



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



Impulsando la confiabilidad operativa en sistemas de inyección de agua producida mediante una gestión de riesgos basada en mecanismos de daño

Lorena Villamizar Sarmiento, Carmen Alicia Dorado Domínguez, Eivin Amaury Álvarez Cortes y Luz Angela Téllez Cobos

Resumen

Los modelos genéricos de riesgo pueden resultar insuficientes si no consideran los mecanismos de daño que comprometen la integridad de las líneas. Este trabajo presenta una metodología adaptativa que vincula la probabilidad de falla con mecanismos dominantes como la corrosión por CO₂, corrosión bajo depósitos, incrustaciones, MIC y erosión-corrosión. Los resultados evidencian que una línea de inyección de agua con 2.5 años de servicio, luego del cambio de fluido de agua de captación a agua producida, registró velocidades de corrosión superiores a las estimadas, producto de la interacción entre CO₂ disuelto, carbonatos y sólidos. Se concluye que la gestión de riesgo debe ser dinámica y fundamentada en mecanismos de daño, a fin de garantizar la confiabilidad operativa en ambientes de alta severidad.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de inyección de agua producida, en la industria de hidrocarburos operan bajo condiciones complejas tanto operativas, como de regímenes hidráulicos y de caracterización del fluido, específicamente para este caso de estudio, teniendo en cuenta que se registra un cambio de fluido en el sistema de inyección en 2022, de agua de captación a agua producida, lo cual se traduce en variabilidad fisicoquímica del fluido, aumento en las concentraciones de CO₂, cloruros, sólidos, que favorecen la

activación simultánea de múltiples mecanismos de daño. En este contexto la confiabilidad operativa depende de la capacidad para identificar, comprender y gestionar los mecanismos de deterioro que controlan la degradación del material, particularmente aquellos de carácter localizado y sinérgico, que comprometen la integridad de las líneas [1]. Para el sistema evaluado, la posible subestimación del riesgo no está asociada al enfoque RBI en sí, sino a las limitaciones del cálculo de la velocidad de corrosión teórica según API 581, la cual no permite predecir de manera confiable el comportamiento corrosivo del agua bajo condiciones variables y con mecanismos de daño activos que interactúan entre sí [2].

El objetivo de este trabajo fue desarrollar y aplicar una metodología adaptativa de gestión de riesgo por corrosión en sistemas de inyección de agua producida, que vincule la probabilidad de falla con los mecanismos de daño activos mediante la integración de análisis metalúrgicos, parámetros del fluido y datos operacionales, optimizando así las estrategias de inspección.

Se analizaron los productos de corrosión mediante Difracción de Rayos X (DRX) y su correlación con variables operacionales (flujo, química del agua, limpieza de líneas), lo que permitió establecer factores de ajuste al riesgo real y definir prioridades de mitigación basadas en evidencia. El enfoque propuesto facilita la



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



alineación de inspección, control químico y mantenimiento predictivo con los mecanismos de daño activos, reduciendo la incertidumbre y extendiendo la vida útil de los activos.

MARCO TEÓRICO

Mecanismos de daño en sistemas de inyección de agua producida

Los sistemas de inyección de agua producida en la industria de petróleo y gas operan bajo condiciones que favorecen la activación simultánea de múltiples mecanismos de daño [3]. La presencia de CO₂ disuelto, sólidos disueltos, cloruros, sólidos suspendidos, actividad microbiológica y regímenes de flujo variables genera un entorno altamente corrosivo, donde la degradación del material no se explica por un proceso aislado, sino por la concurrencia dinámica y complementaria de múltiples mecanismos [4]. La literatura técnica coincide en que los principales mecanismos en estos sistemas incluyen la corrosión por CO₂ influenciada por el flujo, la corrosión bajo depósitos, la corrosión inducida microbiológicamente (MIC) y la erosión-corrosión [5]. La coexistencia de estos mecanismos incrementa significativamente los porcentajes de pérdida de espesor y dificulta la predicción del daño cuando se evalúan de manera aislada [6].

Corrosión por CO₂ influenciada por el flujo y la formación de depósitos

La corrosión por CO₂ constituye uno de los mecanismos de daño más relevantes en sistemas de inyección de agua producida; sin embargo, en condiciones reales de operación, este mecanismo rara vez se manifiesta como corrosión uniforme. Las condiciones hidrodinámicas y la formación de depósitos

sobre la superficie interna de las tuberías juegan un rol determinante en su severidad y morfología [7].

La acumulación de productos de corrosión, sólidos inorgánicos, partículas finas y material biológico favorece la creación de microambientes confinados bajo los depósitos, donde se alteran localmente el pH, la concentración de CO₂ disuelto y los gradientes de transporte de masa. Estas condiciones promueven la acidificación localizada y limitan la formación o estabilidad de películas protectoras de carbonato de hierro (FeCO₃) [8]. Paralelamente, el flujo del fluido induce esfuerzos de corte que pueden remover parcial o totalmente dichas películas en zonas adyacentes, exponiendo de manera cíclica la superficie metálica al medio corrosivo.

Como resultado, se desarrolla un mecanismo de corrosión por CO₂ influenciado por el flujo, caracterizado por ataques localizados tipo surco (ranuras alargadas y localizadas) y pérdidas aceleradas de espesor, particularmente en regiones donde coexisten depósitos y perturbaciones hidrodinámicas. Este mecanismo suele actuar como un proceso transicional entre la corrosión uniforme por CO₂ y la corrosión bajo depósitos.

Corrosión bajo depósitos

La corrosión bajo depósitos es un mecanismo frecuentemente reportado en sistemas de inyección de agua producida debido a la presencia de sólidos suspendidos, productos de corrosión, incrustaciones y biofilms [9]. Estos depósitos generan celdas electroquímicas localizadas al crear diferencias de concentración de especies corrosivas y condiciones químicas diferenciadas respecto al fluido [10]. Este suele potenciar la corrosión por CO₂ al intensificar la



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



acidificación local y al impedir la acción efectiva de inhibidores de corrosión. Además, los depósitos proporcionan un entorno favorable para el desarrollo de actividad microbiológica, convirtiendo los depósitos en un mecanismo catalizador de procesos de daño más severos.

Corrosión inducida microbiológicamente (MIC)

La MIC es un mecanismo ampliamente documentado en sistemas de agua producida, especialmente en zonas de bajo flujo, estancamiento o acumulación de depósitos [11]. La actividad metabólica de microorganismos, como bacterias sulfato reductoras y bacterias ácido productoras, conduce a la formación de biofilms y a la generación de metabolitos corrosivos que intensifican el ataque localizado al metal [12].

La evidencia disponible indica que la MIC actúa frecuentemente en sinergia con la Corrosión Bajo Depósitos y la corrosión por CO₂, potenciando la corrosión localizada y favoreciendo la formación de picaduras. Esta interacción dificulta la detección temprana del daño y representa un desafío significativo para los programas convencionales de monitoreo de corrosión.

Erosión-corrosión

La erosión-corrosión corresponde a un mecanismo de daño combinado que resulta de la interacción entre desgaste mecánico inducido por el flujo y procesos electroquímicos de corrosión [13]. En sistemas de inyección de agua producida, este mecanismo se ve favorecido por la presencia de sólidos suspendidos, cambios de dirección del flujo y velocidades locales elevadas.

La remoción continua de películas protectoras y depósitos expone repetidamente el metal base al medio corrosivo, intensificando la corrosión por CO₂ y amplificando los efectos de la Corrosión Bajo Depósitos y la MIC. Este mecanismo resulta particularmente crítico en codos, tees, válvulas y reducciones, donde se han reportado pérdidas aceleradas de espesor y fallas localizadas [14].

Sinergia entre mecanismos de daño

Un aspecto clave identificado en la literatura es la fuerte sinergia entre los mecanismos de daño en sistemas de inyección de agua producida. La formación de depósitos favorece la Corrosión Bajo Depósitos y la MIC; la actividad microbiológica intensifica la corrosión localizada; la corrosión por CO₂ es modulada por el flujo y la deposición de sólidos; y la erosión-corrosión elimina barreras protectoras naturales o químicas [15]. Esta interacción compleja explica la elevada severidad del daño observada en campo y refuerza la necesidad de enfoques integrales de evaluación de integridad, alineados con las prácticas recomendadas por AMPP/NACE y API.

METODOLOGÍA

La gestión de riesgo por mecanismos de daño en sistemas de inyección de agua producida se desarrolló tomando como referencia el marco metodológico de API 580/581, adaptado a las condiciones específicas del sistema. El proceso se estructuró en varias etapas que permiten vincular la probabilidad de falla con los mecanismos de daño activos y su interacción,



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



quedando en la siguiente manera:

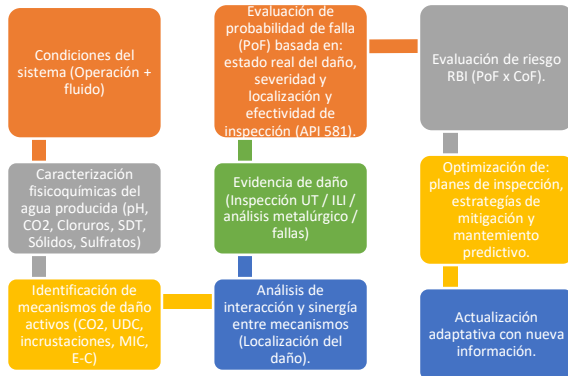


Fig 1: Metodología para la gestión de riesgo por mecanismo de daño

La probabilidad de falla no debe derivarse únicamente de una tasa de corrosión promedio, sino del estado real del daño gobernado por los mecanismos activos.

En primer lugar, se realizó la caracterización del sistema, integrando las condiciones operativas y las propiedades fisicoquímicas del agua producida (pH, CO₂, cloruros, sólidos, sulfatos). Posteriormente, se procedió a la identificación de los mecanismos de daño siguiendo API 571, las secciones 5 (Risk Assessment Fundamentals) y 6 (Damage Mechanisms) del API 580, las cuales establecen que la identificación de mecanismos es la base de cualquier evaluación RBI y debe considerar la química del proceso, las condiciones operativas y la experiencia histórica.

La siguiente etapa consistió en el análisis de sinergias y daño localizado, conforme a la sección 6.3 (Localized Damage) del API 580, que reconoce que muchos mecanismos generan daño localizado no representado adecuadamente por velocidad promedio de corrosión. Ejemplos de estas sinergias incluyen UDC + MIC + incrustaciones, que producen picaduras y adelgazamiento localizado, o CO₂

+ erosión, que favorecen la remoción de películas protectoras. La naturaleza localizada del daño invalida un enfoque determinístico basado en velocidades uniformes de corrosión.

En cuanto al uso de la inspección como base de la probabilidad, la Parte 1, Sección 5 (Probability of Failure) y el anexo sobre Inspection Effectiveness del API 581 permiten estimar la PoF a partir del estado de daño identificado y la efectividad de las inspecciones, especialmente cuando los modelos de tasa presentan alta incertidumbre. Mediante técnicas como UT, ILI y metalografía se obtiene evidencia directa del daño, y la PoF se ajusta según severidad, extensión y confiabilidad de detección.

En situaciones donde no es apropiado utilizar la velocidad de corrosión, la Sección 5.4 (Data Quality and Uncertainty) del API 580 enfatiza que, cuando la incertidumbre de los datos o modelos es elevada, deben emplearse enfoques alternativos más representativos del daño real. Esto se debe a que no existe una cinética dominante: el daño es intermitente, localizado y dependiente de depósitos, por lo que una velocidad promedio subestima el riesgo, contraria a los principios del API 580.

Finalmente, se desarrolló la optimización de estrategias de inspección, mitigación y mantenimiento predictivo bajo un enfoque adaptativo de actualización continua. El API 580 define la metodología de inspección basada en riesgos (RBI) como un proceso dinámico que debe actualizarse de forma continua con nueva información operativa, de inspección y de proceso. Cada inspección modifica la probabilidad de falla (PoF), mientras que cambios en la química del agua pueden reactivar mecanismos de corrosión y ajustar de manera dinámica las frecuencias de inspección.



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



Asociación Colombiana
de Ingenieros

RESULTADOS

Durante el año 2025 se implementó una metodología adaptativa de gestión de riesgo basada en mecanismos de daño para las líneas del sistema de inyección de agua de producción. Esta metodología integra la caracterización fisicoquímica del fluido con los resultados de inspección, con el propósito de identificar las sinergias entre los mecanismos de daño y evaluar la probabilidad de falla.

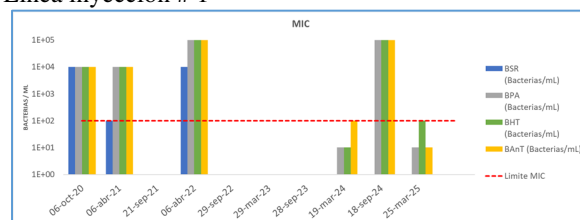
Caracterización fisicoquímica del fluido: se seleccionaron 66 líneas del sistema de inyección en la industria Oil & Gas (42 ramales y 24 pozos inyectoros), analizando los parámetros fisicoquímicos registrados entre 2021 y 2025. En la siguiente figura se presenta las Caracterizaciones fisicoquímicas generales del sistema de inyección analizados.



Fig 2. Caracterizaciones fisicoquímicas generales (2021 – 2025).

En las figuras anteriores se evidencia que, a partir del año 2022, el agua presenta valores de SDT (Sólidos Disueltos Totales) y iones de Cl^- (Cloruros) superiores a la referencia establecida en la norma NACE Standard MR0176-2006 [16]. Este incremento en sólidos se relaciona con el hecho de que el agua de producción es recirculada en el campo, mientras que en años anteriores provenía de captación. Por otra parte, en el análisis microbiológico se evidencia que algunas líneas de inyección presentan bacterias, mientras que en otras su presencia se mantiene bajo control (ver Fig. 3). Esto ocurre porque la proliferación de estos agentes depende de factores como las condiciones hidráulicas, los gradientes químicos locales, la presencia de partículas en suspensión, la acción de inhibidores químicos, entre otros.

Línea inyección # 1



Línea de inyección #2

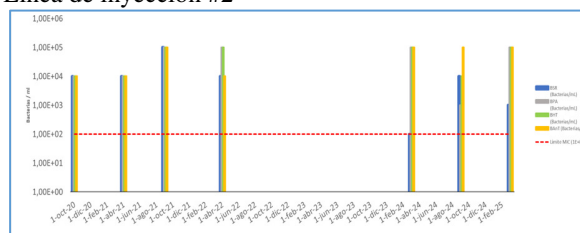


Fig 3. Análisis de bacterias (2020 – 2025).

Análisis de inspección: Las 66 líneas del sistema de inyección de agua se recolectaron y se analizaron las posiciones horarias que presentaron los bajos espesores. En la siguiente figura se visualiza los resultados de una línea de inyección.



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



Fig. 4. Posición horaria de bajos espesor en línea de inyección de agua.

En la figura 4 se observa los tramos medidos que presentaron bajos espesores el 49% se encuentran ubicados en la posición horario entre las 3:00 y las 9:00 y el 31% en la posición a las 6:00.

Sinergia de los mecanismos de daño: Con base en los parámetros fisicoquímicos del agua y en la posición horaria predominante de los bajos espesores medidos durante la inspección, se determinó la sinergia de los mecanismos de daño reales tomando como referencia API Recommended practice 571 [17] y API 581, resumida en la Tabla 1.

Tabla 1: Sinergia de mecanismos de daño

Mecanismo de daño reales	Evidencia	Modelos teóricos A / NA
Erosión / Erosión - corrosión	Cambios dirección de tubería	NA
Cooling Water Corrosion (Corrosión bajo depósitos - UDC)	En la parte inferior de la tubería. PH6	A
CO ₂ Corrosion influenciada por el flujo	En la posición horaria de PH3 y PH6	NA
Microbiologically Induced Corrosion (MIC)	Principalmente en las líneas de sistema inyección lejanos a la Planta de Inyección (PIA)	NA
Soil Corrosion	Segmentos de la línea en contacto con el suelo.	A
Atmospheric Corrosion	Superficie de tubería expuesta a la atmosfera.	A

A: aplica
NA: no aplica

La presencia de Sólidos Suspendedos Totales (SST), como se muestra en la Fig. 2 ($SST = ST - SDT$), favorece su deposición en la parte inferior de la línea, generando condiciones para

corrosión bajo depósitos. Adicionalmente, aunque la concentración de CO₂ disuelto en el agua se encuentra por debajo del límite establecido en la norma NACE Standard MR0176-2006 (>250 ppm), en las zonas con acumulación de sólidos se produce turbulencia en el régimen de flujo, lo que potencia la corrosión por CO₂ influenciada por el flujo (ver Fig. 5).

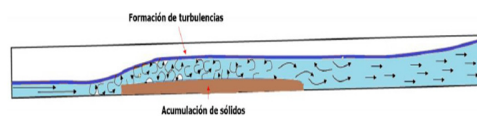


Fig. 5. Formación de turbulencia

Este mecanismo fue corroborado por las fallas ocurridas en la línea, donde la ruptura se presentó en la posición horaria PH3 (Fig. 6).



Fig. 6. Análisis de falla en línea de inyección

Asimismo, el análisis de productos de corrosión mediante Difracción de Rayos X (DRX) evidenció la presencia de siderita (FeCO₃) en un 27,1%, lo cual es característico de procesos de corrosión bajo condiciones de CO₂ (Fig. 7).



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia

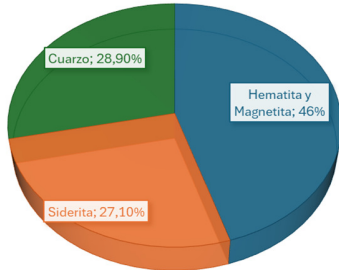


Fig. 7. Composición porcentual de óxidos y productos de corrosión por DRX

Por otra parte, los mecanismos de daño por erosión-corrosión, corrosión por CO₂ influenciada por el flujo y MIC no cuentan con modelos teóricos aplicables, dado que no existen ecuaciones que permitan calcular velocidades de corrosión en condiciones de flujo compuesto exclusivamente por agua.

En conclusión, en las líneas del sistema de inyección de agua analizadas se presenta una sinergia de mecanismos de daño, lo que dificulta identificar un mecanismo predominante. Por ello, los modelos genéricos de riesgo pueden resultar insuficientes si no consideran de manera integrada los mecanismos que comprometen la integridad de las líneas.

Evaluación de probabilidad de falla (PoF) y evaluación de riesgo (RBI): para calcular la probabilidad de falla y analizar los riesgos se emplearon las velocidades de corrosión por inspección debido a que no se pudo determinar el mecanismo de daño debido a que predomina la sinergia entre ellos. Este análisis se determinó para las 66 líneas de inyección de agua.

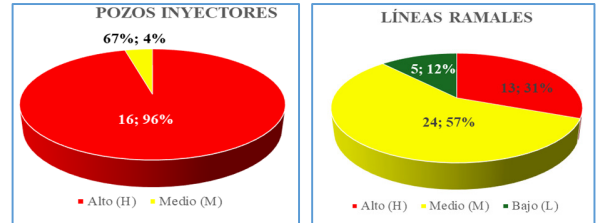


Fig. 8. Nivel de riesgo de las líneas de inyección de agua analizadas.

A partir de la figura anterior, se observa que el 96 % de los pozos inyectores presentan un riesgo alto, mientras que en los ramales este nivel de riesgo corresponde al 31 %.

Finalmente, como resultado de la metodología, se plantea el plan de inspección para 66 líneas del sistema de Inyección de agua analizadas y el plan de monitoreo de los fluidos para 24 líneas de superficie del pozo.

Con base en los resultados de los talleres de RBI realizados a las líneas de superficie de pozos, se definió una optimización de los planes integral de mantenimiento preventivo (IPMP), orientada específicamente a las actividades de monitoreo mediante análisis fisicoquímico y microbiológico, sin detrimento del control de calidad del agua tratada a la salida de la Planta de Inyección, el cual se mantiene como barrera primaria de integridad del sistema.

El sistema de inyección de pozos se abastece de agua tratada proveniente de dicha planta y, de acuerdo con el monitoreo de fluidos realizado, la caracterización fisicoquímica del agua considerando parámetros relevantes como cloruros, cationes, aniones y CO₂ disuelto, entre otros presenta valores comparables entre la corriente de salida de la planta, los pozos inyectores y los pozos integrados dentro de un mismo múltiple, lo que indica condiciones fisicoquímicas similares a escala de sistema.



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



No obstante, los resultados de RBI confirman que la ocurrencia de mecanismos de daño no está restringida a un segmento específico del sistema, y que cualquier tramo de la red de inyección, incluidos los pozos intermedios, pueden desarrollar condiciones locales críticas asociadas a la iniciación y propagación del daño. En este sentido, la priorización del seguimiento en los pozos más alejados del sistema responde a un enfoque de gestión del riesgo y optimización de recursos, y no implica la exclusión del monitoreo ni la desestimación del riesgo en los pozos intermedios.

Adicionalmente, la estrategia considera de manera diferenciada los pozos con historial de fallas, los cuales no están incluidos dentro de la optimización del monitoreo, manteniéndose para estos un seguimiento mediante análisis fisicoquímico con una frecuencia definida, acorde con su condición de riesgo. En consecuencia, la estrategia IPMP optimizada combina un seguimiento transversal de todo el sistema, el control conservador de los activos con antecedentes de falla, y un mayor énfasis en segmentos específicos del circuito hidráulico, reforzando técnicas de inspección directa, control de depósitos mediante programas de limpieza de líneas y seguimiento microbiológico, las cuales resultan más efectivas para la detección temprana de condiciones locales críticas, reconociendo que la pérdida de integridad puede presentarse en cualquier punto del sistema de inyección y generando adicionalmente un ahorro estimado de 61,8% que corresponde a un costo anual de monitoreos del fluido en los pozos inyectoros.

CONCLUSIÓN

- La aplicación de la metodología adaptativa permitió evidenciar que, en sistemas de inyección de agua producida, la

coexistencia e interacción de múltiples mecanismos de daño activos impide la estimación confiable de la probabilidad de falla a partir de velocidades de corrosión teóricas. En este contexto, los enfoques convencionales basados en parámetros promedio del fluido no representan adecuadamente el comportamiento corrosivo real del sistema.

- La integración de análisis metalúrgicos de productos de corrosión, parámetros del fluido y condiciones operacionales permitió ajustar la evaluación del riesgo a las condiciones reales de deterioro, fortaleciendo la toma de decisiones en inspección, control químico y mantenimiento. De esta manera, la metodología adaptativa se consolida como una herramienta efectiva para reducir la incertidumbre en la gestión del riesgo por corrosión y optimizar la confiabilidad y vida útil de los activos.
- Es posible optimizar el programa de monitoreo fisicoquímico mediante un enfoque selectivo orientado a reducir el número de pozos analizados de forma rutinaria y a priorizar puntos representativos del sistema. Esta estrategia mantiene la capacidad de detectar cambios relevantes en la química del fluido, al tiempo que racionaliza el esfuerzo analítico, sin comprometer la gestión de la integridad ni la confiabilidad operativa.
- La estrategia optimizada de monitoreo se complementa con un mayor énfasis en técnicas de inspección directa, control de depósitos y vigilancia microbiológica, las cuales ofrecen mayor sensibilidad para la identificación temprana de condiciones



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



locales críticas responsables de la iniciación y propagación del daño.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] API Recommended Practice 580. Risk-Based Inspection. American Petroleum Institute, 3rd Edition, 2016.
- [2] API Recommended Practice 581. Risk-Based Inspection Technology. American Petroleum Institute, 3rd Edition, 2016.
- [3] Tan, C., Fang, Y., Li, F., et al. Research on the Damage Mechanism of Oilfield Water Injection System Based on Multiple Operating Conditions. *Processes*, 13(6), 1798 (2023).
- [4] Wang, Z.B., Pang, L., Zheng, Y.G. A review on under-deposit corrosion of pipelines in oil and gas fields. *Corrosion Communications*, Elsevier (2022).
- [5] Zhu, H. Research Progress on Influencing Factors of Erosion Corrosion in Oil Pipelines. *Science Discovery*, 12(4), 2024.
- [6] Puentes-Cala, E., Tapia-Perdomo, V., Espinosa-Valbuena, D., et al. Microbiologically influenced corrosion: The gap in the field. *Frontiers in Environmental Science*, 10, 924842 (2022).
- [7] Lv, W., Liang, T., Lu, C., et al. Flow and Corrosion Analysis of CO₂ Injection Wells: A Case Study of the Changqing Oilfield CCUS Project. *Processes*, 13(2), 439 (2023).
- [8] Wang, Z.M., Song, G.L., Zhang, J. Corrosion Control in CO₂ Enhanced Oil Recovery From a Perspective of Multiphase Fluids. *Frontiers in Materials*, 6, 272 (2019).
- [9] Brown, B., Moloney, J. Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies: Production and Transmission Under-deposit Corrosion. Elsevier (2021)
- [10] OnePetro. Under Deposit Corrosion (UDC) in the Oil and Gas Industry: A Review. SPE Paper (2020)
- [11] Odeyemi, O.O., Alaba, P.A. Microbiologically Influenced Corrosion in Oil Fields: Mechanisms, Detection, and Mitigation Strategies. IntechOpen (2024)
- [12] AMPP. Microbiologically Influenced Corrosion and Biofouling in Oilfield Equipment. TPC Publication (2021).
- [13] Sotoodeh, K. Erosion Prevention for Piping and Valves in Offshore Oil and Gas Industry: A Case Study. *Journal of Failure Analysis and Prevention*, 23, 624–635 (2023).
- [14] Zhu, H. *Erosion-Corrosion in Oil and Gas Industry: A Review*. Science Discovery, 12(4), 2024.
- [15] Cote Coy, C. Biocorrosion on Water Injection Systems of the Oil and Gas Industry: New Experimental Models from the Field. PhD Thesis, INPT Toulouse (2013)
- [16] NACE Standard MR0176. Metallic Material for Sucker-Rod Pumps for Corrosive Oilfield Environments. NACE International, 2006.
- [17] API Recommended Practice 571. Damage mechanisms affecting fixed equipment in the refining industry. American Petroleum Institute, 3rd Edition, 2020.



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



Hojas de vida

Lorena Villamizar Sarmiento, Ingeniera Metalúrgica egresada de la Universidad Industrial de Santander con certificación API 580 (Risk-Based Inspection), con experiencia en integridad y mantenimiento de equipos estáticos e infraestructura para el transporte de hidrocarburos, con conocimientos en la inspección directa e indirecta de tuberías, vasijas y tanques en plantas de producción y tratamiento de fluidos, liderazgo en los procesos de confiabilidad en todo el ciclo de vida de los activos, con foco en Seguridad de Procesos y Disciplina Operativa.

Carmen Alicia Dorado Domínguez: ingeniera Química, Magíster en Ingeniería Química, especialista en Corrosión Interna. Con amplio conocimiento en la aplicación de normas de corrosión interna, de inspección y aseguramiento de la integridad de tuberías, NACE, API, ASTM, ASME. Más de quince años de experiencia como ingeniera de aseguramiento de integridad de activos, implementación de la metodología RBI y programas de control de corrosión, estrategias de mantenimiento predictivo, diagnóstico y requerimientos de tratamiento químico en la industria de Oil & Gas, en las fases de construcción, operación y abandono.

Amaury Álvarez: ingeniero Metalúrgico de la Universidad Industrial de Santander, Especialista en Integridad y Corrosión de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Mas de 15 años de Experiencia en el sector Oil and Gas, líder en proyectos de integridad en áreas de Perforación, Producción, Transporte y Refinación. Inspector Certificado API y Gestor Certificado de Mantenimiento y Confiabilidad.

Luz Angela Téllez Cobos: ingeniera Química de la Universidad Industrial de Santander y Especialista en Gestión Ambiental, con experiencia en monitoreo fisicoquímico y análisis de corrosión interna en líneas de producción Oil & Gas y sistema de inyección de

agua. Posee conocimiento en aplicación de normas y estándares internacionales de corrosión interna, inspección y aseguramiento de la integridad de tuberías, tales como NACE, API, ASTM y ASME.