



**Think Energy**  
Inspeção de Equipamentos



CONECTAR TODA A INDÚSTRIA  
PARA IR CADA VEZ MAIS LONGE.  
**ISSO GERA ENERGIA.**



# | Ficha Catalográfica

159

Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás.

Think Energy: inspeção de equipamentos / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. – 2. ed. – Rio de Janeiro: IBP, 2025.

69 p. : il. color. ; formato digital (PDF).

Modo de acesso: [www.ibp.org.br/biblioteca](http://www.ibp.org.br/biblioteca)

1. Ensaaios não destrutivos. 2. Integridade estrutural. 3. Inspeção industrial – Métodos. 4. Tubulações – Manutenção e inspeção. 5. Inteligência artificial – Aplicações na engenharia. 6. Indústria do petróleo – Equipamentos.

I. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. II. Título.

CDD: 620.11266



# Think Energy

## Inspeção de Equipamentos

Rio de Janeiro  
2025

# ÍNDICE

|                  |           |
|------------------|-----------|
| <b>Editorial</b> | <b>07</b> |
|------------------|-----------|

|                   |           |
|-------------------|-----------|
| <b>Entrevista</b> | <b>09</b> |
|-------------------|-----------|

## **Integridade e Propósito: A Visão da Especialista Heloísa Furtado para o Futuro da Inspeção Industrial**

*Entrevista com Heloísa Furtado*

|                 |           |
|-----------------|-----------|
| <b>Artigo 1</b> | <b>13</b> |
|-----------------|-----------|

## **Inspeção Não Intrusiva (INI) – Exames Não Destrutivos Aplicados**

*Arilson Silva | Mauro Araujo*

|                              |    |
|------------------------------|----|
| Resumo                       | 14 |
| Abstract                     | 15 |
| Introdução                   | 16 |
| Metodologia                  | 16 |
| Auditoria de Inspeção Piloto | 18 |
| Execução de END's em INI     | 23 |
| Novas Técnicas               | 25 |
| Considerações Finais         | 25 |
| Referências                  | 26 |

|                 |           |
|-----------------|-----------|
| <b>Artigo 2</b> | <b>27</b> |
|-----------------|-----------|

## **Deteção de Falhas em Revestimento Interno de Argamassa em Tubulações de Aço Carbono: Integração de Ensaios Ultrassônicos e Aprendizado de Máquina**

*Luiz Claudio de S. da Cunha | Ivan C. da Silva | Maria Cléa S. de Albuquerque*

|                        |    |
|------------------------|----|
| Resumo                 | 28 |
| Abstract               | 29 |
| Introdução             | 30 |
| Objetivo               | 31 |
| Metodologia            | 31 |
| Resultados e Discussão | 35 |
| Considerações Finais   | 38 |
| Referências            | 39 |

# ÍNDICE

## Artigo 3

40

### **Adequação de um Projeto de Redeployment de um FPSO à Norma Regulamentadora N. 13 (NR-13)**

*João Marcelo de Castilho*

|                        |    |
|------------------------|----|
| Resumo                 | 41 |
| Abstract               | 42 |
| Introdução             | 43 |
| Metodologia            | 43 |
| Resultados e Discussão | 46 |
| Considerações Finais   | 47 |
| Referências            | 48 |

## Artigo 4

49

### **Avaliação do Comportamento de Juntas Soldadas em Tanques de Armazenamento de Derivados de Petróleo Submetidos a Hidrotestes**

*Eduardo dos Santos Moreira | Heloísa Furtado | Rafael Silva Souza*

|                        |    |
|------------------------|----|
| Resumo                 | 50 |
| Abstract               | 51 |
| Introdução             | 52 |
| Teste LRUT             | 53 |
| Teste MRUT             | 54 |
| Resultados e Discussão | 57 |
| Referências            | 58 |

## Artigo 5

59

### **Análise Semiquantitativa de Vibrações de Tubulações: Estudo de Caso em Tubos de Forno de Unidade de Destilação Atmosférica**

*Zeki Gokce | Alberto Alcantara | Ricardo Carneval*

|                        |    |
|------------------------|----|
| Resumo                 | 60 |
| Abstract               | 61 |
| Introdução             | 62 |
| Metodologia            | 62 |
| Descrição do Estudo    | 65 |
| Resultados e Discussão | 66 |
| Referências            | 67 |

## Expediente

69



# | Editorial

Em um mundo onde as demandas por segurança e sustentabilidade industrial crescem de forma exponencial, a inspeção de equipamentos assume um papel estratégico fundamental. No setor de óleo, gás e energia, onde a complexidade das operações exige padrões elevados de confiabilidade e responsabilidade, garantir a integridade dos ativos é essencial. Este é o ponto de partida para refletir sobre o tema central desta edição da Revista Think Energy. A inspeção de equipamentos não é apenas uma exigência regulatória ou um procedimento técnico. Trata-se de um processo crítico que assegura a continuidade operacional, a proteção do meio ambiente e a segurança de trabalhadores e comunidades. Ao conectar este tema à realidade do setor de óleo, gás e energia, destacamos sua relevância para enfrentar os desafios da transição energética e da indústria 4.0.

O Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) e a Subcomissão de Inspeção de Equipamentos

do Sudeste (GRINSP-SE) são protagonistas na articulação entre indústria, academia e sociedade técnica, criando um ecossistema que incentiva a adoção das melhores práticas, o desenvolvimento de soluções tecnológicas e a disseminação de conhecimento científico aplicado. Essa edição da Revista Think Energy celebra esses esforços, servindo como uma plataforma para reflexão crítica e inovação. O foco está na gestão da integridade e na busca por soluções que contribuam para uma indústria mais segura, eficiente e sustentável. Nesta edição, convidamos nossos leitores a mergulhar em uma discussão abrangente sobre o presente e o futuro da inspeção de equipamentos. Exploramos questões cruciais, como de que forma a transformação digital pode impulsionar processos de inspeção mais precisos e ágeis, como garantir a conformidade com normas e regulações, mantendo a competitividade no cenário global, e quais são as oportunidades e desafios trazidos por tecnologias emergentes, como Inteligência Artificial e IoT.



Para enriquecer esta reflexão, trazemos uma seleção diversificada de conteúdos que destacam os principais avanços e desafios do setor, incluindo um artigo da Comissão sobre o Fórum Técnico da Jornada da NR-13, com uma análise detalhada dos avanços regulatórios e seu impacto nas práticas de inspeção, pesquisas e estudos de caso, com exemplos práticos que demonstram soluções inovadoras e eficazes, e entrevistas com especialistas, trazendo histórias e experiências que conectam teoria e prática, oferecendo insights únicos sobre o setor.

A inspeção de equipamentos está no centro de uma revolução tecnológica e cultural. É um momento para questionarmos como podemos, coletivamente, construir soluções que atendam às demandas de hoje sem comprometer o futuro. Reafirmamos nosso compromisso em estimular um diálogo aberto e produtivo, contribuindo para uma indústria mais preparada para os desafios que se apresentam. Agradecemos a todos os autores, parceiros e equipes envolvidas na elaboração desta edição, e convidamos você, leitor, a explorar cada página com olhar crítico e curiosidade. Boa leitura!

**Pablo Bartholo**

Facilities and Pipelines Integrity Manager  
Origem Energia







INSTITUTO  
BRASILEIRO DE  
PETRÓLEO E GÁS

Entrevista

## Integridade e Propósito

A VISÃO DA ESPECIALISTA HELOÍSA FURTADO  
PARA O FUTURO DA INSPEÇÃO INDUSTRIAL

Heloisa Cunha Furtado<sup>1</sup>

1. ENGENHEIRA METALÚRGICA E DE MATERIAIS DE FORMAÇÃO - VICE-PRESIDENTE DA FUNDAÇÃO CECIERJ

Em uma indústria que combina tradição técnica e a urgência pela inovação, poucos nomes se destacam com tanta solidez quanto o de Heloísa Cunha Furtado. Engenheira metalúrgica e de materiais de formação, Heloísa construiu uma carreira exemplar na área de inspeção de equipamentos e integridade estrutural no setor de óleo, gás e energia – campos reconhecidamente desafiadores e historicamente marcados pela predominância masculina.

Além de sua trajetória técnica e acadêmica, ela exerce liderança na Comissão de Inspeção de Equipamentos (COMINSP) do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) e atua como vice-presidente da Fundação Cecierj, onde reafirma seu compromisso com a educação científica e a transformação social. Premiada pela FAPERJ e reconhecida como referência nacional, Heloísa fala nesta entrevista sobre sua história, os desafios enfrentados, a evolução da inspeção industrial e as perspectivas para o futuro da integridade de ativos.

**1) Heloísa, sua trajetória é marcada por uma combinação admirável entre atuação na indústria, pesquisa acadêmica e liderança institucional. Como essa diversidade de experiências moldou sua visão sobre a importância da inspeção de equipamentos no setor de óleo, gás e energia?**

**“A inspeção de equipamentos é fundamental não só na prevenção de acidentes, garantindo a integridade física dos trabalhadores, das comunidades próximas e do meio ambiente, mas também evitando paradas não programadas, que geram altas perdas financeiras e de produtividade.**

A identificação precoce de danos acumulados evita agravamentos e substituições dispendiosas ou danos maiores, além de

melhorar a eficiência do ciclo de vida dos ativos, maximizando o retorno sobre o investimento.

**2) Você construiu uma carreira sólida em setores tradicionalmente dominados por homens. Quais foram os maiores desafios que enfrentou no início da sua trajetória profissional como engenheira e pesquisadora? E hoje, já como referência e liderança técnica, como você enxerga o avanço da participação feminina em áreas como inspeção de equipamentos, engenharia mecânica e gestão de integridade?**

**“O início foi bem difícil, sequer existiam banheiros femininos nas instalações industriais. Tive muita dificuldade para conseguir meu primeiro emprego e ter a oportunidade de demonstrar ser capaz de realizar entregas com a mesma qualidade e eficiência que meus colegas do sexo masculino.**

Hoje em dia, a situação melhorou muito, as mulheres já são mais representadas na inspeção de equipamentos e gestão de integridade, mas ainda há um longo caminho a ser percorrido.

**3) Considerando sua longa atuação em integridade estrutural e gestão de risco, quais práticas de inspeção você considera mais críticas hoje para assegurar a confiabilidade operacional de ativos industriais?**

Considerando a multidisciplinaridade da integridade estrutural e da gestão de ativos, tudo gira em torno do maior conhecimento humano sobre o equipamento, seus riscos, a probabilidade de um acidente ocorrer, ou seja,



mesmo com todo desenvolvimento tecnológico, IA e outras ferramentas, nada substitui a visão de sistêmica do especialista capaz de identificar e entender os mecanismos de dano capazes de ocorrer em um equipamento específico sob determinadas condições de operações e sua sinergia.

**4) A Comissão de Inspeção de Equipamentos (COMINSP), da qual você já foi líder e ainda permanece como uma grande formadora de opinião, tem papel central na disseminação das melhores práticas técnicas no setor. Como o trabalho da Comissão vem impulsionando a evolução da cultura de inspeção no Brasil?**

A comissão de inspeção de equipamentos, com representantes de diversos segmentos da indústria de óleo, gás e energia, distribuídos por todo o país, é fundamental na difusão da prática de inspeção.

**“ A comissão abraça a disseminação das técnicas mais modernas através da estreita interação com a academia, participa da discussão das normas e regulamentações ligadas ao setor, buscando sempre garantir os padrões de segurança aplicáveis dentro do estado da arte do desenvolvimento tecnológico e disseminando estas informações em eventos e fóruns abertos à comunidade.**

**5) Nos últimos anos, observamos o crescimento do uso de tecnologias como inteligência artificial, drones e sensores inteligentes no apoio às inspeções. Quais dessas inovações você acredita que têm maior potencial de transformação para a área?**

Ferramentas clássicas de inspeção são constantemente atualizadas e se somam as inovações tecnológicas. Todas estas técnicas já estão sendo aplicadas nas atividades de inspeção.

**“ Os sensores inteligentes estão reduzindo significativamente o tempo de inspeção de campo e a inteligência artificial acelera os processos de análise de resultados e emissão de relatórios de ensaios,**

por exemplo, o que aumenta enormemente a produtividade das equipes de inspeção. Todas essas ferramentas permitem ao inspetor atuar de modo mais eficaz onde, de fato, ele permanece insubstituível: a análise dos resultados em si, em prol da garantia da segurança e da confiabilidade das instalações.

**5) Um dos grandes debates na indústria é sobre como equilibrar a adoção de novas tecnologias com a manutenção da conformidade às normas técnicas tradicionais, como a NR13. Como você enxerga essa integração entre inovação e regulamentação?**

Por prudência, a regulamentação está sempre a um passo atrás dos avanços tecnológicos. Isto é natural e necessário.

É importante garantir a efetividade das tecnologias e esperar que atinjam custos acessíveis a todas as camadas de usuários para que possam ser exigidos em normas e regulamentações. As normas se aplicam a todos os públicos e não apenas às grandes empresas capazes de realizar investimentos em tecnologia e equipamentos de inspeção de alto custo. De qualquer modo, as normas relacionadas à inspeção, a integridade estrutural e à gestão de risco em instalações industriais, e em particular a NR-13, não devem ser entendidas como estáticas.

Elas evoluem constantemente e a tendência é se tornarem cada vez menos prescritivas, transferindo a responsabilidade ainda maior para a Engenharia.

**7) Em sua atuação na Fundação Cecierj, você tem destacado o papel da ciência e da educação para transformar realidades. Como a formação continuada e a capacitação técnica podem fortalecer a cultura de integridade na inspeção de equipamentos?**

**A tecnologia está evoluindo e se transformando muito rapidamente. A formação e capacitação técnica continuada tornou-se obrigatória como forma de acompanhar as novas técnicas e métodos.**

A avaliação de integridade estrutural de um equipamento é um passo além de sua inspeção, o que exige formação e capacitação. A Cecierj tem uma atribuição ampla no estímulo a formação profissional, o que se estende ao domínio da inspeção.

**8) Sabemos que a indústria de óleo e gás é desafiadora, mas também repleta de oportunidades. Que conselhos você daria para jovens engenheiras e engenheiros que desejam construir uma carreira de impacto na área de inspeção e integridade de ativos?**

Na indústria de óleo e gás, as consequências de uma falha são enormes assim como os valores dos ativos envolvidos, e o papel da inspeção é manter a probabilidade de falha suficientemente reduzidas para tornar o risco aceitável pela sociedade. Por outro lado, nestas industriais também estão elevadas margens de lucros, que permitem grandes investimentos em tecnologias para aumentar a segurança dos ativos e evitar acidentes. Diante deste cenário, abre-se um mercado

altamente promissor para jovens profissionais que desejam aprender e aplicar as mais novas técnicas de inspeção e avaliação de integridade estrutural mais eficazes para cada aplicação específica.

**Trata-se de um mercado apaixonante e certamente o local certo para se construir uma carreira de sucesso.**

**9) Para encerrar: olhando para o futuro da inspeção industrial no Brasil, quais mudanças você acredita serem prioritárias para promover ambientes industriais ainda mais seguros, eficientes e sustentáveis?**

A evolução tecnológica que vivemos deve ser disseminada e essa disseminação passa necessariamente pela formação e capacitação técnica continuada dos profissionais, que deve ser vista como uma prioridade estratégica para todas as empresas. Afora isso, o caminho da segurança passa pela evolução contínua da regulamentação, que devem seguir acompanhando e absorvendo a evolução tecnológica, favorecendo a aplicação de melhores práticas na maior quantidade de empresas de todos os segmentos industriais, independentemente de seu porte, com níveis de exigência cada vez maiores. Além disto, acidentes com consequências ambientais não são mais aceitáveis atingindo fortemente a reputação da empresa. Empresas que mantêm padrões rigorosos de inspeção são vistas como mais responsáveis e confiáveis.

**Heloísa Cunha Furtado**

Engenheira metalúrgica e de materiais de formação  
& Vice-presidente da Fundação Cecierj





INSTITUTO  
BRASILEIRO DE  
PETRÓLEO E GÁS

## Artigo 1

# Inspeção Não Intrusiva (INI) – Exames não destrutivos aplicados

EXPERIÊNCIA PRÁTICA BASEADA NA INSPEÇÃO DE SETE AUDITORIAS  
DE INSPEÇÃO PILOTO E 150 EQUIPAMENTOS EXAMINADOS PELA  
METODOLOGIA INI

**Arilson Rodrigues da Silva<sup>1</sup>**

1. DIRETOR DE ESTRATÉGIA TÉCNICA E COMERCIAL NO GRUPO ARAÚJO ENGENHARIA, COM MAIS DE 29 ANOS DE EXPERIÊNCIA EM INSPEÇÃO DE EQUIPAMENTOS E ENDS. CERTIFICADO API-510 E NÍVEL 3 EM ULTRASSOM. ATUA COM TÉCNICAS AVANÇADAS COMO PHASED ARRAY, IRIS, CORRENTES PARASITAS, TFM/FMC, PEC, MICRO-ONDAS E INSPEÇÕES ROBOTIZADAS.



# Resumo

Este trabalho tem como objetivo compartilhar uma experiência prática na execução de Inspeções Não Intrusivas (INI) em cerca de 150 equipamentos, distribuídos em sete distintas instalações industriais. Foram empregados Exames Não Destrutivos (ENDs) de alta complexidade, incluindo técnicas como Phased Array Focalizado, Total Focus Matrix (TFM), Time of Flight Diffraction (ToFD), Scan3D, PEC/PECA e Mapeamento de Corrosão por meio do método ABCD-Scan. Cada técnica foi aplicada com base em Procedimentos Qualificados por Demonstração, conforme estabelecido nas "Instruções de ENDs". As inspeções foram realizadas externamente aos equipamentos, em conformidade com os Planos de Inspeção elaborados segundo a norma ABNT NBR 16455 (ABNT, 2016).

Destaca-se a aplicação de scanners robotizados e remotamente operados, incluindo em superfícies pintadas, o que permitiu a eliminação da necessidade de montagem extensiva de andaimes e preparação de superfície. Essa abordagem assegurou a obtenção de dados com alto nível de confiabilidade, promovendo maior precisão na detecção e no dimensionamento das discontinuidades encontradas.

**Palavras-chave:** vibração, forno, refinaria, destilação, tubulação.

---

Os artigos e entrevistas publicados nesta revista representam exclusivamente as opiniões e perspectivas de seus respectivos autores e entrevistados. O idioma utilizado e seu conteúdo correspondem ao formato integral submetido e avaliado pelo Comitê Avaliador do Congresso da ROG.e. Assim como as ideias, posicionamentos e informações contidas nos textos não refletem, necessariamente, as opiniões, crenças, diretrizes ou posicionamentos institucionais do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). O IBP não se responsabiliza pela exatidão, integridade ou validade dos conteúdos publicados, sendo de inteira responsabilidade dos autores quaisquer implicações decorrentes das informações apresentadas.

DOI: <https://doi.org/10.48072/2525-7579.rog.2024.3249>





# | Abstract

This paper aims to share a practical experience in conducting Non-Intrusive Inspections (NII) on approximately 150 pieces of equipment across seven different industrial facilities. High-complexity Non-Destructive Testing (NDT) techniques were employed, including Phased Array Focalized, Total Focus Matrix (TFM), Time of Flight Diffraction (ToF), Scan3D, Pulsed Eddy Current (PEC/PECA), and Corrosion Mapping using the ABCD-Scan method. Each technique was applied according to Demonstration-Qualified Procedures, as outlined in the "NDT Instructions." The inspections were conducted externally, following Inspection Plans developed in accordance with the ABNT NBR 16455 standard (ABNT, 2016).

Notably, robotic and remotely operated scanners were used, including on painted surfaces, eliminating the need for extensive scaffolding and surface preparation. This approach ensured high-reliability data collection and greater accuracy in the detection and sizing of discontinuities.

**Keywords:** non-intrusive inspection, robotic NDT, pressure vessels.

---

Os artigos e entrevistas publicados nesta revista representam exclusivamente as opiniões e perspectivas de seus respectivos autores e entrevistados. O idioma utilizado e seu conteúdo correspondem ao formato integral submetido e avaliado pelo Comitê Avaliador do Congresso da ROG.e. Assim como as ideias, posicionamentos e informações contidas nos textos não refletem, necessariamente, as opiniões, crenças, diretrizes ou posicionamentos institucionais do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). O IBP não se responsabiliza pela exatidão, integridade ou validade dos conteúdos publicados, sendo de inteira responsabilidade dos autores quaisquer implicações decorrentes das informações apresentadas.

DOI: <https://doi.org/10.48072/2525-7579.rog.2024.3249>



A close-up photograph of industrial machinery, likely a pressure vessel or piping system. The image shows several metal flanges and bolts. A pressure gauge is visible on the right side, with a scale from 0 to 6 bar. The background is blurred, showing more of the industrial environment.

## 1. Introdução

Vasos de pressão e sistemas sujeitos à contenção de fluidos sob pressão devem passar por inspeções periódicas, conforme estabelecido pela Norma Regulamentadora N. 13 (NR-13), com o intuito de contribuir para a continuidade operacional segura e confiável. Historicamente, esse requisito tem sido atendido predominantemente por meio da Inspeção Visual Interna (IVI), que, embora eficaz, implica elevados custos associados a parada de equipamentos, interrupção da produção, descontaminação de ambientes confinados, preparação para acesso seguro, montagem de andaimes e tratamento de superfícies. Além disso, esse método expõe os profissionais a riscos significativos, especialmente em atividades realizadas em espaços confinados.

Como alternativa, a Inspeção Não Intrusiva (INI) surge como uma abordagem técnica vantajosa, permitindo a realização dos exames com os equipamentos em funcionamento, sem necessidade de abertura ou entrada de pessoas. Contudo, nem toda inspeção interna pode ser substituída por uma abordagem não intrusiva. É fundamental avaliar se os dados obtidos por meio de inspeções externas com o uso de Exames Não Destrutivos (ENDs) são suficientes para permitir uma análise confiável do estado físico e da integridade estrutural do equipamento inspecionado.

Nesse contexto, o presente trabalho apresenta uma experiência aplicada durante auditorias de certificação de INI em sete vasos de pressão, bem como a execução subsequente de inspeções em cerca de 150 equipamentos distintos em diversas unidades industriais, onshore e offshore. As inspeções foram realizadas com o uso de técnicas avançadas de ENDs, aplicadas pelo lado externo dos equipamentos normalmente em operação, com procedimentos específicos qualificados para cada aplicação.

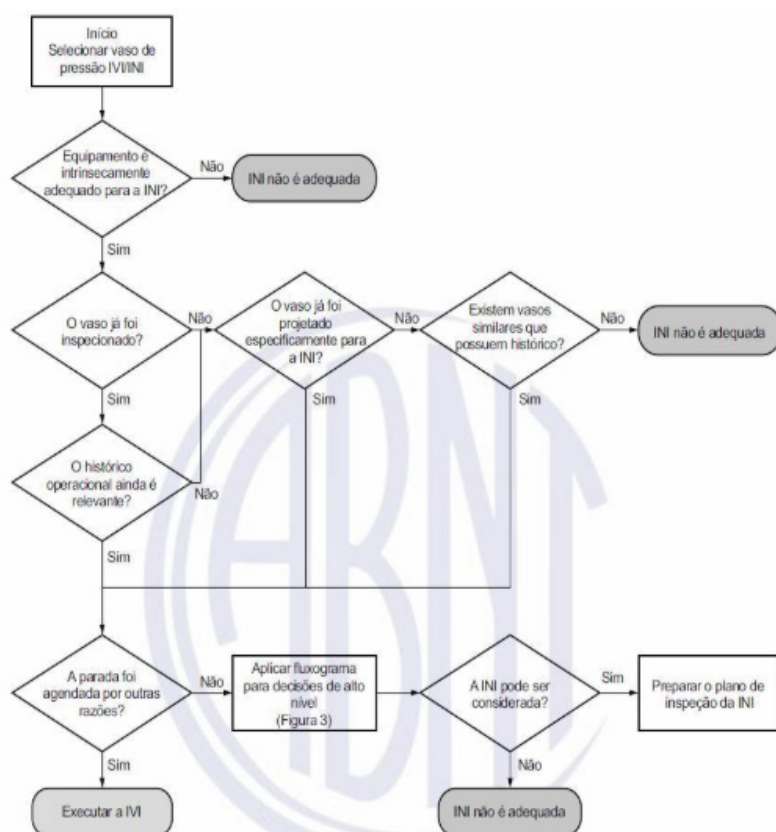
## 2. Metodologia

A etapa inicial no planejamento de uma Inspeção Não Intrusiva (INI) é compreender, de forma aprofundada, as características do equipamento a ser avaliado. Isso inclui o entendimento de seu histórico de fabricação, histórico de operação, registros de manutenção e inspeções anteriores, análise do projeto, condições operacionais, materiais de construção, bem como faixas de pressão e temperatura em que o equipamento opera. Esse levantamento detalhado configura uma verdadeira anamnese do equipamento, cujo objetivo é identificar os mecanismos de deterioração atuantes, os tipos de dano esperados e suas prováveis regiões de ocorrência mais comuns. Com essas informações, é possível definir as técnicas de Ensaios Não Destrutivos (ENDs) mais adequadas, bem como os procedimentos específicos para a detecção e o dimensionamento dos danos em cada local selecionado.

Nessa fase, destaca-se a relevância do estudo de Inspeção Baseada em Risco (RBI - Risk Based Inspection), metodologia amplamente consolidada que contribui não apenas para a identificação dos mecanismos de degradação, mas também para a estimativa da Probabilidade de Falha (PoF), da Consequência da Falha (Cof) e dos riscos associados. Esse estudo orienta o escopo e a profundidade dos exames necessários considerando tanto as características de projeto quanto o histórico operacional de manutenção e de inspeções – incluindo sua frequência, abrangência e efetividade –, além das taxas esperadas de evolução dos danos.

A norma ABNT NBR 16455, que orienta a execução e o planejamento da INI, incorpora diversos conceitos e fundamentos da RBI, podendo até utilizar seus resultados para embasar decisões técnicas.

Concluído o estudo preliminar, deve-se avaliar se o equipamento é elegível para uma INI como alternativa à Inspeção Visual Interna (IVI) ou se esta pode ser postergada com segurança. A norma estabelece um conjunto de etapas que compõem o chamado "Processo Decisório", cujo fluxo é representado no diagrama extraído da própria NBR 16455, apresentado a seguir.



Fonte: ABNT NBR 16455:2016.

## 2.1 CERTIFICAÇÃO INI

De acordo com o art. 7o da NR-13, empresas que contam com Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos (SPIE) e que desejam adotar a metodologia de Inspeção Não Intrusiva (INI) devem, obrigatoriamente, realizar uma inspeção piloto em um vaso de pressão. Essa inspeção deve contar com o acompanhamento integral do Organismo de Certificação de Produtos (OCP) responsável pela certificação do SPIE e de representantes da entidade sindical correspondente.

O objetivo dessa etapa é permitir a avaliação completa do processo de aplicação da INI para que a Comissão de Certificação (ComCer) do SPIE possa emitir seu parecer técnico sobre a conformidade e a eficácia do método aplicado.

Uma vez realizada a inspeção piloto, a norma exige que seja executada, no prazo máximo de dois anos, uma Inspeção Visual Interna (IVI) no mesmo equipamento, com a finalidade de validar a efetividade da metodologia adotada. Somente após a aprovação formal do processo pela ComCer, a empresa estará autorizada a aplicar a metodologia INI em seus demais equipamentos conforme os critérios estabelecidos.

## 3. Auditoria de Inspeção Piloto

A seguir, são mostrados três casos em que os vasos de pressão selecionados para a inspeção piloto passaram pela auditoria de INI. Em cada um deles, todas as etapas foram acompanhadas pelo Organismo de Certificação de Produtos (OCP) do SPIE e pelos demais membros citados no item anterior. De modo geral, as auditorias de inspeção piloto levaram dois dias, sendo discutidos e auditados toda a documentação do prontuário NR-13 do equipamento, o processo em que o vaso está

inserido, a qualificação dos procedimentos e da equipe responsável pela execução das inspeções e dos Ensaios Não Destrutivos (ENDs), bem como o acompanhamento e a auditoria da execução da inspeção e dos ENDs em campo.

### 3.1 CASO 1: HIC-SOHIC OU DANO DE LAMINAÇÃO?

Esse caso traz um exemplo de vaso de pressão selecionado para a inspeção piloto de uma auditoria de INI. O estudo realizado apontou que o mecanismo de deterioração do tipo HIC-SOHIC deveria ser considerado.

Quando equipamentos fabricados com aços carbono corroem e a reação de corrosão libera hidrogênio, há a possibilidade de o hidrogênio atômico difundir para dentro do material e se recombinar, geralmente em inclusões, causando um aumento da pressão interna e o trincamento interno do material em planos paralelos à superfície (Fissuração Induzida por Hidrogênio – HIC; Hydrogen Induced Cracking); na sequência, crescem até que os ligamentos entre trincas paralelas se rompem (Fissuração Induzida por Hidrogênio Orientada por Tensão – SOHIC; Stress Oriented Hydrogen Induced Cracking). A Figura 2 mostra o estágio inicial de quando foi criada uma interface ao redor de uma inclusão alongada de sulfeto de manganês.

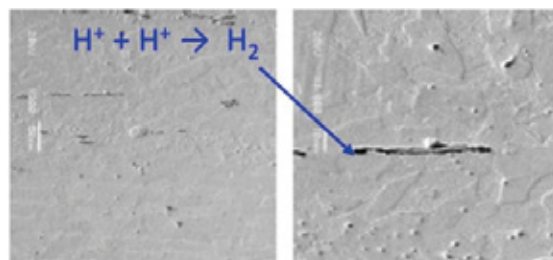


Figura 2 – Fase inicial do HIC, "descolamento de uma inclusão"

Essas trincas, tipicamente paralelas à superfície, HIC, crescem em planos paralelos. Em certo momento, sob a ação de tensões aplicadas ou residuais, os ligamentos se rompem, SOHIC. A Figura 3 mostra um grau avançado de danos por HIC-SOHIC.

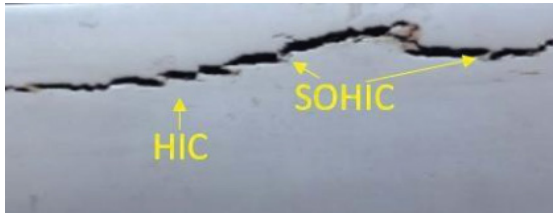


Figura 3 – Grau avançado por danos HIC-SOHIC

Do ponto de vista da inspeção de equipamentos, é importante que esses danos sejam detectados em suas fases iniciais, e não quando as trincas já se propagaram, atingindo dimensões significativas. Dessa forma, é possível dar continuidade à operação até uma intervenção planejada para reparos, quando o nível de acúmulo de danos já não permitir a operação segura. Para isso, os planos de inspeção devem prever os Ensaios Não Destrutivos (ENDs) a serem aplicados nos locais corretos, seguindo os procedimentos específicos e capazes de detectar e dimensionar os possíveis danos existentes.

O plano de inspeção desse vaso, escolhido para uma das auditorias de inspeção piloto para a certificação de INI, consistiu em dividir o equipamento em cinco zonas, conforme ilustrado na Figura 4. As zonas 1, 2 e 3 eram suscetíveis a perdas de espessura, HIC/SOHIC, empoamento e trincamento nas soldas por SSC (Fissuração por Tensão de Sulfeto – Sulfide Stress Cracking), portanto, para detecção e dimensionamento desses danos eventualmente existentes, foram selecionadas as técnicas de END e definidos os procedimentos adequados para a aplicação nos locais prováveis de ocorrência, considerando materiais, geometria local, condições de acesso, estado da superfície e temperatura.

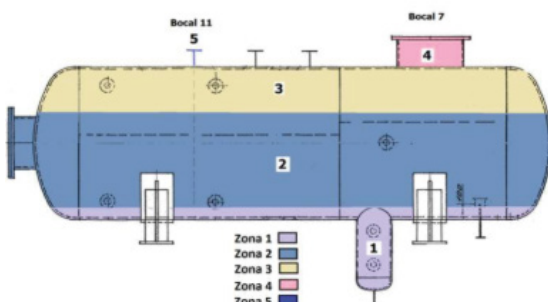


Figura 4 – Zonas para inspeção mapeadas conforme a NBR 16455

Para a detecção dos danos do tipo HIC-SOHIC nas chapas, foi definida a aplicação de uma varredura por ultrassom tipo C-Scan Array, que, por meio dos vários "grupos" de leis focais, é capaz de detectar, simultaneamente, as áreas com redução de espessura localizadas ou pontuais, trincas paralelas (HIC) e trincas de ligamento (SOHIC). Essa varredura foi aplicada ao longo do vaso, envolvendo a geratriz inferior e a região dos tampos.

O procedimento então foi desenvolvido utilizando corpos de prova com danos conhecidos, padrões representativos dos danos e equipamentos e acessórios especificamente selecionados para essa atividade.

Para garantir precisão no mapeamento e no dimensionamento, scanners automatizados foram utilizados. Esses "robôs" com rodas magnéticas aderem à superfície externa do vaso, são controlados remotamente e seguem coordenadas X, Y estabelecidas na instrução técnica e ajustadas pelo inspetor em campo, podendo ser configurados para ter avanço de deslocamento de 1 em 1 mm. As Figuras 5 e 6 mostram o processo de qualificação do procedimento em nosso laboratório de END. A Figura 7 mostra a classificação do "grau de danos por HIC-SOHIC", desenvolvida e utilizada pela Araujo Eng.



Figura 5 – Sistema automatizado para varredura



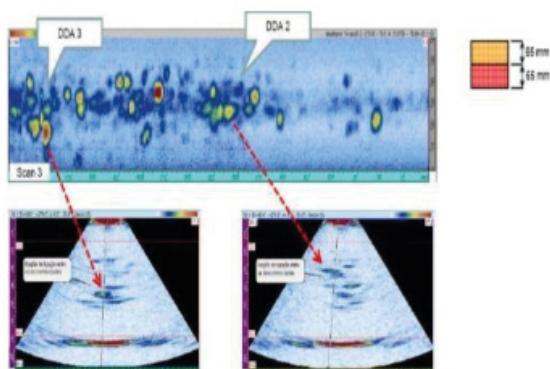


Figura 6 –Mapeamento de danos típicos de HIC-SOHIC

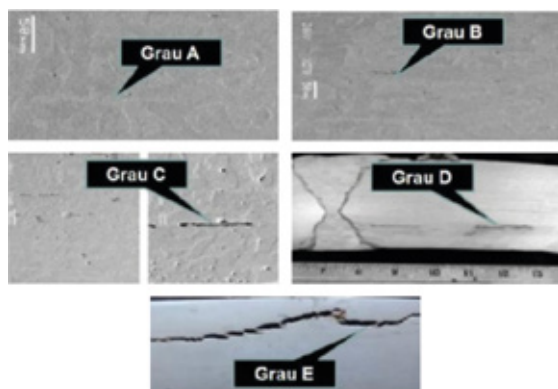


Figura 7 –Grau de deterioração do HIC-SOHIC

Depois de todos os testes terem sido feitos no laboratório de END e os procedimentos terem sido qualificados e validados por demonstração, a técnica foi considerada adequada para essa aplicação em campo. Durante a auditoria da inspeção piloto, os procedimentos, equipamentos, robôs, certificados de calibração e certificação de pessoal foram todos apresentados aos auditores e considerados aprovados para uso em campo.

Na inspeção em campo com o uso dessa técnica e procedimento, foram encontradas indicações de descontinuidades em uma região específica do casco, conforme ilustrado na Figura 8. Houve suspeita de que essa região pudesse ter os danos do tipo HIC-SOHIC. Esse caso mostra que o trabalho em equipe, com os conhecimentos dos profissionais donos do equipamento, e a equipe à frente dos Ensaios Não Destrutivos aumentam a capacidade de interpretação correta dos resultados. As indicações encontradas tinham características alongadas, típicas de defeitos de laminação, porém, como o vaso era suscetível a HIC-SOHIC, também

existia a possibilidade de ser um dano característico desse mecanismo. Foi necessário então o uso de técnicas complementares de ToFD e Phased Array, que auxiliaram na interpretação, mostrando que realmente as indicações eram defeitos de laminação, e não danos de HIC-SOHIC. As Figuras 8 a 11 mostram esses resultados.

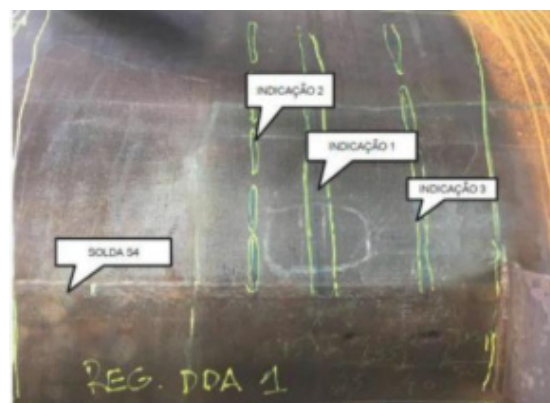


Figura 8 –Foto da chapa do vaso com marcação das regiões com indicação obtida no C-Scan Array

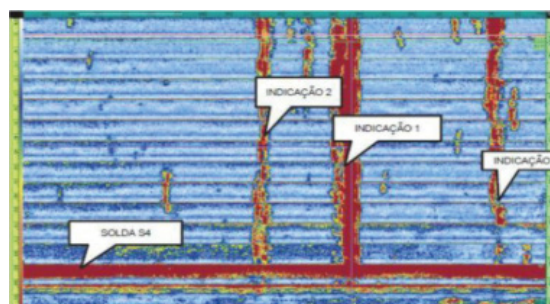


Figura 9 – Imagem do C-Scan Array mostrando a solda S4 e as indicações 1, 2 e 3 do casco marcadas na Figura 8

A aplicação de ToFD mostrou que a linha com indicação de defeito era contínua e sempre na mesma profundidade, sem as indicações típicas de step wise cracking que ocorrem no HIC-SOHIC. Essa mesma característica foi observada nos resultados do Phased Array.

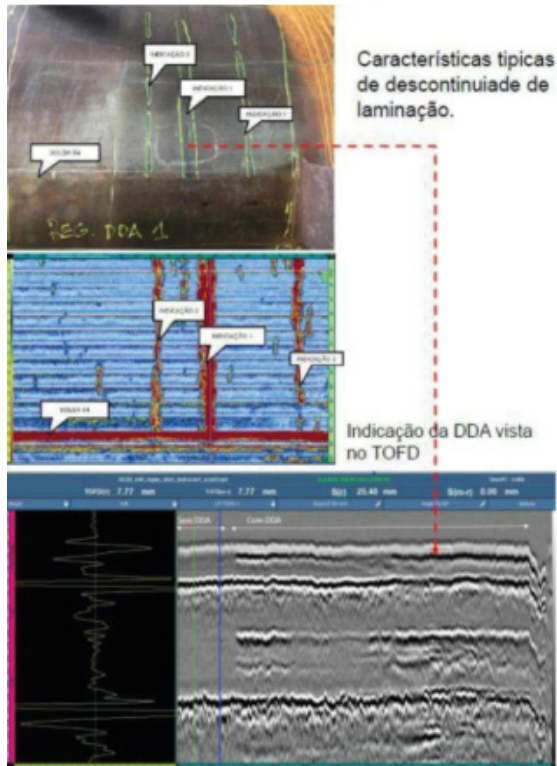


Figura 10 – Foto do casco x imagem do C-Scan Array x imagem do ToFD na região das indicações

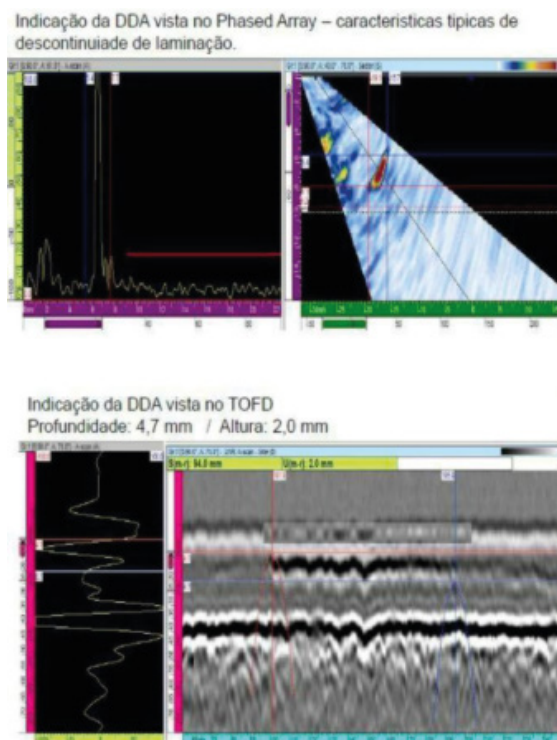


Figura 11 – Imagem do Phased Array e ToFD mostrando que a profundidade da indicação era contínua e com ausência de step wise cracking

Os defeitos de laminação foram calculados segundo os critérios do API-579 e foram aprovados para a operação. A validação da INI, feita pela IVI, permitiu a detecção das descontinuidades pela superfície interna, comprovando a eficácia da INI.

### 3.2 CASOS 2 E 3: PERDA DE ESPESSURA OU DEFEITOS DE FABRICAÇÃO/-MONTAGEM?

Todo o estudo para a auditoria da inspeção piloto – dos dois vasos descritos a seguir – mostrava que não havia possibilidade de haver corrosão interna. No entanto, para que fosse considerado aprovado o processo de auditoria de INI na inspeção piloto, essa informação teria que ser comprovada com os exames pelo lado externo e, posteriormente, durante a IVI, após a abertura dos vasos.

Os exames selecionados para mapeamento e dimensionamento de perdas de espessura foram então determinados. Foi utilizada uma varredura por ultrassom do tipo C-Scan robotizado, executado em faixas longitudinais e circunferenciais no casco, e uma varredura manual por ultrassom A/B-Scan nos tampos e nos pescoços de conexões, respeitando a área mínima estabelecida pela NBR 16455.

Em um dos vasos, a varredura por ultrassom A/B-Scan detectou uma perda de espessura no tampo torisférico, conforme mostra a Figura 12. Como não era previsto pelo estudo preliminar que o vaso sofresse corrosão interna, essa perda de espessura foi pesquisada com mais atenção. Foi aplicada então uma varredura complementar por ultrassom C-Scan robotizada, utilizando dispositivos especiais para compensar as variações geométricas do tampo, mostrado na Figura 13, capaz de manter o cabeçote acoplado à chapa mesmo em curvaturas como as do raio maior ou raio menor de um tampo torisférico. O resultado mostrou que realmente havia uma perda de espessura localizada bem no centro do tampo, conforme mostra a Figura 14.

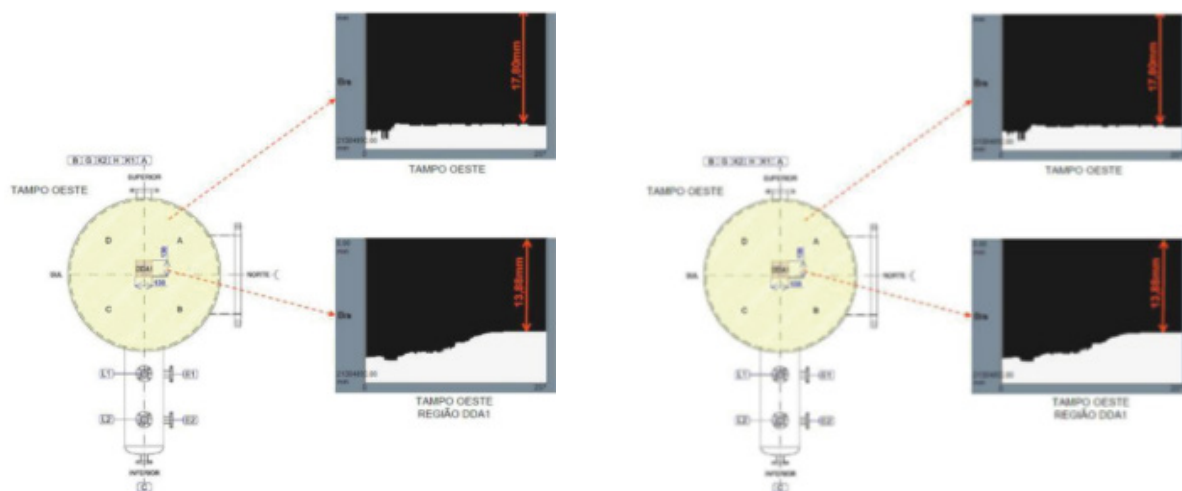


Figura 12 – Perda de espessura encontrada no centro do tampo com exame de A/B-Scan manual



Figura 13 – Dispositivo especial para compensação da variação geométrica dos tampos na varredura ultrassônica C-Scan

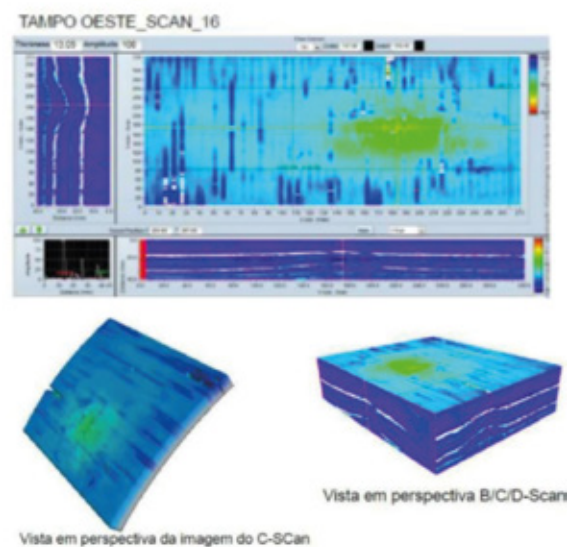


Figura 14 – Resultado do exame por A/B-Scan e comparação com o exame de C-Scan robotizado, com vistas A, B, C, D e em perspectiva isométrica, mostrando a perda de espessura encontrada no tampo oeste do vaso

Durante a auditoria de IVI, após a abertura do vaso, a perda de espessura foi confirmada, porém não se tratava de perda de espessura causada por um processo corrosivo, mas sim de uma perda causada na conformação do tampo na fabricação (Figura 15). Essa condição validou a INI por meio da IVI.

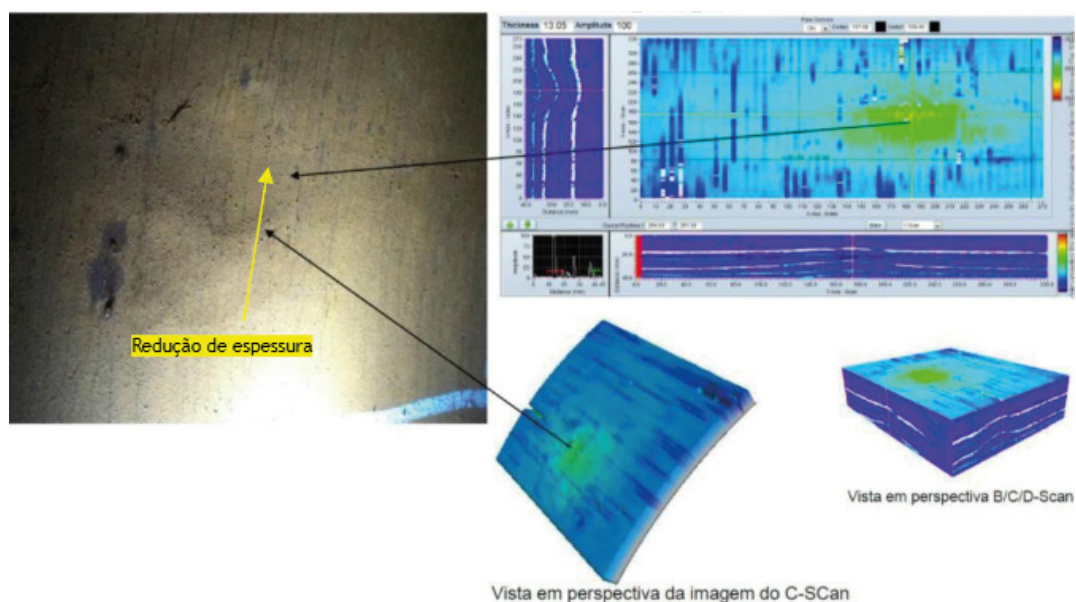


Figura 15 – Foto da região durante a IVI, confirmando os resultados da INI



O mesmo tipo de ocorrência se deu no vaso a seguir, em que a varredura ultrassônica C-Scan robotizada, executada durante a INI, detectou perdas de espessura localizadas. Quando o vaso foi aberto para a inspeção durante a IVI, foi observado que não se tratava de perdas de espessura causadas por algum processo corrosivo, mas sim sulcos ou mossas originadas na montagem e na fabricação do vaso, conforme mostram as Figuras 16 e 17.

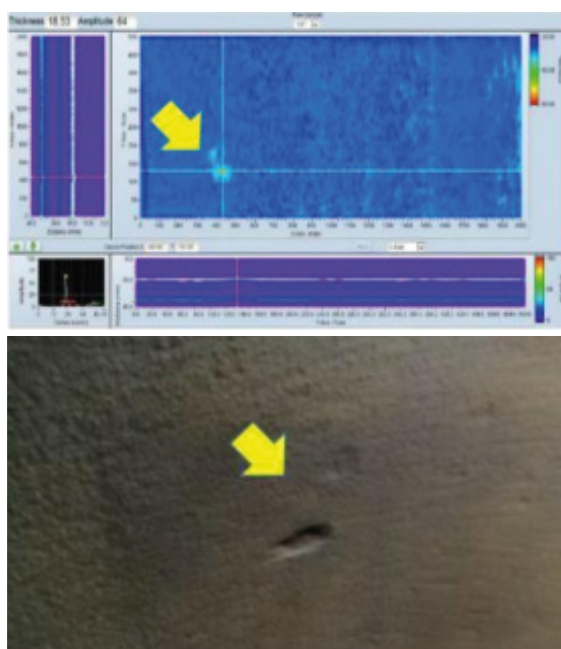


Figura 16 – Imagem do C-Scan mostrando perdas localizadas, e foto à direita mostrando que se trata de sulcos e mossas do processo de montagem



Figura 17 – Fotos da superfície interna, durante a auditoria de IVI, mostram que não há processo corrosivo, mas sim sulcos e mossas causados na fabricação e na montagem, corroborando com o C-Scan executado no INI

## 4. Execução de ENDs em INI em mais de 150 equipamentos

Ao longo dos últimos seis anos, participamos de sete auditorias de inspeção piloto em diferentes empresas e examinamos, com ENDs avançados, mais de 150 equipamentos em empresas com certificação SPIE-INI. Os desafios encontrados nos 150 equipamentos, além dos já vividos nas sete auditorias piloto, foram diversos.

Durante a Inspeção Não Intrusiva (INI), os exames pressupõem um trabalho de equipe, e não individual nem isolado. A simples utilização de profissionais qualificados não é suficiente, pois a equipe composta de engenheiros e técnicos deve ser envolvida em todas as fases, desde a determinação dos tipos de dano e de local de provável ocorrência ao longo do equipamento, passando pela fase de definição das técnicas e dos procedimentos aplicáveis, até sua qualificação e execução. Durante as inspeções no campo, diversas situações surgem, as quais frequentemente requerem ajustes nos procedimentos e adaptações nos dispositivos e instrumentos, assim como verificações e interpretação dos resultados continuamente gerados, conforme os casos exemplificados anteriormente.

Esses imprevistos vão além dos estudos preliminares baseados nas análises dos desenhos de projeto. Há situações que são evidenciadas apenas quando se está em campo, frente a frente com o componente a ser examinado.

Os casos a seguir mostram situações em que foram previstos exames em locais definidos com base em desenhos de projeto ou croquis de inspeção que, quando aplicados em campo, apresentaram dificuldades adicionais, levando a revisões de planos ou de procedimentos.



Nessas situações, os robôs se mostraram fundamentais, garantindo flexibilidade, agilidade e precisão. Na Figura 18, por exemplo, é possível ver que as soldas circunferenciais de uma coluna precisavam ser examinadas em 100% do perímetro. Não havia plataformas de acesso, e a montagem de andaimes seria de custo bastante elevado. Nesse caso, o inspetor se posicionou no limite da plataforma, e o robô levou os cabeçotes de Phased Array e ToFD, escaneando a solda em todo o perímetro da coluna. A visualização das soldas era feita por meio de câmeras colocadas no robô, que transmitiam imagens para um tablet nas mãos do inspetor.



Figura 18 – Exame Phased Array + ToFD robotizado em coluna de processo

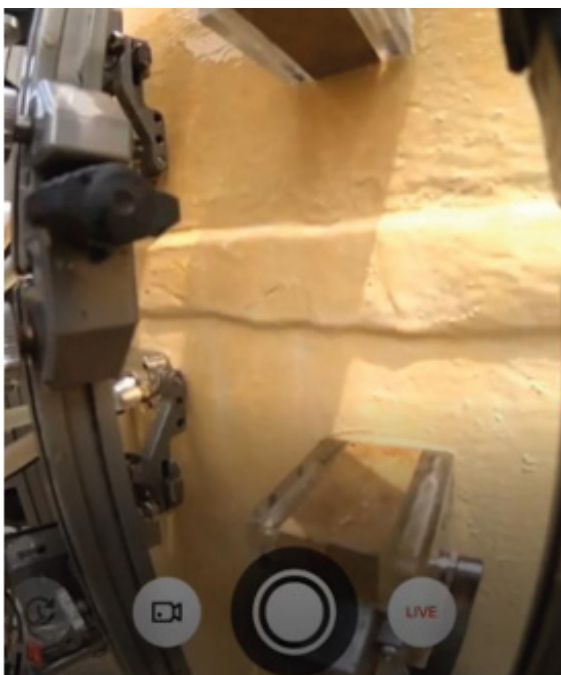


Figura 19 – Exame Phased Array + ToFD robotizado em vaso pintado. Visualização por meio de câmera remota

Na fase de planejamento da execução da INI, seguindo nossa metodologia, os profissionais N3, em conjunto com a equipe, elaboram as "Instruções de END" detalhando as particularidades relativas a dispositivos, acessórios e procedimentos de aplicação de cada ensaio e em cada região a ser examinada. Essa metodologia garante que os inspetores que farão os ensaios em campo entenderam corretamente a demanda e seguirão as premissas já testadas e aprovadas nos procedimentos qualificados.

Muitas vezes, durante os ensaios, alterações devem ser feitas, pois os desenhos de projeto não refletem a condição exata do componente em campo. O exemplo a seguir mostra que as soldas a serem examinadas por ultrassom Phased Array e ToFD que tinham dimensões e características extraídas do projeto continham diferenças de espessura no real observado em campo. Em situações desse tipo, toda a simulação de feixes sônicos e as "Instruções de END" devem ser revisadas para garantir as premissas adotadas na INI.



Figura 20 – Simulações do feixe sônico para os ensaios de Phased Array e ToFD que fazem parte da instrução de END

A utilização de robôs frequentemente agrega valor à INI. No caso ilustrado na Figura 21, o acesso à região de interesse prevista na INI, por meio de andaimes para remoção de isolamento, preparação de superfície e inspeção, pôde ser executado com o apoio de alpinismo, e a inspeção remota com a utilização de robôs. Nesse caso, além da economia financeira, houve significativa redução de Hh de exposição ao risco.



Figura 21 – Acesso remoto do robô de ENDs às regiões de interesse

## 5. Novas Técnicas e Tecnologias

Em todos os exames executados nos mais de 150 equipamentos examinados, foi empregado o estado da arte em equipamentos, técnicas e tecnologia de inspeção de equipamentos e ENDs. O uso dessas novas tecnologias, associado ao compromisso e ao conhecimento técnico da equipe de INI em obter o melhor resultado, foi fundamental para o sucesso do trabalho.

A cada dia, novos equipamentos e técnicas de END surgem no mercado, a exemplo de técnicas do método ultrassônico, que começou a ser aplicado na indústria na década de 1960 e vem se aprimorando ao longo dos anos. Hoje esse método oferece equipamentos com recursos como alta capacidade de processamento de dados e visualizações tridimensionais. Nota-se que essas técnicas e tecnologias atualizadas, como ToFD (Time of Flight Diffraction), TFM/FMC (Total Focus Matrix/Full Matrix Capture), Phased Array Focalizado e o mais atual PCI (Phase Coherence Imaging), fizeram muita diferença na execução das tarefas que requerem eficácia e precisão, como no caso da INI.

Em muitos casos, o emprego de técnicas e de procedimentos de END executados pelo lado externo de um vaso de pressão é mais eficaz do que se aplicado diretamente pelo lado interno. No entanto, essa definição requer uma avaliação técnica aprofundada por parte da equipe de INI. É necessário conhecer os mecanismos de deterioração ativos, as características dos danos associados e dos

locais onde ocorrem, além de considerar os recursos e a precisão das técnicas de END selecionadas para a tarefa. Uma avaliação superficial pode resultar em erros gritantes: nas Figuras 16 e 17, por exemplo, se os casos apresentados fossem interpretados, de forma equivocada, como perdas de espessura causadas por corrosão, isso poderia levar à abertura desnecessária de um equipamento, além de gerar um alerta pela "constatação" da deterioração ativa do equipamento.

## 6. Considerações Finais

A Inspeção Não Intrusiva (INI) é efetiva e suficientemente precisa na substituição da Inspeção Visual Interna (IVI) desde que o processo seja conduzido por uma equipe multidisciplinar capacitada e comprometida com a elaboração do plano de INI, a execução adequada dos ENDs previstos, seguindo procedimentos devidamente qualificados e instruções especificamente elaboradas para cada equipamento/componente, supervisão em campo e suporte técnico para a interpretação dos resultados.

Nas auditorias, todos os procedimentos, técnicas e relatórios de END foram aprovados sem ressalvas. Toda a INI foi confirmada pela IVI, comprovando a eficácia da metodologia e do sistema de INI-SPIE das empresas auditadas.

Foi empregada alta tecnologia tanto nas auditorias de inspeção piloto quanto nos mais de 150 equipamentos examinados em INI, trazendo produtividade, repetibilidade, precisão, alta qualidade de registro e recursos importantes de análise e de interpretação dos resultados, além da redução de custos e de Hh de exposição ao risco.



# | Referências

ABNT (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS). NBR 16455:2016 – Vasos de pressão – Metodologia para inspeção não intrusiva. Rio de Janeiro: ABNT, 2016.

API (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE). API 571: Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. ANSI/API Recommended Practice 571. 3. ed. Washington, DC: API, mar. 2020.

\_\_\_\_\_. API 579: Fitness for Service. Washington, DC: API, 2021.

\_\_\_\_\_. API 581: Risk-Based Inspection Methodology. 3rd ed. Washington, DC: API, abr. 2016.

ARAUJO ENGENHARIA. Relatórios de inspeção, procedimentos e instruções de END. Documentos internos. [Não publicados.]

BRASIL. Ministério do Trabalho. Norma Regulamentadora N. 13 – Caldeiras, vasos de pressão, tubulações e tanques metálicos de armazenamento. Brasília: Ministério do Trabalho, 1978.





INSTITUTO  
BRASILEIRO DE  
PETRÓLEO E GÁS

## ARTIGO 2

# Detecção de falhas em revestimento interno de argamassa em tubulações de aço carbono

INTEGRAÇÃO DE ENSAIOS ULTRASSÔNICOS E APRENDIZADO DE MÁQUINA

Luiz Claudio de Souza da Cunha<sup>1</sup>

1. MESTRE EM ENGENHARIA DE MATERIAIS PELO IFBA E MBA PELA FGV. ATUALMENTE É GERENTE DE IMPLANTAÇÃO DE PROJETOS DE ENGENHARIA NA TRANSPETRO, COM EXPERIÊNCIA EM INTEGRIDADE DE EQUIPAMENTOS E DUTOS, MANUTENÇÃO, GESTÃO DE PROJETOS E OBRAS.





# Resumo

Este estudo propõe uma metodologia para detecção e classificação de defeitos no revestimento interno de argamassa em tubulações de aço carbono. Para isso, combina ensaios ultrassônicos com aprendizado de máquina. O método envolve a coleta e o processamento de sinais ultrassônicos, seguidos pela aplicação de transformadas espectrais e técnicas estatísticas como Análise de Componentes Principais (PCA) e Análise Discriminante Linear (LDA), visando aprimorar a separação das classes de defeitos. O modelo de Support Vector Machine (SVM) é utilizado para classificar as regiões íntegras e defeituosas.

Os resultados indicam que a abordagem DCT-LDA com normalização apresentou o melhor desempenho, com alta acurácia e estabilidade na separação das classes. A automatização do processo de classificação melhora a objetividade da inspeção, reduzindo a dependência da interpretação subjetiva do operador. A metodologia proposta tem potencial para aplicação prática na inspeção não destrutiva de tubulações em cenários industriais.

**Palavras-chave:** ultrassom, aprendizados de máquina, tubulação.

---

Os artigos e entrevistas publicados nesta revista representam exclusivamente as opiniões e perspectivas de seus respectivos autores e entrevistados. O idioma utilizado e seu conteúdo correspondem ao formato integral submetido e avaliado pelo Comitê Avaliador do Congresso da ROG.e. Assim como as ideias, posicionamentos e informações contidas nos textos não refletem, necessariamente, as opiniões, crenças, diretrizes ou posicionamentos institucionais do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). O IBP não se responsabiliza pela exatidão, integridade ou validade dos conteúdos publicados, sendo de inteira responsabilidade dos autores quaisquer implicações decorrentes das informações apresentadas.

DOI: <https://doi.org/10.48072/2525-7579.roke.2024.3249>



# Abstract

This study developed an innovative method for detecting and classifying defects in the internal cement mortar lining of carbon steel pipelines, using ultrasonic testing combined with machine learning. The method involved the collection and processing of ultrasonic signals, followed by the application of spectral transforms and statistical techniques such as PCA and LDA to enhance class separation. The Support Vector Machine (SVM) model was used to classify intact and defective regions.

Results indicated that the DCT-LDA approach with normalization provided the best performance, offering high accuracy and stability in class separation. The automation of the classification process improves the objectivity of the inspection, reducing the reliance on subjective operator interpretation. The proposed methodology has practical potential for non-destructive pipeline inspection in industrial scenarios.

**Keywords:** ultrasound, machine learning, piping.

---

Os artigos e entrevistas publicados nesta revista representam exclusivamente as opiniões e perspectivas de seus respectivos autores e entrevistados. O idioma utilizado e seu conteúdo correspondem ao formato integral submetido e avaliado pelo Comitê Avaliador do Congresso da ROG.e. Assim como as ideias, posicionamentos e informações contidas nos textos não refletem, necessariamente, as opiniões, crenças, diretrizes ou posicionamentos institucionais do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). O IBP não se responsabiliza pela exatidão, integridade ou validade dos conteúdos publicados, sendo de inteira responsabilidade dos autores quaisquer implicações decorrentes das informações apresentadas.

DOI: <https://doi.org/10.48072/2525-7579.rog.2024.3249>



## 1. Introdução

A gestão de integridade de equipamentos tem um papel relevante para garantir a segurança operacional e prevenir impactos ambientais especialmente em terminais aquaviários de petróleo e biocombustíveis, que, no Brasil, estão localizados em áreas ecologicamente sensíveis, onde falhas em equipamentos podem resultar em vazamentos, contaminação do meio ambiente e custos elevados com reparos e penalidades regulatórias (Silva; Furtado, 2021).

Nesse contexto, o Regulamento Técnico de Terminais (RTT), instituído pela Resolução n. 810/2020, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), estabelece diretrizes para a segurança operacional, destacando a importância de programas de inspeção e manutenção na gestão da integridade estrutural dessas instalações (Brasil, 2020).

Embora métodos de inspeção, como pigs instrumentados, sejam eficazes na avaliação da integridade de dutos, apresentam limitações em tubulações com geometrias complexas, diâmetros reduzidos ou condições operacionais adversas (Delgadillo et al., 2020). Para superar essas restrições, técnicas de avaliação direta (Direct Assessment – DA), como o ultrassom de ondas guiadas e Magnetic Flux Leakage – MFL, têm sido adotadas (Onuaha, 2024).

Apesar da aplicação crescente dessas técnicas, a avaliação da integridade do revestimento interno, como os revestimentos de argamassa, ainda é pouco explorada. Utilizados para proteger contra corrosão e danos mecânicos, esses revestimentos exigem métodos de inspeção eficientes. A combinação de ensaios ultrassônicos com aprendizado de máquina surge como uma solução promissora para a inspeção não destrutiva (END) de tubulações revestidas com argamassa. Tradicionalmente, a análise dos sinais A-Scan depende da interpretação subjetiva do operador, o que pode afetar a precisão. Este estudo propõe a automatização da detecção e a classificação de defeitos, aumentando a objetividade, a eficiência e a confiabilidade da inspeção.

A metodologia desenvolvida possibilita uma triagem rápida de falhas no revestimento, com potencial para aplicação em tubulações em operação, permitindo a priorização de áreas críticas, a redução de custos operacionais e a otimização da manutenção. A abordagem utiliza a técnica de Pulso-Eco, amplamente empregada na avaliação de descontinuidades internas e de espessura de materiais (Raj; Jayakumar; Thavasimuthu, 2007), que se baseia na emissão e na recepção de pulsos ultrassônicos por transdutores piezoelétricos, permitindo a análise do tempo de percurso das ondas refletidas nas interfaces internas (Rose, 2014).

A fim de aprimorar a extração de informações dos sinais ultrassônicos, é utilizada a Transformada Discreta do Cosseno (DCT) para converter os sinais do domínio do tempo para o domínio da frequência, facilitando a identificação de padrões espectrais associados à presença de defeitos (Khayam, 2003). A seguir, a Análise de Componentes Principais (PCA) é aplicada para reorganizar os dados, preservando as componentes principais que retêm a maior variabilidade da informação (Jolliffe, 2002). Posteriormente, a Análise Discriminante Linear (LDA) é empregada para maximizar a separação entre as classes, minimizando a variabilidade dentro de cada grupo e aumentando a precisão da classificação (Fisher, 1936; Li et al., 2023). Por fim, um modelo de Support Vector Machine (SVM) é utilizado para classificar as regiões íntegras e defeituosas, com um hiperplano de separação otimizado para maximizar a margem entre as classes (Alpaydin, 2010; Ali, 2024).

A abordagem proposta permite a detecção eficiente de falhas no revestimento interno de tubulações, oferecendo um método automatizado de alto desempenho para inspeção não destrutiva, alinhado às exigências regulatórias e às necessidades da indústria de petróleo e de biocombustíveis.

## 2. Objetivo

O objetivo deste estudo é desenvolver e avaliar um método baseado em ensaios ultrassônicos combinados com aprendizado de máquina para detecção e classificação de defeitos no revestimento interno de argamassa em tubulações de aço carbono. Para atingir esse propósito, os seguintes objetivos específicos são delineados:

- Coletar e processar sinais ultrassônicos de tubulações revestidas, empregando técnicas de transformação no domínio da frequência.

- Aplicar técnicas como Análise de Componentes Principais (PCA) e Análise Discriminante Linear (LDA) para otimizar a separação das classes de defeitos.
- Treinar e validar modelos de aprendizado de máquina para classificar regiões íntegras e defeituosas do revestimento interno.
- Avaliar o desempenho do modelo proposto em diferentes cenários experimentais.

## 3. Metodologia

### 2.1 MATERIAL

O material utilizado neste estudo consiste em segmentos de tubulação de aço carbono API 5L Gr B, com diâmetro nominal de 150 mm e espessura de parede de 6,02 mm. Os tubos foram retirados de um sistema de incêndio em operação há 21 anos, utilizando água salgada bruta do mar.

A tubulação conta com um revestimento externo composto de uma camada de tinta epóxi-fosfato de zinco, com espessura de 100  $\mu\text{m}$ . Sobre essa camada, há um acabamento de tinta de poliuretano acrílico, com espessura de 65  $\mu\text{m}$ . Internamente, a tubulação é revestida por uma argamassa de cimento e areia, com espessura de 5 mm, conforme a norma ANSI/AWWA C205-12 (AWWA, 2012).

### 2.2 MÉTODOS

#### 2.2.1 Preparação dos Corpos de Prova

Foram selecionados dois segmentos de tubo com aproximadamente 600 mm de comprimento cada um, denominados corpos de prova 1 (CP1) e 2 (CP2). As extremidades dos corpos de prova foram soldadas a uma chapa de aço carbono ASTM A283 Gr C, proporcionando estanqueidade para armazenamento de água em seu interior e permitindo a simulação de condições operacionais.



No CP1, três regiões foram selecionadas para correlacionar as características visuais com os ensaios ultrassônicos. A Região S1 foi mantida como referência, com revestimento íntegro. A Região S2 apresentou fissuras e separação do revestimento, enquanto a Região S3 mostrou degradação localizada em razão de fissuras. No CP2, as regiões simularam falhas controladas para validação dos métodos de inspeção. A Região S1 permaneceu como referência, e as Regiões S2 e S3 simularam perda de aderência e remoção total do revestimento respectivamente. As localizações e as características dessas regiões estão apresentadas na Figura 1, e os defeitos descritos estão resumidos na Tabela 1.

a) CP1

| REGIÃO | CP1 - DEFEITOS NATURAIS                                       |
|--------|---------------------------------------------------------------|
| S1     | Referência com revestimento íntegro.                          |
| S2     | Presença de fissuras e indícios de separação do revestimento. |
| S3     | Área com fissuras visíveis, indicando degradação localizada.  |

Tabela 1 – Descrição das regiões de interesse nos corpos de prova CP1 e CP2 (Elaborada pelos autores)

b) CP2

| REGIÃO | CP2 - DEFEITOS ARTIFICIAIS                              |
|--------|---------------------------------------------------------|
| S1     | Referência com revestimento íntegro.                    |
| S2     | Defeito simulado de perda de aderência do revestimento. |
| S3     | Defeito simulado de remoção total do revestimento.      |

Tabela 1 – Descrição das regiões de interesse nos corpos de prova CP1 e CP2 (Elaborada pelos autores)

### 2.2.2 Preparação dos Corpos de Prova

A técnica de inspeção ultrassônica Pulso-Eco foi utilizada para coletar os sinais nas regiões S1, S2 e S3. A Figura 2 ilustra a configuração experimental, e os equipamentos utilizados estão descritos a seguir:

- a) Gerador de pulso ultrassônico: OLYMPUS 5077PR.
- b) Osciloscópio digital: Tektronix TDS 2024B.
- c) Cabeçote monocristal: GE 026HJ9, 2,25 MHz.
- d) Notebook utilizando o aplicativo LabVIEW.

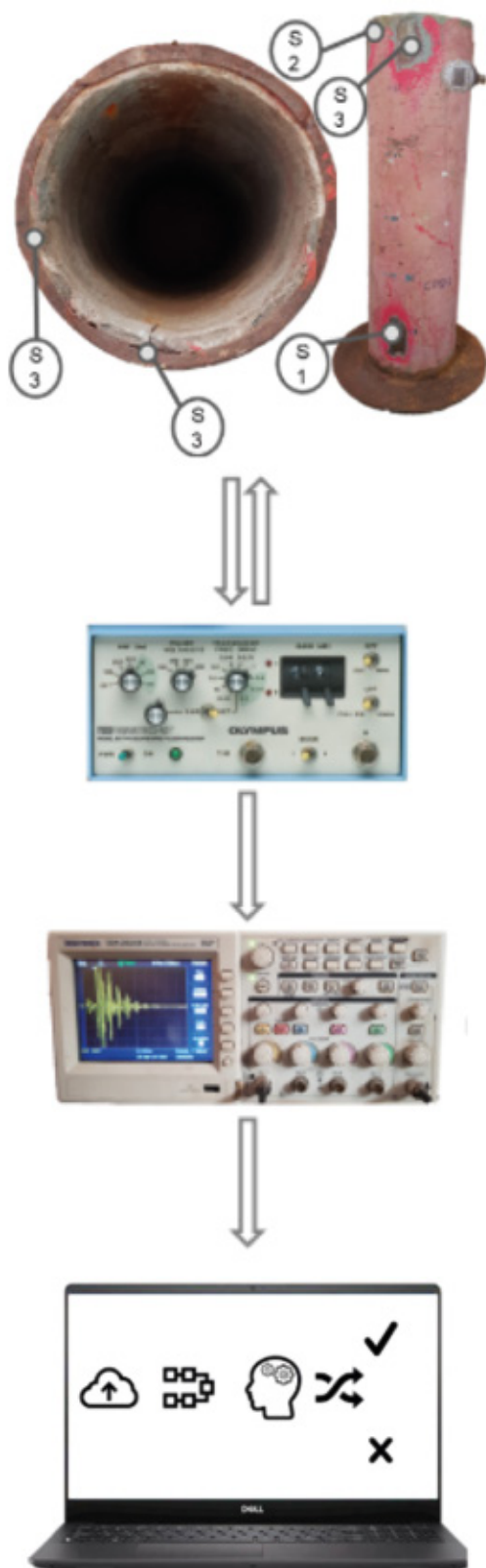
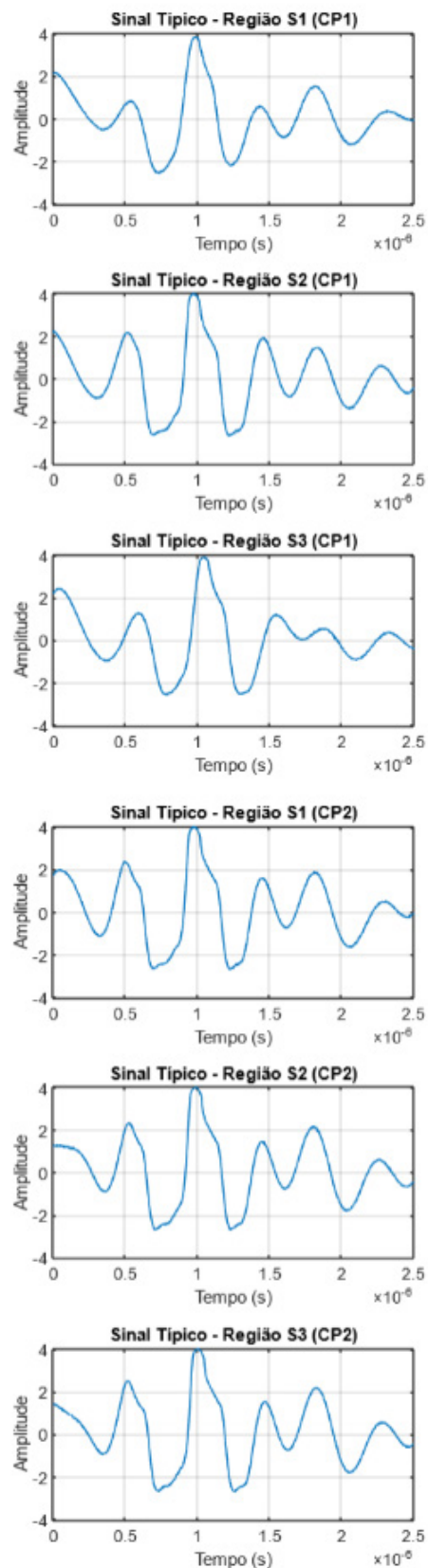


Figura 2 – Configuração experimental e equipamentos utilizados para a coleta dos sinais ultrassônicos

Foram coletados 50 sinais referentes ao eco de fundo da parede interna do tubo em cada região de interesse dos corpos de prova CP1 e CP2, exemplificados na Figura 3.

Foi aplicada uma janela temporal no osciloscópio, permitindo a aquisição apenas da porção relevante do sinal. Cada registro contém 2.500 pontos, com um período de amostragem de 0,001  $\mu$ s.



### 2.2.3 Processamento dos Sinais

O processamento dos sinais ultrassônicos foi realizado no MATLAB em virtude de sua integração nativa entre módulos de processamento de sinais e aprendizado de máquina. As bibliotecas Signal Processing Toolbox e Statistics and Machine Learning Toolbox foram utilizadas para extrair características e preparar os dados para o treinamento do modelo.

Os sinais foram processados com DCT, sendo integradas as técnicas de PCA e LDA para otimizar a representação dos dados e aprimorar a separação entre as classes.

A PCA foi empregada para reorganizar as matrizes de dados. Após a extração de características e a normalização, as matrizes foram processadas no MATLAB utilizando a função "pca", que decompôs os dados em componentes principais ordenados pela variância explicada. As projeções obtidas foram utilizadas integralmente na análise subsequente, garantindo melhor estruturação dos dados para o SVM Linear e a LDA.

A LDA foi aplicada para projetar os dados em um espaço discriminante, maximizando a separação entre as três classes definidas. Inicialmente foi utilizada diretamente nas matrizes de características extraídas da DCT. No entanto, discrepâncias nas escalas dos discriminantes lineares entre CP1 e CP2 comprometeram a generalização do modelo. Para mitigar esse problema, implementou-se a normalização pós-LDA, garantindo a compatibilidade entre os conjuntos de dados.

Em um segundo cenário, a PCA foi aplicada antes da LDA, permitindo a reorganização dos dados e a redução das variações nas escalas dos discriminantes, o que aprimorou a estabilidade das projeções e a separação entre classes.

### 2.2.4 Aprendizado de Máquina

Este estudo avaliou diferentes cadeias de processamento de sinais ultrassônicos coletados no CP1 e no CP2 para analisar a eficácia do SVM Linear na classificação da integridade dos revestimentos internos. Foram consideradas três abordagens:

- DCT-PCA: aplicação da DCT, seguida da PCA.
- DCT-LDA: aplicação da DCT, seguida da LDA.
- DCT-PCA-LDA: combinação da DCT com a PCA, seguida da LDA.

O objetivo foi identificar a cadeia mais eficiente para distinguir sinais de áreas íntegras e defeituosas. O treinamento, a validação e o teste foram realizados no Classification Learner, do MATLAB, utilizando o CP2 para essas etapas. Para garantir robustez, foi aplicada a validação cruzada 5-fold, em que os dados foram divididos em cinco partes, utilizando quatro para treinamento e uma para validação em cada ciclo. Além disso, 20% das amostras do CP2 foram reservadas para um teste independente. Após o treinamento no CP2, o modelo foi testado nos dados do CP1 para avaliar sua generalização. As métricas de desempenho foram consolidadas em tabelas comparativas, incluindo médias e desvios-padrão das acurácias de validação e teste. Matrizes de confusão e gráficos de dispersão ilustraram o desempenho das cadeias na classificação das condições do revestimento. As métricas avaliadas foram:

- Acurácia geral: proporção de classificações corretas.
- Sensibilidade S1: capacidade de identificar corretamente áreas íntegras.
- Especificidade S1: capacidade de identificar corretamente áreas defeituosas.

A especificidade é essencial para evitar falsos

positivos, reduzindo o risco de falhas na contenção, enquanto a sensibilidade minimiza falsos negativos, prevenindo inspeções e reparos desnecessários.

### 3. Resultados e Discussão

#### 3.1 SVM LINEAR COM DIFERENTES MÉTODOS DE PROCESSAMENTO NO CP2

Os resultados apresentados na Tabela 2 destacam o desempenho do classificador SVM

Linear ao empregar as cadeias de processamento DCT-PCA-LDA, DCT-LDA e DCT-PCA nos sinais coletados do CP2, organizadas em ordem decrescente de acurácia no teste.

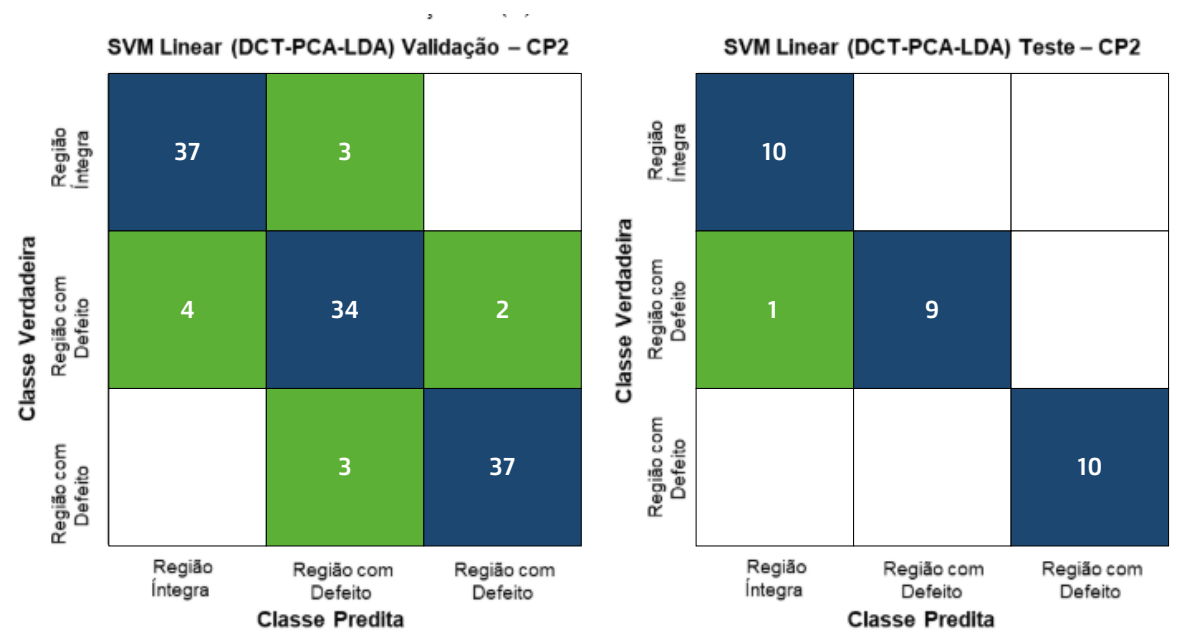
As análises foram conduzidas considerando a DCT para extração de características espectrais, seguida pela aplicação das técnicas PCA e LDA, com o objetivo de otimizar a separação entre as classes.

A avaliação incluiu a média e o desvio-padrão das acurácias obtidas nas etapas de validação e teste, garantindo a robustez dos modelos. Para a validação final, 20% dos dados foram reservados para a fase de teste.

| # | CADEIA DE PROCESSAMENTO | MÉDIA ACURÁCIA % (VALIDAÇÃO) | DESVIO-PADRÃO ACURÁCIA % (VALIDAÇÃO) | MÉDIA ACURÁCIA % (TESTE) | DESVIO-PADRÃO ACURÁCIA % (TESTE) |
|---|-------------------------|------------------------------|--------------------------------------|--------------------------|----------------------------------|
| 1 | DCT-PCA-LDA             | 90,7                         | 0,6                                  | 92,0                     | 3,4                              |
| 2 | DCT-LDA                 | 90,5                         | 2,7                                  | 88,0                     | 3,4                              |
| 3 | DCT-PCA                 | 67,2                         | 5,6                                  | 66,7                     | 7,6                              |

Tabela 2 – Desempenho SVM Linear com distintos métodos de processamento dos sinais CP2 (Elaborada pelos autores)

A Figura 4 mostra as matrizes de confusão de um dos cinco ciclos de validação e teste para a cadeia DCT-PCA-LDA, destacando-a como a mais eficaz, com 12 erros na validação (120 amostras) e 1 no teste (30 amostras).





A Figura 5 apresenta a distinção dos resultados pelos métodos PCA e LDA. O PCA (5a) prioriza a maximização da variância total dos dados independentemente da separação entre as classes, enquanto o LDA (5b) foca a maximização de separação entre os grupos, validando conceitos discutidos por Jombart, Devillard e Balloux (2010).

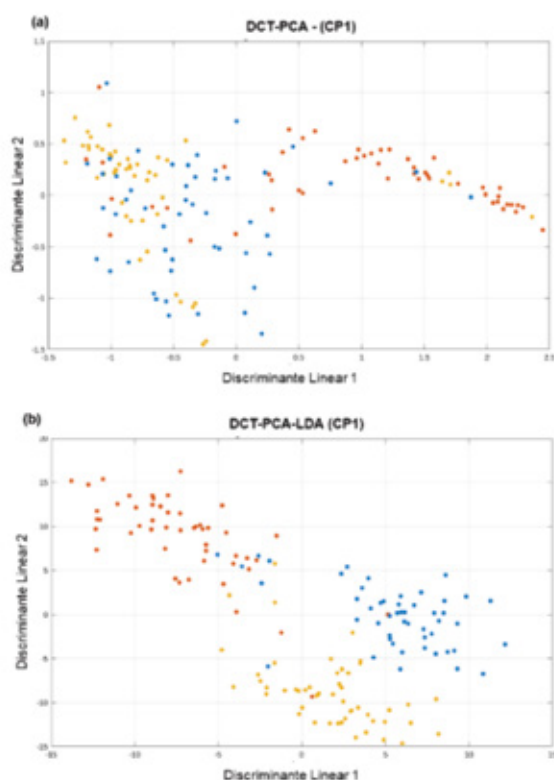


Figura 5 – Gráficos de dispersão PCA x LDA (Elaborada pelos autores)

### 3.2 GENERALIZAÇÃO DO MODELO COM DADOS DO CP1

Nesta seção, são apresentados os resultados do teste das cadeias de processamento no CP1 avaliando a capacidade do modelo de generalizar para novos dados. O teste utilizou o modelo previamente treinado e validado no CP2, aplicando as mesmas cadeias de processamento e configurações (Tabela 3).

| CADEIA DE PROCESSAMENTO | ACURÁCIA DO TESTE (%) | SENSIBILIDADE CLASSE 1 (%) | ESPECIFICIDADE CLASSE 1 (%) |
|-------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------------|
| DCT-LDA                 | 90,7                  | 90,0                       | 95,0                        |
| DCT-PCA-LDA             | 90,0                  | 84,0                       | 98,0                        |
| DCT-PCA                 | 45,3                  | 48,0                       | 66,0                        |

Tabela 3 – Desempenho SVM Linear com distintos métodos de processamento dos sinais CP1 (Elaborada pelos autores)

Os resultados mostram que a cadeia DCT-LDA obteve a melhor acurácia (90,7%), com altos índices de sensibilidade e especificidade para a Classe 1. A abordagem DCT-PCA-LDA também apresentou bom desempenho, com acurácia de 90,0% e sensibilidade de 84,0%, com especificidade de 98,0%. Já a DCT-PCA demonstrou dificuldades na separação entre as classes. As matrizes de confusão apresentadas na Figura 6 ilustram o desempenho do classificador SVM Linear ao testar as distintas cadeias de processamento.

| SVM Linear (DCT-PCA) Teste – CP1 |                |                    |
|----------------------------------|----------------|--------------------|
| Classe Verdadeira                | Região Inteira | Região com Defeito |
|                                  | 24             | 5                  |
|                                  | 7              | 31                 |
| Região com Defeito               | 27             | 10                 |
|                                  | 13             | 12                 |
| Classe Predita                   |                |                    |

| SVM Linear (DCT-LDA) Teste – CP1 |                |                    |
|----------------------------------|----------------|--------------------|
| Classe Verdadeira                | Região Inteira | Região com Defeito |
|                                  | 45             | 4                  |
|                                  | 2              | 45                 |
| Região com Defeito               | 3              | 1                  |
|                                  | 46             | 3                  |
| Classe Predita                   |                |                    |

| SVM Linear (DCT-PCA-LDA) Teste – CP1 |                |                    |
|--------------------------------------|----------------|--------------------|
| Classe Verdadeira                    | Região Inteira | Região com Defeito |
|                                      | 42             | 5                  |
|                                      | 1              | 47                 |
| Região com Defeito                   | 1              | 3                  |
|                                      | 46             | 2                  |
| Classe Predita                       |                |                    |

Figura 6 – Matrizes de confusão do SVM Linear no teste com dados do CP1 (Elaborada pelos autores)

É importante destacar que os resultados iniciais da aplicação da LDA sem o PCA demonstraram desempenho insatisfatório no teste com os dados do CP1, com todas as amostras sendo atribuídas a uma única classe, comprometendo a generalização do modelo.

Para investigar as razões desse comportamento, foram avaliados os gráficos de dispersão dos discriminantes lineares (LDAs) 1 e 2 para os dados do CP1 (Figura 7a) e do CP2 (Figura 7b). Apesar de visualmente separados em ambos os casos, os valores das escalas dos discriminantes apresentaram discrepâncias entre os dois conjuntos.

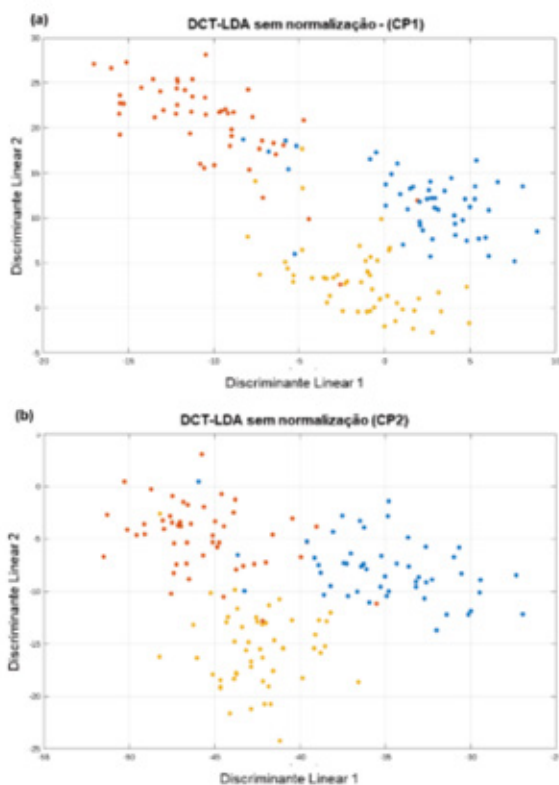


Figura 7 – Gráficos de dispersão dos discriminantes lineares gerados pelas cadeias DCT-LDA sem normalização para o CP1 (a) e para o CP2 (b) (Elaborada pelos autores)

Foi implementada a normalização dos discriminantes lineares após a aplicação da LDA, visando manter a compatibilidade das escalas entre os conjuntos CP1 e CP2, conforme apresentados na Figura 8.

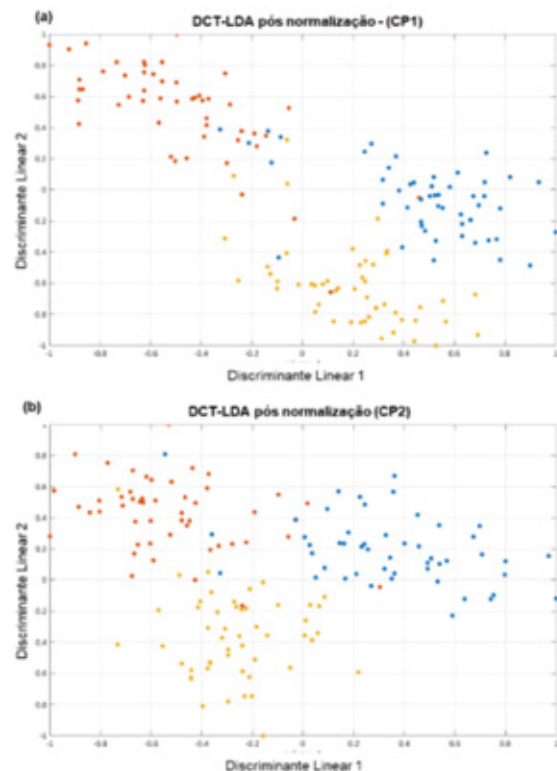


Figura 8 – Gráficos de dispersão dos discriminantes lineares gerados pelas cadeias DCT-LDA pós-normalização para o CP1 (a) e para o CP2 (b) (Elaborada pelos autores)

A DCT-LDA com normalização se mostrou mais adequada tanto pelos resultados quanto pelo custo computacional. A normalização ajustou os discriminantes para um intervalo uniforme, melhorando o desempenho, conforme mostrado na Tabela 3. Sem normalização, o LDA apresentou inconsistências por causa das diferenças de escala entre o CP1 e o CP2, o que foi resolvido pela normalização pós-LDA. A aplicação do PCA antes do LDA foi equivalente à normalização, sem necessidade de ajustes adicionais.

A normalização ajustou os valores dos discriminantes para um intervalo uniforme. Os resultados pós-normalização indicaram melhoria significativa no desempenho.

## 4. Considerações Finais

Este estudo desenvolveu e avaliou um método de detecção e classificação de defeitos no revestimento interno de argamassa em tubulações de aço carbono combinando ensaios ultrassônicos com aprendizado de máquina. Para isso, foram coletados e processados sinais ultrassônicos de tubulações revestidas, aplicando transformadas no domínio da frequência. Além disso, foram utilizadas técnicas estatísticas, como PCA e LDA, para aprimorar a organização e a representatividade dos dados, facilitando a separação entre classes. Modelos de SVM foram treinados e validados para classificar regiões íntegras e defeituosas, avaliando seu desempenho em diferentes cenários experimentais.

Os resultados indicaram que a cadeia de processamento DCT-LDA apresentou o melhor desempenho, garantindo alta acurácia e estabilidade na separação das classes, sem necessidade de normalização adicional.

A abordagem DCT-PCA-LDA também demonstrou eficiência, enquanto a DCT-PCA apresentou limitações na classificação, reforçando a importância da estruturação dos dados antes da etapa discriminante.

Os resultados obtidos ressaltam o potencial da combinação entre transformadas espectrais, redução de dimensionalidade e aprendizado de máquina para a inspeção não destrutiva de tubulações. Diferentemente das abordagens convencionais baseadas no domínio do tempo, a análise no domínio da frequência permitiu uma representação mais consistente dos padrões presentes nos sinais ultrassônicos, facilitando a distinção entre regiões íntegras e defeituosas. Além disso, a automatização do processo de classificação reduz a dependência da interpretação subjetiva do operador, tornando a análise mais célere e menos suscetível a erros. O estudo indica uma metodologia consistente para futuras pesquisas voltadas à aplicação em cenários industriais ainda mais complexos e para a integração com sistemas de monitoramento preditivo.



# | Referências

- ALI, W. "Support Vector Machines for Structural Defect Classification". Journal of Machine Learning in Engineering, 2024.
- ALPAYDIN, Ethem. Introduction to Machine Learning. 2. ed. Cambridge: MIT Press, 2010.
- AWWA (AMERICAN WATER WORKS ASSOCIATION). M11 Steel Pipe: A Guide for Design and Installation. 4. ed. Denver: AWWA, 2012.
- BRASIL. Resolução n. 810/2020 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Regulamento Técnico de Terminais. Brasília: ANP, 2020.
- DELGADILLO, Hector Hernandez et al. "Ultrasonic Inline Inspection of a Cement-Based Drinking Water Pipeline". Engineering Structures, v. 210, 2020.
- FISHER, Ronald A. "The Use of Multiple Measurements in Taxonomic Problems". Annals of Eugenics, v. 7, p. 179-188, 1936.
- JOLLIFFE, Ian T. "Principal Component Analysis for Special Types of Data". Principal Component Analysis. 2. ed. New York: Springer, 2002. p. 338-406.
- JOMBART, Thibaut; DEVILLARD, Sébastien; BALLOUX, François. "Discriminant Analysis of Principal Components: A New Method for the Analysis of Genetically Structured Populations". BMC Genetics, v. 11, n. 94, 2010.
- KHAYAM, Syed A. "The Discrete Cosine Transform (DCT): Theory and Application". Michigan State University, 2003.
- LI, Shuyi et al. "Linear Discriminant Analysis with Generalized Kernel Constraint for Robust Image Classification". Pattern Recognition, v. 136, art. 109196, 2023.
- ONUHAHA, R. "Ultrasonic Guided Waves for Direct Assessment of Pipeline Integrity". International Journal of Non-Destructive Testing, v. 45, n. 1, p. 16-30, 2024.
- RAJ, Baldev; JAYAKUMAR, T.; THAVASIMUTHU, T. Practical Non-Destructive Testing. 3. ed. New Delhi: Narosa Publishing House, 2007.
- ROSE, Joseph L. Ultrasonic Guided Waves in Solid Media. Cambridge: Cambridge University Press, 2014.
- SILVA, J.; FURTADO, R. "Gestão de integridade de equipamentos em terminais aquaviários de petróleo e biocombustíveis". Revista Brasileira de Engenharia, v. 15, n. 3, p. 234-245, 2021.





INSTITUTO  
BRASILEIRO DE  
PETRÓLEO E GÁS

### Artigo 3

## Adequação de um projeto de redeployment de um FPSO à norma regulamentadora N. 13 (NR-13)

João Marcelo de Castilho<sup>1</sup>

ENGENHEIRO MECÂNICO PELA UERJ E PÓS-GRADUADO EM GESTÃO DE PROJETOS PELA FGV. TEVE OPORTUNIDADE DE CURSAR DISCIPLINAS DO MESTRADO EM ENGENHARIA MECÂNICA NA UFMG. ATUALMENTE É ENGENHEIRO DE INTEGRIDADE NA YINSON PRODUCTION BRAZIL, COM FOCO NA GESTÃO DE INTEGRIDADE DE EQUIPAMENTOS ESTÁTICOS.



# Resumo

A adequação às normas regulamentadoras vigentes no país é um dos principais desafios no projeto de uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO) de petróleo. Esse desafio se torna ainda mais relevante quando se trata de uma adequação de um FPSO originalmente projetado e construído para operar em 2013. Nesse meio-tempo, as normas regulamentadoras no país foram revisadas, e novas normas foram publicadas.

A Norma Regulamentadora N. 13 (NR-13), utilizada como referência para o projeto de adequação do FPSO OSX-2 para o FPSO Atlanta, foi a publicada segundo a portaria n. 1.846, de 1o de julho de 2022, do Ministério do Trabalho e Previdência (MTP). Os requisitos aplicados ao projeto se referem a caldeiras, vasos de pressão e sistemas de tubulação. As características distintas do óleo para o qual o FPSO OSX-2 e o Atlanta foram projetados levaram à adaptação da planta de processo. Dessa forma, os equipamentos do projeto de adaptação do FPSO tiveram as seguintes características e definições: equipamentos demolidos, equipamentos existentes, equipamentos realocados, equipamentos novos.

Cada tipo de equipamento recebeu o tratamento adequado para que os requisitos da NR-13 fossem totalmente atendidos.

Os resultados das inspeções realizadas no FPSO Atlanta retratam as boas condições e práticas de preservação às quais o FPSO OSX-2 foi submetido. Destaca-se que o OSX-2 esteve inoperante por dez anos, até que tenha sido submetido às tarefas de adaptação para o FPSO Atlanta.

As estratégias adotadas no projeto de adequação à NR-13 do FPSO Atlanta foram bem-sucedidas, uma vez que pendências e não conformidade grave ou relevante não foram identificadas em diversas auditorias. Além das inspeções visuais e dos ensaios não destrutivos complementares, somam-se mais de 7.440 tarefas associadas à disciplina, com 789 equipamentos cobertos pelo trabalho de adequação.

O FPSO Atlanta iniciou as operações em 31 de dezembro de 2024, sem eventos indesejáveis de segurança de processo e ocupacional relacionados à NR-13.

**Palavras-chave:** NR-13, FPSO, redeployment.

---

Os artigos e entrevistas publicados nesta revista representam exclusivamente as opiniões e perspectivas de seus respectivos autores e entrevistados. O idioma utilizado e seu conteúdo correspondem ao formato integral submetido e avaliado pelo Comitê Avaliador do Congresso da ROG.e. Assim como as ideias, posicionamentos e informações contidas nos textos não refletem, necessariamente, as opiniões, crenças, diretrizes ou posicionamentos institucionais do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). O IBP não se responsabiliza pela exatidão, integridade ou validade dos conteúdos publicados, sendo de inteira responsabilidade dos autores quaisquer implicações decorrentes das informações apresentadas.

DOI: <https://doi.org/10.48072/2525-7579.rog.2024.3249>





# | Abstract

To be compliant with Brazilian regulatory standards in force is one of the main challenges of a project for a floating oil production, storage and offloading unit (FPSO). This challenge becomes even more relevant when the project involves adaptation of specific FPSO designed and built to operate in 2013. In the meantime, the local regulatory standards have been reviewed, and new standards have been published.

The Regulatory Standard N. 13 (NR-13) has been used as a reference for the adaptation project of FPSO OSX-2 to the FPSO Atlanta. It has been published according to Ordinance 1,846 of July 1, 2022, of the Ministry of Labor and Social Security. The requirements applied to the project are those related to boilers, pressure vessels and piping systems. The FPSOs OSX-2 and Atlanta oil characteristics have been led to the adaptation of the process plant. Therefore, the equipment in the FPSO adaptation project had the following characteristics/definitions: demolished equipment; existing equipment; relocated equipment; new equipment. Each type of equipment has been properly treated aiming the full NR-13 requirements compliant.

The results of the inspections carried out on the FPSO Atlanta reflect the good conditions and preservation practices which the FPSO OSX-2 was subjected: it is worth noting that OSX-2 had been kept out of service for 10 (ten) years until it has been subjected to the FPSO Atlanta adaptation tasks.

The used strategies for the NR-13 adaptation project of the FPSO Atlanta were successfully applied once no serious and/or relevant pending issues and/or non-conformities were identified in several audits.

In addition to visual examinations and complementary non-destructive tests, there were more than 7,440 (seven thousand four hundred and forty) tasks associated with the discipline, for 789 (seven hundred and eighty-nine) equipment covered by the adaptation project.

The FPSO Atlanta started up operations on December 31, 2024 without any undesirable process and occupational safety events related to NR-13.

**Keywords:** NR-13, FPSO, redeployment.

---

Os artigos e entrevistas publicados nesta revista representam exclusivamente as opiniões e perspectivas de seus respectivos autores e entrevistados. O idioma utilizado e seu conteúdo correspondem ao formato integral submetido e avaliado pelo Comitê Avaliador do Congresso da ROG.e. Assim como as ideias, posicionamentos e informações contidas nos textos não refletem, necessariamente, as opiniões, crenças, diretrizes ou posicionamentos institucionais do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). O IBP não se responsabiliza pela exatidão, integridade ou validade dos conteúdos publicados, sendo de inteira responsabilidade dos autores quaisquer implicações decorrentes das informações apresentadas.

DOI: <https://doi.org/10.48072/2525-7579.rog.2024.3249>



## 1. Introdução

A adequação às normas regulamentadoras vigentes no país é um dos principais desafios de um projeto de uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO) de petróleo. Esse desafio se torna ainda mais relevante quando se trata de uma adequação de um FPSO originalmente projetado e construído para operar em 2013. Além das adaptações na planta de processo, uma vez que as características do óleo que seria processado em 2013 são diferentes das do óleo processado a partir de 2023, as normas regulamentadoras no país foram revisadas nesse intervalo, e novas normas foram publicadas. A norma regulamentadora NR-13 é um exemplo.

De 2013 a 2023, revisões significativas da NR-13 foram publicadas. Destacam-se a inclusão de sistemas de tubulação, tanques de armazenamento e também a inclusão de metodologias de inspeção não intrusiva e de inspeção baseada em risco.

Este artigo trata especificamente da adequação à Norma Regulamentadora N. 13 (NR-13) – Caldeiras, Vasos de Pressão, Tubulação e Tanques Metálicos de Armazenamento – do FPSO OSX-2 para o FPSO Atlanta.

## 2. Metodologia

A Norma Regulamentadora N. 13 (NR-13) utilizada como referência para o projeto de

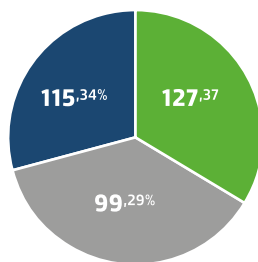
adequação do FPSO OSX-2 para o FPSO Atlanta foi a publicada segundo a portaria n. 1.846, de 1o de julho de 2022, do Ministério do Trabalho e Previdência (MPT). Os requisitos aplicados ao projeto são os que se referem a caldeiras, vasos de pressão e sistemas de tubulação. Tanques metálicos de armazenamento não são aplicáveis a um FPSO.

### 2.1 CARACTERÍSTICAS DO PROJETO

As características distintas do óleo para o qual o FPSO OSX-2 e o Atlanta foram projetados levaram à adaptação da planta de processo. Dessa forma, os equipamentos do projeto de adaptação do FPSO tiveram as seguintes características e definições:

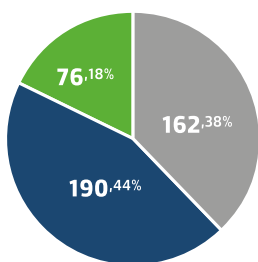
1. Quanto à sua caracterização perante a NR-13:
  - Itens tipo 13.2.1: equipamentos cuja NR-13 fosse plenamente atendida.
  - Itens tipo 13.2.2: equipamentos isentos do atendimento pleno da NR-13.
2. Quanto à sua caracterização perante o projeto:
  - Equipamentos demolidos: pertencentes ao FPSO OSX-2 e que não foram aproveitados no FPSO Atlanta.
  - Equipamentos existentes: pertencentes ao FPSO OSX-2 e que foram aproveitados no FPSO Atlanta em seu local original de instalação.
  - Equipamentos realocados: pertencentes ao FPSO OSX-2 e que foram aproveitados no FPSO Atlanta, porém em outro local instalação.
  - Equipamentos novos: equipamentos projetados para o FPSO Atlanta.





Equipamentos Demolidos  
Equipamentos Novos  
Equipamentos Existentes/Realocados

Gráfico 1 – Distribuição – itens 13.2.1



Equipamentos Demolidos  
Equipamentos Novos  
Equipamentos Existentes/Realocados

Gráfico 2 – Distribuição – itens 13.2.2

Cada tipo de equipamento teve o tratamento adequado para que os requisitos da NR-13 fossem totalmente atendidos, que constitui o objetivo deste artigo.

Cada FPSO tem uma definição própria para os módulos que compõem a planta de processo. Embora uma análise detalhada das figuras apresentadas a seguir não seja o foco deste artigo, é possível verificar quais sistemas foram demolidos do FPSO OSX-2 e quais permaneceram (existentes/relocados) ou foram inseridos (novos) no FPSO Atlanta.

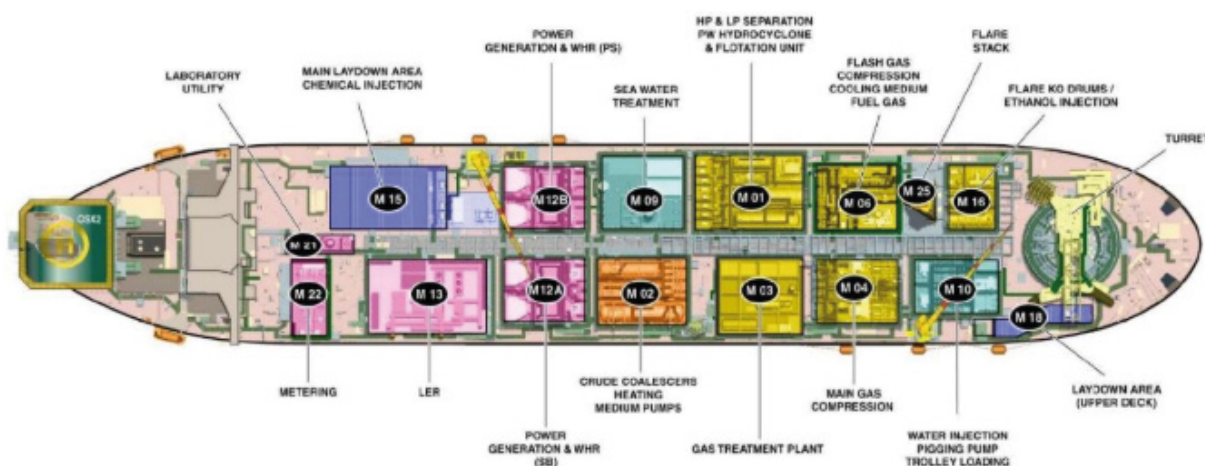


Figura 1 – Layout do projeto do FPSO OSX-2



Figura 2 – Layout do projeto do FPSO Atlanta

## 2.1.1 DOCUMENTOS DE PROJETO

Dada a magnitude do projeto ao qual este artigo se refere, nem todos os fornecedores de equipamentos ou serviços são conhecedores dos requisitos da NR-13. Para fim de informação, o FPSO Atlanta não tem conteúdo local. Todas as tarefas de adaptação do FPSO foram realizadas fora do Brasil.

Ainda que os fornecedores estrangeiros de equipamentos ou serviços fossem conhecedores da NR-13, entendeu-se a necessidade da emissão de um documento para tratar especificamente dos requisitos da norma: NR-13 Specification. Dessa forma, no ato da contratação, esse documento era divulgado aos fornecedores para que conhecessem os requisitos obrigatórios cujos serviços ou equipamentos deveriam atender. O documento foi aplicado aos equipamentos novos.

Para os equipamentos existentes e realocados, emitiu-se o NR-13 Strategy. Além dos tipos de inspeção que seriam aplicados aos equipamentos (incluem-se os equipamentos novos), os prazos de inspeção foram definidos. A visão futura para a acreditação de Serviços Próprios de Inspeção de Equipamentos (SPIE) também foi estrategicamente considerada.

## 2.2 ESTRATÉGIAS DE INSPEÇÃO E ATUAÇÃO

Para cada tipo de equipamento (conforme item 2.1), foi adotada a seguinte estratégia de inspeção e atuação:

### Equipamentos demolidos

Anotação no registro de segurança informando que o equipamento foi removido e que as anotações para aquele equipamento (TAG) foram encerradas.

|                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                                 |                                                                                     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                                                                       | <b>1923 OSX2 – ATLANTA FPSO</b> |  |
| <b>Termo Formal de Encerramento</b>                                                                                                                                                                                                                                                    |                                 |                                                                                     |
| Devido ao projeto de adequação do FPSO OSX-2 para o FPSO ATLANTA, o respectivo equipamento, objeto deste Registro de Segurança, será retirado/ isolado do processo de produção da planta. Desta forma, encerram-se formalmente as anotações de segurança referente a este equipamento. |                                 |                                                                                     |
| <b>Profissional Legalmente Habilitado (PLH)</b>                                                                                                                                                                                                                                        |                                 |                                                                                     |
| João Marcelo de Castilho<br>Engenheiro Mecânico<br>CREA MG 87572/D<br>CONFEA 140012399-2                                                                                                                                                                                               |                                 |                                                                                     |

Figura 3 – Termo formal de encerramento de anotação de equipamentos demolidos

### Equipamentos existentes e realocados

As seguintes tarefas foram executadas:

- Identificação de evidência de teste hidrostático de fabricação no prontuário original do equipamento.
- Inspeção de segurança extraordinária.
- Exame interno no caso de disponibilidade de acesso para equipamento categorizado e não categorizado.
- Exame não destrutivo complementar em caso de inacessibilidade interna para equipamento categorizado na NR-13.
- Exame externo.

Para os equipamentos que, em 2013, eram categorizados e que, a partir da revisão da NR-13 de 2022, deixaram de ser categorizados (vide item NR-13 13.3.2), fez-se um termo formal de encerramento no registro de segurança.

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |                                 |                                                                                       |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                                                                                                               | <b>1923 OSX2 – ATLANTA FPSO</b> |  |
| <b>TAG</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 19230002                        |                                                                                       |
| <b>Descrição</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Resfriador do motor (JW) – AFT  |                                                                                       |
| <b>CAT</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | NC                              |                                                                                       |
| <b>Registro de Segurança</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                                 |                                                                                       |
| <b>Inspeção:</b> Exame visual externo, para atendimento à inspeção de segurança extraordinária, realizado em 01/10/2022.                                                                                                                                                                                                         |                                 |                                                                                       |
| <b>Objetivo:</b> Enquadramento do equipamento na NR13, conforme item 13.2.2.                                                                                                                                                                                                                                                     |                                 |                                                                                       |
| <b>Anotação:</b> Equipamento categorizado na NR13 (CAT-V) para atendimento ao projeto OSX-2. Dadas as características funcionais do equipamento – vasos de pressão integrante de sistemas auxiliares de pacote de máquinas (13.2.2 c) – fica dispensada a aplicação da NR13, cabendo ao empregador o atendimento ao item 13.2.3. |                                 |                                                                                       |
| <b>Conclusão:</b> O equipamento apresenta condições satisfatórias de integridade para a operação segura.                                                                                                                                                                                                                         |                                 |                                                                                       |
| <b>Referência:</b> Portaria Nº 1.876, de 1 de julho de 2022.                                                                                                                                                                                                                                                                     |                                 |                                                                                       |
| <b>Termo Formal de Encerramento</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                                 |                                                                                       |
| Encerram-se formalmente as anotações de segurança referente a este equipamento.                                                                                                                                                                                                                                                  |                                 |                                                                                       |
| <b>Profissional Legalmente Habilitado (PLH)</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                  |                                 |                                                                                       |
| João Marcelo de Castilho<br>Engenheiro Mecânico<br>CREA MG 87572/D<br>CONFEA 140012399-2                                                                                                                                                                                                                                         |                                 |                                                                                       |

Figura 3 – Exemplo de termo formal de encerramento de anotação de equipamentos descategorizados

Vale ressaltar que todos os equipamentos existentes apresentavam evidências de teste hidrostático de fabricação, bem como evidências de realização no ato da inspeção de segurança inicial, dada a obrigatoriedade de realização do teste na época (2013).

#### Equipamentos novos

As seguintes tarefas foram executadas:

- Inspeção de segurança inicial:
1. Exame interno no caso de disponibilidade de acesso para equipamento categorizado e não categorizado.
  2. Exame não destrutivo complementar em caso de inacessibilidade interna para equipamento categorizado na NR-13.
  3. Exame externo.

#### 2.2.1 SISTEMAS DE TUBULAÇÃO

O enquadramento de sistemas de tubulação não era parte das obrigações da NR-13 em 2013. Portanto, fez-se necessário inspecionar os sistemas de tubulação que satisfizessem as exigências atuais da NR-13.

Em função das adaptações da planta de processo, novos pontos de conexão entre sistemas de tubulação existentes e sistemas novos foram criados. Dessa forma, oportunamente foi realizada a verificação das condições internas das tubulações em pontos/trechos abertos. Medição de espessura por técnica de ultrassom também foi realizada em vários pontos ou trechos de tubulação. Os resultados das inspeções foram registrados no documento Piping Condition Assessment Report.

Para o enquadramento dos sistemas de tubulação exigidos pela NR-13, inspeção de segurança inicial ou inspeção de segurança extraordinária foram realizadas.

## 3. Resultados e Discussão

Os resultados das inspeções realizadas no FPSO Atlanta retratam as boas condições e práticas de preservação às quais o FPSO OSX-2 foi submetido. Destaca-se que a unidade ficou dez anos inoperante até que tenha sido submetida às tarefas de adaptação ao FPSO Atlanta.

Dos 99 itens controlados identificados como existentes, somente um vaso de pressão foi reprovado durante a fase de construção e projeto: o vaso de pressão fresh water calorifier.

A inaptidão do vaso de pressão de permanecer em operação foi confirmada após exame visual interno seguido de exame complementar não destrutivo de medição de espessura por phased array em virtude da corrosão interna.

Os resultados dos exames foram registrados no respectivo relatório de inspeção interna. Alguns registros de inspeção podem ser observados a seguir (Figura 5).

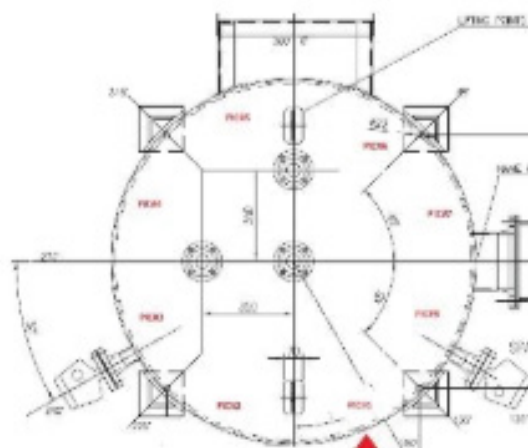


Figura 5.1 – Registros de inspeção do vaso de pressão fresh water calorifier



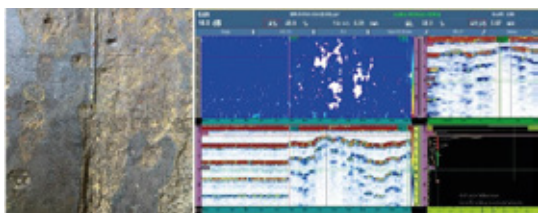


Figura 5.2 – Registros de inspeção do vaso de pressão fresh water calorifier

Outro ponto de destaque foi a condição das tubulações existentes quanto aos aspectos de corrosão interna e externa, o que confirmam as boas práticas de preservação adotadas no FPSO OSX-2 (Figura 6).



Figura 6 – Registros de inspeção visual dos sistemas de tubulação – sistema de Flare

| YINSON Y<br>Production                       |                     |                         |           |             |                          |                         |      |      |                                  |
|----------------------------------------------|---------------------|-------------------------|-----------|-------------|--------------------------|-------------------------|------|------|----------------------------------|
| ULTRASONIC THICKNESS GAUGING REPORT (PIPING) |                     |                         |           |             |                          |                         |      |      |                                  |
| JOB DETAILS                                  |                     |                         |           |             | TEST METHOD DETAILS      |                         |      |      |                                  |
| Client                                       | Enxeta              |                         |           |             | Equipment Manufacture    | Dinamic                 |      |      |                                  |
| Company                                      | Enxeta Production   |                         |           |             | Equipment Model          | E110-100.00             |      |      |                                  |
| Project                                      | Enxeta FPSO Atlanta |                         |           |             | Equipment Serial Number  | 818-777-0081            |      |      |                                  |
| Systems Location                             | 21/Topside          |                         |           |             | Probe/Frequency          | 10MHz                   |      |      |                                  |
| Report Number                                | 818-777-0081        |                         |           |             | Calibration C. Number    | 0107060                 |      |      |                                  |
| Inspection date                              | 20.06.2023          |                         |           |             | Calibration Due Date     | 24.06.2024              |      |      |                                  |
| Job Location/Place                           | On board/COMB       |                         |           |             | Ref. Reflector           | N/A                     |      |      |                                  |
| Item Description                             | Flare Piping System |                         |           |             | Couplant                 | Industrial Gel          |      |      |                                  |
| Surface Condition                            | Painted             |                         |           |             | Material Grade/Thickness | A333 GR 6 and A106 GR B |      |      |                                  |
| Material Temperature                         | Ambient             |                         |           |             | Ref. Drawing Number      | 818-777-0081            |      |      |                                  |
| Test Specification                           |                     |                         |           |             | Acceptance Criteria:     |                         |      |      |                                  |
| ASME B31.3                                   |                     |                         |           |             | Test Procedure:          |                         |      |      |                                  |
| 818-777-0081                                 |                     |                         |           |             | 818-777-0081             |                         |      |      |                                  |
| Search Unit/type                             | Size/Frequency      | Extended of examination | Ref. dB   | Scanning dB | T-Connection             | Scanning Range          |      |      |                                  |
| Normal probe                                 | 10mm/5MHz           | Random                  | N/A       | N/A         | N/A                      | N/A                     |      |      |                                  |
| Line number                                  | Item                | Qty/Size                | Material  | Nom Thick   | 0°                       | 90°                     | 180° | 270° | Req. min. Thickness (ASME B31.3) |
| 2300-W-49-2013-A1028                         | Pipe                | 323.8mm                 | A333 GR 6 | 9.53        | 9.5                      | 9.5                     | 9.4  | 9.5  | 9.28mm                           |
| 2300-W-49-2013-A1029                         | Pipe                | 323.8mm                 | A333 GR 6 | 9.53        | 9.4                      | 9.4                     | 9.5  | 9.5  | 9.28mm                           |
| 2300-W-49-2013-A1030                         | Pipe                | 18.8 mm                 | A333 GR 6 | 7.62        | 7.5                      | 7.5                     | 7.5  | 7.5  | 7.62mm                           |
| 2300-W-49-2013-A1031                         | Pipe                | 219.3mm                 | A333 GR 6 | 9.18        | 9.2                      | 9.1                     | 9.1  | 9.0  | 8.93mm                           |
| 2300-W-22-2013-A1032                         | Pipe                | 252.0 mm                | A333 GR 6 | 9.53        | 9.5                      | 9.5                     | 9.5  | 9.5  | 9.28mm                           |
| 2300-W-49-2013-A1033                         | Pipe                | 355.0 mm                | A333 GR 6 | 11.53       | 11.5                     | 11.4                    | 11.4 | 11.5 | 11.53mm                          |
| 2300-W-49-2013-A1034                         | Pipe                | 348.3 mm                | A333 GR 6 | 11.11       | 11.1                     | 11.1                    | 11.1 | 11.1 | 11.11mm                          |
| 2300-W-49-2013-A1035                         | Pipe                | 406.4 mm                | A333 GR 6 | 12.93       | 12.9                     | 12.9                    | 12.9 | 12.9 | 12.93mm                          |
| 2300-W-49-2413-A1036                         | Pipe                | 302.0mm                 | A333 GR 6 | 10.94       | 10.9                     | 10.9                    | 10.9 | 10.9 | 10.94mm                          |
| 2300-W-49-2413-A1037                         | Pipe                | 302.0 mm                | A333 GR 6 | 10.94       | 10.9                     | 10.9                    | 10.9 | 10.9 | 10.94mm                          |

Figura 7 – Registros de inspeção de medição de espessura – sistema de Flare

O emprego de materiais inoxidáveis, tanto para sistemas de tubulação quanto para vasos de pressão, foi vastamente aplicado no FPSO Atlanta. A seguir, como exemplo,

apresenta-se o registro de inspeção interna por boroscopia em um equipamento novo (vaso de pressão – trocador de calor entre casco e tubo) (Figura 8).



Figura 8 – Registros de inspeção interna por boroscopia

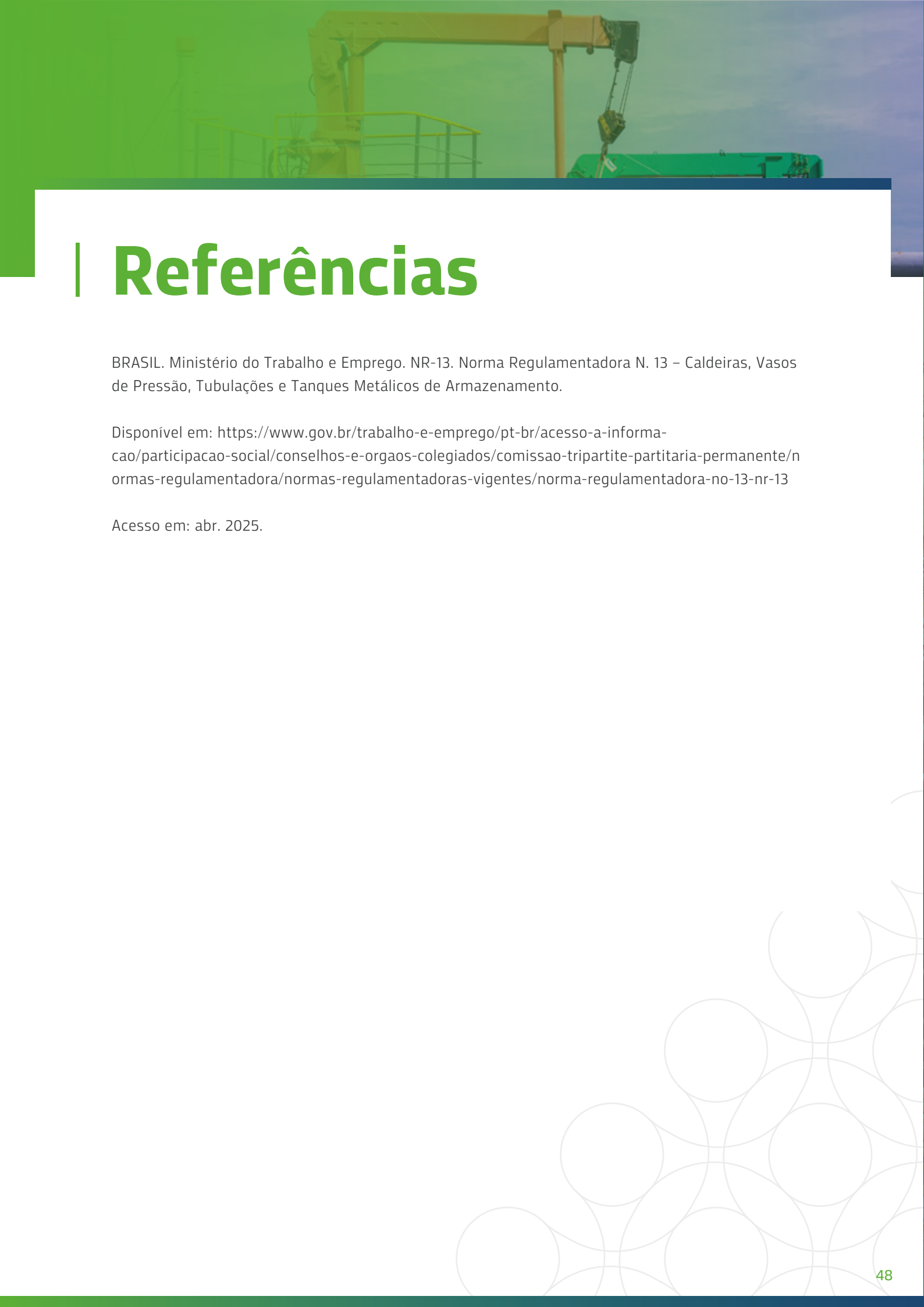
## 4. Considerações Finais

As estratégias adotadas no projeto de adequação à NR-13 do FPSO Atlanta foram bem-sucedidas, uma vez que pendências e não conformidades graves ou relevantes não foram identificadas por auditorias realizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), autoridades governamentais, auditorias de cliente e auditoria interna.

Além das inspeções visuais e dos ensaios não destrutivos complementares, somam-se mais de 7.440 tarefas associadas à disciplina, com 789 equipamentos cobertos pelo projeto, os quais podem ser verificados nos dois principais documentos ou planilhas de trabalho utilizados ao longo do projeto: NR-13 Master-List e NR-13 Execution Timeline.

O FPSO Atlanta iniciou as operações em 31 de dezembro de 2024, sem eventos indesejáveis de segurança de processo e ocupacional relacionados à NR-13.





# | Referências

BRASIL. Ministério do Trabalho e Emprego. NR-13. Norma Regulamentadora N. 13 – Caldeiras, Vasos de Pressão, Tubulações e Tanques Metálicos de Armazenamento.

Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-emprego/pt-br/aceso-a-informacao/participacao-social/conselhos-e-orgaos-colegiados/comissao-tripartite-partitaria-permanente/normas-regulamentadora/normas-regulamentadoras-vigentes/norma-regulamentadora-no-13-nr-13>

Acesso em: abr. 2025.



INSTITUTO  
BRASILEIRO DE  
PETRÓLEO E GÁS

## Artigo 4

# Teste de ondas guiadas e as diferenças entre o teste ultrassônico de longo alcance (LRUT) e o teste ultrassônico de médio alcance (MRUT)

Alberto Alcantara<sup>1</sup>

TECHNICAL SALES SPECIALIST NA EDDYFI TECHNOLOGIES, ESPECIALISTA EM ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS COMO EDDY CURRENT, IRIS, PHASED ARRAY, C-SCAN, B-SCAN, MFL, ACFM E ONDAS GUIADAS. INSPETOR CERTIFICADO EM ULTRASSOM US-N2-S2 (SNQC 14587).



# Resumo

O Teste de Ondas Guiadas (GWT) é um ensaio não destrutivo desenvolvido para detectar perda de metal. Tradicionalmente, o GWT utiliza transdutores piezoelétricos para gerar ondas guiadas torcionais. Essa abordagem limita sua aplicação a baixas frequências para atingir distâncias de inspeção maiores. No entanto, avanços recentes em eletrônica e processamento de sinais utilizando transdutores acústicos eletromagnéticos magnetostriti-

vos (EMAT) tornaram possível a geração de frequências mais altas, resultando em distâncias de inspeção mais curtas e com maior sensibilidade. Este artigo discute as diferenças entre os testes ultrassônicos de longo alcance (LRUT) e os testes ultrassônicos de médio alcance (MRUT).

**Palavras-chave:** ondas guiadas, piezo, magneto.

---

Os artigos e entrevistas publicados nesta revista representam exclusivamente as opiniões e perspectivas de seus respectivos autores e entrevistados. O idioma utilizado e seu conteúdo correspondem ao formato integral submetido e avaliado pelo Comitê Avaliador do Congresso da ROG.e. Assim como as ideias, posicionamentos e informações contidas nos textos não refletem, necessariamente, as opiniões, crenças, diretrizes ou posicionamentos institucionais do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). O IBP não se responsabiliza pela exatidão, integridade ou validade dos conteúdos publicados, sendo de inteira responsabilidade dos autores quaisquer implicações decorrentes das informações apresentadas.

DOI: <https://doi.org/10.48072/2525-7579.roke.2024.3249>





# | Abstract

Guided Wave Testing (GWT) is a non-destructive testing method developed to detect metal loss. Traditionally, GWT employs piezoelectric transducers to generate torsional guided waves, which limits its application to low frequencies in order to achieve longer inspection distances. However, recent advancements in electronics and signal processing, using magnetostrictive electromagnetic

acoustic transducers (EMAT), have enabled the generation of higher frequencies. This allows for shorter inspection ranges with increased sensitivity. This article explores the differences between Long-Range Ultrasonic Testing (LRUT) and Medium-Range Ultrasonic Testing (MRUT).

**Keywords:** guided waves, piezo, magneto.

---

Os artigos e entrevistas publicados nesta revista representam exclusivamente as opiniões e perspectivas de seus respectivos autores e entrevistados. O idioma utilizado e seu conteúdo correspondem ao formato integral submetido e avaliado pelo Comitê Avaliador do Congresso da ROG.e. Assim como as ideias, posicionamentos e informações contidas nos textos não refletem, necessariamente, as opiniões, crenças, diretrizes ou posicionamentos institucionais do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). O IBP não se responsabiliza pela exatidão, integridade ou validade dos conteúdos publicados, sendo de inteira responsabilidade dos autores quaisquer implicações decorrentes das informações apresentadas.

DOI: <https://doi.org/10.48072/2525-7579.roke.2024.3249>



# 1. Introdução

O Teste de Ondas Guiadas (GWT) é uma tecnologia de ensaio não destrutivo (END) desenvolvida no início da década de 1990 para detectar perda de metal em tubulações. Utilizando ultrassom de baixa frequência (entre 20 kHz-200 kHz), trata-se de um sistema de pulso-eco destinado a testar grandes volumes de material a partir de um único ponto de teste. Pensado inicialmente para detectar corrosão sob isolamento em tubulações de plantas petroquímicas, seu uso se expandiu para outras situações de inspeção em que os tubos não estão acessíveis. Por exemplo, quando enterrados, envoltos em luva ou elevados acima do solo.

O GWT emprega ondas guiadas de baixa frequência, operando logo acima das frequências audíveis, transmitidas a partir de um colar de transdutores fixados ao redor do tubo. Essas baixas frequências (em termos ultrassônicos) são necessárias para permitir a geração de modos de onda apropriados. Nessas frequências, não é necessário um acoplante líquido entre os transdutores e a superfície, sendo obtido um acoplamento ultrassônico satisfatório por meio de pressão mecânica ou pneumática aplicada na parte traseira dos transdutores para manter contato com a superfície do tubo. O espaçamento uniforme dos transdutores ultrassônicos ao redor da circunferência do tubo permite a geração de ondas guiadas que se propagam

simetricamente em torno do eixo do tubo. Essas ondas podem ser visualizadas como uma onda circular que varre ao longo do tubo. Toda a espessura da parede do tubo é excitada pelo movimento da onda, com o tubo atuando como um guia de onda, daí o termo ondas guiadas.

Na Figura 1, vê-se um diagrama ilustrando as diferenças entre a inspeção de dutos usando ondas guiadas em comparação com o ultrassom convencional. Pode-se notar que as ondas guiadas se propagam ao longo do tubo e onde há uma mudança na área da seção transversal do tubo causa um reflexo do ultrassom de volta para a ferramenta. Ao comparar a assinatura dessas respostas com a geometria do tubo, é possível destacar áreas de corrosão para o acompanhamento quantitativo. A técnica é igualmente sensível à perda de metal nas superfícies externa e interna do tubo.

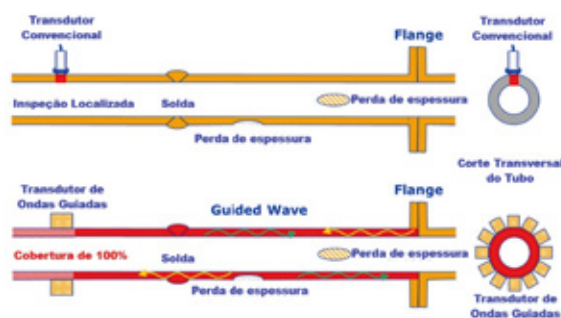


Figura 1 – Diagrama esquemático que mostra as diferenças entre a inspeção da tubulação usando GWT em comparação com as verificações convencionais de espessura UT

O desenvolvimento da tecnologia GWT avançou de forma significativa nos últimos anos. Atualmente há um requisito para categorizar o uso dessa técnica em várias

partes com base na frequência dos testes, principalmente em testes ultrassônicos de longo alcance (LRUT), que utilizam frequências inferiores a 100 kHz, e em testes ultrassônicos de médio alcance (MRUT), que utilizam frequências de teste superiores a 100 kHz. Este artigo descreve a detectabilidade de ambas as técnicas e o uso delas no campo.

## 2. Teste Ultrassônico de Longo Alcance (LRUT)

O teste LRUT é a técnica mais madura utilizando ondas guiadas. No passado, esses dois termos foram usados de forma intercambiável, o que não é mais apropriado na atualidade. O objetivo da inspeção LRUT é testar rapidamente os comprimentos de tubo mais longos, com 100% de cobertura da parede do tubo, e identificar áreas de corrosão ou de erosão para avaliação posterior com outras técnicas de END, como radiografia ou inspeção ultrassônica convencional.

A propagação de ondas guiadas é governada sobretudo pela frequência da onda e pela espessura do material. Quando a onda encontra uma mudança na espessura da parede do tubo – aumento ou diminuição –, uma proporção da energia é refletida de volta para os transdutores, fornecendo assim um mecanismo para a detecção de descontinuidades. No caso de uma solda circunferencial, o aumento na espessura é simétrico em torno do tubo, de modo que a frente de onda circular em avanço seja refletida uniformemente. Dessa forma, a onda refletida também é simétrica, consistindo predominantemente no mesmo modo de onda que a onda incidente. No caso de uma área restrita de corrosão, a diminuição da espessura será localizada, levando à dispersão da onda incidente, além da reflexão e da conversão de modo.

A onda refletida consistirá, portanto, no modo de onda incidente mais os componentes convertidos no modo. As ondas convertidas em modo tendem a fazer com que o tubo flexione à medida que surgem de uma fonte não uniforme. A presença desses sinais é um forte indicador de descontinuidades como corrosão. O GWT é capaz de detectar e distinguir entre ondas simétricas e flexurais, e ambos os tipos são exibidos.

As reflexões são exibidas como sinais retificados na exibição de amplitude versus distância A-Scan, semelhante à usada em inspeções ultrassônicas convencionais, mas com uma faixa de base de tempo medida em dezenas de metros em vez de centímetros, conforme mostrado na Figura 2.

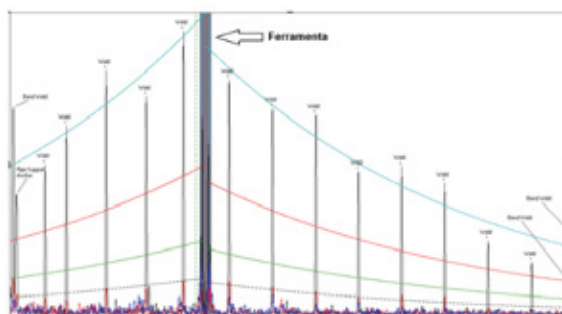


Figura 2 – Visor A-Scan mostrando dezenas de metros de tubulação inspecionada a partir de um local da ferramenta

As soldas circunferenciais no tubo produzem sinais dominantes no A-Scan e atuam como marcadores importantes, usados para definir uma curva de correção de amplitude de distância (DAC) no visor com a qual os sinais de anomalias podem ser comparados.

Existem procedimentos bem estabelecidos para testes ultrassônicos de longo alcance que especificam a calibração das curvas usando as soldas, estimando a faixa de teste e, em seguida, realizando a análise. Esses procedimentos resistiram ao teste do tempo desde sua implementação, há mais de vinte anos, e foram publicados na norma global ISO 18211 (ISO, 2016) e na norma brasileira ABNT NBR 16154 (ABNT, 2020).

### 3. Teste em Laboratório Usando Colares Magnetostritivos (MRUT)

O MRUT utiliza a maioria dos princípios mencionados, mas com frequências superiores a 100 kHz. Essa frequência mais alta oferece melhor resolução, mas reduz o alcance. Portanto, é utilizado para inspeção de comprimentos mais curtos (10-12 m) de tubos que contêm acessórios, como curvas e flanges, mais próximos.

Recentemente, a Eddyfi Technologies lançou um novo produto de onda guiada chamado Sonyks, que utiliza transdutores piezo e magnetostritivos. Além disso, as ferramentas magnetostritivas são segmentadas, o que significa que podem funcionar com todas as vantagens das ferramentas piezoelétricas em torno de controlabilidade, recebimento de dados de flexão e foco. Trata-se de uma melhoria significativa em relação ao que está disponível atualmente no mercado e abre novas oportunidades para inspeção usando MRUT, encontrando defeitos menores com maior resolução, embora em faixas menores de 10 m a 12 m. Até o momento, esse tipo de inspeção não é coberto pelos padrões publicados para LRUT.

Este artigo destaca um desafio específico do cliente que explorou o uso de ondas guiadas para testes ultrassônicos de médio alcance, ou MRUT, em que frequências superiores a 100 kHz são empregadas para inspecionar uma peça de calibração usada para inspeção de tubos risers.

Nessas frequências MRUT, há resolução aprimorada por causa do menor comprimento de pulso do ultrassom transmitido. As ferramentas magnéticas fornecem um aumento significativo no sinal para ruído, permitindo mais sensibilidade, detectabilidade e posicionamento de defeitos, tornando possível a inspeção em uma faixa mais curta definida, por exemplo, inspeção de solda a solda ou flange a flange, em que os comprimentos de teste são de até 15 m, dependendo das condições.

Um cliente forneceu um tubo de calibração usado para o pré-teste de equipamentos de inspeção NDT para testes de riser de perfuração. O tubo tinha 114 mm (4,5 polegadas) de diâmetro e espessura de parede de 8,56 mm. Seu comprimento era de 1,83 m e tinha oito furos passantes de 1,5 mm, em posições angulares diferentes de 45° e com separação de 76 mm ao longo do tubo. Havia uma área específica do tubo em que a espessura tinha sido reduzida, gradualmente, em um máximo de 1,5 mm ao longo de um comprimento de 76 mm. Um esquema e uma fotografia do tubo de teste são mostrados na Figura 3 a seguir.

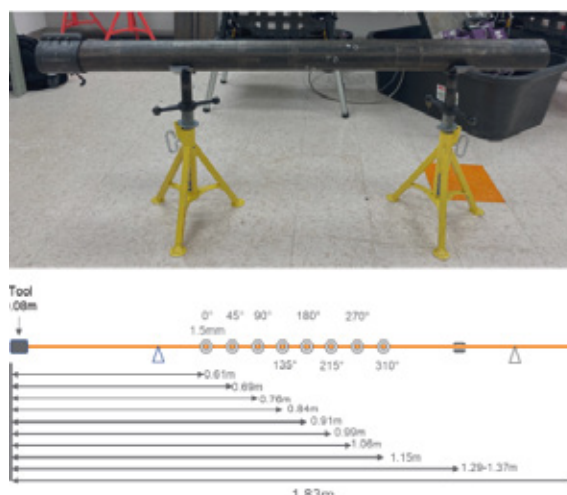


Figura 3 – Diagrama e esquema do tubo de teste de Ø4,5"

Uma foto ampliada dos defeitos incluídos no tubo é dada na Figura 4, mostrando o diâmetro dos furos e a área desbastada.



Figura 4 – Fotografias detalhando os furos passantes e as áreas desbastadas que requerem detecção

O sistema de ondas guiadas Sonyks (Figura 5) é o primeiro equipamento no mercado a usar métodos de transdução piezoelétricos e magnetostritivos para gerar ondas guiadas. Ambos os métodos têm prós e contras, sendo os transdutores piezoelétricos os mais adequados e ideais para a inspeção do tipo LRUT e tubos de maior diâmetro. Em comparação, os transdutores magnetostritivos são ideais para tubos de pequeno diâmetro e se expandem para altas frequências, como o MRUT.



Figura 4 – Fotografias detalhando os furos passantes e as áreas desbastadas que requerem detecção

Os colares magnetostritivos são constituídos por uma tira magnética e uma bobina de Transdutor Acústico Eletromagnético (EMAT) alojada em uma braçadeira. O torque é usado para fornecer acoplamento mecânico ao induzir o ultrassom no tubo. No passado, houve várias limitações para o uso de ondas guiadas magnetostritivas, particularmente a necessidade de colar a folha ao tubo e a dificuldade em extrair as informações de flexão dos dados coletados.

Esses desafios foram superados com as ferramentas Sonyks Magneto, resultando em um colar simples e de baixo perfil, conforme mostrado na Figura 6 a seguir.



Figura 6 – Ferramenta Magneto para tubo de 100 mm/4 polegadas de diâmetro e frequência de teste de 128 kHz

As melhorias na relação sinal-ruído em frequências mais altas e seu baixo perfil tornam essa ferramenta ideal para inspeção de tubos de pequeno diâmetro (48-219 mm/1,5-8 polegadas) com folga radial limitada.

A ferramenta Magneto de 128 kHz, ASME 114 mm (4 polegadas), com o software Sonyks, foi empregada para essa inspeção. Em razão do curto comprimento da amostra, a ferramenta foi posicionada na extremidade do tubo, de modo que essa extremidade ficasse na zona morta dos dados, o que facilitou a interpretação. No campo, os comprimentos dos tubos normalmente seriam maiores, e a ferramenta estaria situada em aproximadamente um terço ao longo do comprimento. Foi possível inspecionar para a frente e para trás de forma simultânea.

Em virtude da nova metodologia de coleta de dados, foi utilizada uma combinação de Full Matrix Capture (FMC) com banda larga. Os dados foram coletados por meio do instrumento Sonyks, e a interpretação realizada na tela integrada por meio do software Sonyks. Depois que a coleta de dados é concluída, todos os dados necessários são capturados, até mesmo o foco secundário.



Na interpretação, a relação sinal-ruído nessa amostra foi excelente, permitindo detectar todos os defeitos da amostra. O comprimento do pulso da coleção não era curto o suficiente para resolver todos os oito defeitos individualmente. A imagem do C-Scan mostra seis manchas coloridas correspondentes à localização dos oito defeitos. No entanto, é evidente que esses seis pontos seguem exatamente o mesmo padrão e posição dos defeitos no tubo. Também foi possível detectar o afinamento do tubo entre 1,29 m e 1,37 m do datum da extremidade. No C-Scan, essa área é uma banda totalmente circunferencial ao redor do tubo. Os dados exibidos no software estão na Figura 7 a seguir.

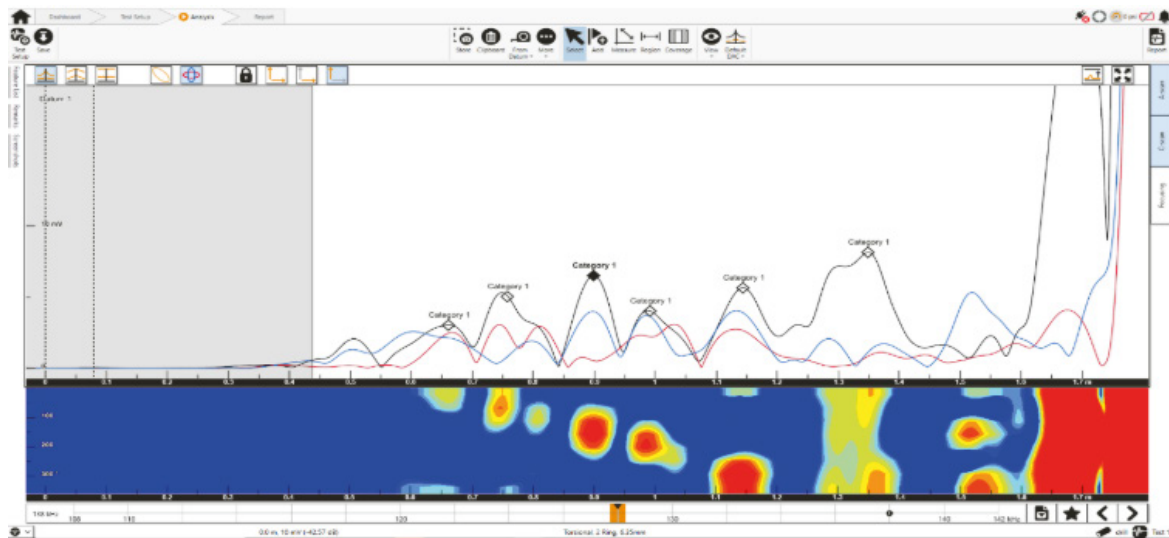


Figura 4 – A-Scan e mapa colorido dos dados que mostram os defeitos no tubo. As manchas coloridas correspondem aos defeitos. A rotação desses pontos corresponde de forma idêntica à rotação dos defeitos no tubo

O foco secundário foi usado para ver se mais informações e a resolução dos defeitos poderiam ser discernidas. Alterando o comprimento focal e a distância focal dos dados, é possível visualizar cada defeito por vez e mapear a rotação de todos os oito defeitos ao redor do tubo de 0° a 315°. Esses gráficos de foco são exibidos na Figura 8.

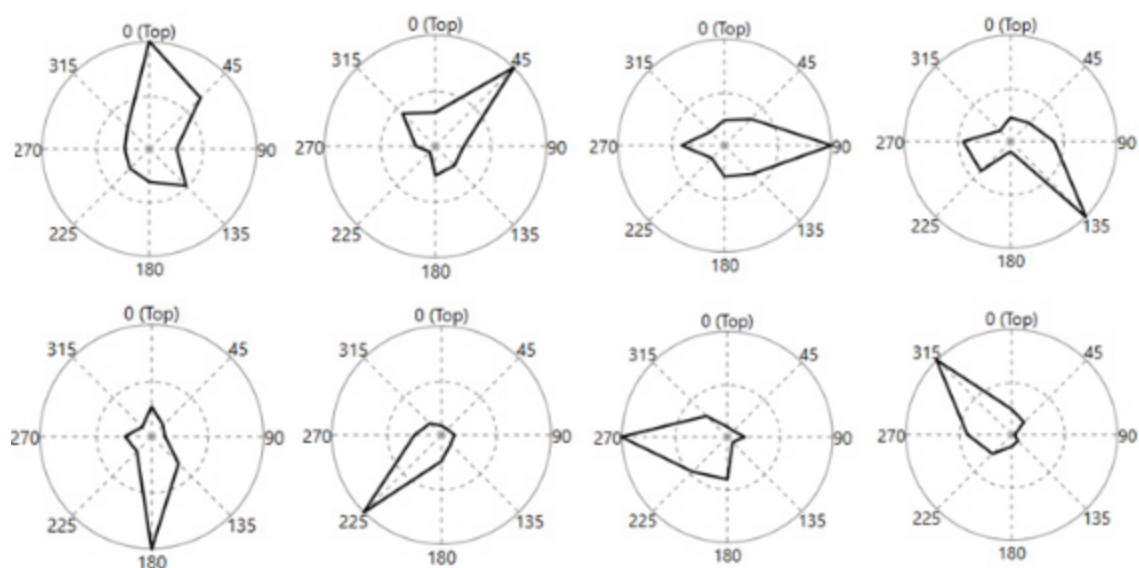


Figura 8 – A focalização mostra a rotação dos defeitos com distância de 0° a 315°

Nesse exemplo, o sinal de ruído da ferramenta foi excelente, de modo que foi possível encontrar um furo de 1,5 mm em um diâmetro de 114 mm (4,5 polegadas).

O teste mostra que o Sonyks, com as ferramentas magnéticas de alta frequência, tem o potencial de encontrar defeitos localizados muito pequenos (1,5 mm) em uma faixa de inspeção definida. A partir dos resultados, prevê-se, para um tubo limpo, que essa sensibilidade possa ser aplicável ao longo de um comprimento de tubo de até 12 m, inspecionando solda a solda, flange a flange ou soquete a soquete na aplicação mais apropriada.

Embora esse tubo tenha sido projetado como um teste de calibração para a inspeção de riser de perfuração, o princípio e a sensibilidade são transferíveis, com resultados melhores ou piores, a depender do material e das dimensões do tubo, como uma solução potencial para consideração de outros desafios importantes de inspeção nas indústrias de energia, química, alimentícia e até farmacêutica.

Por exemplo, seria particularmente interessante inspecionar tubos de aço inoxidável em que a corrosão por ataque de cloreto ou corrosão induzida microbiológica possa levar à corrosão muito localizada. A metodologia MRUT pode detectar essas ocorrências ao inspecionar o tubo seção por seção. Além disso, uma inspeção direcionada de grampos de parafuso em U por meio da MRUT é outra área de interesse destacada pela indústria. As braçadeiras de tubos de pequeno diâmetro são difíceis de inspecionar. O uso do MRUT negaria a necessidade de interferir levantando ou usando radiografia.

Por fim, uma inspeção das interfaces ar-solo, em que os primeiros centímetros de inspeção são importantes para detectar a corrosão, é outro exemplo de utilização dos atributos dessa técnica. Portanto, a inspeção direcionada em qualquer tubo de pequeno diâmetro de 48 mm a 219 mm (1,5 a 8 polegadas) seria interessante para essa técnica.

## 4. Resultados e Discussão

O teste de ondas guiadas convencional permite a inspeção de dezenas de metros de tubo de um local com boa probabilidade de detecção de corrosão. Essa técnica é uma ferramenta de triagem que possibilita aos operadores priorizar a inspeção localizada sempre que for necessário detectar áreas corroídas.

Este artigo demonstrou que, embora o teste em baixas frequências regulares represente um grande compromisso entre sensibilidade e distância inspecionada, há aplicações em que a distância inspecionada pode não ser prioridade e uma frequência mais alta pode ser considerada. Isso melhora a sensibilidade e a resolução dos defeitos. Com suas novas ferramentas magnetostriativas segmentadas, o Sonyks possibilita testes nessas frequências, oferecendo aos operadores mais flexibilidade com a frequência, mas mantendo a facilidade de não ter que mover sondas para detecção.

O teste dessas ferramentas em 128 kHz mostrou que a sensibilidade poderia ser significativamente melhorada perto do local da ferramenta, e a resolução entre os defeitos era da ordem de 80 mm.



# | Referências

ABNT (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS). NBR 16154:2020 – Ensaios não destrutivos – Ondas guiadas – Inspeção de dutos e tubulações aéreas. Rio de Janeiro: ABNT, 2020.

ISO (International Standard). ISO 18211. Non-Destructive Testing – Long-Range Inspection of Above-Ground Pipelines and Plant Piping Using Guided Wave Testing with Axial Propagation. Genebra: ISO, 2016.





INSTITUTO  
BRASILEIRO DE  
PETRÓLEO E GÁS

## Artigo 5

# Análise semiquantitativa de vibrações de tubulações

ESTUDO DE CASO EM TUBOS DE FORNO DE  
UNIDADE DE DESTILAÇÃO ATMOSFÉRICA

Emerson Luiz de Moraes'

MESTRE EM ANÁLISE DE FLUIDOS COMPUTACIONAL PELA UFPR (2004). ATUA COMO ENGENHEIRO DE EQUIPAMENTOS NA PETROBRAS – REFINARIA PRESIDENTE GETÚLIO VARGAS (REPAR) DESDE 2006, COM FOCO EM INSPEÇÃO DE EQUIPAMENTOS. PARTICIPA DE PROJETOS DE P&D NAS ÁREAS DE O&G E SETOR ELÉTRICO.





# | Resumo

Vibrações em tubulações de unidades de processamento de petróleo são comuns e apresentam diversas causas, como velocidade do produto em processo, flexibilidade das linhas, abertura de válvulas a montante, sobrepressões, golpes, entre outras. Sua análise, porém, não é tão simples.

Neste artigo, são apresentadas uma metodologia para a análise semiquantitativa dessas vibrações e sua aplicação em um estudo de caso, com recomendações para a atenuação da vibração a um nível aceitável.

**Palavras-chave:** vibração, forno, refinaria, destilação, tubulação.

---

Os artigos e entrevistas publicados nesta revista representam exclusivamente as opiniões e perspectivas de seus respectivos autores e entrevistados. O idioma utilizado e seu conteúdo correspondem ao formato integral submetido e avaliado pelo Comitê Avaliador do Congresso da ROG.e. Assim como as ideias, posicionamentos e informações contidas nos textos não refletem, necessariamente, as opiniões, crenças, diretrizes ou posicionamentos institucionais do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). O IBP não se responsabiliza pela exatidão, integridade ou validade dos conteúdos publicados, sendo de inteira responsabilidade dos autores quaisquer implicações decorrentes das informações apresentadas.

DOI: <https://doi.org/10.48072/2525-7579.roke.2024.3249>



# Abstract

Vibration on process units' tubes is quite common on oil industry, and it has many causes like process fluid speed, line flexibility, valve openings, overpressure, among many others. However, this analysis is not that simple.

This work presents a semi-quantitative analysis methodology of these vibrations and shows its use on a case study, making recommendations to put these vibrations on an acceptable level.

**Keywords:** vibrations, furnaces, refinery, distillation, piping.

---

Os artigos e entrevistas publicados nesta revista representam exclusivamente as opiniões e perspectivas de seus respectivos autores e entrevistados. O idioma utilizado e seu conteúdo correspondem ao formato integral submetido e avaliado pelo Comitê Avaliador do Congresso da ROG.e. Assim como as ideias, posicionamentos e informações contidas nos textos não refletem, necessariamente, as opiniões, crenças, diretrizes ou posicionamentos institucionais do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). O IBP não se responsabiliza pela exatidão, integridade ou validade dos conteúdos publicados, sendo de inteira responsabilidade dos autores quaisquer implicações decorrentes das informações apresentadas.

DOI: <https://doi.org/10.48072/2525-7579.roke.2024.3249>



## 1. Introdução

Vibrações em tubulações de unidades de processamento na indústria de óleo e gás são relativamente comuns. A análise dessas vibrações, porém, envolve conhecimentos específicos e equipamentos que poucos possuem.

Neste artigo, é apresentada uma metodologia semiquantitativa para a classificação dos níveis de vibração em "Aceitável", "Preocupante" ou "Problema". São utilizados apenas acelerômetros convencionais para baixa frequência. Com isso, busca-se simplificar a análise do problema da vibração, tornando-se possível, ao final, fazer recomendações úteis para sua atenuação caso necessário.

## 2. Metodologia

A metodologia apresentada é aplicada a um estudo de caso de vibração em dois passes de forno de uma unidade de destilação atmosférica de petróleo, e são feitas recomendações para atenuar o problema.

### 2.1 VIBRAÇÕES EM SISTEMAS DE TUBULAÇÃO

Segundo o código ASME B31.1 (ASME, 2024a), o projeto da tubulação de potência (power piping) deve dispor e suportar os tubos considerando os efeitos da vibração (§ 101.5.4), e os suportes devem ser projetados de forma que:

- a. Sejam adicionados atenuadores, suportes, ancoragens ou outros elementos de restrição na tubulação nos casos em que, durante a operação, ocorrer a excitação de modos de vibração ressonantes ou choques a fim de eliminar seus efeitos (§ 120.1 (c)).
- b. Atenuadores de vibração e suportes sejam usados para controlar o movimento da tubulação devido à vibração (§ 121.7.5).

O código ASME B31.3 – Tubulação de Processo (ASME, 2024b) – somente é válido para o projeto desse tipo de tubulação. Sua manutenção e acompanhamento devem seguir normas e conceitos adicionais.

Já o API 574 estabelece que os projetos de tubulação não devem estar sujeitos, entre outros fatores, a tensões além dos limites aceitáveis devido a peso próprio, carregamentos externos ou vibração. Isso porque a vibração, o movimento ou o desalinhamento da tubulação podem gerar potenciais para fadiga, fretting ou sobretensões nos tubos ou suportes. Assim como o ASME B31.1, o API 574 recomenda a utilização de ancoragens, restrições, permissões de movimento ou guias e suportes de mola para a atenuação dos efeitos da vibração.

O API 579 traz a definição de vários modelos para a monitoração da fadiga de elementos de tubulação, dividindo-os em três níveis. Para cada nível, discorre sobre diversos métodos para a verificação da vida à fadiga desse elemento.

Ao final (item 14.6), mostra as principais medidas que devem ser tomadas para a remediação dos danos causados pela fadiga. Vale ressaltar que o API 579 não trata da solução da vibração, mas sim da vibração como uma das origens possíveis do mecanismo de fadiga. Ainda assim, suas recomendações para o tratamento estão bastante alinhadas com as normas citadas anteriormente.

Quando se fala especificamente de monitoramento, medição e classificação das vibrações em tubulações, as normas mencionadas não são assertivas e não apresentam definições claras quanto aos limites aceitáveis para a vibração. No caso do ASME B31.3, § F300.10 – Condição Cíclica Severa, bem como na norma Petrobras N-57 – Projeto Mecânico de Tubulações Industriais, é feita a indicação da obra Guidelines for the Avoidance of Vibration Induced Fatigue Failure in Process Pipework (Energy Institute, 2008) para as definições, medições e acompanhamento de estruturas sujeitas a esse tipo de carregamento. Entretanto, o ASME OM-2022 – Operation and Maintenance of Nuclear Power Plants, divisão 2, parte 3, "estabelece os requisitos para a execução de testes de vibração em alguns sistemas de tubulação em plantas nucleares com reatores resfriados a água", podendo ser aplicado para conhecer os níveis de vibração durante a operação, estabelecendo métodos de teste, intervalos de referência, parâmetros a serem medidos e avaliados, critérios de aceitação, ações corretivas e requisitos de guarda das informações.

A norma Petrobras N-57 prevê a análise dinâmica das tubulações em alguns casos, como "sistemas de tubulação com válvulas redutoras de pressão com  $\Delta P$  elevado". Entretanto, essa norma é aplicável durante a fase de projeto do sistema, e não durante sua operação. No estudo de caso mais adiante, o sistema está operando com restrição para o alívio de pressão, o que poderia ser uma das causas para a vibração do sistema.

Para a verificação das vibrações identificadas nos sistemas de tubulação durante a fase de operação, o livro do Energy Institute (2008) indica o caminho para a avaliação das vibrações, mostrado na Figura 1, dividindo-as em avaliações proativas e reativas.

Avaliações proativas devem ser consideradas em três situações:

1. Plantas novas durante a fase de projeto.
2. Plantas em operação, mas em que ainda não haja um problema de vibrações conhecido atuando no sistema.
3. Modificação de plantas.

No caso de avaliações reativas, é necessário que uma planta existente apresente problemas de vibração durante sua operação. Uma vez que os problemas de vibração sejam solucionados ou atenuados a um nível aceitável, passa-se então para a estratégia proativa.

Como no caso em estudo temos problemas de vibração já conhecidos, usamos a avaliação reativa. Para tal, deve-se seguir o fluxo mostrado na Figura 2. Este artigo não entra no detalhamento de cada fase dessa figura, que pode ser encontrado no Capítulo 4 da referência (Energy Institute, 2008).

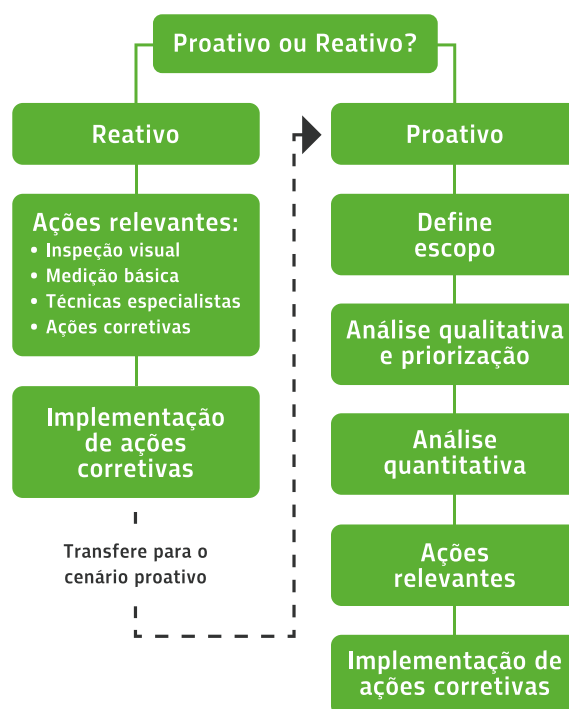


Figura 1 – Caminhos para a avaliação de sistemas de tubulação que possam ter vibração



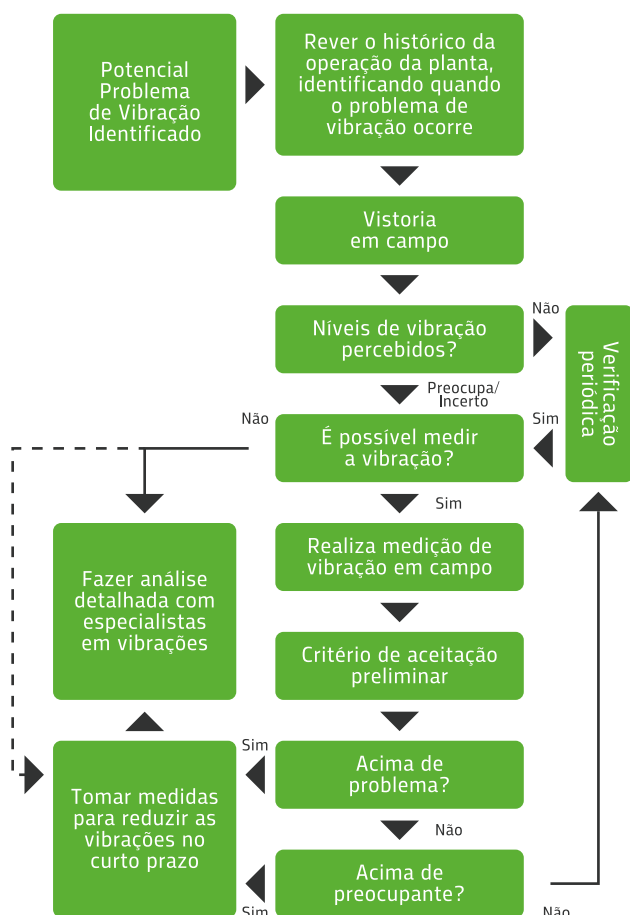


Figura 2 – Fluxo de atividades para a análise reativa

## 2.2 MEDIÇÃO E ANÁLISE SEMIQUANTITATIVA DAS VIBRAÇÕES

Existem duas técnicas principais que são comumente empregadas para determinar o risco de falha por fadiga induzida por vibrações em tubulações de processo. São elas:

1. Medição da velocidade de vibrações a partir de acelerômetros. É um método mais simples de verificar o potencial de problemas em tubulações. No entanto, não permite estimar a vida à fadiga do elemento a partir dos dados medidos.
2. Medição da deformação usando extensômetros do tipo strain gauge permanentes ou portáteis. Essa é uma medição bastante mais complexa para se realizar, sendo recomendável consultar especialistas na área para sua realização. Entretanto, os dados obtidos (deformação no tempo) podem ser usados para calcular a vida à fadiga da tubulação.

Em razão de sua complexidade, a análise da criticidade da vibração pela medição da deformação durante a vibração não será objeto de revisão neste documento. Para a determinação da criticidade da vibração, a partir da medição da amplitude de velocidade no espectro de frequência, utilizamos as seguintes equações para o cálculo das velocidades críticas em mm/s RMS (Energy Institute, 2008):

### Equação 1:

**Vibração Preocupa  $\geq 10$**

$$\frac{\log_{10}(f) + 0,48017}{2,127612}$$

### Equação 2:

**Vibração Problema  $\geq 10$**

$$\frac{\log_{10}(f) + 1,371083}{2,084547}$$

Em que  $f$  é a frequência de pico em Hz.

Se o valor de pico da velocidade RMS, em mm/s, for maior que ou igual ao obtido na Equação 2, há um alto risco de dano por fadiga estar ocorrendo. Assim, ações para o controle imediato das vibrações devem ser implementadas, e a análise da probabilidade de falha do elemento deve ser realizada de imediato e por pessoal especializado. Também devem ser realizados ensaios não destrutivos em soldas relevantes para garantir que a trinca de fadiga não se tenha iniciado.

Se o valor de pico de velocidade for menor que o calculado na Equação 2 e maior que o calculado na Equação 1, temos uma vibração que Preocupa, o que significa que há risco ou potencial de o dano por fadiga acontecer. Nesse caso, ações de mitigação da vibração devem ser estudadas e implementadas, e a análise da probabilidade de falha do equipamento deve ser feita. A checagem de trincas nas soldas principais via ensaios não destrutivos é recomendável.

Por fim, caso o valor de pico de velocidade seja menor que o calculado na Equação 1, as vibrações presentes não são um problema e é possível conviver com elas. Na Figura 3, esses

critérios são mostrados graficamente. Vibrações em altas frequências (tipicamente acima de 200 Hz) envolvem modos de vibração de casca na tubulação ou ainda outros modos de vibração mais complexos. Nesses casos, as Equações 1 e 2 não são apropriadas. Em seu lugar, análises especializadas devem ser realizadas. De forma similar, respostas a vibrações transientes não são aplicáveis ao procedimento anterior, devendo ser feita uma análise especializada.



Figura 3 - Representação gráfica das Equações 1 (azul) e 2 (vermelha), e as áreas para a análise de criticidade das vibrações



Figura 4 - Tubulações de saída do forno objeto do estudo com parte de sua suportes

### 3. Descrição do Estudo de Caso

| ITEM                         | DESCRIÇÃO                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Quem identificou o problema: | Operadores da unidade de processo.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Motivos para preocupação:    | Vibração em grande amplitude e baixa frequência, podendo danificar as suportes da tubulação.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Identificação do local:      | Saída do forno de aquecimento da carga em 2 dos 4 passos (passos 3 e 4) do equipamento, linha 8" até as válvulas controladoras desses passos.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Condições de operação:       | Fluido: petróleo cru vaporizado.<br>Pressão de operação: 5 kgf/cm <sup>2</sup> .<br>Temperatura de operação: 380 °C.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Informação histórica:        | O forno em estudo trabalha com pressão de 5 kgf/cm <sup>2</sup> , e a pressão de saída das bombas de carga anteriores a ele é de 26 kgf/cm <sup>2</sup> . Assim, a válvula de controle precisa trabalhar com abertura restrita para diminuir a pressão nos quatro passos. Essa restrição pode ser a causa da vibração. Verificados serviços solicitados anteriormente para a correção de suportes. Informado que há vibração acentuada nas linhas principalmente quando há necessidade de liberação de algum equipamento para manutenção.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Vistoria em campo:           | Em visita à área, percebeu-se que as vibrações são de grande amplitude, podendo até mesmo ser vistas a olho nu, sem a necessidade de tocar nas tubulações para sentir as vibrações. Assim, deduz-se que há vibração de baixa frequência. Durante todo o período em que se esteve na área, a estrutura vibrava. No entanto, segundo relato dos responsáveis pela operação, essas vibrações são mais relevantes quando há a retirada de algum equipamento de operação. Por causa do elevado ruído no ambiente, não foi possível verificar se há ruídos adicionais no que diz respeito a essa vibração. Assim, a conclusão é que temos uma vibração permanente, com períodos mais acentuados por questões operacionais. Percebeu-se ainda a presença de suportes de mola em fim de curso e outros soltos para a tubulação mostrada na Figura 4, denotando a necessidade de acerto desses componentes conforme notas de manutenção já abertas. O último ponto a ser visto na vistoria foi a possibilidade de medição das vibrações em que bons pontos para essa medição foram identificados. No entanto, cuidados deveriam ser tomados em razão das temperaturas em questão para evitar danos à instrumentação usada. |

Tabela 1 - Fluxo de atividades para a análise reativa

## 4. Resultados e Discussão

Pela facilidade de uso, apesar das desvantagens mencionadas anteriormente, neste estudo é utilizada a medição das velocidades. Para essas medições, usamos os parâmetros de ajuste mostrados na Tabela 2. Os valores obtidos nas medições de vibração realizadas estão nas Figuras 5 a 9 a seguir e, na Tabela 3, são mostrados os valores de pico medidos, a frequência, o cálculo nas Equações 1 e 2, e a situação da vibração.

| ITEM                          | DESCRIÇÃO                                                |
|-------------------------------|----------------------------------------------------------|
| <b>Acelerômetro</b>           | Modelo: 333B30<br>Fabricante: PBC<br>Data de calibração: |
| <b>Range de medição</b>       | 1 – 100 Hz (60 a 6000 cpm)                               |
| <b>Dado medido</b>            | Velocidade RMS                                           |
| <b>Resolução de medição</b>   | 1.600 linhas                                             |
| <b>Janela de corte</b>        | Hanning                                                  |
| <b>N. de médias coletadas</b> | 10                                                       |
| <b>Tempo de medição</b>       | 20 s                                                     |
| <b>Unidades Eixo X</b>        | Hz                                                       |
| <b>Unidades Eixo Y</b>        | mm/s                                                     |
| <b>Min – Max Eixo X</b>       | 0 – 100 hz                                               |
| <b>Min – Max Eixo Y</b>       | Automático                                               |
| <b>Escala Eixo X</b>          | Log                                                      |
| <b>Escala Eixo Y</b>          | Log                                                      |

Tabela 2 - Dados de entrada para a medição de vibração e a execução dos gráficos

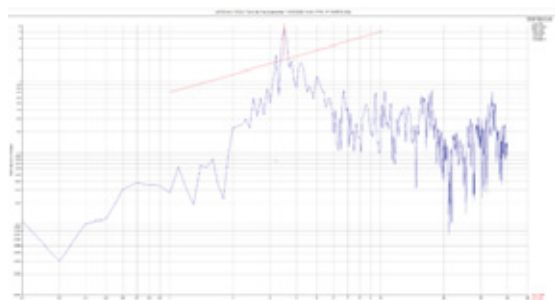


Figura 5 – Espectro de vibração medido no passo 4, sentido Norte-Sul. A linha vermelha indica aproximadamente a linha da Equação 1. Frequência do pico: 3,5 Hz, amplitude: 5,425 mm/s RMS

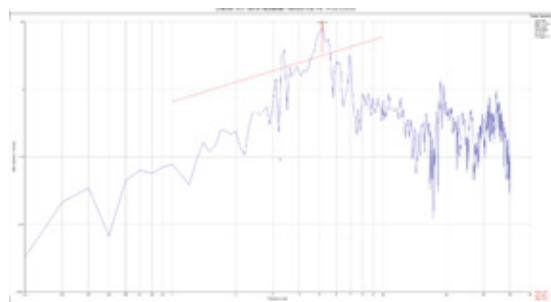


Figura 6 – Espectro de vibração medido no passo 4, sentido leste-oeste. A linha vermelha indica aproximadamente a linha da Equação 1. Frequência do pico: 5,148 Hz, amplitude: 9,103 mm/s RMS

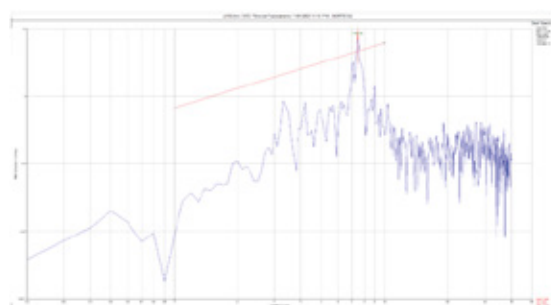


Figura 7 – Espectro de vibração medido no passo 3, sentido norte-sul. A linha vermelha indica aproximadamente a linha da Equação 1. Frequência do pico: 7,450 Hz, amplitude: 7,929 mm/s RMS



Figura 8 – Espectro de vibração medido no passo 3, sentido leste-oeste. A linha vermelha indica aproximadamente a linha da Equação 1. Frequência do pico: 6,558 Hz, amplitude: 5,655 mm/s RMS

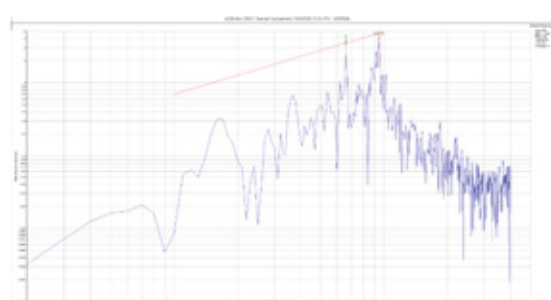


Figura 9 – Espectro de vibração medido no passo 3, vertical. A linha vermelha indica aproximadamente a linha da Equação 1. Frequência do pico: 9,500 Hz, amplitude: 4,047 mm/s RMS

| LOCALIZAÇÃO | SENTIDO     | FREQUÊNCIA HZ | VELOCIDADE MM/S | EQUAÇÃO 1 MM/S | EQUAÇÃO 2 MM/S | SITUAÇÃO    |
|-------------|-------------|---------------|-----------------|----------------|----------------|-------------|
| Passo 3     | Norte Sul   | 7,450         | 7,929           | 7,450          | 20,701         | Preocupação |
| Passo 3     | Leste Oeste | 6,558         | 5,655           | 6,558          | 19,472         | Preocupação |
| Passo 3     | Vertical    | 9,500         | 4,047           | 9,500          | 23,261         | Aceitável   |
| Passo 4     | Norte Sul   | 3,500         | 5,425           | 3,500          | 14,408         | Preocupação |
| Passo 4     | Leste Oeste | 5,148         | 9,103           | 5,148          | 17,337         | Preocupação |

Tabela 3 - Resultados dos cálculos e análise para os picos identificados nas Figuras 5 a 9

Os resultados indicam que as vibrações no plano horizontal (norte-sul e leste-oeste) geram preocupação, devendo ser tratadas prontamente e analisadas com mais profundidade para ver as melhores formas de se tratar o problema em definitivo. Adicionalmente, é necessário verificar, via ensaios não destrutivos, a existência de trincas junto às soldas principais dessa tubulação. Já na direção vertical, as vibrações estão em níveis aceitáveis.

## 5. Recomendações Realizadas para o Estudo de Caso

Como os resultados mostram vibrações maiores no plano horizontal, a verificação dos suportes (tanto os de mola quanto os demais suportes da linha) se faz necessária para tentar atenuar os níveis de vibração. Além disso, o histórico mostra que alterações no fluxo dos tubos podem gerar efeitos positivos nessa configuração. Seguem algumas propostas de ação imediata:

- Verificação dos suportes de mola já solicitados anteriormente. Também devem ser verificados os demais suportes, bem como emitir ordens de serviço para substituição ou calibração daqueles que não estejam em conformidade.
- Alteração dos parâmetros de processo a fim de evitar a geração dos vórtices pela passagem do fluido nas válvulas controladoras. De acordo com o histórico já conhecido, também é uma ação imediata a ser estudada e implementada.

Após a implementação dessas ações, uma nova medição da vibração deve ser realizada para avaliar sua efetividade, conforme o fluxo de ações mostrado na Figura 2.

Outras recomendações:

- Emissão de ordens de serviço para verificar, via ensaios não destrutivos, a existência de trincas de

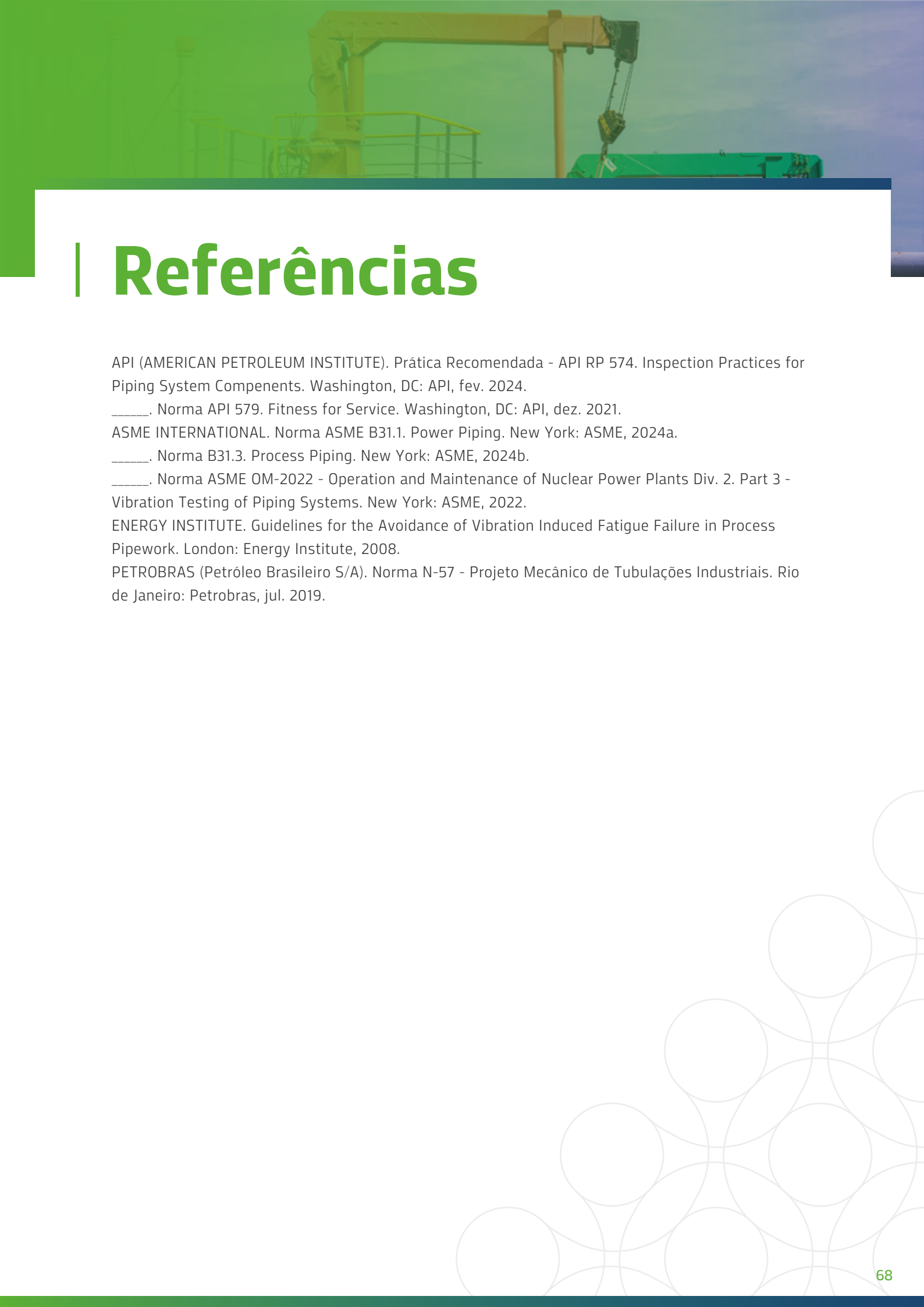
fadiga junto às soldas principais dessa tubulação para a próxima oportunidade de parada da unidade.

- Verificação da flexibilidade da linha, acompanhada de uma análise modal, via elementos finitos, a fim de verificar as frequências naturais pelo menos dos três primeiros modos de vibração ou de todos os modos com frequência natural abaixo de 200 Hz. O objetivo desse estudo é verificar possíveis pontos frágeis no projeto da linha, corrigindo-os à luz dos processos atuais.
- Verificar se as conexões e as linhas de pequeno diâmetro ( $\leq 2"$ ) derivadas da linha principal podem ser fontes de excitação dessa vibração e em quais velocidades essa excitação pode ocorrer.

## 6. Considerações Finais

O presente trabalho mostrou uma metodologia semiquantitativa para análise de vibrações de baixa frequência aplicada a um estudo de caso com recomendações para o saneamento dessas vibrações. Os resultados demonstram que a metodologia apresentada é aplicável para o caso de estudo, e casos similares podem se beneficiar dela. Como próximo passo para o caso estudado, com as vibrações atenuadas para níveis aceitáveis, recomenda-se migrar a metodologia para a abordagem proativa. Além disso, de forma geral, trata-se de um método efetivo e que pode ser normatizado para a análise desse tipo de vibração.





# | Referências

API (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE). Prática Recomendada - API RP 574. Inspection Practices for Piping System Components. Washington, DC: API, fev. 2024.

\_\_\_\_\_. Norma API 579. Fitness for Service. Washington, DC: API, dez. 2021.

ASME INTERNATIONAL. Norma ASME B31.1. Power Piping. New York: ASME, 2024a.

\_\_\_\_\_. Norma B31.3. Process Piping. New York: ASME, 2024b.

\_\_\_\_\_. Norma ASME OM-2022 - Operation and Maintenance of Nuclear Power Plants Div. 2. Part 3 - Vibration Testing of Piping Systems. New York: ASME, 2022.

ENERGY INSTITUTE. Guidelines for the Avoidance of Vibration Induced Fatigue Failure in Process Pipework. London: Energy Institute, 2008.

PETROBRAS (Petróleo Brasileiro S/A). Norma N-57 - Projeto Mecânico de Tubulações Industriais. Rio de Janeiro: Petrobras, jul. 2019.



## O IBP APOIA O SETOR DE ÓLEO, GÁS E ENERGIA NO BRASIL

Colaboramos com o desenvolvimento de uma indústria competitiva e sustentável, através da geração de conhecimento e dos nossos produtos e serviços.



Conheça os nossos produtos e serviços e torne-se nosso Associado, com benefícios exclusivos.

[relacionamento@ibp.org.br](mailto:relacionamento@ibp.org.br)



# | Expediente

## **Presidência/CEO do IBP**

Roberto Furian Ardenghy

## **Diretora Executiva**

Claudia Rabello

## **Gerência de Gestão do Conhecimento e Comissões**

Lisandro Gaertner

## **Editora Chefe**

Eduarda Tamate

## **Editor Adjunto**

Alberto Monteiro

## **Gerência de Comunicação e Marketing**

Ingrid Buckmann

Vanessa Rangel

Bruna Freire

## **Designer**

Guilherme Dias

## **Conselho Editorial**

Comitê Avaliador (GRINSP/SE):

Heloísa Cunha Furtado

Pablo Bartholo

Ricardo Carneval

## **Autores**

Alberto Alcantara

Arilson Silva

Emerson Luiz de Moraes

Ivan C. da Silva

João Marcelo de Castilho

Luiz Claudio de S. da Cunha

Maria Cléa S. de Albuquerque

Mauro Araujo

Zeki Gokce



CONECTAR TODA A INDÚSTRIA PARA IR CADA VEZ MAIS LONGE.  
**ISSO GERA ENERGIA.**



@ibpbr



ibpbr



ibpbr

**IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás**

Av. Almirante Barroso, 52 - 21º e 26º andares - RJ - Tel.: (21) 2112-9000

[ibp.org.br](http://ibp.org.br)