a vida, operações adicionais e desafios de manutenção são óbvios. Inspeção, manutenção, reparo e modificação requerem barcos, equipamentos especiais e alta qualificação da mão de obra. Tais operações normalmente são limitadas pela água e ocorrem em ritmo mais lento do que operações similares em terra, o que leva ao aumento dos custos.

Segundo Papadakis [7], a ocorrência de falhas em linhas de dutos que transportam substâncias perigosas podem representar grandes riscos. Liberações de materiais combustíveis ou tóxicos podem ser eventos iniciais de acidentes com efeitos catastróficos. Apesar da ocorrência de diversos incidentes ao redor do mundo, é reconhecido que as linhas de dutos são um dos meios mais seguros de transportar grandes volumes de produtos perigosos. A frequência de falhas, o tipo e extensão das conseqüências do acidente variam dependendo da substância transportada, do tipo de rede da linha de dutos, entre outros fatores.

O risco em uma linha de dutos é algo que deve ser administrado. Embora dificilmente seja possível a predição de todas as falhas na linha de dutos, é possível listar o que se acredita serem fatores importantes que podem contribuir para a ocorrência destas. Com a análise destes fatores e suas interações, pode-se obter uma avaliação quantitativa do potencial relativo de ocorrência de uma falha.

Muhlbauer fez uma identificação detalhada de aproximadamente 300 diferentes condições que influenciam a avaliação de risco em uma linha de dutos e propôs um sistema de pontuação que é conhecido como método de Muhlbauer. Este método avalia, mediante a atribuição de pesos as diversas variáveis que influenciam no Risco de linhas de dutos.

O modelo de avaliação de risco proposto por Muhlbauer foi desenvolvido tendo como base as linhas de dutos terrestres, apresentando a possibilidade de extensão para as linhas de dutos offshore mediante a consideração de fatores diversos. Assim, o modelo de avaliação de linhas de dutos offshore é considerado um caso especial do modelo básico de avaliação de risco básico.

Assim como nas linhas terrestres, os dados relacionados a segurança das linhas offshore são limitados. Não é possível fazer correlações significantes entre todos os fatores que, acredita-se, têm um papel significativo na frequência e conseqüência dos acidentes. Os fatores podem, entretanto, ser identificados e considerados de uma maneira um pouco qualitativa, dependendo da aquisição de maior quantidade de dados estatísticos significantes. Por esta razão, e por causa da consistência, é recomendada uma aproximação para linhas offshore com base na comparação das análises de linhas de dutos terrestres.

## **2. O SISTEMA DE PONTUAÇÃO PARA A AVALIAÇÃO DE RISCO EM LINHAS DE DUTOS**

A técnica de avaliação de risco apresentada neste trabalho, com base em Muhlbauer [6], pode ser descrita como um sistema de pontuação. É um híbrido de vários métodos de avaliação de risco e cai parcialmente na categoria de avaliação subjetiva de risco. Valores numéricos (pesos) são atribuídos às condições no sistema de linha de dutos que contribuem para o cenário de risco. A pontuação é determinada por uma combinação de valores estatísticos com a experiência de operadores). A grande vantagem desta técnica é que um espectro de informação muito amplo pode ser incluído. O cenário de risco na linha de dutos é examinado em duas etapas. A primeira etapa é uma especificação detalhada de todos

os eventos razoavelmente previsíveis que podem conduzir a falhas em uma linha de dutos (O que pode dar errado? e Qual a probabilidade?) e a atribuição de uma pontuação relativa a cada um. A segunda etapa corresponde a uma análise das conseqüências em potencial da ocorrência de uma falha. Esta segunda etapa relaciona-se com o perigo relativo constante – sua natureza aguda e crônica. A primeira etapa destaca opções operacionais e de projeto que podem modificar a exposição ao risco.

Na primeira etapa, tem-se o item soma, subdividido em quatro itens. Estes correspondem a categorias típicas das falhas nos acidentes em linhas de dutos. Cada item reflete uma área geral ao qual, historicamente, são atribuídos os acidentes em linhas de dutos. Dividindo cada um dos quatro itens em vários índices e atribuindo valores a eles, o avaliador chega a um valor numérico para cada item. Os quatro itens avaliados são então somados, chegando-se a um valor total. Este valor será usado na próxima etapa quando os perigos em potencial são considerados. Os valores individuais dos índices são preservados para a realização de análises mais detalhadas.

Na segunda etapa, é realizada uma análise detalhada levando-se em conta as conseqüências em potencial de uma falha na linha de dutos. Características do produto transportado, condições de operação da linha de dutos, e a situação da linha são consideradas para chegar a um “fator de conseqüência”, que é chamado “fator impacto de vazamento” e inclui perigos agudos e crônicos associados com a liberação do produto. O “fator impacto de vazamento” é combinado com o item soma (por divisão) para chegar-se a uma pontuação final de risco. Esta técnica é repetida para cada seção da linha de dutos e o resultado final é um valor numérico de risco para cada seção.

### **3. PROGRAMA BÁSICO DE PONTUAÇÃO PARA SISTEMAS DE LINHAS DE DUTOS EM AMBIENTE OFFSHORE**

Sistemas de linhas de dutos offshore são linhas de transmissão – linhas longas, de grande diâmetro, , ou linhas associadas diretamente com a produção. Para fins deste programa de avaliação de risco, as duas são consideradas da mesma forma. A pontuação para o modelo avaliação de risco offshore será similar ao modelo para linhas de transmissão terrestre – o modelo de risco básico. Apesar deste módulo ser voltado a ambientes oceânicos e marinhos, a maioria dos conceitos são aplicáveis, para rios, lagos, ou mesmo travessia de pântanos.

Uma diferença significativa entre as linhas de dutos terrestres e offshore é que, em ambiente offshore, o duto normalmente terá uma cobertura pesada (como concreto) para impedir a flutuação da linha e para proteger o duto de corrosão. Esta cobertura de concreto tem um importante papel na prevenção de danos devido à ação de terceiros e controle da corrosão e, em menor grau, nas considerações de projeto. As instalações abandonadas também podem ser incluídas nesta avaliação como um risco à segurança pública.

#### **3.1. Seccionamento da linha de dutos**

O seccionamento da linha de dutos envolve algumas reflexões. Seções mais longas e em menor quantidade terão dados rapidamente reunidos e manipulados, mas podem envolver cálculos de médias para as características em avaliação ou permitir que condições de pior caso sejam adotadas para a seção inteira. Seções mais curtas e numerosas necessitarão maior quantidade de dados reunidos e manipulados, mas ter-se-á um aumento da precisão. Uma maneira comum é iniciar o processo de avaliação de risco com poucas e longas seções e, com

o passar do tempo, dividi-las em seções mais curtas. Isto possibilita a realização de análises de grandes cenários, que são mais rápidas e análises mais detalhadas quando mais recursos financeiros estiverem disponíveis.

Em ambiente offshore, típicas quebras de seção incluem:

- Modificações nas especificações do duto
- Modificações na profundidade da água
- Modificações na profundidade de cobertura
- Válvulas de bloqueio
- Plataformas
- Modificações no nível das atividades (tráfego de embarcações, densidade de linha de dutos, etc).

### **3.2. Índice danos devido à ação de terceiros**

A frase “danos devido à ação de terceiros” da maneira como é utilizada aqui refere-se a qualquer dano acidental causado ao duto por atividades de pessoas que não sejam os funcionários que trabalham diretamente na linha de dutos. Note que no caso de operações offshore, causas de danos devido a ação de terceiros incluem o resultado de execução de atividades em plataformas ou trabalhos em outras linhas de dutos. Embora os trabalhadores possam ser empregados da mesma companhia da linha de dutos, eles serão considerados como não sendo trabalhadores da linha de dutos e então o dano será atribuído a ação de terceiros. Danos causados por terceiros são os responsáveis pela maioria das mortes ainda que não sejam causa do maior número de acidentes em dutos.

#### **3.2.1. Profundidade da cobertura**

A cobertura, como um meio para reduzir danos devido à ação de terceiros, na verdade tem dois componentes na maioria dos casos offshore: profundidade da água e profundidade de enterramento do duto no fundo do oceano. Cada um pode proporcionar um grau de proteção aos danos devido a ação de terceiros já que o aumento da profundidade da água normalmente limita o número de atividades que podem ser prejudiciais a uma linha de dutos, e a profundidade de enterramento no fundo do oceano proporciona uma barreira física contra o dano. Note que linhas de dutos submersas também sofrem a ameaça de danos oriundos de objetos derrubados (de embarcações, plataformas, etc), o que é minimizado pelas barreiras protetoras.

É difícil de obter um conhecimento preciso da espessura da cobertura. Levantamentos de perfis são necessários para monitorar as modificações constantes no solo oceânico. A frequência dos levantamentos deve ser dependente das condições da água (ação de ondas e correntes), e sobre o leito oceânico e estabilidade de bancos, como é evidenciado pelas observações históricas. Na pontuação de profundidade da cobertura, o avaliador também deve levar em conta a incerteza do conhecimento. Esta incerteza depende da precisão dos dados levantados.

#### **3.2.2. Nível de atividade**

Neste item, o avaliador julga a probabilidade de ocorrência de atividades potencialmente danosas próximas à linha de dutos. Por simplicidade e consistência, uma lista de atividades ou condições pode ser gerada para guiar a avaliação. Indicação de altos níveis de atividade incluem tráfego intenso de navios, alta densidade de outras estruturas offshore (incluindo outras linhas de dutos) e atividades realizadas na costa. Qualquer um destes fatores aumenta o potencial de ocorrência de danos em linhas de dutos. Atividades mais específicas a

serem avaliadas incluem pesca, dragagem, ancoragem, construções, atividades de plataformas, escavações, detonações sob a água, mergulho, operações de salvamento e tráfego de barcos recreativos.

O dano potencial é dependente das características do objeto que atinge a linha de dutos. Força, área de contato, ângulo de ataque, velocidade, momento e taxa de carregamento estão entre estas características. Conseqüências potenciais do contato incluem danos a cobertura, a anodos, e a parede do duto, possivelmente levando a ruptura imediatamente ou após a contribuição de algum outro evento.

De acordo com as informações do modelo básico de avaliação de risco, uma classificação destinada especificamente para linhas offshore é apresentada abaixo:

Alto	0 pts
Tráfego intenso de navios	
Proximidades de costas com população residindo nas imediações	
Áreas de dragagem	
Proximidades de áreas normais de ancoragem para ancoras com carga alta	
Atividades de construção	
Área onde danos devido a ação de terceiros ocorreram no passado	
Presença de outras estruturas offshore	
Médio	8 pts
Proximidade de costas com presença ocasional humanos	
Algum trafego de navios	
Áreas de pesca onde principalmente equipamentos não ameaçadores são utilizados	
Áreas de ancoragem ocasional de âncoras com carregamento alto	
Áreas de ancoragem de pequenos navios	
Baixo	15 pts
Proximidade a linhas de costa com presença rara de humanos	
Linhas de costa extremamente protegidas	
Pouco ou nenhum tráfego de navios	
Sem ancoragem	
Sem dragagem	
nenhum	25 pts

### 3.2.3. Instalações na superfície

Como no ambiente terrestre, as instalações expostas podem ser bom ou ruim, do ponto de vista do risco. Estando a vista, as instalações estão menos expostas a certos tipos de danos acidentais, mas elas estão mais expostas a danos intencionais ou a sua utilização para propósitos não pretendidos. Muitas plataformas offshore são não tripuladas. As plataformas são suscetíveis ao impacto do tráfego de embarcações e são, algumas vezes, locais convenientes para atracação de navios, especialmente barcos de pesca esportiva. A proteção das instalações é geralmente proporcionada pelo membro estrutural da plataforma. Sinais de advertência, luzes, e monitoramento no local ou remoto (detectores de movimento com alarme, vídeo de vigilância, monitores de som, etc) com resposta adequada oferecem um grau de proteção.

Quando se considera o potencial de ocorrência de danos devido a ação de terceiros, as linhas de dutos submersas, mas não enterradas, podem ser avaliadas da mesma maneira que as instalações na superfície.

### 3.2.4. Programa de prevenção de danos

Educação da população deve ser uma parte integral de qualquer programa de prevenção. O público a ser educado neste caso inclui barqueiros de todos os tipos, pescadores, construtores offshore, barcos de abastecimento, etc. Mapas com a localização de linhas de dutos podem ser distribuídos e treinamento informal pode ser dado a grupos para alertar com sinais, indicando possíveis danos à linha de dutos. O treinamento deve enfatizar a suscetibilidade a danos devido a ancoragem ou dragagem.

Programa de pontuação:

Programa de chamada tipo no local	6 pts
mailouts	4 pts
apresentações	4 pts
anúncios	4 pts
Mapas de rotas	2 pts

### 3.2.5. Condições da faixa de domínio

Juntamente com o programa de prevenção a danos, a marcação da rota da linha de dutos proporciona uma medida de proteção contra danos não intencionais por parte de terceiros. Bóias, marcadores flutuantes e sinais na linha de costa são típicos meios de indicar a presença de uma linha de dutos. Em instalações fixadas na superfície tais como plataformas e sinais são usados frequentemente. Quando um molhe é usado para proteger uma aproximação de costa, marcadores podem ser colocados. O uso de luzes, cores e títulos aumenta a efetividade dos marcadores.

Escala de pontuação qualitativa:

Excelente	5 pts
A toda oportunidade prática, existem sinais com alta visibilidade e marcadores que indicam claramente a presença de linha de dutos e números de telefones para contato para os operadores da linha de dutos.	
Mediano	3 pts
Alguns locais tem sinais e marcadores, nem todos dos quais estão em boas condições.	
Pobre	0 pts
Sem tentativa de marcar a localização da linha de dutos, mesmo em áreas onde seria prático fazê-lo. Onde a marcação é impraticável em todos os locais, utiliza-se este nível de pontuação.	

### 3.2.6. Frequência de Inspeção

A inspeção da linha de dutos é usada para evidenciar locais de falha em uma linha de dutos. Entretanto, normalmente é mais utilizada como um método proativo para prevenir intrusões de terceiros. Uma ameaça potencial não está, necessariamente, localizada na vizinhança imediata da linha de dutos. Um observador experiente pode localizar o funcionamento de uma draga, o movimento de um iceberg ou a atividade de mergulhadores a quilômetros de distância e que podem causar danos à linha de dutos nas semanas seguintes ou que podem já ter causado um dano, mas não a ruptura da linha. A inspeção pode verificar

também mudanças na linha de costa que podem indicar uma linha de dutos exposta devido a condições de inconsistência do fundo.

A efetividade da patrulha(?) em ambiente offshore é um produto de vários fatores incluindo velocidade e altitude de aviões, treinamento e habilidade do observador, e eficácia de qualquer dispositivo sensor usado na patrulha.

A pontuação se baseia na frequência e eficiência da patrulha, tendo a seguinte escala de pontuação:

Diariamente	15 pts
4 dias por semana	12 pts
3 dias por semana	10 pts
2 dias por semana	8 pts
Uma vez por semana	6 pts
Menos de 4 vezes por mês: mais de 1 vez por mês	4 pts
Menos de uma vez por mês	2 pts
nunca	0 pts

### 3.3 Índice Corrosão

As linhas de dutos offshore estão sob condições de serviço que promovem corrosão interna e externa. Considerando a corrosão externa, o aço que compõe o duto é localizado em um eletrólito muito forte (água do mar) e que é um ambiente de corrosão muito agressivo. Como se considera que nenhum revestimento no duto é perfeito, deve-se assumir também que partes do aço do duto estão em contato direto com um eletrólito.

A pontuação para corrosão em linhas de dutos offshore é similar à pontuação para linhas terrestres. Entretanto, fatores adicionais para o ambiente offshore devem ser frequentemente considerados.

O balanço geral de 20% para corrosão atmosférica, 20% para corrosão interna e 60% para corrosão do duto enterrado permite comparações entre linhas de dutos que são expostas a estes perigos. Onde o sistema avaliado não tem exposição a atmosfera, o avaliador pode optar por eliminar este componente e aumentar os outros perigos em 10% cada. Quando isto é feito, cada item pode ser aumentado proporcionalmente para preservar o balanço da pontuação.

#### 3.3.1 Corrosão atmosférica

##### 3.3.1.1. Instalações

Partes de linhas de dutos em ambiente offshore frequentemente estão expostas a atmosfera em plataformas ou estações de válvula em terra. Quando tais componentes existem na seção que está sob avaliação, a pontuação deste item é a seguinte:

Interface água/ar	0 pts
Revestimentos	1 pt
Vedação	2 pts
Manutenção	2 pts
Interface solo/ar	3 pts
Outras exposições	4 pts
Nenhuma exposição	5 pts
Múltiplas ocorrências detratoras	-1 pt

### 3.3.1.2. Tipo atmosférico

O ambiente offshore está entre o mais severo em termos de corrosão do metal. Umidade, salinidade, e frequentemente condições de calor promovem o processo de oxidação. Além disso, algumas plataformas onde os componentes da linha de dutos estão expostos a atmosfera, produzindo químicos adicionais que aceleram a corrosão.

A. Químico e marinho	0 pts
B. Químico e alta umidade	2 pts
C. Marinho, pantanoso, costeiro	4 pts
D. Alta umidade, alta temperatura	6 pts
E. Químico e baixa umidade	8 pts
F. Baixa umidade	10 pts

### 3.3.1.3 Revestimento e Inspeção

A taxa de redução do potencial depende de 4 fatores:

- A qualidade do revestimento;
- A qualidade da aplicação do revestimento;
- A qualidade do programa de inspeção;
- A qualidade do programa de correção de defeitos.

Escala de avaliação:

Bom	3
médio	2
Ruim	1
ausente	0

#### Revestimento

Bom: um revestimento de alta qualidade projetada para o ambiente onde a linha de dutos está instalada.

Médio: um revestimento adequado, mas provavelmente não projetada especificamente para um ambiente específico.

Pobre: um revestimento aplicado corretamente, mas insatisfatório para utilização de longo prazo no presente ambiente.

Ausente: não apresenta revestimento.

#### Aplicação

Bom: são usadas especificações detalhadas, é dada cuidadosa atenção a todos os aspectos da aplicação; são usados sistemas de controle de qualidade adequados.

Médio: provavelmente uma aplicação adequada, mas sem supervisão formal ou controle de qualidade.

Pobre: descuidado, executado com baixa qualidade de aplicação.

Ausente: aplicação foi feita incorretamente, passos foram omitidos, o ambiente não era controlado.

#### Inspeção

Bom: formal, cuidadosa inspeção feita especificamente para evidenciar a corrosão atmosférica. A inspeção é feita por indivíduos treinados usando checklists e a intervalos apropriados.



Médio: Inspeção informal, mas feita rotineiramente por indivíduos qualificados.  
Pobre: Pouca inspeção, realizada em áreas com problemas avistados casualmente.  
Ausente: sem inspeção realizada.

#### Correção de defeitos

Bom: Defeitos no revestimento informados são imediatamente documentados e prontamente reparados. São realizados reparos na hora, seguindo-se especificações.  
Médio: defeitos no revestimento são relatados informalmente e são reparados quando convier.  
Pobre: Defeitos no revestimento não são consistentemente relatados e reparados.  
Ausente: Pouca ou nenhuma atenção é dada a defeitos no revestimento.

### 3.3.2. Corrosão interna

A corrosão interna, causada pelo produto transportado na linha de dutos, é uma ameaça comum em linhas offshore de hidrocarbonetos. A produção de hidrocarbonetos geralmente envolve a produção de vários componentes tais como óleo, gás, água e várias impurezas. Enquanto hidrocarbonetos puros não são corrosivos ao aço, substâncias como água, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S (que são transportadas de maneira intencional ou não), proporcionam um ambiente corrosivo dentro do duto. Até pouco tempo atrás, a separação destes componentes ocorria offshore, onde materiais de descarte eram facilmente (e de uma maneira ambientalmente insalubre) depositados neste ambiente. Tal prática está descontinuada, linhas de dutos projetadas para transportar produtos em uma única fase (óleo ou gás), depois de ocorrida a separação do produto, agora são utilizados para transportar produtos não separados para a costa, onde a separação é mais econômica. O aumento da propensão à corrosão interna desta prática comum de transporte da produção como uma mistura multifásica deve ser considerado.

Inibidores são comumente usados para minimizar a corrosão interna. Geralmente, é difícil eliminar completamente a corrosão. Desafios são até mesmo mais pronunciados em regime de fluxo bifásico ou a altas velocidades. Um programa de pontuação pode ser utilizado com base no produto transportado:

Fortemente corrosivo	0 pts
Medianamente corrosivo	3 pts
Corrosivo somente sob condições especiais	7 pts
Não corrosivo	10 pts

### 3.3.3 Duto submerso

Linhas de dutos offshore são expostas a água, solo ou a ambos. Há muitos paralelos entre este ambiente e o ambiente do metal enterrado discutido no módulo básico de avaliação de risco. Muito freqüentemente o eletrólito, no caso de linhas offshore, é uma água altamente iônica (água salgada) que tem alto poder de corrosão do metal do duto. O avaliador pode fazer uma distinção entre linhas offshore enterradas e não enterradas. Na prática, as linhas são normalmente cobertas e descobertas periodicamente devido ao transporte de sedimentos no fundo do mar. Também é conservativo assumir que solo de aterro terá um alto conteúdo iônico devido a presença de água salgada.

#### 3.3.3.1 Proteção catódica

Neste item, a pontuação é dada para a existência de um sistema que satisfaça os seguintes critérios:

1. São tomadas medidas para anular efetivamente qualquer potencial de corrosão.
2. São reunidas evidências suficientes, a intervalos apropriados, para assegurar que o sistema está trabalhando corretamente.

Um simples programa inicial de pontuação é recomendado para este complexo item:

Os critérios gerais são satisfeitos	8 pts
Os critérios gerais não são satisfeitos	0 pts

### 3.3.3.2 Condições do revestimento

Típicos sistemas de revestimento incluem:

- Asfalto aplicado a frio;
- Fitas (aplicadas a frio ou a quente);
- Manta de piche;
- Epóxi;
- Polietileno.

Todos os sistemas de revestimento mostram evidências de falhas com a idade.

Causas comuns de defeitos em coberturas incluem:

- Danos mecânicos originados por movimentos de solos, rochas, raízes, atividades de construção;
- Tipo de revestimento incorreto para as condições e o ambiente em que a linha de dutos está operando.

A taxa de redução do potencial de ocorrência de danos depende de 4 fatores:

- A qualidade do revestimento;
- A qualidade da aplicação do revestimento;
- A qualidade do programa de inspeção;
- A qualidade do programa de correção de defeitos.

Escala de avaliação:

Bom	3
médio	2
Pobre	1
ausente	0

A escala considerada leva em conta as mesmas considerações para classificação em bom, médio, pobre e ausente feitas no item 3.3.1.2.

### 3.3.3.3 Idade do sistema

Uma pontuação é conferida devido à idade do sistema:

0 a 5 anos em serviço	3 pts
5 a 10 anos em serviço	2pts
10 a 20 anos em serviço	1 pt
Mais de 20 anos em serviço	0 pts

### 3.3.3.4 Fluxo de corrente originada de outro metal enterrado

Quando a densidade de linhas de dutos em uma área é alta, o potencial para interferência na proteção catódica da linha é correspondentemente alto. Quando pontuar este item, o avaliador deve analisar as técnicas de isolamento utilizadas na separação da linha em estudo de outras linhas de dutos, plataformas offshore ou estruturas costeiras. A pontuação usada aqui considera o número de instalações próximas à linha de dutos:

Número de ocorrências	pontos
Nenhuma	4
1 – 10	2
11 – 25	1
> 25	0

### 3.3.3.5 Corrosão mecânica

Deve-se avaliar o potencial para corrosão que envolve um componente mecânico. A erosão é um problema potencial em alguns regimes de produção. Fenômenos de produção tais como altas velocidades, fluxo bifásico e a presença de areia e sólidos criam as condições necessárias para danificação da linha de dutos devido a erosão. Note que a água do mar é um ambiente corrosivo para metais e altos níveis de tensão são comuns em operações offshore. Neste item são considerados:

- Tensões;
- Ambiente;
- Tipo de aço;
- Erosão.

O programa de pontuação considera a máxima pressão de operação admissível e o ambiente onde a linha de dutos está instalada.

Pontuação:

% MAOP	2 – 20%	21% - 50%	51% - 75%	>75%
Ambiente*				
0	3	2	1	1
4	4	3	2	1
9	4	4	3	2
14	5	5	4	3

\* Ambiente = (potencial de corrosão do produto) + (potencial de corrosão eletrolítica)  
 MAOP – Máxima pressão de operação permissível

### 3.3.3.6 Monitoramento do sistema de proteção catódica (test lead)

A pontuação recomendada para este item, em ambientes offshore, é 3 pontos, com pontuação adicional de acordo com o seguinte:

Teste lead espaçado a mais de 5 milhas. Pouco monitoramento realizado. 3 pts  
 Testes são espaçados a mais do que 5 milhas. Todo potencial fonte de 1 – 2 pts  
 interferência conhecida é monitorada pelo test lead.  
 Teste lead espaçado a menos do que 5 milhas. Todo potencial fonte de 0 pts  
 interferência conhecida é monitorada pelo test lead.'

Quando este item pontuar em 1 ou 2 pontos, deve ser adicionado mais um ponto quando as leituras de test leads são realizadas, ao menos, a cada seis meses.

### 3.3.3.7 Inspeção Local

Uma técnica de inspeção local para linhas offshore envolve rebocar um eletrodo pela água acima da linha e realizar leituras contínuas entre o duto e o ambiente. Outra técnica envolve o uso de veículos de operação remota (ROVs) que seguem a linha de dutos e podem proporcionar inspeção visual assim como leituras eletrolíticas do duto.

A figura 1 mostra imagens de parte de um gasoduto filmado com o uso de um ROV.

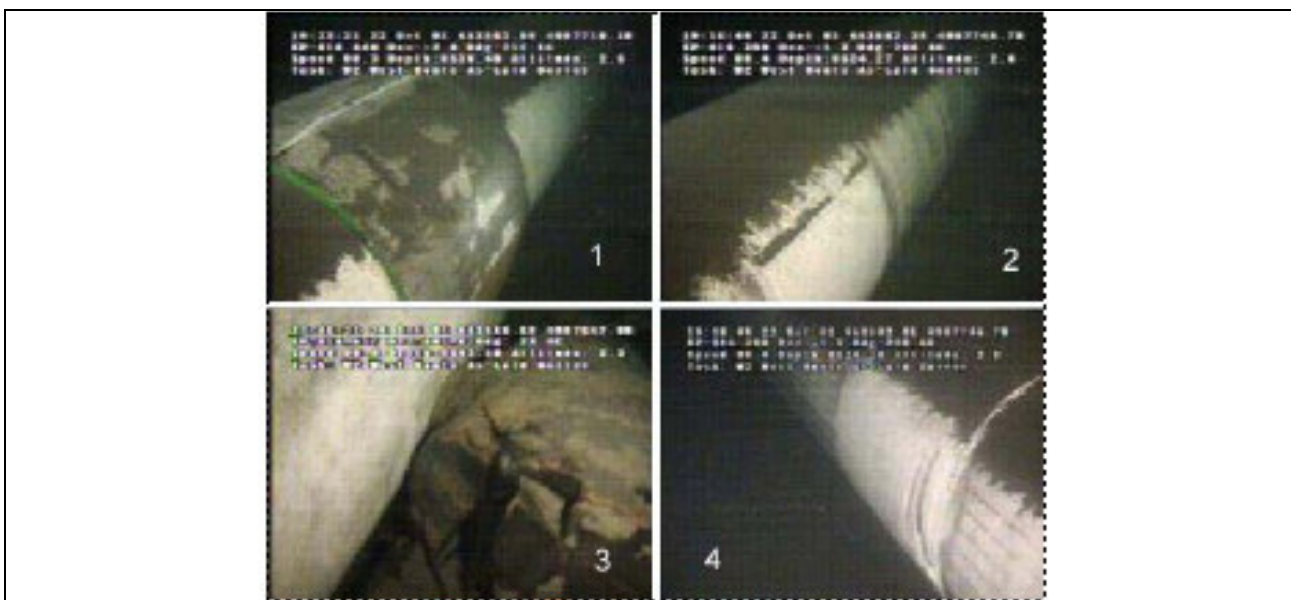


Figura 1: 1) condições de um anodo de sacrifício; 2) condições de uma junta; 3) colocação sobre um bloco de pedras; 4) dano na união de dois dutos. Fonte: Sanchez [8].

Pontuação:

$8 - (\text{n}^\circ \text{ de anos desde o levantamento}) = \text{valor da pontuação}$

### 3.3.3.8 Inspeção interna

O uso de pequenos PIGS pode ser um importante elemento em um programa de redução de risco em linhas de dutos offshore. A tecnologia de ferramentas de inspeção interna está se desenvolvendo, permitindo o uso destes dispositivos em linhas de pequeno diâmetro, em curvas de menor raio e por grandes distâncias. A precisão na análise de dados também está aumentando. A pontuação para este item é dada por:

$10 - (\text{n}^\circ \text{ de anos desde a última inspeção}) = \text{valor da pontuação}$

## 3.4 Índice Projeto

O ambiente de projeto para uma linha de dutos offshore é bastante diferente de uma linha terrestre. A linha offshore está sujeita a pressões e a forças externas do ambiente oceânico que é normalmente mais dinâmico e frequentemente mais severo. Como mencionado anteriormente, o duto é instalado em um ambiente onde o homem não pode viver e nem trabalhar sem o auxílio de sistemas de suporte a vida. As dificuldades de instalação são numerosas. A figura 3 mostra o transporte em superfície de tubos para a construção de um

gasoduto. A figura 4 é uma foto de parte de um gasoduto já instalado. Do ponto de vista da técnica de avaliação de risco, muitas diferenças entre sistemas de dutos em terra e no mar aparecerão aqui no índice projeto.



Figura 2: Transporte em superfície de tubos para a construção de um gasoduto. Fonte: Sanchez, [8].



Figura 3: Foto mostrando parte de um gasoduto já instalado. Fonte: Sanchez, [8].

Deve-se assumir que a indústria continuará a desenvolver-se em ambientes desafiadores tais como águas profundas, temperaturas extremas, e condições árticas. Isto apresenta novos problemas de projeto, construção e monitoramento de integridade a serem superados.

### 3.4.1 Fator de segurança do duto

Este é um “crédito” ao risco quando a parede do duto tem uma espessura extra, destinada à proteção contra impactos e corrosão. Embora os dutos geralmente não sejam projetados especificamente para prover tal proteção, o cenário de risco beneficia-se da força estrutural adicional. A espessura da parede requerida deve considerar para todos carregamentos internos e externos antecipadamente. O excesso da espessura de parede no duto é pontuada como um item que pode reduzir o risco.

Do ponto de vista de custo de material e instalação, materiais mais reforçados geralmente são atrativos. Isto é verdade especialmente no desafiador ambiente offshore. Entretanto, considerações especiais com relação a soldagem e rígido controle de qualidade são necessários para materiais mais reforçados. Além disso, outras propriedades desejáveis do material tais como ductilidade podem ser sacrificados para deixar o material mais forte.

As linhas de dutos offshore freqüentemente têm um alto carregamento externo devido a pressão da água. O efeito do empuxo também deve ser considerado no cenário de carregamento. Se o peso da cobertura (revestimento) é parcialmente perdido por qualquer motivo, o duto deve ser capaz de resistir a nova situação de tensões.

O programa de pontuação atribui pontos à espessura extra ( $t$ ) da parede do duto:

$t$	pontos
$< 1,0$	- 5 cuidado
$1,0 - 1,1$	2
$1,11 - 1,2$	5
$1,21 - 1,4$	9

1,41 – 1,6	12
1,61 – 1,8	16
> 1,8	20

### 3.4.2 Fator de segurança do sistema

Os passos para o avaliador são os seguintes:

- Determinar a pressão admissível do componente mais fraco do sistema;
- Dividir esta taxa de pressão (de 1) no MAOP;
- Atribuir pontos com base no programa.

Sistema de pontuação:

Projeto – para – taxa MAOP	pontos
2,0	20
1,75 – 1,99	16
1,50 – 1,74	12
1,25 – 1,49	8
1,10 – 1,24	5
1,00 – 1,10	0
< 1,0	- 10

Uma equação pode ser usada ao invés de programa de pontuação:

$$[(\text{projeto} - \text{para} - \text{taxa MAOP}) - 1] \times 20 = \text{pontuação}$$

### 3.4.3. Fadiga

Sistema de pontuação:

	Ciclos de vida				
% MAOP	<10 <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> - 10 <sup>4</sup>	10 <sup>4</sup> - 10 <sup>5</sup>	10 <sup>5</sup> - 10 <sup>6</sup>	>10 <sup>6</sup>
100	7	5	3	1	0
90	9	6	4	2	1
75	10	7	5	3	2
50	11	8	6	4	3
25	12	9	7	5	4
10	13	10	8	6	5
5	14	11	9	7	6

### 3.4.4 Potencial de ocorrência de elevação súbita de pressão

Avaliar as chances de uma elevação súbita de pressão de magnitude maior que 10% do MAOP do sistema.

Pontuação:

Alta probabilidade	0 pts
Baixa probabilidade	5 pts
impossível	10 pts

### 3.4.5 Teste hidrostático do sistema

Calcular H, onde  $H = (\text{pressão de teste}/\text{MAOP})$ .

Pontuação:

$H < 1,10$ ( $1,10 = 10\%$ da pressão de teste sobre o MAOP)	0 pts
--	-------

1,11 < H < 1,25	5 pts
1,26 < H < 1,40	10 pts
H > 1,41	15 pts

Ou uma equação simples pode ser usada:

$(H - 1) \times 30 = \text{pontuação}$  (até um máximo de 15 pontos)

tempo desde o último teste:

pontuação = 10 - (anos desde o teste)

Um teste realizado 4 anos atrás	6 pts
Um teste realizado 11 anos atrás	0 pts
Mínimo = 0 pts	

### 3.4.6 Estabilidade (movimentos de terra)

A interação entre a linha de dutos e o solo oceânico responde por parte dos carregamentos externos. Se uma linha previamente enterrada é desenterrada devido à erosão do solo oceânico, ela fica exposta a carregamentos causados por correntes marinhas, pelo impacto de escombros flutuantes e por material em movimento ao longo do solo oceânico. Após a erosão, a linha de dutos pode ficar sem apoios, estando assim sujeito a tensões adicionais devido à ação da gravidade e ondas/correntes. Se as tensões tornam-se extremas, é possível que ocorram danos que podem levar à ruptura do duto. No longo prazo, carregamentos cíclicos e fadiga podem também levar o duto a ruptura. Carregamentos que causam fadiga no material podem ser originados por movimentos de uma linha de dutos livre de apoios que, dado certas condições, alcançarão uma frequência natural de oscilação.

Modificações nas condições do fundo do oceano também causam impacto na prevenção a corrosão. Como as linhas de dutos mudam do estado coberto para não coberto, a célula de corrosão galvânica modifica de acordo com a modificação do eletrólito do solo para água do mar e vice-versa.

A presença de áreas de alta energia evidenciando a ocorrência de fortes correntes e marés, é um indicador inicial de instabilidade. A morfologia do fundo oceânico é, em algumas situações, constantemente modificada devido a condições naturais (ondas, correntes, tipos de solo, etc).

O item estabilidade pode ser pontuado de acordo com o potencial de significantes (que venham a causar danos) movimentos de solo:

Alto	0 pts
Médio	2 pts
Baixo	6 pts
Nenhum	10 pts
Não conhecido	0 pts

Considerações adicionais devem ser dadas para condições offshore. Em ambiente offshore, pontos são concedidos com base no potencial de ocorrência de eventos prejudiciais, instabilidade e medidas mitigadoras. O potencial é pontuado como:

Alto	0 pts
Médio	5 pts
Baixo	12 pts
Nenhum	20 pts

O levantamento de perfis submarinos é um poderoso método para medir a estabilidade da área. (A efetividade da técnica de levantamento deve ser considerada conforme discutido abaixo). Quando levantamentos são indisponíveis e observações pessoais ao longo dos anos são mínimas, o avaliador pode pontuar a área como relativamente instável, refletindo a incerteza da situação. Episódios anteriores de danos na linha de dutos são um forte indicador do potencial.

No programa de pontuação acima, pontos podem ser concedidos para ações que levem a redução do potencial de ocorrência de danos.

Monitoramento regular e ações corretivas. Se necessário, realizadas ao menos anualmente e de acordo com um programa de levantamento bem projetado	+6 pts
Monitoramento contínuo e tomada de ações corretivas	+ 8 pts
Alívio de tensões	+ 8 pts

Depois da adição de qualquer uma destas pontuações, a pontuação total para estabilidade não pode exceder 18 pts a menos que o potencial para condições prejudiciais realmente seja não existente, neste caso será concedido 20 pts. Note que o uso de medidas mitigadoras não elevará a pontuação ao nível mais alto – o nível em que não existem perigos (20 pts).

### 3.5 Índice operações incorretas

Mais de 80% dos acidentes em plataformas offshore com conseqüências graves podem ser atribuídos a erro humano (SIMIU [9]).

Como no caso do modelo básico de avaliação de risco, a pontuação do índice operações incorretas para ambientes offshore poderá ser aplicado, em algumas situações, a todo o sistema da linha de dutos. Muitos dos fatores de prevenção de erros humanos representam uma ampla abordagem da companhia no sentido de trabalhar práticas e disciplinar operações. Somente poucos itens do risco no índice operações incorretas, tais como o potencial MAOP, sistemas de segurança e SCADA, são sempre sistemas específicos.

#### 3.5.1 Projeto

As considerações de projeto para linhas de dutos offshore são muitas vezes radicalmente diferentes das linhas de dutos em terra. Existem aspectos especiais de projeto que devem ser incluídos somente devido ao processo de instalação. Para o potencial de ocorrência de erros humanos, entretanto, a pontuação pode ser a mesma do sistema onshore.

1. identificação de perigos	4 pts
2. potencial MAOP	12 pts
3. sistemas de segurança	10 pts
4. seleção de material	2 pts
5. checagem	2 pts

#### 3.5.2 Construção

Enquanto os itens do risco pontuados aqui são idênticos aos do modelo básico, o avaliador deve considerar o desafio único em que consistem as construções offshore. As instalações de linhas de dutos geralmente ocorrem da superfície da água. O duto é soldado em uma embarcação ou plataforma, submerso e colocado em uma trincheira pré-escavada ou diretamente no fundo do oceano em uma área predeterminada. Em algumas situações, a linha



de dutos que está no fundo do oceano é posteriormente enterrada usando técnicas especiais. O controle do duto (que já é revestido com uma barreira anticorrosiva e uma cobertura de concreto) é crítico durante todas as fases do processo, pois certas configurações podem causar tensões excessivas na cobertura ou no próprio duto.

Um dos desafios do ambiente offshore é a impossibilidade de observar diretamente a instalação da linha de dutos. Isto é superado, em parte, com o uso de mergulhadores, câmeras, e veículos submarinos, mas mesmo assim, a observação não é equivalente a de uma instalação onshore. A incerteza causada por esta situação deve ser considerada na instalação. Um aumento na confiabilidade dos métodos de observação indireta diminui o potencial de ocorrência de erros neste processo. Quando o método de observação requer interpretação, o grau de incerteza é alto.

Pontuação:

Inspeção	10 pts
Materiais	2 pts
Montagem	2 pts
Backfill	2 pts
Controle/manutenção	2 pts
Cobertura	2 pts

### 3.5.3. Operações

Procedimentos	7 pts
SCADA/comunicação	5 pts
Drug-test	2 pts
Programas de segurança	2 pts
Inspeções	2 pts
Treinamento	10 pts
Prevenções de erros mecânicos	7 pts

### 3.5.4 Manutenção

Itens em que o avaliador pode se basear para julgar o potencial do programa de manutenção:

1. Documentação	2 pts
2. Programa	3 pts
3. Procedimentos	10 pts

## 3.6 Fator impacto de vazamento

O U. S. DOT [4], em suas regulamentações, considera as linhas de dutos offshore como localizadas em áreas de classe 1 (rural). Em muitos casos, a maioria dos impactos significativos de um derramamento offshore causará impacto em áreas ambientalmente sensíveis. O tipo de produto derramado, distância de áreas sensíveis, e a capacidade de reduzir danos do derramamento normalmente governarão o impacto de falha de uma linha offshore.

Derramamento de líquidos ou produtos altamente voláteis em ambiente offshore deve ser pontuado como no modelo básico de avaliação de risco. Para o derramamento de produtos mais persistentes, o uso do módulo ambiental é recomendado.

Muhlbauer [6].

Pontuação	Descrição	Descrição de “Alto Valor”
0.9	Áreas de reprodução ou alimentação de espécies em extinção; locais vitais para a propagação de espécies; alta concentração de indivíduos de uma espécie em extinção.	Equipamentos raros; difícil substituição de instalações; grandes danos associados seriam sentidos com a perda de instalações; altos custos com a interrupção antecipada de empreendimentos, séria repercussão negativa.
0.8	Pântanos de água salgada; cursos d’água que abastecem a comunidade (superficiais ou subterrâneos); potencial de danos muito sérios.	Propriedades com valores muito altos; altos custos e alta probabilidade de interrupção de empreendimentos; necessidade de paralisação de serviços de indústrias a um alto custo; é esperado rompimento de comunidades.
0.7	Danos adicionais significantes esperados devido a dificuldade de acesso ou remediação extensiva; são causados sérios danos pelo rompimento da linha de dutos.	Moderada interrupção de negócios esperada; locais históricos e arqueológicos bem conhecidos ou importantes; é esperado um grau de indignação pública.
0.6	Linhas de costa com praias de pedregulhos.	Danos a longo prazo a agricultura (uma safra ou mais); outros custos associados; algum rompimento nas comunidades.
0.5	Praias de areia e pedregulho.	Locais históricos e arqueológicos de pouca importância; áreas com um custo alto de limpeza devido ao acesso; necessidade de equipamentos, ou outros fatores únicos para esta área; alto nível de interesse público seria visto.
0.4	Praias de areia grossa granulada.	Interesse público não usual neste local; locações de alto perfil, como áreas recreacionais; alguma interrupção na indústria (sem grandes custos).
0.3	Praias de areia granular fina; escarpas erodíveis; dificuldades esperadas na remediação; espalhamento do derramamento maior do que o esperado.	Algum nível de custo associado; mais alto do que o normal; edificações de uso delimitado (depósitos, instalações de armazenagem, pequenos escritórios, etc) devem ter acesso restrito.
0.2	Plataformas que sofrem ação de ondas em bedrock; pequeno aumento no potencial a danos ambientais.	Áreas de grande uso público; áreas onde as propriedades estão sofrendo valorização.
0.1	Costas rochosas; escarpas.	Propriedades com valores mais altos do que o normal.
0	Nenhum dano ambiental extraordinário.	Dano potencial é normal para esta classe de locação; nenhum dano extraordinário.

A pontuação de derramamento do modelo básico de avaliação de risco usa a “quantidade escoada” e “permeabilidade do solo” para pontuar o alcance de um derramamento. Em

ambiente offshore, uma alternativa para “permeabilidade do solo” é necessária. Uma escala quantitativa que pode medir o grau de dispersão com base na ação do vento, correntes e características do produto é proposta. A sensibilidade do ambiente que irá receber o produto derramado é avaliada no módulo ambiental.

Para derramamento de líquidos mais persistentes, especialmente óleos, devem ser considerados características de mistura e fenômenos de transporte.

Pontuação com base no alcance do derramamento:

Alto (1 pt): Um material que apresenta facilidade de mistura, derramado em um local de fortes correntes. As condições do ambiente propiciam a rápida mistura e o transporte dessa mistura para longe do local do derramamento. Condições de água com alta energia e espalhamento dirigido pelo vento promovem ampla dispersão da substância derramada.

Médio (3 pts): É possível a ocorrência de um certo grau de mistura do produto derramado e a água sob condições normais ou a mistura completa é possível sob condições não corriqueiras. Ocorrerá transporte da mistura, mas com relativa lentidão ou em uma direção fora do ambiente receptor. Alguma energia da água é presente.

Baixo (6 pts): Um material que não se mistura com a água é derramando em um local de água parada. O material derramado tende a ficar separado da água. Movimentos do material derramado serão muito menores. Existem condições de baixa energia no local. O derramamento permanece localizado e é relativamente de fácil limpeza.

#### **4. CONCLUSÕES**

O presente artigo abordou a análise e gerenciamento do risco em linhas de dutos offshore com base no modelo de Muhlbauer. Apresentou-se, inicialmente, o modelo básico de avaliação de risco em linhas de dutos. A seguir, detalhou-se a metodologia aplicada às linhas de dutos offshore, discutindo-se os itens a serem considerados na avaliação de risco nessas linhas, bem como a pontuação relativa a cada um dos itens considerados. O modelo apresentado é vantajoso em relação aos modelos clássicos de análise de risco, pois se baseia apenas em parâmetros subjetivos que podem ser facilmente obtidos pelo bom senso e pela experiência dos operadores. Esta é uma vantagem significativa pois, em princípio, não são necessários dados estatísticos que definem as probabilidades de falha dos equipamentos e dados pretéritos para definir a probabilidade de ocorrência de cargas acidentais e falhas nos materiais. Entretanto, essas informações, caso existam, podem ser incorporadas facilmente no modelo, aumentando assim a sua precisão. De qualquer forma o modelo pode fornecer a quantificação do risco com uma precisão aceitável para os padrões da indústria de dutovias.

#### **REFERÊNCIAS**

1. AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. Gas Transmission and Distribution Piping Systems, ASME Code for Pressure Piping, B31, 1999.
2. AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. Managing System Integrity of Gas Pipelines, ASME Code for Pressure Piping, B31.8S-2001.
3. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for Line Pipe, API Specification-5L, 42nd Ed., 2000.
4. DOT - U. S. Department of Transportation. Pipelines. Disponível em: <http://ntl.bts.gov/ref/biblio/pipelines/>. Acesso em: 10 set. 2005.
5. MORRIS, D. V. (editor) Proceedings of the International Workshop of Offshore Pipeline Safety. Texas A & M University, 1991, EUA.
6. MUHLBAUER, W. K. Pipeline Risk Management Manual. Second Edition. Houston: Gulf Publishing Company. 1996.

7. PAPADAKIS, G. A. Major hazard pipelines: a comparative study of onshore transmission accidents. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. Elsevier. 12. pg. 91-107. 1999.
  8. SÁNCHEZ, J. A. C. *Cartografía Submarina*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Madrid, 2001.
- SIMI, E. Reliability of Offshore Operations: Proceedings of an International Workshop” NIST Special Publications, 833, U. S. Dept. of Commerce, National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg, MD.