

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN PARA
SISTEMAS CON MATERIAL PARTICULADO.**

SERGIO LUIS GÓMEZ PEÑALOZA.

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA.

FACULTAD DE INGENIERÍA.

ESCUELA DE POSGRADOS.

TUNJA-BOYACÁ

2019.

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN PARA
SISTEMAS CON MATERIAL PARTICULADO.**

SERGIO LUIS GÓMEZ PEÑALOZA.

**Monografía presentada como requisito para optar por el título de
especialista en gestión de integridad y corrosión.**

Director: José Serna

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA.

FACULTAD DE INGENIERÍA.

ESCUELA DE POSGRADOS.

TUNJA-BOYACÁ

2019.

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	7
2.	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	9
3.	JUSTIFICACIÓN	10
5.	OBJETIVOS	11
5.1.	Objetivo General:	11
5.2.	Objetivos Específicos:.....	11
6.	MARCO DE REFERENCIA Y ESTADO DEL ARTE.	12
6.1.	Corrosión en plantas de gas.	12
6.2.	Inhibidores de corrosión.....	14
5.2.3.	Tipos de inhibidores de corrosión:	15
5.2.3.	Inhibidores para sistemas de crudo y gas.....	17
5.2.4.	Mecanismos de acción de los inhibidores de corrosión.	18
5.2.5.	Métodos de evaluación de los inhibidores de corrosión:	20
5.2.6.	Consideraciones para la selección de inhibidores de corrosión.	22
6.	METODOLOGÍA.	23
6.1.	Evaluación de compatibilidad:.....	24
6.2.	Preparación de materiales.	24
6.2.1.	Preparación del agua de producción sintética:	24
6.2.2.	Preparación de cupones.	24
6.2.3.	Selección del material particulado.	25
6.3.	Definición de los sistemas a evaluar.....	26
6.4.	Montaje del ensayo.....	26
6.5.	Condiciones del ensayo.....	27
6.6.	Cálculo de la velocidad de corrosión y análisis de picadura.	28
6.6.1.	Decapado de electrodos:	28

6.6.2. Cálculo de la velocidad de corrosión generalizada (VCG).....	28
6.6.3. Inspección y análisis de picaduras.....	28
7. RESULTADOS.....	30
7.1. Compatibilidad entre fluidos.....	30
7.2. Desempeño de los inhibidores por métodos gravimétricos.....	30
7.3. Resultados del desempeño del inhibidor por métodos electroquímicos	31
7.3.1. Curvas de resistencia a la polarización lineal.	31
7.3.2. Curvas Tafel.....	32
7.3.3. Evaluación de Persistencia de la película.	33
7.4. Pruebas de corrosión-erosión.....	34
7.4.1. Desmonte de los electrodos.....	34
7.4.2. Velocidades de corrosión generalizada en los sistemas evaluados	35
7.4.3. Análisis de corrosión por picado.	36
7.4.4. Análisis de profundidad de picado por microscopía óptica cofocal 3D.	38
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	41
9. BIBLIOGRAFÍA.....	43

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1: Composición fisicoquímica de la salmuera sintética.	24
Tabla 2: Especificaciones de arenas SIKA empleadas.	25
Tabla 3: Sistemas evaluados.	26
Tabla 4: Condiciones del ensayo para la evaluación de inhibidores de corrosión	27
Tabla 5: Velocidad de corrosión determinada en los cupones a partir de técnicas gravimétricas. [4].	31
Tabla 6: Valores de velocidad de corrosión para cada uno de los sistemas evaluados. [4].	33
Tabla 7: Registro fotográfico de los cupones luego de la exposición en ECR. [4]	34
Tabla 8: Velocidad de corrosión determinada en los cupones gravimétricos evaluados en ECR. [4]	36
Tabla 9: Registro fotográfico de los cupones inspeccionados con lupa estereoscópica a 63X. [4]	36
Tabla 10: Determinación del perfil de anclaje de los cupones expuestos. [4] ...	38
Tabla 11: velocidad de corrosión determinada en los cupones gravimétricos.[4]	40

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Comparación de los sólidos del sistema.....	26
Figura 2: Registro fotográfico de los cupones luego de la exposición en ECR. [4]	30
Figura 3: Resistencia a la polarización lineal Inhibidor CI01. [4].....	31
Figura 4: Pendientes Tafel para el sistema acero/agua de producción sintética con y sin adición del inhibidor CI01. [4].....	32
Figura 5: Curva potenciodinámica característica para la evaluación de persistencia de la película de inhibidor de corrosión.....	33

1. INTRODUCCIÓN

El tratamiento de gas natural comprende esencialmente los procesos de deshidratación y endulzamiento, los cuales tienen como finalidad acondicionar el gas para su transporte y comercialización¹. Durante el tratamiento, los contaminantes del gas como el agua, trazas de hidrocarburos líquidos, H₂S y CO₂ entre otros, generan problemas de corrosión y ensuciamiento en equipos y líneas. Además de las sustancias altamente corrosivas, los sólidos en suspensión presentes en la corriente de proceso constituyen una verdadera amenaza a la integridad de los sistemas, especialmente en corrientes de gas, donde las altas velocidades de flujo magnifican los efectos de la erosión. Una importante alternativa para el manejo de la corrosión en diferentes escenarios durante la vida útil de una planta de gas es ofrecida por los inhibidores de corrosión.

Los inhibidores de corrosión son sustancias químicas, orgánicas o inorgánicas, que, al ser agregados en pequeñas cantidades a un sistema afectado por corrosión, reducen significativamente la tasa de corrosión del activo. Los inhibidores están presentes en una amplia variedad de aplicaciones en los sistemas de tratamiento de gas gracias a su versatilidad de uso y al sencillo monitoreo de su desempeño².

Un factor determinante en el uso de inhibidores de corrosión es el relacionado con la selección de estas sustancias. No existe una regla estricta que defina el uso de los inhibidores, el proceso más bien involucra consideraciones que van desde el tipo de fluido en la corriente de proceso hasta los factores que incrementan la corrosión-erosión de los equipos pasando por las limitaciones de compatibilidad entre fluidos.

1. ARNOLD, K. & STEWART, M. 2008. Surface production operations. Vol 2. Elsevier. EE.UU. ISBN:978-0-7506-7853-7. p. 1.

2. JAVAHERDASHTI, R., NWABA, C. & TAN, H. 2013. Corrosion and materials in the Oil and Gas industries. Taylor & Francis Group. EE.UU. ISBN:978-1-4665-5625-6. p. 415.

A lo largo de este documento se revisará la pertinencia del uso de inhibidores para el manejo de la corrosión-erosión en una planta de tratamiento de gas.

En primer lugar, se considerará la compatibilidad entre los inhibidores de corrosión y los fluidos de la planta a fin de sugerir una alternativa que ofrezca un apropiado desempeño para el manejo de la corrosión-erosión. Posteriormente, se evaluará el desempeño de dos inhibidores comerciales mediante técnicas gravimétricas y electroquímicas para finalmente sugerir el que resulte más adecuado para la necesidad de protección del activo.

2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La corriente que alimenta la planta de gas en consideración proviene de los pozos que explotan yacimientos de gas condensado y petróleo volátil; La corriente de los pozos consta de condensado, agua y gas. Así, la planta recibe el gas destinado a ventas y ajusta sus parámetros de calidad para cumplir las condiciones de venta establecidas en el Reglamento Único de Transporte. El gas que trata la planta es un gas ácido por CO_2 , que por producirse en flujo multifásico contiene trazas de condensado y una cantidad considerable de agua que debe ser retirada antes de la fiscalización.

El CO_2 y el agua tienen una importante influencia sobre la corrosión de los equipos y líneas, además, el flujo turbulento de los pozos arrastra consigo algunos sólidos de la formación que erosionan los sistemas, además de los sólidos que se desprenden de la tubería y equipos como productos de la corrosión. Como parte de la estrategia para el manejo de integridad de la planta se planea evaluar el desempeño de un par de inhibidores de corrosión para seleccionar el más conveniente para manejar la corrosión y erosión sin afectar la operación de la planta.

3. JUSTIFICACIÓN

De acuerdo con KERMANI & HARROP, las fallas de equipos asociadas a la corrosión ascienden al 25% de total de fallas de las líneas de proceso. Este alto porcentaje no sólo representa un gasto operativo elevado sino también un compromiso de los estándares de seguridad de las compañías³. El uso de inhibidores de corrosión ha proporcionado por mucho tiempo una solución a los daños ocasionados por la corrosión, pero debido a los múltiples ambientes corrosivos, la selección de inhibidores eficientes para satisfacer cada necesidad es un proceso complejo⁴.

La selección de inhibidores adecuados para satisfacer los requerimientos de protección se debe entender el ambiente al cuál serán sometidos, si es dulce o ácido, la cantidad de agua presente y la presión parcial de los gases ácidos. Además, es preciso conocer el producto de la interacción entre el inhibidor y la corriente de proceso para evitar el auto-ensuciamiento. Finalmente, al definir como viable el uso de un producto es importante medir su eficiencia en la mitigación y protección ante la corrosión y erosión de los equipos a fin de preservar la integridad de los equipos y contribuir en el aseguramiento de los procesos.

3. KERMANI, M. & HARROP, D. The impact of corrosion on the oil and gas industry. SPE 20784.

4. JAYARAMAN, A. & SXENA, R. Corrosion Inhibitors in hydrocarbon systems, in the NACE International Annual Conference and Exposition. Paper 221.

5. OBJETIVOS

5.1. Objetivo General:

Evaluar la factibilidad del uso de inhibidores para el manejo de la corrosión-erosión en una planta de gas colombiana.

5.2. Objetivos Específicos:

- Evaluar la compatibilidad de los inhibidores con los fluidos de la planta.
- Evaluar el desempeño de dos inhibidores para el manejo de corrosión-erosión en una planta de gas mediante pruebas gravimétricas.
- Evaluar la eficiencia de inhibición de dos productos comerciales en sistemas afectados por material particulado por métodos electroquímicos.
- Determinar cuál de los dos inhibidores es más efectivo con base en los parámetros de corrosión evaluados.

6. MARCO DE REFERENCIA Y ESTADO DEL ARTE.

6.1. Corrosión en plantas de gas.

La corrosión es un fenómeno natural producto de una reacción química o electroquímica entre un material, generalmente metálico y su medio ambiente que produce un deterioro del metal incluyendo sus propiedades superficiales y/o estructurales⁵.

La corrosión metálica puede ser producto de diferentes fenómenos que ocasionan la pérdida de material, bien sea físicos (fricción, abrasión, erosión, cavitación, agrietamiento), químicos (por acción directa del oxígeno u otras sustancias oxidantes) o electroquímicos (por efectos de pila galvánica, corrientes vagabundas, etc.). Termodinámicamente, los materiales buscan alcanzar condiciones estables y los metales oxidados alcanzan alta estabilidad⁶.

Algunos autores en cambio definen la corrosión como la destrucción de un cuerpo sólido causada por un ataque no provocado, de naturaleza química o electroquímica que se inicia en la superficie. Entonces, los daños causados por medios físicos no se denominan corrosión, sino erosión, abrasión o desgaste. Y, en algunos casos, en los que el ataque químico va acompañado de daños físicos se denomina corrosión-erosión, desgaste corrosivo o corrosión por fricción⁷.

A pesar de lo cotidiano que resulta el encuentro con las diferentes manifestaciones de la corrosión, este fenómeno llega a causar paradas de emergencia en las plantas, desperdicios de recursos, pérdidas o contaminación de productos, mantenimientos costosos y no planeados, reducciones en la eficiencia de procesos y sobrecostos asociados a los diseños⁸. Los principales

5. GODÍNEZ, L. Et al. 2003. Los inhibidores de corrosión. Revista de metalurgia. Madrid. Vol 39. p. 140-150.

6. PANCORBO, F. 2011. Corrosión, degradación y envejecimiento de los materiales empleados en la edificación. Marcombo S.A. España. ISBN 978-84-267-1576-0. p. 7.

7. Ibíd. p.7.

8. ROBERGE, P. 1999. Handbook of corrosion engineering. McGraw Hill. EE.UU. ISBN 0-07-076516-2. p. 834.

mecanismos de corrosión interna en plantas de gas son la corrosión acuosa causada por gases corrosivos disueltos en la corriente de gas como, ácido sulfhídrico u oxígeno y, la corrosión inducida por microorganismos⁹.

R., VILORIA, A. & LUCIANI, B., señalan la temperatura como un factor altamente influyente en las crecientes tasas de corrosión para plantas de tratamiento de gas con aminas, esto refleja el efecto del calor sobre las sales estables en la corrosividad de las aminas. Además, asocian la relación de presiones parciales CO₂/H₂S con la susceptibilidad del acero para experimentar corrosión de tipo SCC (*stress corrosion cracking*)¹⁰.

Los yacimientos de gas natural, además de compuestos inertes como el nitrógeno y no combustibles como el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno también aportan a la corriente de alimento de la planta otros contaminantes sólidos que generan erosión en equipos y tuberías. De hecho, en las corrientes de gas pueden encontrarse incrustaciones de proceso y algunos fragmentos de metal desprendidos a causa de la corrosión lo cual incrementa la tasa de pérdida de material en gran medida por las altas velocidades de flujo del gas que acarrea las partículas sólidas¹¹.

Existen múltiples métodos para proteger los materiales de la corrosión entre ellos pueden mencionarse la protección catódica, los recubrimientos, la adición de inhibidores de corrosión o incluso la combinación de estos métodos. El uso de inhibidores de corrosión es atractivo gracias al costo comparativamente bajo respecto a otros sistemas y a la versatilidad de su uso¹².

Por su parte, SIMONETTY, M. sugiere el uso de inhibidores de corrosión como una de las buenas prácticas para el manejo de la corrosión ácida en facilidades para el tratamiento de crudo y gas. Además, sugiere el uso simultáneo de neutralizadores e inhibidores de corrosión, dado que este último puede

9. HOBBS, J. 2014. Reliable corrosion inhibition in the oil and gas industry. Health and safety executive. RR1023 Research Report

10. R., VILORIA, A. & LUCIANI, B. 1998. Corrosion profile in a gas sweetening plant. Corrosion 98 Paper 404. NACE International.

11. JAVAHERDASHTI, R., NWAHOHA, C. & TAN, H. 2013. Corrosion and materials in the oil and gas industries. Taylor & Francis Group. ISBN 978-1-4665-5625-6. p. 13.

12. LIJO, J. & SOTOMAYOR, J. -. Contaminantes en plantas de acondicionamiento de gas natural: origen y consecuencias. GPA Estudios y Servicios Petroleros SRL.

suplementar la acción del neutralizador durante periodos temporales de insuficiencia de neutralizador¹³.

6.2. Inhibidores de corrosión.

Un inhibidor de corrosión es una sustancia química que al ser agregada en pequeñas concentraciones a un ambiente logra minimizar o prevenir efectivamente la corrosión. La eficiencia de un inhibidor de corrosión puede expresarse como¹⁴:

$$\text{Eficiencia del inhibidor [\%]} = \frac{CR_{ssi} - CR_{si}}{CR_{ssi}} \times 100$$

Dónde,

CR_{ssi} : Rata de corrosión del sistema sin inhibir [mpy]

CR_{si} : Rata de corrosión del sistema inhibido [mpy]

Los inhibidores de corrosión actúan generando una película protectora sobre el acero, cubren un amplio rango de moléculas y iones, lo cual permite la selección del tipo de inhibidor adecuado para cada necesidad. Muchas veces incluso se utilizan mezclas de inhibidores para aprovechar los posibles efectos sinérgicos y, además, las formulaciones de los inhibidores pueden incluir biocidas y sustancias para el control de depósitos¹⁵.

La protección de metales mediante inhibidores de corrosión constituye un método original cuyas características deseables son:

- Eficacia a baja concentración, entre 0,1 y 1,0 g/L
- No modificadores de las propiedades físicas del medio al que se incorporan.
- Fácil manipulación.

13. SIMONETTY, M. 2015. Predictive corrosion technology for gas plants. Corrosion conference & Expo. NACE International. Paper 5700.

14. ROBERGE, p. Op Cit. p. 1.

15. JARAYAMAN, A. & SAXENA, R. 1996. Corrosion inhibitors in hydrocarbon systems. Corrosion 96 Paper 221. NACE International Annual Conference and Exposition.

- No tóxicos.
- Poco onerosos, para justificar su uso entre otros métodos de protección¹⁶.

Dado que los inhibidores de corrosión deben integrarse al medio en que se encuentra la pieza metálica a proteger, su uso está restringido a sistemas cerrados o semicerrados. Además, los inhibidores de corrosión pueden adicionarse al medio en una sola aplicación o de manera continua mediante adiciones graduales y controladas, esto depende de las características del metal a proteger y las condiciones del medio en que se encuentran.

5.2.3. Tipos de inhibidores de corrosión:

Los inhibidores se clasifican de maneras diferentes de acuerdo con cada autor. Algunos autores los clasifican de acuerdo con su funcionalidad química como se muestra a continuación:

- *Inhibidores Inorgánicos*: Son sales cristalinas como cromato de sodio, fosfatos o molibdatos. Sólo los iones negativos de estos compuestos se involucran en la reducción de la corrosión. Cuando se usa zinc en lugar de sodio, el catión de zinc puede adicionar efectos beneficiosos para el control de la corrosión. Estos compuestos con zinc adicionado también se conocen como inhibidores de carga mixta.
- *Inhibidores orgánicos aniónicos*: se usan comúnmente en aguas de enfriamiento y soluciones anticongelantes e incluyen sulfonatos, fosfonatos o mercaptobenzotriazol (MTB).
- *Inhibidores orgánicos catiónicos*: En sus formas concentradas, estos inhibidores son líquidos o ceras. Sus porciones activas son generalmente largos compuestos alifáticos y aromáticos con grupos de aminas cargados positivamente¹⁷.

Sin embargo, otro esquema popular de clasificación consiste en la agrupación de los inhibidores de corrosión de acuerdo con su funcionalidad como sigue¹⁸:

16. GODÍNEZ, Et al. Op Cit. p. 2.

17. ROBERGE, P. Op Cit. p. 836

18. JAVAHERDASHTI, R., NWAHOA, C. & TAN, H. 2013. Materials in the oil and gas industries. Taylor & Francis group. EE.UU. ISBN: 98-1-4665-5625-6 p.416-421.

- *Inhibidores pasivantes (aniónicos)*: Los inhibidores pasivantes generan un gran cambio anódico del potencial, forzando a la superficie metálica a un rango de pasivación. Hay dos tipos de inhibidores pasivantes: los aniones oxidantes como los cromatos, nitritos y nitratos que pueden pasivar el acero en ausencia de oxígeno y, los iones no oxidantes como fosfatos y molibdatos que requieren la presencia de oxígeno para pasivar el acero.
- *Inhibidores catódicos*: Los inhibidores catódicos retrasan la reacción catódica en sí o la precipitan selectivamente en áreas catódicas para aumentar la impedancia superficial y limitar la difusión de especies reducibles a estas áreas. Estos inhibidores suelen proteger las superficies al actuar como secuestrantes de oxígeno o precipitados catódicos.
- *Inhibidores orgánicos*: Pueden ser catódicos o anódicos, pero como regla general, los inhibidores orgánicos afectan la superficie completa de un metal cuando están presentes en la concentración suficiente. Su mecanismo de protección normalmente está asociado a la formación de una película protectora con carácter hidrofóbico sobre la superficie.
- *Inhibidores de precipitación*: Este tipo de inhibidores de corrosión son compuestos formadores de películas protectoras para proteger el metal. Los inhibidores de precipitación inducen la formación de precipitados en la superficie del acero, mediante lo cual protegen el metal. El agua dura, por ejemplo, tiene un alto contenido de calcio y magnesio, pero resulta menos corrosiva que el agua blanda dado que la tendencia de las sales en el agua dura es la de precipitar en la superficie del metal creando una película protectora.
- *Inhibidores de corrosión volátiles*: Los inhibidores de corrosión volátiles VCI por sus siglas en inglés, también son conocidos como inhibidores de fase vapor VPI, son compuestos transportados en ambientes cerrados hasta el lugar de la corrosión por volatilización desde una fuente. En hervidores por ejemplo, los compuestos volátiles básicos como la hidrazina se transportan con vapor para prevenir la corrosión en los tubos del condensador ¹⁹.

19. ROBERGE, P. Op Cit. pp. 836-838.

5.2.3. Inhibidores para sistemas de crudo y gas.

Varias sustancias químicas han sido utilizadas como inhibidores de corrosión desde los inicios de la industria O&G, desde la aparición de las aminas e imidazolinas, la inhibición de la corrosión se hizo mucho más efectiva. Los inhibidores modernos incluyen una amplia variedad de sustancias químicas. En los últimos años se han desarrollado moléculas orgánicas que contienen azufre, fósforo y nitrógeno en varias combinaciones. Este tipo de inhibidores ofrecen un desempeño extendido para la industria O&G, además, constituyen una ventaja en el manejo de contaminación por oxígeno y ambientes con altos contenidos de CO₂ y H₂S. En general, los inhibidores de corrosión para la producción de petróleo y gas pueden clasificarse como²⁰:

- Amidas e imidazolinas
- Moléculas de sales de nitrógeno con ácidos carboxílicos
- Compuestos cuaternarios de nitrógeno
- Aminas
- Compuestos heterocíclicos de nitrógeno y compuestos de fósforo, azufre y oxígeno.

SWIDZINSKI, M. Et al.²¹ Estudiaron la pertinencia del uso de un inhibidor para el manejo de la corrosión en tuberías de acero que transportan fluido multifásico con altas velocidades de flujo encontrando eficiencias de inhibición cercanas al 96% con 100 y 200 ppm de un inhibidor especialmente diseñado para soportar altos esfuerzos de corte. Además, evidenciaron que la concentración apropiada del inhibidor depende del régimen de flujo que se presente en la tubería y finalmente, que los inhibidores de corrosión son una alternativa óptima para el manejo de la corrosión en sistemas de tuberías para el transporte de gas húmedo y flujo multifásico de hidrocarburos a alta velocidad con un costo razonable.

Por otro lado, GENESCÁ, J. Et al.²² estudiaron la corrosión en un acero API-X52 en crudo mediante las técnicas de ruido electroquímico y extrapolación Tafel,

20. *Ibíd.* pp. 852-853

21. SWIDZINSKI, M. Et al. 2000. Corrosion inhibition of wet gas pipelines under high gas and liquid velocities. Corrosion 2000. Paper N° 0070. NACE International.

22. GENESCÁ, J. Et al. 2003. Corrosión y protección de un acero API-X52 en un crudo de petróleo. Revista afinidad, vol 60. pp. 136-143.

además de microscopía óptica. Encontraron que los inhibidores comerciales fabricados a base de aminas terciarias mostraron un mejor desempeño frente a aquellos basados en hexametilentetramina que favorecieron la corrosión por picado.

Adicionalmente, JENKINS, A.²³ evaluó el desempeño de inhibidores de corrosión biodegradables en ambientes de alta temperatura como los del Reino Unido y con presencia de CO₂. Los resultados favorecieron el uso de inhibidores como estrategia para el manejo y mitigación de la corrosión por CO₂, además encontraron que a temperaturas sobre los 100° C dosis de 35-50 ppm de inhibidor exhibían buenas eficiencias de inhibición en los sistemas estudiados, disminuyendo la corrosión localizada.

SHUKLA, A., CHAUMAN, O. & SAHU, S.²⁴ Trabajaron con una solución de aminas como secuestrante de H₂S, inhibidor de corrosión y biocida en una planta de procesamiento de gas amargo como una alternativa para reusar la amina desechada tras el tratamiento del gas. Los resultados indicaron una eficiencia de inhibición cercana al 86% con 500 ppm de la solución de amina y la inhibición del crecimiento de las colonias de bacterias sulfato-reductoras a concentraciones de 20 y 30 ppm.

5.2.4. Mecanismos de acción de los inhibidores de corrosión.

Fischer propuso en 1972 una descripción detallada de los mecanismos de inhibición de la corrosión y Lorentz & Mansfeld la complementaron en 1983, para ellos el mecanismo de inhibición puede corresponder a un mecanismo de inhibición intercara o a un mecanismo de inhibición en la interfase.

5.2.4.1. En el *mecanismo de inhibición en la intercara* el efecto de inhibición es producto de la adsorción del inhibidor en la superficie para formar una estructura bidimensional capaz de retardar las semirreacciones de corrosión a través de tres mecanismos específicos, a saber²⁵:

- Bloqueo de la superficie del metal debido a la formación de una

23. JENKINS, A. 2011. Performance of High-Temperature, biodegradable Corrosion Inhibitors. NACE corrosion conference & Expo. Paper N° 11272.

24. SHUKLA, A., CHAUMAN, O. & SAHU, S. 2015. Novel use of spent amine solution of gas sweetening plant as H₂S scavenger, corrosion inhibitor & biocide. SPE 178074.

25. GODÍNEZ, L. Et al. P.144.

monocapa molecular densa y mecánicamente estable: En este caso el inhibidor se adsorbe electrostáticamente en la superficie del metal y forma un recubrimiento monomolecular bidimensional que modifica la estructura química de la superficie; esto genera un cambio en las propiedades eléctricas de la interfase metal-disolución electrolítica y se bloquea parcialmente la difusión de especies iónicas a través de la interfase. Este cambio en las propiedades eléctricas se manifiesta como un salto de potencial de adsorción dificultando las reacciones del proceso corrosivo. Otro factor importante en este mecanismo son las interacciones no covalentes entre las moléculas del inhibidor. Las interacciones electrostáticas, las fuerzas solvofóbicas y las fuerzas de Van der Waals determinan el empaquetamiento eficiente del inhibidor de corrosión en la superficie del metal, y, por ende, su permeabilidad y efectividad inhibitoria²⁶.

- Bloqueo selectivo de los sitios activos en el metal en los que se verifican semi-reacciones de oxidación y/o reducción. Este mecanismo se presenta cuando los inhibidores no se adsorben en monocapas densamente empaquetadas, sino que basan su mecanismo de acción en la adsorción selectiva sobre sitios específicos de la superficie metálica. En estos sitios específicos se presentan una o las dos reacciones de corrosión, así que el bloqueo selectivo de estos sitios resulta en una notable reducción de la corrosión gracias a la formación de recubrimientos con dimensiones menores a las de una monocapa densamente empaquetada. El bloqueo selectivo se produce por quimisorción y depende de la magnitud de las interacciones entre las moléculas del inhibidor y los átomos de la red metálica²⁷.
- Reacciones químicas o electroquímicas posteriores a la adsorción física del recubrimiento sobre la superficie metálica, estas reacciones pueden ser de reducción, polimerización, o deformación de productos superficiales que reducen la velocidad de reacción del proceso de

26. ANTROPOV, L. 1967. A correlation between kinetics of corrosion and the mechanism of inhibition by organic compounds. Kiev polytechnic institute. Gran Bretaña. En Corrosion science Vol 7. pp. 607-620.

27. HACKERMAN, N. 1962. Some structural effects of organic n-containing compounds on corrosion inhibition. Corrosion-National Association of Corrosion Engineers Vol 13. pp. 37-42.

corrosión. Otro mecanismo asociado a este inciso corresponde a la formación de intermediarios que se polimerizan en la superficie metal-electrolito²⁸.

- 5.2.4.2. El mecanismo de inhibición en la interfase se da mediante el bloqueo de las semi-reacciones de corrosión a través de depósitos o películas multimoleculares de varios Armstrong de espesor. Este mecanismo de inhibición no es selectivo, los inhibidores interfaciales forman un cambio de película que, al evitar el flujo de especies iónicas, aísla eléctricamente el metal y detiene el proceso corrosivo²⁹.

5.2.5. Métodos de evaluación de los inhibidores de corrosión:

- 5.2.5.1. *Prueba de pérdida de masa:* este método consiste en sumergir piezas de metal en ambientes corrosivos para determinar la pérdida de material luego de la exposición. Esta técnica es una de las más usada y aceptadas para la medición de la corrosión, dada la confiabilidad de los resultados y la fácil extrapolación de los mismos.

- 5.2.5.2. *Pruebas electroquímicas:* existen diferentes técnicas electroquímicas para la evaluación de las velocidades de corrosión, a saber:

- Potencial de circuito abierto (PCA): Es una técnica electroquímica que consiste en polarizar las áreas anódicas y catódicas en la superficie del acero expuesto a un medio definido para alcanzar un valor único de potencial, el cual se conoce como potencial de circuito abierto o potencial de corrosión³⁰.
- Curvas de polarización potenciodinámica: son diagramas que representan las reacciones anódicas y catódicas del proceso de corrosión, estableciendo un determinado intervalo en la señal de amplitud. Mediante estos diagramas se puede estimar cuando el material es más susceptible a presentar corrosión uniforme o en que caso el proceso de corrosión es producto de un ataque localizado. En este proceso, la desviación del

28. GODÍNEZ, L. Et al. P.146-147.

29. *Ibíd.* P. 148.

30. CAMACHO, D. & VESGA, G. 2017. Evaluación del potencial de inhibición del eugenol, O-Eugenol y difenol, sobre el acero AISI 1020 expuesto a un medio ácido de HCl 1M por medio de técnicas electroquímicas. Universidad Industrial de Santander. p. 25.

equilibrio provoca una diferencia de potencial eléctrico entre el polarizado y el electrodo conocida como sobre potencial³¹.

- Resistencia a la polarización lineal: Esta técnica electroquímica fue desarrollada por Stern & Geary en 1957 para medir la resistencia que opone el metal a ser polarizado. Consiste en desplazar ligeramente el proceso de corrosión de su potencial de equilibrio E_{corr} , a otro valor de potencial en un intervalo que incluye las direcciones anódicas y catódicas de una reacción, mediante la aplicación de barrido de potencial. A través de esta polarización y de las pendientes TAFEL es posible calcular la velocidad de corrosión³².
- Espectroscopía de Impedancia Electroquímica (EIS): esta técnica se basa en la aplicación de una señal de corriente alterna, la cual la hace una técnica no destructiva y novedosa, es aplicada a un electrodo de trabajo determinando la respuesta correspondiente. El procedimiento experimental comúnmente más utilizado es la aplicación de una señal de potencial a un electrodo y se mide su respuesta en corriente a diferentes frecuencias³³.

5.2.5.3. *Método Volumétrico*: Este método se usa únicamente cuando la corrosión se acompaña de desprendimiento de hidrógeno. La reacción complementaria de reducción de protones en medio ácido está relacionada con la reacción de oxidación del metal. La medición de la cantidad de H_2 medido, como consecuencia de la presencia de un inhibidor de corrosión, puede utilizarse para evaluarla eficiencia de este último. Para que esta técnica pueda utilizarse, la reducción de los protones debe ser la única reacción catódica que se verifica³⁴.

5.2.5.4. *Estudio químico de la disolución electrolítica*: Esta técnica consiste en realizar un análisis químico de los productos de oxidación y/o reducciones presentes en la disolución electrolítica a tiempos determinados. Para esta técnica se requiere que los productos de la

31. MONROY, E. 2016. Extractos líquidos naturales de morinda citrifolia y aloe-vera como posibles inhibidores de corrosión en aceros industriales. Centro Universitario UAEM Valle de México. p. 16.

32. Ibíd. p 17.

33. Ibíd. p 19.

34. GODÍNEZ, L. Op Cit. p. 153.

oxidación o reducción sean solubles y estables y que el ambiente corrosivo se encuentre en un circuito cerrado³⁵.

5.2.5.5. *Estudio Superficial de la pieza metálica:* Este método se usa cuando los productos de la oxidación y/o reducción son insolubles y se depositan en la superficie de la pieza metálica. Entonces, desde el punto de vista analítico se puede evaluar la cantidad y naturaleza de los productos de la reacción. Las técnicas utilizadas para el estudio de la superficie de la pieza metálica incluyen la difracción de rayos x, la espectroscopía de infrarrojos, la elipsometría y la microscopía electrónica de barrido³⁶.

5.2.6. Consideraciones para la selección de inhibidores de corrosión.

La elección apropiada de los inhibidores de corrosión debe incluir la química del inhibidor y las condiciones del ambiente corrosivo, el método de aplicación y las características del sistema. Uno de los mayores desafíos a la hora de evaluar el desempeño de los inhibidores de corrosión es simular a escala de laboratorio condiciones semejantes a las del sistema real, este aspecto puede afrontarse mediante la adecuada caracterización del sistema y mediante pruebas en campo. Además, debe asegurarse que los inhibidores tengan un buen contacto con la superficie a proteger, es deseable retirar los residuos de contaminantes como grasa, crudo y sólidos, aunque en ocasiones resulte difícil lograrlo. Los inhibidores deben seleccionarse considerando el tipo de metal a proteger, las posibles combinaciones de metales, las condiciones operativas en términos de flujo, temperatura y transferencia de calor. Se deben verificar las concentraciones apropiadas de inhibidor para conseguir la eficiencia de inhibición diseñada incluyendo las pérdidas del químico en el sistema.

35. Ibíd. 153.

36. Ibíd. 154

37. ROBERGE, P. Op cit. p. 860

6. METODOLOGÍA.

Tras la revisión de los aspectos técnicos del funcionamiento de la planta, se llegó a la conclusión de que el mecanismo de corrosión predominante es el provocado por la disociación de CO₂. La corrosión por CO₂ llamada corrosión “dulce” se presenta cuando se condensan gotas de agua y se combina con el CO₂ para generar ácido carbónico en la superficie de las paredes internas de las líneas y equipos, generando fenómenos de corrosión localizada. La corrosividad ocasionada por el CO₂ disuelto depende de factores como: la presión, la temperatura, la composición química del agua y la velocidad de flujo. En general, cuanto mayor sea la presión parcial del CO₂ mayor será la corrosividad del fluido. Las corrientes de proceso más susceptibles a la corrosión en el sistema experimentarán tasas de corrosión que van desde los 20,5 hasta los 47 mpy.

Como parte de la estrategia para manejo de integridad de la planta de gas se sugiere el uso de inhibidores de corrosión. A fin de determinar la factibilidad del uso de inhibidores de corrosión para una planta de gas se realizaron pruebas de compatibilidad fluido-fluido. Posteriormente, se evaluó el desempeño del inhibidor de corrosión seleccionado en la etapa anterior con respecto a un sistema sin inhibición. Para considerar los efectos erosivos, los inhibidores se evaluaron en condiciones dinámicas con presencia de material particulado. A partir de esto se determinó la eficiencia de inhibición mediante el análisis de velocidad de corrosión general y picado, establecidas en electrodos tipo cilindro rotatorio ECR de CS API5LX65. Para determinar la eficiencia de los inhibidores en condiciones dinámicas en ECR, se realizó un análisis gravimétrico. Finalmente, se realizaron pruebas electroquímicas para determinar la persistencia de la película en las mismas condiciones de prueba utilizadas para el método gravimétrico, salvo porque para esta serie de pruebas no se adicionaron sólidos en el montaje. La metodología relacionada a continuación se ejecutó de acuerdo con lo consignado en el entregable 01 del informe final de la evaluación de dos inhibidores de corrosión a emplear para sistemas con material particulado (erosión-corrosión) elaborado por la corporación para la investigación de la corrosión para Nalco Champion.

6.1. Evaluación de compatibilidad:

Antes de efectuar pruebas gravimétricas y electroquímicas para los inhibidores de corrosión, se efectuó un análisis de compatibilidad química de los mismos. Para ello, los inhibidores CI01 y CI02 se adicionaron en diferentes concentraciones a diversas mezclas de fluidos que tienen contacto con el inhibidor durante el proceso (si es inyectado en campo). Para la prueba de estabilidad se tuvo en cuenta el pH y tiempo de ruptura debido a que estos parámetros se e afectados si hay incompatibilidad del inhibidor con los fluidos de la planta. El mayor tiempo de separación de fases con el glicol de la planta fue de 50 segundos mientras el pH del glicol no mostró cambios significativos.

6.2. Preparación de materiales.

6.2.1. Preparación del agua de producción sintética:

A partir de la composición del agua de producción del campo, se preparó la salmuera sintética para la evaluación de los inhibidores. La composición fisicoquímica del agua de producción se relaciona en la tabla 1:

Tabla 1: Composición fisicoquímica de la salmuera sintética.

Parámetro	Valor
Hierro Fe ²⁺ [ppm]	15
Sulfato SO ₄ ⁻ [ppm]	450
pH	6
Cloruros Cl ⁻ [ppm]	5000
Dureza Cálcica CaCO ₃ [ppm]	260
Dureza Total CaCO ₃ [ppm]	290

6.2.2. Preparación de cupones.

Los cupones utilizados para la prueba corresponden a Electrodo de Cilindro Rotatorio (ECR), fabricados con acero API 5L X65, con área superficial de 3.16 cm² y preparación superficial SSPC-SP5 (metal blanco), con papel esmeril hasta

grado 600 que garantizó una superficie limpia y homogénea, según lo establecido en la norma ASTM G1-03.

6.2.3. Selección del material particulado.

Se realizó un análisis de los compuestos inorgánicos y determinación de la granulometría de los mismos a fin de sustituir en laboratorio los sólidos causales del proceso de erosión en los sistemas. El análisis por DRX de la fracción inorgánica de los sólidos recolectados indicó que se trataba de óxidos e hidróxidos de hierro, aluminosilicatos, arena y carbonatos de hierro. Mientras el análisis granulométrico por tamizado permitió establecer que la fracción de gruesos estaba constituida en su mayor parte, por la arena y algunos compuestos de óxidos e hidróxidos de hierro con un diámetro de partícula de 0,85 mm a 1,18 mm (malla 16/20) y la fracción fina correspondía a óxidos e hidróxidos de hierro, aluminosilicatos y carbonatos de hierro, con granulometría de 0,30 mm a 0,075 mm (malla 50/200).

Dado que la fracción de gruesos de la muestra recolectada corresponde a arena, siendo esta el compuesto de mayor dureza, se empleó una mezcla de arena gruesa y media de SIKA® (Sikadur® serie 500) que corresponde a una arena de cuarzo lavada, cuyas especificaciones se presentan en la tabla 2.

Tabla 2: Especificaciones de arenas SIKA empleadas.

Parámetro	SIKADUR® 501	SIKADUR® 506
Granulometría [mm]	0,425-0,600	0,85-1,18
Malla	30/40	16/20
Densidad aparente [kg/l]	1,5	1,5

En la figura 1 se muestra comparativamente el registro fotográfico y granulometría de los sólidos recolectados en el sistema versus la arena empleada para la evaluación del desempeño de los inhibidores.

Figura 1: Comparación de los sólidos del sistema.



6.3. Definición de los sistemas a evaluar.

La tabla 3 muestra la clasificación de los sistemas considerados para la evaluación ECR de acuerdo con las condiciones de ensayo definidas.

Tabla 3: Sistemas evaluados

SISTEMA	INHIBIDOR		CONCENTRACIÓN				
	CI01	CI02	0	100	600	800	1000
Blanco	-	-	X	-	-	-	-
FA-C1	X	-	-	X	-	-	-
FA-C2	X	-	-	-	X	-	-
FA-C3	X	-	-	-	-	X	-
FA-C4	X	-	-	-	-	-	X
FB-C1	-	X	-	X	-	-	-
FB-C2	-	X	-	-	-	X	-

6.4. Montaje del ensayo.

Para la evaluación del desempeño de los inhibidores de corrosión en ambientes con erosión-corrosión, se empleó una celda tipo Electrodo de Cilindro Rotatorio (ECR). Se utilizó una celda de vidrio modificada, de tal manera que permitiese un mayor volumen de líquido, la ubicación de baffles o deflectores para evitar la separación de sólidos por la fuerza centrífuga generada por la rotación del electrodo, un termoposo y entrada de gas. Para el control de temperatura se ubicó la celda de vidrio sobre una plancha de calentamiento.

La celda de vidrio se llenó con la salmuera sintética y se adicionó una cantidad predeterminada de arena, luego se calentó hasta una temperatura de 35°C y se inició el burbujeo con CO₂. Los electrodos empleados fueron previamente clasificados y pesados, después de ser instalados en el eje de rotación del ECR se limpiaron con alcohol. Una vez montados los electrodos en el eje, éste se

dispuso en la celda de vidrio y se inició la rotación a 6500 rpm. Después de una hora, se adicionó el inhibidor a la concentración establecida y se continuó con el ensayo por veinte (20) horas más.

Finalizado el periodo de exposición, se retiraron los electrodos del eje de rotación del ECR y se realizó el registro fotográfico de los mismos.

Adicionalmente, se valoró el desempeño de los inhibidores de corrosión sin presencia de sólidos, por métodos gravimétricos y la persistencia de la película, a partir de curvas de polarización potenciodinámicas, por técnicas electroquímicas. Para obtener las curvas de polarización potenciodinámica se empleó un sistema de tres (3) electrodos: un electrodo de referencia, contraelectrodo de grafito de alta densidad y como electrodo de trabajo acero al carbono API 5LX65. El sistema de electrodos se dispuso en una celda electroquímica de acuerdo con lo establecido en la norma ASTM G3-89: “*Standard Practice for Conventions Applicable to Electrochemical Measurements in Corrosion Testing*”. Como electrolito se utilizaron muestras de la mezcla agua sintética e inhibidor de corrosión a diferentes concentraciones. Para trazar las curvas potenciodinámicas se usó la estación de trabajo electroquímica IM6 de Zahner.

6.5. Condiciones del ensayo.

Las condiciones del ensayo se presentan en la tabla 4.

Tabla 4: Condiciones del ensayo para la evaluación de inhibidores de corrosión.

Parámetro	Condición
Temperatura	35°C
Tipo de material	CS API 5L X65
Tiempo de exposición	20 horas
rpm	6500
Solución	Agua de producción sintética
Inhibidores	Blend 1 y 03VD042
Concentración del Inhibidor	0 ppm, 100 ppm, 600 ppm, 800 ppm y 1000 ppm

6.6. Cálculo de la velocidad de corrosión y análisis de picadura.

6.6.1. Decapado de electrodos:

Después de retirar los electrodos, éstos fueron sometidos a un proceso de limpieza química o decapado, con el fin de disolver los productos de corrosión generados sobre su superficie.

6.6.2. Cálculo de la velocidad de corrosión generalizada (VCG)

Posterior al proceso de limpieza química, se determinó gravimétricamente la velocidad de corrosión generalizada de los cupones expuestos, siguiendo los parámetros establecidos por la NACE en el estándar SP 0775-136.

La velocidad de corrosión expresada en milímetros por año, se calculó a partir de la siguiente expresión:

$$V_{corr} = \frac{W \times 365 \times 10 \times 39,4}{A \times t \times \rho}$$

Dónde,

V_{corr} : Velocidad de corrosión [mpy]

W: Pérdida de masa del cupón menos pérdida de masa del blanco [g]

A: Área expuesta [cm²]

t: Tiempo de exposición [días]

ρ : Densidad del material [g/cm³]

6.6.3. Inspección y análisis de picaduras.

Para realizar la inspección y análisis de corrosión por picaduras(pitting) o defectos sobre la superficie del cupón, se ejecutaron las siguientes actividades:

- Inspección general: se efectuó una inspección inicial del cupón con una lupa estereoscópica a diferentes aumentos (20X, 40X y 63X) para realizar

la identificación de picaduras y la determinación de la densidad de picado, según las normas NACE SP 0075-13 y ASTM G46-94.

- Evaluación de la morfología de daño y determinación del área y profundidad de la picadura: Con base en la inspección general, se seleccionaron los cupones para aplicar la técnica de microscopía óptica cofocal 3D, empleando un video-microscopio digital 3D marca Hirox HK-700, que permitió evaluar la morfología de daño y determinar el área y profundidad de la picadura. Con el valor de la profundidad, se calculó la velocidad máxima de picadura (VMP) y se categorizó la tasa de corrosión de acuerdo con las normas NACE SP 0775-13 y ASTM G46-94.

7. RESULTADOS

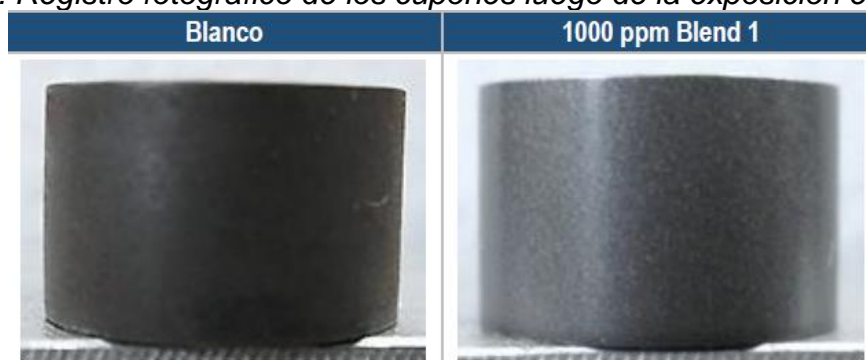
7.1. Compatibilidad entre fluidos.

Los resultados obtenidos permitieron concluir que no existen diferencias significativas en el desempeño de los inhibidores evaluados. Además, se concluye que ninguno de los dos inhibidores genera condiciones adversas en las mezclas consideradas. El mayor tiempo de separación de fases con el glicol de la planta fue de 50 segundos mientras el pH del glicol no mostró cambios significativos.

7.2. Desempeño de los inhibidores por métodos gravimétricos.

Estas pruebas fueron efectuadas únicamente sobre el producto denominado CI01. En el caso donde se evaluó únicamente el deterioro o desgaste por corrosión, el electrodo expuesto al sistema sin adición de inhibidor (blanco) presentó una capa de sólidos de color negra opaca de buena adherencia, mientras que el electrodo con adición de 1000 ppm de inhibidor CI01 presentó una superficie con una coloración grisácea brillante, sin deterioro o corrosión significativa. La figura 2 muestra los cupones luego de ser expuestos en ECR.

Figura 2: Registro fotográfico de los cupones luego de la exposición en ECR. [4]



Los resultados de la velocidad de corrosión generalizada obtenida para los sistemas acero/electrolito con y sin adición de inhibidor de corrosión, evaluados a partir de las normas ASTM G1-03 y NACE SP 0775-13, se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5: Velocidad de corrosión determinada en los cupones a partir de técnicas gravimétricas. [4]

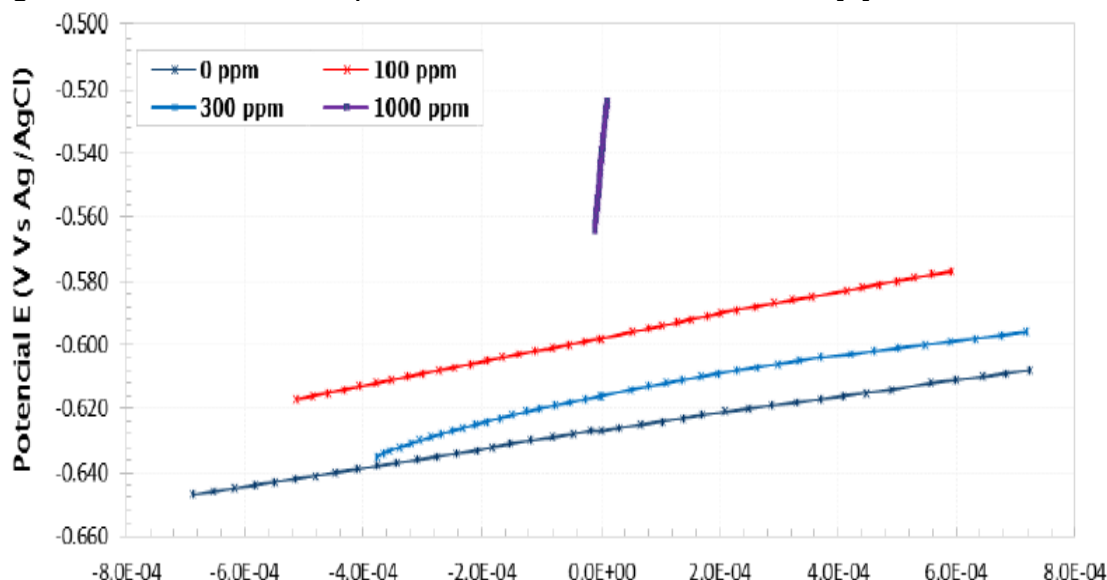
Inhibidor	Concentración	Cupón	Masa Inicial	Masa Final	Velocidad de corrosión	Eficiencia
	ppm	-	g	g	mpy	%
Blanco	0	ECR03	5,8239	5,7915	108,62	-
CI01	1000	ECR2	5,8466	5,6419	12,42	88,56

7.3. Resultados del desempeño del inhibidor por métodos electroquímicos

7.3.1. Curvas de resistencia a la polarización lineal.

De la gráfica de Potencial aplicado Vs. corriente obtenida, se determina la Resistencia de Polarización Lineal (R_p), como la tangente a la curva en el origen de la gráfica ($\Delta E = 0$), según norma ASTM G59-97. En la figura 3, se muestran las curvas de Resistencia de Polarización Lineal obtenidas para el blanco e inhibidor CI01, a diferentes concentraciones.

Figura 3: Resistencia a la polarización lineal Inhibidor CI01. [4]



Como se aprecia en la figura 5, la adición del inhibidor genera un desplazamiento del potencial de corrosión (E_{corr}) a valores más electropositivos y una disminución de la corriente registrada respecto al sistema sin inhibición. Lo que

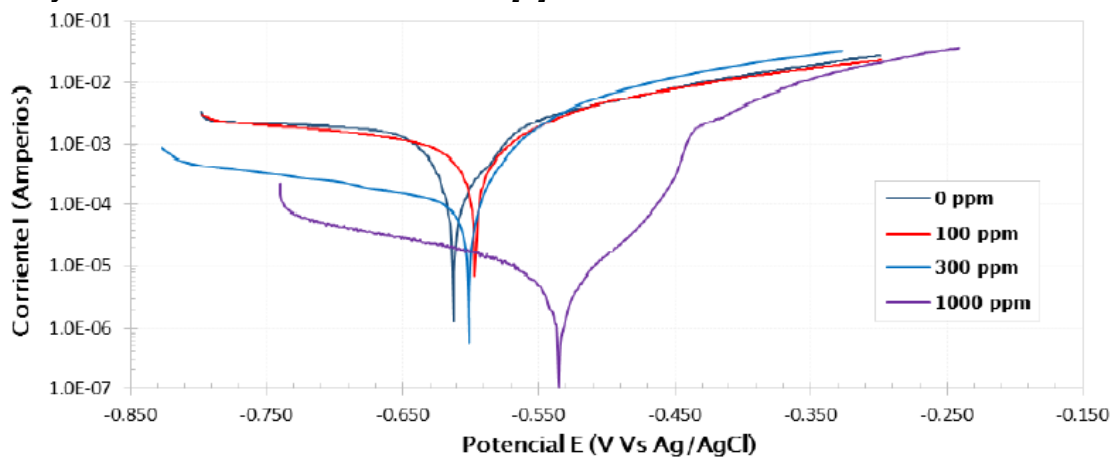
es un aumento de la Resistencia de Polarización Lineal y por ende una disminución en la velocidad de corrosión.

7.3.2. Curvas Tafel

Las pendientes Tafel son la porción de una línea recta en una curva de polarización. Usualmente, se encuentran a 50 mV, a partir del potencial de corrosión, cuando ésta se presenta en una gráfica semilogarítmica (Potencial Vs. Log Corriente) en términos de milivoltios por década de corriente, tal como lo muestra la figura 4, para el sistema blanco e inhibidor CI01, a diferentes concentraciones.

Al igual que en las curvas de LPR, se observa un desplazamiento del potencial de corrosión (E_{corr}) a valores más electropositivos y una disminución de la corriente registrada para el sistema con inhibición Vs. el sistema no inhibido o blanco, como consecuencia de la película de inhibidor formada sobre la superficie del electrodo.

Figura 4: Pendientes Tafel para el sistema acero/agua de producción sintética con y sin adición del inhibidor CI01. [4]



Los resultados de la velocidad de corrosión generalizada, obtenida a partir de los valores de resistencia de polarización y pendientes Tafel para cada sistema, de acuerdo con la norma ASTM G102-99, se muestran en la Tabla 6. Para la obtención de la velocidad de corrosión se empleó como electrodo de trabajo un acero al carbono API5LX65, cuya densidad corresponde a 7.86 g/cm^3 , con un equivalente electroquímico (W_e) de 27.923 g/gmol y un área de exposición de 3.16 cm^2 .

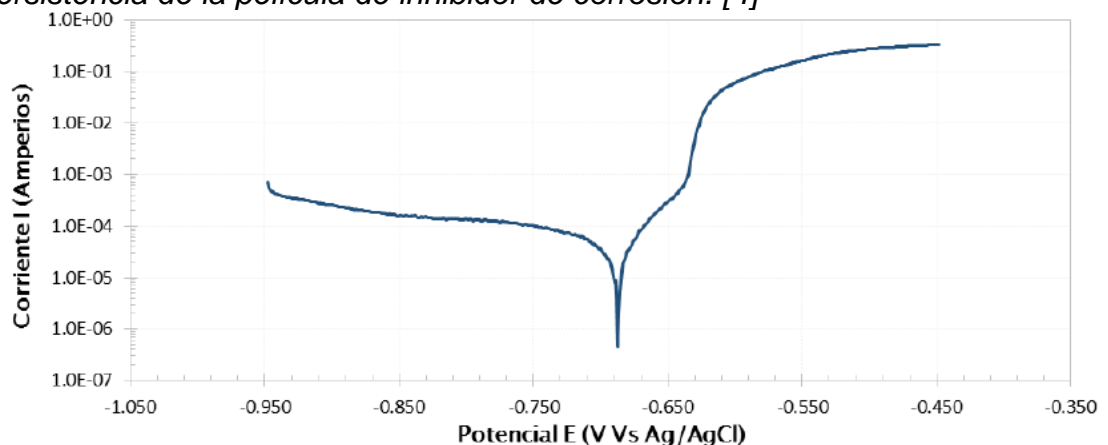
Tabla 6: Valores de velocidad de corrosión para cada uno de los sistemas evaluados. [4]

Concentración del Inhibidor Cl01	β	R_p	I_{corr}	Vel_{corr}
	mV/dec	Ohmios	$\mu A/cm^2$	mpy
0 ppm	51,08	27,91	579,31	273,72
100 ppm	46,97	36,66	405,39	191,54
300 ppm	18,84	41,05	145,23	68,62
1000 ppm	17,67	2000,01	2,80	1,32

7.3.3. Evaluación de Persistencia de la película.

Para la evaluación de persistencia de película, se generó una curva de polarización potenciodinámica y se determinó el potencial donde se aprecia un incremento significativo de corriente. Esto ocurre cuando la película de inhibidor falla por el incremento del potencial aplicado. Entre mayor sea la diferencia del potencial de falla y el potencial de circuito abierto o E_{corr} , mayor será la resistencia o persistencia de la película de inhibidor formada, como se indica en la figura 5.

Figura 5: Curva potenciodinámica característica para la evaluación de persistencia de la película de inhibidor de corrosión. [4]



Para el inhibidor evaluado, se observó una disminución de corriente en la zona catódica respecto al sistema Blanco, a partir de 300 ppm, sin embargo, no se visualizó una disminución de la corriente en la zona anódica. A una concentración de 1000 ppm de inhibidor, se redujo significativamente la




corriente, presentando una zona de inflexión en la región anódica a partir de 80 mV., respecto al potencial E_{corr} , indicando que la película de inhibidor formada sobre el electrodo presentó un grado de resistencia aceptable.

7.4. Pruebas de corrosión-erosión.

7.4.1. Desmante de los electrodos.

Finalizado el periodo de inmersión de los cupones en los diferentes sistemas evaluados, se efectuó el proceso de retiro y registro fotográfico de los mismos. En la Tabla 7, se puede apreciar el registro fotográfico de los cupones, una vez retirados del ECR.

Tabla 7: Registro fotográfico de los cupones luego de la exposición en ECR. [4]

Registro fotográfico	Inhibidor	Concentración	Comentarios
		[ppm]	
	Blanco	0	Presenta una superficie rugosa, con de concavidades y picaduras; además, se evidencia la formación de productos de corrosión color negro con buena adherencia sobre la superficie del cupón.
	ClO2	100	Presenta una superficie rugosa, con de concavidades y picaduras; además, se evidencia la formación de productos de corrosión color negro con buena adherencia sobre la superficie del cupón.
	ClO2	800	Se evidencia una superficie con menor rugosidad con respecto al sistema no inhibido. No se observa formación de productos de

			corrosión considerables.
	CI01	100	Presenta una superficie rugosa, con de concavidades y picaduras; además, se evidencia la formación de productos de corrosión color negro con buena adherencia sobre la superficie del cupón.
	CI01	600	Se evidencia una superficie con menor rugosidad con respecto al sistema no inhibido. No se observa formación de productos de corrosión considerables.
	CI01	800	Se evidencia un menor desgaste del cupón por fenómenos de corrosión-erosión al presentar zonas sin deterioro o con la rugosidad inicial
	CI01	1000	La superficie del cupón no evidencia procesos de erosión. Pero hace evidente una disminución del brillo inicial del cupón y una coloración grisácea sobre la superficie del mismo.

7.4.2. Velocidades de corrosión generalizada en los sistemas evaluados

Los resultados de la velocidad de corrosión generalizada obtenida para los sistemas acero/electrolito, con y sin adición de inhibidor de corrosión, evaluados

a partir de las normas ASTM G1-03 y NACE SP 0775-13, se describen en la Tabla 8. La eficiencia del inhibidor fue calculada según la ecuación (3) del presente documento, acorde con la norma ASTM G185-06 y los respectivos datos se presentan en la Tabla 8.


Tabla 8: Velocidad de corrosión determinada en los cupones gravimétricos evaluados en ECR. [4]







Inhibidor	Concentración	Cupón	Masa Inicial	Masa Final	Velocidad de corrosión	Eficiencia
	ppm	N°	g	g	mpy	%
Blanco	0	ECR1	5,7551	5,6392	785,13	
CI01	100	ECR02	5,9457	5,8485	655,20	16,55
CI01	800	ECR3	5,802	5,7782	145,25	81,5
CI02	100	ECR01	5,8686	5,7786	605,17	22,92
CI02	600	ECR04	5,9898	5,9624	169,9	78,36
CI02	800	ECR06	5,9818	5,9665	86,28	89,01
CI02	1000	ECR05	5,9859	5,9546	58,47	92,55

7.4.3. Análisis de corrosión por picado.

Posterior al decapado y pesaje de los cupones se realizó una inspección óptica de los mismos con una lupa estereoscópica a un aumento de 63X, para identificar picaduras en los electrodos, los resultados se presentan en la tabla 9.

Tabla 9: Registro fotográfico de los cupones inspeccionados con lupa estereoscópica a 63X. [4]

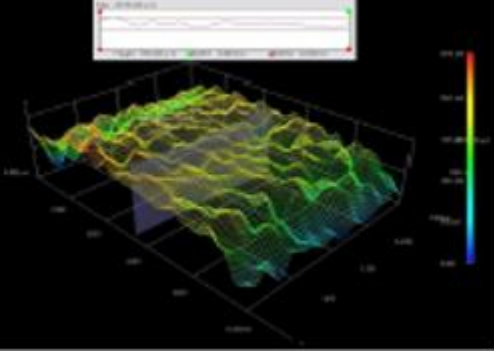
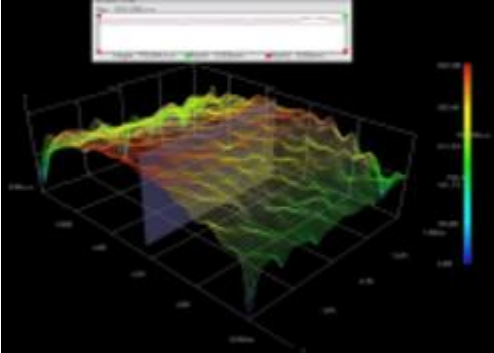
Registro fotográfico	Inhibidor	Concentración	Comentarios
		[ppm]	
	Blanco	0	Se evidencia aumento de la rugosidad y existencia de picaduras.

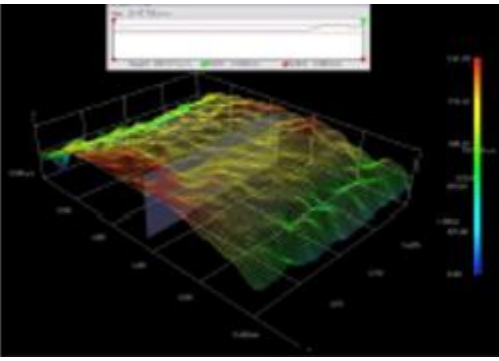
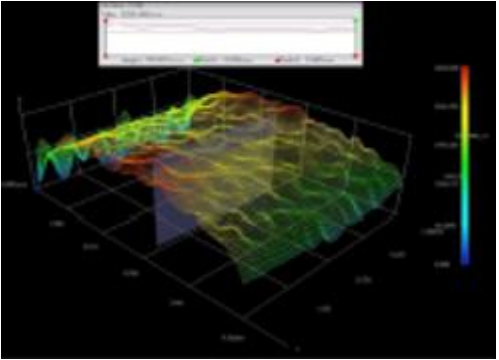
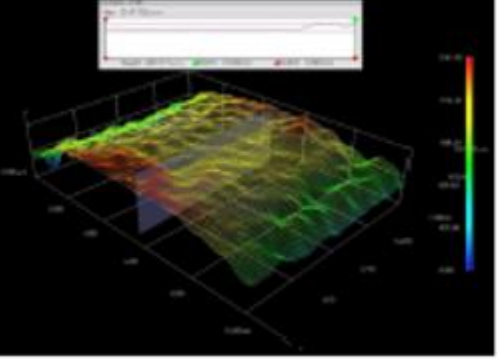
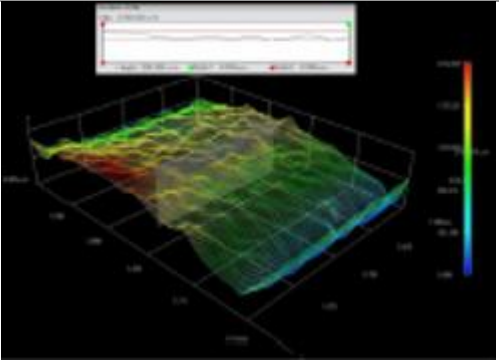
	CI02	100	Se evidencia aumento de la rugosidad y existencia de picaduras.
	CI02	800	Presenta rugosidad similar al sistema sin inhibición, aunque se aprecia menor la formación de picaduras.
	CI01	100	Se evidencia aumento de la rugosidad y existencia de picaduras.
	CI01	600	Presenta rugosidad similar al sistema sin inhibición, aunque se aprecia menor la formación de picaduras.
	CI01	800	Muestra una reducción significativa de la rugosidad pero presenta también focos de corrosión.
	CI01	1000	Muestra una reducción significativa de la rugosidad pero presenta también focos de corrosión.

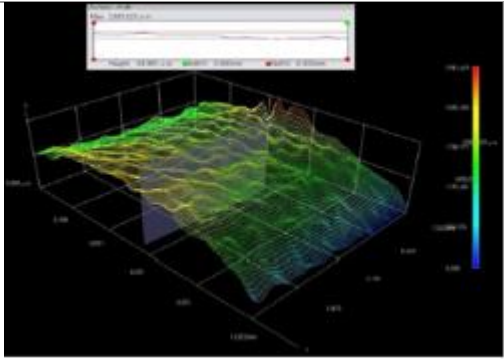
7.4.4. Análisis de profundidad de picado por microscopía óptica cofocal 3D.

Se determinó la profundidad de las zonas con picado mediante microscopía óptica cofocal 3D. En la tabla 10 se observa la reconstrucción 3D y perfil de rugosidad obtenido para los cupones expuestos a cada uno de los sistemas evaluados.

Tabla 10: Determinación del perfil de anclaje de los cupones expuestos. [4]

Registro fotográfico	Inhibidor	Conc.	Comentarios
		[ppm]	
	Blanco	0	En este caso, el perfil de anclaje máximo supera el perfil de anclaje máximo encontrado en el cupón de referencia, evidenciando un aumento en la rugosidad y picado como consecuencia de la exposición en un ambiente corrosivo-erosivo y con CO2 disuelto
	ClO2	100	En este caso, el perfil de anclaje máximo supera el perfil de anclaje máximo encontrado en el cupón de referencia, evidenciando un aumento en la rugosidad y picado como consecuencia de la exposición en un ambiente corrosivo-erosivo y con CO2 disuelto

	CI02	800	<p>Hay una reducción en el perfil de rugosidad, que obedece principalmente a la disminución del fenómeno de picado, conservando aún el desgaste ocasionado por el proceso erosivo.</p>
	CI01	100	<p>En este caso, el perfil de anclaje máximo supera el perfil de anclaje máximo encontrado en el cupón de referencia, evidenciando un aumento en la rugosidad y picado como consecuencia de la exposición en un ambiente corrosivo-erosivo y con CO2 disuelto</p>
	CI01	600	<p>Hay una reducción en el perfil de rugosidad, que obedece principalmente a la disminución del fenómeno de picado, conservando aún el desgaste ocasionado por el proceso erosivo.</p>
	CI01	800	<p>Hay una reducción del perfil de anclaje, observando únicamente la presencia de focos o nódulos de corrosión aislados.</p>

	CI01	1000	Hay una mayor reducción del perfil de anclaje, con focos de corrosión aislados casi imperceptibles.
---	------	------	---

Para la caracterización de la superficie y análisis del picado, se estableció el perfil de anclaje (rugosidad) de un cupón referencia, mediante la técnica de microscopía óptica cofocal 3D, encontrando un valor máximo de profundidad o perfil de anclaje de 11,244 μm (0,011 mm). Éste se comparó con los valores máximos de perfil de anclaje encontrados para los cupones expuestos como se observa en las Tabla 11.

Tabla 11: velocidad de corrosión determinada en los cupones gravimétricos.[4]

Inhibidor	Concentración	Cupón	Profundidad máxima medida	Picado neto	Velocidad de picado	Eficiencia
	ppm	N°	μm	μm	mm/a	%
Blanco	0	ECR1	799,998	788,754	345,47	-
CI02	100	ECR02	778,004	766,760	335,84	2,79
CI02	800	ECR3	475,797	464,553	203,47	41,10
CI01	100	ECR01	700,823	689,579	302,04	12,57
CI01	600	ECR04	438,127	426,883	186,97	45,88
CI01	800	ECR06	296,496	285,252	124,94	63,84
CI01	1000	ECR05	94,965	83,271	36,67	89,39

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- La velocidad de picado máxima calculada para cada uno de los electrodos expuestos fue mayor a 186.97 mm/a. Al aplicar los criterios establecidos en la norma NACE Standard SP 0775-13, la velocidad de picado máxima calculada para los electrodos expuestos fue mayor a 0,38 mm/a, indicando que el sistema evaluado presentó un riesgo severo de agresividad por velocidad de picado en el tiempo de exposición. Sin embargo, hay que considerar que según la norma el tiempo de exposición de los cupones debe ser de 30 a 90 días mientras que el tiempo de exposición de la prueba realizada fue de apenas 20 horas, por lo que los valores de velocidad de picado y corrosión no son definitivos para el análisis de factibilidad del uso de los inhibidores. Resulta pues, más apropiado realizar el análisis con base en la eficiencia de inhibición y reducción de picado.
- De las pruebas gravimétricas realizadas es evidente que la eficiencia de inhibición a concentraciones de 100 ppm para los dos inhibidores es bastante baja. A concentraciones de 600 y 800 ppm de los inhibidores CI01 y CI02, la reducción en la pérdida de masa es favorable para el sistema, este último alcanzó una eficiencia de inhibición del 81% a esta concentración. Mientras que a 800 ppm el inhibidor CI01 alcanza eficiencias de inhibición del orden de 89% y a 1000 ppm alcanza eficiencias de 92,5% mientras reduce la velocidad e corrosión de 785,13 mpy a 58,47 mpy. De las pruebas electroquímicas, se concluye que a concentraciones menores a 300 ppm la resistencia de la película es deficiente. Lo anterior, finalmente, exalta la pertinencia del uso de inhibidores para el manejo de la corrosión-erosión en sistemas con material particulado y altas velocidades de flujo incluso con fluido multifásico.
- De acuerdo con la eficiencia de inhibición y la reducción de la pérdida de masa, el inhibidor CI01 a una concentración de 800 ppm presentó el mejor desempeño de acuerdo con las pruebas realizadas, por tanto, se considera que este producto podría ofrecer buenos resultados para el

manejo de la corrosión-erosión en la plata. Sin embargo, se recomienda realizar pruebas de compatibilidad y desempeño en campo para verificar la eficiencia del inhibidor o identificar posibles sinergias con otros productos.

- Debido a las altas concentraciones requeridas para obtener buenas eficiencias de inhibición con estos dos productos se recomienda la evaluación e más productos comerciales. Esto permitirá realizar un análisis técnico-económico para escoger el químico que mejor satisfaga las necesidades de protección de la planta al mejor costo.
- Se recomienda igualmente, una vez determinado el producto a utilizar, realizar el plan de aplicación que incluya el método de inyección a utilizar, esquema de monitoreo y dosificación del producto seleccionado.

9. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] ANTROPOV, L. 1967. A correlation between kinetics of corrosion and the mechanism of inhibition by organic compounds. Kiev polytechnic institute. Gran Bretaña. En Corrosion science Vol 7. pp. 607-620.
- [2] ARNOLD, K. & STEWART, M. 2008. Surface production operations. Vol 2. Elsevier. EE.UU. ISBN:978-0-7506-7853-7. p. 1.
- [3] CAMACHO, D. & VESGA, G. 2017. Evaluación del potencial de inhibición del eugenol, O-Eugenol y difenol, sobre el acero AISI 1020 expuesto a un medio ácido de HCl 1M por medio de técnicas electroquímicas. Universidad Industrial de Santander. p. 25.
- [4] CORPORACIÓN PARA LA INVESTIGACIÓN DE LA CORROSIÓN (CIC) & NALCO CHAMPION. 2014. Evaluación de dos inhibidores de corrosión a emplear para sistemas con material particulado (erosión-corrosión). Informe final.
- [5] GENESCÁ, J. Et al. 2003. Corrosión y protección de un acero API-X52 en un crudo de petróleo. Revista afinidad, vol 60. pp. 136-143.
- [6] GODÍNEZ, L. Et al. 2003. Los inhibidores de corrosión. Revista de metalurgia. Madrid. Vol 39. p. 140-150.
- [7] HACKERMAN, N. 1962. Some structural effects of organic n-containing compounds on corrosion inhibition. Corrosion-National Association of Corrosion Engineers Vol 13. pp. 37-42.
- [8] HOBBS, J. 2014. Reliable corrosion inhibition in the oil and gas industry. Health and safety executive. RR1023 Research Report
- [9] JAVAHERDASHTI, R., NWABA, C. & TAN, H. 2013. Corrosion and materials in the Oil and Gas industries. Taylor & Francis Group. EE.UU. ISBN:978-1-4665-5625-6. p. 415.
- [10] JAYARAMAN, A. & SXENA, R. Corrosion Inhibitors in hydrocarbon systems, in the NACE International Annual Conference and Exposition. Paper 221
- [11] JENKINS, A. 2011. Performance of High-Temperature, biodegradable Corrosion Inhibitors. NACE corrosion conference & Expo. Paper N° 11272.
- [12] KERMANI, M. & HARROP, D. The impact of corrosion on the oil and gas industry. SPE 20784.

- [13] LIJO, J. & SOTOMAYOR, J. -. Contaminantes en plantas de acondicionamiento de gas natural: origen y consecuencias. GPA Estudios y Servicios Petroleros SRL.
- [14] MONROY, E. 2016. Extractos líquidos naturales de morinda citrifolia y aloe-vera como posibles inhibidores de corrosión en aceros industriales. Centro Universitario UAEM Valle de México. p. 16.
- [15] PANCORBO, F. 2011. Corrosión, degradación y envejecimiento de los materiales empleados en la edificación. Marcombo S.A. España. ISBN 978-84-267-1576-0. p. 7.
- [16] ROBERGE, P. 1999. Handbook of corrosion engineering. McGraw Hill. EE.UU. ISBN 0-07-076516-2. p. 834.
- [17] SIMONETTY, M. 2015. Predictive corrosion technology for gas plants. Corrosion conference & Expo. NACE International. Paper 5700.
- [18] SHUKLA, A., CHAUMAN, O. & SAHU, S. 2015. Novel use of spent amine solution of gas sweetening plant as H₂S scavenger, corrosion inhibitor & biocide. SPE 178074.