

5. Inhibidores de corrosión en la industria petrolera



DOI: cc.443.05

SILVIA CASTILLO ACOSTA*
MERCEDES BAZALDUA DOMÍNGUEZ**

Resumen

La corrosión es un proceso natural, y a menudo inevitable, que implica el deterioro gradual de los materiales, normalmente metales, debido a reacciones químicas o electroquímicas con su entorno. Este proceso transforma los metales refinados en formas químicamente más estables, como óxidos, hidróxidos o sulfuros. La oxidación del hierro es un ejemplo común de corrosión.

Comprender la corrosión y aplicar estrategias de prevención adecuadas es vital para numerosas industrias, desde las infraestructuras y el transporte hasta la fabricación y la energía, para garantizar la seguridad, la fiabilidad y la eficiencia económica. En particular, en la industria petrolera, la corrosión es un proceso muy común debido a que muchos de los contaminantes del petróleo son sumamente corrosivos, en especial el agua con sales disueltas que contiene, además de los ambientes sumamente corrosivos que se manejan en el proceso de refinación. Por ello, mitigar los efectos de la corrosión en la industria petrolera constituye un desafío significativo. Para enfrentarlo, los productos químicos desarrollados mediante la investigación científica desempeñan un papel fundamental, particularmente los inhibidores de corrosión.

En este capítulo daremos una panorámica del fenómeno de la corrosión, sus efectos y desafíos en la industria petrolera y abordaremos el importante

*Doctora en Ciencias. Investigadora en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0003-0771-9758; Scopus: 57219962794; correo electrónico: scastil@imp.mx

**Doctora en Ciencias. Investigadora en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0002-0048-3095; correo electrónico: mbazaldua@imp.mx

papel que desempeñan los inhibidores de la corrosión en la mitigación de este fenómeno.

Palabras clave: *corrosión, inhibidores de corrosión, protección electroquímica, adsorción superficial.*

Introducción

La corrosión es uno de los principales desafíos en la industria del petróleo y el gas, ya que genera pérdidas económicas y riesgos ambientales al comprometer la operación y la seguridad debido a fallas en la integridad y funcionalidad de la infraestructura y los equipos. Estas fallas se originan por cambios en las propiedades físicas y el comportamiento mecánico de los metales que los conforman; en este sentido, ningún activo metálico es inmune a la degradación (Brycki *et al.*, 2018; Speight, 2014). Las consecuencias de este proceso pueden representar grandes pérdidas de producto por fuga, rehabilitación o reemplazo, que implican una pérdida económica considerable (Al-Moubaraki y Obot, 2021). En la figura 5.1 se muestra una imagen realista de una tubería corroída en la industria del petróleo. La tubería muestra signos visibles de corrosión como óxido, agujeros y desgaste del metal en un entorno petrolero.

Figura 5.1. *Tubería corroída en la industria del petróleo*



La infraestructura de exploración y producción que se ve afectada incluye pozos, tuberías de fondo de pozo, plataformas marinas y equipos de perforación, hasta las extensas redes de oleoductos y gasoductos que transportan hidrocarburos en refinerías y plantas de procesamiento.

La escala del impacto económico de la corrosión es asombrosa y se extiende mucho más allá de los confines de una sola industria. Según investigaciones de la Association for Materials Protection and Performance (AMPP), el costo económico anual global atribuido a la corrosión en todos los sectores industriales supera los 2.5 miles de millones de dólares, lo que equivale al 3.4% del PIB mundial. Este drenaje constante de recursos limita el potencial de crecimiento económico y convierte la gestión efectiva de la corrosión en un imperativo estratégico. La mitigación de este fenómeno puede liberar un valor económico considerable y fomentar un desarrollo industrial más sostenible (Barbosa, 2025).

En la industria petrolera, los costos asociados a la corrosión pueden clasificarse en directos e indirectos. Los costos directos abarcan el mantenimiento, la reparación y el reemplazo de activos afectados. Sólo en la producción de petróleo y gas se estiman en 1.372 mil millones de dólares anuales (Khattak, 2025). A esto se suman los costos indirectos como la pérdida de ingresos por paros operativos, daños ambientales, multas, litigios y deterioro reputacional. Un caso emblemático fue la explosión de la refinería Philadelphia Energy Solutions en 2019, atribuida a un tramo de tubería corroído. Estos ejemplos demuestran que la corrosión no es únicamente un problema técnico, sino un riesgo financiero y de seguridad de primer orden (Castro, 2018; Revie y Uhlig, 2008).

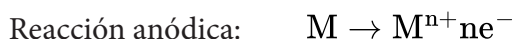
Las estrategias para enfrentar este desafío incluyen una selección adecuada de materiales, el uso de recubrimientos protectores, inhibidores de corrosión, protección catódica, monitoreo predictivo y diseño preventivo. Según AMPP, la aplicación eficiente de estas prácticas puede reducir hasta un 35% del costo total de la corrosión a nivel global. La inversión en tecnologías sostenibles y ecológicas también se alinea con las demandas regulatorias y de responsabilidad ambiental actuales. Así, el control de la corrosión se transforma en una herramienta estratégica para proteger ingresos, optimizar operaciones y fortalecer la sostenibilidad del sector energético.

La corrosión representa una amenaza sistémica que impacta la rentabilidad, la seguridad, el medio ambiente y la competitividad de la industria petrolera. Su gestión no debe limitarse a acciones correctivas, sino constituir una estrategia proactiva e integrada. La prevención y el monitoreo permiten maximizar la vida útil de los activos, reducir el tiempo de inactividad y proteger tanto el entorno como la reputación empresarial. Sólo a través de la inversión sostenida en ciencia de materiales, tecnologías de predicción y cultura organizacional de integridad, la industria podrá enfrentar de manera efectiva los desafíos de la corrosión en los complejos escenarios energéticos del futuro.

Corrosión

La corrosión es una reacción química o electroquímica de un metal en un entorno de oxígeno, humedad o sustancias químicas. En la industria del gas y el petróleo las corrientes de hidrocarburos son acompañadas con agentes corrosivos químicos, físicos o microbiológicos que provocan la corrosión. Este problema afecta a toda la industria y tiene graves consecuencias con un impacto negativo en el medio ambiente (Kumari *et al.*, 2021). La corrosión es un proceso redox espontáneo que ocurre cuando un metal entra en contacto con un medio conductor (electrolito), dando lugar a la oxidación del metal y a reacciones catódicas complementarias. Este fenómeno ocurre en ausencia de corriente externa y constituye una célula electroquímica de cortocircuito.

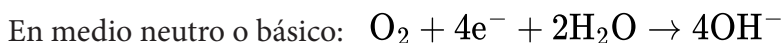
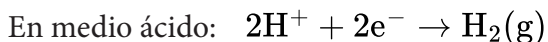
El proceso de corrosión implica la formación de una celda electroquímica. La región anódica es donde el metal se oxida liberando electrones, mientras que en la región catódica se reduce una especie del medio, como protones o moléculas de oxígeno.



En esta reacción ocurre un cambio en el potencial del ánodo debido al aumento de la corriente de oxidación. Esta reacción ocurre en la zona anódica, donde el metal se disuelve y está influenciada por la formación de

capas pasivadoras (óxidos), cambios en la concentración de iones metálicos, en la temperatura y el pH del medio.

Las reacciones catódicas resultan del cambio en el potencial del cátodo debido al aumento de la corriente de reducción, los electrones liberados en el ánodo viajan hacia el cátodo y en medios ácidos y neutros se llevan a cabo las siguientes reacciones:



La polarización catódica es un fenómeno electroquímico en el que el potencial del electrodo catódico se desplaza hacia valores más negativos debido al paso de corriente durante una reacción de reducción. Este proceso ocurre cuando los electrones generados en el ánodo son consumidos en el cátodo, y la velocidad de la reacción catódica —como la reducción de oxígeno— se ve limitada por factores como la concentración de reactivos o la resistencia del medio, lo que altera el potencial respecto a su estado de equilibrio.

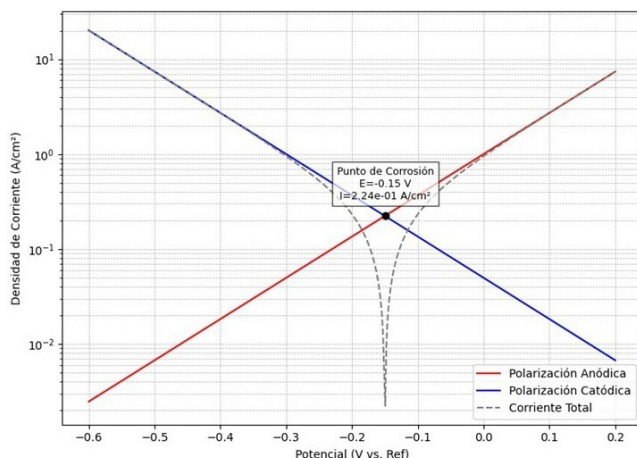
La velocidad de corrosión está determinada por el punto de intersección entre las curvas de polarización anódica y catódica (curvas de Evans). Si se reduce la polarización catódica (por ejemplo, eliminando oxígeno), se reduce la velocidad de corrosión, y si se incrementa la polarización anódica (por ejemplo, con recubrimientos pasivadores), también se reduce la corrosión (figura 5.2).

La curva roja indica la polarización anódica, donde el metal se oxida y libera electrones, mientras que la curva azul representa la polarización catódica, donde un agente oxidante (como el oxígeno) se reduce al recibir esos electrones. El punto donde ambas curvas se cruzan es el punto de corrosión, que define el potencial de corrosión (E_{corr}) y la densidad de corriente de corrosión (I_{corr}), es decir, la velocidad con la que el metal se está degradando. Este equilibrio entre las reacciones de oxidación y reducción determina la estabilidad del sistema y permite evaluar cómo factores como el oxígeno, el pH o los inhibidores afectan la corrosión.

El potencial de corrosión (E_{corr}) y la densidad de corriente de corrosión (I_{corr}) determinan la velocidad del proceso. Estos parámetros pueden ser

evaluados por técnicas electroquímicas como polarización potenciodinámica y espectroscopía de impedancia electroquímica (EIS).

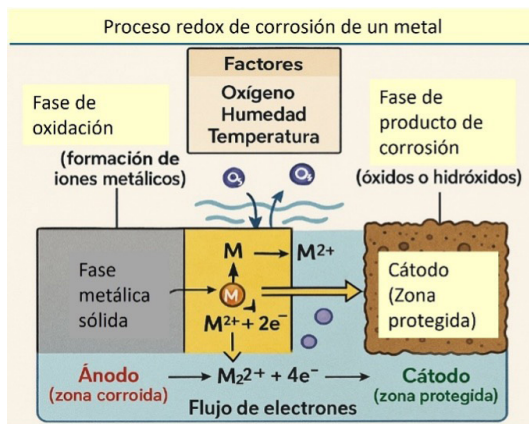
Figura 5.2. Diagrama de Evans de las curvas de polarización anódica y catódica



Fuente: Open IA, 2025 Microsoft Copilot.

La microestructura de los metales utilizados en ductos, particularmente el acero y el carbono, no es homogénea. Está compuesta por fases como ferrita y perlita, además de inclusiones no metálicas y zonas con tensiones residuales. Estas características generan regiones con diferentes potenciales electroquímicos que favorecen la formación de microceldas galvánicas. En ciertas áreas se comportan como ánodos y se disuelven, mientras que otras actúan como cátodos y se protegen, iniciando así el proceso de corrosión localizado desde el interior del material metálico.

Durante la operación de los ductos, la superficie metálica entra en contacto con medios que contienen especies agresivas como iones cloruro (Cl^-), bicarbonato (HCO_3^-), protones (H^+), dióxido de carbono (CO_2) o sulfuro de hidrógeno (H_2S). Estas especies pueden adsorberse sobre la superficie del metal, desplazando el oxígeno disuelto y el agua, y activando sitios de reacción. En aceros con potencial de pasivación, estas condiciones pueden desestabilizar o romper las capas de óxidos protectores, como Fe_2O_3 o Cr_2O_3 , favoreciendo la aparición de picaduras o corrosión localizada (figura 5.3).

Figura 5.3. Representación esquemática del proceso redox (corrosión) en un metal

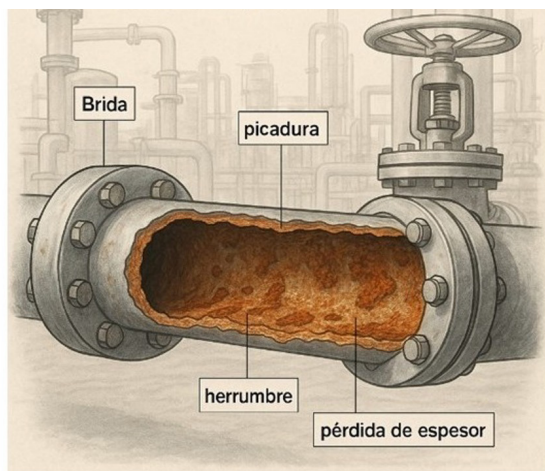
Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

Una vez que el proceso de corrosión ha iniciado, la reacción anódica implica la oxidación del hierro con la consecuente liberación de electrones, que son consumidos en zonas catódicas mediante la reducción de oxígeno o protones. Este flujo interno de corriente establece un circuito redox autosostenido que conduce a la pérdida progresiva de masa metálica. La persistencia del fenómeno sin medidas correctivas conlleva la disminución del espesor del ducto, afectando su integridad estructural y aumentando el riesgo de fallas operativas críticas.

Agentes químicos, físicos o microbiológicos, actúan en diversas condiciones operativas, tales como el agua, temperaturas elevadas, la acidez, la velocidad de flujo, presiones extremas y la presencia de contaminantes en el crudo. Esto es un problema que afecta a toda la industria y causa pérdidas en la economía al ocasionar interrupciones en la operación o la pérdida de productos por fugas o contaminación con consecuencias que tienen un impacto negativo en el medio ambiente (figura 5.4) (Al-Moubaraki y Obot, 2021; Brycki *et al.*, 2018).

En la figura 5.4 se muestra una tubería corroída con picadura y pérdida de peso. Existen diferentes tipos de corrosión en los materiales, los cuales se enumeran y definen a continuación de acuerdo con los diferentes factores presentes, como son la composición del material, el medio corrosivo y las condiciones de flujo, la temperatura, la tensión y la concentración de compuestos químicos a los que están expuestos (Km *et al.*, 2024).

Figura 5.4. Esquema de tubería de refinería corroída en su interior



Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

Algunos de los tipos de corrosión más frecuentes son los siguientes:

- *Corrosión por picadura.* Se presenta como pequeños agujeros o picaduras en la superficie del metal. Generalmente es provocada por la presencia de concentraciones elevadas de compuestos con cloruros.
- *Corrosión uniforme.* Se presenta extendida uniformemente a lo largo de la superficie. Generalmente es provocada por exposición a agentes corrosivos como agua, aire o productos químicos.
- *Corrosión galvánica.* Se presenta en un metal tipo anódico que se corroe al estar en contacto con un metal tipo aniónico, ambos en un medio corrosivo, como puede ser el agua salada. El metal tipo catódico queda protegido de la corrosión.
- *Corrosión por grietas.* Se presenta en espacios pequeños bajo las grietas. En estos espacios se acumula el material corrosivo que deteriora el material.
- *Corrosión intergranular.* Se presenta en las orillas, donde se pierde material debido a su debilitamiento. Esto se debe a la exposición a impurezas de cloro o azufre.
- *Corrosión por erosión.* Se presenta en la superficie de tuberías, válvulas y bombas que están expuestas a un fluido altamente corrosivo, el cual circula a alta velocidad.

- *Corrosión por agrietamiento bajo tensión.* Se presenta en los materiales expuestos a un medio corrosivo bajo factores extremos de tensión, como es la alta temperatura, la alta fricción y/o altos niveles de cloruros que provocan la fisuración o agrietamiento del material.

La corrosión en la industria petrolera

La corrosión en la industria petrolera es un problema crítico que afecta la seguridad, la eficiencia y los costos operativos de toda la cadena de producción, desde la extracción hasta el refinado y transporte de hidrocarburos. Esta corrosión ocurre, principalmente, por la interacción de los materiales metálicos con ambientes agresivos que contienen agua salada, dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), oxígeno, sales y bacterias.

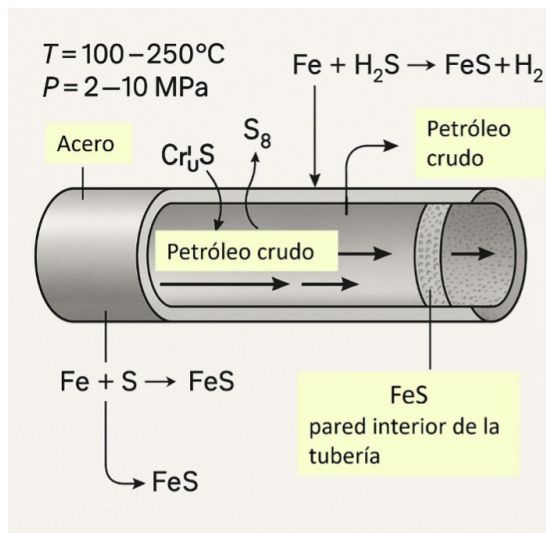
La corrosión dominante en la industria del petróleo es por H_2S , cuando domina en un entorno con $p\text{CO}_2/p\text{H}_2\text{S} < 20$, o por CO_2 cuando domina $p\text{CO}_2/p\text{H}_2\text{S} > 500$ (Obot *et al.*, 2019). Con base en estas condiciones se clasifica como medio “amargo” (presencia de H_2S) o medio “dulce” (presencia de CO_2) (Smith y Pacheco, 2002).

Medio Amargo: H_2S está presente en el crudo o es generado durante procesos de conversión térmica. Este reacciona con el hierro de las estructuras metálicas para formar sulfuro de hierro (FeS).

En la figura 5.5 se presenta un esquema de las reacciones de corrosión causadas por compuestos de azufre en corrientes de hidrocarburos. El esquema incluye: 1) un oleoducto de acero que transporta petróleo crudo con sulfuro de hidrógeno (H_2S) y azufre elemental (S_8); 2) las reacciones químicas que tienen lugar entre el metal de la tubería (Fe) y los contaminantes; 3) la formación de incrustaciones de sulfuro de hierro (FeS) en la pared interna del oleoducto; 4) anotaciones que muestran las condiciones de temperatura y presión típicas del refinado o transporte de petróleo. Las flechas dentro de la tubería indican la dirección del flujo y las zonas de reacción.

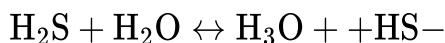
Generalmente, el sulfuro de hierro actúa como una capa protectora que es susceptible de eliminación por las condiciones de operación, de tal manera que el metal queda expuesto y se corroe. Esto puede producir grietas por la fragilización del metal, sobre todo cuando está bajo tensiones mecánicas (Johnson *et al.*, 2009).

Figura 5.5. Reacciones de corrosión por sulfuros en corrientes de hidrocarburos

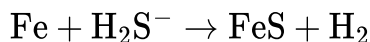


Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

Este medio tiene un pH bajo y, cuando hay agua (H_2O) en el medio, se disuelve y forma las especies iónicas:



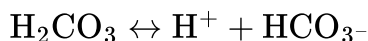
El H_2S reacciona químicamente con el hierro (Fe) de las superficies metálicas para formar sulfuros de hierro (FeS):



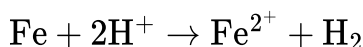
Al principio se forma una capa protectora que, bajo las condiciones de operación, se desprende con el tiempo y el metal se oxida en forma localizada, presentando grietas inducidas por fragilización, especialmente bajo tensiones mecánicas (Tamalmani y Husin, 2020).

Medio Dulce: CO_2 . Este compuesto, al contacto con el agua, reacciona y forma ácido carbónico (H_2CO_3), el cual es un ácido débil que se disocia en

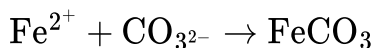
iones hidrógeno (H^+) y bicarbonato (HCO_3^-), reduciendo el pH y cambiando el medio a corrosivo (Eduok y Szpunar, 2020).



El hierro (Fe) del metal reacciona con los iones H^+ presentes en la solución ácida para liberar gas hidrógeno (H_2) y formar iones ferrosos (Fe^{2+}):



Los iones Fe^{2+} pueden reaccionar con el bicarbonato (HCO_3^-) o el carbonato (CO_3^{2-}) que se encuentran presentes en la solución para formar una capa de carbonato de hierro ($FeCO_3$) sobre la superficie del metal:



La capa puede ser de bajo espesor y porosa, lo que provoca que se desprenda y quede nuevamente la superficie expuesta al ataque corrosivo.

El control de la corrosión en los procesos de la industria del petróleo, en medio ácido y medio amargo, requiere de diferentes estrategias combinadas para potenciar el resultado en cada medio. En medio dulce se utiliza una infraestructura fabricada con aleaciones de acero inoxidable, revestimientos a base de pinturas epóxicas y recubrimientos metálicos, los cuales interponen una barrera física. Por otro lado, se realiza control de pH del medio y el uso de inhibidores de corrosión específicos. En medio amargo se utiliza la protección catódica. Para ello, se trabaja con ánodos denominados de sacrificio y se usan inhibidores de corrosión diseñados para ambientes con alto contenido de H_2S . También se implementa la mezcla de crudos para reducir la concentración de H_2S . De manera general, se realizan ajustes en la velocidad de flujo y se implementan sistemas de monitoreo continuo de corrosión a fin de que estas estrategias combinadas mitiguen la corrosión

y se mantenga la integridad de la infraestructura, prolongando su vida útil (Al-Moubaraki y Obot, 2021; Eduok y Szpunar, 2020).

La velocidad de este deterioro depende de varios factores, tales como la exposición al agente oxidante, la temperatura, la presencia de soluciones salinas y las propiedades químicas del metal. Este proceso es natural y espontáneo, y no sólo afecta a los metales, sino también a otros materiales que deterioran la infraestructura (Roberge, 2008).

Inhibidores de corrosión

Los inhibidores de corrosión son compuestos químicos con la capacidad de inhibir o retardar el proceso de la corrosión del metal. Estos compuestos químicos se dosifican en baja concentración (1 a 15 000 ppm) al medio corrosivo sin alterarlo. La inhibición involucra la adsorción del compuesto en el metal y, cuando se retarda, se reduce la velocidad de oxidación del metal (Desai *et al.*, 2023).

Los inhibidores de corrosión son compuestos químicos que se dosifican en bajas concentraciones a las corrientes corrosivas que contienen agua con alta salinidad, dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S) y otros ácidos. El inhibidor de corrosión reduce y/o elimina la corrosión que provoca la degradación en el metal, por ello estos compuestos son clave para la infraestructura petrolera, por ejemplo, en pozos, tuberías, refinerías, sistemas de distribución y almacenamiento (Fontana, 2005).

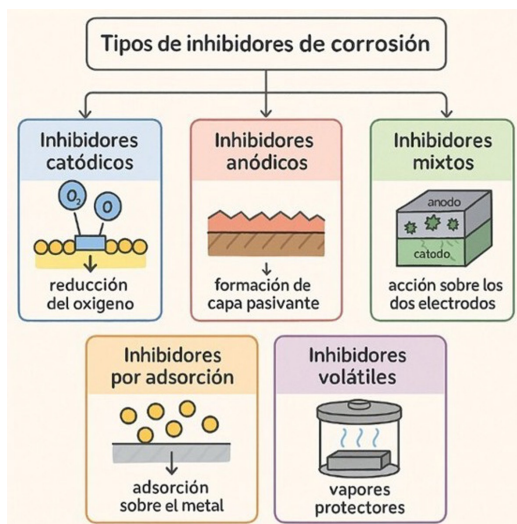
Los inhibidores de corrosión orgánicos, utilizados en medios de salmuera con presencia de CO_2 y H_2S en contacto con metales —principalmente acero al carbono y acero dulce—, presentan una efectividad que depende de factores como la temperatura, la velocidad de flujo, el pH, la presión y el tiempo de exposición, entre otras condiciones propias de la infraestructura.

Los inhibidores orgánicos son un método ampliamente adoptado en la industria petrolera y funcionan mediante la formación de películas protectoras en las superficies metálicas. Estos inhibidores se consideran una inversión estratégica debido a su capacidad para prolongar la vida útil de los activos, reducir el tiempo de inactividad y prevenir millones de dólares en pérdidas de producción (Huey *et al.*, 2000; Km *et al.*, 2024).

Las pruebas para determinar la efectividad de un inhibidor de la corrosión se realizan principalmente mediante técnicas de pérdida de peso y electroquímicas, cuyos datos pueden revelar el mecanismo de acción de los inhibidores de la corrosión y establecer sistemas específicos para cada problemática.

La estructura de los inhibidores de corrosión la integran heteroátomos de oxígeno, nitrógeno, fósforo y azufre. Estos compuestos donan electrones a la superficie del metal y establecen interacciones mediante quimisorción o fisisorción. Las moléculas adsorbidas presentan, además, un extremo no polar —generalmente una cadena hidrocarbonada— capaz de formar una película hidrófoba frente al medio corrosivo, que actúa como barrera protectora y contribuye a prolongar la vida útil de la infraestructura (Huey *et al.*, 2000; Km *et al.*, 2024).

Figura 5.6. Tipos de inhibidores de corrosión



Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

En la figura 5.6 se muestran 5 tipos de inhibidores de corrosión. Además de las 5 categorías, existen más clasificaciones, como los inhibidores pasivadores de adsorción en medio ácido, los catódicos formadores de películas, los neutralizantes, los secuestradores y los inhibidores misceláneos.

Los inhibidores de corrosión formadores de películas protectoras (frecuentes en la industria del petróleo y gas, especialmente en ductos, tanques y sistemas de producción) actúan mediante un mecanismo electroquímico que interrumpe o desacopla las reacciones redox de corrosión en la interfaz metal-electrolito, modificando el mecanismo electroquímico del sistema corrosivo, desde el ánodo, el cátodo o ambos. Una explicación simplificada se presenta en la tabla 5.1.

Tabla 5.1. *Inhibidores de corrosión formadores de películas protectora*

<i>Tipo de inhibidor</i>	<i>Efecto electroquímico principal</i>
Anódico	Disminuye la velocidad de disolución del metal
Catódico	Retarda la reducción de oxígeno o protones
Mixto	Afecta ambas semirreacciones simultáneamente
Formador de película	Actúa como barrera que eleva la impedancia y bloquea carga

Fuente: elaboración propia.

Clasificación por el origen de sus componentes (Km *et al.*, 2024):

- *Inhibidores naturales.* Son derivados de plantas o minerales; tienen la característica de ser respetuosos con el medio ambiente, de baja toxicidad, biodegradables y económicos. La desventaja es su baja eficiencia en entornos de corrosión severa.
- *Inhibidores sintéticos.* Son duraderos y tienen una alta eficiencia para inhibir la corrosión en medios altamente corrosivos; no obstante, deben ser controlados para evitar su interferencia en otros procesos químicos.
- *Inhibidores naturales.* Son derivados de plantas o minerales. Tienen la característica de ser respetuosos con el medio ambiente, de baja toxicidad, biodegradables y económicos. La desventaja es su baja eficiencia en entornos de corrosión severos.
- *Inhibidores sintéticos.* Son duraderos y tienen una alta eficiencia para inhibir la corrosión en medios altamente corrosivos; sin embargo, deben ser controlados para evitar interferencia en otros procesos químicos.

De acuerdo con el método de aplicación, los inhibidores de la corrosión pueden clasificarse en volátiles (VCI), solubles en fluidos y recubrimientos.

Mecanismos de acción de los inhibidores

Adsorción en la superficie metálica

Los inhibidores de corrosión orgánicos han emergido como una solución eficaz y versátil a la corrosión, especialmente por su capacidad de inducir la pasivación en la superficie metálica y reducir la velocidad de disolución mediante mecanismos fisicoquímicos estrechamente relacionados con la teoría de la disolución por activación.

La pasivación es un fenómeno natural o inducido mediante el cual se forma una película superficial delgada, adherente y poco conductiva sobre el metal, que actúa como una barrera entre el material y el medio corrosivo. Esta capa puede estar compuesta por óxidos, hidróxidos u otros productos insolubles, cuya función es limitar el transporte de iones y electrones, interrumpiendo así las reacciones electroquímicas responsables de la corrosión (Chidiebere *et al.*, 2024; Ravi *et al.*, 2025).

La acción de los inhibidores de corrosión orgánicos se basa en su capacidad para adsorberse sobre la superficie metálica mediante fuerzas físicas (fisorción), químicas (quimisorción) o electrostáticas. Estas moléculas, que comúnmente contienen grupos funcionales con pares de electrones libres (como $-\text{OH}$, $-\text{NH}_2$, $-\text{COOH}$, $-\text{SH}$, o sistemas π -conjugados), interactúan con los sitios activos del metal y forman una película protectora homogénea que actúa como barrera contra especies agresivas como H^+ o Cl^- . Ejemplos de estos inhibidores incluyen compuestos naturales como extractos de diferentes frutos, hojas o tallos de plantas, como los derivados del árbol del neem (Aliofkhazraei, 2014), y otros productos químicos sintéticos, tiazoles, aminas, imidazoles y derivados de Schiff base, los cuales han mostrado una elevada eficiencia en medios ácidos o salinos.

Este mecanismo de protección se explica en profundidad mediante la teoría de disolución por activación, la cual postula que la corrosión metálica es un proceso activado energéticamente: para que un átomo metálico se convierta en ion y se disuelva, debe superar una barrera de energía denominada energía de activación (ΔG^*) (ver figura 5.5). En ausencia de inhibidores, los

átomos del metal logran ésta energía más fácilmente, especialmente en medios ácidos. Sin embargo, la presencia de un inhibidor modifica este escenario: la molécula adsorbida eleva la energía de activación, dificultando la disolución anódica. Es decir, el inhibidor interfiere con el paso cinéticamente limitante del proceso corrosivo, reduciendo así la pérdida metálica.

Desde un enfoque electroquímico, este efecto se refleja en la disminución de la corriente de corrosión (I_{corr}), observable en curvas de polarización Tafel o técnicas de impedancia electroquímica (EIS). Esta corriente es directamente proporcional a la velocidad de corrosión del sistema, de acuerdo con la ley de Faraday:

$$V_{\text{corr}} = \frac{I_{\text{corr}} * M}{n * F * \rho}$$

Donde M es la masa molar del metal, n el número de electrones intercambiados, F la constante de Faraday y ρ la densidad del metal. Por tanto, una reducción significativa de I_{corr} en presencia del inhibidor confirma experimentalmente la eficacia protectora del mismo.

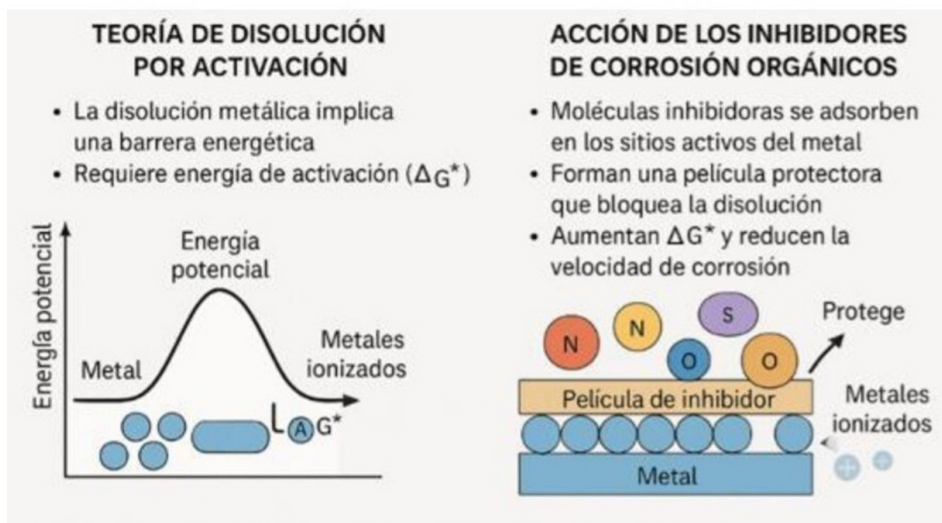
Algunos inhibidores orgánicos no sólo actúan bloqueando sitios activos, sino que también promueven la formación de capas pasivas artificiales mediante complejación con iones metálicos o formación de productos insolubles sobre la superficie. Por ejemplo, moléculas con azufre ($-SH$) o nitrógeno ($-NH_2$) pueden formar enlaces de coordinación con átomos de Fe o Cu, generando una película química estable. Esta doble acción –adsorción + pasivación– hace que ciertos compuestos orgánicos puedan competir incluso con inhibidores inorgánicos tradicionales, como fosfatos o cromatos, pero sin el impacto ambiental negativo que estos últimos pueden generar.

En la figura 5.7 se presenta esquemáticamente la teoría de disolución por activación y el efecto de la adición de inhibidores de corrosión orgánica para proteger el metal de la corrosión.

La protección de metales en presencia de inhibidores orgánicos se fundamenta en su capacidad para inducir pasivación activa, tanto por formación de capas físicas adsorbidas como por interferencia directa en la cinética de disolución metálica. Esta acción se describe adecuadamente dentro del marco de la teoría de disolución por activación, que explica cómo

los inhibidores aumentan la energía necesaria para que la corrosión ocurra, ralentizando así los procesos anódicos, por ejemplo, los inhibidores formados por amidas (Fouda *et al.*, 2024). Estos procesos pueden ser estudiados con diferentes técnicas electroquímicas.

Figura 5.7. Representación esquemática del mecanismo de adsorción de inhibidores de corrosión



Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

En la tabla 5.2 se presentan algunos ejemplos de inhibidores orgánicos más empleados, sus grupos funcionales y el tipo de adsorción que se presenta con la superficie metálica.

Tabla 5.2 Ejemplos de inhibidores orgánicos, grupos funcionales y tipo de adsorción

Inhibidor orgánico	Grupo funcional principal	Tipo de adsorción	Referencia
Extracto de Azadirachta indica (neem)	-OH, -COOH, fenoles	Fisisorción y quimisorción	(Ravi <i>et al.</i> , 2025)
Glibenclamida Tiazol y derivados	-NH, sulfonilurea N, S heterociclos	Quimisorción Quimisorción	(Fouda <i>et al.</i> , 2024) (Timoudan <i>et al.</i> , 2024)

Base de Schiff isatina-quitosano	C=N, OH, NH2	Quimisorción	(Modwi <i>et al.</i> , 2016)
Compuesto con anillo imidazólico	N heterocíclico	Fuerte quimisorción	(Yaagoob & Verma, 2024)
Fermentado de hoja de helecho	Polifenoles, ácidos orgánicos	Fisisorción	(Lakikza <i>et al.</i> , 2025)

Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

Pasivación desde la perspectiva de la polarización electroquímica

Desde la electroquímica, la pasivación puede estudiarse detalladamente mediante curvas de polarización anódica que describen cómo varía la corriente anódica del metal frente a cambios de potencial. La polarización es una técnica que permite entender el comportamiento de un electrodo durante un proceso de corrosión y, en el caso de metales, revela la existencia de una región de pasividad claramente identificable.

En una curva típica, sin inhibidor, la corriente de corrosión (I_{corr}) aumenta con el potencial en la llamada región activa, ya que el metal se disuelve libremente. Sin embargo, al agregar un inhibidor pasivador, se modifica radicalmente esta respuesta. El inhibidor puede inducir la formación de una película superficial (óxidos, complejos o capas adsorbidas) que actúa como barrera, haciendo que la corriente anódica se estabilice o disminuya en la región de pasivación. Esto se refleja como una meseta o zona de baja pendiente en la curva.

Los efectos típicos observados son: reducción de I_{corr} , aumento en la pendiente anódica (β_a), desplazamiento del potencial de corrosión (E_{corr}) hacia valores más positivos, y presencia de una zona pasiva bien definida. Este comportamiento confirma que el inhibidor no sólo reduce la cinética de la reacción corrosiva, sino que además modifica el estado superficial del metal, lo que promueve la pasivación activa.

Pasivación inducida por inhibidores observada mediante espectroscopía de impedancia electroquímica

La espectroscopía de impedancia electroquímica (EIS) es una herramienta avanzada y no destructiva utilizada para estudiar la respuesta electroquímica de materiales metálicos frente a ambientes corrosivos. En el contexto de inhibidores de corrosión, ésta técnica permite evaluar de forma sensible la eficacia de la pasivación inducida sobre la superficie metálica.

Cuando se añade un inhibidor efectivo al sistema se observa un incremento notable en la resistencia de polarización (R_p), parámetro que representa la oposición del sistema a la corriente de corrosión. Éste aumento en R_p es una señal directa de que se ha formado una película pasiva o una barrera de adsorción que limita el transporte de iones y electrones.

Visualmente, en el diagrama de Nyquist, esto se refleja como un aumento del diámetro del semicírculo. Un sistema sin inhibidor muestra un semicírculo pequeño (baja R_p), mientras que, con inhibidor, el semicírculo se amplía considerablemente, indicando un sistema más protegido y pasivado. Asimismo, la capacitancia de la doble capa (C_{dl}) disminuye, lo que sugiere que la superficie activa del metal ha sido reducida por adsorción del inhibidor.

La C_{dl} se refiere a la capacitancia que se forma en la interfaz entre el electrodo del metal que se está estudiando y el electrolito correspondiente a la solución corrosiva. Esta interfaz se comporta como un capacitor debido a la acumulación de cargas (iones y dipolos) a cada lado de la interfaz, formando lo que se conoce como: la doble capa eléctrica.

Un valor alto de C_{dl} indica una mayor área superficial expuesta del metal al electrolito. Cuando se añade un inhibidor de corrosión, éste tiende a adsorberse en la superficie del metal, ocupando sitios activos y formando una película protectora. Esta película reduce el área de contacto entre el metal y el electrolito, lo que se traduce en una disminución de la C_{dl} .

Otro parámetro de gran importancia en el estudio de los procesos de corrosión es la resistencia a la transferencia de carga (R_{ct}), la cual describe la oposición al movimiento de electrones o iones a través de la interfaz metal-electrolito durante una reacción electroquímica, como la corrosión. Este parámetro constituye una medida directa de la cinética de las reacciones de oxidación y reducción que tienen lugar en la superficie del electrodo. Un

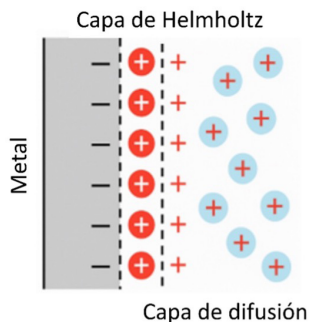
valor bajo de R_{ct} indica una alta velocidad de corrosión, ya que los electrones se transfieren fácilmente a través de la interfaz. Cuando se añade un inhibidor de corrosión, éste forma una barrera que dificulta la transferencia de carga entre el metal y el medio corrosivo. Esto se manifiesta como un aumento en la R_{ct} . Un valor elevado de R_{ct} en presencia de un inhibidor es una fuerte indicación de su eficiencia, ya que significa que el inhibidor está frenando las reacciones de corrosión en la superficie del metal.

Otros parámetros observables incluyen el aumento del módulo $|Z|$ a baja frecuencia, lo cual indica una mayor estabilidad de la interfaz metal-solución. Este comportamiento es característico de superficies donde ha ocurrido una pasivación efectiva, ya sea por formación de óxidos insolubles, complejos metálicos, o por capas orgánicas adsorbidas.

Cargas en la superficie del metal

La capa de Helmholtz es la parte importante de la doble capa eléctrica que se forma en la interfaz entre un metal y un electrolito, la cual es el resultado de la separación de cargas: el metal adquiere una carga superficial neta (positiva o negativa), se atraen iones opuestos desde la solución, los cuales se organizan muy cerca de la superficie metálica. Esto genera un campo eléctrico perpendicular a la interfaz.

Figura 5.8. Diagrama ilustrativo de la doble capa eléctrica y la ubicación de la capa de Helmholtz



Esta estructura actúa como un condensador plano, donde una “placa” está formada por la carga en el metal, y la otra por los contraiones en la solución. La zona más próxima se denomina capa de Helmholtz interna (IHP), en la que pueden adsorberse inhibidores orgánicos, iones específicos o moléculas polares. Más allá de ésta, existe la capa externa de Helmholtz (OHP), donde se localizan los iones hidratados, sin contacto directo con la superficie (figura 5.8).

La formación, composición y densidad de la capa de Helmholtz afectan directamente la capacidad del sistema para adsorber inhibidores de corrosión. Si el metal tiene carga negativa, atraerá inhibidores protonados o cationes; si tiene carga positiva, atraerá aniones. La eficacia de un inhibidor depende, en gran medida, de su capacidad para insertarse en esta capa y formar una película estable y protectora.

El inhibidor de corrosión se une a la superficie del metal a través de fuerzas electrostáticas. Desde el punto de vista electroquímico, la capa de Helmholtz contribuye a la capacitancia total de la interfase y puede observarse indirectamente mediante técnicas como EIS, donde un aumento en la resistencia de transferencia de carga y una disminución en la capacitancia indican una adsorción efectiva.

Cuando un metal se encuentra en contacto con un electrolito, se forma una doble capa eléctrica en la interfaz metal-solución. Esta está compuesta por una capa compacta de Helmholtz (o Stern), donde se adsorben iones o moléculas de inhibidor en contacto cercano con el metal, y una capa difusa, donde los iones del medio se distribuyen gradualmente, según el potencial eléctrico. Esta estructura electroquímica es crítica para entender cómo los inhibidores de corrosión interactúan con la superficie metálica.

Fisisorción (adsorción física)

Los inhibidores se adsorben inicialmente sobre la superficie metálica a través de fuerzas electrostáticas débiles, como fuerzas de van der Waals o dipolo-dipolo. Esta adsorción ocurre principalmente en la capa difusa o en la parte externa de la capa de Helmholtz, sin formar enlaces químicos. Es un proceso reversible, sensible a la temperatura y al potencial de electrodo. Un ejemplo típico es la adsorción de aminas protonadas o aniones orgánicos sobre superficies cargadas opuestamente.

Quimisorción (adsorción química)

La quimisorción involucra la formación de enlaces covalentes o coordinados entre grupos funcionales del inhibidor (como N, O o S) y átomos del metal. Ocurre en el plano interno de la capa de Helmholtz. Ésta interacción es más fuerte e irreversible, generando películas protectoras densas. Ejemplos incluyen inhibidores como imidazoles, benzotriazoles y fosfonatos que forman enlaces con Fe, Cu o Ni.

Interacción π -d (π -metal)

Inhibidores con sistemas aromáticos conjugados pueden interactuar con la superficie metálica a través de acoplamiento entre la nube electrónica π del inhibidor y los orbitales d del metal. Esta adsorción ocurre en la capa de Helmholtz interna y favorece el autoensamblaje de monocapas organizadas. Este tipo de interacción aumenta la densidad electrónica local, estabiliza el potencial superficial y reduce la capacitancia de doble capa.

Adsorción competitiva o sustitutiva

Éste mecanismo ocurre cuando el inhibidor desplaza especies previamente adsorbidas sobre la superficie metálica, como Cl^- o H_2O , accediendo a la capa compacta. Está influenciado por el equilibrio de potencial, la carga superficial y la selectividad química. Un caso común es el reemplazo de aniones agresivos por inhibidores como el benzotriazolato, que pasiva la superficie metálica y estabiliza la interfaz

En la tabla 5.3 se resumen y comparan los tipos de absorción en la doble capa.

Tabla 5.3. Comparación de mecanismos de adsorción en la doble capa eléctrica

<i>Tipo de adsorción</i>	<i>Ubicación en la doble capa</i>	<i>Tipo de interacción</i>	<i>Ejemplo</i>	<i>Efecto electroquímico</i>
Fisisorción	Capa difusa → Helmholtz externa	Fuerzas electrostáticas	Aminas protonadas, carboxilatos	$\downarrow C_{dl}$
Quimisorción	Helmholtz interna	Enlace covalente/coordinado	Imidazoles, tioles, BTA	$\downarrow i_{corr}, \downarrow C_{dl}, \uparrow R_{ct}$

Interacción π -d	Helmholtz interna	Acoplamiento π con orbitales d	Piridinas, fenilaminas	$\uparrow$ orden superficial, $\downarrow$ C_{dl}
Competitiva/sustitutiva	Helmholtz externa $\rightarrow$ interna	Reemplazo de iones adsorbidos	Benzotriazolato vs Cl^-	Cambio en E_{corr} , $\uparrow$ R_{ct}

Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

Los mecanismos de adsorción de los inhibidores sobre la superficie metálica determinan si su acción es predominantemente anódica, catódica o mixta. Ésta clasificación depende del tipo de interacción con la doble capa eléctrica y de los sitios específicos que el inhibidor bloquea en la interfaz.

Los inhibidores que actúan modificando el medio corrosivo no dependen de la formación de una película protectora directamente adherida al metal, sino que alteran variables fisicoquímicas del entorno (pH, contenido de oxígeno, concentración de gases ácidos, actividad del agua o complejación de iones metálicos) para desacelerar o suprimir los mecanismos electroquímicos de corrosión. Algunos ejemplos de aplicación de los inhibidores de corrosión son los siguientes (Monticelli, 2018; Shang y Zhu, 2021):

- *Ajustadores de pH:* en sistemas acuosos, la termodinámica de disolución del hierro y la formación de películas pasivas dependen del pH, donde un medio ligeramente alcalino favorece la precipitación de hidróxidos y carbonatos de hierro que limitan la corriente anódica. En operaciones de inyección de agua para recuperación secundaria, el pH se ajusta mediante hidróxido de sodio (NaOH) o carbonato de sodio (Na_2CO_3) para neutralizar ácidos orgánicos y CO_2 disuelto. De igual forma, las unidades de tratamiento de aguas ácidas utilizan amoníaco anhidro para mantener valores de pH entre 8 y 9, reduciendo la solubilidad del sulfuro de hidrógeno y mejorando la estabilidad de los equipos de proceso.
- *Secuestradores de oxígeno:* el oxígeno disuelto actúa como el aceptador de electrones predominante en medios neutros y básicos, intensificando la reacción catódica y acelerando la formación de óxidos localizados (pitting). En calderas, generadores de vapor y líneas de vapor utilizados para inyección térmica, se dosifican secuestradores de oxígeno como sulfito de sodio (Na_2SO_3) y hidrazina (N_2H_4). El sulfito reacciona estequiométrica-

mente con el O_2 para formar sulfato, mientras que la hidrazina se oxida liberando nitrógeno, permitiendo un control más fino a altas temperaturas. La eliminación eficiente de oxígeno minimiza la corrosión de la fase condensado y prolonga la vida de tuberías y economizadores.

- *Inhibidores de CO_2 y H_2S* : los gases ácidos CO_2 y H_2S generan ácidos carbónicos y sulfhídricos al disolverse en agua, elevando la acidez y favoreciendo la corrosión interna de tuberías de producción y transporte. Las aminas alifáticas (monoetanolamina, dietanolamina) se utilizan como absorbentes en unidades de endulzamiento para remover estos gases antes del envío. En pozos productores de gas agrio, se inyectan triazoles modificados y sales de imidazolina que reaccionan con H_2S para formar compuestos organosulfurados estables. Estas acciones reducen la presión parcial de los gases corrosivos y disminuyen la tasa de pérdida metálica en condiciones de alta temperatura y presión.
- *Agentes complejantes*: la presencia de iones metálicos libres (Fe^{2+} , Cu^{2+}) cataliza reacciones redox que aceleran la corrosión galvánica y la formación de depósitos. Los quelantes, como el ácido etilendiaminotetraacético (EDTA), se agregan durante la limpieza química de intercambiadores y torres de destilación para secuestrar dichos iones en complejos solubles y prevenir su reprecipitación. Esta técnica también se emplea en procesos de desincrustación en unidades de cracking catalítico, reduciendo paros no programados y mejorando la transferencia térmica.
- *Modificadores de actividad del agua*: la corrosión en sistemas de transporte de hidrocarburos está fuertemente correlacionada con la presencia de agua líquida. Para disminuir la actividad del agua y prevenir la formación de emulsiones corrosivas, se inyectan glicoles (MEG, TEG) y sales higroscópicas. En líneas de gas húmedo costa afuera, el monoetilenglicol se utiliza a concentraciones de 20–40 % para inhibir la formación de hidratos y reducir la tasa de corrosión interna. Este método se complementa con el drenaje y la purga de agua para evitar la acumulación de fases acuosas en puntos bajos.

La selección del inhibidor debe ponderar la eficacia, el costo, la compatibilidad ambiental y regulatoria. La dosificación continua se realiza mediante bombas de inyección controladas por sistemas SCADA, mientras que la

eficacia se valida mediante monitoreo electroquímico (LPR, EIS) y cupones de pérdida de peso. En términos económicos, AMPP estima que la correcta aplicación de inhibidores puede reducir entre 15 % y 35 % los gastos totales de corrosión. Sin embargo, el uso de agentes como la hidrazina está limitado por su toxicidad, impulsando la búsqueda de alternativas verdes como dihidroxilaminas y extractos naturales.

Reflexiones finales

Los inhibidores de corrosión son una estrategia vigente para proteger la infraestructura de la industria petrolera, dando una solución al deterioro provocado por los procesos de oxidación (salinidad, H_2S , CO_2 , altas temperaturas/presiones). La relevancia del uso de los inhibidores de corrosión está en la protección crítica para prevenir fallos en la infraestructura y los equipos (oleoductos, tanques de almacenamiento, refinerías, plataformas extraterritoriales), a fin de evitar fugas, derrames y accidentes, para extender la vida útil de los activos, reduciendo costos de mantenimiento y reposición.

La investigación y el desarrollo tecnológico de inhibidores de corrosión continua en búsqueda de mejorar la eficiencia y tener un mayor alcance en condiciones específicas de aplicación. Lo más relevante es la tendencia a obtener inhibidores de corrosión con un menor impacto ambiental, privilegiando materias primas de origen natural, menos tóxicas, biodegradables y ecológicas o sustentables y bajo costo en todo el ciclo de vida, así como procurar lo mismo en los procesos de obtención para no generar residuos peligrosos. La conciencia ambiental y las regulaciones cada vez más estrictas están dirigiendo estos esfuerzos (Ahmed *et al.*, 2024).

Referencias

- Ahmed, M. A., Amin, S., y Mohamed, A. A. (2024). Current and emerging trends of inorganic, organic and eco-friendly corrosion inhibitors. *RSC Advances*, 14(43), 31877–31920. <https://doi.org/10.1039/D4RA05662K>
- Aliofkhazraei, M. (Ed.). (2014). *Developments in Corrosion Protection*. IntechOpen.
- Al-Moubaraki, A. H., y Obot, I. B. (2021). Corrosion challenges in petroleum refinery

- operations: Sources, mechanisms, mitigation, and future outlook. *Journal of Saudi Chemical Society*, 25(12), 101370. <https://doi.org/10.1016/j.jscs.2021.101370>
- Barbosa, M. (2025). *La corrosión en cifras: jimpacto global y soluciones efectivas!* hm rubber. <https://hmrubber.com.uy/la-corrosion-en-cifras-impacto-global-y-soluciones-efectivas/#:~:text=%F0%9F%9B%A0%EF%B8%8F,-Maysa%20Barbosa&text=La%20corrosi%C3%B3n%20es%20un%20problema,econ%C3%B3mica%20para%20combatir%20la%20corrosi%C3%B3n.&text=La%20corrosi%C3%B3n%20no%20es%20s%C3%B3lo,el%20suelo%20y%20el%20agua>.
- Brycki, B. E., Kowalczyk, I. H., Szulc, A., Kaczerewska, O., y Pakiet, M. (2018). Organic Corrosion Inhibitors. En M. Aliofkhazraei (Ed.), *Corrosion Inhibitors, Principles and Recent Applications*. InTech. <https://doi.org/10.5772/intechopen.72943>
- Castro, C. (2018). *Explosión y fuego en la refinería PhiladelPhia Energy Solutions (PES) en Filadelfia – 21 junio 2019*. Salud y seguridad en el trabajo.
- Chidiebere, M. A., Anadebe, V. C., y Barik, R. C. (2024). Insight into the corrosion resistance of mild steel in an acidic environment in the presence of an organic extract: Experimental and computational approach. *Results in Engineering*, 23, 102787. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.102787>
- Desai, P. D., Pawar, C. B., Avhad, M. S., y More, A. P. (2023). Corrosion inhibitors for carbon steel: A review. *Vietnam Journal of Chemistry*, 61(1), 15–42. <https://doi.org/10.1002/vjch.202200111>
- Eduok, U., y Szpunar, J. (2020). Corrosion Inhibitors for Sweet Oilfield Environment (CO₂ Corrosion). En V. S. Saji & S. A. Umoren (Eds.), *Corrosion Inhibitors in the Oil and Gas Industry* (1a ed., pp. 177–227). Wiley. <https://doi.org/10.1002/9783527822140.ch7>
- Fontana, M. G. (2005). *Corrosion engineering* (3rd ed). Tata McGraw-Hill.
- Fouda, A. E.-A. S., Abd el-Maksoud, S. A., El-Sayed, E. H., Elbaz, H. A., y Abousalem, A. S. (2024). Expression of concern: Effectiveness of some novel heterocyclic compounds as corrosion inhibitors for carbon steel in 1 M HCl using practical and theoretical methods. *RSC Advances*, 14(14), 10088–10088. <https://doi.org/10.1039/d4ra90027h>
- Huey, J. C., William Jepson, y Tao Hong. (2000). HIGH TEMPERATURE CORROSION INHIBITION PERFORMANCE OF IMIDAZOLINE AND AMIDE. *Corrosion2000*, (35).
- Johnson, B., Al-Ghafri, M., Harthy, A., John, G., y Schofield, M. (2009). Review of Performance of Oil & Gas Facilities in Sour Conditions. *CORROSION 2009*, 1–13. <https://doi.org/10.5006/C2009-09354>
- Khattak, A. (2025). Corrosion in the oil and gas industry: A costly challenge. *Oil, gas, petrochemicals & renewables*, 42(7). https://ognnews.com/Article/46837/Corrosion_in_the_oil_and_gas_industry_A_costly_challenge#
- Km, S., Praveen, B. M., y Devendra, B. K. (2024). A review on corrosion inhibitors: Types, mechanisms, electrochemical analysis, corrosion rate and efficiency of corrosion inhibitors on mild steel in an acidic environment. *Results in Surfaces and Interfaces*, 16, 100258. <https://doi.org/10.1016/j.rsurfi.2024.100258>
- Kumari, A., Chugh, B., Sheetal, Singh, G., y Singh, A. K. (2021). Corrosion Inhibitors for Sweet (CO₂ Corrosion) and Sour (H₂S Corrosion) Environments. En C. M. Hussain &

- C. Verma (Eds.), *ACS Symposium Series* (Vol. 1403, pp. 189–205). American Chemical Society. <https://doi.org/10.1021/bk-2021-1403.ch009>
- Lakikza, I., Benguerba, Y., Boublia, A., Aouni, S. I., Lahbib, H., Ferkous, H., Ghodbane, H., Benamor, Y., Sami Bentalib, A., y Ernst, B. (2025). Comprehensive evaluation of *Alysicarpus compactum* extract as a natural corrosion inhibitor for St37 carbon steel in acidic media. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 147, 161–178. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2024.12.010>
- Modwi, A., Abbo, M. A., Hassan, E. A., y Houas, A. (2016). Effect of annealing on Physico-chemical and Photocatalytic activity of Cu5% loading on ZnO synthesized by sol–gel method. *Journal of Materials Science: Materials in Electronics*, 27(12), 12974–12984. <https://doi.org/10.1007/s10854-016-5436-y>
- Monticelli, C. (2018). Corrosion Inhibitors. En *Encyclopedia of Interfacial Chemistry* (pp. 164–171). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409547-2.13443-2>
- Obot, I. B., Solomon, M. M., Umoren, S. A., Suleiman, R., Elanany, M., Alanazi, N. M., y Sorour, A. A. (2019). Progress in the development of sour corrosion inhibitors: Past, present, and future perspectives. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 79, 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2019.06.046>
- Ravi, M., Jennifer G, A., Varathan, E., y Selvi J, A. (2025). Exploring the dual aspects of *Sapindus mukorossi* pod as a novel sustainable biosurfactant-based corrosion inhibitor for carbon steel in saline environment: An experimental and theoretical insights. *Journal of Molecular Structure*, 1337, 142065. <https://doi.org/10.1016/j.molstruc.2025.142065>
- Revie, R. W., y Uhlig, H. H. (2008). *Corrosion and Corrosion Control: An Introduction to Corrosion Science and Engineering* (1a ed.). Wiley. <https://doi.org/10.1002/9780470277270>
- Roberge, P. R. (2008). *Corrosion engineering: Principles and practice*. McGraw-Hill.
- Shang, Z., y Zhu, J. (2021). Overview on plant extracts as green corrosion inhibitors in the oil and gas fields. *Journal of Materials Research and Technology*, 15, 5078–5094. <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2021.10.095>
- Smith, S., y Pacheco, J. (2002). Predicting Corrosion in Slightly Sour Environments. *Materials Performance*, 8, 60–64.
- Speight, J. G. (2014). Mechanism of Acid Corrosion. En *High Acid Crudes* (pp. 31–55). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-800630-6.00002-2>
- Tamalmani, K., y Husin, H. (2020). Review on Corrosion Inhibitors for Oil and Gas Corrosion Issues. *Applied Sciences*, 10(10), 3389. <https://doi.org/10.3390/app10103389>
- Timoudan, N., Al-Gorair, A. S., El Foujji, L., Warad, I., Safi, Z., Dikici, B., Benhiba, F., Qaiss, A. E. K., Bouhfid, R., Bentiss, F., Al-Juaid, S. S., Abdallah, M., y Zarrouk, A. (2024). Corrosion inhibition performance of benzimidazole derivatives for protection of carbon steel in hydrochloric acid solution. *RSC Advances*, 14(41), 30295–30316. <https://doi.org/10.1039/d4ra05070c>
- Yaagoob, I. Y., y Verma, C. (Eds.). (2024). *Industrial-scale inhibition: principles, design, and applications*. Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781394191208>