Unisanta Science and Technology, **2025, 5, December**
Published Online 2025 Vol.14 Nº2 http://periodicos.unisanta.br/index.php/sat)

UNISANTA
Science and Technology
ISSN 2317-1316

Aplicações de Exigências Normativas, Corrosão, Mecânica de Fratura, Tribologia e Lubrificação na Manutenção de Materiais

Thiago Ferreira da Silva [1], Gabriel Trindade Mourão do Nascimento [1], Ismael Pereira da Silva [1], Italo Martins Gomes [2], Wesley da Silva Soares [3]

[1] **UNISANTA** – Universidade Santa Cecília – Faculdade de Engenharia – Pós-graduação em Engenharia da Confiabilidade
Rua Oswaldo Cruz, 266 - Boqueirão - SANTOS-SP, Brasil - CEP: 11045-100

[2] **UFC** – Universidade Federal do Ceará – Doutorando em Engenharia e Ciências dos Materiais
Av. Mister Hull, s/n - Pici - FORTALEZA - CE, Brasil - CEP: 60455-760

[3] **UFERSA** – Universidade Federal Rural do Semi-Árido – Fac. de Engenharia – Mestrando em Ciência e Enga de Materiais
Av. Francisco Mota, 572 - Costa e Silva - MOSSORÓ - RN, Brasil - CEP: 59625-900

E-mail: thiagolam@hotmail.com
Received Set., 2025

Resumo: A corrosão e a fratura de materiais são fenômenos fortemente interligados, particularmente em ambientes agressivos nos quais a integridade estrutural é um requisito crítico. Em oleodutos, esses mecanismos representam desafios significativos à segurança e à confiabilidade do transporte de petróleo e gás. Este estudo examina a relação entre corrosão, tribologia e mecânica da fratura, enfatizando o papel da lubrificação na mitigação do desgaste, da oxidação e da propagação de danos. São analisados casos em que, apesar da aplicação de sistemas de proteção, como a proteção catódica, processos corrosivos associados às etapas de fabricação, notadamente a soldagem, resultaram em falhas estruturais. Os resultados indicam que os defeitos de corrosão mais significativos se concentram predominantemente ao longo da geratriz inferior dos oleodutos. Além disso, são discutidos critérios normativos relacionados à manutenção e métodos para a avaliação da pressão de operação, destacando-se o procedimento DNV-RP-F-101 como uma abordagem conservadora para a avaliação da integridade de oleodutos.

Palavras-chave: Corrosão em oleodutos; Mecânica de Fratura; Tribologia e Lubrificação; Integridade estrutural; Confiabilidade operacional.

Applications of Regulatory Requirements, Corrosion, Fracture Mechanics, Tribology, and Lubrication in Materials Maintenance

Abstract: Corrosion and material fracture are strongly interconnected phenomena, particularly in aggressive environments where structural integrity is a critical requirement. In oil pipelines, these mechanisms pose significant challenges to the safety and reliability of oil and gas transportation. This study examines the relationship between corrosion, tribology, and fracture mechanics, emphasizing the role of lubrication in mitigating wear, oxidation, and damage propagation. Cases are analyzed in which, despite the application of protection systems such as cathodic protection, corrosive processes associated with manufacturing stages, notably welding, led to structural failures. The results indicate that the most significant corrosion defects are predominantly concentrated along the lower generatrix of the pipelines. In addition, maintenance-related normative criteria and methods for evaluating operating pressure are discussed, highlighting the DNV-RP-F-101 procedure as a conservative approach for pipeline integrity assessment.

Keywords: Corrosion in oil pipelines; Fracture Mechanics; Tribology and Lubrication; Structural integrity; Operational reliability.

Copyright © 2025 ISESC.

UNISANTA
Science and Technology
ISSN 2317-1316

1. INTRODUÇÃO

A corrosão e a fratura dos materiais estão profundamente interligadas, especialmente em ambientes agressivos onde a integridade estrutural é crítica [1, 2]. A corrosão em oleodutos é um dos maiores desafios para a integridade e segurança no transporte de petróleo e gás. Ela pode ocorrer tanto internamente quanto externamente. Consequências são as falhas estruturais e vazamentos, que podem causar acidentes ambientais e riscos à vida humana, redução da vida útil dos dutos e aumento dos custos de manutenção e interrupções operacionais e prejuízos econômicos significativos [3-5].

Devido a caraterística dos reservatórios, a cadeia de produção de petróleo e gás apresenta problemas crônicos de corrosão em seus equipamentos, principalmente em dutos que tem como função transportar a produção por longas distâncias e, tradicionalmente, são feitos de aço, um material suscetível à corrosão [1-3]. As tubulações dos campos maduros de petróleo, devido à característica dos contaminantes contidos nos seus reservatórios, como água produzida, bactérias, dióxido de carbono, oxigênio e sulfeto de hidrogênio, também têm sido bastante afetadas por esses problemas, como ilustra a Figura 1 [5-7].

A tribologia e a fratura dos materiais são áreas fundamentais da engenharia de materiais e mecânica também são interligadas. Tribologia é o estudo da interação entre superfícies em movimento relativo, englobando atrito, desgaste e lubrificação [8]. Ela é essencial para entender como componentes mecânicos se comportam ao longo do tempo, especialmente em sistemas como motores, engrenagens e próteses humanas [9-10]. Além disso, a engenharia de superfícies — que aplica tratamentos como revestimentos ou endurecimento — é uma ponte entre tribologia e resistência à fratura, pois busca melhorar o desempenho dos materiais em ambientes agressivos [8, 11].

Já a fratura dos materiais trata da forma como os materiais falham ou se rompem sob diferentes tipos de carregamento, incluindo fratura frágil, dúctil, por fadiga ou por propagação de trincas. Essas duas áreas se conectam, uma vez que o desgaste induzido pelo atrito pode gerar microtrincas e concentrações de tensões que atuam como sítios preferenciais para a iniciação e propagação de falhas estruturais, conforme discutido por Morais et al. [12].

O funcionamento de uma máquina diz muito como é a produção da empresa e se elas apresentam constantes falhas, logo manutenção se tornado alto custo e a confiabilidade um tema cada vez mais relevante [13]. As falhas nas máquinas são provenientes de uma manutenção deficiente, isto é, negligência de paradas preventivas, faltas de inspeção sensitiva, preditiva e principalmente falta de lubrificação [14, 15].

Uma regra geral na comunidade de lubrificação é que mais de 60% de todas as falhas mecânicas estão diretamente relacionadas a práticas inadequadas. Em um estudo do instituto de tecnologia de Massachussetts MIT, estimulou-se que aproximadamente e US$240 bilhões são

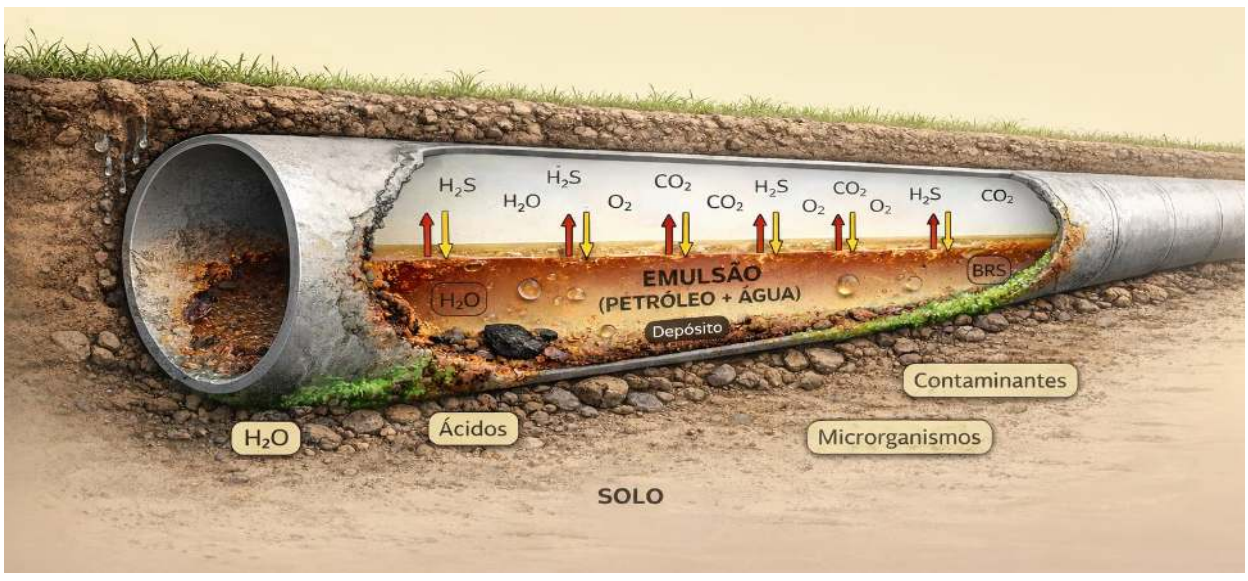

Figura 1. Representação da ação e agentes corrosivos em dutos subterrâneos de petróleo em campos maduros.

Copyright © 2025 ISESC.

perdidos anualmente, em indústrias norte-americanas, devido paralisações e reparos em equipamentos fabris, danificados por uma lubrificação deficiente [15].

1.1. Fundamentos do Atrito e do Contato entre Superfícies

O atrito é a força de resistência que se manifesta durante o movimento relativo entre corpos, podendo ocorrer entre sólidos, líquidos e gases. Trata-se de um fenômeno inerente a qualquer sistema em que haja deslocamento entre superfícies ou meios distintos [8-11].

De acordo com Pauli e Uliana [16], a força de atrito é uma expressão geral utilizada para descrever a resistência que dificulta ou impede o movimento de um corpo em relação a outro, podendo se manifestar em diferentes estados físicos da matéria.

No caso específico do contato entre sólidos, o atrito, também denominado fricção, resulta das irregularidades presentes nas superfícies em contato. Conforme descrito por Hutchings [8], Stoeterau [11] e Pauli e Uliana [16], nenhuma superfície sólida é perfeitamente lisa; o contato efetivo ocorre apenas em áreas pontuais, correspondentes às asperezas superficiais, cuja interação determina a magnitude da força de atrito gerada.

Quando comparado ao atrito entre sólidos, o atrito em sistemas fluidos apresenta valores significativamente menores. Nesse contexto, a lubrificação desempenha papel fundamental ao promover a interposição de uma substância fluida entre as superfícies sólidas em movimento relativo, reduzindo ou eliminando o contato direto entre elas e, consequentemente, diminuindo o atrito, o desgaste e os processos associados à degradação superficial [8, 9, 11].

1.2. Tribologia, corrosão e fratura na confiabilidade estrutural

Na engenharia de materiais, diversas aplicações exigem lubrificação adequada dos componentes a fim de reduzir atrito, desgaste e processos corrosivos, prevenindo a nucleação e a propagação de trincas que podem conduzir à fratura [8].

Em determinados contextos, os materiais são protegidos por estratégias como revestimentos, lubrificação e proteção catódica que, embora eficazes, nem sempre são suficientes para evitar falhas estruturais. Há casos em que oleodutos, mesmo operando com sistemas de proteção catódica ativos, apresentaram fratura associada a defeitos oriundos do processo de fabricação, especialmente aqueles relacionados à soldagem [2,3].

A proteção catódica é uma das técnicas mais eficazes para o controle da corrosão eletroquímica, sendo amplamente aplicada em oleodutos enterrados ou submersos [1, 17]. Entretanto, essa técnica não corrige descontinuidades estruturais ou metalúrgicas. Defeitos como imperfeições em soldas, inclusões não metálicas e zonas termicamente afetadas com microestruturas inadequadas podem atuar como pontos críticos para a iniciação de trincas, mesmo na presença de proteção catódica eficiente [3, 4]. Assim, ainda que sistemas de proteção avançados estejam implementados, a integridade do material e a qualidade dos processos de fabricação permanecem determinantes para o desempenho estrutural.

Nesse contexto, a engenharia de confiabilidade requer uma abordagem integrada, abrangendo projeto, seleção de materiais, processos de fabricação, inspeção e manutenção ao longo da vida útil dos sistemas [18]. A adoção de normas técnicas desempenha papel central nesse processo, pois estabelece requisitos obrigatórios que asseguram a operação segura e previsível dos equipamentos. Como exemplo, a norma ABNT NBR 5462 [13] define princípios para a gestão da manutenção industrial, orientando o planejamento, a execução e o controle das atividades de manutenção com foco na confiabilidade, disponibilidade e segurança operacional.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Para o desenvolvimento do presente trabalho, adotou-se uma abordagem qualitativa baseada em revisão bibliográfica, abrangendo temas como corrosão de metais, tribologia e lubrificação aplicadas, mecânica da fratura e exigências normativas relacionadas à confiabilidade estrutural. Na seção de resultados e discussão, são apresentadas análises interpretativas fundamentadas, visando consolidar os argumentos técnicos, integrar os fenômenos estudados e evidenciar a relevância do tema no contexto da Engenharia.

A pesquisa bibliográfica foi conduzida a partir de livros, monografias, dissertações e artigos científicos previamente publicados, selecionados por meio de buscas em bases de dados especializadas, como o Google Acadêmico, reunindo referências que oferecem subsídios técnicos para a compreensão e análise do problema investigado.

Complementarmente, foi realizada a remoção de um trecho de duto pertencente a um oleoduto com diâmetro externo de 26 polegadas, que apresentou falha associada à corrosão interna conforme mostrado na Figura 2, com a finalidade de conduzir uma análise de falha e propor recomendações técnicas à prevenção de eventos semelhantes.

Copyright © 2025 ISESC



Figura 2. Amostra de tubo com falha por corrosão avaliada neste estudo.

As análises conduzidas no duto incluíram: (i) macroanálise para avaliação da solda, com preparação metalográfica e registro fotográfico das seções lixadas, polidas e atacadas com reagente Nital a 2%, obtidas em regiões distintas, incluindo áreas de solda sem indícios de trinca ou corrosão e regiões afetadas por corrosão; (ii) análise metalográfica detalhada em diferentes regiões do duto; (iii) macroanálise voltada à avaliação de trincas, a partir do seccionamento de áreas corroídas e observação por estereomicroscopia; (iv) análise por microscopia eletrônica de varredura (MEV); e (v) avaliação da morfologia dos defeitos previamente identificados por meio de inspeções com PIG (*Pipeline Inspection Gauge*) instrumentado e ultrassom automatizado.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados a seguir decorrem da integração entre observações de campo, ensaios laboratoriais e fundamentos da engenharia aplicados à análise da confiabilidade de sistemas industriais. A discussão estabelece correlações diretas entre os danos observados em transportadores de correia e seus componentes — como estruturas metálicas, eixos, mancais e elementos elastoméricos — e os principais mecanismos de degradação envolvidos, incluindo corrosão, fenômenos tribológicos, carregamentos cíclicos e processos de fratura. Os achados são analisados à luz de critérios normativos e modelos consagrados, com foco na compreensão das causas das falhas e em suas implicações práticas para operação, manutenção e integridade estrutural, visando subsidiar ações de prevenção e mitigação em ambientes industriais reais.

3.1. Tribologia e lubrificação na confiabilidade operacionall

A lubrificação consiste na interposição de uma película fluida entre superfícies em movimento relativo, com a finalidade de reduzir o atrito, o desgaste e o aquecimento, além de exercer funções complementares como vedação, remoção de contaminantes e proteção contra oxidação [14]. Do ponto de vista tribológico, os regimes de lubrificação podem ser classificados como hidrodinâmico, hidrostático e limítrofe, dependendo da espessura do filme lubrificante e das condições de carga e velocidade impostas ao sistema [8, 11].

A eficiência do processo de lubrificação está diretamente associada à existência de programas estruturados de manutenção, nos quais se destacam práticas de manutenção preventiva e preditiva integradas a conceitos de Manutenção Produtiva Total, TPM (*Total Productive Maintenance*). O plano de lubrificação constitui um instrumento essencial nesse contexto, permitindo o controle sistemático dos equipamentos, da periodicidade de aplicação e das condições operacionais, contribuindo para a mitigação de falhas prematuras e para o aumento da confiabilidade operacional.

Os lubrificantes podem ser classificados em líquidos, semissólidos e sólidos. Lubrificantes líquidos, como óleos industriais, apresentam elevada capacidade de formação de filme e dissipação térmica, sendo amplamente empregados em sistemas de maior rotação. As graxas, por sua vez, caracterizam-se pela maior capacidade de retenção e menor vazamento, sendo indicadas para mancais de rolamentos e aplicações em que a reposição frequente é limitada, embora apresentem restrições quanto à dissipação de calor [14].

Copyright © 2025 ISESC

A viscosidade do óleo base constitui um parâmetro crítico na seleção do lubrificante, por representar a resistência interna ao escoamento e influenciar diretamente a formação do filme lubrificante. Esse parâmetro é fortemente dependente da temperatura de operação e deve ser compatível com as condições reais do sistema, sob pena de intensificação dos processos de desgaste [15].

O entendimento integrado do atrito, do desgaste e da lubrificação é objeto de estudo da tribologia, definida formalmente a partir do relatório de Jost [19], conforme discutido por Radi [9], Hutchings [8] e Stoeterau [11]. Ensaios tribológicos, realizados com tribômetros, permitem avaliar coeficientes de atrito, taxas de desgaste e a durabilidade do filme lubrificante sob condições controladas, fornecendo subsídios técnicos relevantes para a análise da confiabilidade de sistemas industriais críticos.

3.2. Gestão da manutenção e requisitos normativos aplicados à integridade estrutural

A gestão da manutenção constitui um elemento central para a garantia da disponibilidade, confiabilidade e segurança de equipamentos e instalações industriais, além de contribuir para a otimização de custos associados a reparos e substituições. Nesse contexto, a NBR 5462 [13] estabelece diretrizes para a gestão da manutenção, definindo responsabilidades técnicas, procedimentos de planejamento e execução, bem como critérios para avaliação de desempenho. A norma também orienta a elaboração de planos de manutenção, contemplando a identificação dos ativos, a definição das estratégias de manutenção, a periodicidade das intervenções, a alocação de recursos e o uso de indicadores de desempenho, consolidando boas práticas aplicáveis a diferentes setores industriais.

A adoção sistemática dessas diretrizes permite a implementação de modelos de manutenção mais estruturados e eficientes, capazes de reduzir a ocorrência de falhas operacionais e de ampliar a vida útil dos ativos. Entretanto, a confiabilidade dos sistemas industriais não depende apenas da gestão da manutenção, mas também do atendimento a normas técnicas específicas associadas aos processos de fabricação, inspeção e operação. Nesse sentido, destacam-se normas aplicadas à soldagem de dutos, como a API 1104 [20], à seleção de materiais resistentes à corrosão em ambientes contendo H_2S, como a NACE MR0175 [21] / ISO 15156 [22], e à classificação de lubrificantes industriais, como a ISO 6743 [23].

Essas normas são usualmente aplicadas de forma integrada a programas de inspeção, ensaios não destrutivos e sistemas de gestão da qualidade, constituindo a base técnica para o controle de danos e a prevenção de falhas. A adequada observância desses requisitos normativos é particularmente relevante em ambientes agressivos, nos quais processos de corrosão e mecanismos de fratura podem atuar de forma simultânea e interdependente, conforme discutido nas seções seguintes.de manutenção dos parâmetros atualmente adotados.

3.3. Resultados metalúrgicos, microestruturais e de inspeção

A Figura 3 apresenta macrografias das seções transversais da solda longitudinal do tubo em duas regiões distintas: (a) uma seção afastada do defeito e (b) uma seção localizada na região afetada pela corrosão. Observa-se que, na condição com defeito, a corrosão se desenvolve preferencialmente em regiões adjacentes à Zona Afetada pelo Calor (ZAC), conforme indicado pela seta branca, sugerindo maior suscetibilidade local associada às heterogeneidades microestruturais e metalúrgicas introduzidas pelo processo de soldagem.

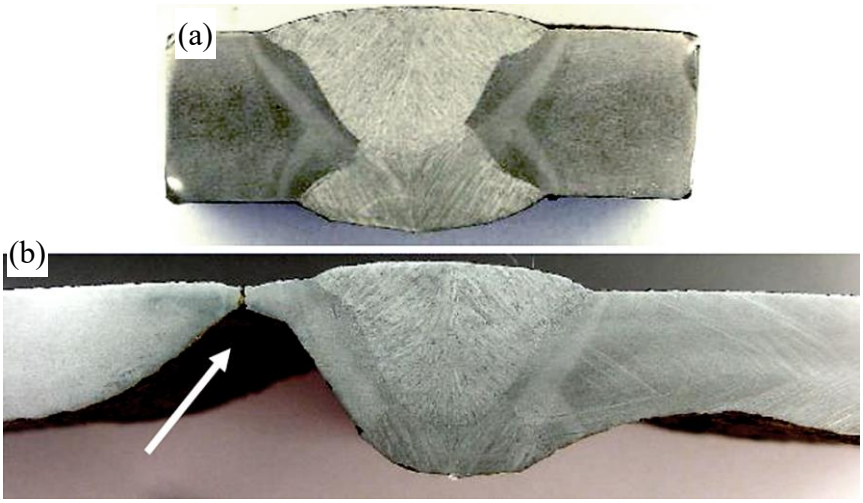

Figura 3. Macrografias da secção transversal do tubo avaliado: (a) região da solda longitudinal sem corrosão; (b) região da solda longitudinal com corrosão.

Copyright © 2025 ISESC

As Figuras 4 e 5 mostram os resultados das análises metalográficas em diferentes posições ao longo do defeito. Em ambas as condições analisadas, verifica-se que a origem do defeito se localiza no metal base, e não na ZAC propriamente dita. Esse resultado indica que, embora a ZAC influencie o campo de tensões e a distribuição de propriedades, o processo corrosivo evoluiu predominantemente no material adjacente, possivelmente favorecido por gradientes microestruturais, condições eletroquímicas locais e acúmulo de contaminantes.

Embora inclusões alinhadas tenham sido observadas ao longo do material, sua distribuição homogênea ao longo do tubo indica que tais características não apresentam correlação direta com a severidade localizada do processo corrosivo

A macroanálise do defeito, apresentada na Figura 6, foi realizada a partir do seccionamento da região trincada e da observação por estereoscopia. As imagens revelam que a espessura residual da parede do tubo atingiu valores inferiores a 300 μm em determinadas regiões, sem a presença significativa de deformação plástica. Esse comportamento indica que a falha ocorreu em uma condição de parede severamente adelgaçada por corrosão, na qual a aplicação de esforços internos relativamente baixos foi suficiente para promover a ruptura. A expressiva redução

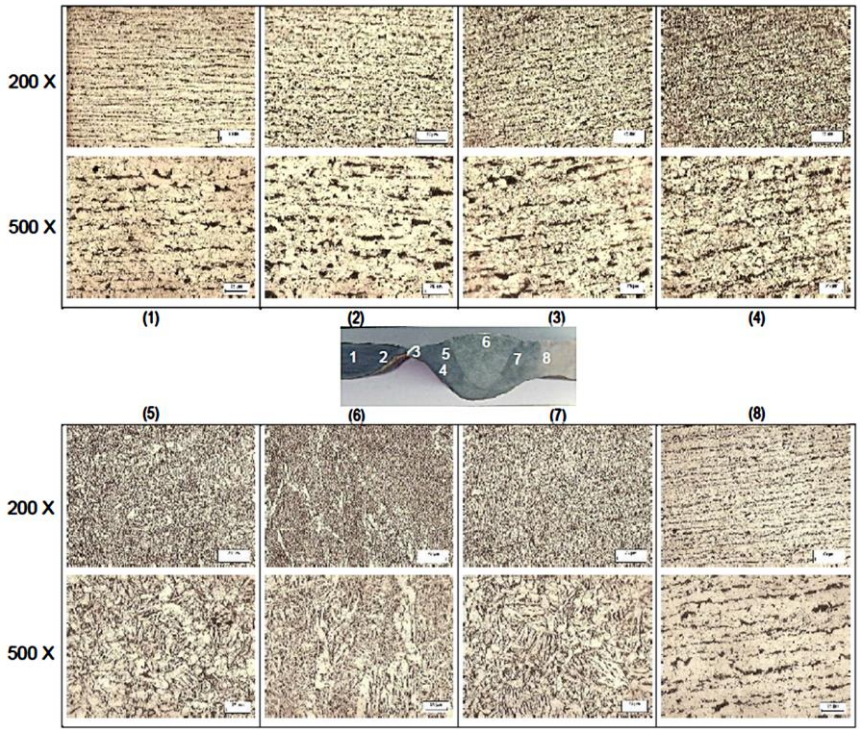

Figura 4. Registros metalográficos da secção transversal do tubo com solda em uma das extremidades do defeito (ataque: Nital a 2%).

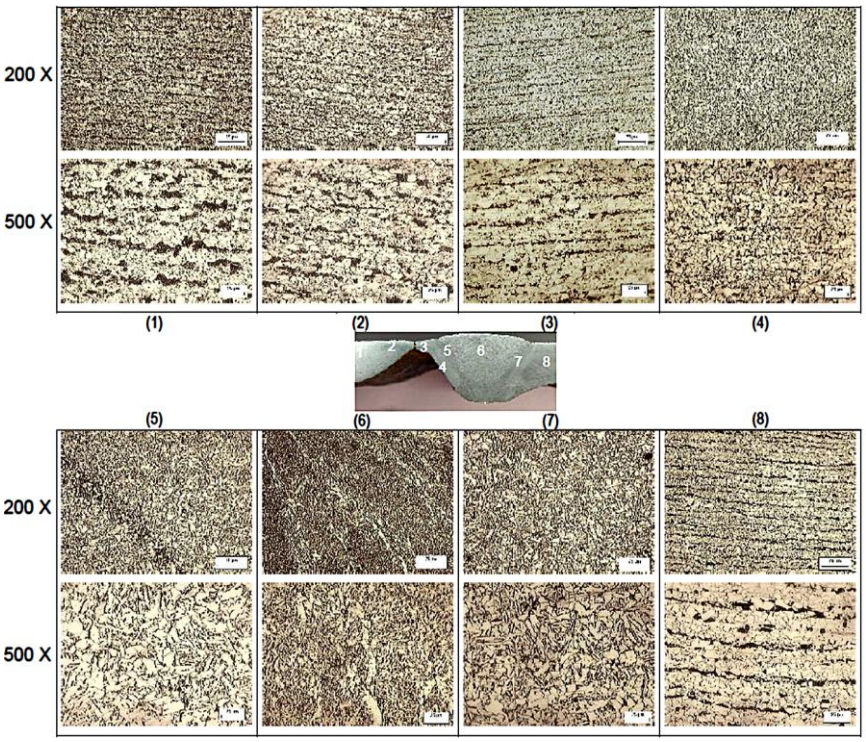

Figura 5. Registros metalográficos da secção transversal do tubo com solda na parte central do defeito (ataque: Nital a 2%).

Copyright © 2025 ISESC

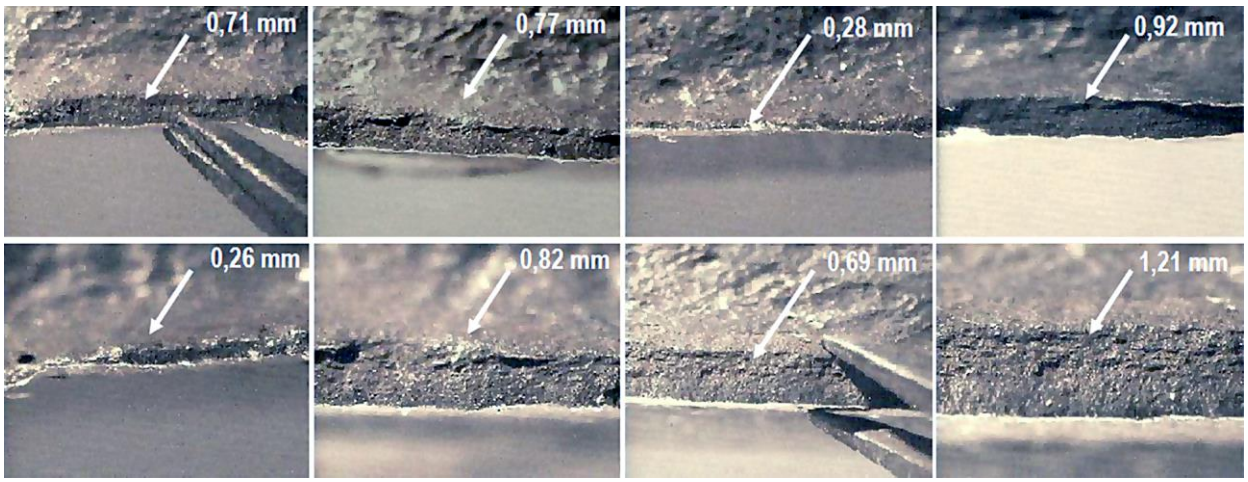

Figura 6. Macrografias da região na parte central da trinca a 7 e 12,5× com a indicação da espessura residual.

da espessura resultou em aumento significativo das tensões locais, tornando a manutenção da pressão de operação original incompatível com a integridade estrutural do duto e impondo a necessidade de reavaliação da pressão máxima de operação admissível com base em critérios normativos.

A análise por Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV), como obtida por elétrons retroespalhados (*BEI*) e apresentada na Figura 7, foi realizada diretamente sobre a superfície do defeito. As micrografias evidenciam a presença extensiva de camadas de óxidos, cobrindo praticamente toda a área analisada. Esse aspecto confirma a atuação prolongada de um mecanismo de corrosão ativa, com formação e acúmulo de produtos corrosivos ao longo do tempo, compatível com um processo de degradação progressiva antes da ocorrência da falha final.

Os resultados das inspeções por *PIG* instrumentado com ultrassom automatizado, apresentados na Figura 8, mostram a distribuição das perdas de espessura em função da posição angular do defeito ao longo do perímetro do tubo. Observa-se que a maior concentração de perdas severas (acima de 60% da espessura nominal, indicadas em vermelho) ocorre predominantemente na geratriz inferior, correspondente à posição de seis horas. Esse comportamento é típico de dutos sujeitos à corrosão interna, onde ocorre maior acúmulo de líquidos, contaminantes e produtos corrosivos.

A Figura 9 complementa essa análise ao apresentar resultados de inspeções ultrassônicas localizadas, confirmando que a solda longitudinal do tubo se encontra justamente na região da geratriz inferior. Nota-se que a perda de espessura se concentra de forma mais intensa na ZAC adjacente à solda, conforme destacado pela seta vermelha, reforçando a influência combinada entre posição geométrica desfavorável, características metalúrgicas da solda e condições internas do fluido transportado.

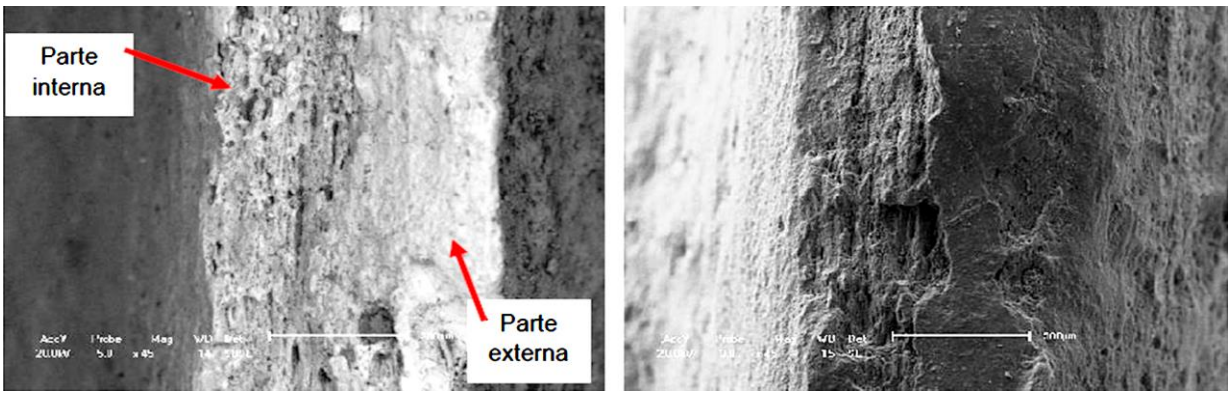

Figura 7. Fractografia por MEV-*BEI* da superfície de fratura retirada em 45 e 100×.

Copyright © 2025 ISESC

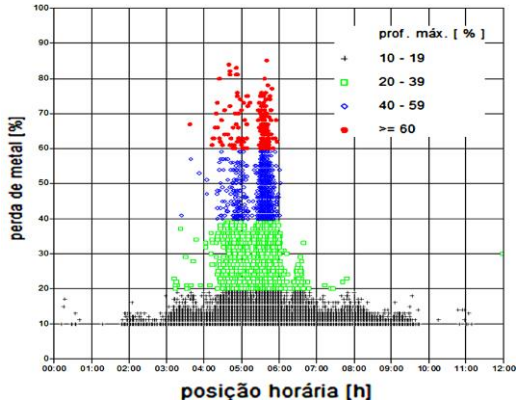

Figura 8. Pontos com perda de espessura indicado por PIG relacionados a posição horária do defeito.

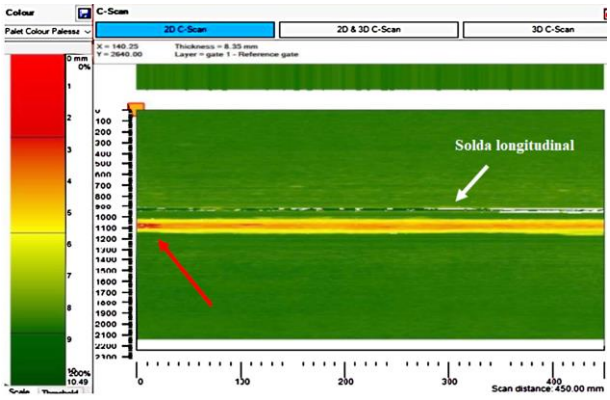

Figura 9. Inspeção por ultrassom automatizado em regiões do duto com corrosão na ZAC.

3.4. Avaliação da pressão máxima de operação admissível (PMOA)

Do ponto de vista estrutural, dutos são projetados com base em uma Pressão Máxima de Operação Admissível (PMOA). Ao longo da vida em serviço, mesmo na presença de sistemas de proteção catódica e revestimentos externos, processos de corrosão interna e externa podem reduzir a espessura efetiva da parede, exigindo monitoramento contínuo por técnicas como PIG instrumentado e ultrassom automatizado. A partir dos dados obtidos, torna-se necessária a reavaliação da PMOA, empregando metodologias consagradas, como ASME B31G, RPA e DNV RP-F101, sendo esta última particularmente relevante por incorporar critérios baseados em mecânica da fratura.

Essas metodologias utilizam parâmetros geométricos do duto (diâmetro, espessura, propriedades mecânicas) e características do defeito (profundidade, comprimento e localização) em modelos computacionais para estimar a pressão máxima segura de operação. Com base nos resultados das simulações, recomendações técnicas podem incluir a redução temporária da pressão de operação, a substituição de trechos comprometidos ou a aplicação de reforços estruturais, como a soldagem de dupla calha, até que a condição de integridade do duto seja plenamente restabelecida.

Como complemento às análises metalúrgicas, fractográficas e aos dados de inspeção em campo, foram realizadas simulações da Pressão Máxima de Operação Admissível (PMOA) do duto contendo defeitos por corrosão, empregando metodologias consagradas na indústria de óleo e gás. As avaliações foram conduzidas com base nos procedimentos estabelecidos pelas normas ASME B31G [24], *RPA* (*Remaining Strength of Corroded Pipelines*) [25] e DNV-RP-F101 [26], utilizando planilhas específicas para inserção dos parâmetros geométricos do duto e das características dos defeitos identificados como ilustrado na Figura 10.

O método ASME B31G [24], de natureza semiempírica, baseia-se em resultados experimentais e considera principalmente a profundidade e o comprimento dos defeitos de corrosão, sendo amplamente reconhecido por seu caráter conservador e por sua aplicação recorrente em decisões operacionais de rápida implementação. O método *RPA*, ilustrado no fluxograma da Figura 11, por sua vez, deriva diretamente dos estudos desenvolvidos no *Battelle Memorial Institute* [25] e constitui a base conceitual tanto do ASME B31G [24] quanto de abordagens evoluídas posteriormente, como o DNV-RP-F101 [26]. Este último adota uma abordagem mais sofisticada, permitindo avaliações determinísticas e probabilísticas e incorporando a interação entre múltiplos defeitos, bem como as incertezas estatísticas associadas às medições e às propriedades do material.

A aplicação comparativa desses métodos permite estimar de forma robusta a capacidade residual do duto corroído e subsidiar recomendações técnicas quanto à necessidade de redução temporária da pressão de operação, reparo localizado ou substituição de trechos, reforçando a importância da integração entre inspeção, análise de falhas e critérios normativos na gestão da integridade de dutos.

Com base nos resultados obtidos, foram definidas medidas de mitigação, incluindo a redução do intervalo entre inspeções por *PIG* instrumentado e a adoção de reparos

Copyright © 2025 ISESC

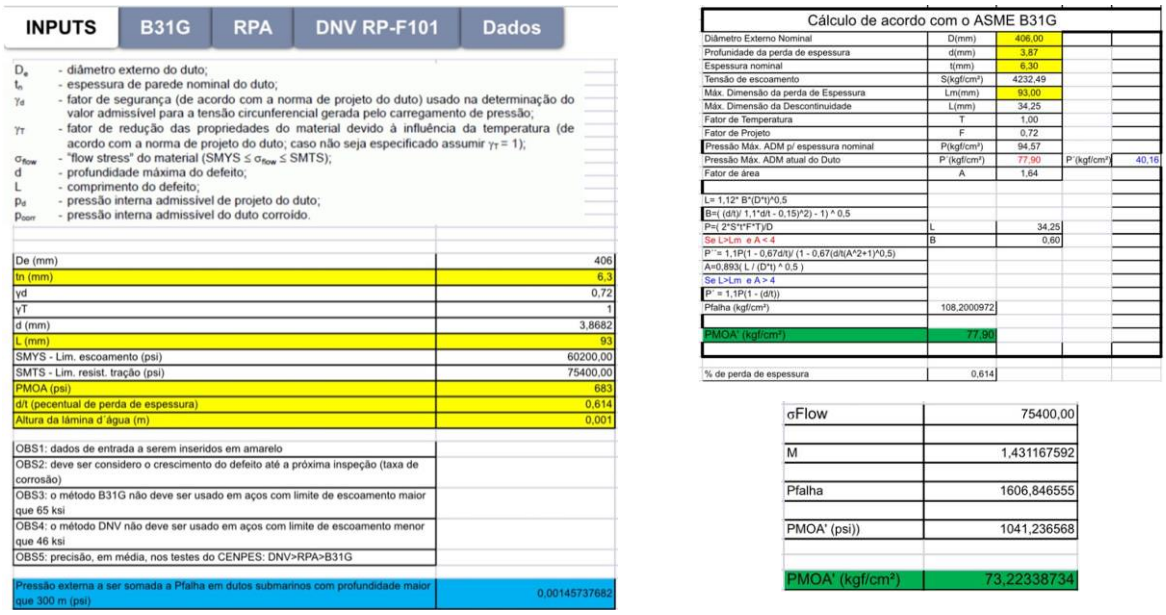

Figura 10. Exemplos de telas com as planilhas das simulações de PMOA conforme as Normas ASME B31G [24], RPA [25] e DNV RP-F101 [26].

estruturais do tipo dupla-calha em trechos com perdas superiores a 50% da espessura nominal, além da substituição progressiva de tubos com solda longitudinal por tubos sem costura em novos projetos.

4. CONCLUSÕES

A análise integrada dos fenômenos tribológicos, dos mecanismos de corrosão e dos fundamentos da mecânica da fratura evidenciou que a confiabilidade de sistemas industriais depende diretamente da adequada interação entre projeto, seleção de materiais, processos de fabricação, práticas de manutenção e atendimento às exigências normativas. A tribologia fornece a base científica para a compreensão das interações entre superfícies em contato, enquanto a lubrificação materializa esse conhecimento, contribuindo para a redução do desgaste, da oxidação e das falhas inesperadas, além de promover ganhos em eficiência energética e vida útil dos componentes.

Os resultados obtidos demonstraram que a falha analisada decorreu da combinação entre corrosão severa, processo erosivo associado ao fluido de produção e características do processo de fabricação do duto, em especial a presença da solda longitudinal. A redução significativa da espessura da parede, em algumas regiões para valores inferiores a 300 µm, levou ao aumento local das tensões, tornando a estrutura incapaz de suportar a pressão de operação originalmente prevista.

A correlação entre os resultados metalúrgicos, as inspeções por *PIG* instrumentado e o ultrassom automatizado confirmou a concentração dos defeitos na região da zona termicamente afetada, associada à solda longitudinal, evidenciando a importância do monitoramento contínuo e da avaliação criteriosa da integridade estrutural. Entre os métodos normativos analisados para a estimativa da pressão máxima de operação admissível, o procedimento DNV-RP-F-101 [26] apresentou caráter mais conservador, mostrando-se adequado para a gestão de riscos em dutos corroídos.

Por fim, os resultados reforçam que a adoção de estratégias integradas de inspeção, simulação estrutural e manutenção, aliadas ao cumprimento rigoroso das normas técnicas, constitui um elemento essencial para a mitigação de falhas e para a garantia da confiabilidade operacional de oleodutos em ambientes severos.

REFERÊNCIAS

[1] MARTINS, J. L.; SILVA, R. A. *Corrosão industrial: princípios e aplicações*. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2021.

[2] ASM INTERNATIONAL. *Corrosion of weldments*. Materials Park: ASM International, 2006. Cap. 1: Basic understanding of weld corrosion, p. 1–10.

[3] ALAWADHI, K.; ROBINSON, M. J. Preferential weld corrosion of X65 pipeline steel in flowing brines containing

Copyright © 2025 ISESC

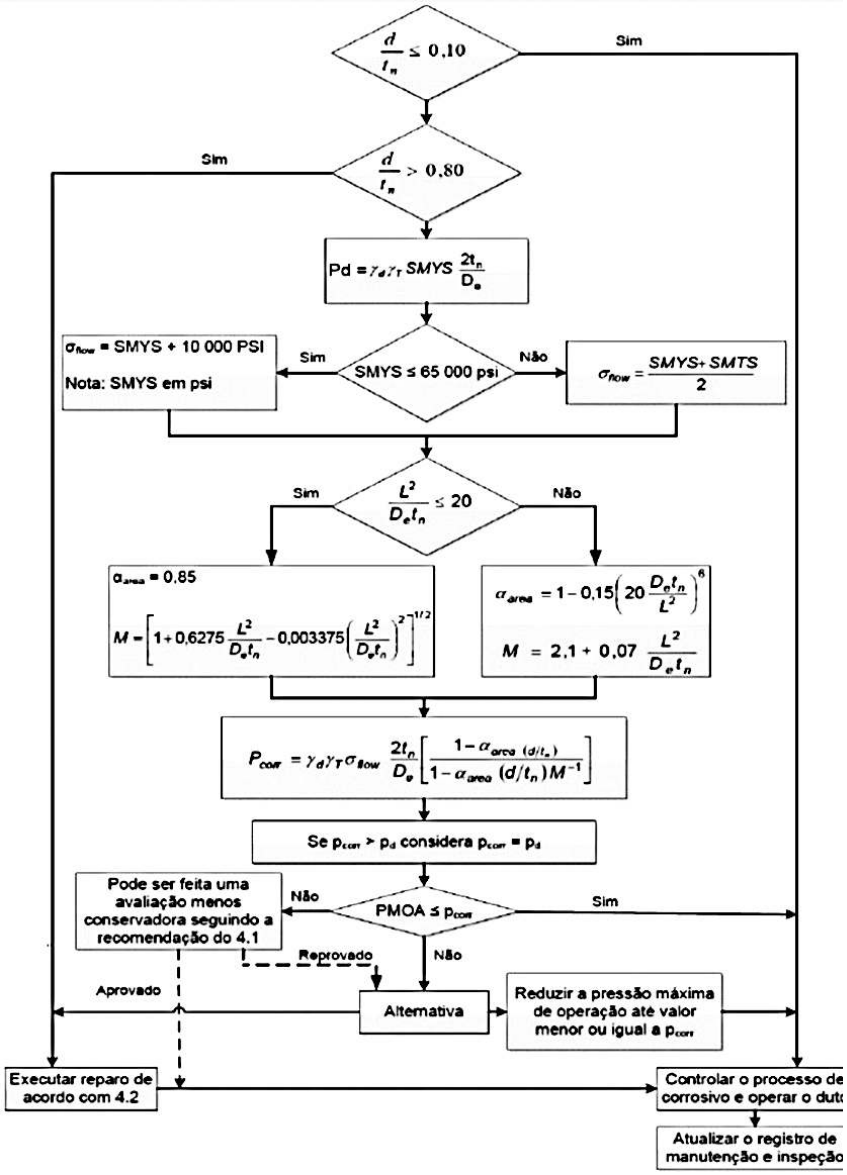

Figura 11. Fluxograma ilustrativo do cálculo de acordo conforme o *RPA* [25].

carbon dioxide. *Corrosion Engineering, Science and Technology*, London, v. 46, n. 4, p. 318–329, 2011.

[4] LEE, C.; BOND, S.; WOOLLIN, P. Preferential weld corrosion: effects of weldment microstructure and composition. *Corrosion*, Houston, 2005.

[5] NOFRIZAL. The preferential weld corrosion of steel pipeline under CO_2 environment. *Scientific Contributions Oil and Gas*, Jakarta, v. 42, n. 1, p. 15–28, 2019.

[6] GOMES, Italo Martins. *Análise de integridade de compósito polimérico tripla camada reforçado com fibra de vidro aplicado em tubulações de petróleo*. 2020. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, 2020. p. 19–23.

[7] ABDULLA, A. *Estimating erosion in oil and gas pipelines due to sand presence*. Karlskrona: Blekinge Institute of Technology, Department of Mechanical Engineering, 2011.

[8] HUTCHINGS, Ian M. *Tribology: friction and wear of engineering materials*. 4. ed. London: Arnold, 1992. 142 p.

[9] RADI, Polyana Alves et al. Tribologia: conceitos e aplicações. In: **ENCONTRO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA E PÓS-GRADUAÇÃO DO ITA (ENCITA)**, 13., 2007, São José dos Campos. *Anais*... São José dos Campos: ITA, 2007.

[10] OLIVEIRA, Cláudio Gonçalves de; SILVA, Ivete Peixoto Pinheiro. Os estudos tribológicos no ensino de engenharia mecânica. *Revista de Ensino de Engenharia*, Brasília, v. 34, n. 2, p. 3–10, 2015.

[11] STOETERAU, Rodrigo Lima. *Tribologia: EMC 5315*. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Departamento de Engenharia Mecânica, 2004. Apostila.

[12] MORAIS, W. A.; GODEFROID, L. B.; CÂNDIDO, L. C. A análise de falhas como uma ferramenta de convergência dos conhecimentos metalúrgicos: revisão e exemplos de casos. In: **CONGRESSO ANUAL DA ABM**, 60., 2005, Belo Horizonte. *Anais*... São Paulo: Associação Brasileira de Metalurgia e Materiais, 2005. CD-ROM.

[13] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5462**: Confiabilidade e mantenabilidade — Terminologia. Rio de Janeiro: ABNT, [s.d.].

[14] ALMEIDA, Paulo Samuel. *Lubrificação industrial: tipos e métodos de lubrificação*. 1. ed. São Paulo: Érica/Saraiva, 2017. 184 p.

Copyright © 2025 ISESC

[15] CAMILO, C. E. *Profissional da lubrificação*. 2019. Disponível em: https://www.profissionaldalubrificacao.com.br. Acesso em: 19 jun. 2025.

[16] PAULI, Evandro Armini de; ULIANA, Fernando Saulo. *Apostila de mecânica e lubrificação*. Vitória: SENAI/CST – Companhia Siderúrgica de Tubarão, 1997.

[17] GENTIL, Vicente. *Corrosão*. 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2007.

[18] OLIVEIRA, S. R.; SILVA, G. J. G.; MORAIS, W. A. Confiabilidade de estruturas metálicas: integração entre projeto, patologias e diagnóstico estrutural. *Unisanta Science & Technology*, v. 14, p. 46–58, 2025.

[19] JOST, H. Peter. *Lubrication (tribology): a report on the present position and industry's needs*. London: Department of Education and Science, 1966.

[20] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *API 1104: Welding of pipelines and related facilities*. 21. ed. Washington, DC: American Petroleum Institute, 2013.

[21] NACE INTERNATIONAL. *NACE MR0175: Sulfide stress cracking resistant metallic materials for oilfield equipment*. Houston: NACE International, 2016.

[22] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. *ISO 15156: Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H_2S-containing environments in oil and gas production*. Geneva: ISO, 2015.

[23] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. *ISO 6743: Lubricants, industrial oils and related products (class L) — Classification*. Geneva: ISO, 2015.

[24] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. *ASME B31G: Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines*. New York: ASME, 2012.

[25] KIEFNER, J. F.; VIETH, P. H. *A modified criterion for evaluating the remaining strength of corroded pipelines*. Columbus: Battelle Memorial Institute, 1989.

[26] DET NORSKE VERITAS. *DNV-RP-F101: Corroded pipelines*. Høvik: Det Norske Veritas, 2010.

Copyright © 2025 ISESC