

Avaliação da Corrosão Uniforme em Tubulações de Transporte de Óleo e Gás através de Modelos Comerciais de Predição da Corrosão

M.Sc. João Pedro Bachega Cruz, Prof. Marcelo Ramos Martins, Profa. Adriana Miralles Schleder e Stephane Santana de Miranda Santos

Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco – LabRisco, Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP) – Avenida Professor Mello Moraes 2231, São Paulo/SP - Brasil, CEP: 05508-030.

Edilson Gabriel Veruz e Prof. Gilberto Francisco Martha de Souza

Departamento de Engenharia Mecatrônica e de Sistemas Mecânicos, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP) – Avenida Professor Mello Moraes 2231, São Paulo/SP - Brasil, CEP: 05508-030.

Profa. Idalina Vieira Aoki

Departamento de Engenharia Química, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP) – Avenida Professor Lineu Prestes 580 (Bloco 18), São Paulo/SP - Brasil, CEP: 05508-010.

SUMÁRIO

A Corrosão tem se apresentado como principal preocupação da indústria petrolífera quanto à integridade de suas tubulações de equipamentos submarinos, os quais são utilizados nos procedimentos de produção e transporte de petróleo e gás natural. Dentre os mecanismos de falha possíveis nestas tubulações, majoritariamente fabricadas em aços carbono de baixa liga, a Corrosão Interna e Uniforme destaca-se como a de maior razão incidência-impacto. Este processo culmina em perda de espessura generalizada ao longo das tubulações, a qual é causada pelo ambiente corrosivo criado pela presença de agentes corrosivos CO_2 e/ou H_2S e água na composição dos fluidos multifásicos transportados pelas tubulações. Diferentes modelos comerciais vêm sendo desenvolvidos para realizar a Predição da Taxa de Corrosão nestas tubulações através dos principais parâmetros físico-químicos do sistema. Estes modelos variam entre formulações empíricas e mecanísticas, entre as opções de parâmetros de entrada e os respectivos limites operacionais e entre os graus de conservadorismo empregados na modelagem. Este trabalho sumariza informações acerca da Avaliação da Corrosão por meio da aplicação destes modelos. São endereçadas informações e trabalhos que envolvem o tema da Corrosão Interna e Uniforme e das classificações dos modelos preditivos, e sumarizados os parâmetros de entrada, unidades empregadas e limites operacionais dos principais modelos presentes na indústria (NORSOK, OLI e Predict), os quais se dividem entre as atividades de Modelagem da Tensão de Cisalhamento na Parede da Tubulação e do pH e de Predição da Taxa de Corrosão. Os resultados da aplicação dos modelos em casos operacionais da literatura são discutidos em busca de perspectivas acerca das incertezas dos modelos. Nos três casos práticos trabalhados, as falhas de operação foram avaliadas de forma retroativa pelos modelos, permitindo o discernimento quanto às limitações de aplicação destes. Os resultados de uma Análise de Sensibilidade complementar à esta aplicação dos modelos são apresentados, fornecendo uma primeira avaliação do impacto dos parâmetros de entrada na predição. Ao fim, encontram-se endereçados os trabalhos em desenvolvimento para utilização dos modelos comerciais junto à atividade de Cálculo da Vida Remanescente de uma Tubulação por meio da Confiabilidade Estrutural.

Palavras-Chave: Avaliação da Corrosão Interna e Uniforme; Modelos de Predição da Corrosão; Análise de Sensibilidade; Tubulações de Aço Carbono para Transporte de Petróleo e Gás Natural; Agentes Corrosivos CO_2 e H_2S .

1. OBJETIVO

Este resumo estendido tem sua finalidade desmembrada em três objetivos. O primeiro consiste em endereçar as discussões acerca da Corrosão Interna e Uniforme em tubulações de aço carbono, do seu consequente impacto na indústria petrolífera e da sua predição por meio dos modelos de corrosão. O segundo corresponde à realização da sumarização das principais classificações, características e parâmetros de entrada dos modelos preditivos trabalhados e das discussões referentes às aplicações dos modelos em casos práticos da literatura, os quais permitem a comparação entre os modelos e avaliações preliminares de sensibilidade dos parâmetros de entrada, da incerteza de predição e das limitações dos modelos. As análises endereçadas contemplam o cumprimento do terceiro objetivo que consiste na delegação dos trabalhos em desenvolvimento cujo propósito é implementar os modelos numa atividade de Cálculo da Vida Remanescente de Tubulação.

2. DESCRIÇÃO – Corrosão Interna e Uniforme em Tubulações de Equipamentos Submarinos, Modelos Comerciais de Predição da Taxa de Corrosão, Comparativo dos Modelos Trabalhados e Casos Operacionais da Indústria de Óleo e Gás Presentes na Literatura

A corrosão se apresenta como um fator de grande impacto econômico e ambiental nas diferentes áreas da indústria de um país, contabilizando um custo anual estimado entre 3 a 5% do produto interno bruto dos países desenvolvidos, se dividindo entre custos corretivos, preventivos e indiretos.[1] Esta é identificada pela Análise Quantitativa de Risco de Li, Chen and Zhu como o principal fator de risco capaz de levar tubulações da indústria petrolífera à falha – vazamento.[2] Reforçando este fato, a corrosão engloba 36% da distribuição acumulada de falha destas tubulações, estimativa que aumenta expressivamente para 80% quando consideradas apenas falhas durante a operação.[2 – 5] A corrosão pode ser definida como um processo eletroquímico de degradação que contempla diferentes mecanismos, sendo passível de ocorrência em ambas as superfícies externa e interna de tubulações de equipamentos submarinos da indústria de óleo e gás, as quais são em sua maioria fabricadas em aços carbono de baixa liga, principalmente da família API 5L, escolha material necessária para propiciar a viabilidade econômica dos projetos.[6 – 8] Dentre os mecanismos que compõe o processo global de corrosão, este trabalho apresenta ênfase na Corrosão Interna e Uniforme (também chamada de Corrosão Generalizada, Corrosão por $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ ou Corrosão *Sweet/Sour*), a qual se destaca alarmantemente compondo as estatísticas de impacto industrial da corrosão apresentadas. A ênfase pode ser explicada pelo fato da Corrosão Interna e Uniforme (posteriormente tratada apenas como Corrosão Uniforme ou Corrosão) ser comumente considerada como o mecanismo de corrosão de maior difusão nas tubulações citadas e consequentemente o de maior razão incidência-impacto, além de ser o principal ou único mecanismo corrosivo avaliado pelos modelos de corrosão.[9 – 12] Este mecanismo culmina em perda de espessura generalizada ao longo das tubulações causada pela presença de agentes corrosivos em contato com água produzida e/ou condensada na composição dos fluidos multifásicos inerentes às tubulações, dos quais se destacam CO_2 e H_2S . [8, 13, 14] Nota-se que a priorização da preocupação com a superfície interna das tubulações nas Avaliações de Risco pode também ser justificada pelos avanços apresentados na redução da Corrosão Externa devido às boas políticas de aplicação e/ou inspeção de revestimentos anticorrosivos e/ou proteção catódica nas superfícies externas, os quais contrastam com elevados registros de falha devido à Corrosão Interna (a qual engloba entre outras a Corrosão Uniforme) apresentados pelas bases de dados de falha de equipamentos submarinos.[2, 3, 15] No entanto, apesar da priorização da Corrosão Uniforme por este trabalho e pelos modelos preditivos, especial atenção deve ser fornecida aos demais processos corrosivos em atividades de Gerenciamento Global do Risco para tubulações, dos quais se destaca o mecanismo de Corrosão Localizada por Pites. Este mecanismo, apesar de pouco ou nada explorado pelos modelos preditivos, é considerado por diversos autores como o mais difundido e insidioso em tubulações *offshore*, sendo de difícil detecção e tido como um dos mecanismos de corrosão de cinética mais rápida.[2, 16]

Diferentes modelos foram desenvolvidos ao longo das últimas décadas com a intenção de realizar predições de Taxas de Corrosão para tubulações industriais de transporte de óleo e gás. Muitos desses modelos se tornaram comerciais.[12] Estes tem o objetivo principal de fornecer aos profissionais da área a possibilidade de adotar contramedidas eficazes a tempo de evitar a ocorrência de acidentes catastróficos causados pela Corrosão Uniforme.[2, 12] Desde os modelos pioneiros desenvolvidos por De Waard e Willians[17, 18] até os modernos há o predomínio na ênfase do ataque pelo contaminante CO_2 , o qual é usualmente considerado como o principal agente corrosivo. Seguindo os fundamentos teóricos, os modelos podem ser classificados de acordo

com suas formulações em empíricos, semiempíricos ou mecanísticos.[12] A grande parte dos modelos se enquadram nas duas primeiras classificações, sendo estes restritos a escopos de aplicação limitados, os quais são baseados em regressões de dados experimentais (mais comum) e/ou operacionais, com baixa capacidade de extrapolação.[13] Os modelos mecanísticos se tornaram o foco das pesquisas de avanços em modelos preditivos com a intenção de diminuir as restrições através do embasamento em fundamentos físico-químicos dos sistemas, os quais são adaptáveis para diferentes sistemas e em sua maioria são analisados pela resolução por métodos das diferenças finitas de equações diferenciais parciais que descrevem as reações eletroquímicas de corrosão entre os agentes corrosivos e os metais, as reações químicas das fases do fluido multifásico e os processos de transferência de massa. Esta metodologia costuma apresentar validação posterior com dados de corrosão vindos do campo.[12 – 14] Os modelos também podem ser classificados entre conservadores e não-conservadores de acordo com os resultados apresentados em diferentes aplicações.[10] Os graus de conservadorismo dos resultados são frutos das considerações e premissas adotadas para diferentes fenômenos/fatores que compõe a modelagem preditiva da corrosão, dos quais são citados os principais: Efeito de Cobertura Superficial pela Água Produzida ou Condensada, Efeito de Cobertura Superficial pelo Óleo, Efeito da Análise de Água e das correspondentes Formações de Películas Protetoras de Produtos de Corrosão, Efeito do pH na Corrosão, Efeito dos Ácidos Orgânicos no pH e na Corrosão, Efeito do H_2S na Corrosão, Cálculos acerca do Fluxo Multifásico e Efeito do Material Metálico utilizado na Modelagem.[13, 14]

Foram adquiridos para este estudo os Modelos Comerciais NORSOK, Predict e OLI, sendo eles os mais difundidos na indústria de óleo e gás, dos quais os dois primeiros são classificados devido às formulações como empíricos enquanto o último é definido mecanístico.[12] O Modelo NORSOK M-506: 2017, tido como o de documentação mais transparente, tem seu modelo apresentado pela Norma NORSOK M-506: 2017[19], é categorizado como conservador, cobre apenas sistemas em que o CO_2 se configura como o agente corrosivo, fazendo com que o modelo tenha uso limitado para situações nas quais o H_2S e os Ácidos Orgânicos se configuram com papéis importantes.[10] A presença de Ácidos Orgânicos não causa limitações neste modelo, mas casos com concentrações superiores a 100 ppm e Pressões Parciais de CO_2 inferiores a 0,5 bar configuram situações de grande impacto dos ácidos, para as quais registram-se chances de Subpredição. Já casos com presença de H_2S registrando Pressão Parcial de H_2S acima de 0,05 bar ou razão de Pressões Parciais de CO_2 e H_2S inferiores 20 impõe limitações de funcionalidade para o modelo. O modelo prevê a Modelagem de pH de acordo com o fornecimento dos parâmetros de entrada Temperatura ($^{\circ}C$ ou $^{\circ}F$), Pressão Total (bar ou psi), Percentual Molar/Fugacidade do CO_2 na Fase Gasosa (%molar ou bar), Alcalinidade Total (ppm ou mM), Ácido Acético Total (ppm ou mM) e Força Iônica ou Salinidade (g/L ou M) nos respectivos limites: 5–150 $^{\circ}C$, 1–1000 bar, 0–50 bar, 0–20000 ppm, 0–20000 ppm e 0–175 g/L. A Modelagem Simples da Tensão de Cisalhamento (Cálculo de Maior Acurácia não é usual, mas é possível através de função de suporte) é possível dados os parâmetros Temperatura ($^{\circ}C$ ou $^{\circ}F$), Pressão Total (bar ou psi), Velocidade Superficial/Fluxo do Líquido (m/s ou Sm^3/dia), Velocidade Superficial/Fluxo do Gás (m/s ou MSm^3/dia), Corte da Água (%) e Diâmetro Interno da Tubulação (mm) nos respectivos limites: 5–150 $^{\circ}C$, 1–1000 bar, 0–20 m/s, 0–40 m/s, 0–100% e sem limite definido para o diâmetro. A consequente atividade de Predição da Taxa de Corrosão é resultante da apresentação dos parâmetros Temperatura ($^{\circ}C$ ou $^{\circ}F$), Pressão Total (bar ou psi), Percentual Molar/Fugacidade do CO_2 na Fase Gasosa (%molar ou bar), Tensão de Cisalhamento (Pa) e pH, nos respectivos limites: 5–150 $^{\circ}C$, 1–1000 bar, 0,09–10 bar, 1–150 m/s e 3,5–6,5.[19] O Modelo Predict 7.1, apresentado pelo Manual do Usuário[20], é classificado como não-conversador, prevê o CO_2 como principal agente corrosivo, mas apresenta premissas que garantem forte Efeito do H_2S na Corrosão. O uso deste modelo deve ser cauteloso para casos com grandes concentrações de Ácido Acético, visto a consideração apenas do Acetato como parâmetro de entrada dos Ácidos Orgânicos no modelo, o que costuma ocasionar em bruscas variações na Modelagem de pH cujos efeitos conduzem a fortes variações na Taxa de Corrosão devido ao grande Efeito do pH na Corrosão para este modelo. A Modelagem de pH é resultante dos parâmetros de entrada Temperatura ($^{\circ}C$ ou $^{\circ}F$), Pressão Total (bar ou psi), Percentual Molar/Pressão Parcial do CO_2 na Fase Gasosa (%molar ou bar), Percentual Molar/Pressão Parcial do H_2S na Fase Gasosa (%molar ou bar), Concentrações dos Íons Cloreto, Bicarbonato, Acetato (ppm) e Oxigênio (ppb) e Força Iônica ou Salinidade (M) nos respectivos limites: 0–260 $^{\circ}C$, 0–689,47 bar, 0–689,47 bar, 0–689,47 bar, sem limites definidos para os íons Cloreto, Bicarbonato e Acetato, 0–1000 ppb, 0–10 M. A Modelagem da Tensão de Cisalhamento (Cálculo de Maior Acurácia não é usual, mas é possível através de função de suporte) e consequente Predição da Taxa de Corrosão são resultados dos parâmetros de entrada Temperatura ($^{\circ}C$ ou $^{\circ}F$), Pressão Total (bar ou psi), Fluxo de Água (m^3/dia ou bbls/dia), Fluxo de Gás (MSm^3/dia , m^3/s , MMSCFD ou acfm), Fluxo de Óleo (m^3/dia ou

bbbs/dia), Diâmetro Interno da Tubulação (cm ou polegadas), Percentual Molar/Pressão Parcial do CO₂ na Fase Gasosa (%molar ou bar) e Percentual Molar/Pressão Parcial do H₂S na Fase Gasosa (%molar ou bar) nos respectivos limites: 0–260°C, 0–689,47 bar, sem limites definidos pros fluxos de produção, 1,27–152,4 cm, 0–689,47 bar e 0–689,47 bar.[20] O Modelo OLI Studio V.10, baseado nos trabalhos pioneiros de Anderko e Young[21] e Anderko[22], é apresentado pelo Guia de Referência[23] e não tem classificação definida quanto ao seu conversadorismo, visto a grande abrangência de aplicação deste modelo com transientes comportamentos de resultados, sendo esta magnitude de aplicação advinda da possibilidade de modelagem robusta de cada uma das fases com diferentes componentes químicos. Este modelo não apresenta distinção entre as atividades de Modelagem de pH e Predição da Taxa de Corrosão, não apresenta Modelagem da Tensão de Cisalhamento, necessitando da entrada direta do parâmetro ou da Velocidade do Fluxo/da Mistura Multifásica e mostra-se como o mais completo e preciso modelador das fases dentre os modelos comerciais, apresentando comumente os melhores resultados de Modelagem de pH *in situ*. Resultados de pH e de Taxa de Corrosão podem ser obtidos do modelo através dos parâmetros de entrada Temperatura, Pressão Total, Composição Química e Fluxos de Produção das Fases Aquosa, Gasosa e/ou Óleo e Diâmetro Interno da Tubulação e Velocidade do Fluxo Multifásico ou Tensão de Cisalhamento. A entrada destes parâmetros se torna possível através de uma vasta gama de unidades. Os limites operacionais dos parâmetros não são definidos nos documentos do *software*, tendo sido apresentados pela empresa OLI Systems com critério de confidencialidade comercial. O Modelo têm como diferenciais a Definição da Superfície Metálica da Tubulação (29 ligas disponíveis das quais 4 são de aço carbono de baixa liga) e a Definição pela Formação e Participação das Películas Protetoras (cujo efeito pode ser removido).[23]

Os casos operacionais analisados neste estudo pela aplicação dos modelos e posterior Análise de Sensibilidade (preliminar e com consideração de independência dos parâmetros de entrada) são advindos de uma análise complementar entre os trabalhos de Gabetta e Margarone[9] e Balostro, Restelli e Gabetta[10]. Os chamados Caso 1, Caso 2 e Caso 3 (apresentados em igual ordem por Gabetta e Margarone[9]) apresentam tubulações com finalidades de transporte de gás úmido não tratado para os dois primeiros casos e de óleo cru para o terceiro, cujas respectivos tempos de operação até a constatação de falha(s), posição da falha(s), comprimentos, diâmetros, espessuras e tipo de aço carbono das tubulações são: 23 anos, saída *onshore* da tubulação, 20,0 km, 25,40 cm, 11,13 mm e API 5L X52; 13 anos, entrada *offshore* da tubulação, 38,6 km, 45,72 cm, 12,70 mm e API 5L X60; e 2 anos, falha generalizada ao longo da tubulação devido à perda de espessura, 3,0 km, 15,24 cm, 6,50 mm e API 5L Gr. B. Nenhum dos casos apresentados apresenta presença do agente corrosivo H₂S e nem de Ácidos Orgânicos. Os três casos apresentam dados suficientes para a simulação por parte dos três modelos do escopo do projeto, tendo sido necessários cálculos de estimativa dos Fluxos das Fases e uma composição química padrão de óleo para o Caso 3. A Tabela 1 apresenta uma porção dos dados para certos anos e regiões ao longo da operação dos três casos somados à resultados de Modelagem de pH pelo OLI e de Tensão de Cisalhamento (S) pelo Predict, os quais se configuram como os mais precisos nas respectivas atividades, nestes casos.

Tabela 1 – Exemplificação de Dados para os Casos Operacionais 1, 2 e 3 advindos de tratamento dos dados apresentados nos trabalhos de Gabetta e Margarone[9] e Balostro, Restelli e Gabetta[10].

Caso	Ano de Operação	Temperatura (°C)	Pressão Total (bar)	Percentual Molar de CO ₂ na Fase Gasosa (% molar)	pH [OLI]	S [Predict]
1	1995	28	70,7	0,27%	6,258	39,985
1	2003	22,7	35,0	0,40%	6,230	4,011
2	2005	19,0	25,0	0,08%	Sem dados da Análise de Água	1,414
3	2004	27,0	30,0	73,00%	4,734	0,525
3	2006	27,0	30,0	73,00%	4,336	0,377

3. RESULTADOS OBTIDOS, DISCUSSÕES E CONCLUSÕES

Os resultados de Taxa de Corrosão obtidos pela aplicação do Modelo NORSOK nos cinco exemplos de dados dos casos práticos da Tabela 1 são 0,25, 0,17, 0,12, 17,00 e 17,00 mm/ano, respectivamente, contra 0, 0, 0, 2,43 e 2,61 mm/ano do Modelo Predict e 0,243, 0,111, 0,132, 2,290 e 4,666 mm/ano do Modelo OLI.

Estes resultados seguem as classificações de conservadorismo apresentadas e remetem à conclusão de que as limitações quanto ao foco dos modelos para a Corrosão Interna e Uniforme causada por CO₂ apresentadas no tópico Descrição não tiveram interferências nestes casos específicos, visto a vigência do CO₂ como agente corrosivo único devido à ausência de H₂S e Ácidos Orgânicos nos casos. No entanto, estas aplicações ressaltam possíveis problemas para casos nos quais outras espécies impactantes na corrosão, como H₂S, O₂ e Ácidos Orgânicos, ou outros mecanismos de corrosão, como a Corrosão Localizada por Pites, se tornem notáveis. Nota-se que modelos que corrigem a evolução da Taxa de Corrosão de acordo com a presença de Ácidos Orgânicos e/ou de H₂S vêm sendo considerados como de crucial importância e estão sendo avaliados pelas empresas petrolíferas, como é o caso do Modelo PetroCorr em desenvolvimento pela PETROBRAS. Nota-se também que o Modelo OLI apresenta de resultados quantitativos de Densidade de Corrente nos pontos de máximos ataques localizados por Pites, enquanto o Modelo Predict apresenta resultados qualitativos para este tipo de ataque, os quais não se mostram eficazes para resolver 100% a limitação estabelecida. Além disso, as manipulações dos dados operacionais e resultados remetem às conclusões sobre outras duas limitações dos modelos, as quais são caracterizadas como principais e consistem nas apresentações por parte dos modelos trabalhados e comerciais existentes apenas de resultados de predição instantâneos e pontuais (numa dada Geratriz ou Ponto da Tubulação com as determinadas condições operacionais) da Taxa de Corrosão. Estas limitações tornam os modelos isoladamente incapazes de capturar as condições operacionais e composições químicas dinâmicas que são apresentadas ao longo da vida de um poço produtor, conforme a variação anual registrada na Tabela 1 para o Caso 1 e 3.

Os resultados da Análise de Sensibilidade dos Parâmetros de Entrada dos Modelos Preditivos aplicados aos casos práticos constataram grande sensibilidade de todos os modelos preditivos às variações no parâmetro pH (com os demais parâmetros constantes). Este resultado mostrou-se constatado nos três casos práticos, cujo parâmetro pH apresentou grande destaque perante os demais parâmetros básicos presentes na atividade de Predição da Taxa de Corrosão.

As limitações instauradas neste trabalho remetem às necessidades de trabalhos futuros por parte desta equipe de estudo para viabilizar a atividade de Cálculo da Vida Remanescente de uma tubulação de um determinado poço produtor da indústria de óleo e gás por meio de uma Análise de Confiabilidade Estrutural. Esta atividade prevê como objetivo final Políticas de Inspeção e Manutenção Otimizadas para os determinados poços. Para isso, torna-se necessário o desenvolvimento de ferramentas complementares aos modelos preditivos comerciais capazes de tornar estes aptos à realização de predição ao longo do tempo e do espaço, quando necessário. Estes objetivos estão em desenvolvimento e se concentram na teoria do Delineamento Experimental Fatorial para a obtenção de predições temporais de Taxa de Corrosão.

4. REFERÊNCIAS:

- [1] M.H. Abbas, R. Norman, A. Charles, Neural network modelling of high pressure CO₂ corrosion in pipeline steels, *Process Saf. Environ. Prot.* 119 (2018) 36–45. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2018.07.006>.
- [2] X. Li, G. Chen, H. Zhu, Quantitative risk analysis on leakage failure of submarine oil and gas pipelines using Bayesian network, *Process Saf. Environ. Prot.* 103 (2016) 163–173. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2016.06.006>.
- [3] R. Abubakirov, M. Yang, N. Khakzad, A risk-based approach to determination of optimal inspection intervals for buried oil pipelines, *Process Saf. Environ. Prot.* 134 (2020) 95–107. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2019.11.031>.
- [4] A. Shamsa, R. Barker, Y. Hua, E. Barmatov, T.L. Hughes, A. Neville, Impact of corrosion products on performance of imidazoline corrosion inhibitor on X65 carbon steel in CO₂ environments, *Corros. Sci.* 185 (2021) 109423. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2021.109423>.
- [5] M.N. Rahuma, B. Kannan, Corrosion in Oil and Gas Industry: A Perspective on Corrosion Inhibitors, *J. Mater. Sci. Eng.* 03 (2014) 4172. <https://doi.org/10.4172/2169-0022.1000e110>.
- [6] Norwegian Oil Industry Association and the Federation of Norwegian Industry, NORSOK STANDARD M-001: 2014 Material Selection, 2014.
- [7] American Petroleum Institute, Specification for Line Pipe, 2004.
- [8] M.E. Mohyaldin, N. Elkhatab, M.C. Ismail, Coupling norsok CO₂ corrosion prediction model with pipelines thermal/hydraulic models to simulate CO₂ corrosion along pipelines, *J. Eng. Sci. Technol.* 6 (2011) 709–719.

- [9] G. Gabetta, M. Margarone, CORROSION AND FLOW MODELS PREDICTIONS COMPARED USING CASE HISTORIES, NACE - Int. Corros. Conf. Ser. (2007) 1–13.
- [10] V. Balostro, A. Restelli, G. Gabetta, Modelli per la previsione della corrosione da CO₂: Confronto e applicazione a casi reali, Metall. Ital. 104 (2012) 37–43.
- [11] S. Olsen, CO₂ CORROSION PREDICTION BY USE OF THE NORSOK M-506 MODEL – GUIDELINES AND LIMITATIONS, (2003) 1–12.
- [12] Y.Y. Li, G.Y. Zhu, B.S. Hou, Q.H. Zhang, G.A. Zhang, A numerical model based on finite element method for predicting the corrosion of carbon steel under supercritical CO₂ conditions, Process Saf. Environ. Prot. 149 (2021) 866–884. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2021.03.030>.
- [13] R. Nyborg, CO₂ CORROSION MODELS FOR OIL AND GAS PRODUCTION SYSTEMS, NACE - Int. Corros. Conf. Ser. (2010).
- [14] S. Nešić, Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines - A review, Corros. Sci. 49 (2007) 4308–4338. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2007.06.006>.
- [15] OREDA Participants, S.I. Management, D.N.V. (DNV), OREDA - Offshore Reliability Data Handbook Volume 2 - Subsea Equipment, 2015.
- [16] E. Arzaghi, B.H. Chia, M.M. Abaei, R. Abbassi, V. Garaniya, Pitting corrosion modelling of X80 steel utilized in offshore petroleum pipelines, Process Saf. Environ. Prot. 141 (2020) 135–139. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2020.05.024>.
- [17] C. De Waard, D.E. Milliams, Carbonic Acid Corrosion of Steel, NACE - Int. Corros. Conf. Ser. 31 (1975).
- [18] C. De Waard, U. Lotz, A. Dugstad, INFLUENCE OF LIQUID FLOW VELOCITY ON CO₂ CORROSION: A SEMI-EMPIRICAL MODEL, NACE - Int. Corros. Conf. Ser. (1995).
- [19] Norwegian Oil Industry Association and the Federation of Norwegian Industry, NORSOK M-506: 2017 (Revision 3) CO₂ corrosion rate calculation model, 2017.
- [20] Honeywell International, Predict ® 7.1 User Manual, 2018.
- [21] A. Anderko, R. Young, Simulation of CO₂ / H₂S Corrosion Using Thermodynamic and Electrochemical Models, NACE - Int. Corros. Conf. Ser. (1999) 1–19.
- [22] A. Anderko, SIMULATION OF FeCO₃ / FeS SCALE FORMATION USING THERMODYNAMIC AND ELECTROCHEMICAL MODELS, NACE - Int. Corros. Conf. Ser. (2000).
- [23] OLI Systems Inc, REFERENCE GUIDE TO OLI Studio: Corrosion Analyzer V10, 2020.