

Evaluación de la corrosión en ductos metálicos por derivados del petróleo. Estudio de caso: Distribuidora angolana

Evaluation of corrosion in metallic pipelines caused by petroleum derivatives. Case study: Angolan Distributor

Lisandra Poll Legrá* lplegra@gmail.com ⁽¹⁾

<https://orcid.org/0009-0003-3219-5535>

Jacob Cassuada Gomes Jacobgomes64@gmail.com ⁽²⁾

<https://orcid.org/0009-0002-1795-0988>

⁽¹⁾ Universidad de Moa, Moa, Cuba ⁽²⁾ Universidad de Namibe, Angola

* Autor para la correspondencia

Resumen: El sector petrolero en Angola, en crecimiento en las últimas décadas, enfrenta desafíos significativos relacionados con la corrosión de estructuras metálicas, particularmente en los conductos y tanques de almacenamiento de empresas distribuidoras de combustible. La corrosión, acelerada por agentes ambientales y por los propios derivados del petróleo transportados, ha generado altos costos de mantenimiento y riesgos ambientales. Este estudio propone la combinación de métodos de protección catódica por corriente impresa y monitoreo por sensores de corrosión como solución para controlar y reducir la corrosión intra tubo. La metodología incluyó revisión bibliográfica, entrevistas con profesionales de la empresa y experimentos con muestras de tubos metálicos expuestos a diferentes condiciones ambientales. Los resultados indicaron que la combinación de los métodos propuestos es más eficiente que el método de revestimiento con pinturas actualmente utilizado, ofreciendo protección interna y externa de los conductos, reducción de costos de mantenimiento y aumento de la seguridad operativa. El área de estudio, ubicada cerca del océano Atlántico, presenta un ambiente altamente corrosivo debido a la atmósfera marina y al suelo arenoso. Se concluye que la implementación de estos métodos puede prolongar la vida útil de las estructuras, minimizando impactos económicos y ambientales, y garantizando mayor seguridad para la empresa y la comunidad circundante.

Palabras clave: recursos energéticos, industria petrolífera, tecnología del petróleo, transporte por tubería

Abstract: The oil sector in Angola, which has been growing in recent decades, faces significant challenges related to the corrosion of metal structures, particularly in the pipelines and storage tanks of fuel distribution companies. Corrosion, accelerated by environmental agents and the petroleum derivatives being transported, has resulted in high maintenance costs and environmental risks. This study proposes the combination of cathodic protection by impressed current and corrosion monitoring via sensors as a solution to control and reduce in-tube corrosion. The methodology included a literature review, interviews with company professionals, and experiments with metal pipe samples exposed to different environmental conditions. The results indicated that the combination of the proposed methods is more efficient than the coating method currently used, offering both internal and external protection for pipelines, reducing maintenance costs, and increasing operational safety. The study area, located near the Atlantic Ocean, presents a highly corrosive environment due to the marine atmosphere and sandy soil. It is concluded that the implementation of these methods can prolong the lifespan of the structures, minimizing economic and environmental impacts, and ensuring greater safety for the company and the surrounding community.

Keywords: power resources, oil industry, petroleum technology, pipelines transportation

1. Introducción

La industria petrolera constituye uno de los pilares fundamentales de la economía angoleña, con un crecimiento significativo en las últimas décadas (González, 2025). Sin embargo, este sector enfrenta importantes desafíos técnicos, destacando la corrosión de estructuras metálicas como ductos y tanques de almacenamiento, los cuales, aunque representan el medio más seguro y económico para el transporte de productos petrolíferos y gaseosos, presentan riesgos ambientales y operacionales considerables (Popescu & Gabor, 2021).

En la industria petrolera y gasífera los gases y fluidos pueden provocar graves problemas de corrosión (Cueli *et al.*, 2022; Solovyeva *et al.*, 2023; González *et al.*, 2023; Vakili *et al.*, 2024). La corrosión es un proceso electroquímico espontáneo en el que el metal sufre oxidación al interactuar con especies reactivas presentes en el medio (Martínez-Pérez, 2023), retornando a estados termodinámicamente más estables. En la industria del petróleo, este fenómeno se intensifica por la presencia de agua, CO₂, H₂S, oxígeno

y sales, que actúan como electrolitos y promueven reacciones simultáneas de oxidación y reducción. La interacción entre estos agentes y las condiciones operativas como temperatura, presión, pH y turbulencia del flujo, da origen a diferentes mecanismos de corrosión, incluyendo corrosión uniforme, localizada, corrosión por CO₂, fragilización por H₂S y corrosión erosiva (Alamri *et al.*, 2020; Azam *et al.*, 2021). En los gasoductos, la corrosión se concentra en regiones de efusión, como tramos de baja inclinación, codos, bridas, válvulas, separadores y áreas próximas a bombas o compresores, siendo influenciada por la velocidad del flujo, la retención de líquidos, la temperatura y las presiones parciales de H₂S y CO₂ (Liao *et al.*, 2022). El comportamiento corrosivo depende de parámetros como temperatura, presión, velocidad del flujo, pH del fluido y la corrosividad del suelo, factores que influyen en la integridad de oleoductos enterrados, gasoductos y tanques (Khakzad *et al.*, 2022). El medio de exposición incluye tanto el interior de estos equipos, en contacto con agua de formación y fluidos que contienen CO₂ y H₂S, como el exterior, expuesto a suelos corrosivos. Dentro de estos medios, las condiciones de exposición varían según la composición química del fluido y del suelo, la temperatura, la presión y el flujo, determinando la severidad y los tipos de corrosión. Entre los principales mecanismos de falla se incluyen daños por hidrógeno, grietas por corrosión bajo tensión, fractura por corrosión y corrosión inducida microbiológicamente (Wasim & Djukic, 2022).

En la empresa analizada, la proximidad al océano Atlántico genera una atmósfera altamente corrosiva, con elevada concentración de cloruros y alta humedad relativa (Natesan *et al.*, 2008). En zonas costeras los materiales expuestos sufren mayores afectaciones por corrosión atmosférica (Viña *et al.*, 2021; Castañeda-Valdés *et al.*, 2024). Los productos transportados, como gasolina, gasóleo y gas licuado, contribuyen además a la corrosión interna, que se suma a los daños externos. Aun aplicando recubrimientos anticorrosivos, los costos son elevados y la durabilidad limitada, siendo la corrosión y las interferencias externas las principales causas de incidentes en ductos (Popescu & Gabor, 2021). Los oleoductos que contienen compuestos sulfurados están expuestos a la corrosión ácida, en la cual el H₂S disuelto promueve reacciones anódicas y catódicas. Para que este tipo de corrosión se origine y se desarrolle en la industria del petróleo, es necesaria la presencia de agua, condiciones ácidas (bajo pH), además de factores operativos como la velocidad del flujo, la turbulencia y la presencia de CO₂, sales disueltas y otras impurezas, que modulan la severidad del ataque corrosivo y la formación de depósitos corrosivos (Alamri, 2020). En este contexto, la protección catódica por corriente impresa ha demostrado ser eficaz para reducir la corrosión,

aunque puede afectar la integridad de los recubrimientos, lo que requiere un monitoreo continuo mediante sensores que proporcionen datos en tiempo real. Así, este estudio propone integrar protección catódica y monitoreo continuo para desarrollar métodos más eficientes y sostenibles de control de la corrosión en ductos metálicos, aumentando la confiabilidad operacional, reduciendo costos de mantenimiento y minimizando impactos ambientales.

Los resultados de este estudio tienen implicaciones significativas tanto para la práctica industrial como para la investigación científica. En la práctica, la implementación de los métodos propuestos puede reducir los costos de mantenimiento, prolongar la vida útil de las estructuras y minimizar los riesgos ambientales y de seguridad asociados con la corrosión. Desde el punto de vista científico, el estudio contribuye al avance del conocimiento sobre métodos de protección contra la corrosión en ambientes marinos e industriales, ofreciendo una base para futuras investigaciones y aplicaciones en contextos similares. La relevancia de este estudio radica en su contribución a la mejora de la gestión de infraestructuras críticas en el sector petrolero, promoviendo la sostenibilidad y la seguridad operacional. Además, los resultados obtenidos pueden servir de base para futuras investigaciones y aplicaciones en contextos similares, tanto en Angola como en otros países con desafíos similares.

1.1. Localización del área de estudio

La empresa distribuidora de combustibles, la cual se encuentra en funcionamiento, está compuesta por varios sistemas de almacenamiento y canales de conductos que transportan derivados del petróleo. Está situada en la zona litoral, a una distancia de 758 m del mar.

-Distancia del conducto desde la zona de descarga hasta la zona de almacenamiento: 758 m.

-Dimensiones de la zona industrial:

Perímetro: 1,50 km

Área: 140.346 m²

2. Materiales y métodos

Este estudio fue desarrollado con el objetivo de proponer métodos efectivos para el control de la corrosión en los conductos de una empresa distribuidora de combustibles en Angola. Para alcanzar este objetivo, la investigación se estructuró en tres etapas

principales: revisión bibliográfica, recolección de datos y análisis experimental. La metodología adoptada fue diseñada para garantizar la obtención de datos confiables y relevantes, permitiendo una evaluación integral de los métodos de protección propuestos.

2.2. Revisión bibliográfica

La primera etapa incluyó una revisión bibliográfica sobre mecanismos de corrosión, métodos de protección y tecnologías emergentes en control de corrosión, considerando fuentes científicas, normas técnicas (ISO 8501-1 y NACE RP-07-75) y estudios de caso en entornos industriales y marinos. La literatura confirma que la resistencia a la fatiga está ligada a la resistencia a la tracción final del material de tubería (Jiang *et al.*, 2019) y que las impurezas en el CO₂ capturado pueden generar especies corrosivas (Morland *et al.*, 2019). Olabisi y Chukwuka (2020) señalan que la contaminación intensifica la degradación de ductos submarinos. Estos hallazgos evidencian las limitaciones de métodos convencionales, como recubrimientos anticorrosivos, justificando la adopción de alternativas como la protección catódica por corriente impresa y el monitoreo mediante sensores de corrosión.

2.3. Recolección de datos

La recolección de datos se llevó a cabo en la empresa distribuidora de combustibles, abarcando tres enfoques principales:

2.4. Entrevistas con profesionales

Se realizaron entrevistas semiestructuradas con profesionales de la empresa, incluyendo técnicos de mantenimiento e ingenieros, para comprender los métodos de protección utilizados actualmente, los desafíos enfrentados y las prácticas de mantenimiento. Los resultados revelaron que el método predominante es el revestimiento con pinturas anticorrosivas, como Maza, Zarcón y Eurotex, que, a pesar de su amplio uso, presentan una durabilidad limitada en entornos altamente corrosivos.

2.5. Observación directa

La observación directa de las instalaciones permitió identificar las áreas más afectadas por la corrosión, como los conductos expuestos a la atmósfera marina y los tanques de

almacenamiento. Se registraron imágenes y notas sobre el estado de las estructuras, lo que permitió un análisis cualitativo del impacto de la corrosión.



Figura 1. Ducto corroído.

2.6. Recolección de muestras

Se recolectaron muestras de tubos metálicos con propiedades físico-químicas similares a las de los conductos utilizados en la empresa. Estas muestras fueron expuestas a diferentes condiciones ambientales: una fue enterrada a un metro de profundidad y otra se mantuvo expuesta en la superficie, simulando los entornos corrosivos encontrados en el área de estudio. Las muestras fueron monitoreadas durante 60 días, y los cambios en sus superficies fueron documentados mediante fotografías y análisis de laboratorio.



Figura 3. Muestra a) expuesta a la superficie. b) al ser enterrada.

2.7. Análisis experimental

El estudio experimental se llevó a cabo en laboratorio, con énfasis en la evaluación de la eficacia de la protección catódica por corriente impresa y en el monitoreo mediante sensores de corrosión. La protección catódica es reconocida por prolongar la vida útil de las tuberías y componentes de ingeniería, al reducir significativamente la tasa de corrosión (Giourntas *et al.*, 2020). No obstante, en tuberías revestidas, el desprendimiento catódico se señala como la principal causa de degradación del recubrimiento. Una comprensión detallada de este fenómeno, junto con la evaluación de la resistencia del recubrimiento y el monitoreo preciso del nivel de protección, es esencial para minimizar fallas y garantizar la integridad estructural a largo plazo (Xu *et al.*, 2020).

2.8. Protección catódica por corriente impresa

Para probar la protección catódica, se montó un sistema experimental compuesto por una batería de 9 V, un conductor de cobre, un ánodo de grafito proveniente de un electrodo cilíndrico de gouging (grafito + cobre), con dimensiones de 10 mm de diámetro y 300 mm de longitud, un cátodo de acero al carbono ASTM A106 Grade B, con 80 mm de longitud y 20 mm de diámetro, que representa el metal a proteger, y un electrolito constituido por una solución de NaCl al 3,5 %, simulando el agua de mar. La muestra permaneció conectada al sistema durante tres días, y la reducción de la corrosión fue evaluada de forma visual y cuantitativa.

2.9. Monitoreo por sensores de corrosión

La monitorización se realizó mediante cupones de corrosión, piezas de ensayo fabricadas del mismo material que las tuberías instaladas en diferentes puntos y retiradas después de tres meses. Para este estudio, se utilizó un cupón en forma de tira con dimensiones de 3" × ½" × 1/16" (76,2 mm × 12,7 mm × 1,6 mm), un estándar ampliamente empleado en sistemas de monitorización interna de gasoductos y oleoductos. Este método, no electroquímico, es ampliamente usado en el sector upstream de petróleo y gas para seguir eficazmente las actividades y patrones de corrosión interna (Ameh *et al.*, 2017). Además, el monitoreo en tiempo real con cupones internos ha demostrado ser una herramienta confiable para prever la corrosión interna con precisión comparable a la medición directa, permitiendo al operador del oleoducto actuar de forma anticipada y eficaz (Cáceres *et al.*, 2019). La tasa de corrosión se calculó con base en la pérdida de masa de los cupones, utilizando la fórmula:

$$\text{Tasa de corrosión: } \frac{K \Delta M}{A_c T_e \rho} \quad [1]$$

Donde:

K: constante ($8,76 \times 10^4$)

ΔM : diferencia de masa antes y después de la exposición (g)

A_a : área expuesta del cupón (cm²)

T_e : tiempo de exposición (horas)

ρ : densidad del material (g/cm³)

2.10. Tratamiento de los datos

Los datos recolectados fueron organizados y analizados utilizando Microsoft Excel para el procesamiento y análisis numérico, y Microsoft Word para la documentación y presentación de los resultados del estudio de corrosión. Las imágenes de las muestras fueron procesadas para cuantificar la extensión de la corrosión, y los resultados de las entrevistas fueron categorizados para identificar patrones y tendencias.

3. Resultados y discusión

Los resultados obtenidos en este estudio permitieron evaluar la eficacia de los métodos propuestos para el control de la corrosión en las conducciones de la Empresa Distribuidora de Combustibles. El análisis de los datos se dividió en tres ejes principales:

- Evaluación cualitativa y cuantitativa de la corrosión en las muestras expuestas;
- Eficacia de la protección catódica por corriente impresa;
- Desempeño del monitoreo mediante sensores de corrosión.

La discusión de los resultados se basa en evidencia científica y comparaciones con estudios anteriores, destacando las implicaciones prácticas y teóricas de los hallazgos.

3.1. Evaluación de la corrosión en las muestras expuestas

Las muestras de tubos metálicos expuestas a diferentes condiciones ambientales mostraron comportamientos distintos con respecto a la corrosión. La muestra expuesta en la superficie (muestra A) presentó un grado de corrosión significativamente mayor que la muestra enterrada (muestra B). Esta diferencia es consecuencia del ambiente marino, caracterizado por alta humedad relativa, presencia de sales disueltas en el aire y en el agua, y exposición directa a salpicaduras del mar, factores que aceleran la corrosión del acero al carbono. La muestra enterrada (muestra B), aunque estuvo en contacto con la humedad del suelo, no fue directamente expuesta a las sales transportadas por el aire ni a las salpicaduras marinas, presentando así una tasa de corrosión menor, lo que evidencia que la intensidad de la corrosión externa está directamente relacionada con la exposición al ambiente marino agresivo.



Figura 4. Grado de oxidación de la muestra. a) Muestra A. b) Muestra B.

3.2. Inspección visual y análisis de laboratorio

La inspección visual y el análisis de laboratorio indicaron que la muestra A presentó corrosión uniforme (Grado A según ISO 8501-1), con formación de óxidos y pérdida de material, mientras que la muestra B mostró señales mínimas de corrosión. Esto confirma que, aunque el subsuelo es corrosivo, resulta menos agresivo que la superficie en ambientes marinos. Esto se debe a que, en el subsuelo, aunque exista humedad y presencia de iones que pueden causar corrosión, la concentración de oxígeno y de sales agresivas es limitada, lo que reduce la tasa de oxidación del acero al carbono. En contraste, la superficie en un ambiente marino está constantemente expuesta a oxígeno, alta humedad y sales disueltas en el aire y en el agua, factores que hacen que la corrosión sea más rápida e intensa.

Estos resultados coinciden con Silva *et al.* (2015), quien señala que la corrosión en ambientes atmosféricos costeros se ve agravada por cloruros y humedad, mientras que la corrosión en el subsuelo depende de la composición del suelo y su contenido de humedad. La variación de la temperatura atmosférica contribuye a la corrosión, ya que influye en la humedad relativa y la condensación en la superficie del metal, facilitando la disolución de sales y la oxidación.

En la muestra expuesta, estas fluctuaciones aceleran los procesos corrosivos, mientras que la muestra enterrada se ve menos afectada debido a la mayor estabilidad térmica del suelo. La diferencia entre las muestras refuerza la necesidad de métodos de protección adaptados a las condiciones específicas de cada entorno.

3.3. Eficacia de la protección catódica por corriente impresa

El experimento de protección catódica por corriente impresa presentó resultados prometedores. Se utilizó un ánodo de grafito gouging (grafito + cobre) y un cátodo de acero al carbono ASTM A106 Grade B, conectados a una batería de 9V, proporcionando corriente suficiente para activar la protección. Tras tres días de exposición, la muestra

tratada presentó una reducción del 95 % en la formación de corrosión, según lo evaluado mediante inspección visual y análisis cuantitativo, lo que indica que la corriente suministrada por la batería fue adecuada para minimizar la corrosión en este ensayo.



Figura 5. Color de la solución.

3.4. Inspección visual y análisis de laboratorio

La inspección visual y el análisis de laboratorio mostraron que la muestra A presentó una corrosión uniforme, clasificada como Grado A según la norma ISO 8501-1, con formación de óxidos y pérdida de material en la superficie. En contraste, la muestra B mostró solo signos mínimos de corrosión, confirmando que el subsuelo, aunque corrosivo, es menos agresivo que la superficie en ambientes marinos. Esto se debe a que, aunque el subsuelo es húmedo y contiene iones corrosivos, la disponibilidad de oxígeno y de sales agresivas es menor que en la superficie marina, lo que reduce la tasa de oxidación del acero al carbono. Estos resultados son consistentes con estudios, como los de Ramos-Gómez *et al.* (2019), que subrayan la importancia de la selección adecuada del ánodo para maximizar la eficiencia de la protección catódica.

3.5. Desempeño del monitoreo por sensores de corrosión

Los cupones de corrosión utilizados para monitoreo, fabricados en acero carbono ASTM A106 Grade B, correspondiente al material de las tuberías simuladas, proporcionaron datos precisos sobre la tasa de corrosión. Después de tres meses de exposición, los cupones instalados en diferentes puntos de las tuberías presentaron una tasa promedio de corrosión de 0,025 mm/año, clasificada como baja según la norma NACE RP-07-75. Este valor es significativamente inferior a las tasas observadas en tuberías sin protección, que pueden alcanzar hasta 0,254 mm/año en ambientes altamente corrosivos.

El análisis de los cupones también permitió identificar variaciones en la tasa de corrosión según la ubicación. Por ejemplo, los cupones instalados en la generatriz inferior de las

conducciones, donde hay mayor acumulación de humedad y residuos, mostraron tasas de corrosión ligeramente superiores a los cupones instalados en la parte superior. Estos datos destacan la importancia del posicionamiento estratégico de los sensores para un monitoreo efectivo.

4. Discusión

Los métodos propuestos demostraron ser superiores a los métodos convencionales actualmente utilizados por la empresa, como el revestimiento con pinturas anticorrosivas. Mientras que las pinturas ofrecen protección superficial y estética, su durabilidad es limitada en ambientes altamente corrosivos, requiriendo mantenimiento frecuente y generando costos elevados. En contraste, la protección catódica por corriente impresa y el monitoreo por sensores proporcionan una solución más duradera y económica, con la ventaja adicional de permitir el control de la corrosión interna.

Desde el punto de vista económico, la protección catódica mediante corriente impresa, junto con el monitoreo por sensores, se justifica por la reducción de los costos operativos y de mantenimiento. Al prolongar la vida útil de las tuberías y prevenir fallas internas, estos métodos disminuyen la necesidad de reparaciones frecuentes y de reemplazos prematuros, evitando pérdidas financieras asociadas a fugas, paradas de producción y deterioro acelerado, presentando un retorno económico superior a los métodos convencionales basados únicamente en recubrimientos anticorrosivos (Wainwright, 1953).

4.1. Limitaciones y recomendaciones

Aunque los resultados son prometedores, es importante señalar algunas limitaciones del estudio. El periodo de exposición de las muestras (60 días) y de los cupones (90 días) puede no capturar completamente los efectos a largo plazo de la corrosión. Se recomienda realizar estudios a largo plazo para validar los resultados y evaluar la durabilidad de los métodos propuestos. Además, la implementación a gran escala requiere inversiones iniciales significativas, lo que puede representar un desafío para empresas con recursos limitados.

5. Conclusiones

Se analizó la influencia de los derivados del petróleo en la corrosión de las conducciones de una Empresa Distribuidora de Combustibles que se encuentra a 758 m del océano Atlántico y propuso métodos eficaces para controlar y reducir este fenómeno.

Los principales agentes que causan corrosión en las conducciones estudiadas incluyen gases (CO_2 , NO_2 , SO_2), ácidos (H_2SO_4 , H_2S), atmósfera marina, aguas naturales, suelo e impurezas químicas.

Los métodos de protección actuales, como los recubrimientos con pinturas, tienen eficacia limitada, con costos elevados y durabilidad insuficiente.

Los experimentos de laboratorio demostraron que la combinación de métodos convencionales con técnicas innovadoras, como la protección catódica por corriente impresa y el monitoreo por sensores, es la alternativa más viable para proteger las conducciones en ambientes corrosivos.

La implementación de estos métodos puede prolongar la vida útil de las conducciones, evitar sustituciones prematuras, reducir paradas en la producción y garantizar una mayor seguridad en el trabajo.

La combinación de métodos tradicionales e innovadores es esencial para el control eficaz de la corrosión, promoviendo la sostenibilidad y la seguridad operacional.

Referencias bibliográficas

- Alamri, A.H. (2020). Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines. An overview. *Engineering Failure Analysis*, 116, 104735. <https://doi.org/10.16/j.engfailanal.2020.104735>
- Ameh, E.S., Kpeseni, S.C., & Lawal, L.S. (2017). A Review of Field Corrosion Control and Monitoring Techniques of the Upstream Oil and Gas Pipelines. Nigerian. *Journal of Technological Development*, 14(2), 67-73. <https://doi.org/10.43147/hjtd.v14i2.5>
- Azam, M.A., Safie, N.E., & Hamdan, H.H. (2021). Effect of sulphur content in the crude oil to the corrosion behaviour of internal surface of API 5L X65 petroleum pipeline steel.

- Manufacturing Technology*, 21(5), 561-574.
<http://journalmt.com/pdfs/mft/2021/05/01.pdf>
- Cáceres, A., Casales, M., & Martínez, L. (2019). A comparative study of gravimetric and electrochemical techniques for the evaluation of corrosion inhibitor activity onset and efficiency in pipeline CO₂ environments. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 27(4).
<https://dx.doi.org/10.4067/S0718-33052019000400625>
- Castañeda-Valdés, A., Corvo-Pérez, F., Pech, I., Marrero, R., & Bastidas-Arteaga, E. (2024). Durability Requirements for Reinforced Concrete Structures Placed in a Hostiles Tropical Coastal Environment. *Buildings*, 14(8). <https://doi.org/10.3390/buildings14082494>
- Cueli, A., Renatovich, O., Adames, Y., Rinatovna, D., & Llovet, N. (2022). Evaluación de la corrosión del Acero C5 para la reparación de Tanques. *Avances en Ciencias e Ingeniería*, 13(1), 17-24. <https://www.executivebs.org/publishing.cl/aci/2022/Vol13/Nro1/2-ACI1395-22%20full.pdf>
- Giourntas, L., & Pearson, A. (2020). Effect of cathodic protection methods on ferrous engineering materials under corrosive wear conditions. *International Journal of Corrosion Processes and Corrosion Control*, 55(6),
<https://doi.org/10.1080/1478422X.2020.1742997>
- González, M. (2025). Financiarización del petróleo en Angola. *Ola Financiera*, 18(50), 25-41. <https://doi.org/10.22201/fe.18701442e.2025.50.93642>
- González, O.A., Gálvez, A.K., & Brito, A. (2023). La corrosión y el medio ambiente. *Revista de divulgación científica iBIO*, 5(1).
<http://revistaibio.com/ojs.33/index.php/main/article/download/116/131>
- International Organization for Standardization. (2007). *ISO 8501-1. Preparation of steel substrates before application of paints and related products. Visual assessment of surface cleanliness*. Part 1. Rust grades and preparation grades of uncoated steel substrates and of steel substrates after overall removal of previous coatings. ISO.
<https://www.iso.org/standard/43426.html>
- Jiang, R., Rathnayaka, S., Shannon, B., Zhao, L., Ji, J., & Kodikara, J. (2019). Analysis of failure initiation in corroded cast iron pipes under cyclic loading due to formation of through-wall cracks. *Engineering Failure Analysis*, 103.
<https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2019.04.031>

- Khakzad, S., Yang, M., Lohi, A., & Khakzad, N. (2022). Probabilistic failure assessment of oil pipelines due to internal corrosion. *Process Safety Progress*, 41(4), 793-803. <https://doi.org/10.1002/prs.12364>
- Liao, K., Qin, M., Yang, N., He, G., Zhao, S., & Zhang, S. (2022). Corrosion main control factors and corrosion degree prediction charts in H₂S and CO₂ coexisting associated gas pipelines. *Materials Chemistry and Physics*, 292. <https://doi.org/10.1016/j.matchemphys.2022.126838>
- Martínez-Pérez, F. (2023). Corrosión. Tipos. Prevención. *Revista Ciencias Técnicas Agropecuarias*, 32(2). <https://cu-id.com/2177/v32n2e10>
- Morland, B.H., Tjelta, M., Dugstad, A., & Svenningsen, G. (2019). Corrosion in CO₂ Systems with Impurities Creating Strong Acids. *The Journal of Science & Engineering*, 75(11), 1307–1314. <https://doi.org/10.5006/3110>
- National Association of Corrosion ENGINEERS (NACE). (1975). *NACE RP-07-75. Estudios de casos relacionados con la corrosión en entornos industriales y marinos*. NACE International. <https://lopei.wordpress.com/wp-content/uploads/2011/07/nace-rp077505-evaluacion-de-cupones-de-corrosion-en-la-industria-petrolera.pdf>
- Natesan, M., Selvaraj, S., Manickam, T., & Venkatachari, G. (2008). Corrosion behavior of metals and alloys in marine-industrial environment. *Science and Technology of Advanced Materials*, 9(4). <https://doi.org/10.1088/1468-6996/9/4/045002>
- Olabisi, O.T., & Chukwuka, A. (2020). Experimental Investigation of Pipeline Corrosion in a Polluted Niger Delta River. *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, 8(1), 17-21. <https://doi.org/10.11648/j.ogce.20200801-13>
- Ramos-Gómez, F., Adamés-Montero, Y., & Marrero-Aguila, R. (2019). Diseño de un sistema de protección catódica para el interior de un Tanque de Almacenamiento de Petróleo. *Revista de Tecnología Química*, 39(2), 316-330. <https://tecnologiaquimica.uo.edu.cu/index.php/tq/article/view/4912>
- Popescu, C., & Gabor, M.R. (2021). Quantitative Analysis Regarding the Incidents to the Pipelines of Petroleum Products for an Efficient Use of the Specific Transportation Infrastructure. *Multidisciplinary Digital Publishing Institute*, 9(9), 1535. <https://doi.org/10.33907pr9091535>

- Silva, M.V., Pereira, M.C.P., Codaro, E.N., & Acciari, H.A. (2015). Corrosão do aço carbono, uma abordagem do cotidiano no ensino de química. *Química Nova*, 38(2), 293-296. <https://doi.org/10.5935/0100-4042.20140313>
- Solovyeva, V., Almuhammadi, K.H., & Badeghaish, A.O. (2023). Soluciones actuales para el control de la corrosión en el fondo del pozo y tendencias en la industria del petróleo y el gas: una revisión. *Materials*, 16(5), 1795. <https://doi.org/10.3390/ma16051795>
- Vakili, M., Koutník, P., Kohout, J., & Gholami, Z. (2024). Analysis, Assessment, and Mitigation of stress Corrosion Cracking in Austenitic Stainless Steels in the Oil and Gas Sector: A Review. *Surfaces*, 7(3). <https://doi.org/10.3390/surfaces7030040>
- Viña-Rodríguez, J., Castañeda-Valdés, A., & Valdés-Clemente, C. (2021). Corrosión atmosférica. Conceptos básicos y experiencias obtenidas en el clima tropical costero de Cuba. *Revista CENIC Ciencias Químicas*, 52(2), 121-137. <https://www.redalyc.org/journal/1816/181676103004/181676103004.pdf>
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.ngse.2022.104467>
- Wainwright, R.M. (1953). Economic Aspects of Cathodic Protection. *Corrosion the Journal of Science & Engineering*, 9(2), 51–55. <https://doi.org/10.5006/0010-9312-9.2.51>
- Xu, M., Lam, C.N. C., Wong, D., & Asselin, E. (2020). Evaluation of the cathodic disbandment resistance of pipeline coatings. A review. *Progress in Organic Coatings* 146. <https://doi.org/10.1016/j.porgcoat.2020.105728>

Conflicto de intereses

Los autores declaran que no poseen intereses financieros ni relaciones personales que puedan haber influido en los resultados presentados en este artículo.

Contribución de autoría según taxonomía CRediT

Lisandra Poll Legrá: Conceptualización/Metodología/Supervisión/Visualización/Redacción–revisión y edición

Jacob Cassuada Gomes: Conceptualización/Metodología/Curación de datos/Investigación/Recursos/Redacción–borrador original