

**ANÁLISIS DEL USO DE INHIBIDORES PARA MITIGAR LA CORROSIÓN
INTERNA EN TUBERÍAS DE AGUAS DE FORMACIÓN PETROLERA**

**LISETTE KATHERINE CÁRDENAS PINZÓN
DANIEL LÓPEZ CÁRDENAS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BOGOTÁ D.C.
2020**

**ANÁLISIS DEL USO DE INHIBIDORES PARA MITIGAR LA CORROSIÓN
INTERNA EN TUBERÍAS DE AGUAS DE FORMACIÓN PETROLERA**

**LISETTE KATHERINE CÁRDENAS PINZÓN
DANIEL LÓPEZ CÁRDENAS**

**Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO QUÍMICO**

**Director
ANGIE TATIANA ORTEGA RAMÍREZ
Ingeniera Química e Ingeniera de Petróleo
Msc. Gestión Ambiental para la Competitividad**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BOGOTÁ D.C.
2020**

Nota de aceptación

Microb. Diana Milena Morales Fonseca

Ing. Claudio Alberto Moreno Arias

Bogotá D.C., Agosto de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa ingeniería Química

Dr. IVÁN RAMÍREZ MARÍN

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Agradezco primordialmente a Dios por brindarme fortaleza, sabiduría y protección durante el trayecto de mi vida. A mis padres, en especial a mi madre Amelia Pinzón por su incansable resistencia, lucha e incondicional apoyo, para que yo cumpliera esta meta, enseñándome el verdadero significado de la entrega y del amor.

A mis compañeros de vida, mis hermanos Manuela Cárdenas y Juan David Cárdenas, también mi hermana de otra mamá Daniela Bedoya, que me acompañaron día y noche, con sonrisas, abrazos y locuras, que a su vez me dan soporte ante las adversidades del camino.

A mis tíos y primos, por su absoluta confianza y ayuda durante toda la carrera, en especial a mi tío Andrés Pinzón y mi abuela María Rodríguez que siempre impulsó mi educación.

A la Ingeniera Ángela Torres, por su gran apoyo, amistad incondicional en todos los momentos, tu conocimiento y tu alegría característica.

Al Ingeniero Santiago Giraldo, su amistad es imprescindible en mi vida, por ayudarme a ser mejor tanto personal como profesionalmente.

Mi afecto y agradecimiento, Melisa Castañeda, Dayanna Campo, Karina Plazas, Juliette Gaviria y otros amigos; a todas estas buenas personas que me escucharon y prestaron sus conocimientos, que me ayudaron a salir bien entre tantos retos.

A mi compañero Daniel López, por darme la oportunidad de compartir esta experiencia por la comprensión y apoyo. Te deseo muchos triunfos más en tu vida.

Lisette Cárdenas Pinzón

DEDICATORIA

Quiero dedicar este logro a Dios, por estar presente en cada momento de mi vida para guiarme y protegerme en cada paso que doy.

A mi mamá Sandra Yamile Cárdenas y a mi papá Jesús Alberto López, por darme la vida y por ser un ejemplo a seguir. Por apoyarme en cada decisión que tome a lo largo de la carrera incentivándome a culminarla y enseñándome que para lograr un sueño es necesario trabajar duro. Les doy infinitas gracias por cada consejo que me han dado y por guiarme por el buen camino para mejorar cada día.

A mis hermanas Angie Valentina López y Diana Sofía López, por ser esas personas en las que puedo confiar, por darme esos momentos de risas y discusiones a lo largo de este camino. Las quiero, les deseo muchos éxitos en sus sueños y espero en un futuro poderlas ver en el mismo lugar en que me encuentro yo.

A mi familia, a mis abuelos, mis tíos, tías, primos y primas, por estar presentes en este proceso y apoyarme con sus palabras de aliento para culminar este proceso.

A Erika Obando, Ximena Barreiro, Juan David Díaz, Andrés García, Alejandra Herreño y a muchos otros amigos que estuvieron conmigo a lo largo de la carrera, llenándome de risas y de experiencias en cada etapa de la universidad.

A Daniela Cortes, por acompañarme en un fragmento de mi vida y llenarlo de alegrías, enseñándome que tengo que disfrutar cada momento al máximo, te quiero de aquí hasta el cielo.

Finalmente, a mi compañera de tesis, Lisette Katherine Cárdenas, por tenerme paciencia en esta etapa, por ser una gran persona y amiga, te deseo muchos éxitos en tu vida.

Daniel López Cárdenas

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este proyecto expresan sus más sinceros agradecimientos a la docente Angie Tatiana Ortega, por su orientación, tiempo, paciencia, exigencia y apoyo durante este proceso. Además de su calidad personal y sus esfuerzos que van más allá del deber.

A nuestros padres y familiares por creer en nosotros, por su apoyo emocional y financiero, puesto que sin ellos, este logro no se hubiera llevado a cabo.

A la Fundación Universidad de América por brindarnos los conocimientos necesarios y formarnos como excelentes profesionales, con la ayuda del mejor equipo de docentes.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
OBJETIVOS	22
1. FUNDAMENTOS DE CORROSIÓN INTERNA	23
1.1 DEFINICIÓN DE CORROSIÓN	23
1.1.1 Termodinámica de los procesos corrosivos	23
1.2 TIPOS Y MECANISMOS DE CORROSIÓN INTERNA	26
1.2.1 Según la morfología de ataque	27
1.2.1.1 Corrosión uniforme	27
1.2.1.2 Corrosión localizada	27
1.2.2 Según el medio	28
1.2.2.1 Corrosión química	28
1.2.2.2 Corrosión electroquímica	28
1.2.3 Ataque relacionado por la velocidad de flujo	29
1.2.4 Corrosión inducida microbiológicamente	30
1.2.5 Agrietamiento asistido por el ambiente	30
1.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN INTERNA	30
1.3.1 Factores metalúrgicos	30
1.3.2 Potencial eléctrico de los materiales	30
1.3.3 Temperatura	31
1.3.4 Velocidad del fluido	31
1.3.5 Agentes oxidantes	31
1.3.6 Formación de películas y biopelículas	31
1.3.7 Vapor de agua	31
1.3.8 Hidrocarburos	32
1.3.9 Composición agresiva de líquidos de pH bajo	32
1.4 MÉTODOS DE CONTROL DE LA CORROSIÓN INTERNA	33
1.4.1 Diseño y mantenimiento de las instalaciones	33
1.4.2 Recubrimientos y protectores	33
1.4.3 Protección catódica	33
1.4.4 Protección anódica	34
1.4.5 Tratamiento químico	34
1.5 INHIBIDORES DE CORROSIÓN	34
1.5.1 Clasificación de los inhibidores de corrosión	36
1.5.2 Criterios de selección y evaluación	39

1.5.3	Factores que influyen en el rendimiento	40
1.5.3.1	Pruebas de características físicas del inhibidor	40
1.5.4	Métodos de aplicación	41
1.6	MÉTODOS DE SELECCIÓN DE INHIBIDORES	42
1.6.1	Método pérdida de peso	42
1.6.2	Resistencia a la polarización lineal (LPR)	43
1.6.3	Extrapolación de Tafel	43
1.6.4	Espectroscopia impedancias electroquímicas	44
2.	DIAGNÓSTICO DE LA CORROSIÓN INTERNA CAUSADA POR AGUAS DE PRODUCCIÓN	46
2.1	AGUAS DE FORMACIÓN	46
2.1.1	Origen del agua de formación	46
2.1.2	Características de aguas de formación	49
2.1.3	Tipos de agua de formación	50
2.1.3.1	Agua connata	50
2.1.3.2	agua libre	50
2.1.3.3	Agua meteórica	50
2.1.3.4	Agua de barrido	50
2.1.3.5	Agua buena	51
2.1.3.6	Agua mala	51
2.1.4	Análisis fisicoquímicos	51
2.1.5	Métodos utilizados para determinar la cantidad de iones en aguas de formación	51
2.1.5.1	Espectrofotometría por absorción atómica	52
2.1.5.2	Método turbidímetro	52
2.1.5.3	Método Argentométrico	52
2.1.5.4	Método de dureza de calcio	53
2.1.6	Índice de saturación de Langelier (LSI)	53
2.1.7	Índice de saturación de Ryznar (RSI)	54
2.2	PRINCIPALES MECANISMOS DE CORROSIÓN EN AGUA DE FORMACIÓN	55
2.2.1	Niveles de corrosión	55
2.2.1.1	Corrosión por CO ₂ .	56
2.2.1.2	Corrosión por H ₂ S.	57
3.	METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN BIBLIOGRÁFICA DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN EN AGUAS DE PRODUCCIÓN	59
3.1	FACTORES INFLUYENTES EN LA EFICIENCIA DE INHIBICIÓN	59

3.2	MATRIZ DE PRIORIZACIÓN	61
3.2.1	Pasos para la creación de una matriz de priorización	61
3.3	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN EN AGUAS DE PRODUCCIÓN	62
3.3.1	Eficiencia	63
3.3.2	Costo	65
3.3.3	Concentración	67
3.3.4	Medio corrosivo	69
3.3.5	Solubilidad	72
3.3.6	Seguridad	73
3.4	EVALUACIÓN DE COSTOS	75
3.4.1	Costos fijos	75
3.4.1.1	Costos de nómina	76
3.4.1.2	Equipos	76
3.4.1.3	Mantenimiento	76
3.4.2	costos variables	77
3.4.2.1	Producto	77
3.4.2.2	servicios de transporte	78
3.4.2.3	Servicios públicos	79
4.	ANÁLISIS Y RESULTADOS	80
4.1	MATRIZ Y SELECCIÓN	80
4.1.1	Caracterización de los inhibidores	82
4.1.1.1	Imidazolina (2)	82
4.1.1.2	CS-2	83
4.1.1.3	CMC	85
4.1.1.4	BIFP	86
4.2	ANÁLISIS DE COSTOS	88
5.	CONCLUSIONES	90
6.	RECOMENDACIONES	91
	BIBLIOGRAFÍA	92
	ANEXOS	98

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Refinación del hierro.	25
Figura 2. Representación esquemática de la corrosión en una tubería.	26
Figura 3. Clasificación de la corrosión interna.	26
Figura 4. Celda electroquímica.	28
Figura 5. Daño de un revestimiento del pistón de un motor diésel.	29
Figura 6. Influencia del pH en la velocidad de corrosión.	32
Figura 7. Protección catódica.	34
Figura 8. Esquema de acción de los inhibidores de corrosión en el campo petrolero.	35
Figura 9. Clasificación de inhibidores.	36
Figura 10. Grupos funcionales de inhibidores orgánicos. (1. Etoxilatos. 2. Aminas polisustituidas. 3. Imidazolinas. 4. Amina cuaternaria. 5. Poliaminas).	38
Figura 11. Curvas de polarización electroquímica de Tafel.	44
Figura 12. Gráfica de Nyquist- espectroscopia de impedancia electroquímica.	45
Figura 13. Tubería de producción con presencia de incrustaciones	47
Figura 14. Concentración de CO ₂ y H ₂ S en el campo Casabe	49
Figura 15. Modelo para la toma de decisión.	62
Figura 16. Rombo de seguridad.	73
Figura 17. Estructura molecular de las 1-(2-hidroxietil)-2-alkil-imidazolinas 1a-7a y sus correspondientes precursores amídicos 1b-7b.	82
Figura 18. Ruta sintética para el derivado del Quitosano CS-2.	84
Figura 19. Proceso de absorción del derivado de Quitosano CS-2.	84
Figura 20. Gráficos de Nyquist.	85
Figura 21. Adherencia del CMC.	86
Figura 22. Síntesis del inhibidor BIFM.	87
Figura 23. Costo de la corrosión.	89

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Costo inhibidor en función de puntaje.	66
Gráfica 2. Concentración inhibidor en función de puntaje.	68
Gráfica 3. pH alcalino en función de Puntaje.	70
Gráfica 4. pH ácido en función de puntaje.	71
Gráfica 5. Sumatoria rombo de seguridad en función de puntaje.	75

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Concentraciones (ppm) promedio de iones en campos petroleros de Ecopetrol	48
Tabla 2. Índices de Ryznar y Langelier en campos petroleros de Ecopetrol	48
Tabla 3. Elemento que se encuentran en el agua de perforación.	49
Tabla 4. Nivel de corrosión interna por CO ₂ .	57
Tabla 5. Parámetros referenciales del monitoreo de la corrosión.	58
Tabla 6. Criterios y porcentajes empleados para la matriz de priorización.	63
Tabla 7. Puntaje según la eficiencia.	64
Tabla 8. Puntaje según el costo del inhibidor.	65
Tabla 9. Relación costo puntaje.	66
Tabla 10. Puntaje según concentración de inhibidor.	67
Tabla 11. Relación concentración puntaje.	68
Tabla 12. Puntaje según medio corrosivo.	69
Tabla 13. Relación pH alcalino, puntaje.	70
Tabla 14. Relación pH ácido, puntaje.	71
Tabla 15. Relación puntaje según la solubilidad.	72
Tabla 16. Puntaje según solubilidad.	72
Tabla 17. Puntaje según seguridad.	74
Tabla 18. Relación sumatoria rombo de seguridad, puntaje.	74
Tabla 19. Costos por nómina.	76
Tabla 20. Costos de equipos.	76
Tabla 21. Costos de mantenimiento.	77
Tabla 22. Costo de los inhibidores por litro.	78
Tabla 23. Costo de inhibidor por producción anual.	78
Tabla 24. Costos servicio de transporte.	79
Tabla 25. Costos de servicios públicos.	79
Tabla 26. Matriz de priorización.	81
Tabla 27. Inhibidores de mejor puntaje.	82
Tabla 28. Costos totales con la implementación de BIFP	88

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cambio de energía en una reacción de una celda electroquímica.	24
Ecuación 2. Ecuación de Nernst.	24
Ecuación 3. Dosificación del inhibidor.	41
Ecuación 4. Velocidad de corrosión.	43
Ecuación 5. Ley de Beer-Lambert.	52
Ecuación 6. Determinación de cloruros.	52
Ecuación 7. Determinación alcalinidad del agua.	53
Ecuación 8. Índice de Langelier.	54
Ecuación 9. Índice de Ryznar.	54
Ecuación 10. Porcentaje de eficiencia.	64
Ecuación 11. Puntaje según la eficiencia.	65
Ecuación 12. Determinación del puntaje según el costo del inhibidor por kilogramo.	66
Ecuación 13. Conversión de mM a ppm.	67
Ecuación 14. Determinación del puntaje según la concentración del inhibidor.	68
Ecuación 15. Determinación del puntaje para pH alcalino.	70
Ecuación 16. Determinación puntaje pH ácido.	71
Ecuación 17. Determinación puntaje según su nivel de peligro.	75
Ecuación 18. Costos totales.	75
Ecuación 19. Conversión costo tonelada a costo metro cúbico.	77
Ecuación 20. Conversión de barriles diarios a metros cúbicos de agua anuales.	78

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Información de aguas de formación y tipos de corrosión presente	99
Anexo B. Información de inhibidores analizados.	101
Anexo C. Ficha de seguridad de Imidazolina (2)	104
Anexo D. Ficha de seguridad de CS-2.	111
Anexo E. Ficha de seguridad de CMC	117
Anexo F. Ficha de seguridad de BIFP	122
Anexo G. Referencias de precios de inhibidores	129

LISTA DE ABREVIATURAS

2PB	2-(2-piridil) bencimidazol
AEPA	Aceite esencial de Pronto Alivio
AIO	2-aminietilimidazolina (AIO)
IM-NH17	Imidazolina Aminoetil Oleica
BIFP	1- (1H-benzo [d] imidazol-2-il) -N - ((furano-2-il) metileno) -2-feniletanamina
BTT	5-(benciltio)-1, 3, 4-tiadiazol-2-tiol
CATA	Cinnamil-(5-(p-metil)-fenil-1-amino-(1, 3, 4 - triazol) - 2 - Tiol) - acil hidrazona
CMC	Carboximetilcelulosa
Conc.	Concentración
CS-2	Derivado de Quitosano
DTPMPA	Ácido [[Fosfonometil] imino] bis [(etilennitrilo) bis (metileno)]
Fenizidole	2-fenilbencimidazol
HSDB 2004	2-butino-1,4-diol
i-Bi2	Benzimidazol - 2 - tiona
IBPI	Imidazolato 1 - butil - 4 - propil imidazolio
IC 5480	Inhibidor IC 5480
Imidazol	1-metil-3-octadecilidenamino-1H-imidazol-3-io
Imidazolina	2-fenil-2-imidazolina
Imidazolina (2)	1-(2-hidroxietil)-2-alkil-imidazolinas precursores amídicos
MC	Medio corrosivo
P	Puntaje
SEG.	Seguridad
SOLU.	Solubilidad
TrimC₁₆	N, N, N-trimetil- hexadecil amonio metil sulfato
Triptamina	2- (3- Indolil) etilamina, 3- (2- Aminoetil) indol

GLOSARIO

ÁNODO: es aquel electrodo del cual fluye la corriente positiva en forma de iones hacia el electrolito. Aquí ocurre la “oxidación” lo que implica la pérdida de metal (corrosión).

CÁTODO: es aquel electrodo del cual fluye corriente negativa hacia el electrolito. Aquí ocurre la “reducción”, la corriente llega desde el electrolito y el metal se protege.

CAVITACIÓN: es una forma de corrosión localizada combinada con daño mecánico que ocurre en presencia de líquidos turbulentos o que se mueven rápidamente y toma la forma de áreas o parches de superficie picada o rugosa. También ocurre en áreas de alta vibración, como los pistones del motor y las camisas de los pistones.

ELECTROLITO: es el medio corrosivo en el que el ánodo y el cátodo están inmersos y que tiene la capacidad para conducir corriente, los electrolitos más habituales son agua dulce, agua de mar y tierra.

EROSIÓN: la erosión es la pérdida de material, que carece de acción corrosiva. Causada por la velocidad alta de los medios transportados, particularmente cuando los medios contienen sólidos o partículas arrastrados.

EROSIÓN- CORROSIÓN: contiene la acción conjunta de la corrosión y la erosión, por ejemplo, cuando la velocidad del electrolito es muy rápida, o si el medio corrosivo tiene partículas sólidas capaces de erosionar la superficie del metal.

HERRUMBRE: son los óxidos de hierro que se forman en un metal por estar en contacto con la humedad y el aire.

HUECO: una discontinuidad, hoyo o interrupción de un recubrimiento.

IMPACTO O CHOQUE: el choque es una forma de corrosión aumentada por la velocidad que ocurre cuando una corriente choca con una superficie de metal.

PASO O CONDUCTOR METÁLICO: es el que conduce electrones desde los sitios anódicos hacia los sitios catódicos.

RESUMEN

El deterioro de las tuberías de acero al carbón a causa de la corrosión interna, es uno de los principales problemas para garantizar la integridad y la vida útil de las instalaciones del campo petrolero, en consecuencia genera un impacto económico, que repercute en los costos del mantenimiento correctivo de la infraestructura. Por esta razón se realiza un análisis de diferentes inhibidores utilizados en la industria, para disminuir y controlar la corrosión, ocasionada por la composición del agua de formación presente en los pozos de producción.

Para su elaboración se realizó el diagnóstico bibliográfico de los principales mecanismos de corrosión, que se originan por la presencia de compuestos incrustantes, sulfatos, iones y gases disueltos. Implementando una comparación de los inhibidores bajo la matriz de priorización, que identifica parámetros influyentes para la elección del compuesto inhibitorio, comprende la eficiencia, costos, concentración, pH del medio corrosivo, solubilidad, toxicidad, determinando el inhibidor BIFP (Compuesto de Imidazol) con el mejor puntaje ponderado de 4.74 según los criterios evaluados de investigaciones experimentales documentadas.

Finalmente, se realizó una estimación de costos con la implementación del inhibidor BIFP teniendo en cuenta la mano de obra, costos por compra de equipos, mantenimiento, el producto, transporte y otros criterios, conociendo que el valor dado por los costos puede variar según la producción y la extracción de crudo en un campo petrolero.

Palabras clave: corrosión, agua de formación, inhibidor, tuberías, incrustación.

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo y gas en la actualidad, se enfrenta a un problema desafiante relacionado con la corrosión, que genera un ataque electroquímico destructivo, de materiales asociados a los sistemas de producción, procesamiento y transporte de hidrocarburos¹. Este fenómeno causa un evidente impacto económico del sector petrolero, se estima que el costo por pérdidas directas e indirectas debidas a la corrosión, en países desarrollados está entre 2.5 y 5 % del PIB², además de posibles impactos ambientales por derrames, que generan daños a la propiedad y seguridad pública. En los procesos de producción del campo petrolero se generan aguas de formación, caracterizadas por la presencia de compuestos como cloro, calcio, sulfatos, sales de sodio, gases disueltos (CO₂ y H₂S) y metales pesados³, estos compuestos infligen daños severos en las paredes internas de las tuberías, ocasionando problemas de corrosión que pueden representar más del 40% de los gastos operativos mensuales⁴.

Para garantizar la máxima producción del petróleo, se adopta una de las estrategias de mitigación más efectivas y prácticas del control de la corrosión, como el uso de inhibidores⁵. Existen variados tipos de inhibidores orgánicos, que reducen la corrosión a través de técnicas de adsorción, e inorgánicos que evitan la corrosión al reaccionar con las partes anódicas o catódicas del proceso. Los inhibidores más utilizados según las especies corrosivas de aguas de formación son compuestos orgánicos como los subproductos de azol y pirimidina⁶. Estas sustancias químicas actúan directamente en la velocidad de corrosión del material, ya que su adsorción sobre la superficie del acero forma una capa barrera entre el material y la solución.

¹FONTANA, Mars. Corrosion engineering [en línea]. 3 ed. Singapur: McGraw-Hill Book Co. 1987, 24 p. [Consultado: 19 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://automaterials.files.wordpress.com/2019/01/corrosion-engineering.pdf>.

²TAOFEEK, Lekan, et al. Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation. International Journal of Industrial Chemistry. [en línea]. 2013. [Consultado el 19 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://link.springer.com/article/10.1186/2228-5547-4-35>.

³ BARRERA, Tito Adolfo, et al. Modelamiento de la formación de scale del agua de producción del Campo Castilla. Universidad de América Grupo de simulación de Yacimientos y Recobro Mejorado del Petróleo. [en línea]. 2012, 5 (2). [Consultado 19, octubre, 2019]. e- ISSN 2011639X. Disponible en: <https://url2.cl/RQunA>.

⁴CAVALLARO, Brandon., CLAYTON, Richard. y CAMPOS, Mario. SPE International Oilfield Corrosion Conference and Exhibition. (9: 10, Mayo, 2016: Aberdeen, Escocia, Reino Unido). Control de corrosión consciente del costo. Sociedad de Ingenieros Petroleros.

⁵ SAJI, Viswanathan y UMOREN, Saviour. Corrosion inhibitors in the oil and gas industry. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Boschstr, 2020. ISBN: 978-3-527-34618-9.

⁶ TAMALMANI, Kausalya y HUSIN, Hazlina. Corrosion Inhibitor Review for Oil and Gas Corrosion Problems. Applied Science. 2020, 10 (10), 3389. Department of Petroleum Engineering, Universiti Teknologi PETRONAS, Bandar Seri Iskandar 32610, Perak, Malaysia; Kausalya. DOI: 10.3390 / app10103389.

Para la selección de un inhibidor con buena funcionalidad se deben tener en cuenta varios criterios como; el material que se va a proteger, el tiempo de vida, requerimientos de salud, seguridad y ambientales, naturaleza del medio corrosivo, el precio, entre otros. Sin embargo, los inhibidores de corrosión dependen de factores de compatibilidad con el proceso y operaciones existentes, como la concentración, la tasa de dispersión, la velocidad, la temperatura, la persistencia de la película, el pH, el régimen de flujo y la composición del fluido, así como la presencia de inestabilidades capaces de perturbar el flujo para minimizar la corrosión.⁷ Investigaciones demuestran la eficiencia de distintos inhibidores por medio del análisis fisicoquímico de aguas de formación del campo o sintéticas que simulan el ambiente real, para evaluar los niveles de incrustación y así determinar el tipo, mecanismo y velocidad de corrosión presente, este último se analiza con diferentes técnicas electroquímicas como pérdida de peso o resistencia de polarización lineal.

En este sentido, este proyecto realiza una selección bibliográfica de los mejores inhibidores de 20 compuestos candidatos, por medio de la comparación con un método multicriterio de decisión, resaltando los criterios de porcentaje de eficiencia, costos relacionados con la concentración de los compuestos, el medio corrosivo con el valor del pH, solubilidad y la toxicidad del inhibidor. Además de la descripción de las principales características de los compuestos, se analiza su interacción con el material y agentes corrosivos, finalizando con el establecimiento de los costos para determinar la viabilidad en la aplicación del tratamiento seleccionado en un campo petrolero.

⁷ Manual de Corrosion Interna en Tuberías. © NACE INTERNATIONAL, 2011. Corrosion Interior de Ductos. [Consultado 10, Marzo, 2020].

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar el uso de inhibidores para mitigar la corrosión interna en tuberías de aguas de formación petrolera.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Diagnosticar bibliográficamente el tipo de corrosión interna en tuberías de aguas de formación petrolera.
- Seleccionar los inhibidores empleados para el control de la corrosión en tuberías de aguas de formación petrolera.
- Establecer los costos de los principales inhibidores empleados en el control de corrosión en tuberías de aguas de formación petrolera.

1. FUNDAMENTOS DE LA CORROSIÓN INTERNA

Este capítulo presenta un resumen de definiciones y conceptos generales relacionados con la corrosión, abarcando los tipos, mecanismos y factores que influyen en la corrosión interna. Además, se describen los métodos de control y monitoreo, que contribuyen a disminuir las fallas en las instalaciones del campo.

1.1 DEFINICIÓN DE CORROSIÓN

La corrosión se comprende como el deterioro de un metal a consecuencia de un ataque electroquímico con su ambiente, originado por una reacción de oxidación donde la velocidad que tiene lugar dependerá de la exposición que tenga el metal al agente oxidante, a la temperatura de soluciones ionizadas, propiedades fisicoquímicas y estructurales del mismo material⁸. En algunos casos el ataque químico se encuentra combinado con un fenómeno físico, como, por ejemplo: corrosión-erosión, desgaste corrosivo o corrosión por fricción.

1.1.1 Termodinámica de los procesos corrosivos. La termodinámica permite evaluar el comportamiento y el flujo de energía eléctrica, que resulta del flujo de electrones presente en las reacciones de corrosión. Además, proporciona información sobre los productos intermedios de las reacciones complementarias parciales anódica y catódica, que unidas constituyen un proceso total de corrosión. Las estructuras y características de los productos intermedios pueden controlar la resistencia de la superficie del metal del fenómeno. La termodinámica permite calcular el cambio de energía libre, que corresponde a la reacción del electrodo, este cambia de signo según corresponda, a una reducción sea negativo (-) o una oxidación (+).⁹

La tendencia para que cualquier reacción química ocurra a un metal y se corra, es medida con la energía libre de Gibbs; mientras más negativo es este valor, más probabilidad tendrá de presentarse la reacción. Cuando se quiere calcular la variación de esta energía correspondiente a la reacción de un solo electrodo (superficie conductora de electricidad), se tiene en cuenta el trabajo eléctrico, el cual se define como el producto de las cargas movidas (Q) por el potencial (E) a través del cual se mueve. Si este trabajo se realiza en una celda electroquímica en la que la diferencia de potencial entre sus dos medias celdas es E, y la carga es la de 1 mol de reactivo en el que se transfieren n mol de electrones, entonces el trabajo eléctrico (w) realizado por la celda debe ser - nE. En esta relación, la constante de Faraday F se requiere para convertir coulomb de moles de electrones. En una celda

⁸ UHLIG, Herbert y REVIE, Winston. Corrosion and corrosion control an Introduction to Corrosion Science and Engineering. [en línea]. 4 ed. Canadá: John Wiley & Sons, Inc, 2008. [Consultado el 2 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://n9.cl/jz89>.

⁹ ROBERGE, Pierre R. Corrosion Engineering Principles and practice [en línea]. Canada: The McGraw-Hill Companies, Inc, 2008. [Consultado el 2 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://bit.ly/2tQd4B8>.

electroquímica en equilibrio, no fluye corriente y el cambio de energía que ocurre en una reacción se expresa en la Ecuación 1.¹⁰

Ecuación 1. Cambio de energía en una reacción de una celda electroquímica.

$$w = \Delta G = \pm nFE \quad + \text{Oxidación} \quad - \text{Reducción}$$

Fuente: PIERRE R. Roberge. Ingeniería de Corrosión (McGraw-Hill, 2008). [En línea]. Disponible en: <<https://bit.ly/2tQd4B8>>. Consultado el 2 de diciembre de 2019.

w = Trabajo eléctrico, ΔG = Energía libre de Gibbs, n = Mol de electrones, F = Constante de Faraday, E = potencial.

En condiciones estándar, la energía libre estándar de la reacción, ΔG° está directamente relacionada con la diferencia de potencial estándar, E°:

Ecuación 1.1 Energía libre estándar.

$$\Delta G^{\circ} = -nFE^{\circ}$$

Fuente: PIERRE R. Roberge. Ingeniería de Corrosión (McGraw-Hill, 2008). [En línea]. Disponible en: <<https://bit.ly/2tQd4B8>>. Consultado el 2 de diciembre de 2019.

ΔG° = Energía libre de Gibbs.

n = Mol de electrones.

F = Constante de Faraday.

E° = potencial estándar.

Para relacionar la energía y el potencial con las concentraciones de iones participantes y otras especies químicas, se usa la ecuación de Nernst, en el caso de una reacción electroquímica, la sustitución de las relaciones $\Delta G = -nFE$ y $\Delta G^{\circ} = -nFE^{\circ}$ en la expresión de una energía libre de reacción y la división de ambos lados por -nF proporciona la expresión para una reacción de electrodo.¹¹

Ecuación 2. Ecuación de Nernst.

$$E = E^{\circ} - \frac{RT}{nF} * \ln Q_{\text{Reacción}}$$

Fuente: PIERRE R. Roberge. Ingeniería de Corrosión (McGraw-Hill, 2008). [en Línea]. Disponible en: <<https://bit.ly/2tQd4B8>>. Consultado el 2 de diciembre de 2019.

¹⁰ Ibid., Cap 4.

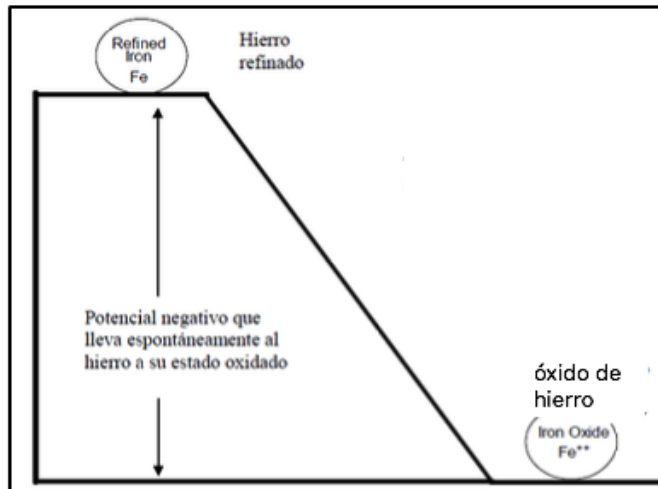
¹¹ Ibid., Cap 4.

E = potencial del electrodo (V).
 E° = Potencial estándar del electrodo (V).
 N = Número equivalentes electroquímicos presentes (eq/gmol).
 R = Constante universal de los gases (8.314 J/K*gmol).
 F = Constante de Faraday (96500 Culombios/eq).
 T = Temperatura absoluta (K).

El flujo de energía eléctrica determina la dirección de las reacciones químicas y de la corrosión, para que estas reacciones se den espontáneamente la energía final debe ser más baja que la inicial. En la Figura 1 se muestra el caso del acero, donde el hierro con el que se realiza este material se encuentra en un estado de energía más alto que su estado natural.

El estado natural del hierro es principalmente un mineral de óxido férrico (Fe_2O_3) que también es una forma común de herrumbre producida durante la corrosión del hierro y del acero, y tienden a revertirse de Fe_2O_3 (óxido férrico).

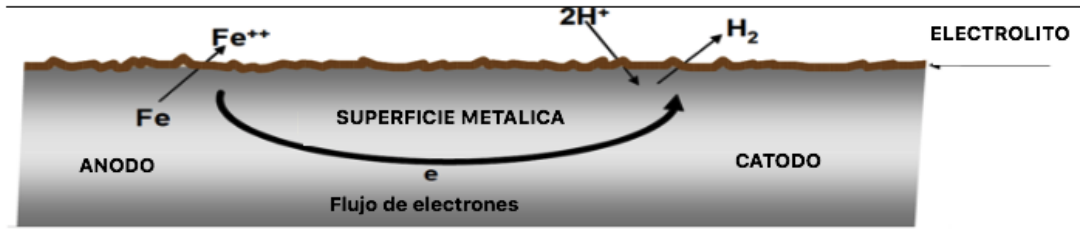
Figura 1. Refinación del hierro.



Fuente: NACE INTERNATIONAL. Manual de Corrosión Interna en Tuberías, ©, 2011.

Para la corrosión, el ánodo se encuentra en un estado de energía más alto que el cátodo y por eso los electrones fluyen del ánodo al cátodo. Este flujo de electrones depende de la diferencia de energía presente, que se manifiesta en una diferencia en el potencial. Para representar los electrodos en equilibrio, en la corrosión activa de un metal deberá ser descrita la dirección de la oxidación y así determinar cuáles son los signos de los potenciales de los electrodos (E y E°). En la Figura 2 se observa un ejemplo de la corrosión en una sección interna de tubería de acero. Una zona de la tubería actúa como el ánodo y una región separada actúa como el cátodo.

Figura 2. Representación esquemática de la corrosión en una tubería



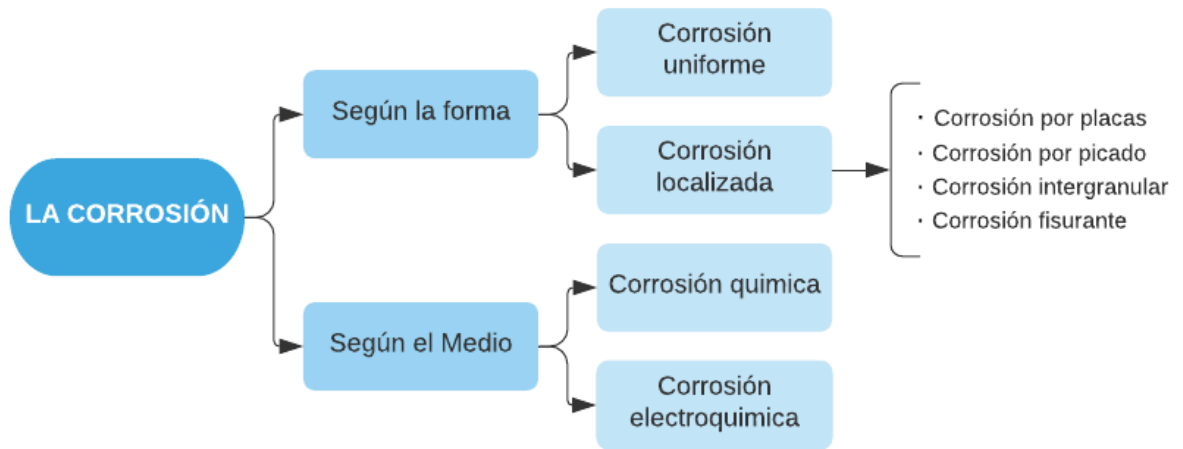
Fuente: NACE INTERNATIONAL. Manual de Corrosión Interna en Tuberías, ©, 2011.

La distancia entre estas áreas es muy reducida, que resultan de las diferencias en la química local, reparaciones hechas usando nuevos materiales de tubería y otras causas.

1.2 TIPOS Y MECANISMOS DE CORROSIÓN INTERNA

La corrosión se puede clasificar según la forma o el mecanismo que la origina como se describe en la Figura 3.

Figura 3. Clasificación de la corrosión interna.



Fuente: elaboración propia, con base en PERRY, Robert. Manual del Ingeniero Químico. 1998. McGraw-Hill. Tomo II, sexta edición.

Algunas formas de corrosión se pueden identificar por simple observación visual, otras con más dificultad requieren de la ayuda de un microscopio y en otros casos es necesario el conocimiento de las condiciones de operación de proceso para identificarla. Como no todos los tipos de corrosión tienen morfología propia, se puede clasificar según su morfología o el medio en el que se desarrolla, tal como se describe a continuación.

1.2.1 Según la morfología de ataque. Esta clasificación permite evaluar los daños producidos por la corrosión.

1.2.1.1 Corrosión uniforme. Esta forma de corrosión se caracteriza por una pérdida regular y uniforme de metal de la superficie corrosiva. Esta es la forma más benigna y común de corrosión pues permite calcular fácilmente la vida útil de los materiales corroídos. Su mecanismo está basado en la formación de ánodos y cátodos cercanos sobre la superficie metálica. Es importante tener en cuenta que todo proceso de corrosión debe ser monitoreado.¹²

1.2.1.2 Corrosión localizada. Corresponde al ataque sobre la superficie de un metal en zonas muy pequeñas, por lo cual es difícil detectar y en consecuencia de un mayor riesgo. Este ataque se determina por la naturaleza del material, geometría y las condiciones del medio al que se somete.¹³

Algunos tipos de corrosión localizada son:

- **Corrosión galvánica:** se genera cuando dos o más metales diferentes se ponen en contacto eléctrico en el mismo electrolito corrosivo, ocasionando un flujo de corriente. El metal con un potencial de corriente más positivo se polariza catódicamente, disminuyendo la velocidad de corrosión, mientras que el más negativo se polariza anódicamente, incrementando su velocidad de corrosión.¹⁴
- **Corrosión por picadura:** se caracteriza por la formación de agujeros o picaduras en la superficie del metal, que se producen en medios que contienen iones agresivos. Una vez que se inicia es difícil de controlar por su difícil detección.¹⁵
- **Corrosión intergranular:** se presenta como una franja estrecha de ataque que se propaga a lo largo de los límites de grano y se desintegra o pierde resistencia mecánica.¹⁶
- **Corrosión por fisura:** se produce en zonas estrechas donde la concentración de oxígeno es mucho menor que en el resto del sistema, y cuyo efecto induce a que estas zonas de menor concentración de oxígeno actúen como un ánodo, propiciando el proceso de corrosión, en las fisuras.¹⁷

¹² Ibid., 6 Cap.

¹³ SALAZAR, Alberto. Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales. Tecnología en Marcha, Instituto Costarricense de Tecnología, Escuela de Ciencia e Ingeniería. [En línea]. 2015, 28 (3). 127-136. [Consultado 3, Febrero, 2020]. DOI: 10.18845/tm.v28i3.2417. Disponible en: <https://bit.ly/39tmYrC>.

¹⁴ ROBERGE, Pierre R. Op. Cit, Cap 6.

¹⁵ FERNÁNDEZ, Ramón, *et al.* Fundamentos de la corrosión. Tipología. En: Corrosión. Valencia: Editorial Universidad Politécnica de Valencia, 2018. P.1-8.

¹⁶ ROBERGE. Op. Cit., Cap 3.

¹⁷ Ibid., Cap 3.

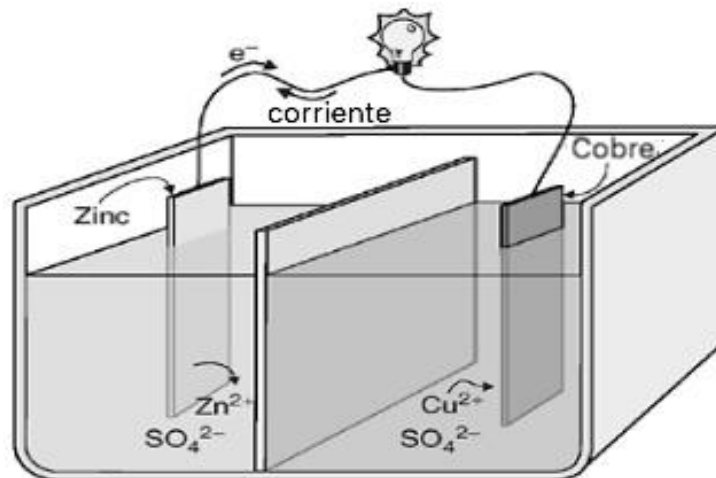
- **Corrosión por placas:** incluye los casos intermedios entre corrosión uniforme y corrosión localizada. El ataque se extiende más en algunas zonas, pero se presenta aún como un ataque general.¹⁸

1.2.2 Según el medio. Esta clasificación es útil cuando se estudian los mecanismos de ataque de la corrosión.

1.2.2.1 Corrosión química. Puede ser observada sobre la acción directa de diferentes soluciones químicas sobre los metales o aleaciones sin generar corrientes eléctricas. Se genera corrosión química al añadir un ácido a un metal produciendo oxidación.¹⁹

1.2.2.2 Corrosión electroquímica. La corrosión electroquímica se debe a la acción de pilas electroquímicas, en presencia de un electrolito donde se realiza la pérdida de electrones (oxidación) y la ganancia de ellos (reducción). La celda de corrosión como se observa en la Figura 4, se compone de cuatro elementos básicos: ánodo, cátodo, electrolito y pasó o conductor metálico.

Figura 4. Celda electroquímica.



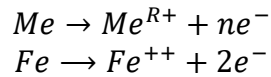
Fuente: PIERRE R. Roberge. Ingeniería de Corrosión (McGraw-Hill, 2008). [En línea]. [Consultado el 2 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://bit.ly/2SDWMU5>.

En la figura anterior, se muestra el ánodo y cátodo por los cuales fluye la corriente y el electrolito que es el medio corrosivo en que están sumergidos. Las reacciones anódicas que interesan son las de disolución del material afectado, o sea, el pasaje

¹⁸ Ibid., Cap 6.

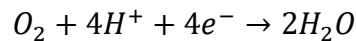
¹⁹ Corrosión y degradación de los metales [en línea]. España: Escuela politécnica nacional.2007, p.14. [Consultado el 9 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2771/1/CD-0553.pdf>

de iones metálicos de la red metálica al medio corrosivo. Por ejemplo, la corrosión del hierro:

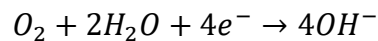


Las reacciones catódicas que pueden darse, una o más simultáneamente, durante la corrosión de los metales son las siguientes:

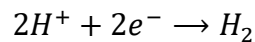
- Reducción de oxígeno (solución ácida)



- Reducción de oxígeno (soluciones neutras y alcalinas)

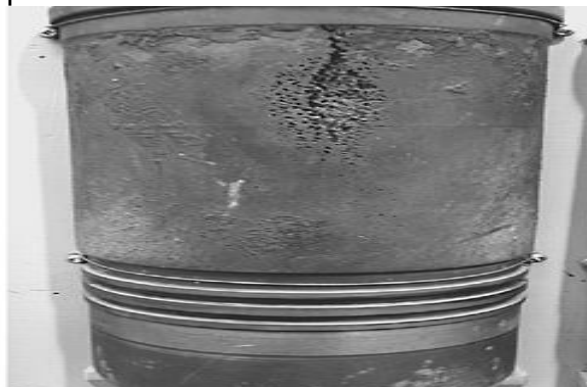


- Generación de hidrógeno



1.2.3 Ataque relacionado por la velocidad de flujo. El ataque producido por la velocidad de flujo, surge cuando las velocidades del fluido son altas, causando una afectación que se refleja en la pérdida de metal como lo muestra la Figura 5. Hay varias formas de ataque relacionado con la velocidad, incluyendo la erosión, la erosión-corrosión, choque y cavitación descritos a continuación:

Figura 5. Daño de un revestimiento del pistón de un motor diésel.



Fuente: PIERRE R. Roberge. Ingeniería de Corrosión (McGraw-Hill, 2008). [En línea]. [Consultado el 2 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://bit.ly/2SDWMU5>.

1.2.4 Corrosión inducida microbiológicamente. Los microorganismos están presentes en casi todos los entornos. Estos agentes potencialmente corrosivos

florece en una amplia gama de hábitats y muestran una sorprendente capacidad para colonizar superficies ricas en agua donde los nutrientes y las condiciones físicas lo permitan. Una característica importante de los problemas microbianos es que a menudo aparecen cuando las condiciones son favorables a un crecimiento exponencial de los organismos. Debido a que son en gran medida invisibles, ha llevado un tiempo considerable establecer una base científica sólida para definir su papel en la degradación de los materiales.²⁰

1.2.5 Agrietamiento asistido por el ambiente. Fractura quebradiza de un material normalmente dúctil, en donde el efecto corrosivo del ambiente es la causa principal. Presenta varias formas de agrietamiento ambiental: agrietamiento inducido por hidrógeno, fragilidad por hidrógeno y agrietamiento de corrosión por esfuerzo.²¹

1.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN INTERNA

Existen muchos factores que influyen en el proceso de corrosión, en donde se tiene en cuenta las características del material, el ambiente o el medio que lo rodea. A continuación se describen algunos factores que se consideran de mayor efecto corrosivo.

1.3.1 Factores metalúrgicos. Cada material tiene propiedades físicas distintas como; densidad, punto de fusión, propiedades térmicas, propiedades eléctricas propiedades magnéticas, entre otras, lo que causa, que ciertos materiales o aleaciones tienden a corroerse de forma más rápida que otros. Es por esto, que teniendo en cuenta las especificaciones técnicas del acero al carbón, este es el material más utilizado en la industria petrolera, es resistente al trabajo pesado generado al transportar fluidos que producen un alto nivel de corrosión.²²

1.3.2 Potencial eléctrico de los materiales. Uno de los factores que influye en la corrosión es la diferencia de potenciales eléctricos que existen entre dos materiales en contacto, debido a la energía acumulada que tienen los metales, algunos son más activos que otros, es decir que entre más bajo sea el potencial eléctrico más fácil será que se corra.²³

²⁰ ROBERGE, Pierre R. Op. Cit., Cap 10.

²¹ © NACE International. Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, 2011. P. 28. [Consultado el 2 de diciembre de 2019]

²² GONZALEZ, Juan. Aceros para uso en la industria del Petróleo y del Gas. [En línea]. Argentina: Tenaris, 2010. [Consultado el 2 de diciembre de 2019]. Disponible en: <http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/precalidad2010/AcerosparausoenlaindustriaDelPetroleydelGas.pdf>.

²³ ZAPATA, Juan, *et al.* Metalografía, Universidad Tecnológica de Pereira. [En línea]. [Consultado 2 de diciembre 2019]. 2015. Disponible en: <http://blog.utp.edu.co/metalografia/12-corrosion-y-procesos-de-corrosion/>.

1.3.3 Temperatura. Incrementando la temperatura de un fluido al contacto del metal, tiende a aumentar la velocidad de corrosión por la difusión de oxígeno hacia el metal afectado, debido a que influye la solubilidad de la sustancia en contacto, llegando hasta la capa de pasivación, acelerando la corrosión y de este modo se fragiliza el metal.²⁴

1.3.4 Velocidad del flujo. Al incrementar la velocidad del fluido transportado aumenta el choque con la superficie metálica junto a la velocidad de corrosión, permitiendo que la sustancia corrosiva llegue a zonas donde no ha sido afectado, además evita que haya acumulación de capas protectoras de corrosión.²⁵

1.3.5 Agentes oxidantes. Son sustancias que sustraen hidrógeno o extraen electrones. Estos agentes pueden acelerar la corrosión en ciertos materiales, así como retrasarla, mediante la creación de capas de oxígeno que los hace más resistentes a los ataques químicos, dependiendo también del pH del ambiente, que influye la concentración de iones de hidrógeno presentes.

1.3.6 Formación de películas y biopelículas. La creación de biopelículas ayuda a incrementar la corrosión, mediante interacciones complejas con la superficie del metal. En algunas ocasiones se debe a las células bacterianas y los metabolitos creando la corrosión biótica²⁶. También la creación de ácidos inorgánicos volátiles, aumentan la humedad, intensifica la presencia de oxígeno y la exposición a vapores corrosivos, aumentando el ataque corrosivo localizado.²⁷

1.3.7 Vapor de agua. La presencia de vapor de agua u oxígeno en tuberías, tiene un efecto sobre la oxidación de algunos materiales como lo son el acero inoxidable, esto induce al aumento de la degradación del metal o aleación y crea compuestos volátiles, formando una capa de óxido rico en hierro que disminuye la vida útil del acero.²⁸

1.3.8 Hidrocarburos. La corrosión metálica ocurre debido a que la resistencia a la corrosión es afectada por las características biológicas, físicas, térmicas, químicas y mecánicas que poseen estos fluidos, debido a que muchos de esos fluidos se

²⁴ SALAZAR, José. Introducción al fenómeno de corrosión. Revista tecnología en marcha 2015, Vol. 28.

²⁵ Ibid vol. 28.

²⁶ CARRION, P Y MALDONADO, A. Fundamentos científicos del envejecimiento de pozos de agua entubados metálicamente. Pág. 303. Disponible en: https://www.igme.es/actividadesIGME/lineas/HidroyCA/publica/libros2_TH/actu_tec_geofi/pdf/28a_comunicacion.pdf

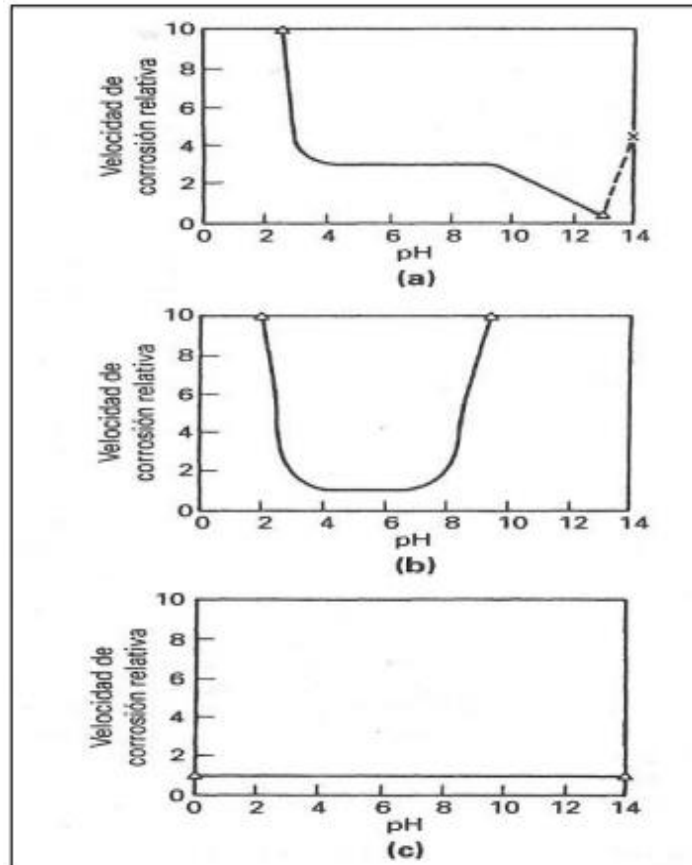
²⁷ GARCÍA DE LOMAS, J. Efecto de la biopelícula en la corrosión de aceros inoxidables austeníticos en estaciones depuradoras de aguas residuales.

²⁸ BARON, Jairo. Oxidación en vapor de agua del acero inoxidable AISI 317, DYNA, Vol 80, Núm 179, p. 151-156, 2013. ISSN electrónico 2346-2183. ISSN impreso 0012-7353.

encuentran mezclados con ácido sulfhídrico, que es un ácido mineral y es altamente tóxico y corrosivo.²⁹

1.3.9 Composición agresiva de líquidos de pH bajo. La mayor parte los metales son afectados por el pH que tiene el fluido en contacto con el metal, la relación tiene que seguir uno de los tres patrones que se evidencia en la Figura 6:

Figura 6. Influencia del pH en la velocidad de corrosión.



Fuente: PERRY, Robert. Manual del Ingeniero Químico. 1998. McGraw-Hill. Tomo II, sexta edición.

- Los metales solubles en ácido presentan una reacción controlada con ciertos tipos de pH (4 a 10) como lo muestra la Figura 6 en el literal a.
- Los metales anfóteros, se disuelven rápidamente en presencia de soluciones ácidas o básicas, se puede observar en la Figura 6, literal b.

²⁹ VALDEZ, Benjamin; SO, Angel. Corrosión y presentación de la industria, Materiales y corrosión en la industria del gas natural. Disponible en: https://www.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Ingenieria%20de%20Petroleo%20y%20Gas/84-551-2-PB.pdf

- Los metales nobles no son afectados significativamente por el pH, como se observa en la Figura 6, literal c. ³⁰

1.4 MÉTODOS DE CONTROL DE LA CORROSIÓN INTERNA

Es posible controlar y prevenir la corrosión mediante diferentes métodos, cada uno tiene un costo diferente y el ingeniero debe seleccionar el más adecuado según sea lo necesario.

1.4.1 Diseño y mantenimiento de las instalaciones. Con el fin de prevenir la corrosión galvánica y/o la corrosión por picadura, es necesario diseñar sistemas bajo condiciones uniformes, de igual forma esquematizar un plan de mantenimiento y prevención a la corrosión, como ya se ha descrito. Los cambios de temperatura, presión o pH fomentan la corrosión en los diferentes materiales, es necesario utilizar materiales con baja velocidad de corrosión, como lo es el acero inoxidable, plástico o diferentes aleaciones de metales. ³¹

1.4.2 Recubrimientos y protectores. Se utilizan para aislar el metal del medio corrosivo mediante recubrimientos metálicos y no metálicos. Al ser aplicados en el metal, lo protegen, sin modificar el metal. Entre los recubrimientos no metálicos podemos encontrar pinturas, grasas, lacas, resinas, aceites, entre otros. Mientras que en los recubrimientos metálicos se realizan mediante la electrodeposición de algunos metales como el níquel, cobre, estaño, cromo, entre otros metales. ³²

1.4.3 Protección catódica. Convierte la superficie en cátodo, de este modo invierte el sentido de la reacción. esto se logra, cuando el potencial eléctrico del metal o la aleación se vuelve más electronegativo, para esto se suministra una corriente eléctrica o mediante la unión de un elemento de sacrificio como se puede ver en la Figura 7. ³³

En tuberías nuevas, la aplicación de estos ayuda a prevenir desde un principio la corrosión en un periodo considerable, ayudando a retardar el proceso de corrosión de la materia.

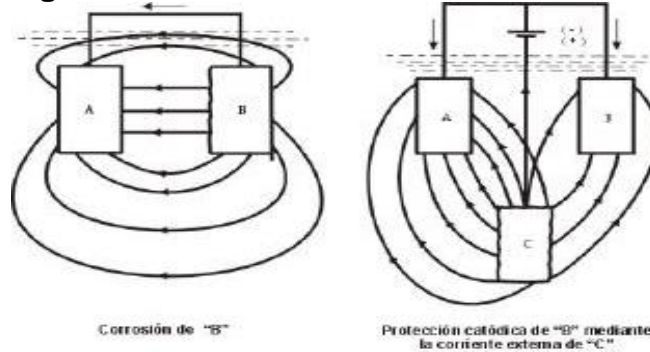
³⁰ RAMON, Carlos. Estudio integral de corrosión en los pozos Petroleros intervenidos en la campaña 2007-2008 En el campo uracoa, empresa mixta petrodelta, Universidad Central de Venezuela.

³¹ GALVAN, Lourdes. Estudio de fallas en tuberías vintage de la industria petroquímica y gas. [en línea] 2017. Universidad de Cantabria. Disponible en: <https://repositorio.unican.es › xmlui › bitstream › handle>

³² AVILA, Javier, ¿Se puede luchar contra la corrosión?, biblioteca digital, disponible en: <http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/09/htm/masallla.htm>

³³ ROSARIO, Samuel. Protección catódica-Diseño de ánodos de sacrificio Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima-Perú. 2004

Figura 7. Protección catódica.



Fuente: OJEDA GIL. Fundamentos de la protección catódica. [En línea]. [Consultado el 2 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://cutt.ly/NrKH0h5>.

Es considerado uno de los métodos más eficaces para controlar la corrosión ya que se puede controlar los tipos de corrosión discretos e impide desarrollar cualquier tipo de corrosión.

1.4.4 Protección anódica. Está es una técnica reciente, que se basa en la formación de películas pasivas, en las superficies de los metales y aleaciones utilizadas, por la aplicación superficial controla el potencióstato disminuyendo así la velocidad de corrosión en su medio y conseguir su pasividad, que es la propiedad que tienen ciertas aleaciones o materiales de ser inertes en determinadas condiciones. Se puede aplicar en circunstancias débiles o muy corrosivas y no es necesario corrientes muy grandes de esta, sin embargo, presenta costos muy altos.³⁴

1.4.5 Tratamiento químico. Entre los métodos de protección contra la corrosión, existe el uso de inhibidores y biocidas, que ayudan a reducir las pérdidas por corrosión y en muchos casos ayudan a utilizar aleaciones más económicas.

1.5 INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Son sustancias químicas, que forman películas sobre los metales y aleaciones, adicionados en bajas concentraciones (ppm) y de esta forma disminuyen la velocidad de corrosión y la agresividad del medio, recubriendo la superficie metálica que aísla la humedad y el oxígeno, algunos de estos inhibidores neutralizan la alcalinidad de la superficie.³⁵

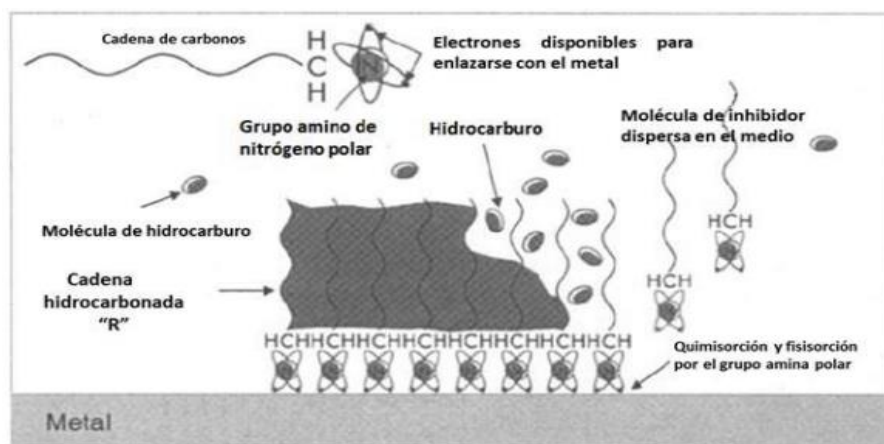
³⁴ GIUDICE, Carlos. PEREYRA, Andrea. Protección de materiales, Universidad técnica del norte, Disponible en: <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/protecmat/proteccionanodica.pdf>

³⁵ VALLEJO, Vanessa. Inhibidor de corrosión para la protección de metales, octubre 10 del 2017. Disponible en: <https://sumatec.co/inhibidor-de-corrosion-para-metales/>

Estos productos son utilizados en función de la naturaleza química del compuesto, naturaleza electroquímica y su carácter iónico³⁶, por lo tanto, su mecanismo de acción varía dependiendo de sus características químicas, el material de las tuberías y el medio corrosivo en el que se encuentra el metal. Por esto los inhibidores deben superar varias condiciones de operación, donde la solubilidad o dispersabilidad es de gran importancia en la forma que actúan en los fluidos involucrados, que a su vez dependerá la estabilidad de la película inhibitoria. Algunas características fundamentales en el mecanismo de acción son;

- **Adsorción física:** A través de la atracción electrostática directa por medio de las fuerzas de Van Der Waals, las características del adsorbato y la carga del metal se determina la capacidad de inhibición.
- **Adsorción química:** Según la naturaleza química del grupo funcional, las propiedades de la molécula y el metal, que implica la compartición de pares de electrones libres del heteroátomo del inhibidor con los orbitales incompletos del metal, como se observa en la Figura 8, respaldan la fuerza de enlace y la quimisorción, que desde el punto de vista de la teoría ácido-base de Lewis, el inhibidor actúa como el donador de electrones (base) y los metales que reciben los electrones como ácidos.³⁷

Figura 8. Esquema de acción de los inhibidores de corrosión en el campo petrolero.



Fuente: BAZALDUA, Mercedes. Desarrollo de moléculas inhibitoras de corrosión base 1-metilimidazol para medios alcalinos-amargos característicos del proceso de fraccionamiento catalítico fcc. Centro de investigación en materiales avanzados. 2016 pág. 23

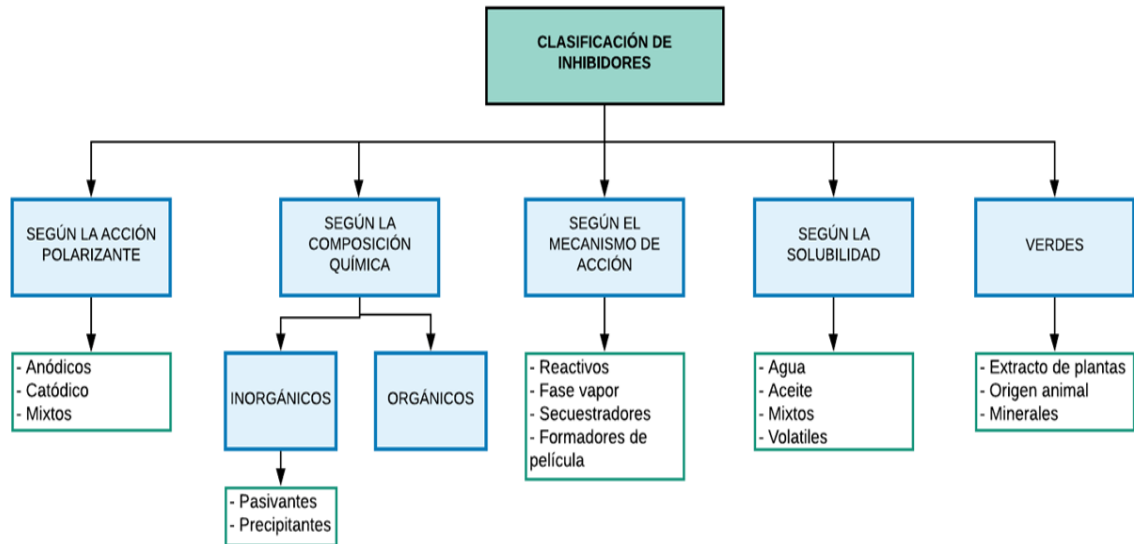
³⁶ RAMIREZ, Luiz. XIQUES, Julio. Evaluación del desempeño de un nuevo inhibidor de corrosión en líneas de flujo multifásico en los campos petroleros de Colombia. Universidad industrial de Santander. 2007 pág 32

³⁷ Ibid, pág 91

- **Cambios en la doble capa electroquímica:** La capa metal/solución se considera doble capa eléctrica, en la que una es difusa y otra externa separada de la superficie. Cuando el inhibidor tiene contacto con la capa eléctrica, se crea un reajuste de cargas en la zona, produciendo un cambio en el potencial a través de la doble capa, que modifica la cinética de las reacciones electroquímicas.³⁸
- **Formación de barreras de difusión:** Cuando se crea una película por la adsorción del inhibidor sobre la superficie metálica, esta impide que haya una difusión de los reactantes desde y hacia la superficie, retrasando la reacción de corrosión.³⁹
- **Reducción de la reactividad del metal:** Las velocidades de reacción disminuyen en función del grado de cobertura de los sitios activos, que relacionan las reacciones electroquímicas en una zona mas no como un bloque, considerando la adsorción del inhibidor y los átomos de la superficie del material.⁴⁰

1.5.1 Clasificación de los inhibidores de corrosión. La eficiencia del inhibidor depende del uso del material o las aleaciones, y estos pueden alargar la vida útil de las tuberías, previniendo fallas y escapes. A continuación, se presenta la clasificación de inhibidores según diversos criterios en la Figura 9:

Figura 9. Clasificación de inhibidores.



Fuente: elaboración propia.

³⁸ Ibid, pág 92

³⁹ Ibid, pág 93

⁴⁰ Ibid, pág 93

Clasificación según la acción polarizante:

- **Inhibidores anódicos:** Forman un compuesto insoluble de óxido, que es resistente a la corrosión por medio de un efecto pasivador, evitando la reacción anódica y favorecer la reacción catódica. Algunos de los más comunes son; hidróxido sódico, carbonato, borato de sodio, benzoato de sodio, cromatos, nitritos, silicatos, molibdatos, etc. ⁴¹
- **Inhibidores catódicos:** Actúan formando una capa que disminuye la corriente de corrosión, aumentando el potencial de hidrógeno que restringe el acceso de oxígeno a la superficie del metal. Se utilizan polifosfatos, fosfonatos, iones como; zinc, calcio, magnesio. ⁴²
- **Mixtos:** reducen la velocidad de reacción de oxidante en el ánodo y retarda la reacción de reducción de hidrógeno en el cátodo. ⁴³

Según la composición química:

- **Inorgánicos:** Se encuentran los pasivantes que cambian el potencial de corrosión ya que son agentes oxidantes, como iones de cromato, nitrito y no oxidantes como fosfato y molibdato, especies como CrO_4^- , NO_2 , $(\text{PO}_3)_x$ ⁴⁴. Los precipitantes depositan una película adherente parcialmente continua sobre el metal, protegiéndolo por aislamiento del entorno corrosivo, entre los que se encuentran el CaCO_3 , polifosfatos y polisilicatos. ⁴⁵
- **Inhibidores orgánicos:** Forman capas por adsorción en toda la superficie, son fuertemente polares, no actúan en una zona anódica o catódica, por esto el potencial no varía, pero se sigue cumpliendo con la disminución de la velocidad de corrosión. Se caracteriza por tener dos secciones con propiedades diferentes, al final de la cadena es un grupo apolar soluble en aceite (Hidrofóbica) y en la cabeza polar (hidrofílica), conteniendo átomos de N, O, S, etc. Este grupo es muy amplio, entre ellos se encuentran; coloides, aminas, amidas, hidrazina, aldehídos, tioderivados, polialcoholes, amino alcoholes, benzoatos, silicatos, Imidazolinás. En la Figura 10 se presentan los principales grupos funcionales y

⁴¹ALVARADO, Jose. Selección Electroquímica de Compuestos Orgánicos como Inhibidores de Corrosión en Medio Ácido. Instituto de ciencias básicas de ingeniería. 2006. pág. 19

⁴²ALVAREZ, Edith. Adsorción y control de la corrosión con el uso de líquidos iónicos en acero api 5l x60 en solución de H₂SO₄. Universidad autónoma de puebla. 2016. pág. 15

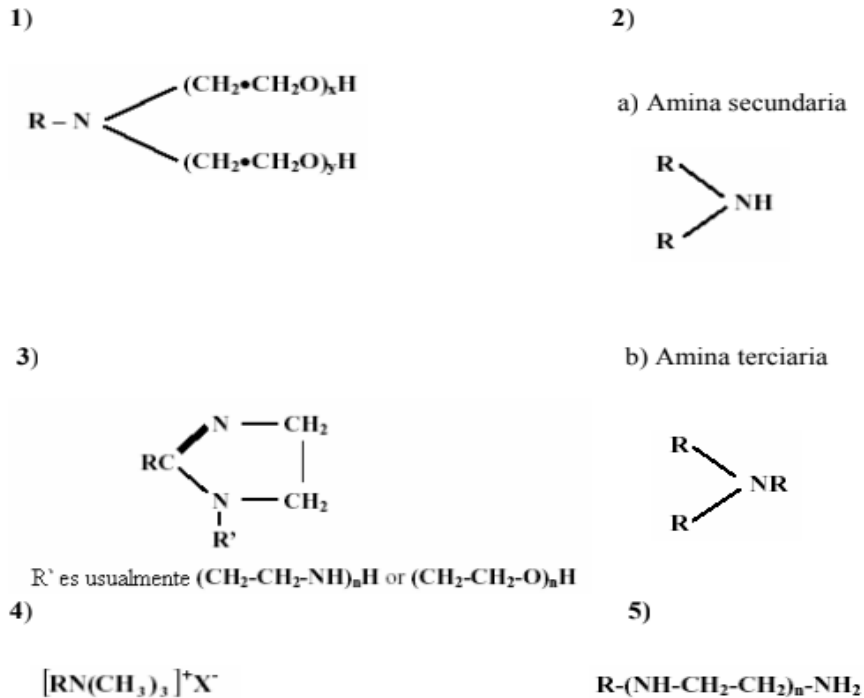
⁴³ Ibid, pág. 16

⁴⁴ RAMÍREZ, Luis. XIQUES, Julio. Evaluación del desempeño de un nuevo inhibidor de corrosión en líneas de flujo multifásico en los campos petroleros de Colombia. Universidad industrial de Santander. 2007. pág. 87

⁴⁵ ALVAREZ, Edith. Adsorción y control de la corrosión con el uso de líquidos iónicos en acero api 5l x60 en solución de H₂SO₄. Universidad autónoma de puebla. 2016. pág. 16

cadenas carbonadas, donde R corresponde a la parte oleofílica o sección hidrocarbonada de la molécula.

Figura 10. Grupos funcionales de inhibidores orgánicos. (1. Etoxilatos. 2. Aminas polisustituidas. 3. Imidazolinas. 4. Amina cuaternaria. 5. Poliaminas).



Donde X es usualmente cloruros

Fuente: RAMÍREZ, Luis. XIQUES, Julio. Evaluación del desempeño de un nuevo inhibidor de corrosión en líneas de flujo multifásico en los campos petroleros de Colombia. Universidad industrial de Santander. 2007 pág. 89

Clasificación que tiene en cuenta el mecanismo de acción:

- **Secuestradores:** entre los más comunes se encuentran los secuestradores de oxígeno, que reducen la corrosión oxidante y el crecimiento de microbios, algunos ejemplos son el sulfito de sodio, dióxido de azufre, bismuto de amonio entre otros. También se encuentran los secuestradores de ácido sulfhídrico, que reduce el nivel de H₂S, las formas más comunes de aminas son las triazinas obtenidas de la monoetanolamina (MEA) y la monometilamina (MMA).⁴⁶
- **Inhibidores reactivos:** Operan en el nivel del cátodo para una celda de corrosión; los cationes del inhibidor reaccionan con los aniones catódicos

⁴⁶ JACKSON; Joshua. La corrosión: la lucha más extensa, Artículo, Oilfield Review, vol 28. Mayo 2015. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/03-corrosion-spanish> pág 45

formando una película insoluble en la superficie del metal evitando el contacto entre el oxígeno y el metal, algunos ejemplos son los carbonatos de calcio, carbonatos de magnesio y óxidos de hierro.

- **Inhibidores fase de vapor:** se emplean principalmente para combatir la corrosión con anhídrido carbónico neutralizando el gas y evitando la formación de ácido carbónico. Son fácilmente transportados a través de la fase de vapor en línea de flujo, algunos ejemplos de este tipo son la morfolina y la etilendiamina.⁴⁷
- **Formadores de películas:** son los más utilizados en la industria petrolera, crean una capa continua entre el metal y los fluidos reactivos, se caracterizan por tres grupos principales, el primero solubles en agua; se utilizan en flujo con alto corte de agua, de los pozos, línea de transmisión y separadores, el segundo, solubles en petróleo y por último solubles en petróleo y dispersables en agua; utilizados en pozos que producen agua.

Clasificación según la solubilidad:

- **Base agua:** Se caracterizan por su necesidad de contener grupos funcionales con alta densidad negativa, como N, S, OH, aminas, carbonilos, anillos aromáticos, entre otros. Tienen buenas cualidades adsorptivas, neutraliza la alcalinidad o acidez de la superficie, cubren química y físicamente la superficie del material. Algunos ejemplos son las aminas cuaternarias y el metasilicato de sodio (Na_2SiO_3).⁴⁸
- **Base aceite:** evitan el contacto del agua con el material, se utilizan sin ser diluidos, la película protectora que forma puede ser suave, semidura y transparente, requiere además de un limpiador o solvente para retirarlos. Un ejemplo es la Imidazolina o aminas cuaternarias.
- **Volátiles:** sustancias químicas vaporizantes que forman barreras iónicas sobre el metal, no permite ni que la humedad ni los agentes corrosivos reacciones generando corrosión.⁴⁹

1.5.2 Criterios de selección y evaluación. En el momento de seleccionar un inhibidor de corrosión, es necesario considerar varios factores:

- El material que se va a preservar
- Tiempo de vida que tiene el inhibidor

⁴⁷ JACKSON; Joshua. La corrosión: la lucha más extensa, Artículo, Oilfield Review, vol 28. Mayo 2015. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/03-corrosion-spanish>

⁴⁸ CORTES, Lina. Evaluación de la eficiencia de inhibidores de corrosion base Agua para aguas de formación en la empresa chemdrill s.a.s. Fundación universidad de América. 2018. pág. 36

⁴⁹ BOLAÑOS, Luis. Evaluación de inhibidores de corrosión tipo filmico para agua de formación. Universidad central del ecuador. 2015. pág. 16

- El procedimiento de aplicación
- Tipo de recubrimiento deseado
- Condiciones de almacenaje
- Requerimientos de salud, seguridad y ambientales
- Procedimientos de remoción⁵⁰
- Naturaleza de la solución en contacto con el metal
- Precio

1.5.3 Factores que influyen en el rendimiento. Incluye la identificación del problema a ser resuelto, con el análisis del mecanismo de corrosión involucrado, identificando las especies corrosivas (Contenido de CO₂ y/o H₂S), composición del agua producida, la presión, la temperatura, caudales, sensibilidad bacteriológica, promueve emulsiones, información de la formulación del inhibidor, ya que la falta de una buena información podría causar impactos en los fluidos del proceso y el tratamiento de aguas.

1.5.3.1 Pruebas de características físicas del inhibidor. Se debe asegurar que le inhibidor que se inyectara es compatible con los fluidos involucrados, y que no presentan reacción desfavorable a la operación, en la formación de espuma o emulsiones. Para evaluar las propiedades físicas del inhibidor se realizan las siguientes pruebas;

- **Prueba espuma:** El procedimiento se basa en la norma ASTM D-892-98, que establece la cantidad de espuma que puede llegar a generar un nuevo producto, por los grupos funcionales polares, que producen tensión superficial, lo que hace que los inhibidores se comporten como jabones.⁵¹
- **Prueba demulsificante:** Algunos compuestos como los asfaltenos, sólidos parafínicos, sustancias resinicas, nafténicos y otros ácidos orgánicos solubles en aceite, pueden traer como consecuencia la formación de emulsiones. Por esto se realiza pruebas de simulación de las condiciones del sistema con la cuantificación de los tiempos de separación de fases, que se encuentra en las normas ASTM D2711-86.⁵²
- **Prueba de compatibilidad:** Se tiene en cuenta las condiciones de operación de los fluidos del campo, el inhibidor actual, simulando con la temperatura del proceso y colocando en contacto cada fluido, considerando la estabilidad del

⁵⁰Reporte técnico CIMCOOL. 2016. Disponible en: <http://www.cimcool.ca/uploads/downloads/SeleccioneunInhibidordeCorrosion.pdf>

⁵¹ RAMÍREZ, Luis. XIQUES, Julio. Evaluación del desempeño de un nuevo inhibidor de corrosión en líneas de flujo multifásico en los campos petroleros de Colombia. Universidad industrial de Santander. 2007. pág. 33

⁵² Ibid, pág 33

inhibidor a altas temperaturas. Esta prueba se basa en la norma ASTM D 4740-92.⁵³

1.5.4 Métodos de aplicación. Los métodos para la aplicación de inhibidores más comunes son:

- **Inyección continua:** Este tipo de tratamiento aplica volúmenes continuos de inhibidor a las tuberías, este procedimiento es muy efectivo, al reponer la barrera protectora con pocas moléculas de espesor y permanece en equilibrio adsorción-desorción manteniendo la protección.
- **Inyección por lotes:** En este tipo de tratamiento, es inyectada una gran cantidad de inhibidor para llenar la tubería y es dejado por un tiempo determinado, en ese tiempo se forma una barrera protectora sobre la superficie de metal.⁵⁴

La inyección del inhibidor es de gran importancia, la cual se realiza mediante pequeñas dosificaciones diarias (generalmente a las 6:00 horas técnicas)⁵⁵ que se puede calcular mediante la Ecuación 3.

Ecuación 3. Dosificación del inhibidor.

$$Q_{inh} = \frac{DPB \times f \times 158.9873 \times ppm}{1000000}$$

Fuente: LOZANO, Karla, GUZMAN, Jesus, COSMES, Liliana, DELOYA, katia, CABRERA, Roman. Criterios para la Dosificación de Inhibidor de Corrosión en Ductos que Transportan Petróleo Crudo. 2010

Donde,

BPD son los barriles de producción por día.

Q_{inh} es la dosificación del inhibidor.

ppm es la concentración del inhibidor.

f es el porcentaje de corte en el agua o ducto.

⁵³ © NACE International. Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, 2011

⁵⁴ Urbaez, Carlos, Estudio integral de corrosión en los pozos petroleros. Universidad central de Venezuela. Disponible en: <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/17080/1/T.E.G.%20Urbáez%20R.%2C%20Carlos%20Ramón.pdf>

⁵⁵ LOZANO, Karla, GUZMAN, Jesus, COSMES, Liliana, DELOYA, katia, CABRERA, Roman. Criterios para la Dosificación de Inhibidor de Corrosión en Ductos que Transportan Petróleo Crudo. 2010

1.6 MÉTODOS DE SELECCIÓN DE INHIBIDORES

Para la selección de inhibidores se realizan diferentes análisis para la selección del inhibidor con mejor eficiencia, generalmente se usan pruebas electroquímicas. El estudio del comportamiento inhibitorio y de adsorción de derivados de tiadiazol para la corrosión del acero al carbono N80 en agua producida, de la Universidad de Ciencia y Tecnología de Huazhong, Wuhan del año 2020, realizó mediciones de espectroscopia de impedancia (EIS) con una frecuencia de 105 Hz y 101 Hz utilizando 5 mV, que permitieron medir las curvas de polarización, base para determinar la eficiencia y el efecto de la temperatura.⁵⁶

Otro método utilizado es la medición de pérdida de peso con testigos de acero al carbón 1010, en un medio ácido, para determinar la eficiencia de los inhibidores, en una investigación del Instituto Mexicano del Petróleo, con precursores de Imidazolinas.⁵⁷

También diagramas de Nyquist, muestra la adsorción del inhibidor de corrosión⁵⁸, otro ejemplo es el estudio de la actividad inhibitoria del compuesto 2- (2-piridil) bencimidazol, como inhibidor verde, por medio de espectroscopia de impedancia electroquímica (EIS), resistencia de polarización lineal (LPR) y polarización potenciodinámica, como resultado demostró eficiencia mayor del 80 %⁵⁹. La siguiente información presenta técnicas de análisis de corrosión que permiten evaluar la eficiencia de un inhibidor de corrosión.

1.6.1 Método de pérdida de peso. Es un método físico común dentro del monitoreo de la corrosión, descrita en las normas ASTM G-31, con la ventaja de realizar una medición directa, y a pesar de que debe realizarse en tiempos muy largos de exposición, con alta resistencia a la corrosión y baja reproducibilidad, sus resultados son muy específicos y de bajo costo. se caracteriza porque mide el cambio de peso que el material experimenta a un ataque del agente corrosivo, con el fin de obtener la velocidad de corrosión en miligramos de material perdido por días transcurridos y dm² de área de material expuesto. Este proceso es eficaz en temperaturas superiores a los 100 ° C a 350 ° C, valores que nos son confiables en

⁵⁶ Q.H. Zhang, B.S. Hou, G.A. Zhang *et al.* Inhibitive and adsorption behavior of thiadiazole derivatives on carbon steel corrosion in CO₂-saturated oilfields produced water: Effect of substituent group on efficiency. *Revista de coloides y ciencia de la interfaz*. 2019

⁵⁷ A. Estrada, A. Benavides, A. Estrada-Buendía y J. L. Benítez. Control de la corrosión de acero al carbón en ambientes de ácido sulfhídrico por 1-(2-Hidroxietil)-2-Alquil-Imidazolinas y sus correspondientes precursores amídicos. 2002

⁵⁸ ONTIVEROS. ESPINOZA. RODRÍGUEZ. VALDEZ. Evaluación de imidazolato de 1-butil-4-propil imidazolío como inhibidor de la corrosión en el acero API 5L X52 en NaCl saturado con CO₂. Colección congreso de la sociedad química de México. 2018

⁵⁹ Onyeachua. Bassey. Ahmad. Abdul.Green corrosion inhibitor for oilfield application I: Electrochemical assessment of 2-(2-pyridyl) benzimidazole for API X60 steel under sweet environment in NACE brine ID196

las pruebas electroquímicas, por la inestabilidad de los diferentes electrodos que se utilizan durante el estudio.⁶⁰

Para evaluar la velocidad de corrosión se aplica la Ecuación 4;

Ecuación 4. Velocidad de corrosión.

$$v = \frac{\Delta W}{(A)(t)}$$

Fuente: GÓMEZ, Virginia. Eficiencia de un inhibidor verde extraído de cáscara de manzana mediante el sistema soxhlet en la corrosión del acero 1018 en medio ácido. Centro de investigación en materiales avanzados. 2016

Donde:

V = velocidad de corrosión.

ΔW = Diferencia de peso.

A = área de exposición.

T = tiempo de prueba.

1.6.2 Resistencia a la polarización lineal (LPR). Consiste en la aplicación de un sobre potencial, respecto al potencial de equilibrio, suficientemente pequeño para no alterar el sistema, pero necesario para conocer el comportamiento del electrodo en ese medio frente a las reacciones de oxidación y de reducción. La técnica interactúa con el mecanismo de corrosión y así determinar la velocidad de corrosión a la que pasan los iones metálicos en solución. La principal ventaja que tiene este método es que no es destructivo, además porque estima los valores de resistencia a la corrosión y convertirse a velocidades de corrosión y estimar la vida útil del material. Una desventaja es la dificultad para obtener datos para metales que presentan índices de corrosión bajos.⁶¹

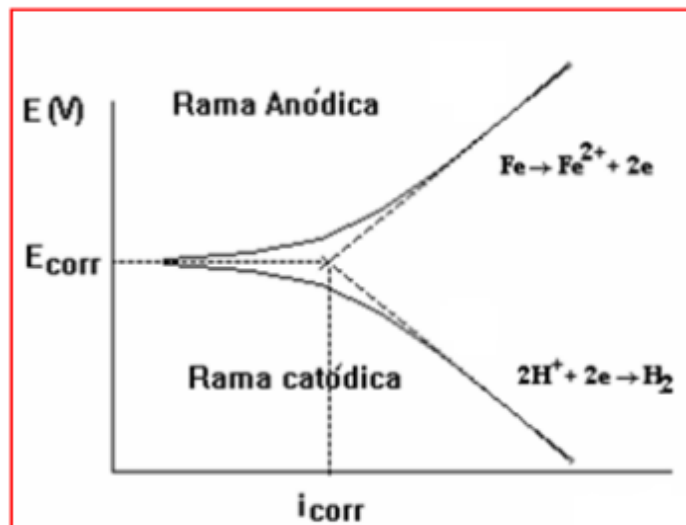
1.6.3 Extrapolación de Tafel. Es una técnica muy utilizada por los investigadores para determinar la velocidad de corrosión por medio de las curvas de polarización catódica y anódica. Esta técnica es de alto campo, puesto que emplea sobre potenciales mayores de 120 mV y hasta 300 mV, con respecto al potencial de

⁶⁰ BECERRA, Erika. GUALDRON, Andres. Estudio de la inhibición de corrosión por HCl en acero al carbono en crudos pesados mediante el uso de aceites esenciales. Universidad industrial de Santander. 2011. pág. 34

⁶¹ MORENO. Juan. Propuesta de monitoreo de la corrosión por pérdida de peso. Universidad industrial de Santander. 2012. pág. 49

corrosión con velocidades de barrido de 0.1 a 0.5 mV/s ⁶². El método utiliza una celda con un material de interés como electrodo y como electrolito se utilizan ácidos, soluciones salinas que simulan salmueras, el funcionamiento de la celda se determina potencioestática, con un barrido a velocidad constante, graficando la corriente generada entre el electrodo de trabajo y el auxiliar. La gráfica que se observa en la Figura 11, involucra el potencial con respecto al electrodo de referencia contra la densidad de corriente.

Figura 11. Curvas de polarización electroquímica de Tafel.



Fuente: VILORIA, Alfredo. Uso de inhibidores en la Industria de los hidrocarburos. Academia nacional de ingeniería. 2014. pág. 32

Así cuando el potencial es positivo el metal electrolito actúa como cátodo en la celda electroquímica, mientras que el potencial es negativo, el electrodo actúa como ánodo. La densidad de corriente (i_{corr}) que corresponde al punto de intersección de la extrapolación lineal de la región curva de polarización (Zona de Tafel) y con el potencial (E_{corr}). ⁶³

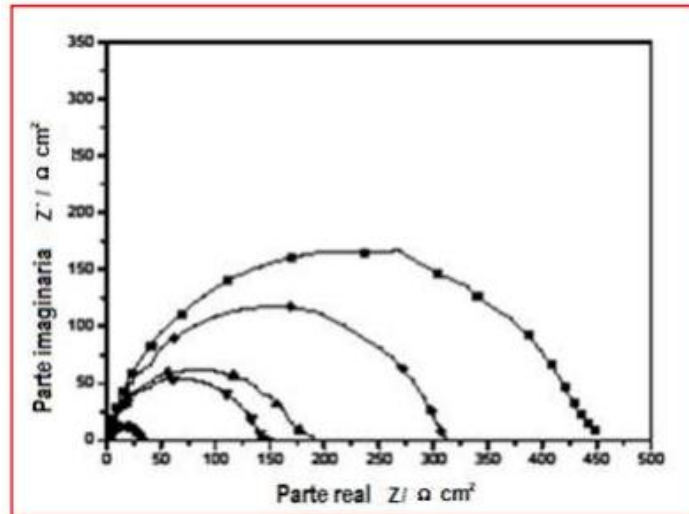
1.6.4 Espectroscopia impedancias electroquímicas (EIS). Permite estudiar el comportamiento de la interfase metal- solución, se aplica para investigar la dinámica a la movilización de cargas en las regiones de la interfase entre el electrolito y metal. Se basa en la aplicación de una señal pequeña de potencial a la superficie metálica,

⁶² GÓMEZ, Virginia. Eficiencia de un inhibidor verde extraído de cáscara de manzana mediante el sistema soxhlet en la corrosión del acero 1018 en medio ácido. Centro de investigación en materiales avanzados. 2016. pág. 35

⁶³ VILORIA, Alfredo. Uso de inhibidores en la industria de los hidrocarburos. Academia nacional de ingeniería. 2014. pág. 33

para medir la respuesta en corriente a diferentes frecuencias, como se observa en la Figura 12.

Figura 12. Gráfica de Nyquist- espectroscopia de impedancia electroquímica.



Fuente: VILORIA, Alfredo. Uso de inhibidores en la industria de los hidrocarburos. Academia nacional de ingeniería. 2014. pág. 33

Las medidas de la resistencia de polarización se llevan a cabo en un intervalo de temperatura de 30° C a 60° C, empleando muestras sólidas de metales y utilizando celdas electroquímicas de tres electrodos.

2. DIAGNÓSTICO DE LA CORROSIÓN INTERNA CAUSADA POR AGUAS DE PRODUCCIÓN

Las aguas de producción presentan diferentes factores que influyen la corrosividad del medio, incluyendo la temperatura, sólidos en suspensión, pH, tendencia incrustante, sales disueltas, gases disueltos y bacterias. Un análisis geoquímico integral del agua de formación es esencial para el diagnóstico de la causa principal de los tipos de corrosión presentes. Este capítulo presenta caracterización de las aguas de formación presentes en campos petroleros y métodos analíticos para su respectivo análisis de composición (Ver Anexo A).

2.1 AGUAS DE FORMACIÓN

Agua de formación o intersticial, que se encuentra en los yacimientos de petróleo y surge a la superficie asociada con el crudo. Está agua de formación puede estar mezclada con petróleo, gas y demás impurezas que pueden ser tóxicas al medio ambiente. Debido a los altos costos del tratamiento de agua para ser desechada o con el fin de aumentar la producción de petróleo, el agua de producción es reinyectada para drenar el pozo y en muchos casos se produce más agua de producción que petróleo⁶⁴.

2.1.1 Origen del agua de formación. El agua se presenta de forma natural en los poros de las rocas de las formaciones petrolíferas, ocupando los espacios de los sedimentos que permanecieron en los fondos de lagos y océanos antiguos⁶⁵. La compresión continua de estas rocas también sedimentarias originó temperaturas y presiones suficientes para causar una primera migración del petróleo y el gas desde las rocas petrolíferas a rocas adyacentes porosas y permeables, que además presentan espacios llenos de aguas con niveles variables de salinidad⁶⁶. Estas características varían dependiendo de la porosidad (medida de los poros en la roca), la saturación (cantidad de agua en relación con el petróleo y el gas) y la permeabilidad (fluidez).

Las incrustaciones son una de las principales consecuencias de la cantidad de sólidos disueltos en el agua de producción, presentándose en las paredes interiores de las tuberías, en forma de una capa espesa y con cristales de hasta de 1 cm o más, causando baja producción, por el aumento de la rugosidad de la superficie del tubo que reduce el área de influencia⁶⁷. En la Figura 13 se observa la ubicación de

⁶⁴ BOLAÑOS, Luis. Evaluación de inhibidores tipo fílmico para agua de formación. Universidad central del Ecuador. 2015

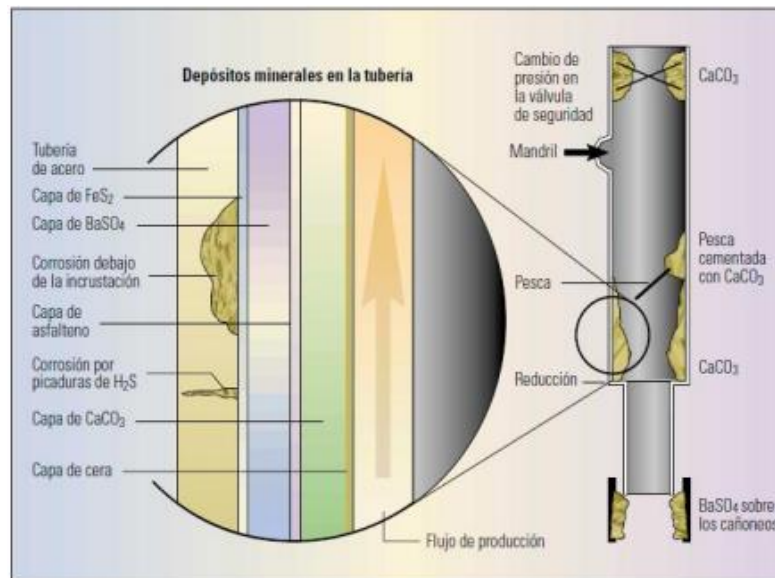
⁶⁵ ARAMBULO, Daniel. ALDANA, Harold. Aguas de formación. Fundación universidad de américa. 2011

⁶⁶ Disposición y tratamiento del agua producida. Asociación regional de empresas de petróleo y gas del caribe. Disponible en: <http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%2001%20-%20OK.pdf>

⁶⁷ JINES, Jose Luis. Uso del tubo de diálisis en el diseño de tratamiento antiescala en el pozo SA 110 del campo sacha en distrito amazónico ecuatoriano. Trabajo de grado previo a la obtención del

las incrustaciones en las tuberías, además las concentraciones de estas formaciones pueden variar de acuerdo a los cambio de presión y temperatura de los pozos, por lo general al aumentar la temperatura la solubilidad de un mineral en el agua aumenta, pero está directamente relacionado con el tipo de mineral, pero no ocurre de la misma forma para los gases como el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrogeno (H_2S), porque al aumentar la temperatura favorece el incremento del pH que se determina por la formación de incrustaciones de carbonato de calcio.⁶⁸

Figura 13. Tubería de producción con presencia de incrustaciones.



Fuente: CRABTREE, Mike, et al. La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999. Pág. 33.

En Colombia la cuenca del Valle Superior Del Magdalena presenta mayores problemas de incrustaciones por la presencia de CaCO_3 en el agua. Mientras que los campos pertenecientes a la Cuenca de los Llanos Orientales generan menores cantidades de precipitados, según una investigación de la Universidad Industrial de Santander en los principales campos que pertenecen a Ecopetrol⁶⁹. Los campos estudiados se relacionan con letras, con información suministrada por la empresa. En la siguiente tabla se muestran información fisicoquímica de las aguas de producción asociadas a campos de Ecopetrol, de los Llanos orientales como: campo

Título de: Ingeniero en Petróleo. Escuela Superior Politécnica del litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2010. 186 p.

⁶⁸ MARIN, Jhonatan. Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composición. Universidad industrial de Santander. 2015.

⁶⁹ Ibid, pág 21.

Apiay, Castilla y Chichimene, del Valle Superior del Magdalena como: campo Brisas, Cebú, San Francisco, entre otros), del Valle Medio del Magdalena como el campo Casabe y del Putumayo como el campo Acae.

Tabla 1. Concentraciones (ppm) promedio de iones en campos petroleros de Ecopetrol.

CAMPO	Cl^-	Na^+	HCO_3^-	Ca^{2+}	Fe^{2+}	SO_4^{2-}
B	461	414	323	42	2	97
E	6013	3422	408	574	16	5
F	358	214	143	55	3	12
H	77	76	161	20	7	8
L	1301	839	308	89	1	11
Q	5398	3368	811	280	3	4
R	157	612	1391	20	1	4

Fuente: elaboración propia con base en MARIN, Jhonatan. Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de Ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composición. Universidad industrial de Santander. 2015

También se realiza el análisis de los índices de saturación de Ryznar y Langelier que evalúan la agresividad del agua con respecto al carbonato de calcio ($CaCO_3$), que se evidencian en la Tabla 2.

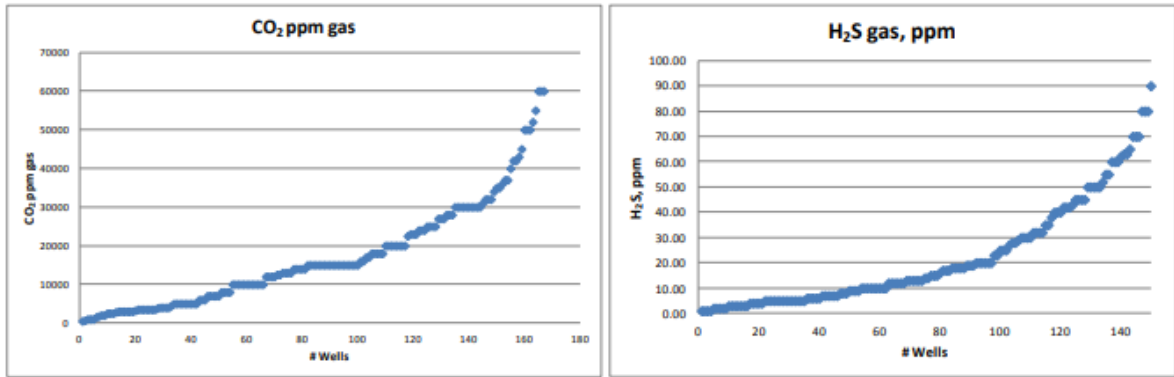
Tabla 2. Índices de Ryznar y Langelier en campos petroleros de Ecopetrol.

Campo	SI(Langelier)	Efecto	SI(Ryznar)	Efecto
B	0.64	Incrustante	10.89	Corrosión severa
E	0.81	Incrustante	5.39	Presencia media de escamas
F	-0.52	No incrustante	8.66	Corrosión severa
H	-1.39	No incrustante	8.41	Corrosión media
L	1.41	Incrustante	8.02	Corrosión media
Q	1.38	Incrustante	5.24	Presencia media de escamas
R	1.01	Incrustante	6.19	Pocas escamas

Fuente: elaboración propia con base en MARIN, Jhonatan. Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de Ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composición. Universidad industrial de Santander. 2015

En el campo Casabe, ubicado en la Cuenca Media del Valle del Magdalena, se midió la presencia de CO_2 y H_2S , donde la Figura 14 muestra la concentración del gas en ppm, de muestras obtenidas en la boca del pozo.

Figura 14. Concentración de CO₂ y H₂S en el campo Casabe.



Fuente: PERALTA, JD, et al. (2012). Problemas de corrosión y escamas en un campo petrolífero maduro bajo inundación de agua; Del diagnóstico a la gestión de integridad; Campo Casabe, Colombia. Conferencia internacional y taller de SPE sobre corrosión en campos petroleros. Disponible en: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-155209-MS?sort=&start=0&q=ecopetrol+corrosion&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#.

Estos componentes pueden cambiar el pH del agua en el depósito, generando condiciones ácidas que luego facilita el proceso de oxidación del material.⁷⁰

2.1.2 Características de agua de formación. Las propiedades físico-químicas del agua de formación varían según su posición geográfica, la formación geológica en contacto, que da origen a un hidrocarburo con características y propiedades específicas⁷¹. Algunos de los elementos presentes en el agua de formación se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Elemento que se encuentran en el agua de perforación.

Elementos presentes en el agua de formación.	
CO ₂ (%)	10
H ₂ S (ppm)	12
Alcalinidad total como ppm de CaCO ₃	700
Dureza total como ppm de CaCO ₃	3.200
Dureza cálcica como ppm de CaCO	2.800
Cloruro como ppm de Cl ⁻	13.000

⁷⁰PERALTA, JD, et al. (2012, 1 de enero). Problemas de corrosión y escamas en un campo petrolífero maduro bajo inundación de agua; Del diagnóstico a la gestión de integridad; Campo Casabe, Colombia. Sociedad de Ingenieros Petroleros.

⁷¹ MORALES, Jefferson. Análisis descriptivo de procesos de tratamiento de aguas de formación para reinyección en campos petroleros de la Amazonía ecuatoriana. 2016

Tabla 3. (Continuación).

Sulfato como ppm de SO_4^{2-}	250
Hierro como ppm Fe^{2+}	4
pH	7
Bicarbonato HCO_3^-	854

Fuente: CHÁVEZ, Wladimir. Diseño del sistema de bombeo (BES, HPS y BCP) de reinyección de agua de formación para un periodo de 10 años. Trabajo de Grado. Ingeniero de 4 Petróleos. Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Quito. 2013. p. 70.

Los principales compuesto del agua producida incluyen; aceites disueltos y dispersos como: hidrocarburos alifáticos, fenoles, ácidos carboxílicos, metales pesados (Cd, Cu, Pb, Hg, Ni, Ag y Zn). Componentes químicos de producción, que son productos añadidos para prevenir problemas de funcionamiento como los antiespumantes. Sólidos de producción por formación de corrosión, productos escala, bacterias, ceras y asfáltenos.⁷²

2.1.3 Tipos de agua de formación. El agua que se presenta en los campos petroleros es abundante, sin embargo, existe agua de mejor calidad. se presenta una clasificación de los tipos de agua de formación:

2.1.3.1 Agua connata. Mejor conocida como agua fósil, es el agua que se encuentra en los poros de las rocas. Se caracteriza por ser densa y salina.

2.1.3.2 Agua libre. Es el agua que permanece en suspensión formando películas sobre sólidos o soluciones muy viscosas. Está agua se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad.⁷³

2.1.3.3 Agua meteórica. Es el agua que se filtra en el subsuelo producto de lluvias o condensación atmosférico. Se caracteriza porque su salinidad es menor que la del agua connata.

2.1.3.4 Agua de barrido. Este tipo de agua viene de un pozo eyector o de un acuífero que contribuye con al barrido del petróleo del yacimiento.⁷⁴

⁷²CHEN.George. IGUNNU, Ebenezer Produced water treatment technologies. Low - Carbon technologies. 2014. Disponible en: <https://doi.org/10.1093/ijlct/cts049>

⁷³ SCHLUMBERGER. Diccionario del petróleo. 2000

⁷⁴ Kuchuk F, Patra SK, Narasimham JL, Ramanan S y Banerji S: "Water Watching," Middle East Well Evaluation Review 22

2.1.3.5 Agua buena. Es el agua que se produce dentro del hueco que se produce por debajo del límite económico de la relación agua / petróleo⁷⁵, es decir que no excede su proporción con respecto al petróleo.

2.1.3.6 Agua Mala. Es el agua que se produce dentro del hueco, pero no produce petróleo, o sí lo produce, no es en gran cantidad por lo que no compensa los costos de extracción⁷⁶.

2.1.4 Análisis fisicoquímicos. El análisis fisicoquímico, son primordiales para determinar el origen y los solutos presentes en el agua. Consiste en determinar los componentes normales y las propiedades de los mismo, como las concentraciones de los bicarbonatos, sulfatos, cloruros, sodio, magnesio, nitratos, nitritos, calcio, alcalinidad y propiedades físicas, como pH, turbidez, conductividad eléctrica y color⁷⁷, organizados en el Cuadro 1;

Cuadro 1. Análisis de componentes primarios de aguas de formación.

Análisis	Componentes
Cationes	Calcio(Ca ⁺⁺), Magnesio(Mg ⁺⁺), Sodio(Na ⁺), Hierro(Fe ⁺⁺⁺), Bario(Ba ⁺⁺), Estroncio(Sr ⁺⁺⁺), Radio(Ra ⁺⁺⁺)
Aniones	Cloruro(Cl ⁻), Carbonato(CO ₃ ⁻), Bicarbonato(HCO ₃ ⁻), Sulfato(SO ₄ ⁻)
Otras propiedades	pH, sólidos en suspensión (Cantidad, tamaño, forma, composición), turbidez, temperatura, peso específico, oxígeno disuelto, anhídrido carbónico disuelto, H ₂ S, conteo bacteriano, conteo de petróleo

Fuente: elaboración propia, con base en Disposición y tratamiento del agua producida. Asociación regional de empresas de petróleo y gas del caribe. Disponible en: <http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%2001%20-%20OK.pdf>

El balance iónico mide la diferencia entre el total de aniones y cationes que se expresan en mili equivalentes por litro (meq/L), determinados analíticamente.

2.1.5 Métodos utilizados para determinar la cantidad de iones en aguas de formación. Es necesario caracterizar el agua de formación para poder saber qué tipo de corrosión causada, se explican cada uno de los métodos:

⁷⁵ JEB, Bill. ELPHICK, Jhon. ROMANO, Chistian. KUCHUK, Fikri. ROODHART, Leo. Control del agua. Oilfield review. 2000. Disponible en: https://connect.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/sum00/p32_53.pdf

⁷⁶ Ibid. p. 35

⁷⁷ MARIN, Jonathan. Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composición, universidad industrial de santander. 2015

2.1.5.1 Espectrofotometría por absorción atómica. Este método determina los iones de potasio, calcio, sodio, bario, magnesio y estroncio. Es basada en la ley de Beer-Lambert, es la relación entre la absorbancia de luz monocromática y la concentración de un cromóforo de una solución⁷⁸, dando la Ecuación 5.

Ecuación 5. Ley de Beer-Lambert.

$$A = \log \frac{I}{I_0} = \varepsilon * c * l$$

Fuente: DÍAZ, Nieves. RUIZ, Antonio. REYES, Emilio. PEINADO, Jose. NOVO, Jesus. Espectrofotometría: Espectros de absorción y cuantificación colorimétrica de biomoléculas. Campus Universitario de Rabanales. 2018

Donde la absorbancia es directamente proporcional a la concentración, I y I_0 son intensidades salientes y entrantes, c es concentración y l es la longitud atravesada por la luz en el medio.

2.1.5.2 Método turbidímetro. Este método permite determinar la cantidad de sulfato presente en el agua. Mediante la precipitación con ácido se busca el ion sulfato (SO_4^{2-})⁷⁹.

2.1.5.3 Método Argentométrico. Este método es utilizado para la determinación de cloruros siempre que no tengan excesivo color o turbidez. Este método se basa en el método de Morb. Sobre una muestra alcalina se añade una disolución de AgNO_3 valorante, y disolución indicadora K_2CrO_4 , de esta forma se precipitan los iones Cl^- con los iones Ag^+ formando así un compuesto insoluble de color blanco⁸⁰. Para este método se determina la solución de cloruros con la Ecuación 6.

Ecuación 6. Determinación de cloruros.

$$\text{mg } \frac{\text{Cl}^-}{l} = \frac{(A - B) * N * 35.45}{\text{ml muestra}}$$

Fuente: SALAMANCA. Ana. Evaluación de un inhibidor de incrustación para evitar Taponamiento de las líneas de producción en una plataforma Petrolera, Fundación universidad América. 2018.

⁷⁸ DIAZ, Nieves. RUIZ, Antonio. REYES, Emilio. PEINADO, Jose. NOVO, Jesus. Espectrofotometría: Espectros de absorción y cuantificación colorimétrica de biomoléculas. Campus Universitario de Rabanales. 2018

⁷⁹ SALAMANCA. Ana. Evaluación de un inhibidor de incrustación para evitar Taponamiento de las líneas de producción en una plataforma Petrolera, Fundación universidad América. 2018.

⁸⁰ Grupo de Tratamiento de Aguas Residuales. Determinación de cloruro. Escuela Universitaria Politécnica. Universidad de Sevilla. 2010. Disponible en: https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/aguas/determinacion_de_cloruro.asp

Dónde:

A es ml Valoración para la muestra

B es ml valoración para el blanco

N es Normalidad de AgNO_3 (0.0141N)

2.1.5.4 Método de dureza de calcio. Este método determina la cantidad de bicarbonato, para realizar la titulación es necesario tener un reactivo estándar el cual se conozca la concentración⁸¹. Es necesario tener en cuenta la Ecuación 7.

Ecuación 7. Determinación alcalinidad del agua.

$$mg \text{CaCO}_3 = \frac{A * B * 1000}{ml \text{ muestra}}$$

Fuente: SALAMANCA. Ana. Evaluación de un inhibidor de incrustación para evitar Taponamiento de las líneas de producción en una plataforma Petrolera, Fundación universidad América. 2018.

Donde,

A son los ml de titulación para la muestra

B es mg CaCO_3 equivalente a 1 ml de titulante EDTA

2.1.6 Índice de saturación de Langelier (LSI). Este índice permite conocer la calidad del agua definiendo el carácter incrustante o acometido del agua en relación con el carbonato de calcio (CaCO_3). El índice de Langelier se fundamenta en el efecto del pH con respecto al equilibrio de la solubilidad del carbonato de calcio⁸². Según el valor obtenido el índice de Langelier nos da una idea de cómo se comportará el agua en un sistema hidráulico.

- **Si el índice es 0:** El agua se encuentra en equilibrio y no existe formación de incrustaciones ni eliminación de ellas.
- **Si el índice es negativo:** El agua es corrosiva ya que no se encuentra saturada con respecto al carbonato de calcio. El agua que no es saturada tiende a eliminar las láminas de carbonato de calcio que protegen las tuberías y equipos.
- **Si el índice es positivo:** El agua es incrustante, con valores positivos del índice el agua se encuentra sobresaturada en relación con el carbonato de calcio y es

⁸¹ SALAMANCA, Ana. Op.Cit. p . 45

⁸² MARIN; Jonathan. Op.Cit p. 30

posible la formación de incrustaciones.⁸³ La Ecuación 8 muestra la ecuación de Langelier.

Ecuación 8. Índice de Langelier.

$$LSI = pH - pH_s$$

Donde $pH_s = (9.3 + A + B) - (C + D)$

Fuente: MARIN, Jonathan. Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de Ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composición, universidad industrial de Santander. 2015

Donde:

$$A = (\log [TDS]-1)/10$$

$$B = (-13.12 \log (^{\circ} T + 273))+34.55$$

$$C = \log [Ca^{+2}] - 0.4$$

$$D = \log [\text{Alcalinidad M}]$$

TDS son los sólidos totales disueltos (ppm)

$^{\circ} T$ es temperatura en grados Celsius

Ca^{+2} es concentración (ppm) de carbonato de calcio

2.1.7 Índice de saturación de Ryznar (RSI). Es una alteración del índice de saturación de Langelier con el fin de obtener una mejor indicación de la formación de incrustaciones de carbonato de calcio. Detectando que las aguas de baja dureza y las aguas de alta dureza pueden tener el índice de saturación de Langelier similar, por lo tanto modifica la Ecuación 8 a la Ecuación 9.⁸⁴

Ecuación 9. Índice de Ryznar.

$$RSI = 2pH_s - pH$$

Fuente: MARIN, Jonathan. Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de Ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composición, universidad industrial de Santander. 2015

Donde el pH_s se define de igual forma que la Ecuación (LSI). Podemos interpretar los valores de la ecuación de la siguiente forma:

- **Si RSI es menor de 4:** Escamas muy pesadas.

⁸³ BILANZ QUALITAT. Índice de Langelier. 2012. Disponible en: <https://bilanzqualitat.es/langelier.html>

⁸⁴ SUMIO. Índice de estabilidad de ryznar. 2010. Disponible en: <http://www.sumiowater.com/blog/calidad-del-agua/indice-de-estabilidad-de-ryznar/>

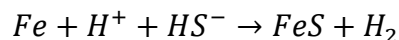
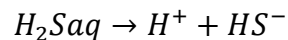
- **Si 4 < RSI < 5:** Tendencia a ser muy incrustante.
- **Si 5 < RSI < 6:** Es débilmente incrustante.
- **Si 6 < RSI < 7:** Se encuentra en equilibrio.
- **Si 7 < RSI < 7.5:** Es ligeramente corrosivo.
- **Si 7.5 < RSI < 8.5:** Es altamente corrosivo.

2.2 PRINCIPALES MECANISMOS DE CORROSIÓN EN AGUA DE FORMACIÓN

Al principio de la vida de producción de los pozos, pueden no tener agua de formación, o tener cortes de agua bajos, pero normalmente el corte de agua aumenta con el tiempo a medida que el pozo madura, generando ataques de corrosión, algunos pozos incluso podrían producir más del 90% de agua. La corrosión interna es el principal factor que contribuye a que se presenten fallas y fugas en las tuberías de acero al carbono. La corrosión por picadura es el mecanismo de corrosión primario del fondo de la línea o interfaz agua-gas.⁸⁵

Las escamas inorgánicas más frecuentes en los campos petroleros, como el carbonato de calcio (CaCO₃), sulfato de calcio (CaSO₄), sulfato de bario (BaSO₄), responsables de la formación de incrustaciones, pueden formar más precipitados al aumentar el pH. En el campo Castilla ubicado en la Cuenca de los llanos Orientales, además de contener en mayor proporción compuestos como Cloro, Calcio, Sulfatos, presenta aguas fuertemente corrosivas y con tendencia incrustante, según los índices de Langelier y Ryznar, en los pozos C-08, CN54 Y CN-55, de acuerdo al grupo investigación en simulación de yacimientos y recobro mejorado de la Universidad de América⁸⁶. Los principales problemas que ocasionan las incrustaciones en las tuberías, van desde el bloqueo del flujo normal, hasta el deterioro o recubrimiento de los equipos del sistema, que a su vez tiene un costo considerable.

La presencia de CO₂ en pozo se clasifica como corrosión dulce y con H₂S corrosión agria, este último es muy soluble en agua y se comporta como ácido débil cuando se disuelve, se puede representar por las reacciones, en acero al carbono;



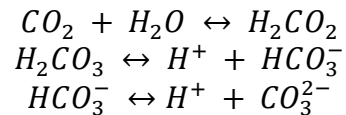
La corrosión que generalmente produce este compuesto con la presencia de agua es localizada, tipo picadura, ya que penetra la red de algunos metales, provocando

⁸⁵SAJI, Viswanathan. UMOREN; Saviour. Corrosion Inhibitors in the Oil and Gas Industry. pág 28

⁸⁶ BARRERA, Adolfo. RODRIGUEZ, Edwin. ESCOBAR. Juan. BARRIOS, Wilson. BOTIA, Camila. Modelamiento de la formación de scale del agua de producción del Campo Castilla. Fundación Universidad de América. 2011.

fallas haciéndolos quebradizos, en particular los aceros de alta resistencia. El H₂S también se puede producir a través de la digestión de una bacteria llamada reductora de sulfato (SBR), que genera corrosión de influencia microbiológica.⁸⁷

Para el CO₂ es una de las corrosiones más graves, ya que se ha informado que las fallas por corrosión dulce tienen en cuenta el 25 % de todos los incidentes de seguridad en la industria del petróleo, al producir en contacto con el agua ácido carbónico (H₂CO₃), que posteriormente se disocia de forma incompleta en iones de bicarbonato y carbonato para el acero;

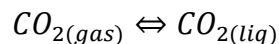


Además, se genera carbonato de hierro (FeCO₃) cuando las concentraciones de Fe²⁺ y CO₂⁻, exceden el límite de solubilidad, precipitando en la superficie del metal, la formación de carbonato de hierro es uno de los factores más importantes que rigen la velocidad de corrosión.

El efecto de las especies catiónicas como (Li +, Na +, K + y Rb +) aumenta la susceptibilidad a la corrosión por picadura en varios metales, mientras que los cationes como Mg²⁺, Ca²⁺, Ba²⁺, Sr²⁺ y Mo²⁺ disminuyen la corrosión por picadura.

2.2.1 Niveles de corrosión. Para evaluar los niveles de corrosión es necesario conocer las características del agua, existen variables que influyen la corrosión interna en presencia del agua.

2.2.1.1 Corrosión por CO₂. Cuando se pone el CO₂ en contacto con el agua, produce la disolución del CO₂ gaseoso, la cantidad del CO₂ gaseoso es proporcional a la fugacidad del CO₂, esto depende fundamentalmente de la temperatura⁸⁸.



Donde la fase líquida del CO₂ se encuentra en equilibrio con la fase sólida. Actualmente es utilizado en la industria del petróleo la presión parcial del CO₂ como indicador aproximado de nivel de corrosión⁸⁹ teniendo en cuenta los criterios que se muestran en la Tabla 4.

⁸⁷ SAJI, Viswanathan. UMOREN; Saviour. Op.Cit. pág 89

⁸⁸ FUENTES. Carmelo. Predicción de la corrosión por CO₂ + H₂s en tuberías de acero al carbono. Universidad tecnológica de Pereira. 2007

⁸⁹ BALSECA, Darwin Diseño de un sistema de tratamiento químico para el control y monitoreo de la corrosión interna en las líneas de gas de repsol ypf – spf. Escuela superior politécnica de Chimborazo. 2012. pág. 109

Tabla 4. Nivel de corrosión interna por CO₂.

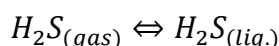
Presión parcial de CO ₂ (psi)	Nivel de Corrosión
psi CO ₂ < 3	No corrosivo
3 < psi CO ₂ < 30	Corrosión moderada
psi CO ₂ > 30	Corrosión severa

Fuente: BALSECA, Darwin Diseño de un sistema de tratamiento químico para el control y monitoreo de la corrosión interna en las líneas de gas de repsol ypf – spf. Escuela superior politécnica de Chimborazo. 2012.

Existen unas variables que es influencia el nivel de corrosión por CO₂, estas son:

- La temperatura y la presión de la operación
- El pH del electrolito
- Las condiciones operativas

2.2.1.2 Corrosión por H₂S. El ácido sulfúrico genera corrosión amarga cuando se encuentra de forma localizada. Al igual que la corrosión por CO₂, el H₂S entra en contacto con la solución acuosa disolviéndose proporcionalmente a la fugacidad del H₂S.



Es necesario tener en cuenta:

- Sí se encuentra a temperaturas superiores de 60°C, CO₂ es la especie corrosiva dominante y H₂S se encuentra a presiones muy bajas (0.01 psi) la corrosión se da mediante la formación de FeCO₃ y la presencia de H₂S es insignificante.
- Se crea Mackinawite, una capa de sulfuro, a temperaturas inferiores a 120°C, en estructuras donde predomina el CO₂ y se encuentran pequeñas cantidades de H₂S (p CO₂/p H₂S > 200).
- En soluciones donde predomina el H₂S, la relación de p H₂S/p CO₂ < 200, se crea un film de sulfuro, es una protección contra la corrosión, en ausencia de una capa de óxido de hierro (FeCO₃) en rangos de temperatura de 60 a 240°C. Sin embargo por encima de los 240°C o por debajo de los 60°C se aumentará la corrosión con la presencia de H₂S.⁹⁰

En el monitoreo de la corrosión interna, varios parámetros físico químicos ayudan a determinar la corrosividad, descritos en la Tabla 5, el mecanismo de corrosión y así tomar decisiones sobre los métodos de mitigación y control.

⁹⁰ Ibid. pág. 112

Tabla 5. Parámetros referenciales del monitoreo de la corrosión

Parámetro	Expresado	Unidad	Corrosión Baja o Nula	Corrosión Moderada	Corrosión Severa
Hierros Totales	Fe ⁺⁺	mg/l	<5	>5	>5
Oxígeno Disuelto	O _{2D}	mg/l	<1	-	>1
H ₂ S Disuelto	H ₂ S _D	mg/l	<4	-	>4
Cloruros	Cl ⁻	mg/l	50	200	500

Fuente: BALSECA, Darwin Diseño de un sistema de tratamiento químico para el control y monitoreo de la corrosión interna en las líneas de gas de repsol ypf – spf. Escuela superior politécnica de Chimborazo. 2012.

Estos parámetros se basan en las normas NACE RP 0192.98 “Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts”.

Además de los niveles de corrosión que cuantifican la presencia de corrosión, es importante evidenciar que tan corrosivo es el ambiente del sistema y a que tasa o rapidez (Velocidad de corrosión) se presenta la pérdida de metal o daños que ocurren en los equipos existentes, para realizar un plan de monitoreo y prevención de la corrosión interna. En el siguiente capítulo se amplía esta información.

3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN BIBLIOGRÁFICA DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN EN AGUAS DE PRODUCCIÓN

Para la selección de inhibidores utilizados en la industria petrolera, según el medio corrosivo de aguas de formación, se realizó una revisión bibliográfica de investigaciones que evalúan la aplicación, desarrollo y caracterización de compuestos inhibitorios (Anexo B), para medios ácidos, agrios e incrustantes. El desarrollo compara 20 inhibidores por medio de una matriz de priorización, bajo criterios de la naturaleza del medio, la eficiencia, concentración de dosificación, características de la molécula con respecto a la solubilidad, peligrosidad con relación a datos de seguridad del compuesto y costos. Finalmente se establece el análisis de costos, estimando los costos variables y los costos fijos de la operación, con el fin de determinar la viabilidad de la estrategia.

Según la caracterización fisicoquímica de las aguas de formación, presentada en el capítulo 2, los tipos de corrosión formados por la reacción de los iones presentes con el acero al carbón, son la formación de incrustaciones por la nucleación homogénea y heterogénea, corrosión ácida (H_2S) y corrosión dulce (O_2). Los inhibidores seleccionados para realizar la comparación, corresponden a compuestos de tipo orgánico, inorgánico y mixto, por su efecto de adsorción sobre la superficie metálica del interior de las tuberías. Entre los cuales sobresalen moléculas N- heterocíclicas como aminas cuaternarias, un ejemplo de esta es la Imidazolina, la cual lleva a cabo una transferencia de carga causada por el par de electrones aislados, de los átomos de hidrogeno de la molécula. Además es uno de los compuestos más utilizados en la industria petrolera por su bajo costo y alta eficiencia.

3.1 FACTORES INFLUYENTES EN LA EFICIENCIA DE INHIBICIÓN

Numerosos inhibidores son analizados, a causa de los variables entornos de corrosión en los pozos de producción petrolera, dependen del medio, tipo de metal, tiempo de protección deseado, tipo de producto deseado (Base aceite/ solvente o base agua), entre otros factores⁹¹. En el Anexo A y B se puede evidenciar los veinte casos de estudio utilizados, para la selección de los factores a evaluar en la selección de los inhibidores. A continuación, se describe la influencia de algunos factores sobre la velocidad de corrosión;

- **Velocidad de corrosión:** Es el principal criterio que permite identificar la vida útil del material de las instalaciones del campo, detectando posibles fallas y

⁹¹ JACKSON; Jennifer. FINSGAR, Matjaz. Application of corrosion inhibitors for steels in acidic media for the oil and gas industry: A review. Corrosion science. 2014. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0010938X14002157>

diagnosticando problemas de corrosión⁹². Existen diferentes técnicas para evaluar la velocidad de corrosión, entre los principales y más utilizados están; la pérdida de peso, resistencia de polarización y extrapolación de Tafel (Técnicas electroquímicas evaluadas con sondas de resistencia eléctrica). El método gravimétrico, que determina la velocidad de corrosión global por medio de pérdida de peso de una probeta metálica que está sumergida en un electrolito durante un tiempo especificado, de esta experimentación se obtiene el porcentaje de inhibición, que tiene gran importancia para conocer la efectividad de este en un determinado medio corrosivo.⁹³

- **Naturaleza del medio:** El pH puede actuar de dos formas, modificando la reactividad del inhibidor con relación a la superficie o modificando el estado de la superficie del metal. Todos los inhibidores tienen un rango de pH en el que son más efectivos, pero para garantizar la efectividad, los parámetros de temperatura, especies químicas y velocidad de flujo también son importantes. Por ejemplo los inhibidores de polifosfatos deben usarse entre un pH de 6.5 y 7.5, mientras que los nitritos tienen poca eficiencia en pH menores a 5.5 y 6.⁹⁴

Un estudio del efecto del cambio de pH sobre la inhibición de la corrosión del acero dulce en solución de salmuera saturada con CO₂, en presencia de inhibidores de la amina terciaria, encontró que la eficacia de inhibición tiene una fuerte dependencia del pH, revelando que cuando el este se redujo de 6.5 a 3.9, se observaron diferentes cambios en el potencial de corrosión después de la adición del inhibidor y la eficacia del inhibidor disminuye con el aumento de la acidez.⁹⁵

- **Aspectos ambientales:** La mayoría de los inhibidores sintéticos pueden ser muy costosos y peligrosos para los seres vivos y el ambiente por su alta toxicidad⁹⁶. Nuevas investigaciones en el campo de los inhibidores de corrosión "ecológicos" se ha dirigido hacia el objetivo de utilizar productos baratos, con moléculas efectivas de bajo o "cero" impacto ambiental negativo, por lo que el uso de inhibidores no tóxicos también se ha convertido en uno de los principales requisitos de selección.

⁹² BALSECA, Darwin Diseño de un sistema de tratamiento químico para el control y monitoreo de la corrosión interna en las líneas de gas de repsol ypf – spf. Escuela superior politécnica de Chimborazo. 2012.

⁹³ LOPEZ, W et al. Tres métodos para evaluar una velocidad de corrosión. Facultad de Química, Universidad Nacional Autónoma de México.

⁹⁴ Saji, VS y Umoren, SA (Eds.). (2020). Corrosion inhibitors in the oil and gas industry. pág. 98

⁹⁵ Malik, H. (2000). Effect of pH on the corrosion inhibition of mild steel in CO₂ saturated brine solution. *Anti-Corros. Methods Mater.* 47: 88–93.

⁹⁶ TEJEDA, lesly. MESO, Pedro. BERROCAL, Maria. ALTAMIRANDA, Edgar. Uso de extractos de plantas como inhibidores de corrosión. 2014 pág 158

El caso de estudio fue investigar la posibilidad de usar ácido 12-aminododecanoico (AA), en acero al carbono en un medio ácido saturado de CO₂ (corrosión dulce). Esta es una molécula no tóxica, biocompatible y fácilmente biodegradable, y por lo tanto se considera potencialmente como inhibidor de corrosión “verde”, ofreciendo una eficiencia de inhibición de 98.1% durante un período de 3 días.⁹⁷

- **Tipo de inhibidor:** La base del inhibidor es importante, ya que influye en los resultados que tendrá en el sistema al que se aplica. Los inhibidores base agua tiene buenas propiedades adsorptivas, además son eficientes por periodos largos de tiempo, que constituyen una barrera que limita la humedad y el oxígeno de la superficie⁹⁸, su método de aplicación por medio de aspersión o inmersión, fácilmente removibles con limpiadores, necesita ser diluido para su aplicación lo que reduce los costos. Los inhibidores base aceite no necesitan de la dilución y el método para retirarlo dependerá del tipo de producto, puede usarse limpiadores, solventes, entre otros, los más comunes son las Imidazolina o aminas aromáticas.⁹⁹

3.2 MATRIZ DE PRIORIZACIÓN

La matriz de priorización o matriz multicriterio permite enfocar la toma de decisiones con ciertos criterios en común y es utilizada como apoyo en el proceso de planificación. Este método tiene como objetivo alcanzar una solución al simplificar un problema, y comparar alternativas o proyectos para emitir un juicio¹⁰⁰. La matriz de priorización es una herramienta que consiste en seleccionar entre un conjunto de alternativas factibles, un agente decisor o la mejor opción, mediante una ponderación de opciones utilizando matemáticas simples.

3.2.1 Pasos para la creación de la matriz de priorización. La priorización al clasificar las alternativas en orden de importancia y estableciendo así prioridades, requiere ciertos pasos que se muestran a continuación:

⁹⁷ Ghareba, Saad & Omanovic, Sasha. (2010). Interaction of 12-aminododecanoic acid with a carbon steel surface: Towards the development of 'green' corrosion inhibitors. Corrosion Science. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/222765086_Interaction_of_12-aminododecanoic_acid_with_a_carbon_steel_surface_Towards_the_development_of_'green'_corrosion_inhibitors

⁹⁸ Químicos Siamex. Inhibidor de corrosión (Anti-Ox).[1]. [Consultado Jul,1 2020]. Disponible en: http://www.productosquimicosmexico.com.mx/inhibidor_de_corrosion.aspx.

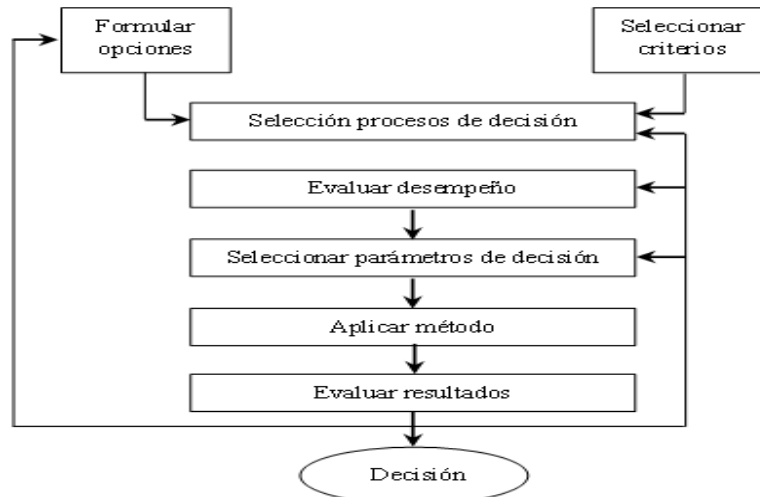
⁹⁹ Reynaud-Morales, A.G. Casales-Díaz, M. Martínez-Gómez, L. Martínez-Villafañe, A. González-Rodríguez, J.G. Chacón-Nava J. G. INFLUENCIA DE LA ADICIÓN DE IMIDAZOLINA [IM-NH17] EN EL PROCESO DE CORROSIÓN DEL ACERO API 5 L-X52. [1]. [Consultado el Jul,1 2020]. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/366327478/Eficiencia-de-imidazolina-como-inhibidor-de-corrosion>.

¹⁰⁰ FERNANDEZ, Ana. Diseño de una herramienta de evaluación multicriterio. Universidad politécnica de madrid. 2008

- Paso 1: Identificar el objetivo general del plan estratégico.
- Paso 2: Incluir las opciones o alternativas que van a ser analizadas. Estas alternativas se incluyen en una tabla en un formato de columnas.
- Paso 3: Establecer los criterios de evaluación. Para cada criterio es necesaria su definición y será incluido en la tabla como filas separadas.
- Paso 4: Definir el peso o porcentaje que tendrá cada uno de los criterios. Esto debido a la importancia de cada criterio.
- Paso 5: Calificar los criterios determinados, cualitativamente y/o cuantitativamente.
- Paso 6: Aplicar una medida de tendencia o ponderación matemática, a los datos en relación a los criterios seleccionados, para determinar la mejor opción.

Los pasos se pueden ver evidenciados en la Figura 15.

Figura 15. Modelo para la toma de decisión.



Fuente: GRAJALES, Alberto. SERRANO, Edgar. HAHN, Christine. Los métodos y procesos multicriterio para la evaluación, 2012.

3.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN EN AGUAS DE PRODUCCIÓN

Mediante una matriz de priorización y con información suministrada por diferentes investigaciones, se presenta como objetivo una selección de los mejores inhibidores de corrosión utilizados en la industria petrolera para la prevención de la corrosión interna en las tuberías de agua de producción, por medio de la herramienta de cálculo Microsoft Excel.

Se estudiaron un total de 20 inhibidores (Ver Anexo B) de corrosión con diferentes factores descritos en la sección 3.1, en referencia se establecieron los siguientes

criterios con sus correspondientes porcentajes de valoración, como se observa en la Tabla 6.

Tabla 6. Criterios y porcentajes empleados para la matriz de priorización.

Criterio	Porcentaje
Eficiencia	30%
Costo por kilogramo	15%
Concentración	15%
Medio Corrosivo	20%
Solubilidad	10%
Seguridad	10%
Total	100%

Fuente: elaboración propia

Si los criterios se evaluaran equitativamente, cada uno tendría un porcentaje de 16.66%, pero algunos factores tiene mayor importancia a la hora de la selección del inhibidor. Se valoró la eficiencia con un porcentaje de 30%, porque esta nos muestra la capacidad que tiene el producto para controlar la corrosión, la cual es documentada en artículos de investigación que evalúa experimentalmente por medio de la eficiencia esta cualidad. Como segundo factor se presentan los costos, que son claves para desarrollar un programa efectivo, donde proteja las infraestructuras del campo de futuras reparaciones o cambios. El medio corrosivo con un 20%, nos relaciona la eficiencia que tendrá el inhibidor con respecto al mecanismo de corrosión presente en el pozo. La solubilidad y la seguridad se le otorga un 10% a cada uno, puesto que estos productos pueden causar un impacto ambiental al ecosistema presente en el campo, además es importante la composición del agua de formación que pueda tener aceite en emulsión.

Cabe aclarar que el costo de los inhibidores tiene un peso de 30%, pero en cada investigación no se utilizó la misma concentración, por tal motivo se establece una relación donde un 15% para el costo y otro 15% a su concentración de dosificación según el análisis de investigación. El tipo de producto se evalúa en 10 % por su solubilidad y 10 % seguridad, para un total de 20%.

Para la elaboración de la matriz se evalúan valores cuantitativos donde el máximo puntaje es 5 (Mejor valoración) y el mínimo es 1 (Menor valoración).

3.3.1 Eficiencia. La eficiencia (η) es la capacidad que tiene cada inhibidor de prevenir y controlar la corrosión, la eficiencia de los inhibidores se documenta generalmente por medio del método de pérdida de peso, en el que se tuvieron en cuenta más de 20 casos de estudio para la ponderación, directamente relacionada con la velocidad de corrosión como se observa en la Ecuación 4, que se define mediante la relación de masa inicial y masa final de las diferentes muestras

expuestas a diferentes medios corrosivos, resultando así el porcentaje de eficiencia evidenciado en la Ecuación 10.

Ecuación 10. Porcentaje de eficiencia.

$$\% \eta = \frac{V_{Blanco} - V_{inhibidor}}{V_{Blanco}} * 100$$

Fuente: GÓMEZ, Virginia. Eficiencia de un inhibidor verde extraído de cáscara de manzana mediante el sistema soxhlet en la corrosión del acero 1018 en medio ácido. Centro de investigación en materiales avanzados. 2016

Donde V_{Blanco} hace referencia a la velocidad de corrosión sin presencia de inhibidor y $V_{inhibidor}$ hace referencia a la velocidad de corrosión con presencia de inhibidor. En la Tabla 7 es posible observar el porcentaje de eficiencia, documentado bibliográficamente, de cada inhibidor con su respectivo puntaje.

Tabla 7. Puntaje según la eficiencia.

Criterio Inhibidor	Eficiencia	
	%	Puntaje
DTPMPA	76.2	3.8
IC 5480	97.82	4.9
Imidazolina	80	4
BTT	99.18	5
Imidazol	99	5
HSDB 2004	81	4.1
AEPA	71.7	3.6
Imidazolina (2)	99.2	5
IBPI	96	4.8
CS-2	98	4.9
CMC	96.37	4.8
BIFP	97.4	4.9
2PB	97	4.9
CATA	95.6	4.8
IM-NH17	83	4.2
AIO	91	4.6
i-Bi2	74	3.7
TrimC16	87	4.4
Fenizidole	94	4.7

Tabla 7. (Continuación).

Triptamina	97.03	4.9
------------	-------	-----

Fuente: elaboración propia.

Para determinar el puntaje según el porcentaje de eficiencia, se toma 100% de eficiencia con un puntaje máximo de 5, expresado en la Ecuación 11.

Ecuación 11. Puntaje según la eficiencia.

$$P_{Eficiencia} = \frac{\%Eficiencia * 5}{100\%}$$

Fuente: elaboración propia.

3.3.2 Costo. El costo del inhibidor se determina mediante cotizaciones en diferentes empresas comercializadoras, compañías farmacéuticas y bases de datos químicos (Ver Anexo G). Utilizando el valor de un kilogramo en peso colombiano, así se obtiene el segundo criterio de la matriz como se observa en la Tabla 8, teniendo en cuenta que a menor costo mayor será el puntaje.

Tabla 8. Puntaje según el costo del inhibidor.

Criterio	Costo	
	Inhibidor	Puntaje
DTPMPA	\$ 407.207	4.69
IC 5480	\$ 5.740	5
Imidazolina	\$ 6.859	4.99
BTT	\$ 1.299.600	4
Imidazol	\$ 729.000	4.44
HSDB 2004	\$ 232.628	4.82
AEPA	\$ 307.280	4.76
Imidazolina (2)	\$ 6.859	4.99
IBPI	\$ 729.000	4.44
CS-2	\$ 45.125	4.97
CMC	\$ 216.563	4.83
BIFP	\$ 7.400	4.99
2PB	\$ 1.120.000	4.14
CATA	\$ 5.198.400	1
IM-NH17	\$ 2.550.248	3.04
AIO	\$ 2.550.248	3.04
i-Bi2	\$ 1.900.000	3.54

Tabla 8. (Continuacion).

TrimC16	\$ 1.633.000	3.74
Fenizidole	\$ 3.971.000	1.94
Triptamina	\$ 2.671.400	2.94

Fuente: elaboración propia.

El puntaje del costo por kilogramo se determina mediante una regresión lineal, es un modelo matemático que consiste en generar la ecuación de la gráfica relacionando las variables "X" y "Y". Se selecciona el valor del inhibidor de mayor precio y el costo del inhibidor más económico, con puntajes correspondientes de 1 (Menor valoración) y 5 (Mayor valoración) como se observa en la Tabla 9.

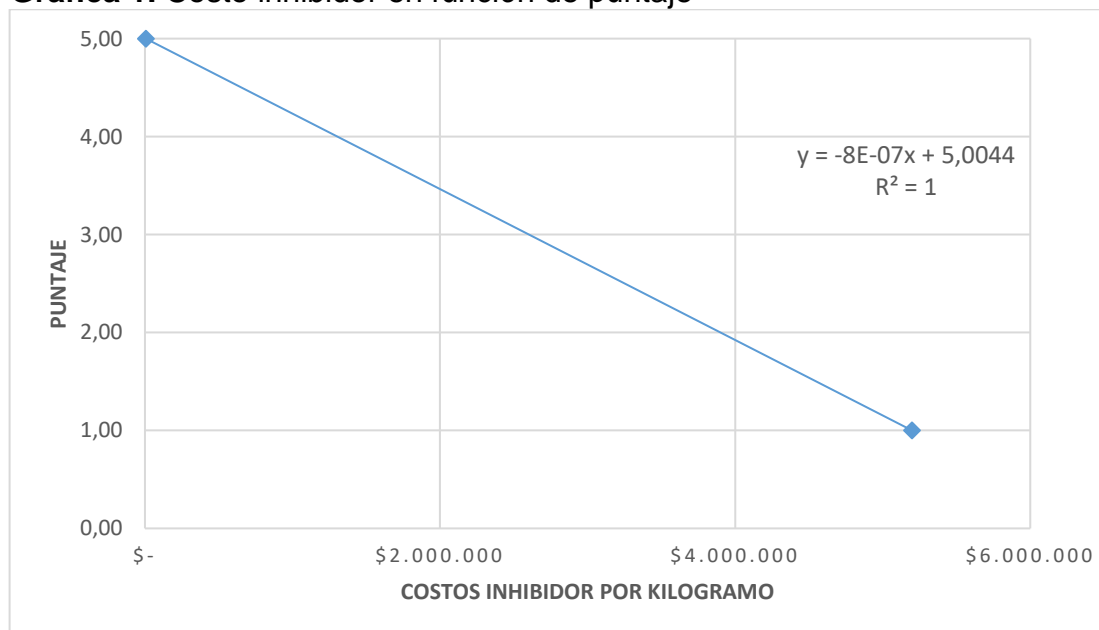
Tabla 9. Relación costo puntaje.

	Costo	Puntaje
MAX	\$5.198.400	1
MIN	\$5.740	5

Fuente: elaboración propia.

Posteriormente se grafica teniendo como eje X el costo del inhibidor y el eje Y como el puntaje, resultando la Gráfica 1.

Gráfica 1. Costo inhibidor en función de puntaje



Fuente: elaboración propia.

El resultado de esta gráfica genera la Ecuación 12, que posteriormente establece el puntaje de cada inhibidor según su costo que relaciona un kilogramo de producto.

Ecuación 12. Determinación del puntaje según el costo del inhibidor por kilogramo.

$$P_{Costos} = -7.7 \times 10^{-7} (\text{Costo del inhibidor}) + 5.004$$

Fuente: elaboración propia.

3.3.3 Concentración. La concentración del inhibidor, evaluada en cada estudio de inhibidores, relaciono concentraciones en unidades de milimolar (mM), que fueron convertidas primero a unidades de molar (M), con las respectivas unidades de moles de soluto/litro de solución, se multiplica por la masa molar del inhibidor y finalmente se establece en unidades de parte por millón (ppm), como se muestra en la Ecuación 13.

Ecuación 13. Conversión de mM a ppm.

$$\text{Conc. mM} \left(\frac{1M \left(\frac{\text{mol}}{L} \right)}{1000\text{mM}} \right) \left(\text{Masa molar} \left(\frac{g}{\text{mol}} \right) \right) \left(\frac{1000\text{mg}}{1g} \right) = \text{Conc. ppm} \left(\frac{\text{mg}}{L} \right)$$

Fuente: elaboración propia.

Una vez todas las concentraciones se encuentran en ppm, como resultado se muestra la Tabla 10 donde ya es posible determinar un puntaje, conociendo que a menor concentración mayor será el puntaje, porque relaciona los costos.

Tabla 10. Puntaje según concentración de inhibidor.

CRITERIO INHIBIDOR	CONCENTRACIÓN	
	ppm	PUNTAJE
DTPMPA	40	4.98
IC 5480	500	4.77
Imidazolina	25	4.99
BTT	1.202	5
Imidazol	25	4.99
HSDB 2004	8609	1
AEPA	5000	2.68
Imidazolina (2)	60	4.97
IBPI	50	4.98
CS-2	150	4.93
CMC	1000	4.54
BIFP	102.6136	4.95

Tabla 10. (Continuación).

2PB	1499.3	4.3
CATA	101.794	4.95
IM-NH17	25	4.99
AIO	100	4.95
i-Bi2	100	4.95
TrimC16	100	4.95
Fenizidole	194.23	4.91
Triptamina	500	4.77

Fuente: elaboración propia.

Se realiza el puntaje por concentración mediante una regresión lineal simple, donde se selecciona la concentración más pequeña y la concentración más grande y se les otorga el puntaje de 5 y 1 respectivamente como se observa en la Tabla 11.

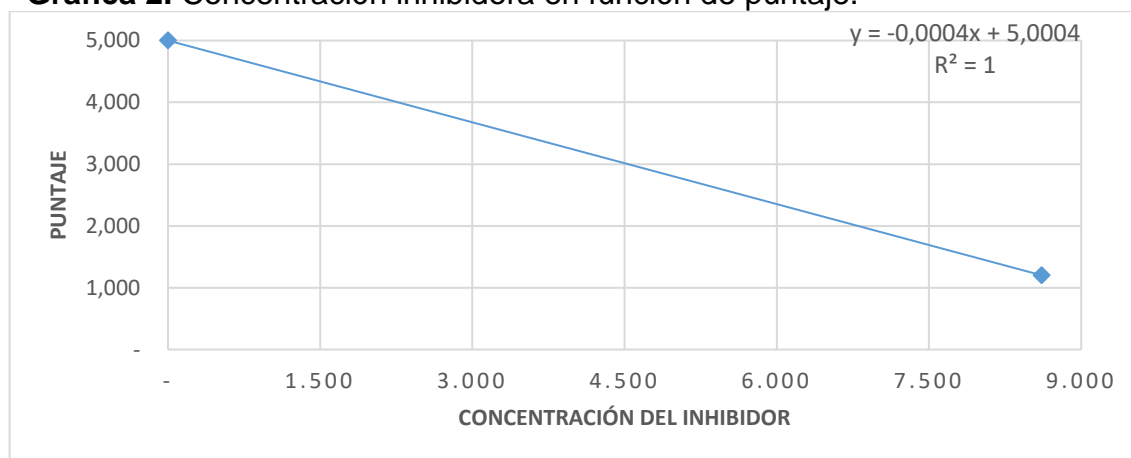
Tabla 11. Relación concentración puntaje.

	ppm	Puntaje
MAX	8.609	1
MIN	1.202	5

Fuente: elaboración propia

Posteriormente, se realiza la Gráfica 2 teniendo en el eje X la concentración y en el eje Y el puntaje.

Gráfica 2. Concentración inhibidora en función de puntaje.



Fuente: elaboración propia

Esta gráfica tiene como resultado la Ecuación 14, que es utilizada para el puntaje de cada inhibidor según la concentración necesaria para obtener la máxima eficiencia.

Ecuación 14. Determinación del puntaje según la concentración del inhibidor.

$$P_{Concentración} = -4.64 \times 10^{-4} (\text{Concentración del inhibidor}) + 5.0004$$

Fuente: elaboración propia

3.3.4 Medio corrosivo. Debido a que cada inhibidor se estudia a diferentes condiciones y diferentes tipos de agua, se toma el potencial de hidrógeno (pH), como factor para medir el porcentaje de acidez o alcalinidad, y así determinar qué tan corrosiva es la solución de estudio, puesto que los metales son claramente afectados por la variación del pH¹⁰¹. De esta forma se presentan los resultados en la Tabla 12.

Tabla 12. Puntaje según medio corrosivo.

Criterio	Medio corrosivo	
Inhibidor	pH	Puntaje
DTPMPA	6.6	1.27
IC 5480	8.2	1.69
Imidazolina	3	3.67
BTT	5.4	2.07
Imidazol	8.5	1.86
HSDB 2004	4.2	2.87
AEPA	4.5	2.67
Imidazolina (2)	4	3
IBPI	8	1.57
CS-2	1.2	4.87
CMC	2	4.33
BIFP	1	5
2PB	3.83	3.11
CATA	3.53	3.31
IM-NH17	3	3.67
AIO	1	5
i-Bi2	3.5	3.33
TrimC16	2	4.33
Fenizidole	2.6	3.93
Triptamina	0.33	5

Fuente: Elaboración propia

¹⁰¹ BOLAÑOS, Luis. Evaluación de inhibidores de corrosión tipo filmico de agua de formación. Universidad central del Ecuador. 2015

El puntaje del medio corrosivo se realiza con dos regresiones lineales, con el objetivo de cuantificar el puntaje final, con una incertidumbre baja, debido a que la solución de estudio es más corrosiva si el pH presenta valores más alejados de 7, representando valores con desviaciones en los resultados, es decir aproximar la relación de dependencia entre la variable Y (Puntaje) y la variable independiente X (pH). Por lo tanto, la primera regresión se realiza tomando el pH alcalino, para valores en un rango de 7 a 14 y otorgando un puntaje de 1 (Menor corrosividad) y 5 (Mayor corrosividad) a correspondencia como se observa en la Tabla 13.

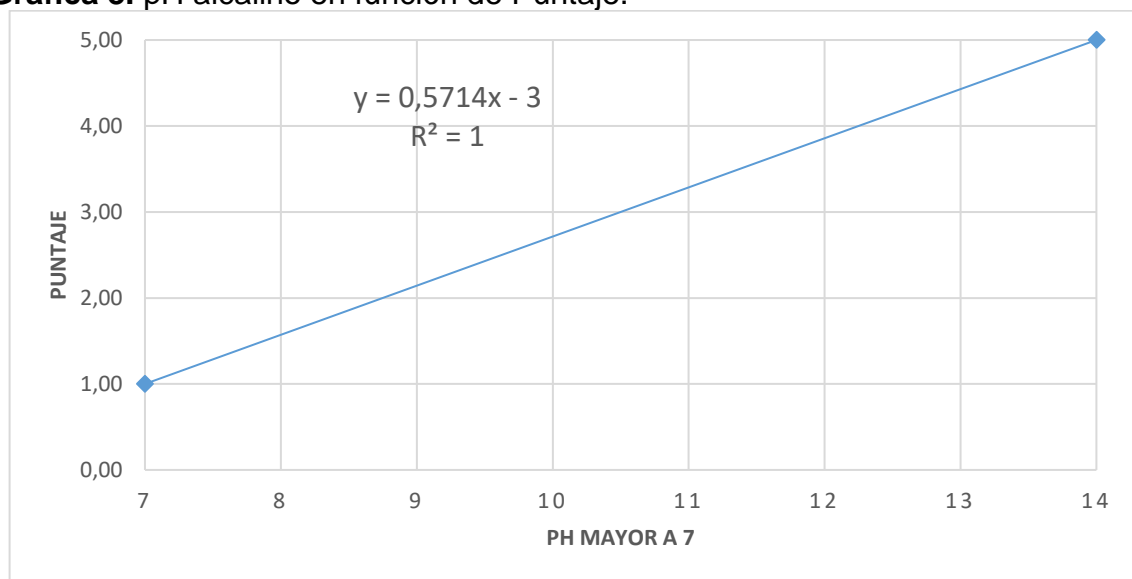
Tabla 13. Relación pH alcalino, puntaje.

pH	Puntaje
7	1
14	5

Fuente: elaboración propia

Luego se realiza la gráfica tomando como eje X el pH y como eje Y el puntaje como se observa en la Gráfica 3.

Gráfica 3. pH alcalino en función de Puntaje.



Fuente: elaboración propia

De esta gráfica se obtiene la Ecuación 15, que es utilizada para el puntaje del medio corrosivo según el pH, únicamente para pH alcalino, mayor a 7.

Ecuación 15. Determinación del puntaje para pH alcalino.

$$P_{pH} = 0.5714(pH \text{ alcalino}) - 3$$

Fuente: elaboración propia

Con posterioridad se realizó la segunda regresión lineal para pH ácido, en un rango de pH 1 a pH 7, con puntaje de 5 (Mayor corrosividad) y 1 (Menor corrosividad) como se muestra en la Tabla 14.

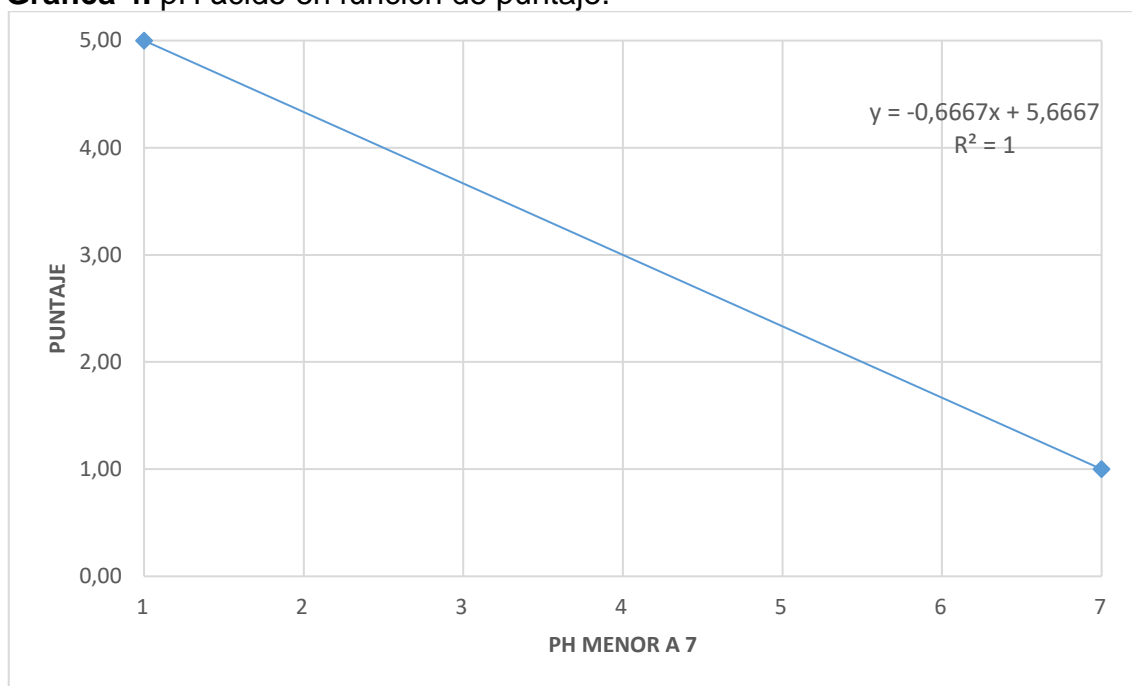
Tabla 14. Relación pH ácido, puntaje.

pH	Puntaje
7	1
1	5

Fuente: elaboración propia

Después se realiza el gráfico tomando como eje X el puntaje y como eje Y el pH ácido, que se muestra así en el Gráfico 4.

Gráfica 4. pH ácido en función de puntaje.



Fuente: elaboración propia

Extrayendo de esta la Ecuación 16, que se tiene como función puntaje del medio corrosivo según pH ácido.

Ecuación 16. Determinación puntaje pH ácido.

$$P_{pH} = -0.6667(pH \text{ ácido}) + 5.6667$$

Fuente: elaboración propia

3.3.5 Solubilidad. Es la capacidad que tiene el inhibidor para disolverse en el agua de formación, por lo tanto, es necesario estudiar si el inhibidor tiene la capacidad de

disolverse en agua, aceite o en ambos dándole un puntaje a cada uno como se observa en la Tabla 15.

Tabla 15. Relación puntaje según la solubilidad.

Solubilidad	Puntaje
Mixto	5
Agua	4
Aceite	3

Fuente: elaboración propia

La máxima puntuación de 5 concede a los inhibidores que se dispersan en agua y se disuelven en aceite, para un puntaje de 4 corresponde a los inhibidores que se disolvieron por litro de agua, por el método de dispersión y finalmente se le dio un puntaje de 3 a los inhibidores solubles en aceite, dando como resultado la Tabla 16.

Tabla 16. Puntaje según solubilidad.

Criterio Inhibidor	Solubilidad	Puntaje
DTPMPA	AGUA	4
IC 5480	AGUA	4
Imidazolina	MIXTO	5
BTT	AGUA	4
Imidazol	AGUA	4
HSDB 2004	AGUA	4
AEPA	ACEITE	3
Imidazolina (2)	MIXTO	5
IBPI	AGUA	4
CS-2	ACEITE	3
CMC	AGUA	4
BIFP	AGUA	4
2PB	AGUA	4
CATA	AGUA	4
IM-NH17	MIXTO	5
AIO	AGUA	4
i-Bi2	AGUA	4
TrimC16	MIXTO	5
Fenizidole	AGUA	4
Triptamina	AGUA	4

Fuente: elaboración propia

3.3.6 Seguridad. Para poder definir un puntaje de peligrosidad a cada inhibidor, se usa el diamante de materiales peligrosos, establecido por la norma NFPA 704, de la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (National Fire Protection Association), este es un símbolo que es usado internacionalmente para saber el nivel de riesgo que tiene un compuesto químico¹⁰², como lo muestra la Figura 16, obtenidos de la hoja de datos de seguridad de materiales (MSDS) de cada producto.

Figura 16. Rombo de seguridad.



Fuente: ¿Qué es el Rombo de Seguridad y Para qué Sirve?. [En línea]. [Consultado el 20 de Mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.lifeder.com/rombo-de-seguridad/#Características>

El diamante presenta cuatro divisiones con colores asociados y su respectivo riesgo, presentando valores de 0 (Mayor seguridad) hasta 4 (Menor seguridad), para los niveles de riesgos a la salud, inflamabilidad y reactividad, mientras que los inhibidores que posee un riesgo específico se le asignó un puntaje adicional de 2. La suma de estos factores, determinan que a mayores resultados será mayor la peligrosidad del inhibidor.

De esta forma se obtiene la Tabla 17.

Tabla 17. Puntaje según seguridad.

Criterio Inhibidor	Seguridad	
		Puntaje
DTPMPA	4	3.86

¹⁰² Norma NFPA 704, 2012. Disponible en: <http://parquearvi.org/wp-content/uploads/2016/11/Norma-NFPA-704.pdf>

Tabla 17. (Continuación).

IC 5480	5	3.57
Imidazolina	3	4.14
BTT	3	4.14
Imidazol	4	3.86
HSDB 2004	4	3.86
AEPA	3	4.14
Imidazolina (2)	2	4.43
IBPI	2	4.43
CS-2	2	4.43
CMC	1	4.71
BIFP	4	3.86
2PB	2	4.43
CATA	3	4.14
IM-NH17	3	4.14
AIO	5	3.57
i-Bi2	2	4.43
TrimC16	2	4.43
Fenizidole	2	4.43
Triptamina	3	4.14

Fuente: elaboración propia

Para asignar el puntaje se realiza una regresión lineal con el valor máximo 14 (Máximos valores que puede tomar) y el valor mínimo 0 y se les asigna un puntaje de 1 (Menor seguridad) y 5 (Mayor seguridad) respectivamente como lo muestra la Tabla 18.

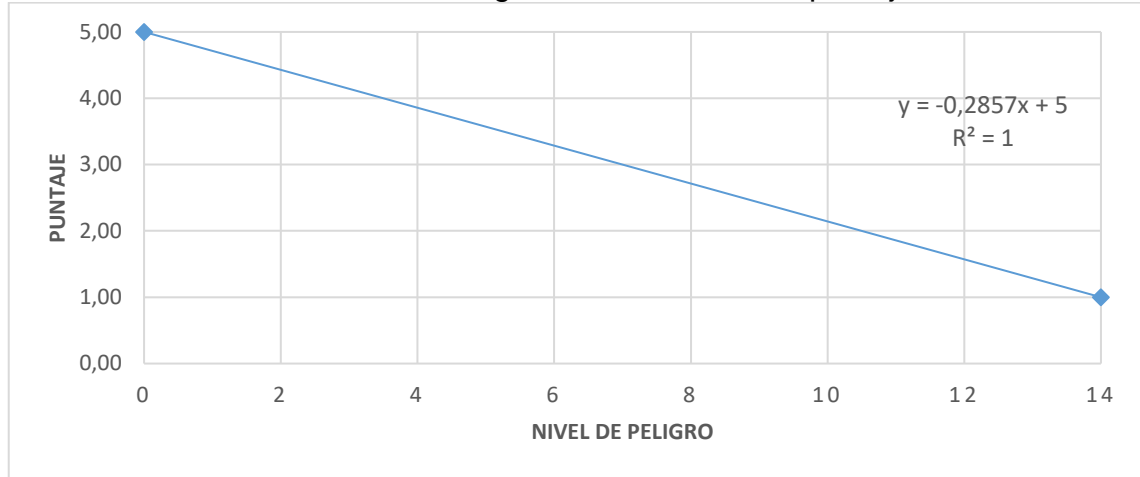
Tabla 18. Relación sumatoria rombo de seguridad, puntaje.

Nivel de peligro	Puntaje
0	5
14	1

Fuente: elaboración propia

Luego se realiza la Gráfica 5 tomando como eje X la sumatoria del rombo de seguridad y como eje Y el puntaje, resultando así la Gráfica.

Gráfica 5. Sumatorio rombo de seguridad en función de puntaje.



Fuente: elaboración propia

Generando de esta la Ecuación 17 utilizada para dar una puntuación según el riesgo de cada inhibidor.

Ecuación 17. Determinación puntaje según su nivel de peligro.

$$P_{Seguridad} = -0.2957(\text{nivel de peligro}) + 5$$

Fuente: elaboración propia

3.4 EVALUACIÓN DE COSTOS

Es necesario conocer con claridad los costos, ya que hacen referencia al desembolso económico para producir un bien o servicio. Los costos incluyen la compra de insumos, la mano de obra, gastos de producción, entre otros. Están divididos entre costos variables y costos fijos, como se expresa en la Ecuación 18.

Ecuación 18. Costos totales.

$$COSTOS\ TOTALES = COSTOS\ FIJOS + COSTOS\ VARIABLES$$

Fuente: HELMUT, Costo total: función, cómo se calcula y ejemplo. Disponible en: [https://www.lifeder.com/costo-total/#Determinar El Costo Total](https://www.lifeder.com/costo-total/#Determinar%20El%20Costo%20Total)

3.4.1 Costos fijos. Son los costos que se mantienen constantes sin importar la producción, en estos costos se encuentran la estimación de costos de nómina, gastos administrativos, mantenimiento y equipos.

3.4.1.1 Costos de nómina. Es la suma de los salarios, bonificaciones y deducciones de todos los empleados durante cierto periodo de tiempo, adicionando así servicios contratados. La tabla 19 muestra el número de empleados necesarios con el salario mensual y el salario pagado por un año de trabajo.

Tabla 19. Costos por nómina.

Costo por nómina	Salario	Nº per.	Salario anual
Gerente de tratamiento químico	\$ 7.160.000	1	\$ 85.920.000
Ingeniero químico	\$ 4.000.000	2	\$ 96.000.000
Ingeniero de petróleo	\$ 4.000.000	1	\$ 48.000.000
Operario	\$ 1.862.000	3	\$ 67.032.000
TOTAL			\$ 296.952.000

Fuente: elaboración propia.

Donde se estima que el salario del gerente de tratamiento químico sea ocho salarios mínimos vigentes, el salario de los ingenieros químicos y de petróleos es el promedio de salarios en Colombia con 7 años de experiencia para estas áreas y el salario de los operarios de planta es el promedio de salarios con 5 años de experiencia.

3.4.1.2 Equipos. Hace referencia al costo de la adquisición, la operación y depreciación de equipos necesarios para la inyección del inhibidor, se requiere instalar una bomba semi neumática o eléctrica, niples de inyección y un depósito para el inhibidor, los costos se encuentran en la Tabla 20.

Tabla 20. Costos de equipos.

Equipos	Costos
Depósito del inhibidor	\$ 40.000.000
Niples de inyección	\$ 20.000.000
Bomba eléctrica	\$ 18.500.000
Depreciación	\$ 3.850.000
TOTAL	\$ 82.350.000

Fuente: elaboración propia

El valor de los costos de los equipos se realiza mediante cotizaciones con diferentes empresas distribuidoras. El valor de la depreciación se estima sumando el valor del equipo y dividiéndolo en el número de años de vida útil del equipo.¹⁰³

3.4.1.3 Mantenimiento. Hace referencia al costo por mantenimiento de equipos, la Tabla 21 muestra el valor del mantenimiento en un año de productividad.

Tabla 21. Costos de mantenimiento.

Mantenimiento	Costo
Equipos	\$ 2.355.000
Montaje	\$ 1.570.000
TOTAL	\$ 3.925.000

Fuente: elaboración propia

¹⁰³ LAVERNE, D. Como se calcula la depreciación. Disponible en: <https://www.cuidatudinero.com/13126008/como-calculer-la-depreciacion>

El valor del mantenimiento anual se puede estimar como el 3% del valor de los equipos más el valor del montaje, que se estima en el 2% del valor del equipo.¹⁰⁴

3.4.2 Costos variables. Son los costos que cambian según el proceso de producción, como costos de la materia prima o producto (Inhibidores), servicios públicos y servicios de transporte.

3.4.2.1 Producto. Hace referencia al costo del producto (los inhibidores seleccionados). Para determinar el costo por metro cúbico se realiza una conversión del valor del inhibidor por tonelada, al valor del inhibidor por metro cúbico de agua necesaria para la dosificación, como se muestra en la Ecuación 19.

Ecuación 19. Conversión costo tonelada a costo metro cúbico.

$$\frac{COSTO}{Ton} \cdot \left(\frac{1 Ton.}{1000 kg}\right) \left(\frac{1 kg}{1000 g}\right) \left(\frac{1 g}{1000 mg}\right) \left(conc. \frac{mg}{L}\right) \left(\frac{1 L}{0.001 m^3}\right) = \frac{COSTO}{m^3}$$

Fuente: elaboración propia.

Los resultados se muestran en la Tabla 22, relacionando los inhibidores seleccionados con mejor calificación en la matriz.

Tabla 22. Costo de los inhibidores por litro.

Inhibidor	Costo/ tonelada	Ppm	Costo / m ³
Imidazolina (2)	\$6.859.000	60	\$411,54
CS-2	\$45.125.000	150	\$6.768,75
CMC	\$216.563.000	1.000	\$216.563
BIFP	\$7.400.000	103	\$762,2

Fuente: elaboración propia

Donde se observa la concentración del inhibidor, el costo por tonelada y el costo por metro cúbico. Posteriormente, se toma como referencia la cantidad de barriles de petróleo producidos diariamente por campo rubiales (112726)¹⁰⁵, con el fin de estimar el consumo de agua por campo. Conociendo que al producir un barril de crudo son necesarios 30 litros de agua¹⁰⁶, se realiza la Ecuación 20.

¹⁰⁴ GARCIA, Santiago. Presupuesto anual de mantenimiento. Energía del mantenimiento. Disponible en:

<http://ingenieriadelmantenimiento.com/index.php/26-articulos-destacados/10-el-presupuesto-de-mantenimiento>

¹⁰⁵ AHUMADA. Omar Resbalón de Rubiales como rey de los campos petroleros del país. 2020

¹⁰⁶ CARO, Andrés. VARGAS, Luis. Huella hídrica en la producción de crudo pesado en campo moriche – puerto boyacá – departamento de boyacá

Ecuación 20. Conversión de barriles diarios a metros cúbicos de agua anuales.

$$112126 \frac{\text{Barril}}{\text{día}} \times \frac{30 \text{ Litros agua}}{1 \text{ Barril}} \times \frac{350 \text{ días}}{1 \text{ año}} \times \frac{0.001 \text{ m}^3}{1 \text{ L}} = 1183623 \frac{\text{m}^3 \text{ de agua}}{\text{año}}$$

Fuente: elaboración propia.

Suponiendo que solo el 1% del agua (m³) que será inyectada con inhibidor, se multiplica el valor del inhibidor por metro cúbico para obtener los resultados de la Tabla 23.

Tabla 23. Costo de inhibidor por producción anual.

Inhibidor	Costo 1% agua total
Imidazolina (2)	\$4.871.082
CS-2	\$80.116.482
CMC	\$2.563.289.477
BIFP	\$9.021.575

Fuente: elaboración propia

3.4.2.2 Servicios de transporte. Hace referencia a los costos de transporte del inhibidor al campo, en estos costos se tiene en cuenta el peso de la carga a transportar, el tiempo que se requiere al transportar, el seguro, combustible, mantenimiento del vehículo y tarifa¹⁰⁷, se observan los costos en la Tabla 24.

Tabla 24. Costos servicio de transporte.

Transporte	Costos
Tarifa por tiempo	\$ 2.000.000
Gasolina	\$ 600.000
mantenimiento	\$ 300.000
Conductor	\$ 200.000
Seguro	\$ 100.000
Valor por peso	\$ 1.000.000
TOTAL	\$ 4.200.000

Fuente: elaboración propia.

3.4.2.3 Servicios públicos. Hace referencia a los costos de energía eléctrica, agua, gas y demás servicios necesarios para la operación, son observados en la Tabla 25.

¹⁰⁷ SILVERA. Rodolfo, MENDOZA, Dannys. Costos logísticos del transporte terrestre de carga en Colombia. SENA. 2006

Tabla 25. Costos de servicios públicos.

Servicios públicos	Costos
Energía	\$ 25.814.960
Agua	\$ 11.611.342
Gas	\$ 8.995.535
TOTAL	\$ 46.421.836

Fuente: elaboración propia.

Estos valores se estimaron cotizando el valor del servicio y multiplicando por las cantidades utilizadas en la producción.

4. ANÁLISIS Y RESULTADOS

Este capítulo, presenta el análisis de resultados de la comparación de los veinte inhibidores seleccionados, evaluados en la matriz de priorización. Posteriormente se realiza la descripción del mecanismo de inhibición de los productos con mejor calificación. Finalizando con el análisis de costos aproximados, del inhibidor con el mejor resultado, para atacar la corrosión interna en las tuberías de aguas de formación.

4.1 RESULTADO DE LA MATRIZ DE PRIORIZACIÓN

El resultado de la matriz se expresa sumando en su totalidad los criterios, por medio del puntaje ponderado, este total sale multiplicando el puntaje por el porcentaje otorgado a cada criterio, los resultados muestran cuatro inhibidores con puntaje ponderado superior a 4.5 en la Tabla 26, donde el mejor inhibidor es BIFP (1- (1H-benzo [d] imidazol-2-il) -N - ((furano-2-il) metileno) -2-feniletanamina).

Los inhibidores AEPA (Aceite esencial de Pronto Alivio, *Lippia Alba*) Y HSDB 2004 (2-butino-1,4- diol), fueron los inhibidores con los puntajes más bajos, con puntajes inferiores a 3.5, por su baja eficiencia con métodos de pérdida de peso 71.7 % y 81 % respectivamente, concentraciones 5000 ppm y 8609 ppm, las cuales son muy altas en comparación a la mayoría de inhibidores estudiados.

Tabla 26. Matriz de priorización.

Criterio Inhibidor	η P	30% Total	Costo P	15% Total	Conc. P	15% Total	Mc P	20% Total	Solu. P	10% Total	Seg. P	10% Total	Puntaje ponderado
DTPMPA	3.8	1.14	4.69	0.70	4.98	0.747	1.27	0.25	4	0.4	3.86	0.39	3.63
IC 5480	4.9	1.47	5.00	0.75	4.77	0.715	1.69	0.34	4	0.4	3.57	0.36	4.03
Imidazolina	4.0	1.20	4.99	0.75	4.99	0.748	3.67	0.73	5	0.5	4.14	0.41	4.35
BTT	5.0	1.49	4.00	0.60	5.00	0.750	2.07	0.41	4	0.4	4.4	0.41	4.07
Imidazol	5.0	1.49	4.44	0.67	4.99	0.748	1.86	0.37	4	0.4	3.86	0.39	4.06
HSDB 2004	4.1	1.22	4.82	0.72	1.00	0.150	2.87	0.57	4	0.4	3.86	0.39	3.45
AEPA	3.6	1.08	4.76	0.71	2.68	0.401	2.67	0.53	3	0.3	4.14	0.41	3.44
Imidazolina (2)	5.0	1.49	4.99	0.75	4.97	0.746	3.00	0.60	5	0.5	4.43	0.44	4.53
IBPI	4.8	1.44	4.44	0.67	4.98	0.747	1.57	0.31	4	0.4	4.43	0.44	4.01
CS-2	4.9	1.47	4.97	0.74	4.93	0.740	4.87	0.97	3	0.3	4.43	0.44	4.67
CMC	4.8	1.45	4.83	0.72	4.54	0.680	4.33	0.87	4	0.4	4.71	0.47	4.59
BIFP	4.9	1.46	4.99	0.75	4.95	0.743	5.00	1.00	4	0.4	3.86	0.39	4.74
2PB	4.9	1.46	4.14	0.62	4.30	0.645	3.11	0.62	4	0.4	4.43	0.44	4.19
CATA	4.8	1.43	1.00	0.15	4.95	0.743	3.31	0.66	4	0.4	4.14	0.41	3.80
IM-NH17	4.2	1.25	3.04	0.46	4.99	0.748	3.67	0.73	5	0.5	4.14	0.41	4.10
AIO	4.6	1.37	3.04	0.46	4.95	0.743	5.00	1.00	4	0.4	3.57	0.36	4.32
i-Bi2	3.7	1.11	3.54	0.53	4.95	0.743	3.33	0.67	4	0.4	4.43	0.44	3.89
TrimC16	4.4	1.31	3.74	0.56	4.95	0.743	4.33	0.87	5	0.5	4.43	0.44	4.42
Fenizidole	4.7	1.41	1.94	0.29	4.91	0.736	3.93	0.79	4	0.4	4.43	0.44	4.07
Triptamina	4.9	1.46	2.94	0.44	4.77	0.715	5.00	1.00	4	0.4	4.14	0.41	4.43

Fuente: elaboración propia

4.1.1 Caracterización y mecanismo de corrosión de los inhibidores seleccionados. Se presenta una descripción de los inhibidores que obtuvieron puntaje superior a 4.5 en la matriz de priorización. Se presenta un resumen en la Tabla 27.

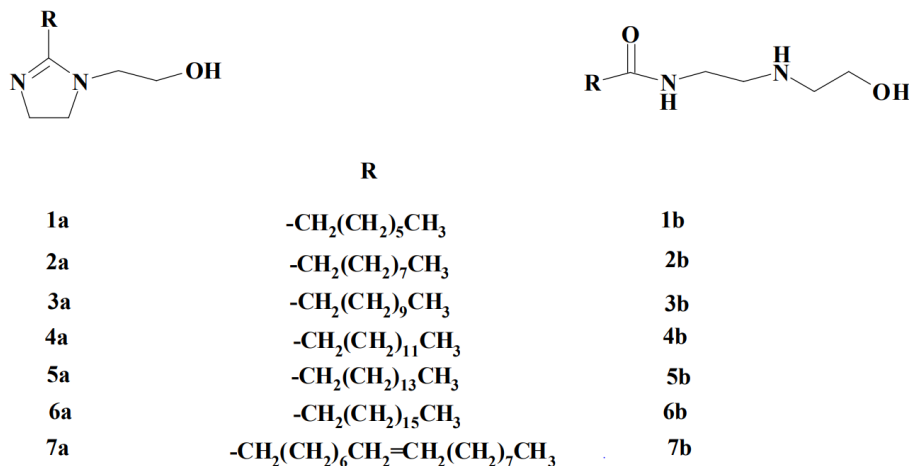
Tabla 27. Inhibidores de mejor puntaje.

Inhibidor	% η	Costo Kg	Conc.	Mc	Solu.	Seg.	Puntaje Ponderado
Imidazolina (2)	99.2	\$6,86	60	4	MIXTO	2	4.53
CS-2	98.0	\$45,13	150	1	ACEITE	2	4.67
CMC	96.4	\$216,56	1000	2	AGUA	1	4.59
BIFP	97.4	\$7,40	103	1	AGUA	4	4.74

Fuente: elaboración propia. Eficiencia (%), CONC. (Concentración en ppm), MC (pH del medio corrosivo), SOLU. (Solubilidad del inhibidor), SEG. (Seguridad).

4.1.1.1 Imidazolina (2). Se estudia la influencia en la velocidad de corrosión de acero al carbón 1010 (Fe 99.816%, C 0.07%, P 0.08%, Mn 0.034%), por medio de la técnica gravimétrica conocida como prueba dinámica de rueda, en un medio de ácido sulfhídrico (pH=4), de siete compuestos tipo 1-(2- Hidroxietil)-2-Alquil-Imidazolinas, donde el compuesto 7a presenta la mayor eficiencia (99.2%) a una concentración de 60 ppm.

Figura 17. Estructura molecular de las 1-(2-hidroxietil)-2-alquil-imidazolinas 1a-7a y sus correspondientes precursores amídicos 1b-7b.



Fuente: ESTRADA, BENAVIDES, ESTRADA-BUENDÍA y BENITEZ. Control de la corrosión de acero al carbón en ambientes de ácido sulfhídrico por 1-(2-Hidroxietil)-2-Alquil-Imidazolinas y sus correspondientes precursores amídicos. 2002

Este es un compuesto heterocíclico derivado de la adición de dos átomos de hidrógeno (H_2) a uno de los dos dobles enlaces del imidazol. Es utilizado en tratamientos superficiales para metales, agentes endurecedores, repelentes de agua, etc.¹⁰⁸

Presenta solubilidad en petróleo y también dispersabilidad en agua, esta característica hace que el inhibidor pueda ser utilizado con gran eficacia en pozos productores de agua.

La acción del H_2S es la penetración en la red de los metales, provocando corrosión agria uniforme, picaduras y agrietamiento gradual. Como se explicó en la sección 2.2 el mecanismo de corrosión del H_2S , del cual se deriva el bisulfuro el cual es una base fuerte muy corrosiva, y la producción de sulfuro de hierro que es insoluble en agua, que podría generar incrustaciones futuras.

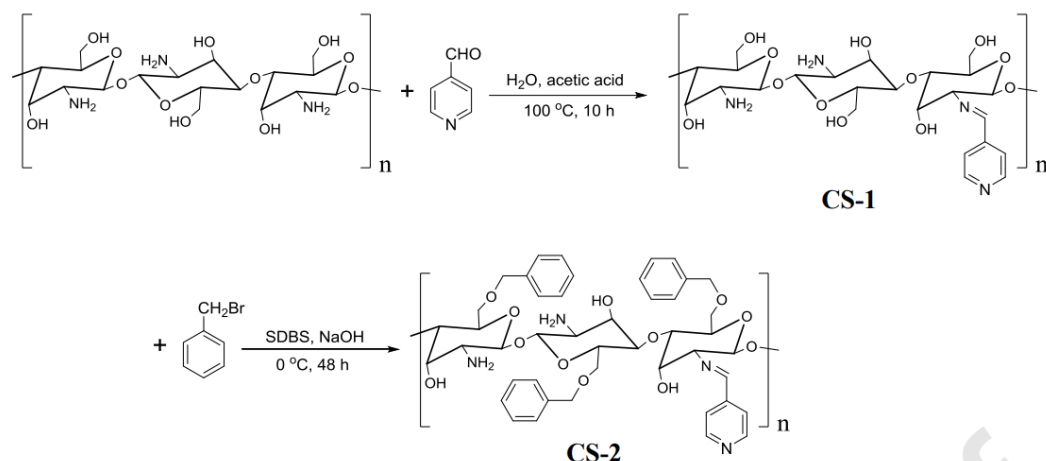
En la medición de pérdida peso, el experimento se realizó en una temperatura de $25\text{ }^\circ\text{C}$ hasta $70\text{ }^\circ\text{C}$ a 30 rpm en 46 horas, la emulsión agresiva se compone principalmente de 20% querosina y 80% salmuera. La eficiencia se ve directamente relacionada a la estructura del inhibidor, como se evidencia en la Figura 17 el compuesto 7a tiene una longitud de cadena de 17 carbonos, presentando así una insaturación en el grupo alquilo "R", formando así una película protectora sobre la superficie del metal. En cálculos que simulan la interacción de estos compuestos y sus precursores amídicos entre la superficie de sulfuro de hierro (selección de compuesto de coordinación $Fe(SH)_3(H_2S)_3$), da lugar a que una molécula de H_2S sea expulsada de la esfera de coordinación del átomo de hierro y que se forme el nuevo sistema $Fe(SH)_3(H_2S)_2$.

Existen tres posibles formas en la que el compuesto de imidazolina puede estar coordinado al átomo de hierro, una de ellas donde el nitrógeno amínico N_3 se coordina, la mínima energía y que representaría la forma en que el inhibidor es quimisorbido sobre la superficie metálica y protege contra la corrosión.

4.1.1.2 CS-2. Es un derivado del quitosano, un polisacárido natural derivado de la desacetilación de quitina, un compuesto que se encuentra fácilmente en las paredes celulares fúngicas, el quitosano es un biopolímero prometedor para ser utilizado como material ecológico para la protección contra la corrosión. Debido a su biodegradabilidad el quitosano y sus derivados son utilizados en la industria textil, alimenticia y médica. El quitosano tiene grandes cantidades de grupos aminos e hidroxilos haciendo que sea un inhibidor de corrosión, pero con bajos porcentajes de eficiencia, por lo tanto son modificados químicamente añadiendo grupos $-OH$ y $-NH_2$ para mejorar su eficiencia como se muestra en la Figura 18.

¹⁰⁸ PubChem, national center of biotechnology information. USA . Disponible en: <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/68156#section=Use-and-Manufacturing>

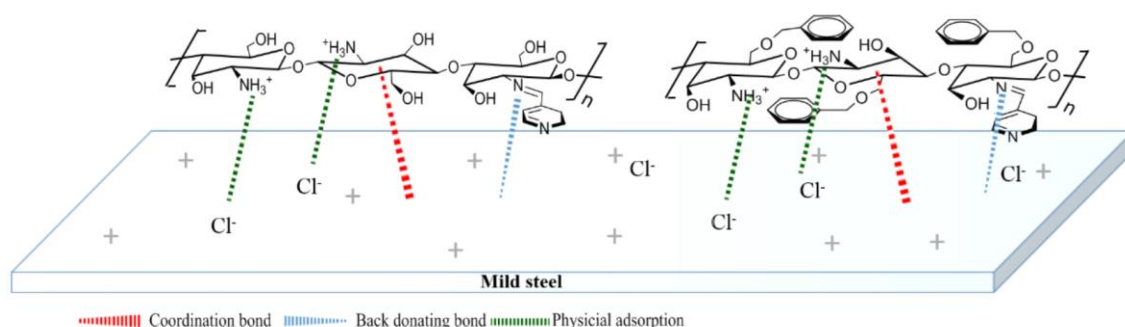
Figura 18. Ruta sintética para el derivado del Quitosano CS-2.



Fuente: Zhang QH, Hou BS, Li YY, Zhu GY, Liu HF, Zhang GA, Two novel chitosan derivatives as high efficient eco-friendly inhibitors for the corrosion of mild steel in acidic solution, *Corrosion Science* (2019), Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2019.108346>

El mecanismo de adsorción de CS-2 como se muestra en la Figura 19, muestra que hay cargas positivas en la superficie de acero en contacto el inhibidor, por lo que durante la adsorción del inhibidor CS-2, los iones presentes de Cl⁻ se absorben sobre la superficie del acero mientras que los átomos N y O suelen protonar en la solución ácida.

Figura 19. Proceso de absorción del derivado de Quitosano CS-2.

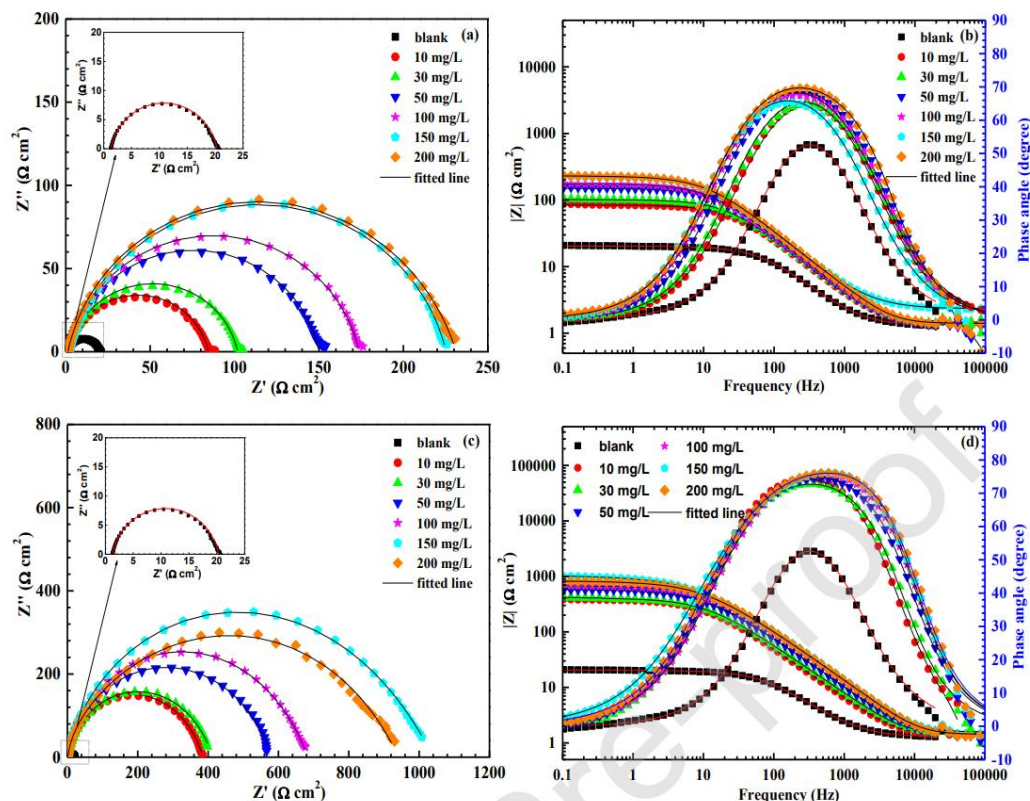


Fuente: Zhang QH, Hou BS, Li YY, Zhu GY, Liu HF, Zhang GA, Two novel chitosan derivatives as high efficient eco-friendly inhibitors for the corrosion of mild steel in acidic solution, *Corrosion Science* (2019), Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2019.108346>

Al ser el CS-2 un inhibidor derivado del Quitosano es correcto afirmar que es un inhibidor ecológico, presentando un alto grado de eficiencia en presencia de soluciones ácidas con pH muy bajo, teniendo en cuenta que la concentración utilizada para esta eficiencia es mucho más baja que las reportadas de la literatura acerca de derivados del Quitosano.

La experimentación se realizó en acero dulce Q235 (0.15% C, 0.17% Mn, 0.017% P, 0.005% S, 0.09% Si y Fe 0.57%), en solución de HCl de 1M, se evaluó electroquímicamente impedancia electroquímica (EIS), el potencial de circuito abierto (OCP) se monitorea durante 1 hora a 25 ° C, y la Figura 20, se puede ver que las curvas de Nyquist presentan los semicírculos extendidos sugieren altos rendimientos de inhibición CS-2, que pueden estar asociados con la adsorción de más moléculas de polímero en la superficie de acero Q235.

Figura 20. Gráficos de Nyquist.



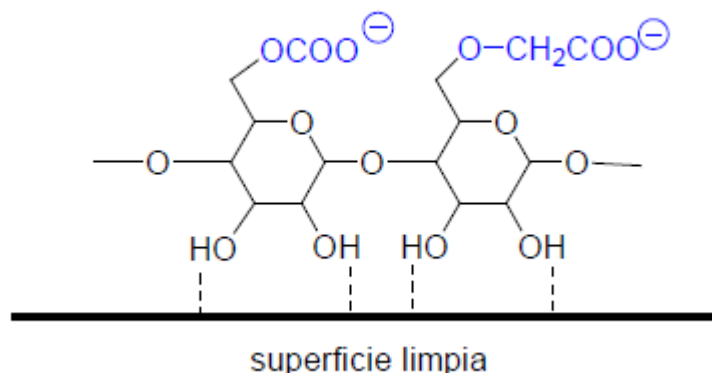
Fuente: Zhang QH, Hou BS, Li YY, Zhu GY, Liu HF, Zhang GA, Two novel chitosan derivatives as high efficient eco-friendly inhibitors for the corrosion of mild steel in acidic solution, Corrosion Science (2019), Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2019.108346>

La adsorción en la superficie de acero Q235 sigue la isoterma de adsorción de Langmuir, que implica tanto la fisorción como la quimisorción. La presencia de un grupo bencilo hidrófobo en CS-2 mejora la densidad de electrones en sitios activos y la cobertura en la superficie de acero Q235, que dota CS-2 con mayor efecto de inhibición.

4.1.1.3 CMC. La carboximetilcelulosa es un derivado de la celulosa, un polímero de la glucosa. Es soluble en agua, a diferencia de la celulosa que es soluble en aceite, y es higroscópica, que atrae agua en forma de vapor o líquida del

ambiente¹⁰⁹. Este compuesto se adhiere a la superficie, como se muestra en la Figura 21, produciendo una carga negativa, de este modo se encarga de repeler grupos sulfónicos o sulfatos que también poseen cargas negativas¹¹⁰.

Figura 21. Adherencia del CMC.



Fuente: SANZ, Asunción. La industria de los agentes tensioactivos. Disponible en: <https://www.eii.uva.es/organica/qoi/tema-10.php>

Este polímero se evaluará en acero St37, en un medio H₂SO₄ al 15%, además se le incorporo nanopartículas de plata (AgNP), mediante la reducción de AgNO₃, utilizando miel natural en la matriz de CMC, el papel de las enzimas presentes en la miel es que intervienen en la reacción de conversión de los iones metálicos a la forma atómica, para aumentar la eficiencia de inhibición a temperatura elevada, como evidencia los resultados de pérdida de peso. Las moléculas de CMC/AgNP son quimisorbidas endotérmicamente en la superficie del metal empleado.¹¹¹

4.1.1.4 BIFP. La obtención del 1- (1*H*-benzo[*d*]imidazole -2- yl) -*N*- ((furan -2-yl) methylene) -2- phenylethanamine se sintetiza mezclando fenilendiamina (1) con un aminoácido como glicina o fenilalanina mediante una reacción 1 a 1 molar en una solución de ácido clorhídrico 4 molar con la intención de obtener bencimidazol (3), posteriormente se mezcla con furfural, es un solvente selectivo utilizado en la industria del petróleo en la refinación de aceites¹¹², para obtener BIFM junto con

¹⁰⁹ BOLIVAR, Gabriel. Carboximetilcelulosa: características, estructura, síntesis, usos. 2018. Disponible en: <https://www.lifeder.com/carboximetilcelulosa/>

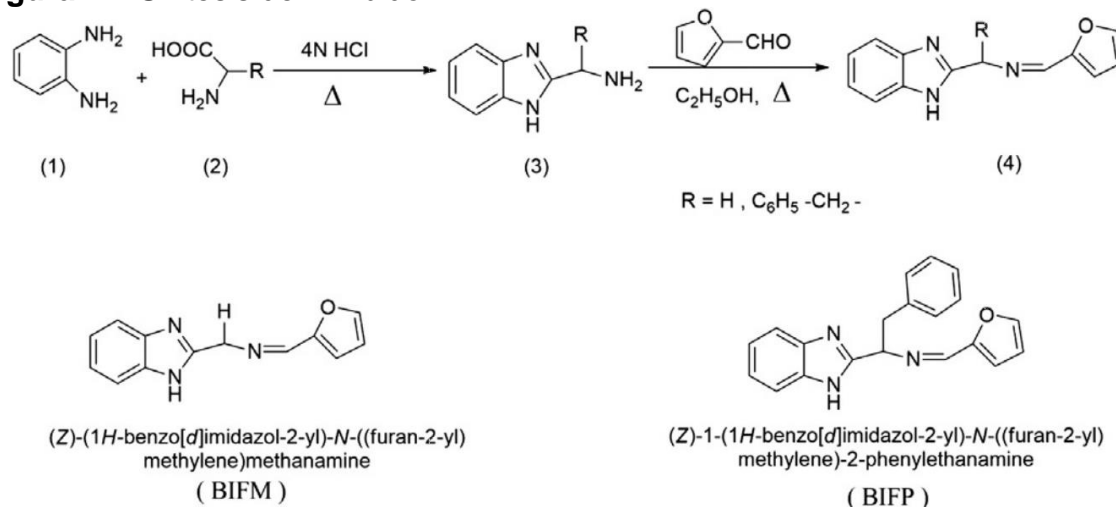
¹¹⁰ SANZ. Asunción. La industria de los agentes tensioactivos. Disponible en: <https://www.eii.uva.es/organica/qoi/tema-10.php>

¹¹¹ Solomon, MM, Gerengi, H. y Umoren, SA (2017). Compuesto de nanopartículas de carboximetilcelulosa / plata: síntesis, caracterización y aplicación como inhibidor de corrosión benigno para acero St37 en medio H₂SO₄ al 15%. *Materiales aplicados e interfaces ACS*, 9 (7), 6376–6389. doi: 10.1021 / acsami.6b14153

¹¹² SILVATEAM, Furfural. Disponible en: <https://www.silvateam.com/es/productos-y-servicios/aplicaciones-industriales/furfural.html>

BIFP (1-(1H-benzo[d]imidazol-2-yl)-N-((furan-2-yl)methylene)-2-phenylethanamine (BIFP), La Figura 22 muestra la síntesis del inhibidor¹¹³.

Figura 22. Síntesis del inhibidor BIFM.



Fuente: YADAV, Mahendra. SARKAR, Tarun. PURKAN, Taniya. Amino acid compounds as eco-friendly corrosion inhibitors for N80 steel in HCl solution: Electrochemical and theoretical approaches. Journal of Molecular Liquids. 2015

El BIFP se analizó en acero N80 (Porcentaje de peso (w%): C, 0.31; Mn, 0.92; Si, 0.19; S, 0.008; P, 0.010; Cr, 0.20 y balance de Fe), en una solución de HCl al 15%, por medio de técnicas de espectroscopia de impedancia electroquímica (EIS), que muestran que es un inhibidor de naturaleza mixta que reducen la velocidad de reacción de oxidante en el ánodo y retarda la reacción de reducción de hidrógeno en el cátodo.

Según las gráficas de Tafel, el potencial de corrosión (E_{corr}) y la densidad de corrosión, revelaron que a mayores concentraciones se disminuye la densidad de corriente de corrosión, lo que sugiere una buena adsorción de las moléculas en la superficie del metal, por el mecanismo de quimisorción, que implica el desplazamiento de las moléculas de agua al superficie de acero y el intercambio de electrones entre los heteroátomos (N, O) del inhibidor y el átomo de hierro de acero N80 formando una película protectora.¹¹⁴

¹¹³ YADAV, Mahendra. SARKAR, Tarun. PURKAN, Taniya. Amino acid compounds as eco-friendly corrosion inhibitors for N80 steel in HCl solution: Electrochemical and theoretical approaches. Journal of Molecular Liquids. 2015

¹¹⁴ YADAV, Mahendra, KANTI, Tarun, PURKAIT, Taniya. Amino acid compounds as eco-friendly corrosion inhibitors for N80 steel in HCl solution: Electrochemical and theoretical approaches. Journal of molecular liquids. 2015

4.2 ANÁLISIS DE COSTOS

Los costos que tiene que asumir una empresa anualmente para mantener el proyecto en funcionamiento, en los que intervienen los costos fijos y los costos variables dando como resultado la Tabla 28, donde el producto utilizado el BIFP debido a su alto puntaje en la matriz de priorización. Teniendo en cuenta que estos costos hacen referencia a un año de operación.

Tabla 28. Costos totales con la implementación de BIFP.

Costos totales	
Costos fijos	
Nomina	\$296.952.000
Mantenimiento	\$3.925.000
Equipos	\$82.350.000
Costos variables	
Producto	\$9.021.575
Transporte	\$4.200.000
Servicios públicos	\$46.421.836
TOTAL	\$442.870.411

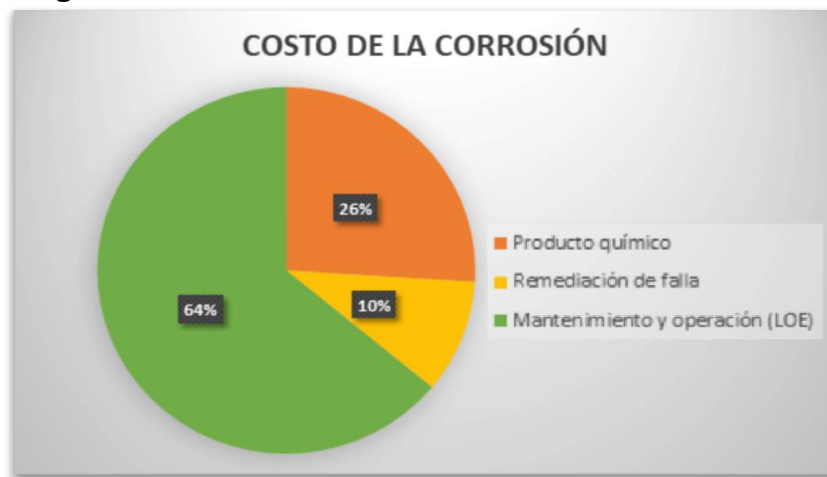
Fuente: elaboración propia

Los costos de nómina son iguales independientemente del tipo de compuesto, ya que el personal está capacitado para la implementación del tratamiento químico, así sea necesario la dosificación o limpieza con solventes adicionales.

Para evaluar el impacto de los indicadores financieros de una compañía es importante tener un estado de ingresos y egresos de un campo. Esto con la finalidad de poder evaluar si el proyecto es viable financieramente. Se puntualiza que estos costos se presentan de forma aproximada, porque los costos dependen de la producción de agua del pozo, por ejemplo, el costo del servicio técnico puede aumentar en el tiempo, también los puntos necesarios de inyección son modificables, la concentración de dosificación de acuerdo con las características del campo de aplicación.

Según la comparación de los costos de los cuatro mejores inhibidores seleccionados por su puntaje, a pesar de que el inhibidor de Imidazolina no presentó la mayor puntuación, si presento el costo por metro cúbico de agua más bajo (\$411.54/m³) en comparación con el BIFP (\$ 762.2/m³), esto se debe a que el medio corrosivo de estudio del mejor inhibidor es más ácido.

Figura 23. Costo de la corrosión



Fuente: CAVALLARO, B., et al. (2016). Cost-Conscious Corrosion Control. SPE International Oilfield Corrosion Conference and Exhibition. doi: 10.2118 / 179949-ms

Con esta inversión, se planea reducir los gastos operativos del campo, por daños de corrosión en un 10 %, referente a la remediación de las fallas, además de tener un ahorro adicional en mantenimiento y operación, aproximado del 64 %, que dependerán de los gastos de cada empresa. (Figura 23)

5. CONCLUSIONES

- Al realizar una comparación de los principales inhibidores utilizados en la industria del petróleo, se identificó la amina aromática Imidazolina, como uno de los compuestos con mayor comercialización y aplicación, por su bajo costo, menores niveles de toxicidad y alta eficiencia, adicionalmente es soluble en crudo y dispersable en agua.
- La alta eficiencia del compuesto de Imidazolina se relaciona directamente con la estructura molecular, cuando la longitud del grupo alquilo dispone de cadenas de 17 carbonos, pero disminuye con el aumento de acidez.
- Conforme al diagnóstico bibliográfico de los mecanismos de corrosión producidos por agua de formación, en las tuberías de acero al carbón, se determinó que la formación de incrustaciones por carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de calcio (CaSO_4), sulfato de bario (BaSO_4), cloruros (Cl^-), presentan mayor concentración en las aguas producidas de los campos petroleros.
- Según el diagnóstico de la composición del agua de formación presente en los campos petroleros, los tipos de corrosión con mayor presencia son picadura y agrietamiento gradual que afecta la red de los metales.
- Se seleccionó los mejores inhibidores de corrosión, con la ayuda de una matriz de priorización, evaluando factores de; eficiencia, costo, concentración, medio corrosivo, solubilidad y seguridad, por tanto, se obtuvo como resultado que los mejores inhibidores de corrosión son la Imidazolina (2), CS-2, CMC y BIFP con puntajes ponderados de 4.53, 4.67. 4.59 y 4.47 respectivamente.
- El inhibidor AEPA y el HSBD 2004 presentaron los puntajes más bajos, 3.44 y 3.45 respectivamente. Presentan eficiencia menores a 85%, concentraciones mayores de 5000 ppm, que generan mayores gastos de implementación.
- El inhibidor BIFP que presento los mejores resultados, con una eficiencia de 97.4 %, calculada con las técnicas de polarización potenciodinámica y espectroscopia de impedancia electroquímica (EIS), a una concentración de 103 ppm y una temperatura de 303 K.
- Se establecieron los costos por operación de los inhibidores seleccionados, mostrando que el inhibidor Imidazolina (2) es más económico, con un costo de producción anual de \$4'871.082, sin embargo, es posible que al disminuir el pH su eficiencia disminuya y aumenten los costos por mantenimiento de tuberías. Por lo contrario, el inhibidor BIFP a pesar de que tiene un mayor costo de \$9'021.575, mantendrá su eficiencia y no aumenten los costos de mantenimiento.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda validar experimentalmente la eficiencia del inhibidor, con agua de formación extraída directamente del pozo de estudio, con el fin de reducir el error de los resultados.
- Se recomienda hacer una evaluación financiera completa estudiando los ingresos, costos administrativos, costos de producción de crudo, impuestos valor del crudo y el margen de rentabilidad, con el fin de estimar si el proyecto es viable financieramente.
- La evaluación de estabilidad térmica que se realiza a partir del análisis termo gravimétrico (ATG), es un factor considerable para la selección de un inhibidor de corrosión, para definir si las propiedades fisicoquímicas son alteradas, con la exposición del inhibidor a la temperatura de operación del pozo.
- Examinar la oportunidad de la evaluación de inhibidores verdes o con baja toxicidad, ya que los inhibidores sintéticos pueden llegar a aguas naturales, afectando la estabilidad de los ecosistemas.
- Se recomienda realizar un plan de integridad, para la aplicación, supervisión y mantenimiento de un programa global de corrosión.
- El tipo de aleación del acero al carbón, afecta directamente en la forma de adsorción del compuesto de inhibidor con la composición del metal, es importante el análisis de este factor.
- Además de la temperatura de trabajo del pozo, se debe considerar las variables de presión y el caudal del sistema de estudio.
- Con el fin de evaluar las propiedades ecológicas de los inhibidores, se recomienda la práctica de pruebas de biodegradabilidad con métodos actuales.

BIBLIOGRAFÍA

AHUMADA, Omar Resbalón de Rubiales como rey de los campos petroleros del país. 2020

ALVARADO, Jose. Selección Electroquímica de Compuestos Orgánicos como Inhibidores de Corrosión en Medio Ácido. Instituto de ciencias básicas de ingeniería. 2006.

ALVAREZ, Edith. Adsorción y control de la corrosión con el uso de líquidos iónicos en acero api 5l x60 en solución de H₂SO₄. Universidad autónoma de puebla. 2016.

ARAMBULO, Daniel. ALDANA, Harold. Aguas de formación. Fundación universidad de américa. 2011

AVILA, Javier, ¿Se puede luchar contra la corrosión?, biblioteca digital, disponible en:<http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/09/htm/masalIla.htm>

BALSECA, Darwin Diseño de un sistema de tratamiento químico para el control y monitoreo de la corrosión interna en las líneas de gas de repsol ypf – spf. Escuela superior politécnica de Chimborazo. 2012.

BARON, Jairo. Oxidación en vapor de agua del acero inoxidable AISI 317, DYNA, Vol 80, Núm 179, p. 151-156, 2013. ISSN electrónico 2346-2183. ISSN impreso 0012-7353.

BARRERA, T. A., RODRIGUEZ, E., ESCOBAR, J., BARRIOS, W., BOTÍA, C., CAICEDO, C. (2012). Modelamiento de la formación de scale del agua de producción del Campo Castilla. Recuperado de <https://url2.cl/RQunA>

BECERRA, Erika. GUALDRON, Andres. Estudio de la inhibición de corrosión por HCl en acero al carbono en crudos pesados mediante el uso de aceites esenciales. Universidad industrial de Santander. 2011.

BILANZ QUALITAT. Índice de Langelier. 2012. Disponible en: <https://bilanzqualitat.es/langelier.html>

BOLAÑOS, Luis. Evaluación de inhibidores de corrosión tipo fílmico de agua de formación. Universidad central del Ecuador. 2015

CARO, Andrés. VARGAS, Luis. Huella hídrica en la producción de crudo pesado en campo moriche – puerto Boyacá – departamento de Boyacá

CAVALLARO, B., CIAYTON, R. y CAMPOS, M. (2016, 9 de mayo). Control de corrosión consciente del costo. Sociedad de Ingenieros Petroleros. doi: 10.2118 / 179949-MS.

CHEN, George. IGUNNU, Ebenezer Produced water treatment technologies. Low - Carbon technologies. 2014. Disponible en: <https://doi.org/10.1093/ijlct/cts049>

_____, Corrosión y degradación de los metales [en línea]. España: Escuela politécnica nacional. 2007, p.14. [Consultado el 9 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2771/1/CD-0553.pdf>

CORTES, Lina. Evaluación de la eficiencia de inhibidores de corrosión base Agua para aguas de formación en la empresa chemdrill s.a.s. Fundación universidad de América. 2018.

DIAZ, Nieves. RUIZ, Antonio. REYES, Emilio. PEINADO, Jose. NOVO, Jesus. Espectrofometría: Espectros de absorción y cuantificación colorimétrica de biomoléculas. Campus Universitario de Rabanales. 2018.

_____, Disposición y tratamiento del agua producida. Asociación regional de empresas de petróleo y gas del caribe. Disponible en: <http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%2001%20-%20OK.pdf>

ESTRADA, BENAVIDES, ESTRADA, BENITEZ. Control de la corrosión de acero al carbón en ambientes de ácido sulfhídrico por 1-(2-Hidroxietil)-2-Alquil-Imidazolinas y sus correspondientes precursores amídicos. 2002

FERNANDEZ, Ana. Diseño de una herramienta de evaluación multicriterio. Universidad politécnica de madrid. 2008

FERNÁNDEZ, Ramón, *et al.* Fundamentos de la corrosión. Tipología. En: Corrosión. Valencia: Editorial Universidad Politécnica de Valencia, 2018.

FONTANA, Mars. Corrosion engineering [en línea]. 3 ed. Singapur: McGraw-Hill Book Co. 1987, 24 p. [Consultado: 19 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://automaterials.files.wordpress.com/2019/01/corrosion-engineering.pdf>.

FUENTES. Carmelo. Predicción de la corrosión por CO₂ + H₂S en tuberías de acero al carbono. Universidad tecnológica de Pereira. 2007

GALVAN, Lourdes. Estudio de fallas en tuberías vintage de la industria petroquímica y gas. 2017. Universidad de Cantabria. Disponible en: <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle>

GARCÍA DE LOMAS, J. Efecto de la biopelícula en la corrosión de aceros inoxidables austeníticos en estaciones depuradoras de aguas residuales.

GARCIA, Santiago. Presupuesto anual de mantenimiento. Energía del mantenimiento. Disponible en: <http://ingenieriadelmantenimiento.com/index.php/26-articulos-destacados/10-el-presupuesto-de-mantenimiento>

GHAREBA, SAAD & OMANOVIC, SASHA. (2010). Interaction of 12-aminododecanoic acid with a carbon steel surface: Towards the development of 'green' corrosion inhibitors. Corrosion Science. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/222765086_Interaction_of_12-aminododecanoic_acid_with_a_carbon_steel_surface_Towards_the_development_of_'green'_corrosion_inhibitors

GIUDICE, Carlos. PEREYRA, Andrea. Protección de materiales, Universidad técnica del norte, Disponible en: <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/protecmat/proteccionanodica.pdf>

GÓMEZ, Virginia. Eficiencia de un inhibidor verde extraído de cáscara de manzana mediante el sistema soxhlet en la corrosión del acero 1018 en medio ácido. Centro de investigación en materiales avanzados. 2016.

GONZALEZ, Juan. Aceros para uso en la industria del Petróleo y del Gas. Argentina: Tenaris, 2010. Disponible en: <http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/precalidad2010/Acerospa-rausoenlaindustriadelPetroleoydelGas.pdf>.

_____, Grupo de Tratamiento de Aguas Residuales. Determinación de cloruro. Escuela Universitaria Politécnica. Universidad de Sevilla. 2010. Disponible en: https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/aguas/determinacion_de_cloruro.asp

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

JACKSON; Jennifer. FINSGAR, Matjaz. Application of corrosion inhibitors for steels in acidic media for the oil and gas industry: A review. Corrosion science. 2014. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0010938X14002157>

JACKSON; Joshua. La corrosión: la lucha más extensa, Artículo, Oilfield Review, vol 28. Mayo 2015. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/03-corrosion-spanish>

JEB, Bill. ELPHICK, Jhon. ROMANO, Chistian. KUCHUK, Fikri. ROODHART, Leo. Control del agua. Oilfield review. 2000. Disponible en: https://connect.slb.com/~/-/media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/sum00/p32_53.pdf

KUCHUK F, PATRA SK, NARASIMHAM JL, RAMANAN S Y BANERJI S: "Water Watching," Middle East Well Evaluation Review 22

LAVERNE, D. Como se calcula la depreciación. Disponible en: <https://www.cuidatudinero.com/13126008/como-calculer-la-depreciacion>

LOZANO, Karla, GUZMAN, Jesus, COSMES, Liliana, DELOYA, katia, CABRERA, Roman. Criterios para la Dosificación de Inhibidor de Corrosión en Ductos que Transportan Petróleo Crudo. 2010

MALIK, H. (2000). Effect of pH on the corrosion inhibition of mild steel in CO₂ saturated brine solution. *Anti-Corros. Methods Mater.* 47: 88–93.

Manual Del curso sobre Corrosion Interna en Tuberías. © NACE INTERNATIONAL, 2011. Corrosion Interior de Ductos. [Consultado 10, Marzo, 2020].

MARIN, Jhonatan. Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composición. Universidad industrial de Santander. 2015.

MORALES, Jefferson. Análisis descriptivo de procesos de tratamiento de aguas de formación para reinyección en campos petroleros de la Amazonía ecuatoriana. 2016

MORENO. Juan. Propuesta de monitoreo de la corrosión por pérdida de peso. Universidad industrial de Santander. 2012.

ONTIVEROS. ESPINOZA. RODRÍGUEZ. VALDEZ. Evaluación de imidazolato de 1-butil-4-propil imidazolio como inhibidor de la corrosión en el acero API 5L X52 en NaCl saturado con CO₂. Colección congreso de la sociedad química de México. 2018.

ONYEACHUA. BASSEY. AHMAD. ABDUL. Green corrosion inhibitor for oilfield application I: Electrochemical assessment of 2-(2-pyridyl) benzimidazole for API X60 steel under a sweet environment in NACE brine ID196.

_____, PubChem, national center of biotechnology information. USA. Disponible en: <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/68156#section=Use-and-Manufacturing>

Q.H. ZHANG, B.S. HOU, G.A. ZHANG. Inhibitive and adsorption behavior of thiadiazole derivatives on carbon steel corrosion in CO₂-saturated oil fields produced water: Effect of substituent group on efficiency. *Revista de coloides y ciencia de la interfaz.* 2019

_____, Químicos Siamex. Inhibidor de corrosión (Anti-Ox).[1]. [Consultado Jul,1 2020]. Disponible en: http://www.productosquimicosmexico.com.mx/inhibidor_de_corrosion.aspx.

RAMÍREZ, Luis. XIQUES, Julio. Evaluación del desempeño de un nuevo inhibidor de corrosión en líneas de flujo multifásico en los campos petroleros de Colombia. Universidad industrial de Santander. 2007.

RAMON, Carlos. Estudio integral de corrosión en los pozos Petroleros intervenidos en la campaña 2007-2008 En el campo uracoa, empresa mixta petrodelta, Universidad Central de Venezuela.

_____, Reporte técnico CIMCOOL. 2016. Disponible en: <http://www.cimcool.ca/uploads/downloads/SeleccioneunInhibidordeCorrosion.pdf>

REYNAUD-Morales, A.G. Casales-Díaz, M. Martínez-Gómez, L. Martínez-Villafañe, A. González-Rodríguez, J.G. Chacón-Nava J. G. INFLUENCIA DE LA ADICIÓN DE IMIDAZOLINA [IM-NH17] EN EL PROCESO DE CORROSIÓN DEL ACERO API 5 L-X52. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/366327478/Eficiencia-de-imidazolina-como-inhibidor-de-corrosion>.

ROBERGE, Pierre R. Corrosion Engineering Principles and practice [En línea]. Canadá: The McGraw-Hill Companies, Inc, 2008. [Citado el 2 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://bit.ly/2tQd4B8>.

ROSARIO, Samuel. Protección catódica-Diseño de ánodos de sacrificio Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima-Perú. 2004

SAJI, Viswanathan. UMOREN; Saviour. Corrosion Inhibitors in the Oil and Gas Industry .2020.

SALAMANCA. Ana. Evaluación de un inhibidor de incrustación para evitar Taponamiento de las líneas de producción en una plataforma Petrolera, Fundación universidad América. 2018.

SALAZAR, Alberto. Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales. Tecnología en Marcha, Instituto Costarricense de Tecnología, Escuela de Ciencia e Ingeniería. [En línea]. 2015, 28 (3). 127-136. [Consultado 3, febrero, 2020]. DOI: 10.18845/tm.v28i3.2417. Disponible en: <https://bit.ly/39tmYrC>.

SCHLUMBERGER. Diccionario del petróleo. 2000

SILVERA. Rodolfo, MENDOZA, Dannys. Costos logísticos del transporte terrestre de carga en Colombia. SENA. 2006

SUMIO. Índice de estabilidad de ryznar. 2010. Disponible en: <http://www.sumiowater.com/blog/calidad-del-agua/indice-de-estabilidad-de-ryznar/>

TAMALMANI, K. Y HUSIN, H. (2020). Corrosion Inhibitor Review for Oil and Gas Corrosion Problems.Applied Science, 10 (10), 3389. doi: 10.3390 / app10103389

TAOFEEK, Lekan, et al. Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation. *International Journal of Industrial Chemistry*. [en línea]. 2013, doi:10.1186/2228-5547-4-35 [Consultado el 19 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://link.springer.com/article/10.1186/2228-5547-4-35>.

TEJEDA, lesly. MESO, Pedro. BERROCAL, Maria. ALTAMIRANDA, Edgar. *Uso de extractos de plantas como inhibidores de corrosión*. 2014.

UHLIG, Herbert y REVIE, Winston. *Corrosion and corrosion control an Introduction to Corrosion Science and Engineering*. [En línea]. 4 ed. Canadá: John Wiley & Sons, Inc, 2008. [Citado el 2 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://n9.cl/jz89>.

URBAEZ, Carlos, *Estudio integral de corrosión en los pozos petroleros*. Universidad central de Venezuela. Disponible en: <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/17080/1/T.E.G.%20Urbáez%20R.%2C%20Carlos%20Ramón.pdf>

VALDEZ, Benjamin; SO, Angel. *Corrosión y presentación de la industria, Materiales y corrosión en la industria del gas natural*. Disponible en: https://www.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Ingenieria%20de%20Petroleo%20y%20Gas/84-551-2-PB.pdf

VALLEJO, Vanessa. *Inhibidor de corrosión para la protección de metales*, octubre 10 del 2017. Disponible en: <https://sumatec.co/inhibidor-de-corrosion-para-metales/>

VILORIA, Alfredo. *Uso de inhibidores en la industria de los hidrocarburos*. Academia nacional de ingeniería. 2014.

YADAV, Mahendra, KANTI, Tarun, PURKAIT, Taniya. *Amino acid compounds as eco-friendly corrosion inhibitors for N80 steel in HCl solution: Electrochemical and theoretical approaches*. *Journal of molecular liquids*. 2015

ZAPATA, Juan, *et al*. *Metalografía*, Universidad Tecnológica de Pereira. [En línea]. [Consultado 2 de diciembre 2019]. 2015. Disponible en: <http://blog.utp.edu.co/metalografia/12-corrosion-y-procesos-de-corrosion/>.

ANEXOS

ANEXO A.
INFORMACIÓN DE AGUAS DE FORMACIÓN Y TIPOS DE CORROSIÓN PRESENTE

FUENTE	AGUA DE FORMACIÓN	TIPO DE CORROSIÓN
Evaluación de un inhibidor de incrustación para evitar taponamiento de las líneas de producción en una plataforma petrolera	21500 mg/L de sodio 38597 mg/L de cloruro. 1335 mg/L de calcio 1230 mg/L de otros compuestos (potasio, magnesio, bario, estroncio, sulfato y bicarbonato).	Incrustación por carbonato de calcio y sulfato de bario.
Evaluación de la eficiencia de inhibidores de corrosión base agua para aguas de formación en la empresa CHEMDRILL S.A.S.	3.75g de carbonato de sodio 0.12225 g de sulfato de potasio 0.12225g de sulfato de sodio 0.03g de carbonato de calcio 45g de cloruro de sodio, por litro de agua	Incrustación por carbonato de calcio.
Evaluación y selección de un inhibidor multiscale para prevenir la formación de incrustaciones inorgánicas en un campo de petróleo colombiano	8569.05 mg/L de cloruro 3908 mg/L de sodio. 687.2 mg/L de calcio 1124.62 mg/L de otros compuestos (bicarbonato, sulfato, bario, hierro, potasio, estroncio y magnesio).	Incrustación inorgánica por carbonato de calcio, sulfato de bario y sulfato de estroncio.
Insights into corrosion inhibition behavior of multi-active compounds for X65 pipeline steel in acidic oilfield formation water	NaCl 1.55 mol/L CaCl ₂ 0.156 mol/L MgCl ₂ 0.056 mol/L KCl 0.03 mol/L NaHCO ₃ 0.006 mol/L MgSO ₄ 0.003 mol/L.	Incrustación por carbonato de hierro (FeCO ₃).
Evaluación de inhibidores de corrosión bacteriana (BSR) en las aguas de formación asociadas a los crudos de pdvsa distrito Maturin	49.79% de cloruro 30.1% de sodio 10.5% de bicarbonato 9.61% de otros compuestos (carbonato, magnesio, calcio sulfato y H ₂ S).	Corrosión microbiana por bacterias sulfato reductoras.

Desarrollo de moléculas
inhibidoras de corrosión
base 1-metilimidazol para
medios alcalinos-amargos
característicos del proceso
de fraccionamiento
catalítico FCC

5800 ppm de NH_3
9600 ppm de H_2S
1.2ppm de Fe
1300 ppm de CN

Corrosión por
picadura e
intergranular.

ANEXO B.
INFORMACIÓN DE INHIBIDORES ANALIZADOS

NOMBRE	FECHA	INHIBIDORES	TIPO
Evaluación de un inhibidor de incrustación para evitar taponamiento de las líneas de producción en una plataforma petrolera	2018	Ácido [[Fosfonometil) imino] bis [(ethilennitrilo) bis (metiln)]]	Tesis pregrado
Evaluación de la eficiencia de inhibidores de corrosión base agua para aguas de formación en la empresa CHEMDRILL S.A.S.	2018	IC 5480	Tesis pregrado
Utilización de inhibidores orgánicos en operaciones de estimulación de pozo para extender la vida útil de la tubería de revestimiento	2014	Inhibidor orgánico Imidazolina	Tesis pregrado
Inhibitive and adsorption behavior of thiadiazole derivatives on carbon steel corrosion in CO ₂ -saturated oilfield produced water: Effect of substituent group on efficiency	2020	2-(benzylthio)-5-(butylthio)-1,3,4-thiadiazole(BBT)	Artículo
Desarrollo de moléculas inhibidoras de corrosión base 1-metilimidazol para medios alcalinos-amargos característicos del proceso de fraccionamiento catalítico FCC	2016	imidazolina (3 moléculas base 1-metilimidazol sintetizados con tres aminas primarias de diferentes largos de cadena)	Tesis maestría
Caracterización y evaluación de inhibidores de corrosión en la industria petrolera	2013	2-butino-1,4-diol	Tesis maestría
Estudio de la inhibición de corrosión por HCl en acero al carbono en crudos pesados mediante el uso de aceites esenciales.	2011	aceite esencial de Pronto Alivio	Tesis pregrado

Control de la corrosión de acero al carbón en ambientes de ácido sulfhídrico por 1-(2-Hidroxiethyl)-2-Alquil-Imidazolinas y sus correspondientes precursores amídicos	2002	1-(2-hidroxiethyl)-2-alkyl-imidazolin precursors amídicos	Artículo
Evaluación de imidazolato de 1-butyl-4-propylimidazolium como inhibidor de la corrosión en el acero API 5L X52 en NaCl saturado con CO ₂	2018	imidazolato 1-butyl-4-propylimidazolium	Artículo
Two novel chitosan derivatives as high efficient eco-friendly inhibitors for the corrosion of mild steel in acidic solution	2019	CS-2	Artículo
Carboxymethyl Cellulose/ Silver Nanoparticles Composite: Synthesis, Characterization and Application as a Benign Corrosion Inhibitor for St37 Steel in 15% H ₂ SO ₄ Medium	2017	carboximetilcelulosa (CMC)	Artículo
Amino acid compounds as eco-friendly corrosion inhibitor for N80 steel in HCl solution: Electrochemical and theoretical approaches	2015	1- (1H -benzo[d]imidazole -2- yl) -N- ((furan -2- yl) methylene) -2- phenylethanamine	Artículo
Green corrosion inhibitor for oilfield application I: Electrochemical assessment of 2-(2-pyridyl) benzimidazole for API X60 steel under sweet environment in NACE brine ID196	2019	2-(2-pyridyl) benzimidazole	Artículo
Insights into corrosion inhibition behavior of multi-active compounds for X65 pipeline steel in acidic oilfield formation water	2017	cinnamyl-(5-(p-methyl)-phenyl-1-amino-(1,3,4-triazole)-2-thiol)-acylhydrazone	Artículo
Efecto de la imidazolina [IM-NH17] en el proceso de corrosión del acero api 5 l-x52 en salmueras acidificadas	2008	Imidazolina Aminoethyl Oleica	Artículo

Desarrollo de inhibidores de corrosión derivados de aminoácidos y amino alcoholes usando simulación molecular y técnicas electroquímicas	2005	2-aminietilimidazolina	Tesis doctoral
Selección electroquímica de compuestos orgánicos como inhibidores de corrosión en medio ácido	2006	Benzimidazol--2-tiona	tesis pregrado
Adsorción y control de la corrosión con el uso de líquidos iónicos en acero API 5L X60 en solución de H ₂ SO ₄	2016	N,N,N-trimetil- hexadecil amonio metil sulfato	Tesis maestría
In Situ Synthesis of 2-Phenylbenzimidazole as an Hydrogen Sulfide Corrosion Inhibitor of Carbon Steel	2013	2-Phenylbenzimidazole	Artículo NACE
Tryptamine as a corrosion inhibitor of mild steel in hydrochloric acid solution	2010	2- (3- Indolyl) etilamina, 3- (2- Aminoetil) indol	Artículo

ANEXO C.
FICHA DE SEGURIDAD IMIDAZOLINA (2)



SAFETY DATA SHEET

Creation Date 16-Feb-2010

Revision Date 14-Feb-2020

Revision Number 2

1. Identification

Product Name 2-Phenyl-2-imidazoline
Cat No. : H59095
CAS-No 936-49-2
Synonyms 1H-Imidazole, 4,5-dihydro-2-phenyl.
Recommended Use Laboratory chemicals.
Uses advised against Food, drug, pesticide or biocidal product use.
Details of the supplier of the safety data sheet

Company
Alfa Aesar
Thermo Fisher Scientific Chemicals, Inc.
30 Bond Street
Ward Hill, MA 01835-8099
Tel: 800-343-0660
Fax: 800-322-4757
Email: tech@alfa.com
www.alfa.com

Emergency Telephone Number
During normal business hours (Monday-Friday, 8am-7pm EST), call (800) 343-0660.
After normal business hours, call Carechem 24 at (866) 928-0789.

2. Hazard(s) identification

Classification
This chemical is considered hazardous by the 2012 OSHA Hazard Communication Standard (29 CFR 1910.1200)

Acute oral toxicity	Category 4
Skin Corrosion/Irritation	Category 2
Serious Eye Damage/Eye Irritation	Category 2
Specific target organ toxicity (single exposure)	Category 3
Target Organs - Respiratory system.	

Label Elements

Signal Word
Warning

Hazard Statements
Harmful if swallowed
Causes skin irritation
Causes serious eye irritation
May cause respiratory irritation

**Precautionary Statements****Prevention**

Wash face, hands and any exposed skin thoroughly after handling
 Do not eat, drink or smoke when using this product
 Wear protective gloves/protective clothing/eye protection/face protection
 Avoid breathing dust/fume/gas/mist/vapors/spray
 Use only outdoors or in a well-ventilated area

Inhalation

IF INHALED: Remove victim to fresh air and keep at rest in a position comfortable for breathing
 Call a POISON CENTER or doctor/physician if you feel unwell

Skin

IF ON SKIN: Wash with plenty of soap and water
 If skin irritation occurs: Get medical advice/attention
 Take off contaminated clothing and wash before reuse

Eyes

IF IN EYES: Rinse cautiously with water for several minutes. Remove contact lenses, if present and easy to do. Continue rinsing
 If eye irritation persists: Get medical advice/attention

Ingestion

IF SWALLOWED: Call a POISON CENTER or doctor/physician if you feel unwell
 Rinse mouth

Storage

Store in a well-ventilated place. Keep container tightly closed
 Store locked up

Disposal

Dispose of contents/container to an approved waste disposal plant

Hazards not otherwise classified (HNOC)

None identified

3. Composition/Information on Ingredients

Component	CAS-No	Weight %
1H-Imidazole, 4,5-dihydro-2-phenyl-	936-49-2	>95

4. First-aid measures

Eye Contact	Rinse immediately with plenty of water, also under the eyelids, for at least 15 minutes. Get medical attention.
Skin Contact	Wash off immediately with plenty of water for at least 15 minutes. Get medical attention.
Inhalation	Remove to fresh air. If breathing is difficult, give oxygen. Do not use mouth-to-mouth method if victim ingested or inhaled the substance; give artificial respiration with the aid of a pocket mask equipped with a one-way valve or other proper respiratory medical device. Get medical attention.
Ingestion	Do NOT induce vomiting. Call a physician or poison control center immediately.
Most important symptoms and	No information available.

effects
Notes to Physician Treat symptomatically

5. Fire-fighting measures

Suitable Extinguishing Media Water spray, carbon dioxide (CO₂), dry chemical, alcohol-resistant foam.

Unsuitable Extinguishing Media No information available

Flash Point 201 °C / 393.8 °F

Method - No information available

Autoignition Temperature

Explosion Limits

Upper No data available

Lower No data available

Sensitivity to Mechanical Impact No information available

Sensitivity to Static Discharge No information available

Specific Hazards Arising from the Chemical

Keep product and empty container away from heat and sources of ignition.

Hazardous Combustion Products

Carbon monoxide (CO), Carbon dioxide (CO₂), Nitrogen oxides (NO_x).

Protective Equipment and Precautions for Firefighters

As in any fire, wear self-contained breathing apparatus pressure-demand, MSHA/NIOSH (approved or equivalent) and full protective gear. Thermal decomposition can lead to release of irritating gases and vapors.

NFPA

Health
2

Flammability
1

Instability
0

Physical hazards
N/A

6. Accidental release measures

Personal Precautions Ensure adequate ventilation. Use personal protective equipment as required. Avoid dust formation.

Environmental Precautions Should not be released into the environment. See Section 12 for additional Ecological Information.

Methods for Containment and Clean Up Sweep up and shovel into suitable containers for disposal. Avoid dust formation.

7. Handling and storage

Handling Wear personal protective equipment/face protection. Ensure adequate ventilation. Do not get in eyes, on skin, or on clothing. Avoid ingestion and inhalation. Avoid dust formation.

Storage Keep containers tightly closed in a dry, cool and well-ventilated place.

8. Exposure controls / personal protection

Exposure Guidelines This product does not contain any hazardous materials with occupational exposure limits established by the region specific regulatory bodies.

Engineering Measures Ensure that eyewash stations and safety showers are close to the workstation location. Ensure adequate ventilation, especially in confined areas.

Personal Protective Equipment

Eye/face Protection	Wear appropriate protective eyeglasses or chemical safety goggles as described by OSHA's eye and face protection regulations in 29 CFR 1910.133 or European Standard EN166.
Skin and body protection	Wear appropriate protective gloves and clothing to prevent skin exposure.
Respiratory Protection	No protective equipment is needed under normal use conditions.
Hygiene Measures	Handle in accordance with good industrial hygiene and safety practice.

9. Physical and chemical properties

Physical State	Solid
Appearance	Light yellow
Odor	No information available
Odor Threshold	No information available
pH	No information available
Melting Point/Range	94 - 99 °C / 201.2 - 210.2 °F
Boiling Point/Range	188 °C / 370 °F @ 20 mmHg
Flash Point	201 °C / 393.8 °F
Evaporation Rate	Not applicable
Flammability (solid,gas)	No information available
Flammability or explosive limits	
Upper	No data available
Lower	No data available
Vapor Pressure	No information available
Vapor Density	Not applicable
Specific Gravity	No information available
Solubility	Alcohol
Partition coefficient; n-octanol/water	No data available
Autoignition Temperature	
Decomposition Temperature	No information available
Viscosity	Not applicable
Molecular Formula	C9 H10 N2
Molecular Weight	146.19

10. Stability and reactivity

Reactive Hazard	None known, based on information available
Stability	Stable under normal conditions.
Conditions to Avoid	Incompatible products. Excess heat. Avoid dust formation.
Incompatible Materials	Strong oxidizing agents
Hazardous Decomposition Products	Carbon monoxide (CO), Carbon dioxide (CO ₂), Nitrogen oxides (NO _x)
Hazardous Polymerization	Hazardous polymerization does not occur.
Hazardous Reactions	None under normal processing.

11. Toxicological information**Acute Toxicity**

Product Information	
Component Information	
Toxicologically Synergistic	No information available

Products**Delayed and immediate effects as well as chronic effects from short and long-term exposure****Irritation** Irritating to eyes, respiratory system and skin**Sensitization** No information available**Carcinogenicity** The table below indicates whether each agency has listed any ingredient as a carcinogen.

Component	CAS-No	IARC	NTP	ACGIH	OSHA	Mexico
1H-Imidazole, 4,5-dihydro-2-phenyl-	936-49-2	Not listed	Not listed	Not listed	Not listed	Not listed

Mutagenic Effects No information available**Reproductive Effects** No information available.**Developmental Effects** No information available.**Teratogenicity** No information available.**STOT - single exposure** Respiratory system**STOT - repeated exposure** None known**Aspiration hazard** No information available**Symptoms / effects, both acute and delayed** No information available**Endocrine Disruptor Information** No information available**Other Adverse Effects** See actual entry in RTECS for complete information. The toxicological properties have not been fully investigated.**12. Ecological information****Ecotoxicity**

Do not empty into drains.

Component	Freshwater Algae	Freshwater Fish	Microtox	Water Flea
1H-Imidazole, 4,5-dihydro-2-phenyl-	Not listed	LC50: = 43 mg/L, 96h semi-static (Danio rerio)	Not listed	Not listed

Persistence and Degradability Soluble in water Persistence is unlikely based on information available.**Bioaccumulation/ Accumulation** No information available.**Mobility** Will likely be mobile in the environment due to its water solubility.**13. Disposal considerations****Waste Disposal Methods** Chemical waste generators must determine whether a discarded chemical is classified as a hazardous waste. Chemical waste generators must also consult local, regional, and national hazardous waste regulations to ensure complete and accurate classification.**14. Transport information****DOT**

UN-No	UN2811
Proper Shipping Name	Toxic solid, organic, n.o.s.
Technical Name	1H-Imidazole, 4,5-dihydro-2-phenyl-
Hazard Class	6.1
Packing Group	III

TDG

UN-No UN2811
 Proper Shipping Name TOXIC SOLIDS, ORGANIC, N.O.S.
 Hazard Class 6.1
 Packing Group III

IATA

UN-No UN2811
 Proper Shipping Name Toxic solid, organic, n.o.s.
 Hazard Class 6.1
 Packing Group III

IMDG/IMO

UN-No UN2811
 Proper Shipping Name Toxic solid, organic, n.o.s.
 Hazard Class 6.1
 Packing Group III

15. Regulatory information

United States of America Inventory

Component	CAS-No	TSCA	TSCA Inventory notification - Active/Inactive	TSCA - EPA Regulatory Flags
1H-Imidazole, 4,5-dihydro-2-phenyl-	936-49-2	X	ACTIVE	-

Legend:

TSCA - Toxic Substances Control Act, (40 CFR Part 710)

X - Listed

- - Not Listed

TSCA 12(b) - Notices of Export Not applicable

International Inventories

Canada (DSL/NDSL), Europe (EINECS/ELINCS/NLP), Philippines (PICCS), Japan (ENCS), Australia (AICS), China (IECSC), Korea (ECL).

Component	CAS-No	DSL	NDSL	EINECS	PICCS	ENCS	AICS	IECSC	KECL
1H-Imidazole, 4,5-dihydro-2-phenyl-	936-49-2	X	-	213-313-4	X	X	X	X	KE-05-0996

U.S. Federal Regulations

SARA 313 Not applicable

SARA 311/312 Hazard Categories See section 2 for more information

CWA (Clean Water Act) Not applicable

Clean Air Act Not applicable

OSHA - Occupational Safety and Health Administration Not applicable

CERCLA Not applicable

California Proposition 65 This product does not contain any Proposition 65 chemicals.

U.S. State Right-to-Know Regulations Not applicable

U.S. Department of Transportation

2-Phenyl-2-imidazoline

Revision Date 14-Feb-2020

Reportable Quantity (RQ): N
DOT Marine Pollutant N
DOT Severe Marine Pollutant N

U.S. Department of Homeland Security This product does not contain any DHS chemicals.

Other International Regulations

Mexico - Grade Slight risk, Grade 1

16. Other information

Prepared By Health, Safety and Environmental Department
Email: tech@alfa.com
www.alfa.com

Creation Date 16-Feb-2010
Revision Date 14-Feb-2020
Print Date 14-Feb-2020
Revision Summary SDS authoring systems update, replaces ChemGes SDS No. 936-49-2.

Disclaimer

The information provided in this Safety Data Sheet is correct to the best of our knowledge, information and belief at the date of its publication. The information given is designed only as a guidance for safe handling, use, processing, storage, transportation, disposal and release and is not to be considered a warranty or quality specification. The information relates only to the specific material designated and may not be valid for such material used in combination with any other materials or in any process, unless specified in the text

End of SDS

Component	CAS-No	Weight %
Chitosan	9012-76-4	>95

4. First-aid measures

Eye Contact	Rinse immediately with plenty of water, also under the eyelids, for at least 15 minutes. Get medical attention.
Skin Contact	Wash off immediately with plenty of water for at least 15 minutes. Get medical attention immediately if symptoms occur.
Inhalation	Remove to fresh air. Get medical attention immediately if symptoms occur. If not breathing, give artificial respiration.
Ingestion	Do NOT induce vomiting. Get medical attention.
Most important symptoms and effects	No information available.
Notes to Physician	Treat symptomatically

5. Fire-fighting measures

Suitable Extinguishing Media	Water spray, carbon dioxide (CO ₂), dry chemical, alcohol-resistant foam.
Unsuitable Extinguishing Media	No information available
Flash Point	No information available
Method -	No information available
Autoignition Temperature	No information available
Explosion Limits	
Upper	No data available
Lower	No data available
Sensitivity to Mechanical Impact	No information available
Sensitivity to Static Discharge	No information available

Specific Hazards Arising from the Chemical

Thermal decomposition can lead to release of irritating gases and vapors. Keep product and empty container away from heat and sources of ignition.

Hazardous Combustion Products

Carbon monoxide (CO). Carbon dioxide (CO₂). Nitrogen oxides (NO_x).

Protective Equipment and Precautions for Firefighters

As in any fire, wear self-contained breathing apparatus pressure-demand, MSHA/NIOSH (approved or equivalent) and full protective gear.

NFPA

Health	Flammability	Instability	Physical hazards
1	1	0	N/A

6. Accidental release measures

Personal Precautions	Ensure adequate ventilation. Use personal protective equipment as required. Avoid dust formation.
Environmental Precautions	Avoid release to the environment. See Section 12 for additional Ecological Information.
Methods for Containment and Clean Up	Sweep up and shovel into suitable containers for disposal. Avoid dust formation.

7. Handling and storage

Handling	Wear personal protective equipment/face protection. Ensure adequate ventilation. Avoid contact with skin, eyes or clothing. Avoid ingestion and inhalation. Avoid dust formation.
Storage	To maintain product quality: Keep refrigerated. Keep container tightly closed in a dry and well-ventilated place.

8. Exposure controls / personal protection

Exposure Guidelines This product does not contain any hazardous materials with occupational exposure limits established by the region specific regulatory bodies.

Engineering Measures None under normal use conditions.

Personal Protective Equipment

Eye/face Protection	Wear appropriate protective eyeglasses or chemical safety goggles as described by OSHA's eye and face protection regulations in 29 CFR 1910.133 or European Standard EN166.
Skin and body protection	Wear appropriate protective gloves and clothing to prevent skin exposure.
Respiratory Protection	No protective equipment is needed under normal use conditions.
Hygiene Measures	Handle in accordance with good industrial hygiene and safety practice.

9. Physical and chemical properties

Physical State	Solid
Appearance	Light cream
Odor	No information available
Odor Threshold	No information available
pH	No information available
Melting Point/Range	No data available
Boiling Point/Range	No information available
Flash Point	No information available
Evaporation Rate	Not applicable
Flammability (solid,gas)	No information available
Flammability or explosive limits	
Upper	No data available
Lower	No data available
Vapor Pressure	No information available
Vapor Density	Not applicable
Specific Gravity	No information available
Solubility	insoluble
Partition coefficient; n-octanol/water	No data available
Autoignition Temperature	No information available
Decomposition Temperature	No information available
Viscosity	Not applicable
Molecular Formula	(C6 H11 N O4) _n

10. Stability and reactivity

Reactive Hazard	None known, based on information available
Stability	Stable under normal conditions.

Conditions to Avoid	Incompatible products. Excess heat. Avoid dust formation.
Incompatible Materials	Strong oxidizing agents
Hazardous Decomposition Products	Carbon monoxide (CO), Carbon dioxide (CO ₂), Nitrogen oxides (NO _x)
Hazardous Polymerization	Hazardous polymerization does not occur.
Hazardous Reactions	None under normal processing.

11. Toxicological information

Acute Toxicity

Product Information

LD50 Oral VALUE >10 g/kg

Dermal LD50

Based on ATE data, the classification criteria are not met. ATE > 2000 mg/kg.

Mist LC50

Based on ATE data, the classification criteria are not met. ATE > 5 mg/l.

Component Information

Component	LD50 Oral	LD50 Dermal	LC50 Inhalation
Chitosan	> 10g/kg (Rat)	Not listed	Not listed

Toxicologically Synergistic Products No information available

Delayed and immediate effects as well as chronic effects from short and long-term exposure

Irritation No information available

Sensitization No information available

Carcinogenicity The table below indicates whether each agency has listed any ingredient as a carcinogen.

Component	CAS-No	IARC	NTP	ACGIH	OSHA	Mexico
Chitosan	9012-76-4	Not listed	Not listed	Not listed	Not listed	Not listed

Mutagenic Effects No information available

Reproductive Effects No information available.

Developmental Effects No information available.

Teratogenicity No information available.

STOT - single exposure None known

STOT - repeated exposure None known

Aspiration hazard No information available

Symptoms / effects, both acute and delayed No information available

Endocrine Disruptor Information No information available

Other Adverse Effects The toxicological properties have not been fully investigated.

12. Ecological information

Ecotoxicity

Do not empty into drains. .

Component	Freshwater Algae	Freshwater Fish	Microtox	Water Flea
Chitosan	Not listed	Onchorhynchus mykiss: LC50: 1.73 mg/L 96h	Not listed	EC50 = 13.69 mg/L 48h

Persistence and Degradability Insoluble in water

Bioaccumulation/ Accumulation No information available.

Mobility Is not likely mobile in the environment due its low water solubility.

13. Disposal considerations

Waste Disposal Methods Chemical waste generators must determine whether a discarded chemical is classified as a hazardous waste. Chemical waste generators must also consult local, regional, and national hazardous waste regulations to ensure complete and accurate classification.

14. Transport information

DOT Not regulated
TDG Not regulated
IATA Not regulated
IMDG/IMO Not regulated

15. Regulatory information

United States of America Inventory

Component	CAS-No	TSCA	TSCA Inventory notification - Active/Inactive	TSCA - EPA Regulatory Flags
Chitosan	9012-76-4	X	ACTIVE	XU

Legend:

TSCA - Toxic Substances Control Act, (40 CFR Part 710)

'-' - Not Listed

XU - Indicates a substance exempt from reporting under the Inventory Update Rule, i.e. Partial Updating of the TSCA Inventory Data Base Production and Site Reports (40 CFR 710(B))

X - Listed

TSCA 12(b) - Notices of Export Not applicable

International Inventories

Canada (DSL/NDSL), Europe (EINECS/ELINCS/NLP), Philippines (PICCS), Japan (ENCS), Australia (AICS), China (IECSC), Korea (ECL).

Component	CAS-No	DSL	NDSL	EINECS	PICCS	ENCS	AICS	IECSC	KECL
Chitosan	9012-76-4	X	-	-	X	X	X	X	KE-05470

U.S. Federal Regulations

SARA 313 Not applicable

SARA 311/312 Hazard Categories See section 2 for more information

CWA (Clean Water Act) Not applicable

Clean Air Act Not applicable

OSHA - Occupational Safety and Health Administration Not applicable

CERCLA Not applicable

California Proposition 65 This product does not contain any Proposition 65 chemicals.

U.S. State Right-to-Know Regulations Not applicable

U.S. Department of Transportation

Reportable Quantity (RQ): N
DOT Marine Pollutant N
DOT Severe Marine Pollutant N

U.S. Department of Homeland Security This product does not contain any DHS chemicals.

Other International Regulations

Mexico - Grade No information available

16. Other information

Prepared By Regulatory Affairs
Thermo Fisher Scientific
Email: EMSDS.RA@thermofisher.com

Creation Date 26-Aug-2009
Revision Date 23-Jan-2018
Print Date 23-Jan-2018
Revision Summary This document has been updated to comply with the US OSHA HazCom 2012 Standard replacing the current legislation under 29 CFR 1910.1200 to align with the Globally Harmonized System of Classification and Labeling of Chemicals (GHS).

Disclaimer

The information provided in this Safety Data Sheet is correct to the best of our knowledge, information and belief at the date of its publication. The information given is designed only as a guidance for safe handling, use, processing, storage, transportation, disposal and release and is not to be considered a warranty or quality specification. The information relates only to the specific material designated and may not be valid for such material used in combination with any other materials or in any process, unless specified in the text

End of SDS

ANEXO E. FICHA DE SEGURIDAD CMC

FICHA DE SEGURIDAD

CMC (Carboximetilcelulosa)



| IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO Y DE LA EMPRESA:

Nombre Químico: CARBOXIMETIL CELULOSA SÓDICA (CMC) - C₆H₉OCH₂COONa
Número CAS: 9004-32-4
Sinónimos: Carboximetilcelulosa, CMC, Glicolato de celulosa.
COMPAÑÍA: QUIMICOS INDUSTRIALES SA

Teléfonos de Emergencia

Mendoza: Hospital de Niños Humberto Notti . Tel. 0261-4450045
Hospital Lagomaggiore. Tel. 0261-4259700/03
San Juan: Hospital Rawson. Tel. 0264-4224005/4204022
Buenos Aires: Hospital Francés. Tel. 011- 4866 2546

| COMPOSICION / INFORMACION SOBRE LOS INGREDIENTES:

CARBOXIMETIL CELULOSA SÓDICA CAS: 9004-32-4 100%

| IDENTIFICACION DE LOS PELIGROS:

VISION GENERAL SOBRE LAS EMERGENCIAS. Polvo inflamable al ser finamente dividido y suspendido en el aire. Dicho polvo puede causar irritación ocular leve o irritación respiratoria si se inhala.

Las superficies sujetas a derrames o empolvamiento pueden volverse resbalosas si se mojan. Este polvo cuando se dispersa representa un peligro de explosión.

la exposición a corto plazo no presenta efectos permanentes conocidos en los seres humanos, cuando se usa según las indicaciones.

A largo plazo la exposición no tiene efectos permanentes en los seres humanos si se usa según las indicaciones. No se conocen efectos ecológicos.

EFFECTOS ADVERSOS POTENCIALES PARA LA SALUD: El polvo de este material puede causar irritación ocular leve o irritación respiratoria si se inhala.

| MEDIDAS DE PRIMEROS AUXILIOS:

Contacto Ocular: Lave bien los ojos inmediatamente al menos durante 15 minutos, elevando los párpados superior e inferior ocasionalmente para asegurar la remoción del químico. Retire los lentes de contacto para asegurar lavado total. Busque atención médica si persiste la irritación.



Casa Matriz:
Av. Maza 4019, Gutiérrez,
Maipú, Mendoza, Argentina
(0261) 4930888 / 4930932
info@quiminsa.net

Sucursal San Martín:
+54 9 263 4543394
sanmartin@quiminsa.net

Sucursal San Rafael:
Av. Alberdi 3145
San Rafael, Mendoza, Argentina
(0260) 4442772
quiminsasanrafael@gmail.com
sanrafael@quiminsa.net

Sucursal San Juan:
Av. Benavidez 1050 (E)
Chimbas, San Juan, Argentina
(0264) 4310262
sanjuan@quiminsa.net

FICHA DE SEGURIDAD

Contacto Dérmico: Lave la piel inmediatamente con abundante agua por lo menos durante 15 minutos mientras se retira la ropa y zapatos contaminados. Lave la ropa antes de usarla nuevamente.

Inhalación: Trasladar a la víctima al aire fresco. Trátese cualquier irritación sintomáticamente. Buscar atención médica.

Ingestión: ¡No induzca el vómito! Administre grandes cantidades de agua para disolver el producto.

| MEDIDAS PARA EXTINCION DE INCENDIOS:

Precaución: Polvo inflamable al ser finamente dividido y suspendido en el aire. Las superficies sujetas a derrames o empolvamiento pueden volverse resbalosas si se mojan.

Temperatura de bronceamiento: 227 °C (440 °F)

Límites de inflamabilidad: N/A

Temperatura de autoignición: 370 °C (698 °F) como polvo.

Medios de extinción: Agua rociada, polvo químico, espumas o dióxido de carbono.

Procedimientos especiales de combate de fuego: Ninguno

Riesgos no usuales de fuego y/o explosión: El polvo es inflamable si es finamente dividido y suspendido en el aire.

| MEDIDAS PARA FUGAS ACCIDENTALES:

Aísle el área, colóquese a favor del viento, elimine fuentes de ignición; absorba el producto en material inerte (tierra, arena, aserrín, etc.). Remueva con elementos adecuados. Recoja en recipientes apropiados para posterior tratamiento y rotúlelos. Evite que los residuos entren en contacto con la red de desagüe. Después de recogidos los residuos, lave el lugar de derrame con abundante agua.

Métodos de Disposición de Desechos: El método de disposición recomendado es la incineración del material de desecho en dispositivos permitidos de acuerdo a las regulaciones locales, departamentales y nacionales. Una alternativa conveniente es utilizar los rellenos sanitarios.

Este producto es biodegradable: El agua de desecho que contenga este producto puede considerarse para tratamiento en un sistema de tratamiento biológico aclimatado de capacidad adecuada.

Este producto no es considerado como desecho peligroso. No posee ninguna característica de riesgo.

| MANEJO Y ALMACENAMIENTO:



Casa Matriz:
Av. Maza 4019, Gutiérrez,
Maipú, Mendoza, Argentina
(0261) 4930888 / 4930932
info@quiminsa.net

Sucursal San Martín
+54 9 263 4543394
sanmartin@quiminsa.net

Sucursal San Rafael
Av. Alberdi 3145
San Rafael, Mendoza, Argentina
(0260) 4442772
quiminsasanrafael@gmail.com
sanrafael@quiminsa.net

Sucursal San Juan
Av. Benavidez 1050 (E)
Chimbas, San Juan, Argentina
(0264) 4310262
sanjuan@quiminsa.net

FICHA DE SEGURIDAD

Precauciones de manejo y almacenaje: Manténgase el material lejos de fuentes de calor, chispas o flama directa. Para conservar la calidad del producto guárdese éste en envases sellados y en lugar seco alejado del calor y la luz solar.

| CONTROLES DE EXPOSICION Y PROTECCION PERSONAL:

Controles en ingeniería de diseño: Deben procurarse ventilaciones adecuadas para mantener las concentraciones del polvo por debajo de los límites aceptables de exposición.

Equipo de protección personal: Gafas de seguridad.

Recomendaciones laborales: Las fuentes lavaojos y regaderas de seguridad deben ser fácilmente accesibles. Manténgase los pisos limpios y secos.

Prácticas de higiene apropiadas: No permita el contacto con los ojos. Evite respirar el polvo. Lávese abundantemente después del manejo.

| PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS:

Apariencia y olor: Polvo de blanco a amarillento, inodoro

Densidad (20 °C) (g/ml): 0.60 – 0.80

Viscosidad (25°C) (sol al 2%) (mPa.s): 15.000 – 20.000 Punto de ebullición: N/A

Presión de vapor a 20 °C: N/A

Densidad de vapor: N/A

Punto de congelación: N/A

Razón de evaporación: N/A

Humedad (% por peso): 8% máximo (al empacar)

Solubilidad en agua: Total

Densidad específica: 0.6-0.9

pH (sol. Al 2%) (20 °C): 7 a 8

| ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD:

Estabilidad: Estable en condiciones ordinarias de uso y almacenamiento.

Incompatibilidad: Ninguna

Productos de descomposición peligrosos: Ninguno.

Productos de combustión peligrosos: Monóxido de carbono, dióxido de carbono, humo.

Polimerización peligrosa: No ocurre.

| INFORMACION TOXICOLOGICA:

Condiciones médicas generalmente agravadas por la exposición: Ninguna conocida.



Casa Matriz:
Av. Maza 4019, Gutiérrez,
Maipú, Mendoza, Argentina
(0261) 4930888 / 4930932
info@quiminsa.net

Sucursal San Martín
+54 9 263 4543394
sanmartin@quiminsa.net

Sucursal San Rafael
Av. Alberdi 3145
San Rafael, Mendoza, Argentina
(0260) 4442772
quiminsasanrafael@gmail.com
sanrafael@quiminsa.net

Sucursal San Juan
Av. Benavidez 1050 (E)
Chimbas, San Juan, Argentina
(0264) 4310262
sanjuan@quiminsa.net

FICHA DE SEGURIDAD

Principal ruta de entrada: Si se siguen los estándares industriales de higiene y procedimientos recomendados, no es probable la entrada del producto al cuerpo.

No enlistado como cancerígeno por la NTP (National Toxicology Program); no regulado como cancerígeno por la OSHA (Occupational Safety & Health Administration); no evaluado por la IARC (International Agency for Research on Cancer).

Efectos reportados sobre el ser humano: Un único caso de dermatitis alérgica al contacto se reporta después de sostener contacto repetido durante un período largo (8 años) con CMC purificada.

Efectos reportados sobre animales: Irritación ocular tras exposición al polvo de CMC sódica purificada. Estudios de laboratorio indican que la CARBOXIMETILCELULOSA DE SODIO no es mutágeno, ni teratógeno, ni cancerígena y que no causa efectos en la reproducción.

| INFORMACION ECOLOGICA:

Análisis ecotoxicológicos efectuados con producto químicamente idénticos dieron el siguiente resultado:

Toxicidad aguda para los peces: Clo mayor a 2000 mg / l. Especie: Brachynadio rio

Toxicidad aguda para los peces: CL100 mayor a 4000 mg / l. Especie: Brachynadio rio
Toxicidad aguda para bacteria: CE50: 10,000 mg/1

Bioacumulación: Log POW menor a 0 - no lipófilo, sin potencial de bioacumulación.

Degradación biológica: menor a 5% después de 28 días.

Valor DQO: aprox. 900 mg/g,

DBO5: 0 mg O2 / l

Al igual que la celulosa, el CMC en condiciones apropiadas, es biodegradable y no provoca trastornos en los depuradores de aguas residuales.

Clase de contaminación (WGK): 1 - débil contaminante del agua.

| CONSIDERACIONES SOBRE DISPOSICION:

Residuos: Evite que los residuos y/o agua de lavado entren en contacto con manantiales de agua potable. Los residuos pueden ser eliminados en pequeñas cantidades en estaciones de tratamiento de efluentes o de acuerdo con la legislación ambiental local. Cantidades mayores de residuo pueden ser dispuestas por incineración.

Envases: Los envases no retornables tienen su uso prohibido para almacenamiento de productos para consumo humano y animal. Los envases vacíos pueden contener residuos de producto (vapor, líquido y/o sólido), por tanto todas las precauciones de riesgo contenidas en esta ficha de seguridad, deben ser tenidas en cuenta.



Casa Matriz:
Av. Maza 4019, Gutiérrez,
Maipú, Mendoza, Argentina
(0261) 4930888 / 4930932
info@quiminsa.net

Sucursal San Martín
+54 9 263 4543394
sanmartin@quiminsa.net

Sucursal San Rafael
Av. Alberdi 3145
San Rafael, Mendoza, Argentina
(0260) 4442772
quiminsasanrafael@gmail.com
sanrafael@quiminsa.net

Sucursal San Juan
Av. Benavidez 1050 (E)
Chimbas, San Juan, Argentina
(0264) 4310262
sanjuan@quiminsa.net



FICHA DE SEGURIDAD

| INFORMACION SOBRE TRANSPORTE:

No regulado. No es producto de transportación peligrosa.
Recomendaciones Especiales: No transportar con alimentos.

| INFORMACION REGLAMENTARIA:

No se requiere etiquetado especial. Valor TLV (polvo fino): 6 mg / m3 Valor CTR: No aplica
Esta hoja de seguridad cumple con la normativa legal de: México: NOM-018-ST5-2000
Guatemala: Código de Trabajo, decreto 1441 Panamá: Resolución #124, 20 de marzo de 2001

| INFORMACION ADICIONAL:

La información relacionada con este producto puede ser no válida si éste es usado en combinación con otros materiales o en otros procesos. Es responsabilidad del usuario la interpretación y aplicación de esta información para su uso particular. La información contenida aquí se ofrece solamente como guía para la manipulación de este material específico y ha sido elaborada de buena fe por personal técnico. Esta no es intentada como completa, incluso la manera y condiciones de uso y de manipulación pueden implicar otras consideraciones adicionales.



Casa Matriz:
Av. Maza 4019, Gutiérrez,
Maipú, Mendoza, Argentina
(0261) 4930888 / 4930932
info@quiminsa.net

Sucursal San Martín
+54 9 263 4543394
sanmartin@quiminsa.net

Sucursal San Rafael
Av. Alberdi 3145
San Rafael, Mendoza, Argentina
(0260) 4442772
quiminsasanrafael@gmail.com
sanrafael@quiminsa.net

Sucursal San Juan
Av. Benavidez 1050 (E)
Chimbas, San Juan, Argentina
(0264) 4310262
sanjuan@quiminsa.net

ANEXO F.
FICHA DE SEGURIDAD BIFP.

SIGMA-ALDRICH

sigma-aldrich.com

Material Safety Data Sheet

Version 4.2
Revision Date 03/31/2011
Print Date 09/12/2011

1. PRODUCT AND COMPANY IDENTIFICATION

Product name : Imidazole

Product Number : I2399
Brand : Sigma-Aldrich

Supplier : Sigma-Aldrich
3050 Spruce Street
SAINT LOUIS MO 63103
USA

Telephone : +1 800-325-5832
Fax : +1 800-325-5052
Emergency Phone # (For both supplier and manufacturer) : (314) 776-6555

Preparation Information : Sigma-Aldrich Corporation
Product Safety - Americas Region
1-800-521-8956

2. HAZARDS IDENTIFICATION

Emergency Overview

OSHA Hazards

Harmful by ingestion., Corrosive, Teratogen

GHS Classification

Acute toxicity, Oral (Category 4)
Skin corrosion (Category 1B)
Serious eye damage (Category 1)
Reproductive toxicity (Category 1B)

GHS Label elements, including precautionary statements

Pictogram



Signal word : Danger

Hazard statement(s)

H302 : Harmful if swallowed.
H314 : Causes severe skin burns and eye damage.
H360 : May damage fertility or the unborn child.

Precautionary statement(s)

P201 : Obtain special instructions before use.
P280 : Wear protective gloves/ protective clothing/ eye protection/ face protection.
P305 + P351 + P338 : IF IN EYES: Rinse cautiously with water for several minutes. Remove contact lenses, if present and easy to do. Continue rinsing.
P310 : Immediately call a POISON CENTER or doctor/ physician.

HMIS Classification

Health hazard: 3
Chronic Health Hazard: *
Flammability: 1
Physical hazards: 0

NFPA Rating

Sigma-Aldrich - I2399

Page 1 of 7

Health hazard: 3
Fire: 1
Reactivity Hazard: 0

Potential Health Effects

Inhalation May be harmful if inhaled. Material is extremely destructive to the tissue of the mucous membranes and upper respiratory tract.
Skin Harmful if absorbed through skin. Causes skin burns.
Eyes Causes eye burns.
Ingestion Harmful if swallowed.

3. COMPOSITION/INFORMATION ON INGREDIENTS

Synonyms : 1,3-Diaza-2,4-cyclopentadiene
Glyoxaline
Formula : C₃H₄N₂
Molecular Weight : 68.08 g/mol

CAS-No.	EC-No.	Index-No.	Concentration
Imidazole			
288-32-4	206-019-2	-	-

4. FIRST AID MEASURES

General advice

Consult a physician. Show this safety data sheet to the doctor in attendance. Move out of dangerous area.

If inhaled

If breathed in, move person into fresh air. If not breathing, give artificial respiration. Consult a physician.

In case of skin contact

Take off contaminated clothing and shoes immediately. Wash off with soap and plenty of water. Consult a physician.

In case of eye contact

Continue rinsing eyes during transport to hospital. Rinse thoroughly with plenty of water for at least 15 minutes and consult a physician.

If swallowed

Do NOT induce vomiting. Never give anything by mouth to an unconscious person. Rinse mouth with water. Consult a physician.

5. FIRE-FIGHTING MEASURES

Conditions of flammability

Not flammable or combustible.

Suitable extinguishing media

Use water spray, alcohol-resistant foam, dry chemical or carbon dioxide.

Special protective equipment for fire-fighters

Wear self contained breathing apparatus for fire fighting if necessary.

Hazardous combustion products

Hazardous decomposition products formed under fire conditions. - Carbon oxides, nitrogen oxides (NOx), Hydrogen cyanide (hydrocyanic acid)

6. ACCIDENTAL RELEASE MEASURES

Personal precautions

Use personal protective equipment. Avoid dust formation. Avoid breathing vapors, mist or gas. Ensure adequate ventilation. Evacuate personnel to safe areas. Avoid breathing dust.

Environmental precautions

Prevent further leakage or spillage if safe to do so. Do not let product enter drains.

Methods and materials for containment and cleaning up

Pick up and arrange disposal without creating dust. Sweep up and shovel. Keep in suitable, closed containers for disposal.

7. HANDLING AND STORAGE**Precautions for safe handling**

Avoid contact with skin and eyes. Avoid formation of dust and aerosols. Provide appropriate exhaust ventilation at places where dust is formed.

Conditions for safe storage

Keep container tightly closed in a dry and well-ventilated place.

8. EXPOSURE CONTROLS/PERSONAL PROTECTION

Contains no substances with occupational exposure limit values.

Personal protective equipment**Respiratory protection**

Where risk assessment shows air-purifying respirators are appropriate use a full-face particle respirator type N100 (US) or type P3 (EN 143) respirator cartridges as a backup to engineering controls. If the respirator is the sole means of protection, use a full-face supplied air respirator. Use respirators and components tested and approved under appropriate government standards such as NIOSH (US) or CEN (EU).

Hand protection

Handle with gloves. Gloves must be inspected prior to use. Use proper glove removal technique (without touching glove's outer surface) to avoid skin contact with this product. Dispose of contaminated gloves after use in accordance with applicable laws and good laboratory practices. Wash and dry hands.

Eye protection

Face shield and safety glasses Use equipment for eye protection tested and approved under appropriate government standards such as NIOSH (US) or EN 166(EU).

Skin and body protection

Complete suit protecting against chemicals, The type of protective equipment must be selected according to the concentration and amount of the dangerous substance at the specific workplace.

Hygiene measures

Handle in accordance with good industrial hygiene and safety practice. Wash hands before breaks and at the end of workday.

9. PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES**Appearance**

Form crystalline
Colour white, light yellow

Safety data

pH 9.5 - 11 at 6.8 g/l at 25 °C (77 °F)
9 - 11 at 100 g/l at 23 °C (73 °F)

Melting point/freezing point Melting point/range: 88 - 91 °C (190 - 196 °F) - lit.

Boiling point 256 °C (493 °F) - lit.

Flash point > 135 °C (> 275 °F) - ISO 2719 - see user defined free text

Ignition temperature 480 °C (896 °F)

Autoignition temperature no data available

Lower explosion limit no data available

Upper explosion limit no data available

Vapour pressure	0.003 hPa (0.002 mmHg) at 20 °C (68 °F)
Density	1.030 g/cm ³
Water solubility	6.8 g/l at 20 °C (68 °F) - completely soluble 633 g/l at 20 °C (68 °F)
Partition coefficient: n-octanol/water	log Pow: -0.02 at 25 °C (77 °F)
Relative vapour density	no data available
Odour	amine-like
Odour Threshold	no data available
Evaporation rate	no data available

10. STABILITY AND REACTIVITY

Chemical stability

Stable under recommended storage conditions.

Possibility of hazardous reactions

no data available

Conditions to avoid

no data available

Materials to avoid

acids, Acid anhydrides, Strong oxidizing agents

Hazardous decomposition products

Hazardous decomposition products formed under fire conditions. - Carbon oxides, nitrogen oxides (NO_x), Hydrogen cyanide (hydrocyanic acid)

Other decomposition products - no data available

11. TOXICOLOGICAL INFORMATION

Acute toxicity

Oral LD50

LD50 Oral - rat - 970 mg/kg

Inhalation LC50

no data available

Dermal LD50

no data available

Other information on acute toxicity

no data available

Skin corrosion/irritation

Skin - rabbit - Corrosive

Serious eye damage/eye irritation

Eyes - rabbit - Risk of serious damage to eyes. - Draize Test

Respiratory or skin sensitization

no data available

Germ cell mutagenicity

Did not show mutagenic effects in animal experiments. Tests on bacterial or mammalian cell cultures did not show mutagenic effects.

Carcinogenicity

IARC: No component of this product present at levels greater than or equal to 0.1% is identified as probable, possible or confirmed human carcinogen by IARC.

ACGIH: No component of this product present at levels greater than or equal to 0.1% is identified as a carcinogen or potential carcinogen by ACGIH.

NTP: No component of this product present at levels greater than or equal to 0.1% is identified as a known or anticipated carcinogen by NTP.

OSHA: No component of this product present at levels greater than or equal to 0.1% is identified as a carcinogen or potential carcinogen by OSHA.

Reproductive toxicity

no data available

Teratogenicity

May damage the unborn child.

May damage the unborn child.

Specific target organ toxicity - single exposure (Globally Harmonized System)

no data available

Specific target organ toxicity - repeated exposure (Globally Harmonized System)

no data available

Aspiration hazard

no data available

Potential health effects

Inhalation	May be harmful if inhaled. Material is extremely destructive to the tissue of the mucous membranes and upper respiratory tract.
Ingestion	Harmful if swallowed.
Skin	Harmful if absorbed through skin. Causes skin burns.
Eyes	Causes eye burns.

Signs and Symptoms of Exposure

No information available.

Synergistic effects

no data available

Additional Information

RTECS: NI3325000

12. ECOLOGICAL INFORMATION

Toxicity

Toxicity to fish static test LC50 - Leuciscus idus (Golden orfe) - 280 mg/l - 48 h

Toxicity to daphnia and other aquatic invertebrates. EC50 - Daphnia - 341.5 mg/l - 48 h

Toxicity to algae static test EC50 - Scenedesmus quadricauda (Green algae) - 133 mg/l - 72 h

Toxicity to bacteria see user defined free text - other microorganisms - 45 mg/l - 0.5 h

Persistence and degradability

Biodegradability aerobic
Result: 86 % - Readily biodegradable.

Bioaccumulative potential

no data available

Mobility in soil

no data available

PBT and vPvB assessment
no data available

Other adverse effects
no data available

13. DISPOSAL CONSIDERATIONS

Product
Offer surplus and non-recyclable solutions to a licensed disposal company. Contact a licensed professional waste disposal service to dispose of this material. Dissolve or mix the material with a combustible solvent and burn in a chemical incinerator equipped with an afterburner and scrubber.

Contaminated packaging
Dispose of as unused product.

14. TRANSPORT INFORMATION

DOT (US)
UN number: 3263 Class: 8 Packing group: II
Proper shipping name: Corrosive solid, basic, organic, n.o.s. (Imidazole)
Marine pollutant: No
Poison Inhalation Hazard: No

IMDG
UN number: 3263 Class: 8 Packing group: II EMS-No: F-A, S-B
Proper shipping name: CORROSIVE SOLID, BASIC, ORGANIC, N.O.S. (Imidazole)
Marine pollutant: No

IATA
UN number: 3263 Class: 8 Packing group: II
Proper shipping name: Corrosive solid, basic, organic, n.o.s. (Imidazole)

15. REGULATORY INFORMATION

OSHA Hazards
Harmful by ingestion., Corrosive, Teratogen

SARA 302 Components
SARA 302: No chemicals in this material are subject to the reporting requirements of SARA Title III, Section 302.

SARA 313 Components
SARA 313: This material does not contain any chemical components with known CAS numbers that exceed the threshold (De Minimis) reporting levels established by SARA Title III, Section 313.

SARA 311/312 Hazards
Acute Health Hazard, Chronic Health Hazard

Massachusetts Right To Know Components
No components are subject to the Massachusetts Right to Know Act.

Pennsylvania Right To Know Components

	CAS-No.	Revision Date
Imidazole	288-32-4	

New Jersey Right To Know Components

	CAS-No.	Revision Date
Imidazole	288-32-4	

California Prop. 65 Components
This product does not contain any chemicals known to State of California to cause cancer, birth defects, or any other reproductive harm.

16. OTHER INFORMATION

Further information
Copyright 2011 Sigma-Aldrich Co. License granted to make unlimited paper copies for internal use only.

The above information is believed to be correct but does not purport to be all inclusive and shall be used only as a guide. The information in this document is based on the present state of our knowledge and is applicable to the product with regard to appropriate safety precautions. It does not represent any guarantee of the properties of the product. Sigma-Aldrich Co., shall not be held liable for any damage resulting from handling or from contact with the above product. See reverse side of invoice or packing slip for additional terms and conditions of sale.

ANEXO G.
REFERENCIAS DE PRECIOS DE INHIBIDORES

ABREVIATURA	EMPRESA	PRECIO
DTPMP A	MERCK	https://www.sigmaaldrich.com/catalog/product/sigma/d2565?lang=en&region=CO
IC 5480	Información de la tesis	
Imidazolina	ALIBABA	https://spanish.alibaba.com/product-detail/imidazoline-intermediate-for-corrosion-inhibitor-60704065891.html?spm=a2700.galleryofferlist.0.0.744919f4TlyMS4
BTT	MERCK	https://www.chemicalbook.com/ChemicalProductProperty_EN_cb7268117.htm
Imidazol	MERCK	https://www.merckmillipore.com/CO/es/product/Imidazole,MDA_CHEM-814223#anchor_orderingcomp
HSDB 2004	MERCK	https://www.sigmaaldrich.com/catalog/product/aldrich/b103209?lang=en&region=CO
AEPA	GREEN ANDINA COLOMBIA	https://greenandinacolombia.com/herbales/
Imidazolina (2)	ALIBABA	https://spanish.alibaba.com/product-detail/imidazoline-intermediate-for-corrosion-inhibitor-60704065891.html?spm=a2700.galleryofferlist.0.0.744919f4TlyMS4
IBPI	MERCK	https://www.merckmillipore.com/CO/es/product/Imidazole,MDA_CHEM-814223#anchor_orderingcomp
CS-2	ALIBABA	https://spanish.alibaba.com/product-detail/fda-certified-natural-extract-powder-bulk-chitosan-62017781802.html?spm=a2700.8699010.normalList.2.1a6f7646q0kQNG&s=p

CMC	ALIBABA	https://spanish.alibaba.com/product-detail/factory-hot-sales-best-price-sodium-carboxymethylcellulose-cmc-62144438401.html
BIFM	ALIBABA	https://spanish.alibaba.com/product-detail/imidazoline-intermediate-for-corrosion-inhibitor-60704065891.html?spm=a2700.8699010.normalList.2.36ec379eZfAkdb
2PB	MERCK	https://www.merckmillipore.com/CO/es/product/2-Mercaptobenzimidazole,MDA_CHEM-814126
CATA	TIC	https://www.tcichemicals.com/US/en/p/M0976
IM-NH17	ALIBABA	https://spanish.alibaba.com/product-detail/imidazoline-intermediate-for-corrosion-inhibitor-60704065891.html?spm=a2700.galleryofferlist.0.0.744919f4TlyMS4
AIO	ALIBABA	https://spanish.alibaba.com/product-detail/imidazoline-intermediate-for-corrosion-inhibitor-60704065891.html?spm=a2700.galleryofferlist.0.0.744919f4TlyMS4
i-Bi2	MERCK	https://www.merckmillipore.com/CO/es/product/Benzimidazole,MDA_CHEM-821956
TrimC16	MERCK	https://www.merckmillipore.com/CO/es/product/Hexadecyltrimethylammonium-bromide,MDA_CHEM-814119
Fenizidol e	TORONTO RESEARCH CHEMICALS	https://www.trc-canada.com/product-detail/?CatNum=P319920
Triptami na	CHEMIMPEX	http://www.chemimpex.com//products/catalog/others/tryptamine