

5

API 581 BRD - MÉTODO SEMI QUANTITATIVO - NÍVEL II

5.1

Considerações Gerais

O método semi-quantitativo foi desenvolvido pelo grupo de estudo coordenado pelo API, após ter sido concluído o primeiro projeto piloto de IBR. Neste método, a análise de risco é feita em uma escala menos abrangente que a do método quantitativo e por esta razão requer menos informações. Foi concebido para apresentar os resultados de uma maneira simplificada, através de uma matriz 5 X 5, na qual os valores de probabilidade e consequência são agrupados em categorias.

Os aspectos mais significativos do método semi-quantitativo quanto às estimativas de inventário, probabilidade e consequência serão abordados nas próximas seções.

5.2

Parte A - Cálculo da Taxa de Vazamento

Tendo em vista dificuldades encontradas pelo grupo de trabalho do projeto piloto em determinar os inventários a serem considerados nos cálculos, a metodologia do Nível II oferece a possibilidade dos mesmos serem estimados em 5 ordens de magnitude, conforme mostrado na Tabela 35, o que não impede que se usem os valores reais de inventário da unidade sob avaliação.

Campos de Categorias de Inventário		
Categoria de Inventário	Campos de Inventário (lbs)	Valor usado em cálculo (lbs)
A	100 a 1.000	500
B	1.000 a 10.000	5.000
C	10.000 a 100.000	50.000
D	100.000 a 1.000.000	500.000
E	1.000.000 a 10.000.000	5.000.000

Tabela 35 - Categorias de inventário do método semi-quantitativo

O método semi-quantitativo oferece ainda a opção de se categorizar o inventário passível de vazamento, segundo critério de avaliação puramente subjetivo ou por estimativa. Deste modo, o inventário é categorizado usando-se como referência, a Tabela 36.

O método semi-quantitativo na Parte A, além do inventário passível de vazamento, seja ele estimado conforme as Tabelas 35 ou 36, seja calculado, considera ainda, a influência de sistemas de detecção de

vazamento e de controle e da temperatura do fluido e sua temperatura de ebulição para definir a partir da duração, o tipo de vazamento e a fase final para cada um dos furos típicos.

Campos de Categorias de Inventário	
Categoria de Inventário	Descrição
A	O vazamento resultará em volume menor que o inventário do equipamento avaliado
B	O vazamento resultará em volume igual ao inventário do equipamento avaliado
C	O vazamento resultará em volume igual ao inventário do equipamento avaliado, mais o volume de até 10 outros equipamentos da unidade
D	O vazamento resultará em volume igual ao inventário do equipamento avaliado, mais o volume de 10 ou mais equipamentos da unidade
E	O vazamento resultará em volume igual ao inventário total da unidade em que o equipamento avaliado está instalado

Tabela 36 - Critério subjetivo de categorização de inventário - método semi-quantitativo

Para o desenvolvimento deste método foram criadas planilhas do aplicativo Excel nas quais se encontram transcritas as regras do API 581 BRD para avaliação de risco semi-quantitativa para o cálculo da taxa de vazamento. No Apêndice V, são apresentadas planilhas Excel com o cálculo da taxa de vazamento para o oleoduto A - G ⁽²²⁾.

Os furos típicos 1/4", 1", 4" e ruptura, são usados para, a partir da pressão de operação do equipamento, definir a taxa de vazamento, calculada de acordo com fórmula apropriada para líquidos ou gases.

Para o cálculo da taxa de vazamento do oleoduto A – G, segundo a metodologia semi-quantitativa, foram feitas as seguintes considerações:

- a- Foi considerado que o fluido em escoamento no oleoduto é constituído de 100% de petróleo, embora petróleo possa ser escoado com diferentes percentuais de água e que o fluido representativo é C17 - C25, com densidade 0,85, no estado líquido e a uma temperatura de 104F;
- b- No cálculo da taxa de vazamento, foi considerado o tempo real para parada dos oleodutos independentemente, dos tempos recomendados no API 581 BRD

⁽²²⁾ - 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.

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 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 [9, 79]. Para estas condições e vazão de 1.956 m³/h o inventário estimado passível de vazamento é 1.832.702 lbs, conforme procedimentos de cálculo do inventário que se encontra nas planilhas Excel - Parte A do Apêndice V;

- 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";
- d- Apesar de haver uma certa coerência entre os tempos para detecção categoria A e isolamento categoria C, preferiu-se usar no cálculo de vazamento os tempos reais pelos motivos expressos no item b acima;
- e- 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, se a massa vazada durante 3 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 lb em 3 min, caracterizando vazamento instantâneo;
- f- Assumiu-se neste estudo que, embora os oleodutos sejam enterrados, o fluido em seu interior possa vazar independentemente de sua localização topográfica, característica esta, própria de equipamentos instalados em plantas;
- g- Apesar dos oleodutos poderem ter entradas ao longo de sua extensão, devido a sua operação ser intermitente, o cálculo do inventário só considerará o volume dos oleodutos tronco.

A Tabela 37 apresenta os dados usados para o cálculo da taxa e tipo de vazamento e o estado final do fluido vazado para o oleoduto A - G.

DADOS PARA DEFINIÇÃO DO TIPO E TAXA DE VAZAMENTO - OLEODUTO A - G				
Categoria de Inventário segundo a Tabela B-2 (detecção) API 581 BRD [9, B-1]		Sistema de Detecção não operacional => volume vazado = inventário => categoria B		
Categoria de Inventário segundo a Tabela B-1 (valor real) API 581 BRD [9, B-1]		Inventário de 1.832.720 lbs < 5.000.00 lbs => categoria E		
Tipo vazamento	1/4"	1"	4"	16" Ruptura
	Contínuo	Instantâneo	Instantâneo	Instantâneo
Fase final	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido
Taxa/ massa liberada	3,6 lb/s	102.420 lbs	1.640.160 lbs	1.832.702 lbs

Tabela 37 - Fase final do fluido, tipo e taxa de vazamento do oleoduto A - G

5.3

Parte B - Cálculo da Probabilidade de Falha

No método quantitativo a probabilidade de falha é o produto da frequência de falha genérica pelos Fatores de Modificação de Equipamento - FE e de Avaliação de Sistemas de Gerenciamento - FM. O FE é o resultado da combinação dos sub-fatores de módulo técnico, universal, mecânico e de processo. O subfator de módulo técnico calculado para o equipamento em estudo, na sua situação atual, ou seja, sendo submetido a mecanismo de dano atuante, depende basicamente da taxa de evolução do mecanismo de dano e da eficácia da inspeção.

Durante o projeto piloto, o grupo de trabalho do API observou que na maioria dos equipamentos avaliados, o subfator de módulo técnico ultrapassava em muito, o valor dos demais subfatores, pois enquanto pode atingir valores da ordem de 1000 pontos, estes últimos são inferiores a 10 pontos. Além disto, com exceção do subfator mecânico, os demais subfatores mantêm o mesmo valor dentro de uma mesma unidade.

A título ilustrativo é apresentada na Tabela 38, a variabilidade dos demais subfatores do Fator de Modificação de Equipamento.

Deste modo, foi decidido que para a IBR do módulo semi-quantitativo do API 581 BRD, a probabilidade de falha seria função direta do subfator de módulo técnico, haja vista que praticamente é o único diretamente afetado pela atividade de inspeção e que define o plano de inspeção. O subfator de módulo técnico usado no método semi-quantitativo

leva em conta a idade do equipamento, a taxa de evolução do defeito, a eficácia da inspeção, correção para sobre-projeto, monitoração, complexidade e pontos de injeção.

Esta metodologia para poder ser aplicada diretamente a oleodutos implicou na sua transcrição em planilhas do aplicativo Excel, conforme as planilhas Parte B - Análise de Probabilidade que se encontram no Apêndice A para o oleoduto A - G e no Apêndice B para os oleodutos B - A, C - A e X - B. Para facilitar a leitura e o manuseio pelo leitor o Apêndice A é parte integrante deste volume.

Para o cálculo do subfator de módulo técnico foram feitas as seguintes considerações:

- a- O mecanismo de dano predominante considerado nos 4 oleodutos em estudo, é perda de espessura apenas. As taxas de corrosão uniforme, localizada e piteforme para o oleoduto A - G⁽²³⁾ estão indicadas nas planilhas de informações básicas do Apêndice I. Porém para o cálculo do subfator de módulo técnico conforme o Apêndice G do API 581 BRD, foi utilizada, como taxa de corrosão, a média das taxas disponíveis lidas nos coupons;
- b- A taxa de corrosão, conforme calculada conforme o subitem a acima, foi considerada como se tivesse permanecido constante após a inspeção por pig instrumentado;
- c- Para o cálculo do subfator de módulo técnico, considerou-se o pig instrumentado de alta resolução como sendo uma técnica de inspeção altamente eficaz;
- d- Assumiu-se também que os oleodutos não tivessem sido inspecionados antes da passagem do pig instrumentado e que as leituras dos coupons tivessem começado 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;
- e- Para o cálculo do subfator de módulo técnico, foi considerado que a monitoração da corrosão é online nos 4 oleodutos;
- f- Tendo em vista que o relatório da 2ª corrida de pig instrumentado, realizada no oleoduto A - G apenas, não havia sido aprovado na 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 assim como não foi possível avaliar a eficácia da monitoração da corrosão por coupons;
- g- Após a passagem do pig instrumentado foi iniciada a injeção de inibidor de corrosão e a taxa de corrosão vem sendo monitorada por coupons de corrosão;
- h- 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. No cálculo da

⁽²³⁾ - 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.

MAWP foi considerada apenas a espessura remanescente do duto porque o enfoque do método do API é de perda de espessura. As recomendações do ASME B 31G [13] quanto ao uso de 10% sobre a pressão de projeto e quanto ao comprimento dos defeitos detectados não foram seguidas;

- i- Para os oleodutos em estudo, não se considerou a existência de ponto de injeção ao longo de suas extensões;
- j- Para os oleodutos inspecionados por pig instrumentado, a espessura atual a partir da qual incide a taxa de corrosão, é a menor espessura remanescente do duto e que indicou o maior ERF, conforme apresentado na Tabela 24;

A Tabela 39 apresenta os resultados do cálculo da probabilidade de falha para o oleoduto A - G.

A conversão do subfator de módulo técnico para categoria de probabilidade, pode ser feita usando-se a Tabela 40, na qual as categorias foram definidas segundo ordens de grandezas do subfator de módulo técnico. Os resultados obtidos para o oleoduto A - G⁽²⁴⁾ na Tabela 39 e calculados conforme as planilhas do Apêndice V, indicam uma categoria de probabilidade 1, conforme a Tabela 40, de conversão. A discussão destes resultados é apresentada na seção 7.

VARIABILIDADE DOS SUBFATORES DE MÓDULO TÉCNICO	
SUBFATOR	VARIABILIDADE
UNIVERSAL	
Condição da Planta	Constante na planta
Baixa Temperatura	Constante na planta
Atividade Sísmica	Constante na planta
MECÂNICO	
Complexidade do equipamento	Variável com Equipamento
Código de Projeto	Variável com Equipamento
Ciclo de Vida	Variável com Equipamento
Fator de Segurança	Variável com Equipamento
Monitoração de Vibração	Variável com Equipamento
PROCESSO	
Continuidade	Constante na planta
Estabilidade	Constante na planta
Dispositivos de Segurança	Constante na planta

Tabela 38 - Variabilidade dos Fatores de Modificação de Equipamentos e de Avaliação de Gerenciamento de Sistemas

⁽²⁴⁾ - 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.

CÁLCULO DO SUBFATOR 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, localizada, piteforme e uniforme = r (mpy)	2,8
Eficácia da inspeção por pig instrumentado	Altamente eficaz
A*r/t	0,08
TMSF da Tabela G -7 a*r/t e inspeção H	TMSF =1
Correção para sobreprojeto em função de MAWP/P safe= 1,127 ou ta/ (ta - CA)=1,28 Tabela G -8 do API 581 BRD [9, G-9] 1,0 < 1,127 < 1,5	Corr Sproj=1
Correção para monitoração on-line em sour water para velocidade de fluxo 6,1ft/s < 20 ft/s Tabela G - 9 do API 581 BRD [9, G-10]	Corr Monit=2
Subfator para a*r/t=0,08 e inspeção altamente eficaz - Tabela G -7 do API 581 BRD [9, G-9]	1
Número de Pontos de Injeção	NA
Número de ramais fechados	NA
TMSF * Corr Sproj/ Corr Monit	0,5
Subfator Técnico corrigido	0,5

Tabela 39 - Cálculo de Subfator Técnico corrigido para o oleoduto A - G

CONVERSÃO DO SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO EM CATEGORIA DE PROBABILIDADE	
SUBFATOR DE MÓDULO TÉCNICO	CATEGORIAS
< 1	1
1 – 10	2
10 - 100	3
100 - 1.000	4
> 1.000	5

Tabela 40 - Categorização da probabilidade de falha em função do subfator de módulo técnico - método semi-quantitativo

5.4

Parte C - Cálculo de Conseqüência de Falha

No método semi-quantitativo, a conseqüência é obtida somente a partir da área afetada pela chama ou pela nuvem tóxica. As conseqüências relativas à interrupção do negócio e ao meio ambiente não são consideradas neste método, para manter a coerência com o objetivo da simplicidade.

Esta simplificação prejudica a avaliação de risco sob o ponto de vista quantitativo ou absoluto, porém em termos qualitativos ou relativos, como é o seu resultado final, não chega a afetar significativamente. Uma interpretação possível para esta consideração seria de que a política da operadora dos dutos, quanto à preservação do meio ambiente e ao cumprimento de contratos com os seus clientes é de tratar estes temas com um mesmo nível de rigor.

No cálculo das áreas de conseqüência são levados em consideração, a taxa de vazamento, o tipo de vazamento, a existência e o tipo de sistema de detecção de vazamento e isolamento, a temperatura do fluido e a temperatura de auto-ignição do fluido vazado. As áreas calculadas segundo as situações específicas podem ser ajustadas de acordo com o tipo de sistema de mitigação eventualmente instalado e operacional no local da instalação.

No cálculo das conseqüências segundo o método semi-quantitativo do API 581 BRD, foram feitas as seguintes considerações:

- a- Apesar das estações de origem, intermediária, quando existente, e de destino dos oleodutos 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;
- b- O petróleo escoado nos oleodutos não foi considerado tóxico, razão pela qual na Parte C, não foi efetuado o cálculo da área de conseqüência tóxica;
- c- Nos oleodutos 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;
- d- Devido à alta resistividade do solo nas áreas onde os oleodutos estão instalados, a corrosão externa não será considerada;
- e- Para o cálculo da área de conseqüência foi considerado que a fase final do petróleo em caso de vazamento é líquida e que não há auto-ignição;
- f- Não foi considerado qualquer efeito mitigador para redução da área de conseqüência por chama;

- g- De maneira geral, considerou-se como conseqüências apenas as áreas de conseqüência de dano a equipamento por chama, deixando-se de fora as áreas de conseqüência de fatalidades;

A Tabela 41 apresenta os resultados dos cálculos de conseqüência para o oleoduto A - G.

No Apêndice V, as planilhas Parte C1 - Cálculo das Conseqüências de Chama apresentam as metodologias especialmente elaboradas e transcritas em aplicativo Excel para o cálculo das conseqüências de chama sobre equipamento e pessoal na área afetada para os oleodutos A- G⁽²⁵⁾.

5.5

Parte D - Cálculo do Risco

No método semi-quantitativo as áreas de conseqüência calculadas na Parte C, para cada furo típico são ponderadas pela razão entre a freqüência de falha do respectivo furo e o total das freqüências de falha dos 4 furos típicos somadas. Desta forma, antes do valor absoluto de cada freqüência de falha, é dada importância ao seu valor relativo em relação às demais.

Com o objetivo de se chegar a um valor único total da área de conseqüência, as áreas "ponderadas pela freqüência de falha" são somadas. Isto pode ser expresso pela Equação (2) a seguir.

$$Acons_{tot} = \sum_{n=1}^{n=4} Acons_n \times \frac{Freq\ falha_n}{\sum_{n=1}^{n=4} Freq\ falha_n} \quad (2)$$

Os resultados do cálculo da área de conseqüência de chama a equipamentos para o oleoduto A – G está consolidado na Tabela 42. Não será considerada a área de fatalidades pelo fato do oleoduto A - G ter segmentos mínimos em estações e estar instalado em área praticamente desabitada.

O valor total da área de conseqüência ponderada pela freqüência de falha, $Acons_{tot}$ deve ser convertido em uma categoria de conseqüência, usando-se a Tabela 42.

⁽²⁵⁾ - 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.

A indicação do risco do equipamento avaliado pelo método semi-quantitativo, será obtida a partir da matriz de risco, Figura 7, entrando com a categoria de probabilidade, calculada na Parte B e a categoria de consequência calculada na Parte C e convertida na Tabela 43, Parte D. O Risco para o oleoduto A - G é 1 - D, ou seja, Risco Médio. No capítulo 7 este resultado será discutido.

RESUMO SOBRE O TIPO DE VAZAMENTO, FASE, TAXA E MASSA LIBERADA E ÁREA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA PARA O OLEODUTO A -G				
Tipo vazamento	1/4"	1"	4"	16" Ruptura
	Contínuo	Instantâneo	Instantâneo	Instantâneo
Fase final	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido
Taxa/ massa liberada	3,6 lb/s	102.420 lbs	1.640.160 lbs	1.832.702 lbs
Duração real estimada do vazamento	40 min	30 min	30 min	30 min
Redução da taxa de vazamento contínuo por detecção A e isolamento C =10%	3,24 lbs/s			
Área de dano em equipamentos por chama Tabelas 7 - 8 e 7 - 9 do API 581 BRD [9, 7-11], 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

Obs.: O procedimento de cálculo usado para obtenção dos resultados acima se encontra nas planilhas do Apêndice V

Tabela 41 - Resumo sobre o tipo de vazamento e o cálculo da área de consequência de chama para o oleoduto A - G - método semi-quantitativo

RESULTADOS DO CÁLCULO DA ÁREA DE CONSEQUÊNCIA DE CHAMA PARA O OLEODUTO A -G				
Probabilidade de falha	1/4"	1"	4"	16" Ruptura
	6*10E-8	2*10E-7	2*10E-8	1*10E-8
Probabilidades totais cf. Tabela 8.1 API 81 BRD [9, 8-3], somadas	2,9*10E-7 / ft ano			
Percentual	20%	68%	7 %	5%
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, 7-11], sem auto- ignição	57,6 ft2	3.989 ft2	49.767 ft2	5,5*10E4 ft2
Área de dano ponderada	11,5 ft2	2.712 ft2	3.483 ft2	2.750 ft2
Área total	8.956,5 ft2			

Tabela 42 - Cálculo da área de consequência de dano por chama a equipamentos ponderada pela probabilidade de falha para o oleoduto A - G

CONVERSAO AREA DE CONSEQUENCIA EM CATEGORIA	
AREA TOTAL PONDERADA PELA FREQUÊNCIA DE FALHA ft^2	CATEGORIA DE CONSEQUÊNCIA
< 10	A
10 – 100	B
100 - 1.000	C
1.000 - 10.000	D
> 10.000	E

Tabela 43 - Conversão da área de consequência de falha em categoria de consequência, com indicação do resultado para o oleoduto A – G

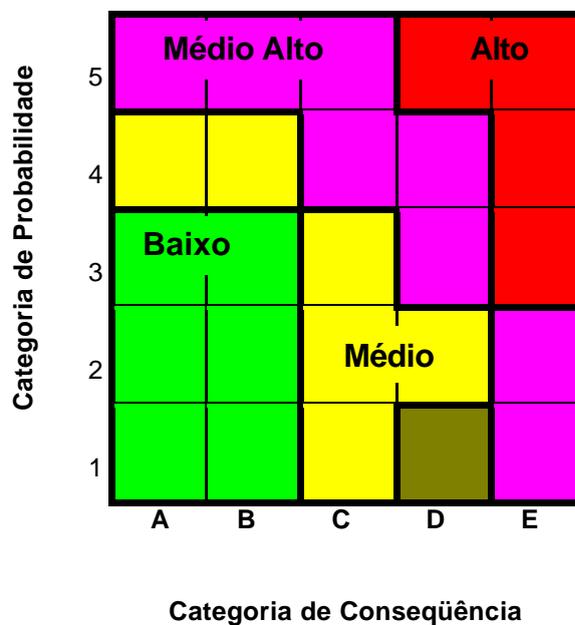


Figura 7 - Matriz de Risco - Método Semi quantitativo - Risco do oleoduto A - G é 1 - D, isto é, Risco Médio.