

Discussão dos Resultados do API 581 BRD e do IAP

7.1

Informações sobre os Oleodutos Avaliados

Foram avaliados pela metodologia do API 581 BRD, quatro oleodutos reais de transferência de petróleo entre áreas produtoras e uma planta de processamento, cuja identidade é fictícia, por motivos de confidencialidade. As características principais destes oleodutos são apresentadas na Tabela 44.

NOME	DIAMETRO [pol]	EXTENSAO [km]	VAZAO [m3/h]
Oleoduto A - G	24	54	1956
Oleoduto B - A	16	9,6	670
Oleoduto C - A	16	54	800
Oleoduto X - B	10	42	180
Oleoduto X - B	12	43	180

Tabela 44 – Características principais dos oleodutos estudados

No Apêndice I estão compiladas as planilhas com as informações básicas do oleoduto A – G⁽²⁶⁾. Estas planilhas foram desenvolvidas em aplicativo Excel, especialmente para atender aos requisitos do Módulo Técnico de Perda de Espessura do API 581 BRD. Têm cerca de 130 campos de informação disponíveis para preenchimento, e dentre estes, alguns podem abrigar dezenas de situações representando a condição real do duto ao longo de toda a sua extensão, como por exemplo, proteção catódica, coupons de monitoração da corrosão, cruzamentos e travessias. Estas planilhas são de uso comum a todos os três métodos de avaliação de risco do API 581 BRD. Porém a quantidade e o nível de detalhe das informações exigidas para a aplicação aumenta à medida que a abrangência do método é ampliada. Ou seja, para aplicações do método quantitativo nível III são necessárias muito mais informações do que para o qualitativo nível I.

Comparando-se as informações sobre o oleoduto A – G para a aplicação do API 581 BRD com as requeridas pelo software IAP, observa-se que ambas são consistentes. É obvio porém, que o nível de consistência é maior nas informações relativas à corrosão interna, pois o Módulo Técnico do API 581 BRD utilizado neste trabalho, é o de Perda de Espessura. O IAP ao contemplar outros três modos de falha, fatalmente deve exigir informações adequadas à avaliação de risco segundo os mesmos.

⁽²⁶⁾ - 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.

7.2

Resultados do Método Qualitativo do API 581 BRD

Os resultados da aplicação do método qualitativo do API 581 aos quatro oleodutos em estudo estão agrupados na Tabela 45. As planilhas especialmente criadas em aplicativo Excel para a aplicação do método qualitativo do API 581 BRD no oleoduto A – G⁽²⁷⁾ se encontram compiladas no Apêndice II e apresentam o desenvolvimento dos cálculos realizados para a avaliação de risco.

NOME	CATEGORIA DE RISCO	CONCEITO
Oleoduto A – G	1 – B	BAIXO
Oleoduto B - A	1 – B	BAIXO
Oleoduto C – A	1 – B	BAIXO
Oleoduto X - B	1 – A	BAIXO
Oleoduto X – B		

Tabela 45 – Resultados do método qualitativo do API 581 BRD

7.2.1

Pontos Positivos da Metodologia Qualitativa

A seguir são listados os pontos considerados como positivos da metodologia:

- a- Facilidade e simplicidade de aplicação;
- b- Requisitos mínimos de informações para o cálculo de risco;
- c- Apresentação de ranqueamento de risco preliminar para posterior avaliação mais refinada do oleoduto cujo risco é o mais elevado dentre os demais;
- d- Facilidade de avaliação de apenas um oleoduto, conquanto seja definido um nível de risco de referência;
- e- Versatilidade de aplicação, independentemente do número de modos de falha e de consequência contemplados na metodologia, pois mantém a uniformidade de critério de comparação;

⁽²⁷⁾ - As planilhas específicas desenvolvidas para o método foram aplicadas aos oleodutos B – A, C – A e X - B, porém não foram impressas devido à restrições de formatação de tese adotada pela PUC-RIO. Informações sobre as mesmas podem ser obtidas com o autor, email: pezzi@petrobras.com.br ou com o orientador desta tese, email: jlfreire@mec.puc-rio.br.

7.2.2

Pontos para Melhoria da Metodologia Qualitativa

A seguir são apresentados os pontos que implicarão na melhoria da metodologia:

- a- Possibilidade de discriminação da probabilidade de falha dos oleodutos a partir de suas extensões. Por exemplo, os oleodutos A – G, B – A, C – A e X – B, tem extensões diversas, e por esta razão deveriam ter probabilidades de falha diferenciadas devido à exposição à corrosão interna e externa, ações de terceiros e movimentação do solo, porém esta situação não está contemplada;
- b- Possibilidade de discriminação da consequência de falha dos oleodutos a partir de suas vazões. Por exemplo, os oleodutos A – G, B – A, C – A e X – B, tem vazões bastante diversas, e por esta razão deveriam ter consequências de falha diferenciadas. O Fator de Quantidade QF, embora categorizado em vários níveis tem pouco peso frente aos Fatores de Pressão e de Auto-Ignicção AF;
- c- Possibilidade de discriminação da probabilidade de falha dos oleodutos a partir dos resultados da inspeção por pig instrumentado. Por exemplo, os oleodutos A – G, B – A e C – A foram inspecionados por pig e foram detectados diferentes níveis de corrosão. Porém esta situação que fatalmente impacta a probabilidade de falha, não está contemplada no Fator de Dano, DF da aplicação do API 581 BRD. Neste estudo, todos os oleodutos, incluindo-se o oleoduto X – B, com apenas um ano de operação, tem os mesmos Fatores de Dano por corrosão localizada e uniforme DF6=3 e DF7=2, respectivamente;
- d- Inclusão dos modos de falha de ação de terceiros e movimentação do solo na metodologia, tendo em vista ser esta, a prática da indústria;
- e- Inclusão da consequência ambiental na metodologia, tendo em vista ser esta, a prática da indústria;
- f- Inclusão da consequência de interrupção do negócio na metodologia, tendo em vista ser esta, a prática da indústria.

7.2.3

Discussão dos Resultados do Método Qualitativo

Observa-se que para as considerações feitas para os oleodutos em estudo, os fatores diferenciadores entre os mesmos, em relação à probabilidade de falha e consequência, são o Fator de Equipamento, EF e o de Quantidade, QF, uma vez que basicamente os dutos são operados e mantidos de maneira similar dentro da mesma unidade de negócios. O Fator de Quantidade foi efetivamente usado uma vez que os cálculos de consequência foram feitos usando -se a real vazão e inventário dos oleodutos.

Porém, a título de exercício de sensibilidade, o Fator de Equipamento, EF poderia ser usado para se verificar a discriminação da probabilidade de falha dos oleodutos em função de sua extensão ao invés do número de itens de que são constituídos. Tendo em vista que as extensões dos oleodutos em estudo se situam em três níveis diferentes, pode-se estabelecer valores para EF, em função destas extensões, conforme indicado na Tabela 46.

DUTO	EXT km	EF ORIGL.	FATOR DE EQUIPAMENTO MODIFICADO A PARTIR DA EXTENSÃO	EF, DA	RISCO ORIGL.	NOVO RISCO
OI. B - A	9,6	0	EF= 0, 0 < EXTENSÃO < 10 km		1 - B	1 - B
OI. A - G	54	0	EF= 5, 10, km < EXTENSÃO < 60 km		1 - B	1 - B
OI. C - A	54	0	EF= 5, 10, km < EXTENSÃO < 60 km		1 - B	1 - B
OI. X - B	85	0	EF=10, 60 km < EXTENSÃO < 100 km		1 - A	2 - A

Tabela 46 – Adaptação do Fator de Equipamento EF a partir da extensão do duto

Deste modo, os oleodutos B – A, A - G e C - A continuariam com o seu risco original, ou seja, 1 - B, enquanto o oleoduto X – B passaria a ter um novo nível de risco, ou seja, 2 – A.

O fator de dano DF poderá ser adaptado para oleodutos, por exemplo, contemplando a perda de espessura detectada por pig instrumentado, se os dutos já tiverem sido inspecionados. Uma alternativa para oleodutos poderá ser a adaptação do DF para a agressividade do fluido expressa pela taxa de corrosão obtida a partir da leitura das sondas e coupons, caso os resultados de inspeção por pig estejam disponíveis.

A título de exercício de adequação, na Tabela 47 são apresentados valores para DF12, para taxa de corrosão e DF13, para perda de espessura, os quais são somados para resultar em DF, e sua influência sobre o risco final dos oleodutos estudados.

A segmentação não altera, em princípio, o risco calculado pelo método qualitativo. Isto pode ser comprovado com o oleoduto X - B, o qual durante a aplicação do método qualitativo foi desdobrado, em dois segmentos devido ao fato do mesmo apresentar dois diâmetros, embora a vazão e pressão fossem as mesmas nos dois segmentos:

Segmento 1 - entre 0 - 42 km - diâmetro de 10";

Segmento 2 - entre 42 - 85 km - diâmetro de 12";

Os dois segmentos apresentaram o mesmo nível de risco, ou seja, risco categoria 1- A, conceito BAIXO. O oleoduto A - G, por outro lado, apesar de ser constituído por dois segmentos entre as estações A - C e C - G, embora com mesma espessura, diâmetro, pressão e vazão, foi considerado durante a aplicação do método qualitativo, como um único segmento e o risco calculado é categoria 1 – B, ou seja, BAIXO.

Se EF fosse calculado em função da quilometragem, o oleoduto embora segmentado, deveria ter seu EF estabelecido a partir da extensão total do duto.

DUTO	WI(*)	r [mpy]	CLASSES DF [r] [mpy]	CLASSES DF f [wl= perda de espessura]	RISCO ORIGL.	NOVO RISCO
A – G	0,49	2,8	DF12= 4, 1<r <3	DF13=4, 0,2<wl<0,5	1 – B	1 – B
B – A	0,44	4,25	DF12=6, 3<r< 5	DF13=4, 0,2<wl<0,5	1 – B	2 – B
C – A	0,29	0,75	DF12= 2, r<1	DF13=2, 0,2<wl<0,4	1 – B	1 – B

(*) wl = perda de espessura

Tabela 47 – Critério de avaliação da probabilidade de falha a partir de DF ajustado para perda de espessura e taxa de corrosão combinados

Os valores das categorias do Fator de Quantidade QF têm a mesma ordem de grandeza dos Fatores de Pressão e Auto-Iguição, para condições de operação normais, e por isto, não há uma boa discriminação de consequência dos oleodutos segundo suas vazões. Esta situação demonstra que a metodologia quando aplicada a oleodutos deveria ser revista e ajustada diferentemente para dutos de transferência e de transporte, face aos níveis de suas respectivas vazões.

Para oleodutos, o Fator de Equipamentos, EF, classificado por extensão e classe de locação, poderá também ser adequado para representar a exposição do duto à ação de terceiros e à movimentação do solo.

7.3

Resultados do Método Semi-quantitativo do API 581 BRD

Os resultados da aplicação do método semi-quantitativo do API 581 BRD aos quatro oleodutos em estudo estão agrupados na Tabela 48. As planilhas especialmente criadas em aplicativo Excel para a aplicação do método semi-quantitativo do API 581 BRD no oleoduto A – G⁽²⁸⁾ se encontram compiladas no Apêndice V, que é parte integrante deste volume, apresentam o desenvolvimento dos cálculos realizados para a avaliação de risco.

⁽²⁸⁾ - As planilhas específicas desenvolvidas para o método foram aplicadas aos oleodutos B – A, C – A e X – B, porém não foram impressas devido à restrições de formatação de tese adotada pela PUC-RIO. Informações sobre as mesmas podem ser obtidas com o autor, email: pezzi@petrobras.com.br ou com o orientador desta tese, email: jlfreire@mec.puc-rio.br.

7.3.1

Pontos Positivos da Metodologia Semi-quantitativa

A seguir são listados os pontos considerados positivos da metodologia:

- a- Facilidade e simplicidade de aplicação;
- b- Nível de requisitos de informações básico para o cálculo, principalmente da categoria de inventário, em caso de desconhecimento da vazão real;

NOME	CATEGORIA DE RISCO	CONCEITO
Oleoduto A – G	1 - D	MEDIO
Oleoduto A - G (segmentado)	1 - E	MEDIO ALTO
Oleoduto B – A	1 - D	MEDIO
Oleoduto C – A	1 - D	MEDIO
Oleoduto X – B	2 - C	MEDIO
Oleoduto X - B	2 - C	

Tabela 48 – Resultados do método semi-quantitativo do API 581 BRD

- c- Apresentação de ranqueamento de risco mais coerente com a realidade, para posterior avaliação mais refinada do oleoduto cujo risco é o mais elevado dentre os demais;
- d- Facilidade de avaliação de apenas um oleoduto, conquanto seja definido um nível de risco de referência;
- e- Versatilidade de aplicação, independentemente do número de modos de falha e de consequência contemplados na metodologia, pois mantém a uniformidade de critério de comparação;
- f- Consistência entre os tempos previstos nas categorias de detecção A e isolamento C e os tempos praticados na operação dos oleodutos em estudo;
- g- Discriminação da probabilidade de falha dos oleodutos a partir dos resultados da inspeção por pig instrumentado, através da utilização da espessura real do duto no cálculo do Subfator de Módulo Técnico;

7.3.2

Pontos para Melhoria da Metodologia Semi-quantitativa

A seguir são apresentados os pontos que implicarão na melhoria da metodologia:

- a- Possibilidade de discriminação da probabilidade de falha dos oleodutos a partir de suas extensões. Por exemplo, os oleodutos A – G, B – A, C – A e X – B, tem extensões diversas, e por esta razão deveriam ter probabilidades de falha diferenciadas devido à exposição à corrosão interna e externa, ações de terceiros e movimentação do solo, porém esta situação não está contemplada;

- b- Possibilidade de discriminar o risco de dutos similares cujas conseqüências de falha se encontram numa mesma ordem de grandeza. A categorização da conseqüência por faixas de ordem de grandeza dificulta a discriminação de dutos cujas conseqüências se encontrem na mesma ordem de grandeza;
- c- Inclusão dos modos de falha de ação de terceiros e movimentação do solo na metodologia, tendo em vista ser esta, a prática da indústria;
- d- Inclusão da conseqüência ambiental na metodologia, tendo em vista ser esta, a prática da indústria;
- e- Inclusão da conseqüência de interrupção do negócio na metodologia, tendo em vista ser esta, a prática da indústria;
- f- Definição de critério para uso das áreas de conseqüência por chama e de potencial de fatalidades para a quantificação de conseqüências, pois atualmente não há indicação de critério algum;
- g- Convergência entre as categorias de inventário definidas nas tabelas B – 1 e B - 2 do API 581 BRD [9, B-1], baseadas respectivamente, em valores calculados e estimados qualitativamente em função dos sistemas de detecção e isolamento instalados. Só há convergência entre as categorias de inventário das tabela B - 2 e B - 1, quando as vazões são tais que os respectivos inventários fiquem abaixo da faixa média da tabela B - 2 e os sistemas supervisórios permitem uma detecção e um bloqueio muito rápidos;

7.3.3

Discussão dos Resultados do Método Semi-quantitativo

Tendo em vista que o objetivo principal de se fazer análise de risco é aumentar a segurança à pessoa humana e à preservação ambiental, o cálculo de conseqüência deve incluir sempre a área de potencial de fatalidades junto da área de dano por chama. Porém na metodologia semi-quantitativa não há uma definição do critério a ser usado para considerar estes dois modos de conseqüência de falha concomitantemente.

A segmentação do oleoduto geralmente eleva o risco final devido à inclusão no cálculo das conseqüências, de um refinamento caracterizado pela discretização de segmentos sujeitos a diferentes impactos de falha. Por exemplo, o oleoduto A - G, apesar de ser constituído de dois segmentos entre as estações A - C e C - G, foi considerado durante a aplicação do método semi-quantitativo, como um único segmento e categoria de risco encontrada foi 1 - D, conceito Médio. Adicionalmente, o oleoduto A - G, durante a aplicação do método semi-quantitativo foi segmentado, isto é, desdobrado em vários segmentos segundo pontos que impactam o risco. Alguns destes segmentos desdobrados apresentaram diferentes categorias de risco, mas variando entre 1 - D e 1 - E, conceitos Médio e Médio Alto. Para se chegar a uma categoria de risco final do

oleoduto inteiro, foi convencionado categorizar o risco do oleoduto como sendo o do maior nível de risco dentre todos os seus segmentos, ou seja, risco categoria 1 - E, conceito Médio Alto.

Quando a segmentação inclui grandes extensões, o efeito de elevação do risco global não é verificado. Por exemplo, o oleoduto X - B, durante a aplicação do método semi-quantitativo foi desdobrado devido ao fato do mesmo apresentar dois diâmetros, em dois segmentos: o segmento 1 - entre 0 - 42 km - diâmetro de 10" e o segmento 2 - entre 42 - 85 km - diâmetro de 12". Os dois segmentos apresentaram o mesmo nível de risco, ou seja, risco categoria 2 - C, conceito Médio.

A categorização das conseqüências em faixas por ordem de grandeza impõe uma limitação na discriminação do risco de dutos similares, caracterizando uma desvantagem do método frente ao quantitativo, cuja graduação do risco é contínua. A inclusão de conseqüências por potencial de fatalidade, danos ambientais e de impacto ao negócio certamente contribuiria para diminuir o problema.

É importante esclarecer que as taxas de falhas utilizadas no cálculo de probabilidade dos oleodutos se baseiam em dados de confiabilidade de tubulação de plantas e refinarias. Estes números, embora possam ser representativos para instalações industriais, podem não representar o que ocorre em instalações dutoviárias, porém face à carência de bancos de dados de falha de dutos na indústria, estes números servem como ponto de partida para a implantação da sistemática de avaliação de risco. A partir da aplicação de IBR então, se torna possível uma melhor sintonia das probabilidades de falha com a realidade de cada operador.

7.4

Resultados do Aplicativo IAP

O aplicativo IAP foi escolhido como base de comparação com os métodos qualitativo e semi-quantitativo do API porque é usado por cerca de 45 operadores internacionais de dutos. Além disto seu algoritmo de avaliação é customizável, contemplando uma combinação abrangente de modos de falha e conseqüência. O fato de seus resultados serem determinísticos permite que haja homogeneidade com os métodos qualitativos e semi-quantitativos do API 581 BRD.

Os resultados de análise de risco do IAP para o oleoduto A – G apontam para um nível de risco acima do estabelecido como tolerável, na seção 22 a 23 km. É evidente que, se

forem comparados com os resultados dos métodos do API 581 BRD, conforme a Tabela 49, pode-se observar que o risco do oleoduto A – G segundo o IAP é o mais elevado. Este resultado é consistente, pois enquanto os demais métodos do API 581 BRD têm o enfoque apenas no modo de falha de corrosão interna, o IAP combina todos os modos de falha e as conseqüências, usados pela indústria, na sua avaliação.

Observando-se com detalhe, os resultados do método semi-quantitativo para o oleoduto A – G (segmentado), confirma-se a tendência de elevação do risco à medida que o duto é avaliado em segmentos menores, pois a discretização das seções evidencia riscos, muitas vezes pequenos mas cumulativos, que de um modo mais abrangente e geral seriam desconsiderados.

NOME	MÉTODO	CATEGORIA DE RISCO	CONCEITO
Oleoduto A – G	Qualitativo	1 – B	BAIXO
Oleoduto A - G	Semi-quantitativo	1 – D	MEDIO
Oleoduto A - G (segmentado)		1 – E	MEDIO ALTO
Oleoduto A – G	IAP		ALTO

Tabela 49 – Resultados de aplicação de vários métodos para o oleoduto A – G

Deve ser ressaltado que o método semi-quantitativo do API 581 BRD é o que proporciona uma melhor base de comparação com o IAP, pois apesar de ser determinístico seus resultados se apóiam em valores reais, o que de um modo geral é similar à metodologia do IAP. Enquanto o método qualitativo é muito simplificado, o quantitativo se enquadra numa outra categoria, onde os resultados são números absolutos.

7.4.1

Pontos Positivos do Aplicativo IAP

A seguir são listados os pontos considerados positivos do aplicativo:

- a- Facilidade de obtenção de resultados a partir da complexidade e variedade de variáveis e atributos envolvidos com oleodutos;
- b- Nível e variedade de análises sistematizadas de resultados oferecidas pelo aplicativo para avaliar as variáveis que mais contribuem para o risco, probabilidades de falha e conseqüências;

- c- Disponibilidade de ferramentas adicionais para reduzir o risco tais como planificação de teste hidrostático e avaliação de custo-benefício de cenários;
- d- Disponibilidade de ferramentas adicionais para avaliar a integridade dos dutos segundo códigos incorporados ao algoritmo a partir dos registros de inspeção por pig instrumentado;
- e- Facilidade de avaliação seja de apenas um oleoduto ou um de sistema, a partir de sistemática de cálculo de nível de risco de referência, média e desvio padrão, segundo a opção do usuário;
- f- Versatilidade do aplicativo para alterar o algoritmo de avaliação de risco a partir das necessidades do usuário e de requisitos dos agentes regulamentadores.

7.4.2

Pontos para Melhoria do Aplicativo IAP

A seguir são apresentados os pontos que implicarão na melhoria da metodologia:

- a- Acessibilidade e utilização em redes e funcionalidade mais amigável;
- b- Automatização de criação e busca de cenários competitivos em termos econômicos e de redução de risco;
- c- Incorporação de recursos da metodologia quantitativa de avaliação de risco;
- d- Incorporação no algoritmo, do método estatístico do Teorema de Bayes para criar planos de inspeção otimizados, tornando-se então ferramenta de IBR.

7.4.3

Discussão dos Resultados do Aplicativo IAP

Os resultados do aplicativo IAP estão alinhados com os requisitos da indústria para a avaliação de risco de oleodutos, por contemplarem os modos de falha e conseqüências usados pelos operadores internacionais e requisitos dos agentes regulamentadores.

A segmentação dinâmica do oleoduto promovida pelo IAP assegura uma análise de risco mais detalhada e precisa devido à inclusão no cálculo das conseqüências, de um refinamento caracterizado pela discretização de segmentos sujeitos a diferentes impactos de falha.

As ferramentas de análise sistemática das variáveis que impactam os modos de falha e de conseqüência apresentam resultados consistentes e comprováveis conforme verificado na seção 7.4

7.5 – Resultados do Método Quantitativo do API 581 BRD

Os resultados da aplicação do método quantitativo do API 581 BRD aos quatro oleodutos em estudo estão agrupados na Tabela 50. As planilhas especialmente criadas em aplicativo Excel para a aplicação do método quantitativo do API 581 BRD no oleoduto A – G⁽²⁹⁾ se encontram compiladas no Apêndice III, que é parte integrante deste volume, apresentam o desenvolvimento dos cálculos realizados para a avaliação de risco.

Na Tabela 51 estão listados os valores dos resultados de risco para os 18 segmentos considerados importantes para o duto A – G⁽³⁰⁾ segundo o método quantitativo (segmentação), consideradas as seguintes condições:

- as espessuras utilizadas para o cálculo foram as mínimas detectadas pelo pig instrumentado para ERF de 0,7;
- as espessuras de cada seção foram obtidas a partir das espessuras originais sofrendo deterioração sob as taxas de corrosão medidas recentemente pelos coupons e projetadas como constantes ao longo da vida do oleoduto.

NOME	RISCO R\$/ano
Oleoduto A – G	25.681,00
Oleoduto A - G (segmentado) (*)	33.405,00
Oleoduto A - G (segmentado) (**)	19.479,00
Oleoduto B – A	988,00
Oleoduto C – A	25.609,00
Oleoduto X - B	12.263,00
Oleoduto X – B	<u>5.980,00</u>
	18.243,00

(*) espessura medida por pig (**) espessura original corroída com taxa atual constante

Tabela 50 – Resultados do método quantitativo do API 581 BRD

Para as estimativas de custos de parada de produção, perdas de equipamentos por chama e por fatalidades foram usados valores indicados no API 581 BRD [9, 7-30] e [9,7-32]. Estes números, indicados na Tabela 52, também carecem de avaliação crítica e ajuste para as instalações dutoviárias.

⁽²⁹⁾ - As planilhas específicas desenvolvidas para o método foram aplicadas aos oleodutos B – A, C – A e X - B, porém não foram impressas devido à restrições de formatação de tese adotada pela PUC-RIO. Informações sobre as mesmas podem ser obtidas com o autor, email: pezzi@petrobras.com.br ou com o orientador desta tese, email: jlfreire@mec.puc-rio.br.

⁽³⁰⁾ - As planilhas específicas desenvolvidas para as fases anteriores aos resultados do método quantitativo com segmentação segundo conseqüências diferenciadas foram aplicadas ao oleoduto A – G, porém não foram impressas devido à restrições de formatação de tese adotada pela PUC-RIO. Informações sobre as mesmas podem ser obtidas com o autor, email: pezzi@petrobras.com.br ou com o orientador desta tese, email: jlfreire@mec.puc-rio.br.

É importante esclarecer que estes resultados se baseiam em alguns critérios criados especialmente para estimar poluição no subsolo e solo a partir de vazamentos de dutos enterrados tendo como referência, estimativas preliminares de eventos recentes em áreas diferentes daquelas onde os oleodutos em estudo se encontram instalados. A tabela 53 apresenta este critério.

Neste estudo para aplicação do método quantitativo foi criado também um critério bastante conservador para estimativa de multas ambientais, haja vista a carência observada na legislação ambiental do país quanto ao mesmo. Deste modo está sendo feito um alerta para a necessidade de se adotar um critério claro e tecnicamente embasado, para o cálculo de multas ambientais. A Tabela 54 apresenta tal critério.

RISCOS PARCIAIS E INTEGRADO PARA O OLEODUTO A – G, USANDO SEGMENTAÇÃO		
SEGMENTOS DO OLEODUTO A-G	RISCO [R\$/ano], espessura original	RISCO [R\$/ano], espessura medida por pig com ERF 0,7
EST A	160,00	160,00
SEGMENTO 1	2.297,00	2.729,00
ROD ESTL 18	10,00	26,00
SEGMENTO 2	3.684,00	7.381,00
FAZENDA RAR	702,00	1.627,00
SEGMENTO 3	2.085,00	3.135,00
EST C	187,00	2.866,00
SEGMENTO 4	530,00	5.657,00
LAGO 1	98,00	98,00
ROD ESTL 14	16,00	16,00
SEGMENTO 5	1.968,00	1.968,00
LAGOS 2 A 5	1.673,00	1.673,00
ROD FEDL 46	16,00	16,00
SEGMENTO 6	4.772,00	4.772,00
LAGOS 6 A 8	557,00	557,00
ROD ESTL 21	16,00	16,00
SEGMENTO 7	612,00	612,00
EST G	96,00	96,00
TOTAL DO OLEODUTO A-G	19.479,00	36.757,16

Tabela 51 - Riscos parciais e integrado para o oleoduto A - G, usando segmentação

TIPO DE PERDA	CUSTO
Produção para o oleoduto A – G	R\$317,00/m3, NOV/02(*)
Equipamento por ft2	US\$550.00, NOV/02(*)
Ferimento com fatalidade/pessoa	US\$10.000.000,00

(*) – Data usada para aplicação de conversão cambial

Tabela 52 – Custos por perdas de produção, de equipamento e fatalidade

CRITÉRIO PARA ESTIMATIVA DE CONTAMINAÇÃO DO SOLO E SUBSOLO E CUSTOS DE BIOREMEDIAÇÃO E LIMPEZA PARA OLEODUTOS ENTERRADOS		
Contaminação do subsolo	Volume vazado: 1 m ³ vazamento contínuo	Volume de subsolo integralmente contaminado: 10 m ³
	Volume vazado: 1 m ³ vazamento instantâneo	Volume de subsolo parcialmente (30%) contaminado: 3 m ³
	Volume vazado: 1 m ³ vazamento instantâneo	Volume de óleo parcialmente (70%) a ser coletado para limpeza do solo: 7 m ³
Custo de bioremediação de subsolo, base Nov/02	R\$ 200,00/ton de subsolo	1m ³ de subsolo = 1,5 ton de subsolo
Custo de coleta /limpeza de óleo no solo, base Nov/02	R\$3.782,00/m ³ de óleo	
Custo de coleta /limpeza de óleo em corpo d'água, base Nov/02	R\$4.916,60/m ³ de óleo	30% mais elevado que no solo

Tabela 53 – critério e custos para estimativas de vazamentos e limpeza

7.5.1

Pontos Positivos da Metodologia Quantitativa

A seguir são listados os pontos considerados como positivos da metodologia:

- a- Objetividade de aplicação;
- b- Consistência com os modos de conseqüências usados pela indústria;
- c- Apresentação de ranqueamento de risco amparado em valores mais próximos da realidade;
- d- Facilidade de avaliação de apenas um oleoduto ou sistema, pois o termo monetário é consistente e compreensível, dispensando até a definição de um nível de risco de referência, em princípio;
- e- Abrangente em termos de modos conseqüências;
- f- Discriminação da probabilidade de falha, das conseqüências e dos riscos dos oleodutos.

7.5.2

Pontos para Melhoria da Metodologia Quantitativa

A seguir são apresentados os pontos que implicarão na melhoria da metodologia:

- a- Sistematização de regras e critérios para quantificação de modos de falha e conseqüências específicos para oleodutos;

- b- Disponibilidade de probabilidades de falha diferenciadas para oleodutos para os modos de falha específicos;
- c- Inclusão dos modos de falha de ação de terceiros e movimentação do solo na metodologia, tendo em vista ser esta, a prática da indústria;

CRITÉRIO PARA ESTIMATIVA DE MULTA AMBIENTAL PARA VAZAMENTO DE PETRÓLEO EM ÁREA TERRESTRE E CORPOS D'ÁGUA INTERIORES POR OLEODUTOS ENTERRADOS		
Vazamento até 1 m ³ – mínimo considerado para qualquer volume até 1 m ³	R\$12.500,00	R\$ 30.000,00 piso progressivo(*)
Vazamento entre 1 m ³ e 10 m ³	R\$12.500,00/m ³ vazado	R\$ 30.000,00 piso progressivo(*)
Vazamento entre 10 m ³ e 100 m ³	R\$12.500,00/m ³ vazado	R\$ 100.000,00 piso progressivo(*)
Vazamento entre 100 m ³ e 1000 m ³	R\$12.500,00/m ³ vazado	R\$ 1000.000,00 piso progressivo(*)
Vazamento acima de 1000 m ³	R\$12.500,00/m ³ vazado	R\$ 10.000.000,00 piso progressivo(*)

(*) pisos não cumulativos e multas devidas a apenas um órgão ambiental responsável pela área atingida

Tabela 54 – Critério para aplicação de multa ambiental para vazamentos de oleodutos terrestres

7.5.3

Discussão dos Resultados do Método Quantitativo

É importante esclarecer que as taxas de falha utilizadas no cálculo de probabilidade dos oleodutos se baseiam em dados de confiabilidade de tubulação de plantas e refinarias. Embora estes números possam ser representativos para instalações industriais podem não representar o que ocorre em instalações dutoviárias. Porém face à carência de bancos de dados de falha de dutos na indústria, estes números podem servir como ponto de partida para a implantação da sistemática de avaliação de risco. A partir da aplicação de IBR então, será possível atingir uma melhor sintonia das probabilidades de falha com a realidade de cada operador.

Tendo em vista que o objetivo principal de se fazer análise de risco é aumentar a segurança à pessoa humana e à preservação ambiental, o cálculo de consequência deve incluir sempre a área de potencial de fatalidades junto da área de dano por chama.

Porém não há indicação na metodologia sobre a combinação destes modos de consequência.

Os critérios de cálculo para as consequências devem ser estudados e ajustados à indústria dutoviária de modo a refletir os valores reais e permitir maior objetividade aos resultados apresentados pela metodologia.

Na avaliação de risco realizada nos oleodutos em estudo não foi quantificada financeiramente a perda de imagem devido à dificuldade de se estimar estes valores ou de se obter das operadoras tais números ou critérios de estimativa.

De qualquer modo é relevante ressaltar que a perda de imagem é um fator de competitividade muito importante para as operadoras de dutos. Isto pode ser comprovado pelo volume de investimentos alocados pela operadora dos quatro oleodutos deste estudo, em um programa de excelência em gestão ambiental e saúde ocupacional em implementação desde 2001. Este programa está sendo implementado como resposta à sociedade pela ocorrência de dois eventos com vazamentos significativos em oleodutos. Estes investimentos ligados à integridade e automação de dutos montam a cifra de US\$1,9 bilhões, a qual deverá ter sua aplicação concluída até 2005.

Enquanto o IAP trata o levantamento de risco de uma forma mais precisa e adequada ao abordar os mecanismos de falha atuantes nos dutos de uma maneira integrada, o método quantitativo do API 581 BRD trata destes mecanismos separadamente para unir os resultados no final. Com isto certamente se perde o efeito cumulativo que ocorre na perda de espessura por corrosão interna e externa atuantes numa mesma seção, por exemplo.

Comparando-se os valores parciais de risco das várias seções em que o oleoduto A – G foi segmentado, conforme a Tabela 51, pode-se verificar o que segue:

- O aumento observado no risco calculado a partir da segmentação do duto;
- Este aumento do risco é proporcional ao número de seções em que o duto é segmentado;
- A segmentação permite um refinamento do risco, que é representado pelas contribuições dos vários modos de consequência próprios das seções em que o duto foi segmentado;
- O impacto no risco pelo lado da probabilidade de falha, causado pela consideração da perda de espessura detectada por pig;
- A contribuição da extensão da seção sobre o risco.

Observando-se a Tabela 55, com os subfatores e as probabilidades de falha genéricas e ajustadas para os oleodutos em estudo, pode-se concluir que:

- Para dutos de uma mesma unidade de negócios de uma operadora, detentora de certificações ISO 9001, ISO 14001 e de SPIE - Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos e adequada a BS 8800, os Subfatores Universal e de Processo e o Fator de Avaliação de Gerenciamento de Sistemas FM são similares e não contribuem para uma discriminação de risco;
- A probabilidade de falha é inversamente proporcional ao diâmetro nominal do oleoduto, isto é, quanto menor o diâmetro maior será a probabilidade de falha, conforme os valores tabulados no API 581 BRD para as frequências genéricas de falha;
- O Subfator Mecânico influencia diretamente no risco do duto;

A comparação dos resultados do IAP com o método quantitativo do API 581 BRD, suportado por aplicativo automatizado para permitir uma segmentação similar à do IAP, ou seja, a cada quilômetro, permitiria a verificação mais precisa da consistência entre ambas as metodologias. O IAP identificou a seção km 22-23 como a de maior risco, enquanto o API 581 BRD, o segmento #2 entre o km 6,5 – 21,4. Um fator que contribui para a elevação do risco neste segmento é sua extensão.

Um aspecto importante para reflexão é o significado dos valores de risco em R\$/ano resultantes da aplicação do método quantitativo do API 581 BRD. Estes valores podem ser entendidos pela alta gerência da operadora de dutos como o valor de um prêmio de seguro ou de auto-seguro, que deveria ser feito para cobrir os eventos decorrentes dos modos de falhas considerados no cálculo, agindo isolada ou combinadamente sobre o oleoduto em estudo. Isto poderia servir de referencial de custos para a atividade de inspeção e manutenção dos operadores.

Sem dúvida nenhuma os resultados do método quantitativo apresentam maior objetividade e permitem que a comparação seja realizada de forma precisa, sem a limitação por faixas de categorias. Isto quer dizer que os levantamentos de risco pelos métodos quantitativos naturalmente apresentam a diferenciação que se procura ao se fazer o ranqueamento de dutos em relação a risco. É certamente por esta razão que na próxima revisão do API 581 BRD apenas o método quantitativo será contemplado, segundo informações obtidas junto a membros do comitê de revisão do API 581 BRD.

	OL A - G	OL B - A	OL C - A	OL X - B
Subfator de Módulo Técnico	1	1	1	1
Subfator Universal	0	0	0	0
Subfator Mecânico	-3	-5	-5	-5
Subfator de Processo	-2	-2	-2	-2
Prob gen para furo 4"	2*10E-8	2*10E-8	2*10E-8	8*10E-8
Prob ajust para furo 4"	1,5*10E-9	8,6*10E-10	1*10E-9	4,8*10E-9
FM	0,3	0,3	0,3	0,3

Tabela 55 – Os Subfatores de FE e FM e seu impacto no risco do duto