

Resultados da metodologia de IBR do API 581 BRD

O objetivo do API 581 BRD é justamente fornecer a metodologia usada para avaliar cenários de planos de inspeção através de IBR.

A avaliação de IBR considera:

- . O histórico do equipamento;
- . A idade do equipamento;
- . O tipo de mecanismo de dano atuante;
- . A evolução do mecanismo de dano;
- . O método de inspeção adequado ao tipo de defeito;
- . A eficácia deste método de inspeção em identificar o defeito e prever a sua evolução;
- . A frequência prevista no programa de inspeção;
- . O nível de confiabilidade da medida dos defeitos e sua evolução.

Estas informações são tratadas integradamente no API 581 BRD para se fazer uso de algoritmo de cálculo usando o teorema Bayes, o qual procura estimar a probabilidade de ocorrência de um evento considerando probabilidades definidas de ocorrência de três situações possíveis quando medido com diferentes precisões.

Estas situações possíveis de ocorrer são chamadas de estados de dano ou de defeito e podem ser descritos como :

- Estado de dano #1 - o defeito no equipamento não é pior do que é esperado baseando-se em modelos da taxa de dano ou na experiência com o equipamento;
- Estado de dano #2 - o defeito no equipamento é alguma coisa pior do que é esperado. Este nível de defeito é algumas vezes visto em itens de equipamentos similares.
- Estado de dano #3 - o defeito no equipamento é consideravelmente pior do que é esperado. Este nível de defeito é raramente visto em itens de equipamentos similares, mas tem sido observado ocasionalmente na indústria.

No caso do API 581 BRD calcula-se o que ocorrerá com o fator de defeito ao longo do tempo em que o mecanismo de dano estiver atuando com taxa de evolução conhecida, em função da eficácia da inspeção e da frequência de inspeção com que se acompanha tal mecanismo de dano. Tendo em vista que se supõe que as conseqüências permaneçam inalteradas, pode-se concluir que o risco a que o equipamento estará

submetido irá depender apenas da probabilidade de falha, representada pelo fator de defeito. Este valor conhecido, no momento da avaliação inicial, deverá ser reduzido ou mantido no mesmo nível com o programa de inspeção otimizado.

Quanto à eficácia da inspeção, vale ressaltar alguns elementos a serem considerados na avaliação da eficácia das diferentes técnicas de inspeção. Neste sentido pode-se classificar com segurança a eficácia da inspeção por pig instrumentado como **altamente eficaz**, porque além de inspecionar o duto ao longo de toda a sua extensão e perímetro, permite a comprovação da performance da ferramenta e dos defeitos através de escavações de correlação, que são realizadas a cada corrida.

Nestas escavações de correlação, geralmente duas, conforme a prática da maioria dos operadores internacionais, são realizados ensaios de ultrassom do tipo CScan. Neste tipo de ensaio, os pontos de medição são definidos por uma malha tão fina quanto as dimensões dos defeitos que foram detectados pelo pig, o posicionamento do transdutor é feito automaticamente por mecanismo controlado por computador e as leituras são registradas em meio digital para avaliação e comparação futura.

É importante esclarecer que os serviços de inspeção de dutos por pig instrumentado são geralmente contratados conforme as especificações do Pipeline Operators Forum - POF [14] listadas na Tabela 56. O POF é um fórum informal formado por 28 operadores internacionais, dentre os quais Shell, Esso, Total, Elf, Gaz de France, AGIP, GASUNIE, BP, AMOCO etc. e do qual participam ainda, fornecedores de serviços de inspeção por pig instrumentado. O POF se reúne anualmente nas sedes de seus membros, escolhidas em sistema de rodízio.

Por outro lado, a eficácia da monitoração da corrosão interna por coupons e sondas de resistência elétrica ou polarização linear deve ser classificada a partir de comparação com dois resultados seguidos de inspeção por pig instrumentado. Isto porque a monitoração é pontual e nem sempre os locais de amostragem são os pontos baixos do duto ou onde se acumula água. O acúmulo e a agressividade da água dependem do regime de escoamento, conteúdo de água e contaminantes e modo de diluição ou mistura no fluido em escoamento.

Para comprovar a necessidade desta verificação da eficácia da monitoração da corrosão, pode-se observar, por exemplo, na Tabela 57, uma simulação dos percentuais de diferença entre as perdas de espessura medidas pelo pig instrumentado e as estimadas a partir das leituras dos coupons. Há grande diferença entre os valores de perda de espessura medidos por pig e as estimativas feitas a partir das taxas de corrosão e o tempo de vida do oleoduto. Nesta Tabela 57 foram usadas as perdas de espessura:

- máxima e média dos pontos com ERF- Estimated Repair Factor maior ou igual a 0,7;
- estimadas para os oleodutos em estudo, entre o início de sua operação e a data da inspeção por pig instrumentado, sendo atacados sob a taxa de corrosão medida nos coupons atualmente.

Os campos definidos na Tabela 57 são os seguintes:

- **to** = espessura nominal do oleoduto;
- **Tpig** = Tempo até a inspeção por pig (anos);
- **WLpmax** = Perda máxima de espessura medida por pig;
- **WLpm** = Perda média de espessura medida por pig para pontos com $ERF \geq 0,70$;
- **r** = taxa média de corrosão medida por coupon;
- **WLC** = Perda média de espessura estimada pela taxa de corrosão entre o início de operação do duto e a inspeção por pig;
- $\Delta\%pmax = \frac{WLp\ max - WLC}{WLp\ max}$
- $\Delta\%pm = \frac{WLpm - WLC}{WLpm}$
- $ERF = \frac{MAOP}{Psafe}$ onde MAOP = máxima pressão admissível de operação do duto e $Psafe$ = pressão segura para o duto segundo o código de avaliação da integridade de dutos corroídos ANSI B 31.G, por exemplo.

RESOLUÇÃO DOS PARÂMETROS DE MEDIÇÃO PARA PIG INSTRUMENTADO - POF			
Parâmetro	Resolução	Parâmetro	Resolução
Distância do defeito	0,001 m	Comprimento e largura do defeito	1mm
Profundidade do defeito	0,1 mm ou 1%	Espessura de parede de referência	0,1 mm ou 1%
Orientação do defeito	1° ou 15 min	ERF	0,01
Campo magnético	1 Am ⁻¹	Distância axial entre medidas	0,1 mm
Espaçamento circunferencial entre sensores	0,1 mm	Velocidade do pig instrumentado	0,1 m/s
Temperatura	1 C	Pressão	0,01 MPa

Tabela 56 - Resolução dos parâmetros de medição para pig instrumentado conforme especificação do POF[11]

A relação $a*r/t$ para o módulo de perda de espessura mostrada na Figura 11, é fundamental para o processo de otimização do programa de inspeção, porque inicia o processo de avaliação da condição do duto. A seguir, com a continuação do trabalho de IBR, permite, com o apoio do tratamento estatístico do Teorema de Bayes, se verificar a evolução da deterioração do mesmo e escolher a eficácia e a frequência de aplicação da

técnica de inspeção a ser adotada no plano de inspeção para manter o duto íntegro ao longo de sua vida útil e a um nível de risco tolerável .

Duto	t_0 (")	T_{pig} (anos)	WL_{pmax}	WL_{pm}	r (mpy)	WLC	$\Delta\%p_{max}$	$\Delta\%pm$
A – G	3/8	11	0,49	0,395	2,8	0,082	83	79
B – A	1/2	12	0,44	0,375	4,25	0,1	77	73
C – A	1/4	10	0,29	0,223	0,75	0,03	89	86

Tabela 57 - Diferença percentual entre as perdas de espessura máxima e média detectadas por pig instrumentado e as estimadas por taxa de corrosão medida por coupon

Observando-se os resultados da aplicação de IBR para otimização de planos de inspeção calculados para os oleodutos em estudo, compilados na Tabela 58, e cujas condições de contorno são as descritas abaixo:

- espessura atual do oleoduto igual à menor espessura encontrada durante a inspeção por pig instrumentado e sofrendo deterioração a partir de então, segundo a taxa média de corrosão medida por coupons;
- espessura atual do oleoduto igual à espessura original deteriorada ao longo da vida do duto segundo uma taxa de corrosão constante e medida por coupons, pode-se concluir o que segue:
 - 1- Para dutos cujas taxas de corrosão são da ordem de grandeza de décimo ou centésimo de mpy e que não apresentam perdas de espessura iniciais, isto é $a*r/t < 0,10$, é possível otimizar programas de inspeção estendendo-se o intervalo entre as inspeções, desde que estas tenham eficácia entre regular e altamente eficaz, sem aumento do nível de risco do duto;
 - 2- Dutos com registros de perdas de espessura média a elevada, entre 40 e 80% da espessura nominal, e pressão de operação elevada, não apresentam muitas possibilidades para otimização de planos de inspeção através da extensão do intervalo entre inspeções. Isto decorre do fato de que quando $0,1 < a*r/t < 0,2$, o nível de risco se eleva muito rapidamente exceto para planos que contemplem inspeções altamente eficazes;
 - 3- Dutos com altas taxas de corrosão, isto é, entre 1 e 8 mpy e baixas espessuras com $a*r/t$ acima de 0,1, não oferecem muitas possibilidades de otimização de planos de inspeção através da extensão dos intervalos entre inspeções, mesmo que estas sejam altamente eficazes;
 - 4- Foi possível com a aplicação de IBR otimizar os planos de inspeção de três dentre os quatro oleodutos estudados representando uma redução de custos de inspeção por pig instrumentado da ordem de 33% em relação ao plano de inspeção atual.

É interessante esclarecer que as conclusões acima podem ser obtidas pela observação direta da Tabela G-7, do Módulo Técnico G, Perda de Espessura, do API 581 BRD, mostrada na Figura 11.

DUTO	to [“]	PERDA ESP.	TAXA CORROSÃO [mpy]	OTIMIZAÇÃO INSP PIG [INSP A MENOS]	VIDA REM [anos], APÓS INSP	REDUÇÃO DE CUSTOS COM PIG US\$
A – G	3/8	0,49	2,8	1 EM 17 ANOS	18	162.000,00
B – A	1/2	0,44	4,25	1 EM 16 ANOS	17	50.000,00
C - A	1/4	0,29	0,75	3 EM 30 ANOS	66	162.000,00

Tabela 58 – Resultados de otimização de planos de inspeção com IBR

Table G-7—Thinning Technical Module Subfactors

Number of Inspections	Inspection Effectiveness																							
	1				2				3				4				5				6			
	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly	Poorly	Fairly	Usually	Highly				
a/r/t	No Inspect.																							
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
0.10	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
0.12	6	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1	2	1	1	2	1	1	1				
0.14	20	17	10	6	1	13	6	1	1	10	3	1	1	7	2	1	1	5	1	1				
0.16	90	70	50	20	3	50	20	4	1	40	10	1	1	30	5	1	1	20	2	1				
0.18	250	200	130	70	7	170	70	10	1	130	35	3	1	100	15	1	1	70	7	1				
0.20	400	300	210	110	15	290	120	20	1	260	60	5	1	180	20	2	1	120	10	1				
0.25	520	450	290	150	20	350	170	30	2	240	80	6	1	200	30	2	1	150	15	2				
0.30	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2	240	50	4	2	180	25	3				
0.35	750	650	550	300	80	600	300	80	10	540	150	20	5	440	90	10	4	350	70	6				
0.40	900	800	700	400	130	700	400	120	30	600	200	50	10	500	140	20	8	400	110	10				
0.45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40	700	270	60	20	600	200	30	15	500	160	20				
0.50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40	800	270	50	40	700	210	40				
0.55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100	1000	500	130	90	900	350	100	90	800	260	90				
0.60	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230	1200	620	250	210	1000	450	220	210	900	360	210				
0.65	1900	1700	1400	1000	700	1600	1105	670	530	1300	880	550	500	1200	700	530	500	1100	640	500				

Figura 11 – Tabela G-7 do Módulo Técnico G, Perda de Espessura, do API 581 BRD

Esta metodologia foi transcrita para as planilhas Excel que se encontram no Apêndice III e aplicada ao oleoduto A – G⁽³¹⁾, avaliado pelo método quantitativo.

Verificou-se que os resultados do programa de otimização de inspeção mantendo o nível de risco dentro do atual, ou seja, TMSF=1, independe do método de avaliação de risco, quantitativo ou semi-quantitativo, pois a metodologia se baseia apenas nas informações de inspeção, ou seja, a relação $a^*/r/t$ e MAOP, pressão de operação, espessura atual e sobre-espessura de corrosão.

⁽³¹⁾ - 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.