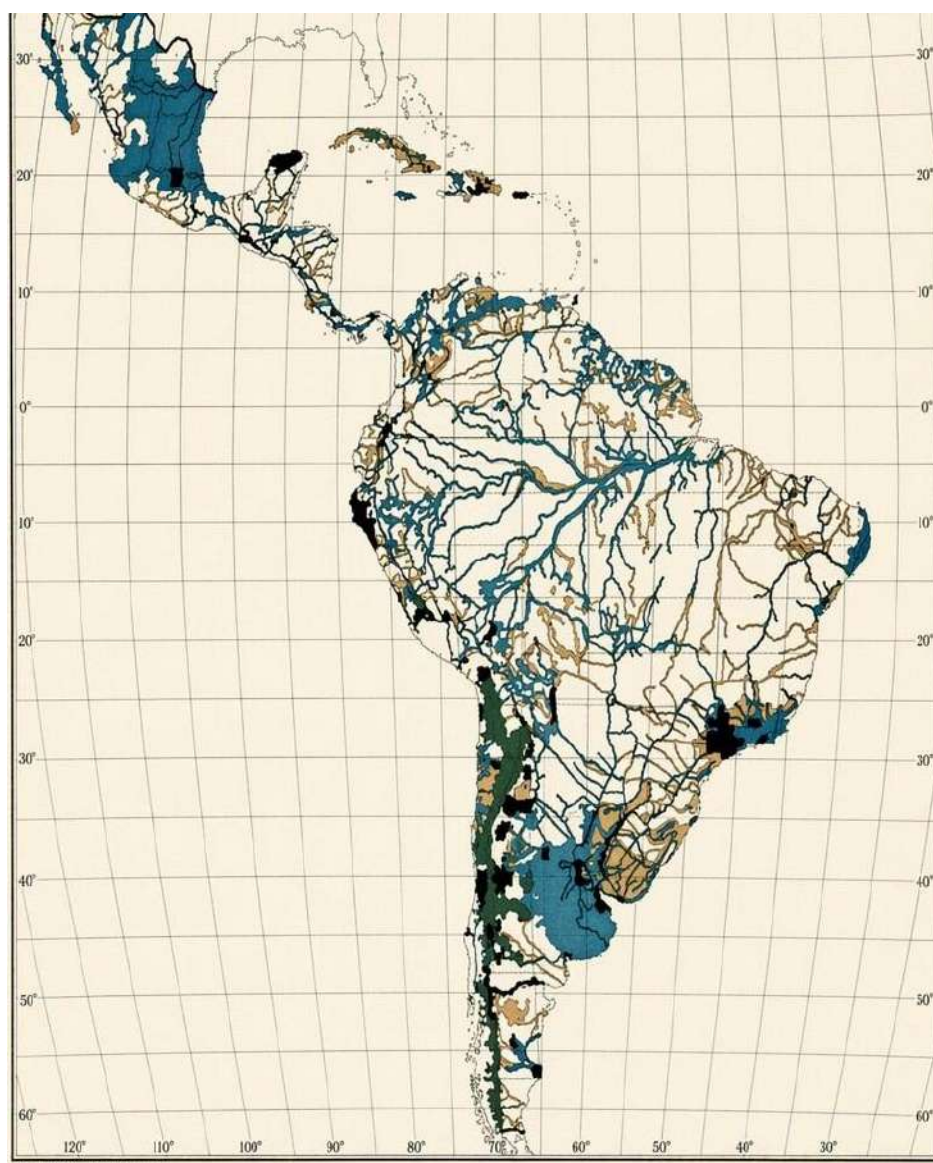


Revista Latinoamericana de Difusión Científica



Volumen 8 - Número 15
Julio – Diciembre 2026
Maracaibo – Venezuela

Evaluación integral de la corrosión en redes primarias de gas natural: Análisis de las tecnologías para la detección de discontinuidades en el revestimiento

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.21482810>

Franklin Chura Troche*

RESUMEN

Este artículo desarrolla un análisis de las tecnologías empleadas para la detección de discontinuidades en el revestimiento de tuberías de acero. Inicialmente, se examinan los principales sistemas de recubrimiento utilizados en ductos enterrados, así como los mecanismos físicos, mecánicos, químicos y ambientales responsables de su deterioro y su relación con el inicio de los procesos corrosivos. Posteriormente se analiza las fortalezas y limitaciones de las técnicas de inspección directa como Close Interval Potencial Survey (CIPS), Direct Current Voltage Gradient (DCVG), Alternating Current Voltage Gradient (ACVG) y Pipeline Current Mapper (PCM), complementándolas con tecnologías de inspección interna, entre ellas Magnetic Flux Leakage (MFL), Ultrasonic Testing (UT) y Electromagnetic Acoustic Transducer (EMAT). El estudio evidencia que ninguna de estas metodologías proporciona, de manera independiente, una caracterización completa del estado de integridad del ducto, por lo que su aplicación debe realizarse de forma complementaria. Asimismo, se destaca el potencial de herramientas emergentes, como los sistemas de información geográfica, la inteligencia artificial, el aprendizaje automático y los gemelos digitales, para integrar información técnica, ambiental y operacional dentro de modelos predictivos de corrosión. Finalmente, se sostiene que la adopción de modelos integrales de evaluación constituye una alternativa técnicamente viable para incrementar la confiabilidad, prolongar la vida útil de los ductos y consolidar una gestión predictiva de la integridad de las redes primarias de gas natural.

PALABRAS CLAVE: Corrosión externa, Integridad de ductos, Discontinuidades del revestimiento, Protección catódica, Redes primarias.

*Profesor de la Universidad Mayor de San Andrés, Bolivia. ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-6683-1548>. E-mail: franklinchura22@gmail.com

Comprehensive Corrosion Assessment of Primary Natural Gas Distribution Networks: An Analysis of Technologies for Coating Discontinuity Detection

ABSTRACT

This article presents an analysis of the technologies used to detect coating discontinuities in steel pipelines. First, it examines the main coating systems applied to buried pipelines, as well as the physical, mechanical, chemical, and environmental mechanisms responsible for their deterioration and their relationship with the onset of corrosion processes. Subsequently, the strengths and limitations of direct inspection techniques, including Close Interval Potential Survey (CIPS), Direct Current Voltage Gradient (DCVG), Alternating Current Voltage Gradient (ACVG), and Pipeline Current Mapper (PCM), are analyzed and complemented with internal inspection technologies such as Magnetic Flux Leakage (MFL), Ultrasonic Testing (UT), and Electromagnetic Acoustic Transducer (EMAT). The study demonstrates that none of these methodologies, when applied independently, provides a comprehensive assessment of pipeline integrity. Therefore, their implementation should be considered as part of a complementary inspection strategy. Furthermore, the potential of emerging technologies, such as Geographic Information Systems (GIS), artificial intelligence, machine learning, and digital twins, is highlighted for integrating technical, environmental, and operational data into predictive corrosion models. Finally, it is argued that the adoption of comprehensive assessment frameworks represents a technically sound approach to improving pipeline reliability, extending service life, and advancing predictive integrity management of primary natural gas distribution networks.

KEYWORDS: External corrosion, Pipeline integrity, Coating discontinuities, Cathodic protection, Primary natural gas distribution networks.

Introducción

La integridad de las redes primarias de distribución de gas natural constituye un elemento esencial para garantizar la continuidad del suministro energético, la seguridad de la población y la sostenibilidad de la infraestructura de transporte. La corrosión externa de las tuberías de acero representa uno de los mecanismos de degradación más críticos, debido a que ocasiona pérdida progresiva de espesor, disminución de la resistencia mecánica e incremento del riesgo de fuga de gas. Aunque la implementación de revestimientos dieléctricos y sistemas de protección catódica contribuye a reducir estos eventos, la evidencia operacional demuestra que las discontinuidades del revestimiento

continúan siendo el principal punto de inicio de los procesos corrosivos. En consecuencia, la gestión moderna de la integridad ha evolucionado desde acciones correctivas hacia modelos preventivos fundamentados en el monitoreo continuo, la evaluación del riesgo y la integración de múltiples fuentes de información para anticipar el deterioro y optimizar las estrategias de mantenimiento (Wasim y Djuckic, 2022; Farh y Ben, 2022).

El desempeño de un revestimiento no depende exclusivamente de las propiedades del material, sino también de las condiciones presentes durante la fabricación, transporte, almacenamiento, instalación y operación de la tubería. Factores como impactos mecánicos, defectos de fabricación, envejecimiento del recubrimiento, movimientos diferenciales del terreno y exposición a ambientes agresivos favorecen la aparición de fisuras, desprendimientos y porosidades que reducen la capacidad aislante del revestimiento. Estas discontinuidades permiten el contacto del acero con el suelo, facilitando el desarrollo de reacciones electroquímicas, evolucionan hacia procesos de corrosión localizada o generalizada. Por ello, la detección temprana de defectos en el revestimiento constituye uno de los componentes más importantes de los programas de gestión de integridad, al permitir intervenciones preventivas antes de que el deterioro comprometa la confiabilidad operacional del sistema (Varela, Tam y Forsyth, 2015; Thompson y Saithala, 2016).

Con el propósito de identificar oportunamente estas discontinuidades, durante las últimas décadas se han desarrollado diversas tecnologías de inspección indirecta, entre las que destacan Close Interval Potencial Survey (CIPS), Direct Current Voltage Gradient (DCVG), Alternating Current Voltage Gradient (ACVG) y Pipeline Current Mapper (PCM). Estas metodologías permiten evaluar el desempeño de la protección catódica, localizar defectos del revestimiento y establecer prioridades de excavación con un elevado nivel de confiabilidad. No obstante, su alcance continúa siendo limitado cuando se aplican de manera independiente, debido a que la evolución de la corrosión está condicionada por la interacción simultánea de variables ambientales, geotécnicas y operacionales que estas técnicas no incorporan de forma explícita. En consecuencia, la evaluación basada únicamente en inspecciones periódicas puede generar incertidumbre respecto al comportamiento futuro del ducto, particularmente en las regiones donde las características del suelo presentan elevada variabilidad espacial (Wang y Castaneda, 2021; Wasim y Djukic, 2022).

La creciente complejidad de los sistemas de transporte y distribución de gas natural ha impulsado el desarrollo de nuevos enfoques para la gestión de la integridad, orientados a integrar información técnica, ambiental y operacional dentro de un mismo proceso de análisis. Desde esta perspectiva, la corrosión deja de interpretarse como un fenómeno exclusivamente asociado a defectos del revestimiento y pasa a entenderse como el resultado de la interacción dinámica entre el estado de la tubería, la eficiencia de la protección catódica y las condiciones del entorno. Este cambio conceptual constituye la base para el desarrollo de modelos de evaluación integral que mejoran la precisión del diagnóstico, optimizan la toma de decisiones y fortalecen la confiabilidad de las redes primarias de distribución de gas natural.

El avance tecnológico ha transformado la evaluación de la integridad de tuberías mediante la incorporación de herramientas de inspección interna como Magnetic Flux Leakage (MFL), Ultrasonic Testing (UT) y Electromagnetic Acoustic Transducer (EMAT), así como sensores de fibra óptica, plataformas de monitoreo remoto e inteligencia artificial. Estas tecnologías permiten detectar pérdidas de espesor, grietas y otros defectos con mayor precisión, además de generar información en tiempo real contribuyendo a las estrategias de mantenimiento predictivo. Sin embargo, la evidencia científica demuestra que ninguna tecnología, utiliza de forma aislada, explica la complejidad del fenómeno corrosivo, debido a la interacción entre factores metalúrgicos, ambientales, geotécnicos y operaciones que condicionan la degradación de las tuberías (Wasim y Djukic, 2022; Velásquez, Hernandez, Terán y Capula, 2022).

La tendencia internacional se orienta hacia modelos de evaluación integral que articulen la información obtenida mediante técnicas de inspección con variables como la resistividad del suelo, humedad, pH, temperatura, topografía, uso del suelo y desempeño de la protección catódica. La integración de estos datos mediante sistemas de información geográfica, modelos probabilísticos y algoritmos de aprendizaje automático favorece la identificación de zonas críticas, mejora la predicción del riesgo de corrosión y optimiza la planificación del mantenimiento basado en condición (Li y Zhang, 2023; Wang y Castaneda, 2021).

El propósito de este trabajo es sostener que la gestión de la corrosión en redes primarias de gas natural debe evolucionar hacia un sistema de evaluación integral que combine tecnologías de detección de discontinuidades con variables ambientales y

operacionales. Este enfoque permitirá reducir la incertidumbre en el diagnóstico, fortalecer la toma de decisiones y contribuir al desarrollo de estrategias de mantenimiento más eficientes, seguras y sostenibles, proporcionando además una base conceptual para futuras investigaciones orientadas a la gestión predictiva de la integridad de ductos.

1. Recubrimiento de tuberías de acero

Los recubrimientos externos constituyen la primera barrera de protección de las tuberías de acero utilizadas en redes primarias de distribución de gas natural, ya que aíslan la superficie metálica del medio circundante y reducen significativamente la probabilidad de que se desarrollen procesos electroquímicos de corrosión. Su desempeño, complementado por los sistemas de protección catódica, ha permitido incrementar la vida útil de los ductos y disminuir la ocurrencia de fallas por pérdida de espesor. Sin embargo, la efectividad del sistema depende tanto de las propiedades del recubrimiento como de la calidad de su aplicación, las condiciones ambientales y las tensiones mecánicas a las que es sometido durante todo el ciclo de vida del ducto. En consecuencia, la selección del recubrimiento debe considerar las características del suelo, las condiciones de operación y la vida útil esperada del sistema de tuberías, aspectos fundamentales para garantizar una protección duradera (Farh y Ben, 2022; Thompson y Saithala, 2016).

Entre los recubrimientos más empleados en tuberías enterradas se tiene al polietileno tricapa (3LPE) y el polipropileno tricapa (3LPP), ampliamente utilizados por su elevada resistencia mecánica, excelente adherencia y baja permeabilidad al agua. Asimismo, el epóxico adherido por fusión (Fusión Bonded Eposy, FBE) constituye uno de los sistemas más difundidos debido a su buena resistencia química y elevada adherencia al acero, aunque presenta menor resistencia al impacto que los recubrimientos multicapa. Otros materiales, como las cintas de polietileno, esmaltes asfálticos, alquitrán de hulla y recubrimientos líquidos de poliuretano o epóxicos, continúan empleándose principalmente en rehabilitación o mantenimiento de tuberías existentes. La selección de estos sistemas depende de factores como temperatura de operación, agresividad del suelo, esfuerzos mecánicos, costos de instalación y requerimientos de mantenimiento (Papavinasam, 2014; Thompson y Saithala, 2016).

A pesar de los avances alcanzados en el desarrollo de recubrimientos, su deterioro continúa siendo una de las principales causas del inicio de la corrosión externa. Los daños pueden originarse durante el transporte, almacenamiento e instalación de la tubería, cuando golpes, abrasión o manipulación inadecuada generan fisuras o desprendimientos que comprometen la continuidad del recubrimiento. De igual forma, defectos de fabricación, contaminación superficial antes de la aplicación, espesores insuficientes o procesos de curado inadecuados disminuyen la adherencia y favorecen la formación de discontinuidades. Durante la operación, el envejecimiento natural del material, los movimientos diferenciales del terreno, la expansión y contracción térmica, la presencia de raíces, excavaciones de terceros y la acción de microorganismos contribuyen progresivamente al deterioro del revestimiento. En determinados casos, inclusive una sobreprotección catódica puede inducir el fenómeno de desprendimiento catódico, reduciendo la adherencia del recubrimiento y facilitando el ingreso de humedad hacia la superficie metálica (Funke, 1997; Wasim y Djukic, 2022).

La aparición de una discontinuidad en el recubrimiento modifica el comportamiento electroquímico de la tubería al permitir el contacto directo entre el acero y el electrolito presente en el suelo. Bajo estas condiciones, la protección catódica debe concentrar su acción sobre las áreas expuestas; sin embargo, cuando la superficie dañada aumenta o las condiciones del suelo presentan baja resistividad, elevada humedad, pH agresivo o alta concentración de sales, la demanda de corriente puede superar la capacidad del sistema de protección, favoreciendo el desarrollo de corrosión localizada. Este proceso suele manifestarse mediante picaduras, pérdida acelerada de espesor o corrosión bajo recubrimiento, considerara una de las formas más críticas de deterioro debido a que puede evolucionar durante largos períodos sin evidencias visibles desde la superficie. En consecuencia, la severidad de la corrosión no depende exclusivamente del tamaño de la discontinuidad, sino también de la interacción entre las características del recubrimiento, el desempeño de la protección catódica y las condiciones fisicoquímicas del entorno (Papavisanam, 2014; Wang y Castaneda, 2021)

La evaluación del estado de los recubrimientos no debería limitarse a la identificación de defectos mediante técnicas de inspección indirecta como CIPS, DCVG, ACVG o PCM, sino incorporar un enfoque integral que relacione los resultados de estas tecnologías con variables ambientales, geográficas y operacionales. La evidencia científica demuestra que

la combinación de información proveniente de inspecciones de campo, monitoreo de protección catódica, caracterización del suelo y herramientas de análisis espacial permiten comprender mejor la evolución de la corrosión y priorizar intervenciones según el nivel de riesgo. Bajo esta perspectiva, los recubrimientos deban de concebirse únicamente como una barrera física y pasan a formar parte de un sistema dinámico de gestión de integridad, donde sus condiciones constituyen una variable fundamental para el desarrollo de modelos predictivos orientados a optimizar el mantenimiento, prolongar la vida útil de las tuberías y fortalecer la seguridad operacional de las redes primarias de distribución de gas natural (Farh y Ben, 2022; Wasim y Djukic, 2022).

2. Análisis de las Tecnologías

Entre las tecnologías de inspección indirecta más utilizadas destaca el Close Interval Potencial Survey (CIPDS), cuyo propósito principal es evaluar la eficiencia de la protección catódica mediante la medición de potenciales eléctricos a intervalos cortos sobre la superficie del terreno. Esta técnica permite identificar zonas donde la corriente de protección resulta insuficiente o excesiva, proporcionando una visión continua del comportamiento electroquímico del ducto. No obstante, el CIPS no identifica directamente la ubicación de las discontinuidades del revestimiento, sino únicamente evidencia anomalías en el desempeño del sistema de protección catódica. Por esta razón, su interpretación aislada puede conducir a diagnósticos incompletos, especialmente en suelos con elevada variabilidad de resistividad o en presencia de interferencias eléctricas provenientes de otras infraestructuras enterradas (Peabody, 2001; NACE International, 2010).

Con el propósito de localizar físicamente los defectos del revestimiento, las técnicas Direct Current Voltage Gradient (DCVG) y Alternating Current Voltage Gradient (ACVG) se han consolidado como herramientas de referencia en la inspección de tuberías enterradas. El método DCVG emplea corriente continua proveniente del sistema de protección catódica para detectar gradientes de potencial generados alrededor de una discontinuidad, permitiendo estimar tanto su ubicación como su severidad relativa. En contraste, ACVG utiliza corriente alterna inducida sobre la tubería, ofreciendo mayor rapidez de inspección y menos sensibilidad frente a determinadas interferencias eléctricas. Ambas metodologías presentan elevada precisión para localizar defectos individuales; sin embargo, sus

resultados dependen significativamente de las condiciones del terreno, la experiencia del operador y la correcta interpretación de las señales obtenidas. En consecuencia, diversos autores recomiendan utilizar estas técnicas como complemento del CIPS, logrando correlacionar el desempeño de la protección catódica con la ubicación específica de los daños del revestimiento (Varela y Tam, 2015; Thompson y Saithala, 2016).

Otra tecnología ampliamente utilizada es el Pipeline Current Mapper (PCM), cuyo principio consiste en inyectar una señal eléctrica de baja frecuencia sobre la tubería para analizar la distribución de corriente a lo largo del ducto. Esta técnica permite detectar pérdidas de corriente asociadas con discontinuidades del revestimiento, identificar contactos con estructuras metálicas cercanas y verificar la continuidad eléctrica de la línea. Su principal ventaja radica en la rapidez con la que puede inspeccionarse grandes extensiones de tubería; sin embargo, al igual que las metodologías anteriores, el PCM proporciona información indirecta y requiere complementarse con otras técnicas para confirmar la naturaleza y localización exacta de los defectos. La experiencia operacional demuestra que la combinación CIP-DCVG-PCM constituye una de las estrategias más eficientes para priorizar excavaciones y optimizar recursos de mantenimiento (Peabody, 2001; NACE international, 2010).

Aunque las técnicas indirectas ofrecen información valiosa sobre el estado del revestimiento y el funcionamiento de la protección catódica, presentan limitaciones para evaluar el daño estructural producido por la corrosión una vez que esta ha progresado. En este escenario adquieren relevancia las herramientas de inspección interna (In-Line Inspection o Intelligent Pigging), basadas en tecnologías como Magnetic Flux Leakage (MFL), Ultrasonic Testing (UT) y Electromagnetic Acoustic Transducer (EMAT). Estas herramientas permiten cuantificar pérdidas de espesor, identificar picaduras, detectar grietas y caracterizar otros defectos estructurales con alta precisión. Sin embargo, su objetivo principal no es localizar discontinuidades del revestimiento, sino evaluar las consecuencias estructurales derivadas de la corrosión. Por ello, representan un complemento indispensable para verificar la criticidad de los defectos previamente identificados mediante inspecciones indirectas y establecer prioridades de rehabilitación (API, 2016; Wasim y Djukic, 2022).

En los últimos años, la digitalización de la gestión de activos ha impulsado la incorporación de tecnologías emergentes como sensores distribuidos por fibra óptica,

vehículos aéreos no tripulados (UAV), sistemas de información geográfica (SIG), aprendizaje automático e inteligencia artificial. Estas herramientas permiten integrar información procedente de inspecciones de campo, monitoreo continuo, variables ambientales, registros históricos de mantenimiento y características geográficas dentro de plataformas digitales capaces de identificar patrones de deterioro y predecir escenarios futuros de corrosión. En este contexto, los denominados gemelos digitales (Digital Twins) representa una de las innovaciones más prometedoras, ya que posibilitan la simulación del comportamiento del ducto durante su ciclo de vida y la evaluación de diferentes estrategias de mantenimiento antes de su implementación. No obstante, la confiabilidad de estos modelos depende de la calidad y representatividad de los datos obtenidos mediante las tecnologías convencionales de inspección (Li y Zhang, 2023; Velásquez y Hernández, 2022).

El análisis de las tecnologías disponibles evidencia que el desafío actual no consiste únicamente en desarrollar instrumentos con mayor precisión, sino en integrar de manera sistemática la información generada por cada uno de ellos. Mientras CIPS proporciona información sobre la eficiencia de la protección catódica, DCVG y ACVG localizan discontinuidades del revestimiento, PCM identifica pérdidas de corriente e interferencias eléctricas, y las herramientas MFL, UT y EMAT cuantifican el daño estructural ocasionado por la corrosión. La combinación de estas metodologías con variables como resistividad del suelo, humedad, pH, temperatura, topografía y uso del suelo permite construir modelos de valuación integral con mayor capacidad predictiva que los enfoques tradicionales basados únicamente en inspecciones individuales. Esta complementariedad representa el fundamento de una gestión moderna de la integridad, orientada a optimizar el mantenimiento basado en riesgo, incrementar la confiabilidad operacional y prolongar la vida útil de las redes primarias de distribución de gas natural.

Conclusiones

La corrosión externa continúa siendo uno de los principales factores que comprometen la integridad de las redes primarias de distribución de gas natural, debido a la interacción entre las discontinuidades del revestimiento, las condiciones ambientales y el desempeño de la protección catódica. En este sentido, el análisis desarrollado demuestra

que la preservación de la infraestructura no depende únicamente de la calidad de los recubrimientos o de la aplicación de medidas de protección, sino de la capacidad para identificar oportunamente los defectos y comprender los factores que condicionan su evolución hacia mecanismos de deterioro más severos.

El estudio evidencia que las tecnologías de inspección actualmente disponibles, como CIPS, DCVG, ACVG, PCM, MFL, UT y EMAT, constituyen herramientas indispensables para la gestión de la integridad de ductos; sin embargo, cada una presenta fortalezas y limitaciones inherentes a su principio de funcionamiento. Por lo tanto, ninguna tecnología resulta suficiente cuando se utiliza de forma aislada, por lo que su aplicación debe concebirse como parte de una estrategia complementaria que permita correlacionar la información obtenida sobre el estado del revestimiento, el desempeño de la protección catódica y el nivel de deterioro estructural de la tubería.

La integración de sistemas de información geográfica, inteligencia artificial, aprendizaje automático y gemelos digitales representan una oportunidad para evolucionar hacia modelos predictivos de gestión de la corrosión. En consecuencia, la implementación de un sistema de valuación integral constituye una estrategia técnicamente sólida para optimizar el mantenimiento, prolongar la vida útil de la infraestructura y fortalecer la seguridad, confiabilidad y sostenibilidad de las redes primarias de distribución de gas natural.

Referencias

- Farh, Hassam. M. Hussein., Ben Seghier, Mohamed El Amine, & Zayed, Tarek (2022). A comprehensive review of corrosion protection and control techniques for metallic pipelines. *Engineering Failure Analysis*, 140, 106885. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106885>
- Funke, W. (1997). Problems and progress in organic coatings science and technology. *Progress in Organic Coatings*, 31(1–2), 5–9. [https://doi.org/10.1016/S0300-9440\(97\)00034-0](https://doi.org/10.1016/S0300-9440(97)00034-0)
- Li, X., Zhang, Y., Liu, H., & Chen, Z. (2023). Digital twin-enabled intelligent integrity management for oil and gas pipelines: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 113, 104960. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2023.104960>

NACE International. (2010). SP0207-2010: Performing close-interval potential surveys and DC surface potential gradient surveys on buried or submerged metallic pipelines. NACE International.

Papavinasam, S. (2014). Corrosion Control in the Oil and Gas Industry. Gulf Professional Publishing.

Peabody, A. W. (2001). Peabody's control of pipeline corrosion (2nd ed.). NACE International.

Thompson, I., & Saithala, J. R. (2016). Review of pipeline coating systems from an operator's perspective. *Corrosion Engineering, Science and Technology*, 51(2), 118–135. <https://doi.org/10.1179/1743278215Y.0000000038>

Varela, F., Tan, M. Y., & Forsyth, M. (2015). An overview of major methods for inspecting and monitoring external corrosion of on-shore transportation pipelines. *Corrosion Engineering, Science and Technology*, 50(3), 226–235. <https://doi.org/10.1179/1743278215Y.0000000013>

Velázquez, J. C., Hernández-Sánchez, E., Terán, G., & Capula-Colindres, S. (2022). Probabilistic and statistical techniques to study the impact of localized corrosion defects in oil and gas pipelines: A review. *Metals*, 12(4), 576. <https://doi.org/10.3390/met12040576>

Wang, H., Castaneda, H., Chen, L., & Kim, C. (2021). Global and local parameters for characterizing and modeling external corrosion in underground coated steel pipelines: A review of critical factors. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 1, 100012. <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2021.01.010>

Wasim, M., & Djukic, M. B. (2022). External corrosion of oil and gas pipelines: A review of failure mechanisms and predictive preventions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 100, 104467. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104467>

Conflicto de interés

El autor de este manuscrito declara no tener ningún conflicto de interés.

Declaración ética

El autor declara que el proceso de investigación que dio lugar al presente manuscrito se desarrolló siguiendo criterios éticos, por lo que fueron empleadas en forma racional y profesional las herramientas tecnológicas asociadas a la generación del conocimiento.

Copyright

La **Revista Latinoamericana de Difusión Científica** declara que reconoce los derechos de los autores de los trabajos originales que en ella se publican; dichos trabajos son propiedad intelectual de sus autores. Los autores preservan sus derechos de autoría y comparten sin propósitos comerciales, según la licencia adoptada por la revista.

Licencia CreativeCommons

Esta obra está bajo una Licencia CreativeCommons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional

