

Metodologia Para Definição da Probabilidade de Detecção de Técnicas Não Destrutivas em Ambiente *Offshore*.

João Pedro Barros Cuba, Marcelo Ramos Martins

Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco - LabRisco, Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, Universidade de São Paulo (USP)

Adriana Miralles Schleder

Universidade Estadual Paulista - UNESP – Itapeva / Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco - LabRisco, Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, Universidade de São Paulo (USP)

Leonardo Oliveira de Barros e Rene Thiago Capelari Orlowski
Centro de Pesquisas e Desenvolvimento – CENPES - Petrobras

RESUMO

Programas de inspeção, testes e monitoramento são estabelecidos para detectar e avaliar a deterioração de componentes e equipamentos. Ao longo dos últimos anos, diversos avanços culminaram em uma melhor compreensão sobre a deterioração dos equipamentos, o que permitiu a proposta de programas que definissem os intervalos entre inspeções de acordo com a condição do equipamento.

Segundo a API - 580 (2016), a Inspeção Baseada em Risco (RBI – do inglês *Risk-based Inspection*) representa a próxima geração de abordagens de inspeção, reconhecendo que o objetivo final da inspeção é a segurança e confiabilidade das instalações operacionais. Uma das principais etapas relacionadas à RBI consiste no processo de avaliação de risco, para tanto, diversas metodologias de análises podem ser utilizadas, sendo uma das mais comuns a FMECA (do inglês *Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis*)

Para tanto, é necessário definir um valor de prioridade de risco, o qual é obtido em função de três fatores: a ocorrência da falha (O), a severidade da falha (S) e a chance de detecção da falha (D). No âmbito do setor *offshore* valores de O e S podem ser obtidos através de banco de dados como o *Offshore Reliability Data Handbook (OREDA)*, já para a detecção nota-se, através de uma extensa revisão bibliográfica, que estes dados são de difícil obtenção. Estes valores referem-se à capacidade de detecção que determinado método possui de identificar a falha e associa a cada par modo de falha e método de detecção uma probabilidade de detecção (PoD – *Probability of Detection*).

Em função da dificuldade de obtenção das PoDs buscou-se desenvolver neste trabalho uma metodologia para orientar a definição destas probabilidades, para tanto foram utilizadas como base a API RP 581 – *Risk-based Inspection Methodology* e a prática recomendada DNV – GL – C210 – *Probabilistic methods for planning of inspection for fatigue cracks in offshore structures* [5,6]. É interessante ressaltar que a metodologia foi elaborada, inicialmente, para ser aplicada na obtenção de valores associados a sistemas em ambiente submarino, no entanto, acredita-se que em trabalhos futuros, sua aplicação pode ser expandida a outros setores e cenários de interesse.

Palavras-chave: Técnicas de inspeção não destrutivas, NDT, Probabilidade de Detecção, PoD, Metodologia, Offshore.

1 INTRODUÇÃO

Ao longo das últimas décadas, métodos de inspeção baseada em risco (RBI - do inglês *Risk Based Inspection*) ganharam popularidade, dado que o planejamento de inspeção e manutenção com base na análise de risco auxilia a tomada de decisão relacionada a investimentos em manutenção ou em setores correlatos [1]. Na indústria de óleo e gás *offshore* estas técnicas têm sido utilizadas para otimizar o uso de recursos e aumentar a segurança das operações [2, 3].

Uma das principais etapas de aplicação da RBI consiste no processo de avaliação do risco, para tanto, diversas ferramentas podem ser utilizadas, sendo uma das mais difundidas a análise de modos de falha, efeitos e criticidade (FMECA - do inglês *Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis*). Assim, durante a elaboração da FMECA define-se um valor de prioridade de risco (RPN – *Risk Priority Number*) para classificar os modos de falha de equipamentos e componentes, esse valor é calculado através de três variáveis: a taxa de ocorrência (O), o grau de severidade (S) e a chance de detecção (D) dos modos de falha [4].

No âmbito dos equipamentos offshore, informações relacionadas à ocorrência e severidade de modos de falha são mais comumente encontradas, como por exemplo as disponibilizadas no banco de dados OREDA (2015) [5]. Já informações relacionadas à detecção, ou seja, a probabilidade de detecção do modo de falha através do uso de determinada técnica de inspeção, são escassas na literatura.

A eficácia de uma técnica de inspeção é comumente associada à probabilidade de detecção (PoD – do inglês *Probability Of Detection*) dos modos de falhas. O desenvolvimento de curvas para obtenção das probabilidades de detecção apresenta elevada complexidade, e exemplos de aplicações são escassos na literatura, assim, neste trabalho desenvolveu-se uma metodologia para a obtenção de valores de probabilidade de detecção para diferentes cenários associados à inspeções realizadas em ambientes *offshore*. Vale destacar, que a metodologia proposta tem grande embasamento na norma API RP 581 – *Risk-based Inspection Methodology* e a prática recomendada DNVGL-RP-C210 - *Probabilistic methods for planning of inspection for fatigue cracks in offshore structures* [6].

2 DESCRIÇÃO

2.1 Inspeção baseada em Risco

Programas de inspeção, testes e monitoramento são estabelecidos para detectar e avaliar a deterioração de componentes e equipamentos. A eficácia dos programas de inspeção varia amplamente, podendo se concentrar em áreas e equipamentos já conhecidos, ou ter um direcionamento mais abrangente [7].

A forma de definir os intervalos entre as inspeções evoluíram ao longo do tempo. Em abordagens mais tradicionais de elaboração de planos de inspeção, o critério para definir o intervalo entre as inspeções é determinado em função do tempo e, majoritariamente, controlado por regulações, normalmente o intervalo para realização dessas atividades é fixo e, independe da condição do equipamento [1, 2].

Com os avanços nas abordagens de inspeção e a melhor compreensão do processo de deterioração dos equipamentos, os intervalos de inspeção tornaram-se mais dependentes da condição do equipamento (ou seja, inspeção baseada na condição) [7].

Os procedimentos relacionados à RBI têm sido usados na indústria desde o início dos anos 1970. No entanto, ganhou notoriedade apenas em meados da década de 1980, quando o uso de análise de confiabilidade estrutural também ganhou destaque [8]. Sua aplicação na época foi contida à estruturas offshore, no entanto, esta prática mudou no início de 1990, quando houve a orientação para aplicação de RBI nas refinarias de petróleo, culminando em ganho de popularidade após os anos 2000 [9].

Em 1994 foi definido como "uma metodologia integrada que usa o risco como base para priorizar e gerenciar um programa de inspeção de equipamentos em serviço, combinando a probabilidade de falha e a consequência da falha" e sua ideia essencial era desenvolver um programa de inspeção que gerenciasse o risco relacionado a falha do equipamento [8].

Essa metodologia foi então publicada em 2000 como API PUBL 581 - *Risk-Based Inspection Base Resource Document*, e 2 anos depois houve a publicação da prática recomendada API RP 580, Inspeção Baseada em Risco (do inglês *Risk-based Inspection*). A API RP 580 é usada até hoje, já a API PUBL 581 foi promovida a uma prática recomendada em 2008 e é atualmente conhecida como API RP 581 [8].

Desta forma, segundo a API - 580 (2016), a RBI representa a atual abordagem de inspeção, reconhecendo que o objetivo final da inspeção é a segurança e confiabilidade das instalações operacionais, por fim, é importante ressaltar que a geração atual de desenvolvimento da manutenção é altamente caracterizada

pelo início do uso dessas metodologias baseada em risco, além da manutenção centrada em confiabilidade e baseada em condição [1].

A

Figura 1 apresenta o comportamento típico esperado do risco em função da frequência de inspeção em programas de inspeção tradicionais e utilizando a metodologia RBI. Nota-se que há decréscimo em ambos os casos do risco em função do acréscimo da frequência de inspeção, no entanto, por apresentar orientação ao risco, a metodologia RBI apresenta decréscimo mais acentuado [7].

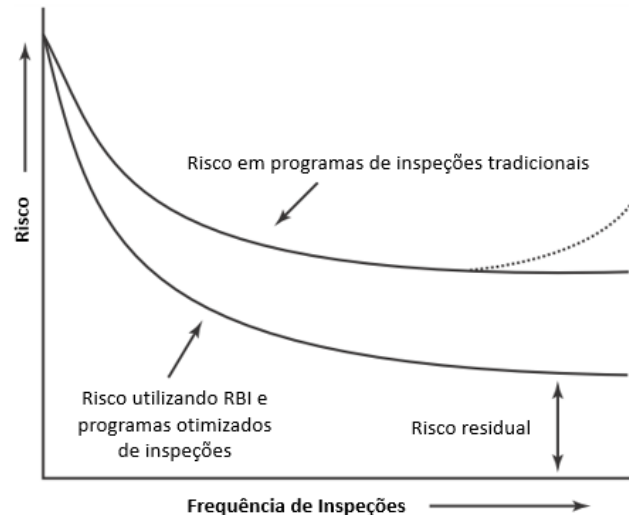


Figura 1 - Gestão de Risco utilizando a RBI (Adaptado de API, 2016a).

Outro ponto de interesse, diz respeito à linha tracejada na curva relacionada aos programas típicos. Essa linha representa o efeito negativo da quantidade excessiva de inspeções em um sistema, o que pode ocasionar a inserção de defeitos. Por fim, tem-se o risco residual, que mesmo em abordagens orientadas ao risco, existirá no sistema. Fatores de risco residual incluem, mas não se limitam a: i) Erros humanos; ii) Desastres naturais; e iii) Eventos Externos (Ex: Colisão ou queda de objetos) [7].

O processo de RBI proposto na API (2016) pode ser representado, simplificada, pela Figura 2, ou seja, cada um dos elementos mostrados é essencial para seu desenvolvimento [7].

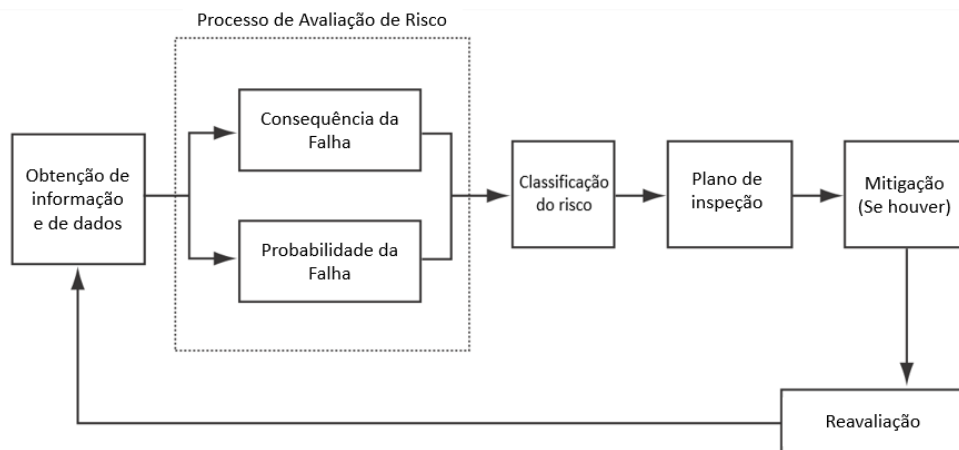


Figura 2 - Processo de planejamento RBI (Adaptado de API, 2016)

Uma das principais etapas relacionadas à RBI consiste no processo de avaliação de risco, para tanto diversas metodologias de análises podem ser utilizadas, essas técnicas são categorizadas por diversas literaturas em determinísticas, probabilísticas ou em uma combinação entre as duas [7].

A FMECA se enquadra em uma abordagem determinística onde as informações são levantadas de modo qualitativo. É um método para a identificação sistemática de modos de falhas potenciais, suas causas e os efeitos relacionados a cada um deles; esta análise exige que cada possível modo de falha do sistema seja examinado, e que o efeito do modo de falha sobre o funcionamento do sistema seja determinado [4, 7].

Entende-se por modo de falha, a maneira pela qual um componente, subsistema ou sistema, poderia potencialmente falhar ao cumprir a função para a qual foi projetado [6, 10].

Nos últimos anos, a FMECA tem sido aplicada com sucesso em diversos contextos para melhorar a confiabilidade dos sistemas, como exemplo tem-se trabalhos no gerenciamento de riscos de segurança em usinas de energia geotérmicas, para melhorar o processo de tomada de decisão em departamentos emergenciais, dentre outros campos como o aeroespacial, navegação, manufatura e de indústrias químicas [4, 8].

Conforme mencionado anteriormente, em abordagens convencionais da utilização da FMECA a priorização dos modos de falha é realizada através de um valor de prioridade de risco (RPN), dependente da ocorrência da falha (O), da severidade da falha (S) e da chance de detecção da falha (D). No âmbito *offshore* valores de ocorrência (O) e severidade (S) podem ser obtidos através de banco de dados comerciais como o OREDA (2015), já para a detecção (D) notou-se, através de uma extensa revisão bibliográfica, que são escassas as informações relacionadas à capacidade de detecção de uma NDT, sendo assim a próxima sessão apresenta uma discussão sobre este tema.

2.2 Técnicas Não Destrutivas

As inspeções devem se concentrar na detecção, dimensionamento e determinação da taxa de degradação. Os métodos de inspeção são comumente chamados de técnicas não destrutivas [9, 11]. De modo geral, técnicas não destrutivas (NDTs – *Non Destructive Techniques*) buscam obter informações relacionadas às descontinuidades, às características físico-químicas, ou ainda relacionada à monitoração do nível de degradação dos componentes, equipamentos e estruturas; e visam auxiliar na tomada de decisão acerca da necessidade de reparo ou substituição [11 - 14].

Estas técnicas apresentam uma maneira de avaliar a integridade do sistema ou componente sem comprometer sua performance, já que usualmente utilizam princípios físicos que não alteram as características físicas, químicas, mecânicas, dimensionais e a vida útil do produto, componente ou sistema [11 - 14].

Segundo Bossi e Georgeson (2020) testes não destrutivos e inspeção não destrutiva são muitas vezes considerados sinônimos, já que estão relacionados ao uso de ferramentas de medição por meio de especificação e avaliação com base em critérios pré-determinados. A avaliação não destrutiva e caracterização não destrutiva, por sua vez, são termos utilizados com o intuito de direcionar o uso de métodos não destrutivos para avaliação de condição, propriedade ou estado do material, especialmente de maneira quantitativa.

No entanto, é possível observar na literatura que estas definições apresentam conflitos em seu uso, isso pode ser melhor constatado em Rizzo (2012), Boyes (2010) e Sampaio (2009); o primeiro utiliza o termo avaliação não destrutiva para a técnica de inspeção visual, o segundo utiliza o termo teste não destrutivo e o último o termo ensaio não destrutivo [11 - 12]. A fim de melhor englobar estes conceitos, o acrônimo NDT (NDTs quando em referência a mais de uma técnica) será usado neste artigo para representá-los.

As cinco NDTs mais difundidas foram desenvolvidas majoritariamente para o setor siderúrgico, sendo: Radiografia; Líquido penetrante; Correntes parasitas; Ultrassom; e Partículas magnéticas [15]. Além destas, outras foram desenvolvidas, principalmente no século XX, para melhor detecção de descontinuidades em ambientes diversos, como exemplo, algumas das utilizadas ambientes marinhos e submersos, focadas no setor de exploração de óleo e gás em alto mar. A Tabela 1 apresenta as técnicas, verificadas através da literatura, passíveis de serem usadas em ambiente offshore [13, 16 – 19].

Diversos fatores podem influenciar nos resultados obtidos pelas inspeções, a depender da técnica utilizada, podendo serem elencados como os principais [14, 20, 21]:

- Mecanismo de degradação;
- Localização da descontinuidade;
- Formato e orientação da descontinuidade;
- Formato e método de fabricação (fundição, forjamento) do componente;
- Material, microestrutura e fatores que influenciam na microestrutura do componente;
- Condições superficiais do componente;
- Criticidade e uso do sistema;
- Experiência, acuidade mental e estado emocional do inspetor; e
- Procedimento de inspeção.

Tabela 1- NDTs offshore e aplicação.

NDT	Usualmente detectam	Referência
Inspeção visual	Verificação superficial geral (Trinca, corrosão, deformação plástica, interação sistema-meio ambiente, estado de degradação)	[16, 19, 22]
Partículas magnéticas	Trincas superficiais e subsuperficiais	[11, 16, 18, 23]
Emissão Acústica	Descontinuidade superficial e interna; Trincas se propagando; Iniciação de trinca por corrosão.	[11, 18]
Ultrassom	<i>Phased Array</i> Trincas superficiais, subsuperficiais e internas.	[11, 18]
	<i>Guided Wave</i> Perda de espessura localizada; Trincas.	[11, 18]
Correntes Parasitas	Trincas superficiais e interna; Perda de espessura generalizada; Corrosão generalizada e erosão (Não detecta pites).	[11, 16, 18]
<i>Alternating Current Field Measurement (ACFM)</i>	Trincas subsuperficiais e abaixo do revestimento.	[11, 16, 18]
Radiografia	Descontinuidades superficial e interna; Perda de espessura generalizada e localizada; Descontinuidades volumétricas.	[11, 16, 18]

Isso faz com que o tratamento de incertezas seja extremamente importante ao utilizar uma NDT. Quando se utiliza uma NDT é comum que sejam realizadas diversas medições, no entanto, repetidas medições não necessariamente apresentarão os mesmos resultados de detecção e não detecção, mesmo quando as descontinuidade são de mesmo tipo e tamanho [14, 24]. A capacidade de detecção de uma NDT pode ser expressa em termos estatísticos, considerando-se a variação dos resultados de detecção para cada técnica e condição associada, ou seja, a confiabilidade relacionada a uma técnica de inspeção depende da capacidade da mesma de detectar, classificar e avaliar os desvios existentes no componente testado [9].

Assim, a confiabilidade de uma NDT pode ser avaliada em função da sua capacidade de detectar uma falha em determinada condição de inspeção [24 – 26]. O método mais comum para a quantificação da confiabilidade de uma técnica é através das curvas PoD, essas curvas foram inicialmente construídas por função cumulativa de probabilidade de detecção para diferentes tamanhos de descontinuidades e normalmente apresentadas em função do tamanho da descontinuidade, embora muitos outros parâmetros e fatores influenciem nesta medida [9].

O uso das funções PoD como métrica para quantificar a capacidade de uma NDT apresentou grande desenvolvimento no final dos anos 1960 e início de 1970. Em 1969 a NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) reconheceu que era necessária uma maneira de quantificar a capacidade de detecção de uma técnica de inspeção para auxiliar no desenvolvimento do projeto e produção do ônibus espacial [12]. Assim, foram estabelecidos valores de confiabilidade de uma NDT com base na maior falha possível a não ser detectada, em vez da menor falha possível a ser detectada. Essa medida foi tomada dado que a detecção de falhas menores apresenta baixos valores de probabilidade de detecção, o que impactava negativamente no desenvolvimento do projeto [12].

Esta metodologia desenvolvida pela NASA foi incorporada a norma NASA 5009 e logo foi adotada pela força aérea dos estados unidos (USAF – *US Air Force*) através da MIL A-83444. O conceito de PoD foi introduzido em 1973 e incorporado aos requisitos de projeto associado ao programa do ônibus espacial [12].

Este projeto foi pioneiro na quantificação da capacidade das técnicas e logo foi aceito como um método padrão, resultando no desenvolvimento de uma norma pela ASNT (*American Society for Non-destructive Testing*) [12].

De modo geral, as curvas PoD são obtidas a partir de estudos empíricos ou através de modelagens matemáticas. Estudos mais recentes sugerem a construção através de simulação computacional das inspeções [9]. É interessante ressaltar que nenhuma NDT conseguirá detectar todos os defeitos presentes em um material, porém o resultado de um procedimento pode ser quantificado e a capacidade de detectar descontinuidades pode ser estimada.

Conforme comentado anteriormente, a definição da PoD não é trivial, em especial para o ambiente offshore, existem algumas normas e diretrizes que podem ser utilizadas. Dentre elas destacam-se as diretrizes DNVGL-RP-C210 (2015) e a API RP 581 (2016).

De modo geral, as diretrizes DNVGL-RP-C210 (2015) apresentam funções e parâmetros para a obtenção dos valores de PoD para trincas em ambiente *offshore* para as seguintes técnicas de inspeção: Inspeção Visual; Ultrassom; Correntes Parasitas; Partículas Magnéticas; e ACFM (*Alternating Current Field Measurement*).

Já a API RP 581 (2016) apresenta classes para a estimativa da probabilidade de detecção de uma técnica, método, ou plano de inspeção para um sistema, de modo geral, apresenta 5 categorias de efetividade, sendo estas:

- Altamente efetivo: Onde ocorrerá a correta identificação do verdadeiro estado de degradação em quase todos os casos e a PoD encontra-se no intervalo entre 80 e 100%;
- Usualmente efetivo: Onde ocorrerá a correta identificação do verdadeiro estado de degradação na maioria dos casos e a PoD encontra-se no intervalo entre 60 e 80%;
- Razoavelmente efetivo: Ocorrerá a correta identificação do verdadeiro estado de degradação em, aproximadamente, metade dos casos e a PoD encontra-se no intervalo entre 40 e 60%;
- Pouco efetivo: Será obtida pouca informação para identificação correta sobre o verdadeiro estado de degradação do sistema, a PoD encontra-se no intervalo entre 20 e 40%; e
- Não efetivo: Não será obtida nenhuma ou quase nenhuma informação que identifique corretamente o verdadeiro estado de dano e a técnica, método ou política será considerada ineficaz para detectar o mecanismo de degradação, a PoD encontra-se no intervalo entre 0 e 20%.

3 METODOLOGIA

Nesta seção apresenta-se a metodologia proposta para a determinação de PoDs quando estas já não forem conhecidas. A metodologia foi desenvolvida, inicialmente, considerando-se informações básicas dos sistemas, que podem ser obtidas através de FMECAS, ou seja, as primeiras informações necessárias consistem em informações sobre o sistema sob análise, tais como a classe, subunidade, equipamentos e componentes, seus modos e causas de falha.

Ao estruturar estas informações, é possível realizar uma análise caso a caso, fazendo a quantificação das PoDs. Pode-se notar, nos exemplos de aplicação das categorias de efetividade presentes na API RP 581 (Parte 2-Anexo 2.C desta norma), que o grau de efetividade da técnica está intimamente relacionado à abrangência da aplicação da inspeção no sistema. Em geral analisa-se neste ponto o cenário como um todo, considerando todo o sistema sob análise e suas condições de operação; no entanto, notou-se que quando acrescentada aqui uma etapa de análise mais detalhada, observando-se as partes do sistema (por ex., componentes específicos) pode-se obter resultados mais adequados. Dado que os documentos base para desenvolvimento da metodologia encontram-se no âmbito offshore, a aplicação inicial da metodologia encontra-se neste setor. No entanto, é possível utilizar a estrutura apresentada para desenvolver e aplicar em outros setores. A Figura 3 apresenta um fluxograma para obtenção dos valores de PoDs de acordo com a metodologia proposta.

Inicialmente é necessária a obtenção de informações relacionadas ao sistema, tais como classe, subunidade, equipamento, componente, modo de falha e causa. Posteriormente, é necessário definir um cenário, sendo este um conjunto contendo os itens elucidados anteriormente.

Após essa etapa, deve-se definir se a análise a ser realizada terá como pivô orientador, as causas ou os modos de falha. Se as causas forem este pivô, metodologias e ferramentas para elencar as causas raízes relacionadas ao modo de falha devem ser utilizadas. Ao seguir por este caminho, uma das causas elencadas pode ser trinca, se o for, é necessário verificar se as curvas e parâmetros presente nas diretrizes DNVGL-RP-C210, abordam a técnica a ser utilizada, se abordarem, a PoD pode ser calculada considerando-se a menor trinca admissível no sistema.

Caso a DNVGL-RP-C210 não contemple a técnica a ser utilizada, a causa elencada não seja trinca ou o pivô orientador da análise seja o próprio modo de falha, a PoD pode ser, inicialmente, qualificada através das categorias de efetividade elucidados na API RP 581 e, através dos valores médios de PoD do intervalo de cada uma das categorias, pode ser quantificada.

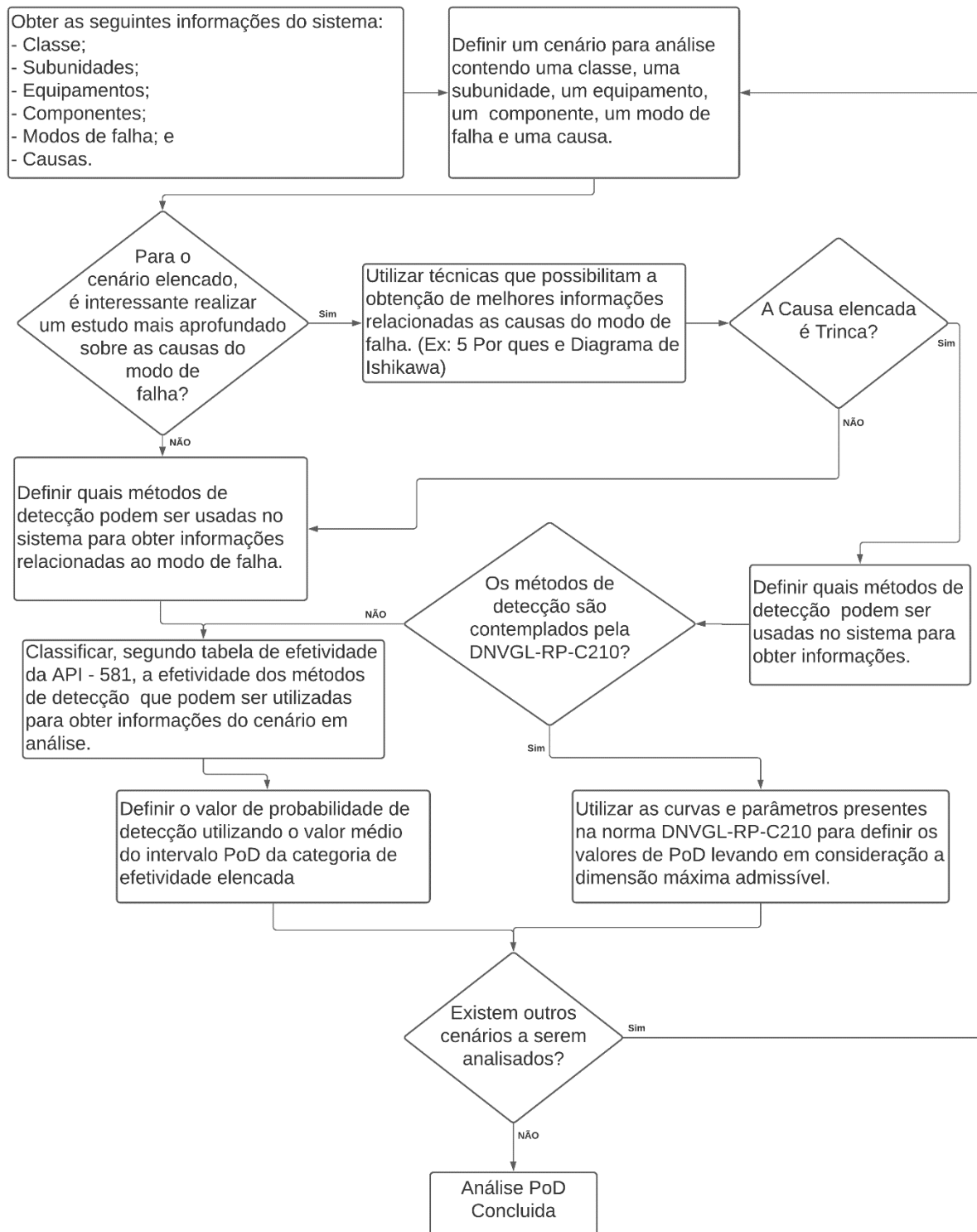


Figura 3. Metodologia PoD

A seguir será apresentado um exemplo de aplicação para melhor ilustrar os passos descritos pelo fluxograma. Inicialmente, tem-se a obtenção das informações do sistema a ser analisado, no caso o sistema é uma ESDV (*Emergency Shutdown Valve*). As ESDVs são válvulas de segurança, normalmente instaladas na transição do *flowline* e *riser* com o intuito de interromper o fluxo de fluido em caso de necessidade, evitando acidentes como o que ocorreu com a plataforma *Piper Alpha* [27 - 29].

A Tabela 2 apresenta as informações iniciais necessárias para a definição dos cenários como a classe, subunidade, equipamento, componente, modos de falha e a causa.

Tabela 2 - Levantamento inicial de informações - Exemplo Metodologia

Classe	Subunidades	Equipamentos	Componentes	Modos de falha (Equipamentos)	Causas
Conjunto válvula/atuador	Conjunto válvula/atuador	Conjunto válvula/atuador	-	Vazamento externo - Meio de processo (External leakage - process medium - ELP)	External influence - general
Conjunto válvula/atuador	Conjunto válvula/atuador	Conjunto válvula/atuador	-	Vazamento externo - Meio de processo (External leakage - process medium - ELP)	Material failure - general
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

Na sequência, deve-se elencar o cenário de interesse. Uma vez escolhido o cenário pode-se ou não realizar a análise levando em consideração as causas do modo de falha, no caso de não considerar as causas, deve-se verificar quais NDTs podem ser empregadas com intuito de obter informações relacionadas ao modo de falha.

Após realizar as etapas anteriores, deve-se categorizar a efetividade do emprego da técnica através das categorias de efetividade da API-581, levando em consideração o cenário em estudo. Por fim, obtém-se, utilizando o valor médio do intervalo de probabilidade de detecção, a PoD daquele método aplicado ao cenário. A Figura 4 ilustra estas etapas.

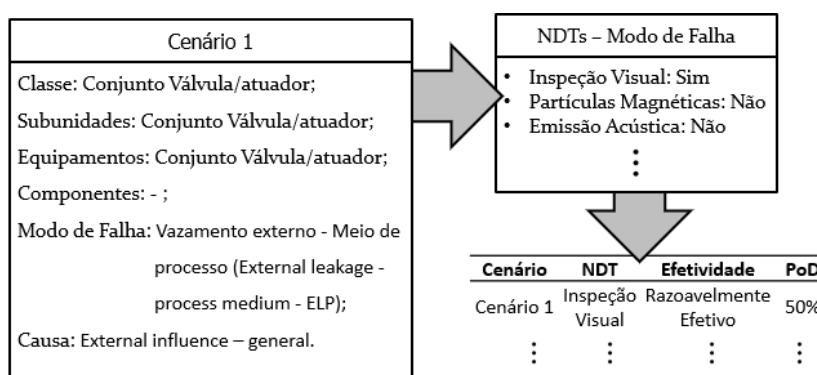


Figura 4. Análise de cenário - Exemplo Metodologia

Caso seja escolhido considerar a causa do modo de falha, ou realizar uma análise mais profunda sobre, então deve-se elencar as NDTs que possam verificar a causa. Caso esta seja trínica e as técnicas elencadas sejam contempladas pela DNVGL-RP-C210, a quantificação da PoD deve ser realizada utilizando as funções e parâmetros presentes no documento, caso não seja, o mesmo procedimento de análise e quantificação utilizado para modos de falha deve ser seguido.

Existe ainda a opção de se considerar a opinião de especialistas para a definição das PoDs, principalmente para as classificações através das categorias de efetividade presentes na API – 581, e para cenários diferentes dos elencados até o momento. Em todos os casos é recomendado que estes valores sejam revistos sempre que surgirem novas evidências.

A seguir, serão apresentados alguns resultados obtidos com a aplicação da metodologia. Neste caso, o pivô de análise foi o modo de falha e foram analisados 6 cenários distintos, levando em consideração 6 NDTs.

A Tabela 3 elucida os cenários que foram analisados e a Tabela 4 apresenta os resultados, nota-se que quando uma NDT não possui aplicação para algum cenário, o resultado demonstrado foi N.A (Não se Aplica).

Tabela 3 – Cenários de Análise – Aplicação Metodologia PoD

Cenário	Classe	Subunidades	Equipamentos	Componentes	Modos de falha	Causa
1	Dutos	Dutos	Conexão	-	Vazamento externo - Meio de utilidade	Leakage
2	Dutos	Dutos	Conexão	-	Outros	Corrosion
3	Sistema de controle subsea	Umbilical	Linha hidráulica	-	Vazamento externo - Meio de utilidade	Leakage
4	Sistema de controle subsea	Umbilical	Revestimento/armadura	-	Comprometimento mecânico da armadura	Interferência (umbilical e outra linha)
5	Sistema de controle subsea	Umbilical	Revestimento/armadura	-	Corrosão	Escorregamento da capa na "região de topo"
6	Sistemas de controle subsea	Umbilical	Linha de controle	-	Deficiência Estrutural	Earth/isolation fault

Tabela 4 – Resultados Obtidos – Aplicação Metodologia PoD

Cenário	Inspeção Visual	Medição de potencial eletroquímico	Correntes Parasitas	Ultrassom	Emissão Acústica	Radiografia
1	70%	N.A	N.A	30%	N.A	30%
2	50%	70%	N.A	N.A	N.A	N.A
3	50%	N.A	N.A	30%	N.A	N.A
4	50%	N.A	N.A	50%	30%	50%
5	50%	N.A	N.A	50%	N.A	50%
6	50%	N.A	30%	50%	N.A	50%
7	70%	N.A	N.A	30%	N.A	30%
8	50%	70%	N.A	N.A	N.A	N.A

4 CONCLUSÃO

Através do desenvolvimento do trabalho, pode-se notar que a metodologia RBI apresenta grandes vantagens em comparação as outras abordagens por conta de sua orientação a segurança e confiabilidade das instalações operacionais.

Ao utilizar ferramentas como a FMECA, pode-se observar uma carência no que tange o levantamento de maneira sistêmica de informações relacionadas à capacidade de detecção de uma NDT quando aplicada; o uso de curvas PoD é bem aceito para a determinação da confiabilidade de uma NDT, no entanto, são escassos os dados disponíveis sobre as funções e os valores dos parâmetros para a obtenção das probabilidades de detecção dos modos de falhas pelas técnicas de inspeção.

As curvas PoDs obtidas através da DNVGL-RP-C210 são estritamente para uso de detecção de trincas. A API RP 581 (2016), por sua vez, é mais abrangente e apresenta uma maneira de classificar a efetividade de uma técnica, método ou política de inspeção associado a um sistema e, ou, mecanismo de degradação. Além disso esboça diversos exemplos de aplicação das categorias de efetividade, suprimindo, até certo limite, a necessidade de desenvolvimento de curvas PoD para diversos mecanismos de degradação.

Por fim, foi possível desenvolver uma metodologia que, utilizando as informações presentes tanto na API RP 581, quanto na DNVGL-RP-C210 tem por objetivo quantificar a PoD para diferentes cenários, sendo estes representados nas Tabela 3 e Tabela 4, auxiliando assim, tanto em melhor quantificação do RPN presente em FMECAS quanto em melhores tomadas de decisão no que tange o desenvolvimento de políticas de inspeção.

5 REFERENCIAS

[1] ARUNRAJ, N. S.; MAITI, J. Risk-based maintenance-Techniques and applications. **Journal of**

- Hazardous Materials**, v. 142, n. 3, p. 653–661, 2007.
- [2] GOYET, J.; STRAUB, D.; FABER, M. H. Risk-based inspection planning of offshore installations. **Structural Engineering International: Journal of the International Association for Bridge and Structural Engineering (IABSE)**, v. 12, n. 3, p. 200–208, 2002.
- [3] GOYET, J.; BOUTILLIER, V.; ROUHAN, A. Risk based inspection for offshore structures. **Ships and Offshore Structures**, v. 8, n. 3–4, p. 303–318, 2013.
- [4] RENJITH, V. R. et al. Fuzzy FMECA (failure mode effect and criticality analysis) of LNG storage facility. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, p. 537–547, 2018.
- [5] OREDA. **OREDA - Offshore Reliability Data Handbook**. 5. ed.
- [6] DNV-GL. **Probabilistic methods for planning of inspection for fatigue cracks in offshore structures** DNVGL-RP-C210, 2015.
- [7] API. **API RECOMMENDED PRACTICE 580 - Risk-based Inspection** Washington, USA, 2016a.
- [8] MOHAMED, R.; CHE HASSAN, C. R.; HAMID, M. D. Critical success factors of risk-based inspection. **Process Safety Progress**, v. 38, n. 1, p. 4–20, 2019.
- [9] MOUBRAY, J. **Reliability-Centred Maintenance**. 4. ed.
- [10] SOARES, F. P. **Inspeção Baseada em Risco: Medição de Espessura em Dutos**.
- [11] SILVA, J. G. **Política de Inspeção em Sistemas Complexos: Uma abordagem Híbrida do Delay-time com FMEA**. UFPE, 2017.
- [12] MODARRES, M.; KAMINSKIY, M. P.; KRIVTSOV, V. **Reliability Engineering and Risk Analysis A Practical Guide**. 3^o ed.
- [13] AYELE, Y. Z.; BARABADI, A. Risk based inspection of offshore topsides static mechanical equipment in Arctic conditions. **IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management**, v. 2016- Decem, p. 501–506, 2016.
- [14] OZGUC, O. A new risk-based inspection methodology for offshore floating structures. **Journal of Marine Engineering and Technology**, v. 19, n. 1, p. 40–55, 2020.
- [15] BARTHOLO, P. U. **PoD Aplicado à Significância de Descontinuidades Pela Técnica Ultrassônica**. Universidade Federal DO Rio de Janeiro, 2011.
- [16] SAMPAIO, M. V. C. **Aplicação da inspeção não intrusiva em equipamentos do sistema de dessulfurização de gás natural da plataforma de pampo**.
- [17] BOSSI, R. H.; GEORGESON, G. E. Nondestructive testing of aerospace composites. In: **Polymer Composites in the Aerospace Industry**. Elsevier, 2020. p. 461–489.
- [18] BOYES, W. (ED.). Chapter 31 - Non-Destructive Testing. In: **Instrumentation Reference Book (Fourth Edition)**. Fourth Edi ed. Boston: Butterworth-Heinemann, 2010. p. 567–592.
- [19] ROBERGE, P. R. **Corrosion Inspection and Monitoring**.
- [20] ABDULLAH ZAWAWI, N. A. W. et al. Non-destructive testing techniques for offshore underwater decommissioning projects through cutting detection: A state of review. **Society of Petroleum Engineers - SPE Symposium: Decommissioning and Abandonment 2019**, 2020.
- [21] BAYLISS, M.; SHORT, D.; BAX, M. **Underwater Inspection**.
- [22] RIZZO, P. NDE/SHM of Underwater Structures: A Review. **Advances in Science and Technology**, v. 83, p. 208–216, 2012.
- [23] IBRAHIM, M. E. **Nondestructive testing and structural health monitoring of marine composite structures**. Elsevier Ltd., 2016.
- [24] WGIM; MCSKENNY. **SUBSEA TECHNOLOGY SURVEY, GAPS AND EMERGING TECHNOLOGIES**.
- [25] DET NORSKE VERITAS. DNV-RP-G103 Non-intrusive inspection. n. January, p. 221, 2011.
- [26] PEREIRA, J. A. V. **Estudo e Aplicação de Ensaios Não Destrutivos Líquidos penetrantes , Ultra sons , Radiografia digital**.
- [27] GOUVEIA, S. M. DE. **ESTUDO SOBRE A ASSINATURA DE PRESSÃO (ATUAÇÃO HIDRÁULICA) DE UMA ESDV ATRAVÉS DE UM MODELO MATEMÁTICO**. Porto Alegre.
- [28] H. MAHGEREFTEH, P. SAHA, AND I. G. ECONOMOU. A study of the dynamic response of emergency shutdown valves following full bore rupture of gas pipelines. **Process Saf. Environ. Prot.**, vol. 75, no. 4, pp. 201–209, 1997.
- [29] M. H. DA S. MASHIBA. **A INFLUÊNCIA DOS PARÂMETROS DE OPERAÇÃO E PROJETO NO DESEMPENHO DE ATUAÇÃO HIDRÁULICA DE VÁLVULAS SUBMARINAS DO TIPO GAVETA**, Rio de Janeiro, 2011