

4

O API 581 BRD - MÉTODO QUANTITATIVO - NÍVEL III

4.1

Considerações Gerais

O método quantitativo de avaliação de risco do API 581-BRD, para falhas em equipamentos sob pressão interna, buscou quantificar o risco devido aos efeitos indesejáveis do vazamento, agrupando-o em 4 categorias básicas:

a- Risco de eventos com chama, tanto devido à radiação térmica como a ondas de pressão causadas por explosão. Enquanto a chama causa danos em uma área próxima do vazamento, a explosão pode causar danos em locais mais afastados. Basicamente, o risco de chama está ligado a danos a equipamentos, instalações, veículos e ao próprio equipamento em si, além de fatalidades. As conseqüências de chama na ocorrência de vazamentos de oleodutos são devidas à radiação térmica, salvo quando movimentam fluidos inflamáveis de baixo ponto de ebulição, que podem formar nuvens explosivas. Para os oleodutos em estudo, que transferem petróleo, e que estão instalados em ambientes abertos, evitando o acúmulo de frações leves, somente se considerou conseqüências de chama devido à radiação térmica. Para uma avaliação mais criteriosa, deve-se buscar a quantificação das conseqüências específicas de danos materiais e de fatalidades esperadas em caso de vazamento seguido de chama. Isto pode ser observado comparando-se os resultados nas planilhas do levantamento do risco do oleoduto A – G⁽⁷⁾, compiladas no Apêndice III, com os resultados aplicando-se a mesma metodologia quantitativa com uma segmentação segundo regiões de conseqüências diferenciadas tais como estações de origem, intermediárias e de destino, travessias de rios e lagos, cruzamentos com ferrovias e rodovias. No Apêndice IV se encontram compiladas as planilhas com os resultados, parciais e final de risco, obtidos com a segmentação do oleoduto A – G⁽⁸⁾. É importante ressaltar que a segmentação permite um levantamento de risco mais detalhado para cada segmento do duto. Com este procedimento, eventos de grandes conseqüências, mas que poderão ser causados, por falha de pequenas extensões do duto, são considerados e sua contribuição passa a ser incorporada ao risco total. Deste modo, no subitem 7.5.3 são apresentados e discutidos os resultados da segmentação;

⁽⁷⁾ - 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: jffreire@mec.puc-rio.br.

⁽⁸⁾ - 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: jffreire@mec.puc-rio.br.

b- Risco de eventos com vazamento tóxico são considerados somente quando afetam as pessoas, e geralmente, a distâncias muito maiores que aquelas devidas a eventos com chama. Na metodologia do IBR do API 581 BRD só são considerados efeitos de exposição aguda das pessoas ao material tóxico. A exposição crônica não é considerada na metodologia. Uma característica interessante do evento tóxico é sua independência, ou seja, seus efeitos se dão sem a dependência de outros

eventos adicionais, ao contrário do evento com chama que requer vazamento e ignição. Para oleodutos as conseqüências tóxicas vão depender diretamente da toxicidade do fluido vazado, seja em ambiente de uma instalação industrial, seja numa área habitada ou com concentração de população. Para os oleodutos em estudo, não se consideraram conseqüências tóxicas haja vista que o petróleo não é classificado como produto tóxico;

c- Risco ambiental na metodologia do IBR do API 581 BRD é apenas aquele causado por vazamentos ou emissões agudas. Os riscos crônicos não são considerados. Em instalações industriais pode haver risco ambiental devido à liberação de muitos materiais, porém o vazamento de grandes quantidades de hidrocarbonetos para fora dos limites das instalações é a causa predominante do risco ambiental. Para oleodutos cuja maior extensão se encontra fora de áreas industriais, as quais geralmente são dotadas com sistemas de drenagem fechados, as conseqüências ambientais são críticas. A adaptação realizada na metodologia do API 581 BRD para o cálculo das conseqüências ambientais contemplou o estabelecimento de regras para se estimar a poluição do solo, causada por oleodutos a partir de vazamentos contínuos e instantâneos. Estas regras refletem com relativa precisão, a experiência da operadora dos oleodutos em estudo, face à eventos com vazamentos ocorridos em passado recente. Além disto, por falta de indicação no documento do API 581 BRD, foi proposto um critério para o cálculo de multas ambientais baseado no volume vazado. No capítulo 9 deste estudo, será feita recomendação a respeito da necessidade de se ter no país, uma regra definida e tecnicamente embasada para cálculo de multa ambiental sobre vazamentos de petróleo a partir de instalações dutoviárias. Para o cálculo do risco do oleoduto A – G usando segmentação, cujo resultado se encontra no Apêndice IV, foi criado um adicional de 150% sobre os custos de limpeza ambiental no solo para o caso de vazamentos em rios e em lagos, a título de restauração da fauna aquática;

d- Risco de interrupção do negócio é sem dúvida o que, freqüentemente, excede os riscos devidos a danos aos equipamentos e ao meio ambiente. Os custos de reposição de equipamentos podem ser triviais, se comparados às perdas financeiras ocasionadas pela parada de produção de uma instalação crítica durante um período de tempo extenso. Para oleodutos de transporte, as perdas financeiras por

interrupção do negócio têm origem tanto na perda de faturamento por parada de operação quanto nas multas contratuais aplicadas pelos usuários por descumprimento de obrigações contratuais e/ou ainda, sanções administrativas e pecuniárias aplicadas pelo Agente Regulamentador. Para oleodutos de transferência de produção, as perdas financeiras por interrupção do negócio se concentram unicamente, na perda de produção que deixou de ser escoada. No caso dos oleodutos em estudo, a parada na transferência de petróleo implica em perda de produção apenas. Relativamente a perdas financeiras, para a aplicação do método quantitativo com segmentação ao oleoduto A – G, cujo resultado se encontra no Apêndice IV, foi criado um adicional de 150% sobre os custos de limpeza ambiental no solo para a estimativa de compensação financeira pela interrupção de atividades econômicas de terceiros, tais como pesca e agricultura irrigada nos casos de vazamentos em rios, lagos e em áreas com agricultura irrigada;

A Figura 4 apresenta o fluxograma do processo de aplicação do método quantitativo de avaliação de risco segundo o API 581 BRD [9,6-2]. Este processo se desenvolve em 5 etapas principais: aquisição de dados; estimativa do vazamento; estimativa da probabilidade de falha; estimativa da consequência e cálculo do risco. Estas etapas são descritas a seguir.

4.2

Aquisição de Dados

Os dados sobre o equipamento objeto do estudo de IBR, são fundamentais para a aplicação de qualquer método de avaliação de risco, seja qualitativo, semi-quantitativo ou quantitativo, e sua aquisição enseja a utilização ou até mesmo, a criação de um banco de dados estruturado e integrado às atividades de projeto, operação, inspeção e manutenção. Além da abrangência requerida para as informações, estas devem ser "inteligentes", isto é, devem poder ser aplicadas diretamente ao aplicativo de avaliação de risco empregado, sem a necessidade de transcrição ou redigitação. Este requisito quanto às informações estimula o armazenamento das informações em banco de dados.

Para este estudo foram criadas planilhas do aplicativo Excel nas quais se encontram os campos das informações sobre dutos necessárias para a avaliação de risco qualitativa, semi-quantitativa e quantitativa. No Apêndice I são apresentadas planilhas Excel, com as informações usadas para a aplicação do método quantitativo e IBR segundo o API 581 BRD para o oleoduto A - G⁽⁹⁾, para facilitar a consulta e o manuseio pelo leitor. Cabe

⁽⁹⁾ - Planilhas Excel com os dados dos demais oleodutos, ou seja, B - A, C - A e X – B foram criadas para este estudo, porém devido à restrições de formatação adotadas pela PUC-RIO, não puderam ser impressas. 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.

ressaltar que estas planilhas tem uma abrangência única de modo a permitir a aplicação das metodologias qualitativa, quantitativa e semi-quantitativa, variando apenas a extensão dos requisitos de cada um dos métodos de avaliação de risco.

4.3

Parte A – Cálculo da Taxa de Vazamento

Um fator determinante do cenário que decorrerá de um vazamento é o tamanho do furo no equipamento sob avaliação. A correspondência entre furo e cenário é tão direta que, muitas vezes, estes termos são usados como sinônimos.

O grupo de estudo para o desenvolvimento do API 581 BRD, no sentido de buscar um modo prático para calcular o risco, escolheu usar um conjunto discreto de tamanhos de furos, ao invés de um espectro contínuo. A experiência com análise de risco tem mostrado que limitar o número de tamanhos de furos permite uma análise administrável e que ainda assim, reflita o espectro possível de eventos.

4.3.1

Furos Típicos de Vazamento

A metodologia do API 581 BRD emprega um conjunto pré-definido de tamanho de furos, o que proporciona reprodutibilidade e consistência entre estudos comparativos, além de facilitar o uso de aplicativos para o cálculo de risco. Os tamanhos de furos usados para o cálculo de risco de IBR, estão listados na Tabela 20, e procuram representar a constatação da realidade de que os furos de tamanho pequeno e médio são mais prováveis de ocorrer em locais dentro de uma instalação, enquanto os furos grandes e rupturas têm maior frequência em locais fora de uma instalação industrial.

Para uma tubulação, o tamanho máximo de furo de vazamento é o seu próprio diâmetro. Por exemplo, para um tubo de 4", serão usados 3 tamanhos de furos típicos, quais sejam: 1/4", 1" e 4". Já para um duto de 24" como é o caso do oleoduto A – G, serão usados 4 tamanhos de furos típicos: 1/4", 1", 4" e ruptura limitada a 16".

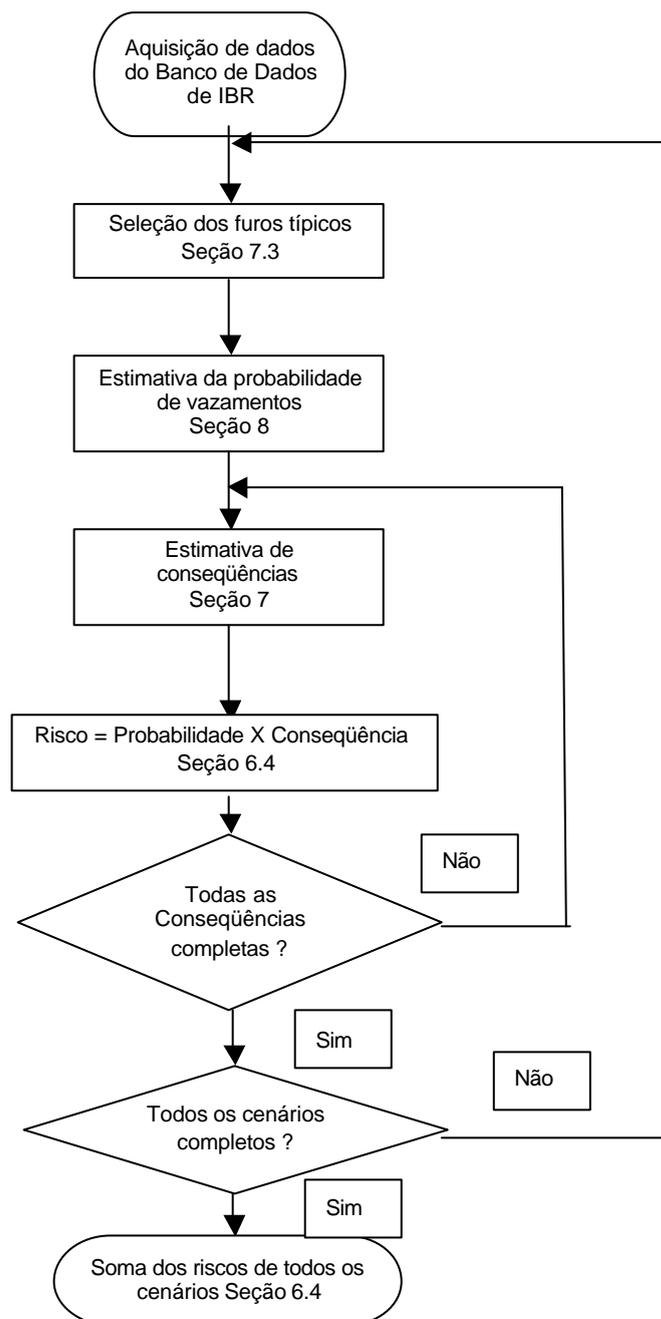


Figura 4 - Etapas da aplicação do método quantitativo de avaliação de risco para IBR do API 581 BRD

TAMANHOS DE FUROS TÍPICOS USADOS NO IBR QUANTITATIVO		
TAMANHO DO FURO	CAMPO DE VARIAÇÃO	VALOR REPRESENTATIVO
Pequeno	0 - 1/4"	1/4
Médio	1/4" - 2 "	1"
Grande	2" - 6"	4"
Ruptura	> 6"	Diâmetro do equipamento limitado a 16"

Tabela 20 - Tamanho de furos típicos usados na avaliação de risco do IBR do API 581 BRD

4.3.2

Cálculo do Inventário e Tipo de Vazamento

O cálculo de vazamento para tubulação se inicia com o levantamento do inventário em termos da massa disponível para vazamento, o qual depende da vazão, tempo para parada do bombeamento, capacidade e agilidade no acionamento das válvulas de isolamento e densidade do fluido. Nos casos de equipamentos, tais como vasos ou tanques, o inventário depende do conteúdo de fluido em seu interior adicionado do volume de tanques, tubulação ou outros equipamentos a eles ligados. As outras variáveis que influenciam o cálculo da taxa de vazamento são a temperatura e a pressão de processo ou do fluido dentro do equipamento, bem como, o estado físico inicial do fluido o qual definirá a equação a ser usada.

Para oleodutos, vale o mesmo que para os vasos de pressão de plantas industriais, porém há um fator atenuante de que os operadores cada vez mais fazem uso, que é o sistema de detecção de vazamento. Vale ressaltar que o sistema de detecção de vazamentos atua na equação do risco pela limitação da consequência, ao alertar a operação sobre a possibilidade de estar ocorrendo um vazamento, permitindo a rápida parada do bombeamento, e conseqüentemente, limitando os volumes vazados.

As planilhas da Parte A - Cálculo da Taxa de Vazamento do Apêndice C do API 581 BRD foram adaptadas e transcritas em planilhas do aplicativo Excel, para o desenvolvimento deste estudo. No Apêndice III, para facilitar o manuseio e visualização pelo leitor, estão compiladas as planilhas relativas ao oleoduto A - G⁽¹⁰⁾.

O cálculo do inventário passível de vazamento para os oleodutos em estudo se baseou nas seguintes considerações:

- a- Foi considerado que o fluido em escoamento nos oleodutos é constituído de 100% de petróleo, embora possam ser escoados petróleos com diferentes percentuais de água, e que o fluido representativo é C17 - C25, com densidade 0,85, no estado líquido e a temperatura de 104 F;
- b- No cálculo da taxa de vazamento, foi considerado o tempo real para parada dos oleodutos independentemente, dos tempos recomendados no API 581 BRD conforme o sistema de detecção, alarme e de controle das válvulas porventura existente nas instalações. Cabe ressaltar que mesmo dispondo de sistema supervisorio de monitoração de parâmetros tais como pressão e vazão, o sistema de detecção de vazamentos do oleoduto A - G não está operacional e além disto, o

⁽¹⁰⁾ - 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: jffreire@mec.puc-rio.br.

esquema de transferência combinado com 3 oleodutos alinhados, a montante, só permite o fechamento manual das válvulas de isolamento em 30 ou 40 minutos a depender do furo típico. Estes tempos são da mesma ordem de grandeza da duração prevista para vazamentos contínuos nos furos típicos de 1/4 ", 1" e 4" na Tabela 7.7 do API 581 BRD [10, 7-9]. Para estas condições e vazão de 1956 m³/h o inventário estimado passível de vazamento é 1.832.702 lbs. ;

- c- O API 581 BRD considera que o diâmetro de ruptura tem limite de 16", portanto mesmo que o diâmetro do oleoduto A - G seja 24", o diâmetro de ruptura considerado foi 16". Cabe ressaltar que a fórmula para cálculo da taxa de vazamento de oleodutos é proporcional ao quadrado do diâmetro do furo típico e à raiz quadrada da diferença de pressão interna e o meio ambiente. A título de verificação foi levantada a razão entre a vazão de ruptura através do furo típico de 16 " e dos diâmetros reais de oleodutos acima de 16" até 40", desde que mantida inalterada a diferença entre a pressão interna e atmosférica. Os resultados estão compilados na Tabela 21. Para que as vazões de ruptura limite de 16" e com diâmetro real do oleoduto sejam as mesmas, o diferencial de pressão interna e meio ambiente do oleoduto com maior diâmetro teria que diminuir proporcionalmente com o quadrado do inverso da razão entre os quadrados do diâmetro de ruptura limite e o diâmetro real do oleoduto. A Tabela 22 apresenta a razão entre o diferencial de pressão interna e meio ambiente para oleodutos com diâmetro real de ruptura e com diâmetro de ruptura limitado. Comparando-se os resultados observa-se que a limitação do diâmetro de ruptura em 16" implica em uma sub-avaliação da vazão de vazamento em casos de ruptura de oleodutos com diâmetro maior que 16". Porém como se pode verificar nas planilhas do Apêndice III⁽¹¹⁾, para oleodutos de alta vazão e grande diâmetro, a ocorrência de ruptura implica em vazamento classificado como instantâneo, isto é, perda de inventário acima de 10.000 lbs em até três minutos. O cálculo da área afetada devido à vazamento instantâneo de fluido onde não ocorre auto-ignição potencializa mais o efeito da vazão do que para vazamento contínuo. Isto pode ser observado nas fórmulas de cálculo indicadas nas Tabelas 7-8 e 7-9 do API 581 BRD [9,7-11];
- d- O API 581 BRD classifica os vazamentos como contínuos ou instantâneos. O vazamento é instantâneo quando o tempo para escoar o inventário através do furo típico é menor que 3 minutos ou então, a massa vazada durante três minutos através do furo típico for mais que 10.000 lbs, limitado pelo inventário. Para a pressão de 611 psi e furo típico de 16" de ruptura do oleoduto A - G, o inventário de 1.832.702 lbs é escoado em 2 min, caracterizando portanto um vazamento instantâneo. Além disto, os furos típicos de 1" e 4" nas respectivas vazões de 56,9 lb/s e 911,2 lb/s escoam mais de 10.000 lbs em 3 min, caracterizando vazamento instantâneo;

⁽¹¹⁾ - 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: jffreire@mec.puc-rio.br.

- e- Assumiu-se neste estudo que, embora os oleodutos sejam enterrados, o fluido em seu interior possa vaziar independentemente de sua localização topográfica, característica esta, própria de equipamentos instalados em plantas;
- f- Apesar dos oleodutos poderem ter entradas ao longo de suas extensões, devido à operação destas entradas ser intermitente e de baixa frequência, o cálculo do inventário somente considerará o inventário dos oleodutos tronco.

RAZÃO ENTRE A VAZÃO DO FURO TÍPICO LIMITE DE RUPTURA 16" E A DE RUPTURA COM O DIÂMETRO REAL DO OLEODUTO, MANTIDO O DIFERENCIAL PRESSÃO INTERNA E MEIO AMBIENTE - $Q_{16"}/Q_{dia\ real}$					
Diâmetro Ruptura	Razão Vazões	Diâmetro Ruptura	Razão Vazões	Diâmetro Ruptura	Razão Vazões
16"	1	22"	0,53	30"	0,28
18"	0,79	24"	0,44	36"	0,20
20"	0,64	26"	0,38	40"	0,16

Tabela 21 - Razão entre vazão de ruptura limitada a 16" e de ruptura com diâmetro real do oleoduto, mantido o diferencial de pressão interna e meio ambiente

RAZÃO ENTRE O DIFERENCIAL PRESSÃO INTERNA E MEIO AMBIENTE DE OLEODUTO COM RUPTURA DE DIÂMETRO REAL E COM RUPTURA LIMITE DE 16" , MANTIDA AS VAZÕES DE RUPTURA $DP_{real}/DP_{16"}$					
Diâmetro Ruptura	Razão diferenciais de pressão	Diâmetro Ruptura	Razão diferenciais de pressão	Diâmetro Ruptura	Razão Diferenciais de pressão
16"	1	22"	0,28	30"	0,08
18"	0,62	24"	0,20	36"	0,04
20"	0,41	26"	0,14	40"	0,03

Tabela 22 - Razão entre o diferencial de pressão interna e meio ambiente para oleodutos com diâmetro real de ruptura e com ruptura limite de 16"

4.4

Parte B - Cálculo da Probabilidade de Falha

O cálculo da probabilidade de falha se inicia com a busca das frequências genéricas de falha, em bancos de dados especializados para o tipo de equipamento ou instalação sob estudo de IBR. É evidente que pode haver certa discrepância entre as frequências genéricas obtidas de um banco de dados especializado e as que efetivamente ocorrem com o equipamento objeto de estudo de IBR de uma determinada instalação. Por isto, é recomendado que o banco de dados que vier a ser criado para implementação de IBR, contemple também os dados históricos de falhas dos equipamentos da instalação. Da experiência, sabe-se que a frequência genérica de falha de qualquer equipamento será sempre maior que zero, mesmo que este equipamento não tenha sofrido ainda, alguma falha. Deste modo, ao se iniciar um estudo de IBR deve-se buscar em banco de dados

da companhia, da indústria ou na literatura, uma frequência inicial, a qual será ajustada ao longo do tempo com a experiência.

É evidente que o analista de integridade deve tomar as devidas precauções para manter a coerência na escolha das frequências genéricas a partir dos bancos de dados disponíveis. Por exemplo, as frequências obtidas em bancos de dados da indústria nuclear apesar de bastante completas, podem não ser apropriadas para equipamentos de uma refinaria. Para o IBR do API 581 BRD foram levantadas frequências genéricas para os furos típicos em vários equipamentos. Assumiu-se que estas frequências seguem uma distribuição log normal com taxas de erro variando entre 3 e 10 chegando-se aos valores das médias tabulados na tabela 8-1 do API 581 BRD [9, 8-3].

Na Tabela 23 são apresentadas as frequências genéricas do API 581 BRD para os furos típicos de 1/4", 1", 4" e 16" (ruptura) de tubulações de plantas e refinarias, cujos diâmetros são similares aos diâmetros nominais dos oleodutos A - G, B - A, C - A e X - B. Devido à inexistência de dados históricos de taxa de falha para oleodutos na operadora de dutos consultada, considerou-se como sendo válidas para fins de estimativa inicial da frequência genérica dos oleodutos, as frequências genéricas do API 581 BRD para tubulação.

É interessante ressaltar que as probabilidades de falha usadas no método quantitativo não consideram as falhas causadas por ações de terceiros e por movimentação do solo, pois o API 581 BRD foi criado para refinarias e plantas industriais, instalações estas sempre guarnecidas por efetivos de segurança e que necessariamente tem seus equipamentos apoiados ou fixados a fundações, situações bem diversas dos oleodutos. Face à falta de dados históricos na operadora dos oleodutos em estudo, sobre falhas devido à ação de terceiros bem como à característica de cada solo onde os oleodutos podem estar instalados, é recomendável que seja realizada análise de risco específica, previamente à seleção da metodologia a ser usada para levantamento destes dados. Com isto se evitará a adoção de números eventualmente encontrados na literatura, os quais poderão implicar distorções nos cálculos iniciais.

Durante o cálculo da probabilidade de falha estas frequências genéricas de ocorrência de falha para cada furo típico são ajustadas pelo fator de modificação de equipamento (FE) e pelo fator de avaliação dos sistemas de gerenciamento (FM), conforme representado na equação (1).

$$Frequência = Frequência_{gen} \times FE \times FM \quad (1)$$

A Figura 5 representa o processo típico de cálculo da frequência ajustada de falha de equipamento.

FREQUÊNCIAS GENÉRICAS DE FALHA PARA OS FUROS TÍPICOS DE TUBULAÇÃO/ ft ano					
OLEODUTO	Diâm. (pol)	1/4"	1"	4"	16" (Rupt.)
Oleoduto A – G	24" ltdo. a 16"	6*10E-8	2*10E-7	2*10E-8	1*10E-8
Oleoduto B – A	16"	1*10E-7	2*10E-7	2*10E-8	1*10E-8
Oleoduto C – A	16"	1*10E-7	2*10E-7	2*10E-8	1*10E-8
Oleoduto X – B	10"	2*10E-7	3*10E-7	8*10E-8	2*10E-8
	12"	1*10E-7	3*10E-7	3*10E-8	2*10E-8

Tabela 23 - Frequências genéricas de falha por ft ano para furos típicos dos oleodutos em estudo

4.4.1

Fator de Modificação de Equipamento - (FE)

O FE é desenvolvido para cada equipamento levando-se em consideração o ambiente específico onde é operado. O FE é composto por 4 subfatores, os quais, por sua vez, são constituídos por elementos analisados por regras bem definidas. O FE é a combinação dos subfatores de Módulo Técnico, Universal, Mecânico e de Processo, os quais serão abordados no subitem 4.4.2, sendo calculados segundo sistemática específica para cada módulo técnico.

Para cada elemento são associados valores numéricos para indicar o quanto a frequência de falha do equipamento em estudo desviará da frequência genérica, a partir da condição que está sendo analisada. **Valores inteiros e positivos são usados para expressar que as condições em que o equipamento se encontra, foram julgadas mais deteriorantes que as condições estabelecidas como genéricas. Um valor negativo, o qual se transforma no absoluto de seu inverso, indica uma expectativa de redução da taxa de falha genérica. Um valor de +10 para FE é usado quando é esperado se aumentar a frequência genérica de uma ordem de magnitude.**

É importante esclarecer que, para fins de estudo de IBR, se considera que os equipamentos são todos projetados e construídos conforme normas e boas práticas de engenharia, aceitas internacionalmente.

Todos os valores numéricos usados para quantificar a taxa de dano são números positivos, dado que a probabilidade de falha não pode ser reduzida pela existência de um dano mecânico. Entretanto, por definição, a frequência genérica de falha obtida em

banco de dados, é baseada em equipamentos com ou sem mecanismos de danos existentes. Deste modo é compreensível que um equipamento isento de mecanismo de dano em desenvolvimento deva ter uma frequência de falha menor que a taxa de falha genérica. Para expressar esta situação, a todos os equipamentos é dado um valor numérico básico de (-2.0), ao qual são adicionados valores associados aos mecanismos de danos adequadamente. Este valor básico de (-2.0), foi desenvolvido durante a validação do estudo piloto efetuado em uma planta pelo grupo de estudos do API 581 BRD. Deste modo, quando não há mecanismo de dano presente no equipamento, resulta um valor numérico negativo significando, portanto uma frequência de falha menor que a genérica. **Se o FE final for um valor negativo, ele é convertido para o valor absoluto de seu inverso, resultando um valor positivo, porém menor que a unidade, fazendo com que a frequência de falha genérica seja reduzida.**

Embora o FE final de equipamentos possa variar entre - 10 e + 20, no início da implantação do IBR este valor pode atingir um valor muito maior, seja pela presença de mecanismo de dano existente, seja pelo histórico de inspeções relativamente ineficazes.

4.4.2

Módulos Técnicos

O FE final é único para cada equipamento e está baseado nas condições específicas de operação às quais o equipamento está submetido.

Para avaliar sistematicamente o efeito de cada mecanismo de dano específico associado a uma determinada condição de operação e desta maneira verificar o quanto a inspeção poderá vir a contribuir para a redução do risco através da IBR, foram criados no API 581 BRD módulos técnicos.

Cada módulo técnico dispõe de sistemática específica para o cálculo de FE, através da avaliação da taxa de deterioração do equipamento a partir das suas condições de operação e da eficácia do programa de inspeção usado para identificar e monitorar o mecanismo de dano antes da ocorrência da falha.

Os oito módulos técnicos do API 581 BRD são:

- a- Módulo Técnico de Perda de Espessura
- b- Módulo Técnico de Corrosão Sob Tensão (SCC)
- c- Módulo Técnico de Alta Temperatura com Ataque por Hidrogênio (HTHA)
- d- Módulo Técnico de Tubos de Fornalhas
- e- Módulo Técnico de Fadiga Mecânica (somente para tubulação)

- f- Módulo Técnico de Fratura Frágil
- g- Módulo Técnico de Revestimentos Metálicos Internos de Equipamentos
- h- Módulo Técnico de Danos Externos

Os módulos técnicos tem quatro funções específicas:

- a- Identificar os mecanismos de dano atuantes no equipamento sob condições de operação normais e anormais (upset, em inglês);
- b- Estabelecer uma taxa de defeito para a condição existente;
- c- Quantificar a eficácia do programa de inspeção aplicado ao equipamento;
- d- Calcular o fator de modificação de equipamento (FE) a ser aplicado à taxa de falha genérica.

Para dutos, os módulos técnicos do API 581 BRD, que são mais aplicáveis e que estão alinhados aos mecanismos de dano que lhes são típicos, conforme indicado no sub-item 2.3.1 deste estudo, são:

- a- Módulo Técnico de Perda de Espessura - para tratar de IBR de dutos que tem corrosão interna e externa, respectivamente, devido ao fluido escoado e à falhas no revestimento externo e no sistema de proteção catódica;
- b- Módulo Técnico de Corrosão sob Tensão (SCC, em inglês) - para a aplicação de IBR em dutos onde há tensionamentos extremos causados por movimentação do solo ou por dilatação térmica e que danificam o revestimento externo dando origem então, à corrosão externa intensificada podendo ocorrer até mesmo trincas;
- c- Módulo Técnico de Fadiga Mecânica - para a implementação de IBR em dutos sujeitos a fadiga mecânica originada por carregamentos cíclicos de pressão ou dilatação térmica, principalmente, em trechos aéreos, ou ainda, em risers de dutos submarinos, sujeitos a carregamentos cíclicos devido aos deslocamentos espaciais das plataformas às quais estão conectados e a condições ambientais propriamente ditas;
- d- Módulo Técnico de Fratura Frágil - próprio para aplicação de IBR em dutos com defeitos, fabricados com materiais de baixa tenacidade para as condições de carregamento a que estão submetidos;
- e- Módulo Técnico de Danos Externos - para a aplicação de IBR em dutos que sofreram amassamentos, amassamentos com arrancamento de material, ovalizações etc. originados por ação externa.

Dentre os módulos técnicos aplicáveis a dutos, para este estudo foi escolhido o de perda de espessura por ser este, o mecanismo de dano mais comum entre oleodutos e por estar presente nos quatro oleodutos selecionados neste trabalho. No Apêndice III são apresentadas planilhas Excel Parte B - Probabilidade de Falha, especialmente

desenvolvidas para refletir a sistemática do módulo técnico de perda de espessura para o cálculo do Fator de Modificação de Equipamento, FE do oleoduto A - G⁽¹²⁾. O FE é o resultado do somatório dos quatro subfatores descritos a seguir.

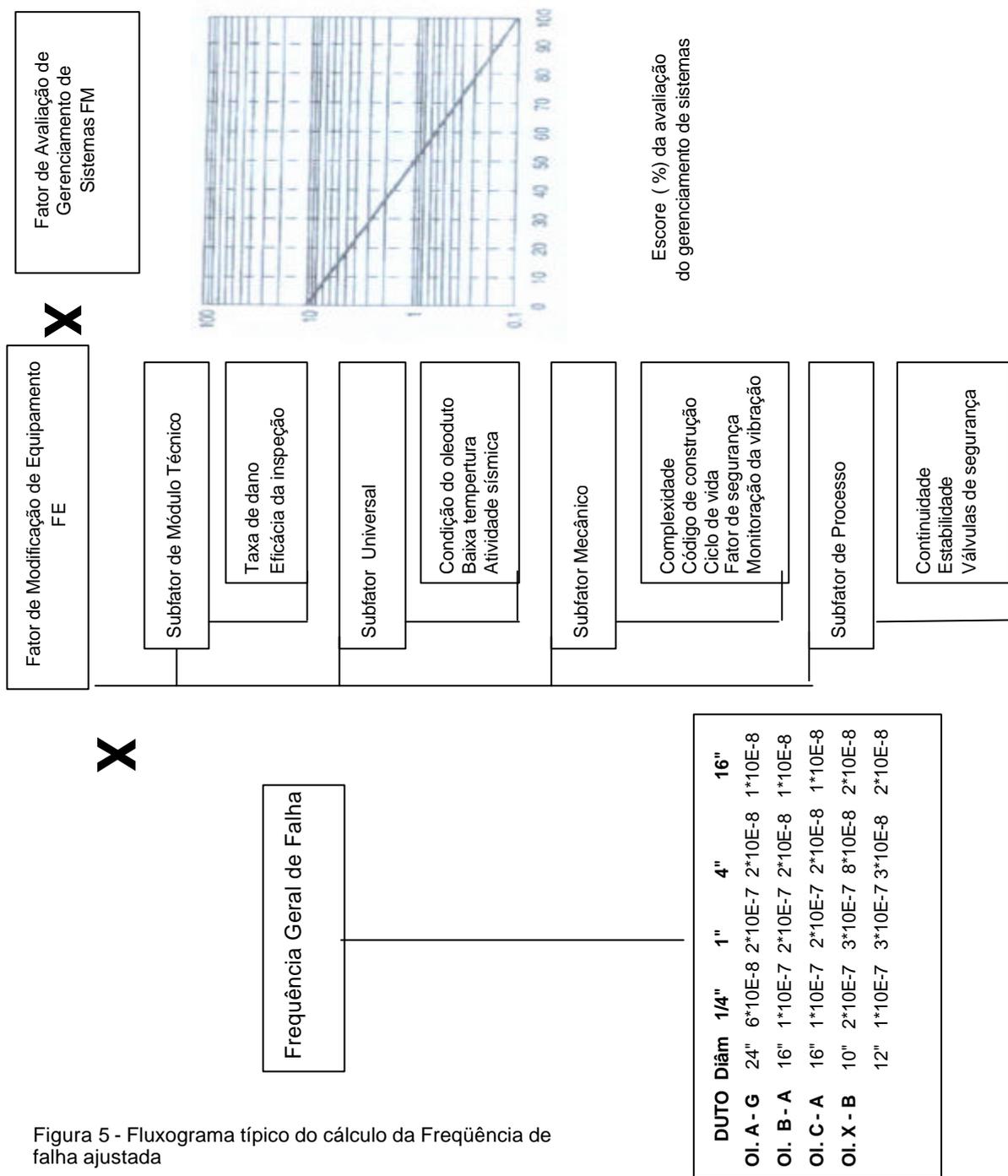


Figura 5 - Fluxograma típico do cálculo da Frequência de falha ajustada

(12) - 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.

4.4.2.1

Subfator de Módulo Técnico

No módulo técnico de perda de espessura, o subfator de módulo técnico leva em consideração o mecanismo de dano atuante no equipamento e sua taxa de evolução, o limite de tolerância do equipamento ao dano atuante, a relação entre as solicitações e a resistência mecânica do material, as técnicas de inspeção usadas e sua eficácia, a idade do equipamento, o número de inspeções realizadas e a configuração do equipamento. O mecanismo de dano atuante nos quatro oleodutos em estudo é o de perda de espessura, devido à corrosão uniforme, localizada e piteforme.

O cálculo do subfator de módulo técnico conforme o Apêndice G do API 581 BRD, foi baseado nas seguintes considerações:

- a- A taxa de corrosão utilizada foi calculada a partir da média das taxas disponíveis lidas nos coupons de monitoração da corrosão. Esta taxa de corrosão foi considerada como incidindo uniformemente ao longo de toda a superfície interna dos oleodutos desde a data de inspeção do oleoduto por pig instrumentado. Não foi considerada corrosão externa devido à alta resistividade, da ordem de 3.800 Ohm cm, do solo onde os oleodutos estão instalados;
- b- Assumiu-se também que os oleodutos não foram inspecionados antes da passagem do pig instrumentado e que as leituras dos coupons começaram a partir de então. Um dos oleodutos por ser de construção recente não foi inspecionado por pig instrumentado, mas neste caso, assume-se que os coupons tem sido lidos desde o início da operação;
- c- Para os tres oleodutos já inspecionados por pig instrumentado, a espessura atual foi considerada como sendo a menor dentre as espessuras medidas. No Apêndice I⁽¹³⁾ se encontra uma planilha Excel com a listagem dos defeitos encontrados por pig instrumentado no oleoduto A - G, cujo ERF (Estimated Repair Factor= MAWP/Psafe (ASME B 31G), é igual ou maior a 0,70. Segundo esta listagem o defeito com o maior ERF=0,76, tem espessura mínima de 0,49 da espessura original de 3/8", comprimento de 27 mm e largura de 33 mm. No oleoduto B - A os defeitos com os 10 maiores ERFs tem a espessura variando entre 0,47 e 0,48 da original enquanto no oleoduto C – A os defeitos com os 20 maiores ERFs tem a espessura variando entre 0,78 e 0,83 da original. A máxima pressão admissível de trabalho destes oleodutos foi calculada nesta menor espessura, usando a Psafe conforme o ASME B 31G. A Tabela 24 apresenta a menor espessura de cada um dos 3 oleodutos inspecionados por pig instrumentado, que foi considerada neste trabalho para fins de IBR. A menor espessura foi selecionada para defeitos com ERFs de mesma ordem de grandeza do

⁽¹³⁾ - 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.

máximo observado. É importante ressaltar que na avaliação de risco do oleoduto A – G com segmentação, cujo resultado se encontra no Apêndice IV, o FE foi calculado considerando a mínima espessura detectada pelo pig no segmento. Para os segmentos cuja inspeção por pig não detectou defeitos com ERF maior que 0,70, FE foi calculado considerando o duto com espessura original e sofrendo corrosão desde o início da operação, segundo a taxa atual medida pelos coupons;

MENORES ESPESSURAS DOS OLEODUTOS INSPECIONADOS POR PIG		
OLEODUTO	MENOR ESPESSURA	ERF
A – G	0,51 DE 3/8"	0,76
B – A	0,56 DE 1/2"	0,47
C – A	0,71 DE 1/4"	0,78

Tabela 24 - menores espessuras dos oleodutos inspecionados por pig instrumentado para ERFs de mesma ordem de grandeza do máximo

- d- Para o oleoduto ainda não inspecionado por pig instrumentado, considerou-se como espessura atual a espessura original de construção menos a taxa de corrosão medida com os coupons multiplicada pelo período entre a data de construção e a data de levantamento de dados para a realização deste trabalho. Para o segmento de 10" do oleoduto X - B a menor espessura após 1 ano de operação sob a taxa de corrosão de 3,58 mpy é 0,213" enquanto que para o segmento de 12", a menor espessura após 1 ano de operação sob a taxa de 3,34 mpy é 0,335";
- e- Tendo em vista que não havia sido realizada uma 2^a corrida de pig instrumentado em nenhum dos 3 oleodutos já inspecionados, à época do levantamento de dados para este trabalho, não foi efetuado o cálculo probabilístico de avaliação da eficácia da inspeção por pig instrumentado, a qual foi considerada como altamente eficaz. A eficácia da monitoração da corrosão por coupons, somente poderá ser avaliada por ocasião da comparação dos resultados entre duas corridas de pig instrumentado. No capítulo 8 deste estudo são discutidas as eficácias das técnicas de inspeção com pig e da monitoração da corrosão por coupons;
- f- A sobre-espessura de corrosão foi considerada como o excesso de material no sentido da espessura além da mínima requerida para o duto suportar a pressão máxima de operação, MAWP a um nível de tensão de 100% SMYS para a menor espessura medida por pig, independentemente do comprimento do defeito. Neste estudo também não foi considerada a MAWP como sendo 10% a mais que a pressão de projeto conforme previsto na norma ANSI B 31 G [13], porque o enfoque dado neste estudo, é sobre a perda de espessura apenas;

A Tabela 25 consolida os dados utilizados para o cálculo do Subfator de Módulo Técnico para o oleoduto A – G enquanto no Apêndice III⁽¹⁴⁾, se encontram as planilhas com o cálculo detalhado.

CÁLCULO DO SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO – OLEODUTO A – G	
Idade do oleoduto (anos)	16
Espessura original / Espessura atual=t (pol)	3/8"/0,51*3/8 "
Material do oleoduto	API 5L grau 60
Tempo entre a inspeção por pig e a avaliação para IBR=a (anos)	5
Pressão de operação (psi)	611
MAWP para espessura atual (psi)	688,5
Taxa de corrosão média medida nos coupons, piteforme, localizada e uniforme = r (mpy)	2,8
Eficácia da inspeção por pig instrumentado	Altamente eficaz
a^*r/t	0,073
Correção para sobre-projeto em função de MAWP/P safe= 1,127 ou $t_a/ (t_a - CA)=1,28$ Tabela G -8 do API 581 BRD [10, G-9] $1,0 < 1,127 < 1,5$	1
Subfator para $a^*r/t=0,08$ e inspeção altamente eficaz - Tabela G -7 do API 581 BRD [10, G-9]	1
Subfator de Módulo Técnico Corrigido	1

Tabela 25 - Dados para cálculo do Subfator de Módulo Técnico do oleoduto A - G

4.4.2.2

Subfator Universal

Considera a condição do equipamento e das instalações quanto a sua preservação e conservação, operação do equipamento a baixas temperaturas e atividade sísmica.

Na determinação do Subfator Universal, conforme mostrado na Tabela 26, as seguintes considerações foram aplicadas a todos os quatro oleodutos deste estudo:

- a- Os oleodutos em estudo são mantidos em condições similares às de referência da indústria;
- b- Foi considerado que os oleodutos não operam a baixas temperaturas;
- c- O solo onde os oleodutos em estudo se encontram instalados não sofre abalos sísmicos.

⁽¹⁴⁾ - 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.

CÁLCULO DO SUBFATOR UNIVERSAL - OLEODUTO A – G	
Condição de conservação do oleoduto similar a padrão da indústria = Categoria B	0
Temperatura de operação = 40 C = 104 F acima de temperatura de transição para regime de fratura frágil	0
Oleoduto instalado em área livre de atividade sísmica	0
Subfator Universal combinado	0

Tabela 26 - Dados para cálculo do Subfator Universal do oleoduto A - G

4.4.2.3 - Subfator Mecânico

Leva em consideração a complexidade da construção da instalação onde o equipamento se encontra instalado, tal como o número de conexões, pontos de injeção, ramais e válvulas bem como, o comprimento da tubulação, a validade do código de projeto do equipamento, a ocorrência de vibrações e a idade do equipamento.

As seguintes considerações foram feitas para o cálculo do Subfator Mecânico, conforme a Tabela 27, para o oleoduto A - G:

- a- Não há pontos de injeção nem ramais mortos ao longo de sua extensão;
- b- As válvulas existentes nos lançadores e recebedores de pig, não tem função de isolamento, e por isto não foram assim consideradas;
- c- A monitoração da vibração não é aplicável aos oleodutos em estudo, pois está ligado a desgastes de equipamentos rotativos tais como bombas e compressores;
- d- Os oleodutos em estudo foram projetados pela ANSI B 31.4 que ainda está em vigor.

No apêndice III se encontram compiladas as planilhas com o cálculo do Subfator Mecânico para o oleoduto A – G⁽¹⁵⁾.

4.4.2.4

Subfator de Processo

Considera a influência das desestabilizações que afetam a integridade mecânica do equipamento tais como paradas não programadas, estabilidade de processo, a manutenção de dispositivos de segurança e a confiabilidade dos mesmos frente à operação com o fluido de processo, sua agressividade e sua limpeza.

As seguintes considerações foram feitas para o cálculo do Subfator de Processo para os oleodutos em estudo:

⁽¹⁵⁾ - 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.

- a- Os oleodutos em estudo têm operação contínua e uma parada programada por ano;
- b- Os oleodutos em estudo podem sofrer entre uma e três paradas não programadas por ano;
- c- A operação dos oleodutos em estudo é estável;
- d- O atraso na manutenção das válvulas e dispositivos de segurança dos oleodutos em estudo é menor que 5%;
- e- O serviço é considerado sem incrustação, o fluido não é corrosivo para as válvulas de segurança;
- f- O fluido não é corrosivo e por isto não afeta a confiabilidade das válvulas de segurança;

CÁLCULO DO SUBFATOR MECÂNICO - OLEODUTO A – G	
Número de Conexões	36
Número de Pontos de Injeção	0
Número de ramais	7
Número de válvulas	11
Comprimento do duto 54 km=177.276,90 ft => sub-elemento de complexidade 0,002/ft <0,10 Tabela 8-17 do API 581 BRD [9, 8-18]	-3
Código de projeto atual ANSI B 31.4 =Categoria A, Tabela 8-18 do API 581 BRD [9, 8-18]	0
Ciclo de vida = anos operação/vida útil=16/40=40%, Tabela 8-19 do API 581 BRD [9, 8-19]	0
NOP/MAWP = 611/688,5 = 0,887, Tabela 8-20 do API 581 BRD [9, 8-19] 0,7 < 0.887 < 0,9	1
Temperatura de operação para aço carbono 104 F, Tabela 8-21 do API 581 BRD [9, 8-19] - 20 F < 104 < 550 F	0
Subfator Mecânico Combinado	-3

Tabela 27 - Dados para cálculo do Subfator Mecânico do oleoduto A - G

- g- O serviço é considerado limpo e não há deposição de resíduos nas sedes das válvulas de segurança;

A tabela 28 apresenta valores de cálculo do Subfator de Processo para o oleoduto A - G enquanto no Apêndice III⁽¹⁶⁾, se encontram as planilhas com o cálculo detalhado.

4.4.3

O Fator de Avaliação de Gerenciamento de Sistemas - (F_M)

Este fator que juntamente, como o F_E , ajusta a frequência genérica de falha, busca traduzir a atitude da administração das instalações onde o equipamento se encontra instalado face a aspectos de segurança nas diversas atividades. Esta atitude é avaliada

⁽¹⁶⁾ - 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.

através de escore obtido a partir de entrevistas com o pessoal de projeto, operação, inspeção, manutenção e de segurança e meio ambiente da empresa. O escore é transformado no fator F_M , que multiplicará o F_E e a frequência genérica, resultando na frequência de falha ajustada.

A Tabela 29 apresenta os escores parciais obtidos a partir de 12 entrevistas mantidas com o pessoal da Unidade de Negócio responsável pela operação dos quatro oleodutos objeto deste estudo, bem como o valor final de FM = 0,3, aplicado nos cálculos da probabilidade de falha.

CÁLCULO DO SUBFATOR DE PROCESSO - OLEODUTO A – G	
Número paradas programadas 0 – 1, Tabela 8-23 do API 581 BRD [9, 8-20]	-1
Número paradas não programadas 1 – 3, Tabela 8-24 do API 581 BRD [9, 8-20]	0
Operação do oleoduto tem estabilidade da média, Tabela 8-25 do API 581 BRD [9, 8-20]	0
Percentual de atraso na manutenção das válvulas de segurança menor que 5% Tabela 8-26 do API 581 BRD [10, 8-22] Categoria A	-1
O petróleo não incrusta a sede das válvulas de segurança, Tabela 8-27 do API 581 BRD [10, 8-22] Categoria A	0
O petróleo não corrói a sede das válvulas de segurança Tabela 8-28 do API 581 BRD [9, 8-22]	0
O serviço é considerado limpo não havendo bloqueio das válvulas de segurança Tabela 8-29 do API 581 BRD [9, 8-22]	-1
Subfator de Processo combinado	-2

Tabela 28 - Dados para cálculo do Subfator de Processo do oleoduto A - G

A Tabela 30 apresenta os Fatores de Modificação de Equipamento FE e o de Avaliação de Sistemas de Gerenciamento FM, bem como as frequências de falha corrigidas pelos respectivos fatores para o oleoduto A –G. enquanto o Apêndice III⁽¹⁷⁾ compila as planilhas com os cálculos detalhados.

4.5

Parte C - Cálculo da Conseqüência de Falha

A metodologia de cálculo de conseqüências usada na avaliação quantitativa de risco de IBR do API 581 BRD é bastante simplificada e tem a intenção de auxiliar a priorização relativa de programas de inspeção dentre vários equipamentos estudados. Para a obtenção de valores de conseqüências mais precisos recomenda-se a aplicação de técnicas de análise de risco mais rigorosas.

⁽¹⁷⁾ - 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: jffreire@mec.puc-rio.br.

ESCORES DE PSM A PARTIR DE ENTREVISTAS E CÁLCULO DE FM			
Item	Número de perguntas	Pontuação máxima	Pontuação obtida
Liderança e Administração	6	70	62
Informação sobre segurança de processo	10	80	69
Análise de Falhas de processo	9	100	75
Gerência da mudança	6	80	55
Procedimentos operacionais	7	80	67
Práticas de trabalho seguro	7	85	75
Treinamento	8	100	80
Integridade mecânica	20	120	103
Revisão da segurança de pré-operação	5	60	34
Resposta a emergência	6	65	54
Investigação de acidentes	9	75	43
Contratadas	5	45	36
Auditorias	4	40	33
Totais	101	1000	784
Figura 8-5 do API 581 BRD [9, 8-24] gráfico PSM x FM		PSM =784	FM = 0,3

Tabela 29 - escores de PSM a partir das entrevistas e cálculo de FM, para os oleodutos em estudo

A Figura 6 representa o processo básico de cálculo da consequência de vazamentos. Nesta figura podemos observar que a Parte A - Estimativa do Vazamento abordada no item 4.3, consiste na preparação para o cálculo da consequência propriamente dita. O API 581 BRD dispõe de métodos para o cálculo das estimativas de consequências devidas a chama, a toxicidade, a danos ambientais e de risco financeiro.

4.5.1

Cálculo de Conseqüências de Chama

As estimativas de consequências devido a chama são calculadas a partir da combinação dos vários eventos indesejáveis passíveis de ocorrer, definidos através de estudos com árvore de falhas e com equações integradas baseadas em modelagens obtidas em computador.

A integração das equações de estimativa de consequências foi resultado de cálculo de análise de identificação de acidentes realizado por software contendo rotinas de modelagem de dispersão atmosférica e de consequências. Isto permitiu que as consequências fossem estimadas diretamente a partir de um conjunto de equações empíricas usando-se como variáveis, os parâmetros do vazamento, tais como, taxa de vazamento para vazamentos contínuos ou massa liberada em vazamentos instantâneos.

CÁLCULO DAS FREQUÊNCIAS DE FALHA - OLEODUTO A – G				
Subfator Técnico corrigido	1			
Subfator Universal combinado	0			
Subfator Mecânico combinado	-2			
Subfator de Processo combinado	-3			
Fator de Modificação de Equipamento combinado	-4			
Conversão de Fator de Modificação de Equipamento combinado negativo abs [1/fator]= abs [1/-4]	0,25			
Fator de avaliação de sistemas de gerenciamento FM	0,3			
Freqüências de falha genéricas para furosicos /ft ano	1/4"	1"	4"	16"(Rupt.)
	6*10E-8	2*10E-7	2*10E-8	1*10E-8
Freqüências de falha genéricas para furos típicos corrigidas	4,5*10E-9	1,5*10E-8	1,5*10E-9	7,5*10E-10

Tabela 30 - Cálculo das freqüências de falha para o oleoduto A - G.

A modelagem utilizada para a determinação da consequência final, necessitava de informações relativas à condições meteorológicas e ao vazamento, as quais são listadas a seguir. As condições meteorológicas usadas foram médias da costa do Golfo do México.

- a- Temperatura atmosférica 21,1 C (70 F);
- b- Umidade relativa 75%;
- c- Velocidade do vento 0,46 m/s (8 mph);
- d- Classe de estabilidade atmosférica D;
- e- Parâmetro de rugosidade de superfície 0,1 (típica para planta de processo);
- f- Temperatura e pressão iniciais típicas para as condições de processamento de uma refinaria de média pressão;
- g- Vazamentos de vapor e líquido a partir de vaso contendo líquido saturado, com o vazamento horizontal alinhado com a direção do vento, e localizados numa elevação de 3,05 m (10 ft) acima de uma superfície de concreto.

Análises posteriores comprovaram que estas condições usadas na modelagem tem sido satisfatórias para uma ampla variedade de casos de refinarias no mundo inteiro. Para oleodutos há que se fazer testes com modelos para as situações típicas tais como:

- a- Temperatura atmosférica e do solo da faixa do oleoduto;
- b- Tipo de solo da faixa do oleoduto;
- c- Topografia média da faixa do oleoduto;
- d- Classe de estabilidade atmosférica predominante na faixa do oleoduto;
- e- Parâmetro de rugosidade de superfície predominante na faixa do oleoduto;
- f- Temperatura e pressão iniciais típicas para as condições de operação de um oleoduto de média pressão e vazão;

- g- Vazamentos de vapor e líquido a partir de oleoduto contendo líquido saturado, com o vazamento vertical na geratriz inferior do duto enterrado em solo típico, a profundidade típica e com cobertura típica de 1,2 m, e localizado numa elevação típica em relação à origem e ao destino e num relevo igualmente típico.

Para IBR, o API 581 BRD mede as conseqüências de chama em termos de área afetada pela ignição do material vazado, que por sua vez, poderá acarretar danos a instalações e ocasionar fatalidades. Há vários eventos potenciais de ocorrer para quaisquer vazamentos envolvendo material inflamável, entretanto, a metodologia usada pela IBR determina um único resultado combinado como a média de todos os possíveis eventos, ponderados conforme a sua probabilidade. A probabilidade de vazamento não deve ser confundida com a probabilidade de um evento, a qual representa a probabilidade de que um fenômeno físico específico (evento) seja observado após a ocorrência de um vazamento.

Os eventos passíveis de ocorrência após um vazamento de material inflamável são:

- a- Dispersão segura (SD);
- b- Jato de fogo (JF) ;
- c- Explosão de nuvem de vapor (VCE);
- d- Lambida (= flash fire) (FF);
- e- Bola de fogo (BL);
- f- Poça de fogo (PF);

O cálculo da área de conseqüência de chama devido a um vazamento foi simplificado para a IBR do API 581 BRD e leva em consideração os seguintes aspectos:

- a- O material representativo do material vazado e suas respectivas propriedades;
- b- O tipo e fase do fluido vazado;
- c- A taxa de vazamento ou a massa liberada, ajustada para o tipo de dispersão e os efeitos das medidas mitigadoras;

No Apêndice III se encontram as planilhas C1 - Cálculo de Conseqüência de Chama do Apêndice C do API 581 BRD, as quais foram especialmente desenvolvidas em aplicativo Excel e traduzem para oleodutos, a sistemática usada para a estimativa de conseqüência de chama devido a danos a equipamento e fatalidades para o oleoduto A - G⁽¹⁸⁾.

(18)) - 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.

A partir do que foi descrito em 4.3.2, já estão definidos o material representativo do material vazado, o tipo e a fase do fluido vazado, os quais se encontram consolidados na Tabela 31. Estas informações são usadas para o cálculo das conseqüências de chama.

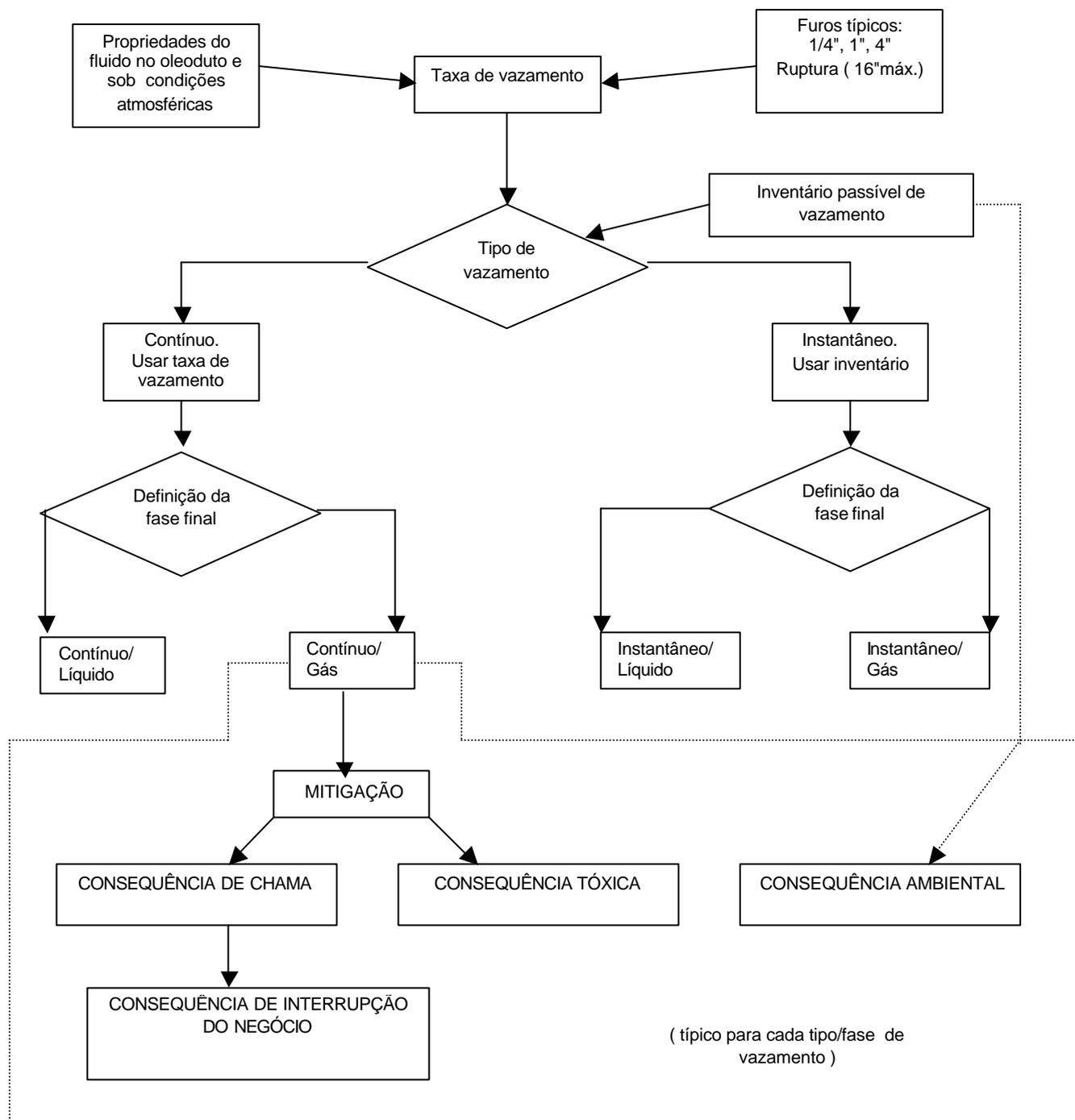


Figura 6 - Fluxograma típico do cálculo da conseqüência de falha

As seguintes considerações foram feitas para o cálculo das conseqüências de chama para o oleoduto A -G:

- a- A temperatura de operação do oleoduto é 40 C=104 F, isto é, abaixo da temperatura de auto-ignição do petróleo C17-C25, que é de 396 F;

- b- Apesar do oleoduto dispor de sistema supervisorio e detecção de vazamentos classificados como categorias C e A, respectivamente, os tempos reais de parada de emergência é que foram usados no cálculo da massa vazada;

RESUMO SOBRE O TIPO DE VAZAMENTO, FASE, TAXA E MASSA LIBERADA E ÁREA DE CONSEQÜÊNCIA DE CHAMA PARA O OLEODUTO A –G				
	Furos típicos			
	1/4"	1"	4"	16" Ruptura
Fase final	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido
Taxa/ massa liberada	3,6 lb/s	102.420 lbs	1.832.702 lbs	1.832.702 lbs
Tipo vazamento	Cont.	Inst.	Inst.	Inst.
Duração real estimada do vazamento	40 min	30 min	30 min	30 min
Área de dano em equipamentos por chama Tabelas 7 - 8 e 7 - 9 do API 581 BRD [9, 711], sem auto- ignição	57,6 ft2	3.989 ft2	49.767 ft2	5,5*10E4 ft2
Área de fatalidades por chama Tabelas 7 - 10 e 7 - 11 do API 581 BRD [9, 7-12], sem auto-ignição	162 ft2	11.603 ft2	144.776 ft2	1,6*10E5 ft2

Tabela 31 - resumo sobre o tipo de vazamento e área de conseqüência de chama para o oleoduto A - G

- c- Não foi considerada mitigação alguma, conforme prevista na Tabela 7-16 do API 581 BRD [9, 7-17], que poderia possibilitar a redução do volume vazado;
- d- Tendo em vista que o oleoduto foi considerado numa primeira avaliação simplificada como tendo dois segmentos fora das estações ou áreas industriais, as conseqüências devido a dano a equipamento e fatalidades por chama, não foram levantadas;
- e- No capítulo 7, onde os resultados são discutidos, são apresentados os resultados de risco calculando-se as conseqüências de danos e fatalidades, porque neste caso, o oleoduto A - G foi avaliado usando-se segmentação;
- f- O potencial de um incidente danificar equipamentos críticos vizinhos, tais como linhas de transmissão, cabos de controle etc. já está incluído nas estimativas de conseqüências de dano a equipamentos por chama para os furos típicos;
- g- Apesar das estações de origem, intermediária, quando existente, e de destino do oleoduto disporem de sistemas de combate a incêndio, o duto por ser extenso e se estender para fora destas estações, não pode ser considerado como tendo sistema mitigador de conseqüências;
- h- No oleoduto A – G, bem como em seus similares para os quais os furos típicos apontavam para vazamento instantâneo, não foi considerado qualquer efeito mitigador de conseqüências devido a sistemas de detecção de vazamentos ou de isolamento porventura neles instalados, porque pela configuração operacional destes

oleodutos, pela topografia e pelas características funcionais dos sistemas de detecção de vazamentos instalados, haverá pouca ou nenhuma mitigação possível nestes casos;

Em alguns dos oleodutos estudados, apesar de haver sistema remoto de acionamento de válvulas de isolamento, os tempos considerados para o acionamento destas válvulas foram ajustados de acordo com o procedimento operacional vigente, haja vista que o escoamento da produção muitas vezes, se dá em série e continuamente, ou seja, não há armazenamento em tanques numa estação se o bombeamento a jusante de uma estação for interrompido.

4.5.2

Cálculo de Conseqüências de Toxicidade

Os fluidos tóxicos são similares pelo fato de que ao ocorrer um vazamento haverá apenas um único efeito. Ácido fluorídrico (HF), amônia (NH₃) e ácido clorídrico (HCl) somente causam acidentes com toxicidade. O gás sulfídrico (H₂S), porém é combustível e tóxico. Entretanto qualquer material tóxico misturado a hidrocarboneto pode oferecer efeitos tóxicos e de chama. A metodologia do IBR considera estas duas possibilidades.

Pelo fato de HF, HCl, H₂S e NH₃ serem materiais tóxicos que muitas vezes estão associados ao processo de refinarias, a metodologia da IBR do API 581 BRD desenvolveu módulos de cálculo para cada circunstância envolvendo estes materiais.

O petróleo escoado nos oleodutos objeto deste estudo não foi considerado tóxico, razão pela qual nas planilhas Parte C2 compiladas no Apêndice III, o cálculo da área de conseqüência tóxica do oleoduto A -G⁽¹⁹⁾ não foi efetuado.

4.5.3

Cálculo de Conseqüências Ambientais

As conseqüências ambientais são expressas comumente, como um custo, e são calculadas separadamente e adicionadas aos custos de interrupção do negócio, sendo classificadas como parte do risco financeiro.

⁽¹⁹⁾ - 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.

Embora o API 581 BRD permita que seja feita avaliação rigorosa das conseqüências, ele utiliza métodos muito simplificados e muito específicos para instalações industriais do tipo refinarias e parque de tanques de armazenamento.

Em princípio a sugestão do API 581 BRD é de não se incluir o custo de conseqüências ambientais na equação final de risco. A razão para tal se baseia no fato da maioria das plantas ter seus equipamentos instalados em áreas pavimentadas, e circundadas por sistemas de drenagem fechados, de modo que quaisquer líquidos não evaporados e não queimados após o vazamento, sejam levados a instalações projetadas para evitar danos ambientais.

O API 581 BRD recomenda ao analista de risco interessado em calcular as conseqüências ambientais, verificar previamente se o fluido vazado atingirá o subsolo ou cursos d'água. Se o estado final do fluido vazado for gás, ou então, líquido a temperatura acima da temperatura de auto-ignição, o mesmo deverá provavelmente ter ignição e ser consumido por queima. Nesta condição não haverá necessidade de se levantar as conseqüências de dano ambiental.

Somente se o estado final for líquido e não houver ignição é que a conseqüência ambiental deverá ser calculada, considerando o custo de limpeza ambiental do curso d'água, do solo ou do subsolo.

A estimativa de conseqüências ambientais leva em consideração o tipo de vazamento, a probabilidade de cada evento para cada furo típico, a densidade do fluido vazado, a temperatura de processo ou final do fluido vazado, a taxa de evaporação diária e o tempo necessário ao recolhimento do fluido.

Tendo em vista que as instalações de interesse do API 581 BRD são plantas, refinarias com tanques de armazenamento, neste estudo é apresentada a sistemática para calcular custos de conseqüências ambientais de vazamentos em fundo de tanques, apenas a título informativo e como referência.

Para este estudo, com enfoque específico em oleodutos, foram feitas diversas considerações, muitas delas baseadas em estimativas sobre eventos de derrame recentes. Algumas destas considerações eventualmente poderão servir de ponto de partida para o estabelecimento de parâmetros para a aplicação de sanções pecuniárias pelos agentes regulamentadores.

No Apêndice III se encontram as planilhas C3 da Parte C - Cálculo das Conseqüências Ambientais com as sistemáticas originalmente propostas pelo API 581 BRD e as

metodologias especialmente elaboradas para este estudo e transcritas em aplicativo Excel para o cálculo dos custos de limpeza e bioremediação do subsolo e limpeza do solo para o oleoduto A - G⁽²⁰⁾.

As seguintes considerações foram feitas para o cálculo das conseqüências ambientais para os oleodutos deste estudo:

- a- No cálculo de conseqüências ambientais assumiu-se que todo o petróleo proveniente de vazamento contínuo ficaria impregnado no subsolo, enquanto que 30% do petróleo proveniente de vazamento instantâneo contaminaria o subsolo;
- b- No cálculo da evaporação do petróleo derramado acima do solo usa-se apenas metade do prazo para a limpeza em dias, pois se considera que haja evaporação apenas durante o dia. A evaporação é sempre limitada a um máximo de 50% do volume vazado sobre o solo;
- c- No cálculo de conseqüência ambiental não foi usada a metodologia para contaminação de subsolo e solo por vazamento em parque de tanques, pois esta difere sobremaneira em relação a oleoduto, por exemplo, pela inexistência de diques de contenção e de infiltração sob a chaparia do fundo do tanque, típicas de instalações com tanques;
- d- Para o cálculo das conseqüências ambientais por contaminação do subsolo foi criado um critério baseado em observações de eventos anteriores qual seja:
 - 1 m³ de petróleo contamina cerca de 30 m³ de subsolo;
 - 1 m³ de solo equivale a cerca de 1,5 ton;
 - O custo de remediação é de cerca de R\$ 200,00 / ton de subsolo contaminado, a preços de Novembro de 2000, a uma taxa de US\$ 1.00 = R\$ 2,00;
- e- Para fins de cálculo de conseqüências ambientais para limpeza de petróleo vazado no solo considerou-se a média de R\$3.782,00/m³ de petróleo vazado no solo, e sendo o mínimo de petróleo vazado 1 m³, preços de Novembro de 2000, a uma taxa de US\$ 1.00 = R\$ 2,00. No cálculo das conseqüências usando segmentação do oleoduto A – G, cujo resultado se encontra no Apêndice IV, foi estimado um sobrepreço de 30% aos custos de limpeza ambiental para corrigir os custos de limpeza dos segmentos que atravessam os pequenos rios e lagos da região onde o duto está instalado;

A Tabela 32 apresenta os resultados consolidados dos cálculos das conseqüências ambientais para o oleoduto A -G.

⁽²⁰⁾ - 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.

4.5.4

Cálculo de Conseqüências de Risco Financeiro

Na edição de Abril de 1995 do API 581 BRD, a interrupção do negócio, devido à parada do equipamento danificado, estava associada à área de conseqüência de chama. Referia-se a isto como visão de interrupção do negócio. Porém, o uso deste método apresentou alguns inconvenientes, tais como:

- a- O método usava somente a área afetada como a base para determinação do custo da falha. Isto levava a custo zero as conseqüências de danos a equipamentos que tinham área afetada zero, como, por exemplo, vazamentos de materiais não inflamáveis ou tóxicos;
- b- O método considerava apenas interrupção do negócio como a base do custo associado com a falha.

Para remediar esta situação o método quantitativo - nível III do API 581 BRD passou a reconhecer que há vários custos associados a qualquer falha de equipamento em uma instalação. Estes incluem, mas não são limitados a:

- a- Custo de reparo ou substituição de equipamento danificado;
- b- Parada de produção associada ao reparo ou substituição de equipamento danificado;
- c- Custos devidos a ferimentos em potencial associados com a falha;
- d- Custos de limpeza ambiental.

Esta visão de custo tanto baseada especificamente no equipamento quanto na área afetada representa uma visão mais realista e abrangente das conseqüências da falha. Ao ser considerada no método quantitativo, levou à mudança do nome dado às conseqüências de interrupção do negócio, para conseqüências de risco financeiro.

Sob esta nova visão de conseqüências de risco financeiro, o grupo de trabalho de revisão do API 581 BRD ao pesquisar estas conseqüências durante as avaliações do projeto piloto, chegou aos seguintes números:

- a- Custos de equipamentos associados à área afetada na base de US\$550/ft² para uma instalação industrial de médio porte, preços de Novembro de 2001, a uma taxa de US\$ 1.00 = R\$ 3,00;
- b- Custos de reparo de falhas associadas a furos típicos em equipamentos;
- c- Estimativa de parada de produção em horas para as falhas associadas a furos típicos em equipamentos;
- d- Estimativa de densidade de população de 0,0001, ou seja, de 1 pessoa para cada 10,000 ft² típica para uma área industrial e o custo por ferimento com fatalidade de US\$ 10,000,000.00.

No Apêndice III, as planilhas C4 e C5 da Parte C - Cálculo das Conseqüências por interrupção do negócio e multas ambientais apresentam as metodologias especialmente elaboradas e transcritas em aplicativo Excel para o cálculo dos custos de parada de produção, de reparo de equipamento e substituição de equipamento avariado na área afetada e multas ambientais para o oleoduto A - G⁽²¹⁾.

RESULTADOS DOS CÁLCULOS DE CONSEQÜÊNCIAS AMBIENTAIS PARA O OLEODUTO A – G				
Inventário de vazamento	1/4"	1"	4"	16" Ruptura
	8.640 lbs	102.420 lbs	1.640.160 lbs	1.832.702 lbs
Volume de vazamento, petróleo a 48,4 lb/ft ³	178 ft ³	2.117 ft ³	33.900 ft ³	37.879 ft ³
Volume vazado no subsolo	289 ft ³	1.041 ft ³	10.170 ft ³	11.363 ft ³
Volume vazado acima do solo		1.482 ft ³	23.730 ft ³	26.515 ft ³
Evaporação diária de C17-C25	5% ao dia, para metade do período de limpeza, limitado a 50% do total do inventário vazado			
Metade do período estimado para limpeza	1/2 dia	1 dia	1 dia	4 dias
Volume de líquido não evaporado		1.186 ft ³	14.238 ft ³	115.909 ft ³
Custos de bioremediação do subsolo	R\$24.554,00	R\$53.950,00	R\$864.043,00	R\$965.420,00
Custos de limpeza do solo		R\$127.030,00	R\$1,52*E6	R\$1,72*E6

Obs.: O procedimento de cálculo que levou a estes resultados se encontra nas planilhas do Apêndice III

Tabela 32 - Cálculo de conseqüências ambientais para o oleoduto A – G

Neste estudo, para o cálculo das conseqüências por parada de produção e multas ambientais foram feitas as seguintes considerações:

- a- O método quantitativo do API 581 BRD não contempla no cálculo das conseqüências de risco financeiro as multas por poluição causada por vazamentos de petróleo. Deste modo, para este estudo, foi criado um critério bastante conservador, mas progressivo para as sanções pecuniárias que poderão ser aplicadas pelo órgão ambiental em função do volume de petróleo vazado. Este critério busca estabelecer uma sistemática de cálculo de multas ambientais e em hipótese alguma procura eliminar a responsabilidade do operador do duto pelos derrames que vier a causar e pela reparação e restauração que deverá empreender. O critério é o que segue:
 - A multa ambiental unitária a ser aplicada pelo órgão com competência jurisdicional para o evento de vazamento ocorrido, é de R\$12.500,00/ m³ de petróleo vazado, em

(21) - 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: jffreire@mec.puc-rio.br.

função da experiência de operadores com órgãos ambientais em casos de eventos com vazamentos em terra;

- O valor mínimo de multa ambiental a ser aplicado por vazamento é o correspondente a 1 m³;
 - À multa ambiental unitária são aplicados pisos progressivos por volumes de vazamento, ou seja: para 1 a 10 m³ de petróleo vazado é aplicado adicionalmente novo piso de R\$30.000,00. Estes pisos buscam refletir a gravidade da poluição em função de cada ordem de grandeza verificada no volume vazado;
 - Para 10 a 100 m³ de petróleo vazado é aplicado adicionalmente novo piso de R\$100.000,00;
 - Para 100 a 1.000 m³ de petróleo vazado é aplicado adicionalmente novo piso de R\$1.000.000,00;
 - Para volumes vazados de petróleo acima de 1.000 m³ é aplicado adicionalmente novo piso de R\$10.000.000,00, sendo que os pisos não são cumulativos;
- b- Para o cálculo de perda por parada de produção para o oleoduto A – G, foi usado o seguinte critério:
- A receita de produção é R\$317,00/m³ com o petróleo custando US\$ 24,00 e US\$ 1.00 = R\$ 3,00, base Novembro 2001;
 - Apenas 30% da vazão do oleoduto A - G é considerado como petróleo para destilação. O restante é água produzida do reservatório, o qual produz usando injeção de água como método de recuperação secundária;
 - O oleoduto A - G, opera 24 hs/dia;
 - O tempo estimado de parada leva em consideração o tempo para reparo de equipamentos atingidos por chama e que a maior parte da extensão do oleoduto é fora de área industrial.

A Tabela 33 apresenta os resultados consolidados dos cálculos das conseqüências de risco financeiro e multas ambientais para o oleoduto A -G.

RESULTADOS DOS CÁLCULOS DE CONSEQUÊNCIAS DE RISCOS FINANCEIROS E MULTAS AMBIENTAIS PARA O OLEODUTO A –G				
Tempo parada de produção	1/4"	1"	4"	16" Ruptura
	1/2 dia	1 dia	1 dia	4 dias
Perda por parada: R\$4.464.374,40/dia	R\$ 2,00*10E6	R\$ 4,00*10E6	R\$ 4,00*10E6	R\$ 16,00*10E6
Volume de vazamento, petróleo a 48,4 lb/ft ³	178 ft ³	2.117 ft ³	33.900 ft ³	37.879 ft ³
Multa a pagar a R\$12.500,00 mais pisos de volumes	R\$ 92.500,00	R\$ 850.000,00	R\$ 13*10E6	R\$ 23,4*10E6

Obs.: O procedimento de cálculo que levou a estes resultados se encontra nas planilhas do A pêndice III

Tabela 33 – Conseqüências de risco financeiro para o oleoduto A - G

4.6

Parte D - Cálculo do Risco

O risco decorrente de um evento de falha pode ser calculado pelo método quantitativo associando-se cada frequência de falha ajustada pelos fatores FE e FM, para cada furo típico, às:

- a- Conseqüências de dano a equipamento e fatalidades devido a chama;
- b- Conseqüências de fatalidades devido à toxicidade;
- c- Conseqüências ambientais ligadas à limpeza do subsolo, solo e cursos d'água;
- d- Conseqüências de risco financeiro devido à parada da produção em função do reparo de equipamentos associados ao equipamento que falhou e do próprio equipamento avariado e às multas ambientais aplicadas pelos órgãos ambientais.

O risco para cada furo típico é calculado pelo produto entre a frequência de falha e a respectiva conseqüência. O risco total será o resultado da soma dos riscos associados a cada furo típico.

A Tabela 34 apresenta os resultados consolidados do cálculo de risco total para o oleoduto A - G.

RESULTADOS DOS CÁLCULOS DE RISCO PARA O OLEODUTO A - G				
Probabilidade de falha	1/4"	1"	4"	16" Ruptura
	4,5*10E-9	1,5*10E-8	1,5*10E-9	7,5*10E-10
Custos de bioremediação do subsolo	R\$24.554,00	R\$53.950,00	R\$864.043,00	R\$965.420,00
Custos de limpeza do solo		R\$127.030,00	R\$1,52*10E6	R\$1,7*10E6
Perda por parada: R\$4.464.374,40/dia	R\$ 2,00*10E6	R\$ 4,00*10E6	R\$ 4,00*10E6	R\$ 16,00*10E6
Multa a pagar a R\$12.500,00 mais pisos de volumes	R\$ 92.500,00	R\$ 850.000,00	R\$ 13*10E6	R\$ 23,4*10E6
Riscos ambientais parciais	R\$ 4,86*10E-3 /ft ano			
Riscos parciais de parada de produção	R\$ 0,09 /ft ano			
Riscos parciais de perdas com multas	R\$ 0,05 ft ano			
Extensão do oleoduto em ft	54,034 km = 177.283,46 ft			
Risco total	R\$ 25.681,00 /ano			

Tabela 34 - Resultados de risco total para o oleoduto A – G.

É interessante observar que o valor do risco total do oleoduto A - G, expresso em termos de moeda por ano, é unitário em relação a unidade de equipamento, neste caso oleoduto, e portanto, o risco total de um sistema ou malha de dutos será o somatório do risco de cada um dos dutos que compõe o sistema completo.

Os resultados do método quantitativo do API 581 BRD serão discutidos no capítulo 7, através da comparação com uma metodologia quantitativa mais abrangente, que usa a segmentação.