

01158



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERIA DE SISTEMAS
DISCIPLINA: INNOVACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE LA TECNOLOGÍA

“Tratamiento para inhibir la corrosión por
ampollamiento en las plantas catalíticas
de la industria petrolera”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

P R E S E N T A :

ANDRÉS NOÉ RODRIGUEZ SEVILLA

TUTOR: M. en C. EDUARDO MONTAÑO AUBERT



MÉXICO, D.F.

OCTUBRE 2004

UNAM
POSGRADO

M. 337476



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



INTEGRACIÓN DE JURADO PARA EXAMEN DE GRADO DE MAESTRO T. Alumno: 4040-B*

Comité Académico

Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, UNAM Presente

Fecha: 20.09.2004

Por este conducto, y con base en el artículo 19 del RGEP, solicito la integración del jurado para la presentación de mi examen de grado que, de acuerdo a mi tutor principal y/o comité tutorial, podría estar conformado por los miembros aquí propuestos.

Alumno: Andrés Noé Rodríguez Sevilla

Número de Cuenta: 066119649

C. de Conocimiento: Ing. de Sistemas

Semestre de Ingreso: 2001-2

Plan de Estudios: 11-4053

C. Disciplinario: Innovación y admon. de la tecnología

Fecha de Nac.: 10/11/1949

Table with 2 columns: Jurado (Presidente, Secretario, Vocal, 1er. Suplente, 2do. Suplente) and Entidad Académica o Institución (Facultad de Química, CCADET, Facultad de Ingeniería).

Título de la Tesis: TRATAMIENTO PARA INHIBIR LA CORROSION POR AMPOLLAMIENTO EN LAS PLANTAS CATALITICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA

Atentamente

Firma del Alumno

Vo. Bo. del Tutor Principal

M. en C. Eduardo Montaña Aubert

Teléfono(s): 2161-2481 (trab. 9175-7336) Correo Electrónico: nrodri@imp.mx

Para ser llenado por el SACC.

Se recomienda su aprobación: [] SI [] NO

Observaciones y/o modificaciones: * Se anexa al presente, el documento original solicitado por el alumno.

Nombre y Firma del Presidente del SACC

Fecha: _____

Para ser llenado por el Coordinador del Programa.

Aprobado: [x] SI [] NO

Observaciones y/o modificaciones:

Dr. Wilfrido Rivera Gómez Franco Coordinador del Programa

30 de Septiembre 2004 Fecha de aprobación del CA

Este trabajo se realizó en el Instituto Mexicano del Petróleo que se localiza en Eje Central Norte Lázaro Cárdenas No. 152, México, D.F., C.P. 07730.

El desarrollo y evaluación del inhibidor se llevó a cabo en la División de Productos Químicos, en el Laboratorio de Inhibidores de Corrosión.

La prueba industrial se efectuó en la planta catalítica de la Refinería de Petróleos Mexicanos ubicada en Ciudad Madero, Tamaulipas.

Con la asesoría de:

M. en C. Eduardo Montaña Aubert

Quím. Guadalupe Guzmán Pruneda

Dr. Rafael Martínez Palou

AGRADECIMIENTOS

A mi esposa

María del Carmen García Contreras

A quien corresponde también mis logros debido a su apoyo incondicional, durante 27 años de matrimonio.
Gracias Cariño.

Asistió a la Dirección General de la UNAM a firmar en forma de declaración el contenido de mi trabajo experimental.

NOMBRE: Andrés Noe

Rodriguez Sevilla

FECHA: 22-10-2004

FIRMA: [Firma]

A mis hijos

David, Andrés y Raúl

Por compartir conmigo su entusiasmo, deseo de superación y apoyo moral.
Los quiero mucho.

A mi asesor

M. en C. Eduardo Montaña Aubert

Por su dirección y la confianza depositada en mí.

A mi asesor interno IMP

Dr. Rafael Martínez Palou

Por sus comentarios, observaciones
Y por compartir conmigo sus conocimientos
Incondicionalmente.

A la Quím. Guadalupe Guzmán Pruneda

Por iniciarme en el área de los inhibidores de corrosión para la industria petrolera.

Al Ing. Arquímedes Estrada Martínez

Por todas las facilidades otorgadas durante la elaboración de este trabajo.

A mis compañeros de laboratorio:

Nancy, María Eugenia, Isabel, Joaquín, Aristeo, Arturo I, Arturo II, Jaime.

INDICE

	PAG.
INTRODUCCION	8
PROBLEMA E HIPOTESIS	11
OBJETIVOS	12
I GENERALIDADES	
I.1 ANTECEDENTES	14
I.1.1. ORIGEN DEL PETRÓLEO	15
I.1.2. PROCESAMIENTO DEL PETRÓLEO	17
I.2. LA CORROSIÓN	20
I.3. TIPOS DE CORROSIÓN	23
I.4. MONITOREO DE LA CORROSIÓN	30
I.5. CONTROL DE LA CORROSIÓN	33
I.6. TRATAMIENTO QUÍMICO PARA MANTENER LA CORROSIÓN DENTRO DE VALORES PERMISIBLES	36
I.7. EL PROCESO DE LAS PLANTAS CATALÍTICAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	52

I.8. BENEFICIOS QUE SE OBTIENEN CON LA APLICACIÓN DEL INHIBIDOR DE LA CORROSIÓN POR AMPOLLAMIENTO	61
II DESARROLLO EXPERIMENTAL	
II.1. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE DIFERENTES INHIBIDORES A NIVEL LABORATORIO	63
III RESULTADOS Y DISCUSIÓN	
III.1. FORMULACION DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN IMP	76
III.2 PRUEBA DE CAMPO (TRANSFERENCIA DE TECNOLOGIA)	89
III.3. RESULTADOS DE LA PRUEBA DE CAMPO	94
IV CONCLUSIONES	114
V BIBLIOGRAFIA	117
VI ANEXOS	122
VII GLOSARIO	141

INDICE DE FIGURAS

1. Esquema de bloques de una refinería	19
2. Corrosión uniforme	24
3. Corrosión por picadura	25
4. Corrosión por erosión	26
5. Desgaste por fricción	26
6. Corrosión por cavitación	27
7. Corrosión intergranular	28
8. Corrosión galvánica	28
9. Corrosión por ampollamiento	29
10. Diferentes tipos de cupones de corrosión	31
11. Diagrama de una probeta de hidrógeno	32
12. Síntesis de imidazolinas	42
13. Inhibidor fílmico adherido a la superficie interna de una tubería	44
14. Penetración de hidrógeno en presencia de cianuros	58
15. Circuito dinámico	72

INDICE DE TABLAS

1.	Inhibidores orgánicos de la corrosión de amplio uso en procesos de refinación del petróleo.	40
2.	Clasificación de la toxicidad de un compuesto químico de acuerdo a su LC ₅₀ .	48
3.	Parámetros estandarizados para el desarrollo de las pruebas de toxicidad.	48
4.	Modificaciones a la prueba de herrumbre según su aplicación	66
5.	Tabla de consumos de inhibidores de corrosión en las diferentes Refinerías	77
6.	Resultados de análisis de agua amarga	78
7.	Parámetros de Calificación Según Método NCE TM-01.72.00-78	79
8.	Resultados de la evaluación de imidazolinas por el método de prueba de herrumbre	80
9.	Determinación de la eficiencia de protección contra la corrosión de diferentes amidas por el método NACE ID-182	82
10.	Determinación de la eficiencia de protección contra la corrosión de diferentes imidazolinas por el método NACE ID-182	83
11.	Determinación de la eficiencia de protección contra la corrosión de diferentes imidazolinas + tensoactivos por el método NACE ID-182	84
12.	Parámetros de Calificación en Superficies afectadas por Ampollamiento	86
13.	Resultados de la evaluación de inhibidores de corrosión con Salmuera específica para provocar ampollamiento	87
14.	Monitoreo de la Rapidez de Corrosión en la Sección de Fraccionamiento y Compresión.	95
15.	Monitoreo de la Rapidez de Corrosión en la Sección de Endulzamiento	96

- | | |
|--|-----|
| 16. Análisis de Agua Amarga tomada de los acumuladores D-4, D-6 y D-15. | 97 |
| 17. Condiciones de Operación de Diseño y Reales Reportadas por PEMEX. | 98 |
| 18. Resumen de resultados y Ahorro Obtenido con el Uso del Inhibidor de Corrosión IMP-IC-21. | 113 |

INDICE DE ANEXOS

I.Árbol del petróleo.	123
II.Diagrama de una planta catalítica.	124
III.Cupones de corrosión de la prueba de herrumbre.	125
IV.Actividades de la prueba de campo.	126
V. Cupones de la evaluación de inhibidores de corrosión y ampollamiento por hidrógeno para plantas de desintegración catalítica.	128
VI. Reporte de la rapidez de corrosión en la sección de compresión de la planta catalítica.	139
VII. Resultados de laboratorio en aguas amargas de la sección de compresión de la planta catalítica.	140

INTRODUCCIÓN

INNOVACIÓN TECNOLÓGICA

La tecnología desempeña un papel crítico en la competitividad de la empresa y es uno de los factores intangibles que plantea más dificultad en su gestión. El nuevo escenario se identifica como la aceleración del cambio tecnológico y el acortamiento del ciclo de vida de los productos, de ahí la importancia estratégica de realizar una eficaz gestión de la tecnología en la empresa.

La tecnología puede definirse como el medio para transformar ideas en procesos o servicios, que permita además de mejorar, desarrollar procesos. Sin embargo y aunque su raíz etimológica la reduce a la ciencia de las artes industriales, no consiste únicamente en métodos, maquinas, procedimientos, instrumental métodos de programación, materiales y equipo que pueden comprarse e intercambiarse, sino que es también un estado del espíritu, la expresión de un talento creador y la capacidad de sistematizar los conocimientos para su aprovechamiento por el conjunto de la sociedad.

El pensamiento moderno ha llegado a establecer que la tecnología no debe considerarse como un medio de producción externo que puede adquirirse en cualquier momento, sino como un *input* que pueda perfeccionarse o generarse a través del propio proceso transformador. Además, la perfecta comprensión de la tecnología hace necesario que llegue a dominarse el proceso de Innovación Tecnológica, que hace referencia al conjunto de decisiones relativas a la tecnología (creación, adquisición, perfeccionamiento, asimilación y comercialización) lo que incluye la estrategia tecnológica y la transferencia de tecnología.

Las innovaciones tecnológicas pueden clasificarse atendiendo a su originalidad en:

-**Radicales**, se refiere a aplicaciones fundamentalmente nuevas de una tecnología, o combinación original de tecnologías conocidas que dan lugar a productos o procesos totalmente nuevos.

-**Incrementales**, son aquellas que se refieren a mejoras que se realizan dentro de la estructura existente y que no modifican sustancialmente la capacidad competitiva de la empresa a largo plazo.

La innovación tecnológica puede ser de:

-**Producto**, se considera como la capacidad de mejora de propio producto o el desarrollo de nuevos productos mediante la incorporación de los nuevos avances tecnológicos que le sean de aplicación o a través de una adaptación tecnológica de los procesos existentes. Esta mejora puede ser directa o indirecta, directa si se añaden nuevas cualidades funcionales al producto para hacerlo más útil, indirecta, esta relacionada con la reducción de coste del producto a través de cambios o mejoras en los procesos u otras actividades empresariales con el fin de hacerlas más eficientes.

-**Proceso**, consiste en la introducción de nuevos procesos de producción o la modificación de los existentes mediante la incorporación de nuevas tecnologías. Su objeto fundamental es la reducción de costes, pues además de tener una repercusión específica en las características de los productos, constituye una respuesta de la empresa a la creciente presión competitiva en los mercados.

Definición de Empresa Innovadora

La Empresa Innovadora logra transformar los avances científicos tecnológicos en nuevos productos y procesos, mediante la adecuada y efectiva vinculación de la

ciencia, la tecnología, la producción las necesidades sociales y requerimientos del mercado nacional e internacional.¹

La innovación es una característica común en cualquier economía y en cualquier mercado. Las empresas compiten por la innovación constantemente, configuran sus equipos de trabajo y crean las condiciones que permitan que la organización favorezca esa innovación. Pero no es fácil principalmente porque las ideas innovadoras no surgen espontáneamente, sino que surge en los momentos más inesperados y en las condiciones más extremas. Por eso mismo, la innovación no se persigue, sino que se alcanza. Requiere equipos de trabajo comprometidos, voluntad empresarial para asumir determinados riesgos y, principalmente un duro trabajo.²

Para romper el esquema de dependencia tecnológica en el que en está inmerso nuestro país, se necesitan tres ámbitos muy importantes, que deben estar muy bien consolidados para que esto pueda suceder. Uno el académico, dos el sector científico y tecnológico ubicado esencialmente en las universidades y centros de investigación y tres el sector industrial encargado de la implementación de todos estos desarrollos y procesos: Además un sector gubernamental encargado de acciones, instrumentos y leyes que permitan promover el desarrollo científico y tecnológico.³

PROBLEMA

Debido al procesamiento de petróleos crudos más pesados y con mayor número de contaminantes, como azufre y nitrógeno, durante los últimos años se han incrementado los problemas de corrosión y ampollamiento por hidrógeno en las plantas de desintegración catalítica en la industria petrolera.

De aquí surge la necesidad de desarrollar aditivos, que ayuden a controlar la corrosión y el ampollamiento por hidrógeno causado por altas concentraciones de bisulfuros, amoníaco y cianuros, en los residuos acuosos (aguas amargas), de la sección de recuperación de vapores.

HIPÓTESIS

“Si se adiciona un inhibidor de corrosión específico para inhibir el ampollamiento en donde se presenta éste tipo de corrosión, en las plantas de desintegración catalítica, se aumenta la vida útil de los equipos, se reduce el mantenimiento, se evitan paros de planta no programados, ahorrando con esto mano de obra por mantenimiento, costos de reposición de equipos, pérdida de producción por paro de planta, además se evitan los riesgos que implica tener un accidente (explosión) por reducción del grosor de las paredes de los equipos”.

OBJETIVOS DE ESTE TRABAJO

- 1. Obtener un inhibidor de corrosión mediante formulación, análisis y evaluación de algunos aditivos químicos que permitan controlar y mantener dentro de los valores permisibles la corrosión por ampollamiento que se presenta en las plantas catalíticas de la industria petrolera.**
- 2. Evaluación costo-beneficio de la aplicación del mismo, para conocer su rentabilidad, y determinar su posible aplicación a nivel industrial.**

I. GENERALIDADES

**La innovación además de ingenio, de la idea brillante,
de los conocimientos y el talento,
es trabajo, esfuerzo y dedicación.**

1.1. ANTECEDENTES

En la mayoría de la industria cuyas instalaciones están constituidas por estructuras metálicas, se presenta invariablemente el fenómeno de corrosión. Este problema origina pérdidas materiales muy importantes debido a la reposición parcial o total de equipos y estructuras, así como pérdidas económicas por paros en las plantas para hacer reparaciones.

Las pérdidas materiales y las consecuencias de la corrosión tienen un costo tan elevado, que en algunos países como Estados Unidos e Inglaterra se estiman del orden del 3% al 4% del Producto Interno Bruto.

La corrosión tiene repercusiones no solamente económicas, sino también en el aspecto social ya que se ven involucradas la seguridad y la salud de las personas que trabajan en las industrias o que habitan en ciudades cercanas. Regularmente se publican libros y revistas especializadas en donde se considera que cada caso de corrosión que se presenta es un problema específico que hay que tratar de manera particular.

Uno de los métodos más comúnmente usados para reducir la corrosión en procesos de refinación de petróleo es a través de la aplicación de inhibidores de corrosión, específicos para cada etapa del proceso.⁴

En nuestro país El Instituto Mexicano del Petróleo ha dedicado grandes esfuerzos a estudiar los problemas de la corrosión en nuestra primera industria.

En este trabajo se discuten diferentes aspectos teóricos relacionados con el fenómeno de la corrosión y las formas de mitigarlo; en particular se analiza la corrosión por ampollamiento en plantas catalíticas en Refinerías de Petróleo en nuestro país y los resultados de la evaluación de la aplicación de inhibidores de la corrosión a tal fin. Se incluye una evaluación económica de la aplicación de estos productos, resultado de más de 20 años de investigación en el área por parte del Instituto Mexicano del Petróleo.

Una de las preocupaciones más frecuentes en diferentes ramos de la industria es el problema de la corrosión, efecto que ataca a la mayoría de los metales y debilita su estructura. Incluso, este fenómeno llega a poner en riesgo a sistemas completos de producción, como es el caso de las industrias química y petrolera, esta última es el objetivo principal del presente trabajo.

Se entiende por corrosión la interacción de un metal con el medio que lo rodea, produciendo el consiguiente deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas; se pretenden enfocar varios puntos de vista sobre el tema que es de suma importancia en el mantenimiento de partes metálicas, en vista de los efectos indeseables que la corrosión deja en equipos, maquinarias y estructuras.⁵

1.1.1. ORIGEN DEL PETROLEO ⁶

La palabra petróleo es una castellanización del latín *petroleum* (de *petra*, piedra y *oleum*, aceite). Los aztecas y chichimecas lo conocieron y lo denominaron *chappotli* o *chapopoctli* (del náhuatl *chiahuatl* grasa y *poctli* humo).

La formación del petróleo se entiende hoy como una serie compleja de procesos geoquímicos ocurridos a lo largo de millones de años. Su origen se debe a la lenta descomposición de la materia orgánica acumulada en cuencas marinas y lacustres.

El proceso de sedimentación y enterramiento propició los procesos químicos a altas presiones y temperaturas que dieron como resultado el aceite crudo y el gas natural, dentro de un ambiente rocoso. En ocasiones, estas acumulaciones profundas del petróleo adquieren altas presiones y encuentran fracturas o grietas, por las cuales el aceite emigra hacia la superficie.

Originalmente, en México se encontró petróleo a flor de tierra, en las llamadas chapopoterías naturales u ojos de aceite. Es hacia fines del siglo XVII cuando se percata de su valor real y se inicia su explotación en formas diversas y rudimentarias. En los Estados Unidos fue construida la primera instalación refinadora por Barnstall y Ebbot en la ciudad de Titusville (Estado de Pensilvania) en 1860.⁷

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos gaseosos y sólidos disueltos en hidrocarburos líquidos, además contiene otros compuestos orgánicos de azufre, oxígeno y nitrógeno, como impurezas; incluye agua, en la cual están disueltos compuestos inorgánicos.

En la mayoría de los petróleos crudos, el carbono y el hidrógeno representan más del 98% en peso de su composición, donde el por ciento de carbono se encuentra entre 83-87% y el hidrógeno de 11-14%, los demás elementos (oxígeno, nitrógeno y azufre) representan décimos o centésimos del por ciento total del petróleo crudo.

El petróleo crudo se encuentra en yacimientos y se obtiene industrialmente perforando terrenos en donde existen acumulaciones de petróleo crudo y gas.

Después de ser extraído es enviado a tanques separadores, donde por diferencia de densidades se separa el agua (o con la ayuda de agentes desemulsificantes). Posteriormente es enviado a través de oleoductos a los centros de refinación para su procesamiento.

1.1.2. PROCESAMIENTO DEL PETRÓLEO ⁸

El proceso se inicia con el precalentamiento de crudo, proveniente de los tanques de almacenamiento, este se lleva a cabo en trenes de intercambio térmico (generalmente contra productos de destilación) para alcanzar la temperatura requerida a fin de llevar a cabo el desalado del crudo, que es del orden de 139 a 165°C, dependiendo del crudo a procesar, (Figura 1).

El producto del domo de la torre de despunte constituye la nafta de despunte, que se envía a fraccionamiento, y el gas amargo, que se comprime para usarse como gas combustible.

El fraccionamiento de nafta tiene como función estabilizar la nafta de despunte al separar los hidrocarburos ligeros, como el gas licuado del petróleo (LPG).

El LPG se envía a la red de gas combustible, mientras que la nafta a hidrodesulfuración.

En la torre de destilación atmosférica, se lleva cabo el fraccionamiento de crudo para obtener los diferentes "cortes" de hidrocarburos como son: nafta o gasolina primaria, turbosina, querosina, diesel (95% a 360°C máx.) y gasóleo pesado.

La turbosina, la querosina y el diesel se envían desde su punto de extracción hacia un agotador, con el fin de ajustar sus especificaciones como producto.

El producto de fondos de la torre atmosférica, se envía como carga a la planta de destilación al vacío.

La hidrodesulfuración es un proceso de refinación en donde se utiliza un catalizador selectivo, en combinación con una corriente de gas rica en hidrógeno, para descomponer los compuestos de azufre, oxígeno, nitrógeno y cloruros, así como para saturar las olefinas presentes en las gasolinas, también se elimina agua obteniéndose un producto seco y libre de impurezas.

El craqueo catalítico, representa uno de los métodos principales de producción de los componentes de base de las gasolinas. Las ventajas del craqueo catalítico consisten, en primer término, en rebajar en cierto grado la temperatura del craqueo y desarrollar el proceso a presión baja, como resultado de la aceleración general del proceso. En segundo término, la acción selectiva del catalizador acelera las reacciones que implican la acumulación de árenos, isoalcanos, e isoalquenos, que poseen altos índices de octano*. El producto requerido de este proceso es la fracción de gasolinas con alto índice de octano.

*ver glosario (número de octano).

En las secciones de fraccionamiento y compresión de gas de las plantas catalíticas, se registran valores de corrosión por encima de los permitidos por lo que es necesario aplicar inhibidores de corrosión específicos que permitan controlar este tipo de problemas, alargando en consecuencia la vida útil de los equipos y reduciendo los costos de operación y mantenimiento.⁹

Una representación gráfica de la industria del petróleo es representada semejando a un frondoso árbol cuyo tronco es el petróleo crudo más gas natural (anexo 1), sus ramas principales son los efluentes de la destilación primaria, y cada una de éstas se deriva hacia diversos procesos posteriores.

Refinerías Típicas

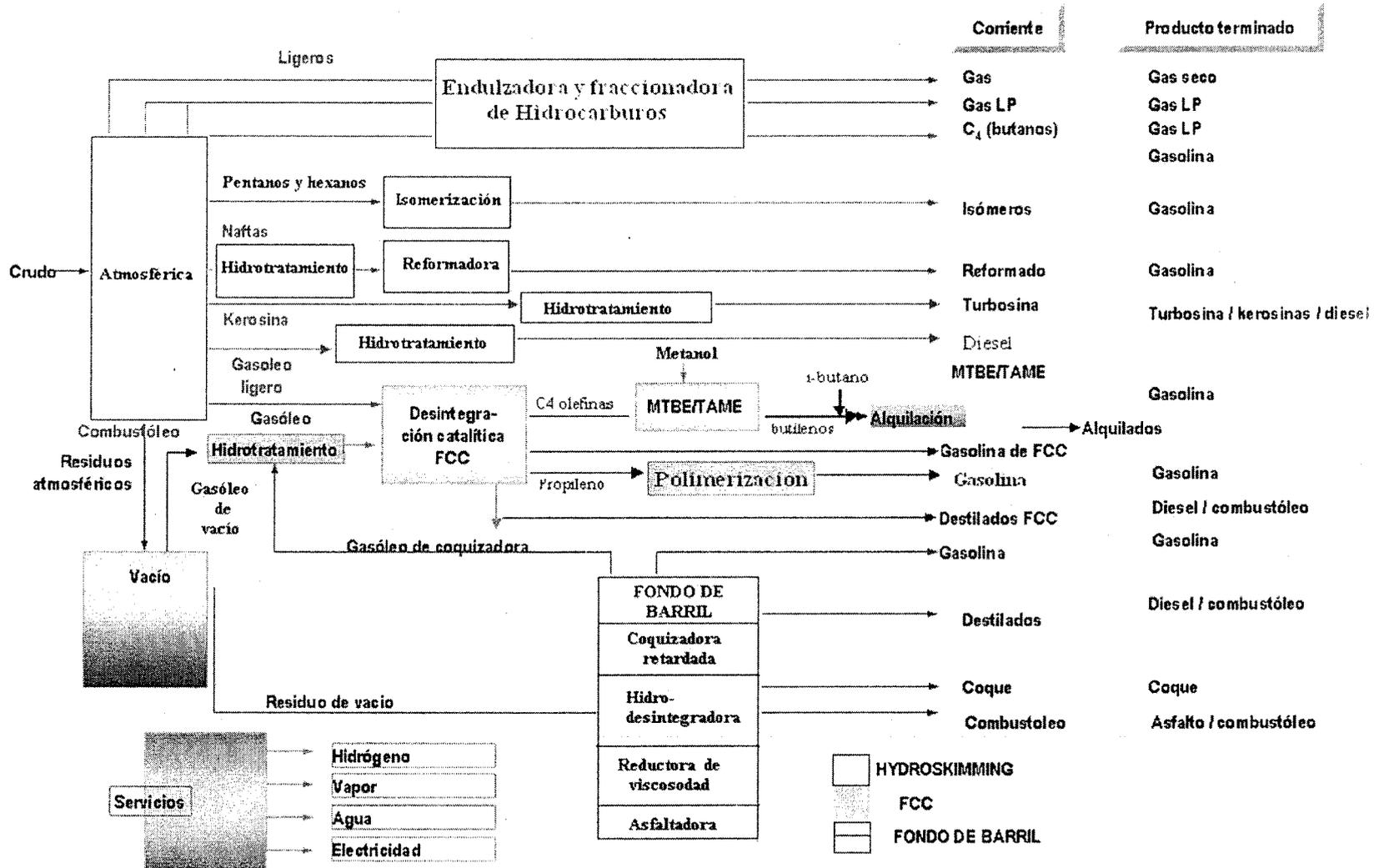


Figura 1. Diagrama de Bloques de una Refinería

1.2. LA CORROSION

La definición más común empleada para el término corrosión es la destrucción lenta, constante e irreversible de un material debido a una reacción química o electroquímica con el medio ambiente.

La corrosión es la forma que la naturaleza tiene para regresar los metales procesados como acero, cobre y cinc a su estado original como compuestos químicos o minerales. También puede considerarse como la causa general de la alteración y destrucción de la mayor parte de los materiales naturales o de los fabricados por el hombre.

Casi todos los metales se encuentran en la naturaleza en forma de óxidos, sulfuros, carbonatos, silicatos, etc. y también pueden considerarse como los estados termodinámicamente más estables. La refinación, la recuperación metálica y algunos tratamientos metalúrgicos son las formas más comunes para obtener metales puros. La exposición de estos metales puros al medio ambiente produce un proceso de corrosión, a menos que el material este protegido.

Algunos metales nobles como el oro y el platino tienen una excelente resistencia a la corrosión; sin embargo, el costo de estos metales hace prohibitiva su aplicación en el diseño de plantas químicas. La corrosión ocurre cuando en una reacción los productos son más estables que los reaccionantes.

Un estudio efectuado por el "National Bureau of Standards" de los Estados Unidos (Efectos económicos de la corrosión metálica de los Estados Unidos, Departamento de Comercio, 1979) señala que tomando como base el año 1975, los costos totales de la corrosión metálica pueden estimarse del orden de los 70 billones de dólares, lo cual supone un 4.2 % del Producto Interno Bruto (PIB) de los E.U.A.

El estudio señala que aproximadamente un 15% (de los 70 billones de dólares), o sea 10.5 billones de dólares, pudo haberse evitado.

En un país de un nivel de desarrollo tecnológico más parecido a México, como Egipto, se ha realizado un estudio similar. Durante una investigación en la que se invirtió un periodo de 3 años, se evaluaron los efectos económicos provocados por la corrosión de los materiales metálicos, los cuales se estimaron en aproximadamente 475 millones de dólares, un 4.9 % de PIB de Egipto.⁴

Para varios países el costo de la corrosión representa aproximadamente entre un 2 y un 4 % del PIB. Un estudio realizado en la Gran Bretaña, conocido como informe Hoar, precisa que para este país los costos debidos a la corrosión soportados por algunos sectores industriales se pueden desglosar aproximadamente así: transportes (26%), naval (21%), la industria de la construcción (18 %), el petróleo y la química (13%), muchos de los estudios efectuados han señalado que entre un 20 y un 25% del costo total de la corrosión pudiera haberse evitado, mediante la aplicación de las diferentes técnicas anticorrosivas existentes y con una mayor toma de conciencia de los riesgos que conlleva la corrosión. Más allá de la frialdad de los números y de los porcentajes del PIB, los problemas derivados de la corrosión se dejan sentir en tres vertientes:

- a) Económicas (pérdidas directas e indirectas).
- b) Conservación de recursos (agotamiento de las reservas naturales).
- c) Seguridad humana (fallos fatales en medios de transporte, corrosión de contenedores que contienen residuos radioactivos, escapes en tuberías de refrigeración de plantas nucleares, reactores de alta temperatura y alta presión en la refinación del petróleo).

La pérdida de vidas humanas es, desgraciadamente, una posibilidad que se puede presentar como consecuencia directa o indirecta de la corrosión.⁷

Lamentablemente, en México no se dispone de un estudio del que puedan estimarse las pérdidas debidas a la corrosión.

1.3. TIPOS DE CORROSION ¹¹

CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN SEGÚN LAS CAUSAS QUE LA ORIGINAN

La corrosión puede originarse por causa:

- Física
- Química
- Electroquímica
- Microbiológica

La corrosión física, es ocasionada por golpes sobre el material, esfuerzos o agotamiento del material.

La corrosión química, es ocasionada por el oxígeno, azufre, flúor, cloro u otros gases que actúan directamente sobre el metal, en las condiciones necesarias del medio ambiente que faciliten que se lleve a cabo ésta.

La corrosión electroquímica, es un proceso espontáneo que denota la existencia de una zona anódica, una zona catódica y un electrolito; se requiere asimismo de contacto eléctrico entre la zona anódica y la catódica.

La corrosión Microbiológica; es ocasionada por algunos microorganismos, especialmente las bacterias que se depositan sobre el metal convirtiendo esa área en su residencia. Éstos se alimentan del nitrógeno, oxígeno, hidrógeno o carbón del medio ambiente y propician la corrosión bajo depósito.

FORMAS DE CORROSION

La corrosión se presenta en varias formas (uniforme, picadura, erosión, desgaste por fricción, cavitación, intergranular, galvánica, ampollamiento y fragilización por hidrógeno) y éstas van a depender del medio en el que se encuentren los materiales expuestos. Así, conociendo el tipo de ataque que presenten los materiales, se tendrá una noción del tipo de corrosión y del método que se deberá emplear para la solución de este problema.

a) CORROSIÓN UNIFORME

Este es el ataque más común asociado con una alta rapidez de corrosión. Es la pérdida de la superficie del metal a través de un sitio anódico. La apariencia de la superficie corroída es relativamente uniforme, pero manifiesta aspereza. Esto es conocido también como ataque de corrosión general.

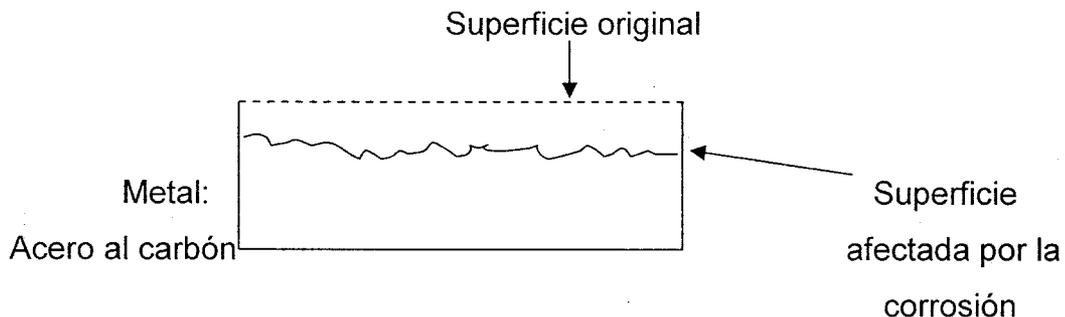


Figura 1. Corrosión uniforme: Se puede apreciar cómo la corrosión afecta regularmente toda la superficie del metal.

Fuente: Referencia 14.

b) PICADURA:

Este es un tipo de ataque localizado. Algunas de las superficies metálicas están libres de corrosión, pero pequeñas áreas localizadas se corroen rápidamente. Esto es causado cuando los sólidos de algún producto de corrosión, o sales de neutralización se crean sobre la superficie metálica acelerando la corrosión. Esto da como resultado pequeños huecos profundos llamados picaduras, los cuales pueden llegar a penetrar el espesor del material en un tiempo corto.

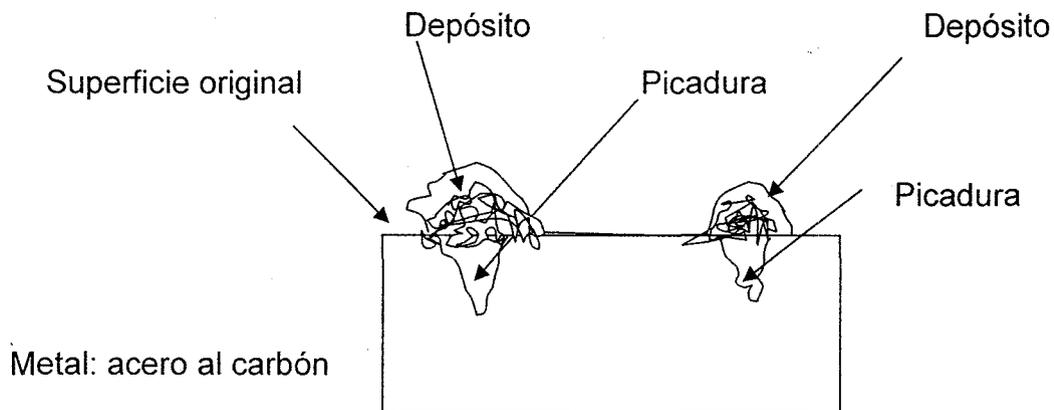


Figura 2. Corrosión por picadura: Esta corrosión sucede debajo del depósito de productos de la corrosión o de sales de neutralización.

Fuente : Referencia 14.

c) EROSIÓN

Esta asociado con una alta velocidad del fluido. La alta velocidad causa que el producto de corrosión sea desalojado de la superficie metálica resultando una exposición descubierta del metal y el cual puede ser corroído nuevamente, causando un ataque acelerado. Este tipo de corrosión se agrava aún más cuando los fluidos contienen partículas sólidas que son más duras que la superficie metálica, golpeando de esa manera el metal.

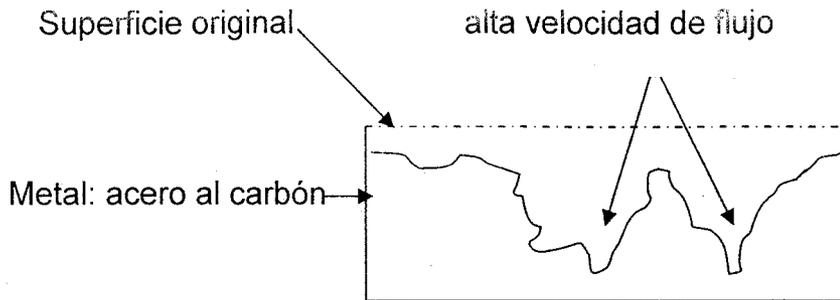


Figura 3. Erosión: La alta velocidad de flujo de los hidrocarburos, retira el producto de corrosión de la superficie metálica, quedando expuesta nuevamente a la corrosión.

Fuente: Referencia 14.

d) DESGASTE POR FRICCIÓN

Resulta de un ligero movimiento (como vibración) de dos metales en contacto; uno o ambos metales pueden conducir a una serie de picaduras en la superficie del metal.

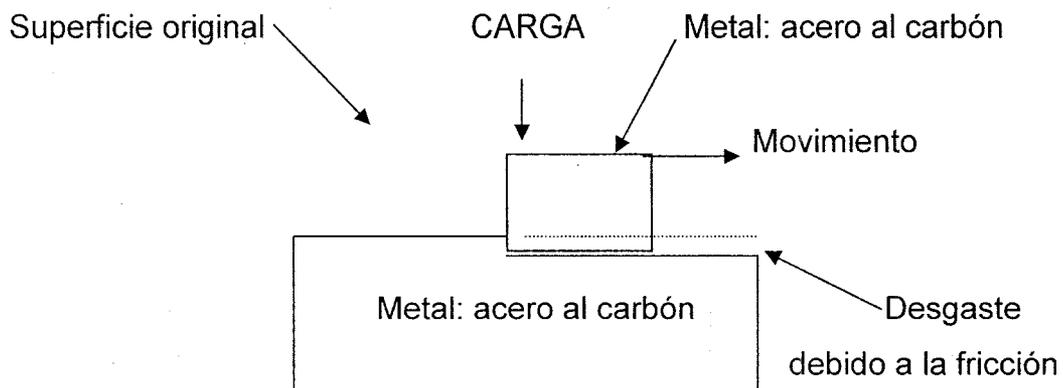


Figura 4. Desgaste por fricción: El movimiento continuo de un metal sobre otro causa desgaste de los metales.

Fuente: Referencia 14.

e) CAVITACIÓN

Resulta de la formación y rompimiento de burbuja de vapor en una corriente de líquido que pasa sobre una superficie, causando una secuencia de picaduras, algunas veces semejando un panel de pequeñas grietas profundas.

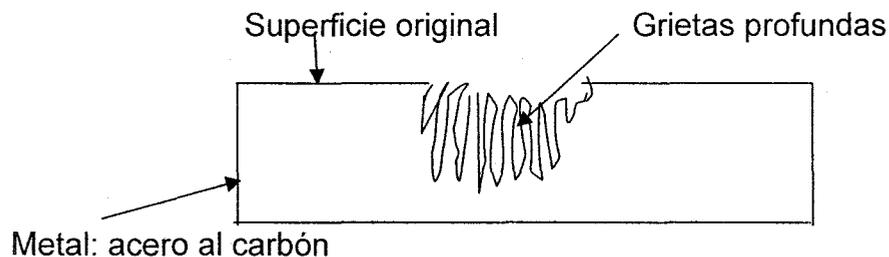


Figura 5. Corrosión por cavitación: Se observan grietas profundas causadas por el rompimiento de burbujas de vapor que golpean en la superficie del metal.

Fuente: Referencia 14.

f) INTERGRANULAR

Este es un tipo de ataque localizado en las uniones granulares de un metal, resultando una pérdida de resistencia y ductibilidad, el ataque es rápido, penetrando profundamente en el metal y algunas veces causando fallas catastróficas. Esta forma de corrosión se genera cuando los tratamientos de calor se usan inadecuadamente, y también cuando las piezas metálicas están soldadas incorrectamente.

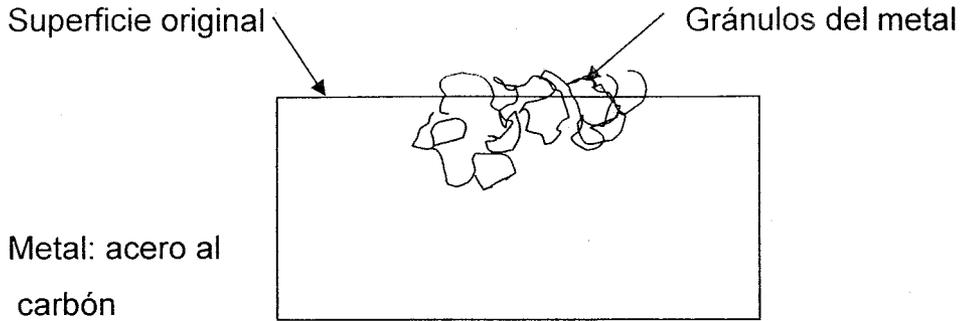


Figura 6. Corrosión intergranular: Se puede presentar en la unión de dos metales mediante soldadura debido a la alta temperatura al ser soldadas.

Fuente: Referencia 14.

g) GALVÁNICA

Cuando en un electrolito que contiene un agente oxidante se encuentran dos metales diferentes y éstos están unidos, el metal más reactivo se corroerá y el otro no. Este acoplamiento de metales diferentes es referido como un par bimetálico. Este ataque puede ser extremadamente destructivo, acelerando drásticamente la rapidez de corrosión del más reactivo.

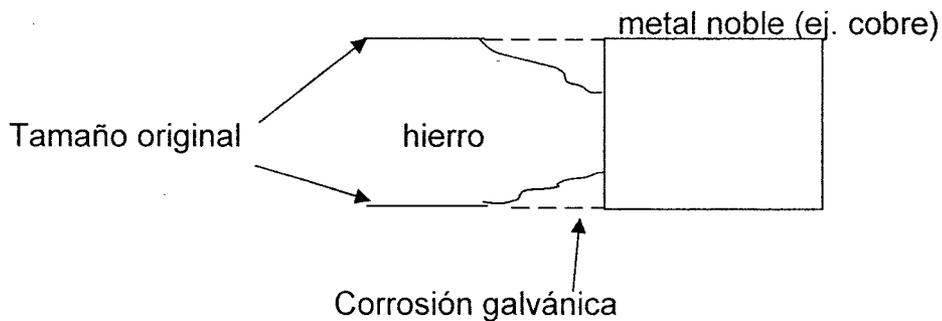


Figura 7. Corrosión galvánica: Se presenta cuando están en contacto dos metales diferentes por ejemplo, hierro y cobre, el metal más reactivo será corroído, en este caso el hierro.⁵

5. Fuente: Referencia 14.

h) AMPOLLAMIENTO Y FRAGILIZACIÓN POR HIDRÓGENO

Está asociada con los átomos de hidrógeno que se producen sobre la superficie metálica, en un medio acuoso, por una reacción de reducción. Los átomos de hidrógeno penetran en el metal si hay algún defecto macroscópico, permitiendo que éstos se combinen con otros átomos de hidrógeno, formando hidrógeno molecular los que son liberados al medio. Otra porción de hidrógeno es atrapada en el metal estableciendo suficiente presión para causar ampollamiento.

Este tipo de corrosión se manifiesta con frecuencia en las plantas catalíticas en procesos de refinación.

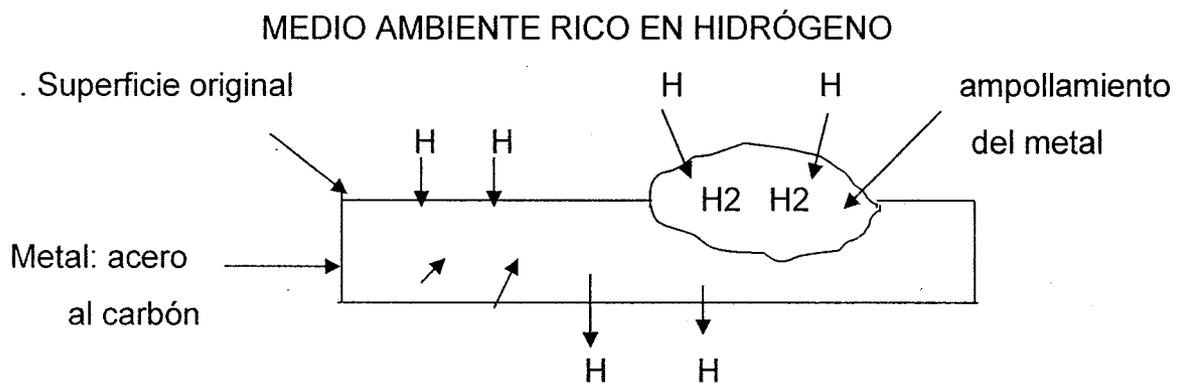


Figura 8. Ampollamiento: Al penetrar los átomos de hidrógeno en el metal y formar el hidrógeno molecular hace que se formen ampollas en el metal reduciendo su resistencia.

Fuente: : Referencia 16.

1.4. MONITOREO DE LA CORROSION ¹²

MONITOREO DE LA CORROSIÓN EN LAS PLANTAS CATALÍTICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA

Un programa de inhibición de la corrosión debe ser monitoreado continuamente para asegurar que se está logrando la protección deseada.

La medición de la corrosión es el método cuantitativo, por medio del cual podemos conocer la efectividad del control que se está llevando a cabo, además proporciona retroalimentación que hace posible que se optimicen los métodos de control y prevención de la corrosión.

El monitoreo se puede hacer mediante los siguientes métodos:

1-Monitoreo de carga, haciendo análisis a la carga que entra a la planta para conocer algunas características de la misma y contenido de posibles agentes corrosivos.

2- Monitoreo de agentes corrosivos, mediante análisis de las aguas amargas de los acumuladores como son el pH, cloruros, sulfuros, amonio, tiocianatos y cianuros.

3-Monitoreo de la corrosión. Esté se hace de las siguientes maneras:

- a) Con cupones gravimétricos localizados en lugares donde se quiere medir la corrosión.

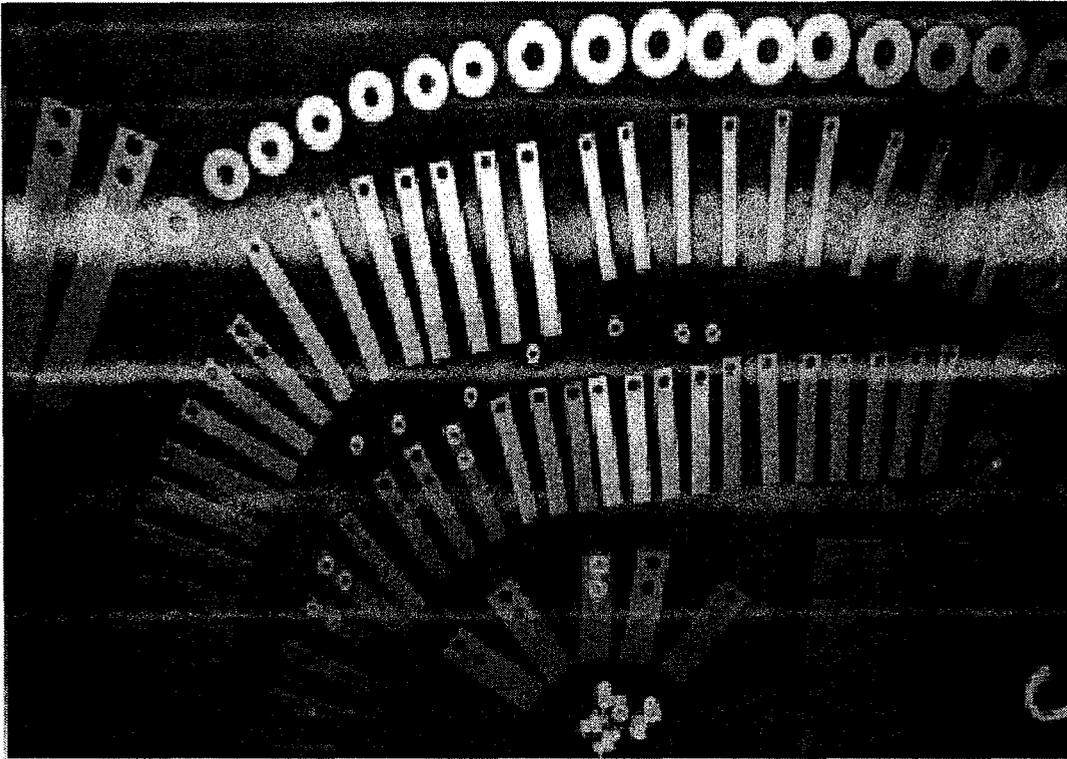


Figura 9. Se presentan diferentes tipos de cupones de corrosión que son instalados en los procesos o conductos de transporte de petróleo crudo o derivados.

Fuente: Catalogo proveedor de cupones Control 5.

b) Con probetas corrosimétricas. Estas probetas son instaladas en los lugares que se desea monitorear y por medio de un corrosómetro que se conecta a la probeta se envía una cantidad de corriente y dependiendo de la cantidad de corriente recibida se conoce si ha habido corrosión y la velocidad de ésta.

c) Analizando el contenido de hierro y cobre en las aguas amargas de los acumuladores.

- d) Mediante probetas de hidrógeno, que se muestra en la figura 10, localizadas en la torre absorbedora, en el acumulador de compresión 2° paso, torre contactora gas-amina y en el separador de líquidos de entrada de sección de amina.

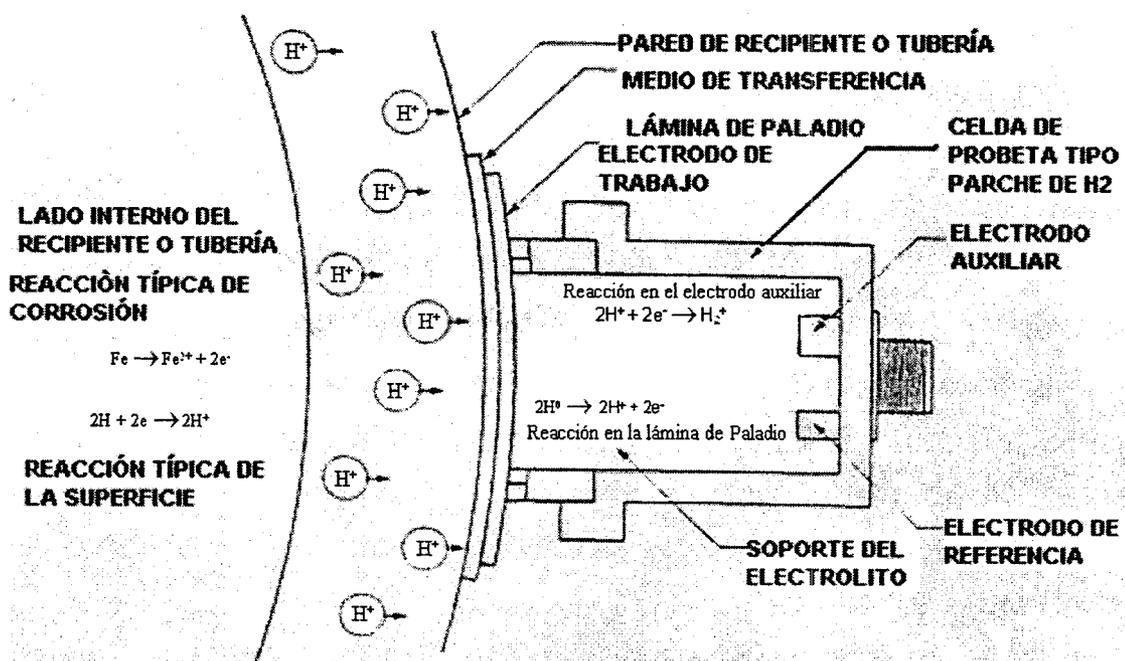


Figura 10. Diagrama de una probeta de hidrógeno tipo parche, que se instala en los lugares donde se presenta la corrosión por hidrógeno.

Fuente: Información técnica de la Cia. Cosasco^R Hydrogen Probes.

1.5. CONTROL DE LA CORROSION

Para reducir en parte el problema de la corrosión se toman varias medidas preventivas tales como:

a) **Protección catódica.**- Este es un método eficaz para controlar la corrosión en estructuras enterradas o inmersas en un electrolito, de acuerdo al modo de operar, se clasifican como de corriente impresa* y por ánodos de sacrificio*.

* Ver glosario

b) **Protección con recubrimiento anticorrosivo.**- se utiliza principalmente para formar una barrera física entre el ambiente corrosivo y la estructura a proteger. Se usa principalmente en elementos metálicos expuestos a la atmósfera.

c) **Inhibidores de corrosión.**- Sustancias que, adicionadas en concentraciones pequeñas (partes por millón) al medio corrosivo, disminuye eficazmente la rapidez de corrosión. Este método tiene su principal campo de aplicación en los interiores de tuberías, recipientes y equipos de proceso.

CONTROL PARA REDUCIR EL ATAQUE DE LA CORROSIÓN EN LAS PLANTAS CATALÍTICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA

Las estrategias que se siguen son:

1- Evitando que se depositen las sales corrosivas que se forman dentro del sistema como los iones bisulfuro de amonio NH_4HS , mediante la adición de agua

de lavado para diluir la concentración de los compuestos corrosivos y evitar así el depósito de sales (NH_4HS).

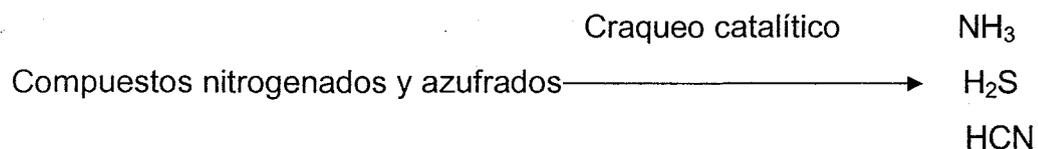
2- Formando películas para reducir el ataque de los agentes corrosivos en fase acuosa y en fase hidrocarburo, con el uso de inhibidores de corrosión filmicos, solubles en agua y/o solubles en hidrocarburo.

Estos inhibidores forman una película y evitan el ataque de los iones bisulfuro (HS^-) e iones cianuro (CN^-) y evitan también la penetración del hidrógeno atómico en el metal.

3- Controlando y/o bloqueando el ataque de los compuestos promotores de los agentes corrosivos.

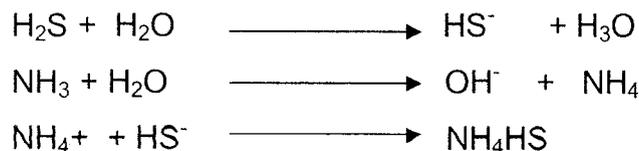
4- Usando bloqueadores del ión CN^- , de esta manera se desactivan los efectos de los iones cianuro.

Las especies químicas que se producen durante el proceso de craqueo catalítico, son los que desencadenan los mecanismos corrosivos en las plantas catalíticas.



MECANISMOS DE CORROSIÓN:

a) Formación del ión bisulfuro en medios alcalinos y bisulfuro de amonio.

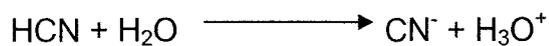


b) Reacción del bisulfuro con las superficies metálicas.

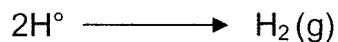


En este paso se forma la película protectora de sulfuro de hierro.

c) Formación de ion cianuro y remoción de la película protectora de sulfuro de hierro.



d) Disolución del hidrógeno atómico dentro del metal y su recombinación en hidrógeno molecular formando la corrosión por ampollamiento.



Se puede observar en las ecuaciones que el hidrógeno atómico es un producto parcial de algunas reacciones de corrosión y en presencia de iones cianuro que remueve la capa protectora de sulfuro de fierro, algunos átomos de hidrógeno, se difunden a través del acero y llegan a ser retenidos donde se recombinan entre sí formando unas presiones internas muy fuertes que excede la fuerza del acero formando ampollas. (Ver Fig. 8, p. 29).

1.6. TRATAMIENTO QUÍMICO PARA MANTENER LA CORROSIÓN DENTRO DE VALORES PERMISIBLES

Debido a que se incrementa mucho el costo de equipos construidos con materiales resistentes a la corrosión, es común el uso de inhibidores de corrosión como alternativa práctica, económica y sencilla.

En un trabajo reciente en los Estados Unidos se indica que en sus industrias se gastaron en 1986 aproximadamente \$ 798 millones de dólares en 154 millones de toneladas de inhibidores para la corrosión. Este mercado está compartido en un 39% (\$311 MM US) de inhibidores inorgánicos (para torres de enfriamiento por ejemplo, sulfonatos, fosfonatos) y en un 61% (\$486 MM US) de inhibidores orgánicos; por ejemplo aminas, aminas cíclicas, y cuaternarias, amidoaminas, dietilaminas, imidazolinas y ácidos grasos, usados principalmente como inhibidores de corrosión en la industria del petróleo, en la producción de gas, refinerías y líneas de conducción del petróleo y sus productos.¹³

INHIBIDORES DE LA CORROSIÓN (IC)

Un IC es una sustancia química orgánica o inorgánica o más comúnmente una formulación a partir de éstos, que se agrega en pequeñas cantidades (partes por millón, ppm) al medio corrosivo, con el fin de retardar o disminuir el proceso de la corrosión de la superficie a proteger.

TIPOS DE INHIBIDORES DE LA CORROSIÓN ^{14, 15}

Como ya se mencionó con anterioridad uno de los métodos más empleados para controlar los efectos de la corrosión es la aplicación de IC. En este trabajo se hará un análisis de los IC, particularizando especialmente en los que resultan de interés dentro de la Industria Petrolera. Se hará un énfasis especial en los IC base

imidazolinas, que son el objetivo central de este estudio. Dado que las formulaciones a base de éste han mostrado un excelente desempeño en el control de la corrosión por ampollamiento en las plantas catalíticas.

Los IC generalmente son formulaciones conformadas por uno o más principios activos y los vehículos adecuados (otros aditivos y disolventes) que propician la compatibilidad con el medio y hacen viable el transporte del principio activo a la zona que se desea proteger (superficie metálica).

Las propiedades que debe reunir un IC son:

- Deberá reducir la rapidez de corrosión.
- El principio activo del IC deberá estar en contacto con el metal que será protegido.
- No deberá tener efectos colaterales.

SINERGIA

En ocasiones dos componentes o principios activos de una formulación pueden presentar una eficiencia superior cuando se encuentran mezclados a la que se obtendría de la sumatoria de las eficiencias que se obtienen cuando son empleados de manera individual a la misma concentración. Este efecto es conocido como sinergia o efecto sinérgico y es muy empleado en la formulación de un IC.

CLASIFICACION DE LOS INHIBIDORES DE CORROSION ^{14, 15,16, 17, 18}

Los IC pueden clasificarse de diferentes formas según la aplicación específica dentro de los procesos de refinación de petróleo:

- Inhibidores de incrustación
- Inhibidores de ampollamiento
- Inhibidores para altas temperaturas
- Inhibidores para medios ácidos amargos
- Inhibidores para medios básicos amargos
- Inhibidores para aguas de enfriamiento

Los IC pueden clasificarse también de acuerdo al tipo de material a proteger. En los procesos de refinación del petróleo son de especial interés los IC para acero al carbón, en el cual el componente fundamental es el hierro, y los inhibidores para las aleaciones cobre-zinc (Admiralty), que son los materiales comúnmente empleados en el diseño de las refinerías.

Los IC también pueden clasificarse de acuerdo al tipo de compuestos que conforma el principio activo de la formulación en inorgánicos, orgánicos y biocidas.

Inhibidores de Corrosión Inorgánicos^{19,20}

Son aquellos en los cuales el principio activo es un compuesto inorgánico (ver glosario).

Una de las formas simples de mejorar la pasividad de un metal es la adición de sales de metales electropositivos en el medio. Estos iones metálicos deben presentar un potencial de óxido-reducción (redox) más positivos que el metal que conforma la superficie que se desea proteger y además un potencial más positivo que el requerido para la descarga del protón de tal forma que el metal electropositivo al reducirse es depositado en la superficie.

El metal depositado favorece la despolarización catódica por disminución del sobrevoltaje y formación de un depósito adherente. Dentro de los metales más

empleados con este fin están: Mercurio (Hg), Paladio (Pd), Iridio (Ir), Platino (Pt), Rodio (Rh), Renio (Re).

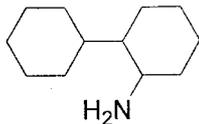
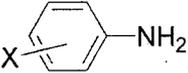
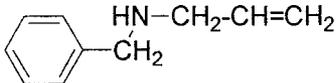
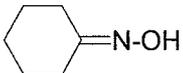
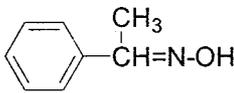
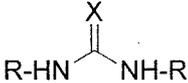
Por otra parte existen aniones inorgánicos que ofrecen protección por pasivación a las superficies metálicas a través de la incorporación de éstos a la capa de óxidos; dentro de éstos los más utilizados son: cromatos (CrO_4^{2-}), nitratos (NO_2^-), molibdatos (MoO_3^-), fosfatos (H_2PO_3^-), silicatos, etc.

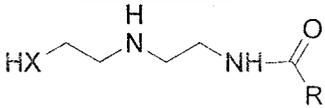
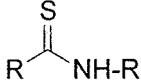
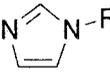
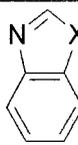
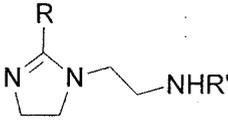
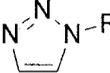
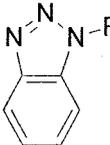
Inhibidores de corrosión orgánicos ²⁰

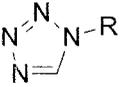
Los inhibidores orgánicos han sido los de más amplio uso en los procesos de refinación del petróleo por su habilidad de formar una capa protectora sobre la superficie metálica en medios con alto contenido de hidrocarburos. En la actualidad existe un gran número de inhibidores orgánicos pertenecientes a diferentes familias químicas (Tabla 1), tanto acíclicos, alifáticos, aromáticos, heterocíclicos y polímeros, muchos de los cuales presentan elevada eficiencia (superior al 90%) a bajas concentraciones.

Tabla 1. Inhibidores de la corrosión orgánicos de amplio uso en procesos de refinación de petróleo. ²¹

Familia química	Estructura tipo	Aplicaciones
Aminas y diaminas primarias*	Alquílicas (n = 2-12) $\text{CH}_3\text{-(CH}_2\text{)}_n\text{-NH}_2$ Diaminas (n = 2-8) $\text{H}_2\text{N-(CH}_2\text{)}_n\text{-NH}_2$	Como IC para acero al carbón en medios ácidos.

<p>(continua)</p> <p>Aminas y diaminas primarias*</p>	<p>Cicloalquílicas</p>  <p>Arílicas (X = H, NO₂, CH₃, Cl, COOH)</p> 	
<p>Aminas secundarias*</p>	<p>Bencilaminas</p>  <p>Aminas etoxiladas</p> $\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_n-\text{NH}-(\text{OCH}_2\text{CH}_2)_n$	<p>Como IC para acero al carbón en medios ácidos.</p>
<p>Oximas</p>	<p>Alquílicas</p>  <p>Arílicas</p> 	<p>Como IC para acero al carbón en medios ácidos.</p>
<p>Nitrilos</p>	<p>Alquílicos</p> $\text{C}_{17}\text{H}_{35}-\text{CN}$ <p>Arílicos</p> 	<p>Como IC para acero al carbón en medios ácidos.</p>
<p>Ureas y tioureas</p>	 <p>X = O, S, R = alquil, aril</p>	<p>Como IC para aleaciones de cobre y acero al carbón en medios ácidos.</p>
<p>Amidas y tioamidas</p>	<p>Amidas</p>	<p>Como IC para acero al carbón en medios ácidos.</p>

	 <p>Tioamidas</p>  <p>R, R' = alquil</p>	
Imidazoles	 <p>R = alquil, aril</p>	Como IC para acero al carbón y aleaciones de cobre en medios básicos.
Benzoazoles	 <p>X = N-R, S, O</p>	Como IC para acero aleaciones de cobre en medios básicos.
Imidazolinas	 <p>R = alquil, aril; X = NH₂, NHR, OH</p>	Como IC para acero al carbón en medios ácidos.
Piridinas	 <p>X = CH₃, Br, OR</p>	Como IC para acero al carbón en medios ácidos.
Triazoles	 <p>R = alquil, aril</p>	Como IC para acero aleaciones de cobre en medios básicos.
Benzotriazoles	 <p>R = alquil, aril</p>	Como IC para acero aleaciones de cobre en medios básicos.

Tetrazoles	 $R = \text{alquil, aril}$	Como IC para acero aleaciones de cobre en medios básicos.
Polivinilos	$\begin{array}{c} R-(\text{CH}=\text{CH})_n \\ \\ R' \end{array}$ $R \text{ y } R' = \text{alquil, aril, heterocíclicos}$	Como IC para medios ácidos.
Poliéteres	$R-(\text{OCH}_2\text{CH}_2)_n$ $R = \text{alquil, aril}$	Como IC para medios.
<p>Las aminas se clasifican como primarias cuando presentan dos átomos de hidrógeno enlazados al átomo de nitrógeno y sólo un sustituyente orgánico y secundarias cuando presenta dos sustituyentes orgánicos y sólo un átomo de nitrógeno enlazado al átomo de hidrógeno.</p> <p>Fuente: Ref. 14 p. 432, 800-810.</p>		

Biocidas²³

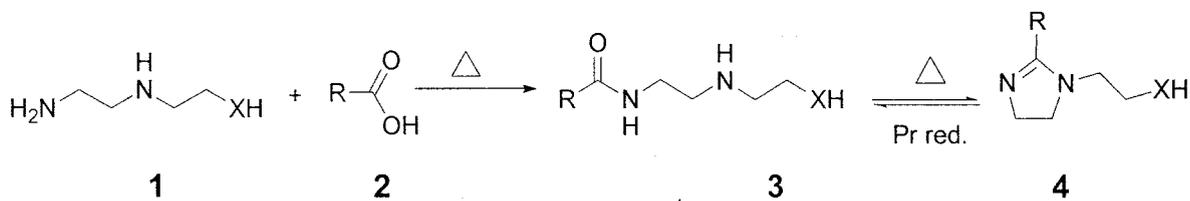
Son inhibidores microbiológicos. Pueden ser de dos tipos: oxidantes, que se aplican en sistemas acuosos y los biocidas no oxidantes, que pueden ser usados en diferentes ambientes.

INHIBIDORES BASE IMIDAZOLINAS

Las imidazolininas (ver Tabla 1) son los inhibidores orgánicos que han sido más ampliamente estudiados²²⁻²⁴ y empleados como inhibidores de la corrosión en la Industria Petrolera. Estos compuestos además han sido empleados como surfactantes catiónicos, agentes antiestáticos, antibacterial, etc.²⁴

Un buen número de patentes han descrito el uso de imidazolinas como inhibidores de la corrosión.³⁹⁻⁶⁹

Las imidazolinas (**4**, X = OH, NH₂, NH(O)R, etc) se sintetizan comúnmente a partir de una diamina (**1**) y ácidos grasos (**2**) (Figura 2). En la primera etapa de reacción se forma una amida (**3**) que también ha mostrado buenas propiedades como inhibidor de la corrosión.³¹ El método clásico requiere de calentamiento a elevadas temperaturas y presión reducida en la etapa de formación del ciclo. Recientemente el IMP ha descrito una metodología con el uso de las microondas que permite obtener estos productos con elevados rendimientos en unos pocos minutos de reacción.⁴¹ Para usos industriales las imidazolinas se sintetizan empleando como fuente de ácidos grasos una mezcla de ácidos (tall-oil) que está compuesta fundamentalmente de ácido oleico, linoleico, esteárico y palmítico. El IMP ha propuesto también el uso de ácidos grasos extraídos de la cera de la caña de azúcar, que presentan propiedades de inhibición comparables.³⁸



X = NH, NC(O)R, O

Figura 11. Síntesis de imidazolinas.

Fuente: Ref. 37 p. 55, 449.

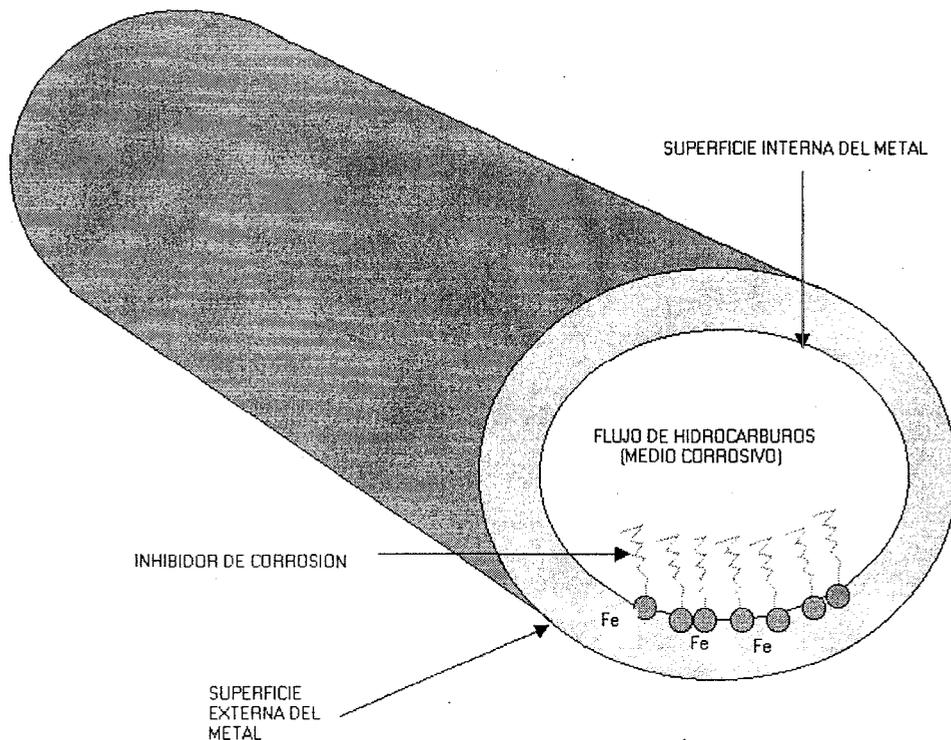
MECANISMO DE ACCIÓN DE LOS INHIBIDORES

Los mecanismos de acción de los inhibidores son:

- Por adsorción, formando una película que se adhiere a la superficie metálica.
- Induciendo la formación de un producto de corrosión, como el sulfuro de hierro que es un pasivante.

-Cambiando las características del medio: puede ser produciendo precipitados protectores y eliminando o inactivando un constituyente agresivo.

Ha sido aceptado que las moléculas orgánicas inhiben la corrosión por adsorción formando una barrera entre el metal y el medio. Así, el grupo polar de la molécula se une directamente al metal y el extremo no polar es orientado en una dirección vertical a la superficie metálica, el que repele los fluidos corrosivos estableciendo de esta manera un impedimento al ataque químico y electroquímico de los fluidos sobre la base metálica.³⁸⁻³⁹



Fuente: Elaboración propia basada en: Sastri, *corrosion inhibitors* 1998, 682.

Figura 12. Inhibidor filmico, adherido a la superficie de la tubería. Un inhibidor puede ser efectivo en un sistema, mientras que en otro no lo es, (ver tabla 1), por lo tanto es conveniente considerar lo siguientes factores.

- Estructura química de los componentes del inhibidor.
- Composición química del medio corrosivo.

- Naturaleza de la superficie metálica.
- Condiciones de operación (temperatura, presión, pH, etc.).

Existen parámetros que influyen en la eficiencia de un inhibidor, como son:

-Compatibilidad de la estructura química del inhibidor con el sistema. Muchos compuestos químicos presentes en el sistema no son compatibles con los inhibidores a causa de variaciones en el sistema, tipo de sustancia, etc. nulificando o disminuyendo su efectividad.

- Estabilidad térmica del inhibidor.- Los inhibidores de corrosión tienen temperaturas límites después de los cuales pierden su efectividad, ya que sufren degradación de los componentes que contienen.
- Solubilidad del inhibidor en el sistema.- La solubilidad del inhibidor en el sistema es necesaria para obtener resultados óptimos de protección en la superficie metálica, esta depende de :
 - La longitud de la cadena hidrocarbonada.
 - La adición de surfactantes para incrementar la dispersabilidad o solubilidad de los inhibidores
 - La modificación de la estructura molecular del inhibidor por medio de etoxilación para aumentar la polaridad y así alcanzar su solubilidad en el medio acuoso.

Resumiendo, la eficiencia de un inhibidor de corrosión depende de:

- 1- Tamaño y estructura de la molécula o moléculas que integran la composición inhibitoria.
- 2- Longitud de las cadenas hidrocarbonadas.
- 3- Fuerza de adhesión en la superficie metálica.
- 4- Balance de grupos polares y no polares de la estructura molecular.

- 5- Características de la película formada.
- 6- Solubilidad del inhibidor en el medio.
- 7- Composición del medio corrosivo.
- 8- Condiciones de operación.

Regularmente los inhibidores usados en aplicaciones de campo son líquidos y se dosifican en un intervalo de 5 a 60 partes por millón. La concentración óptima del IC varía dependiendo de la naturaleza química del inhibidor, densidad y tipo de aplicación.

Las características principales de un inhibidor son:

- Su eficiencia
- Activo, para emplearse en pequeñas cantidades (ppm).
- Económico.
- Inerte. No debe alterar el proceso en que se use.
- De fácil manejo y almacenamiento.
- Baja toxicidad.
- No contaminante.
- No debe actuar como emulsificante.
- No debe actuar como agente espumante.

EVALUACIÓN DE LA TOXICIDAD DE LOS INHIBIDORES

Uno de los aspectos a tener en consideración en el desarrollo de un IC es la toxicidad del mismo y su impacto en la contaminación ambiental, tanto del principio activo como del resto de los componentes de la formulación.

La Comunidad Económica Europea designó a la Comisión de París (PARCOM) la tarea de proveer una guía para el control de la contaminación ambiental, la

protección del ecosistema y la evaluación de la toxicidad de las materias primas, productos y desechos industriales.

La PARCOM ha desarrollado una prueba ambiental estandarizada que contempla tres aspectos:

- 1) **Toxicidad:** Esta debe ser determinada para la formulación como un todo.

La toxicidad debe ser medida, tanto a partir de la Concentración Letal 50 (LC₅₀), que es concentración a la cual el 50% de los organismos de prueba mueren, o de su EC₅₀ que es la concentración que puede provocar una afectación adversa en un organismo, ejemplo: concentración que disminuye en un 50% la intensidad de emisión de las bacterias luminiscentes o la concentración que disminuye en un 50% el crecimiento o peso promedio de determinados microorganismos.

El grado de toxicidad puede clasificarse de acuerdo con el valor del LC₅₀ según las categorías que se describen en la Tabla 2.

Tabla 2. Clasificación de la toxicidad de un compuesto químico de acuerdo a su LC₅₀.

CATEGORIA	LC ₅₀
supertóxico	5 mg/kg de peso o menos
Extremadamente tóxico	5-50 mg/kg
altamente tóxico	50-500 mg/kg
moderadamente tóxico	0.5-5 g/kg
ligeramente tóxico	5-15 g/kg
prácticamente no tóxico	más de 15 g/kg

Las pruebas de toxicidad para inhibidores de la corrosión deben medirse al menos en tres especies diferentes y durante el tiempo óptimo establecido (Tabla 3).

Tabla 3. Parámetros estandarizados para el desarrollo de las pruebas de toxicidad.

Grupo	Especie preferida	Prueba
Algas	<i>Skeletonema costatum</i>	72 h EC ₅₀
peces y crustáceos	<i>Acartia tonsa</i>	48 h LC ₅₀
Parásitos	<i>Coropium volutaros</i>	10 días LC ₅₀

2) **biodegradación:** Debe determinarse para todos los componentes de la formulación.

Esta prueba mide la persistencia en el ambiente de los componentes de la formulación. Debe aplicarse la prueba estándar OECD marino. El límite permisible es más del 60% después de 28 días.

3) **bioacomulación:** Esta prueba mide el nivel de acumulación de los productos en el organismo. Se mide a través del coeficiente de partición, ya que este parámetro puede correlacionarse con la interfase célula/agua.

$$P_{o/w} = \frac{\text{concentración en octanol}}{\text{concentración en agua}}$$

Esto significa que en la medida que es mayor el coeficiente de partición es más factible que el compuesto atraviese la membrana celular y se bioacomule.

En el caso de formulaciones, esta prueba debe ser aplicada a cada uno de los componentes de la formulación.

En el caso particular de algunos derivados de imidazolinias la toxicidad es bastante elevada (LC₅₀ > 10 después de 24 horas); sin embargo, se ha comprobado que esta disminuye sustancialmente en algunos derivados y depende de la ruta sintética empleada en su preparación.^{41,42}

Lamentablemente, en México los controles de toxicidad están aún en una etapa incipiente, pero los lineamientos internacionales en protección del medio ambiente harán que inevitablemente en un futuro reciente se tome conciencia al respecto.

INNOVACIÓN Y DESARROLLOS TECNOLÓGICOS EN MÉXICO EN EL ÁREA DE INHIBIDORES DE LA CORROSIÓN

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) ha sido la institución pionera y hasta el momento el único instituto de investigación en el país que ha dedicado recursos por más de 20 años a la innovación, investigación y desarrollo de IC para la Industria Petrolera. Como resultado de este trabajo se han patentado una serie de innovaciones y desarrollos tecnológicos en el área de productos para tratamientos químicos en refinerías (desemulsificantes, antiensuciantes, detergentes, aditivos para gasolinas, etc) y particularmente se han desarrollado formulaciones inhibitoras de la corrosión, muchas de las cuales se aplican con éxito a nivel industria. A continuación se describen algunos de los resultados más relevantes que se encuentran protegidos en la base de patentes mexicanas.

Guzmán y colaboradores patentaron una formulación (Pat. No. 206394, México) a partir de una sal de una imidazolina y una poliamina etoxilada que impide desgaste y ampollamiento de las superficies metálicas estabilizan las emulsiones aceite-agua, estando los componentes disueltos en agua y/o alcohol.⁴³

Guzmán y colaboradores solicitaron la patente (Pat. en trámite) de la fórmula que inhibe la corrosión causada por ácido nafténico contenido en las fracciones del petróleo, sometidas a temperaturas mayores a 200°C. cuyos componentes principales son los productos de reacción de poliaminas aciladas y fosfato ésteres disueltos en un disolvente de tipo aromático.⁴⁴

Roldán y colaboradores recibieron la patente No. 192783, en México, por la formulación de la composición inhibidora de la corrosión para medios alcalinos que contienen altas concentraciones de ácido sulfhídrico y amoníaco y cuyo componente activo comprende n-alquil, 1,3 propano y óxido de propileno-óxido de etileno con núcleo de etilendiamina.⁴⁵

Guzmán y colaboradores patentaron (Pat. 236095) una composición mejorada inhibidora de la corrosión caracterizada por estar constituido por una imidazolina en forma de sal y una poliamina etoxilada que impide el desgaste y ampollamiento de las superficies metálicas.⁴⁶

Trejo y colaboradores solicitan la patente de la formulación inhibidora de la corrosión específicamente para sistemas hidrocarburo-agua caracterizado por que contiene una amido imidazolina, ácido hidroxicarboxílico, un glicol un polietilenglicol y un fenol propoxilado.⁴⁷

Guzmán y colaboradores presentan la solicitud de la composición mejorada inhibidora de la corrosión y el ampollamiento por hidrógeno para unidades endulzadoras de gas con alcanolaminas conformado por poliamidas preparadas a partir de ácidos grasos de cadenas largas y poliaminas del tipo tetraetilén pentamina.⁴⁸

Guzmán y colaboradores solicitan la patente de la composición inhibidora de la corrosión para unidades endulzadoras de gas con alcanolaminas formulado con poliamidas etoxiladas solubles en agua y en soluciones acuosas de alcanolaminas.⁴⁹

Los conocimientos y la experiencia adquiridos durante el desarrollo de los trabajos anteriormente citados en donde se participó activamente, ayudaron en la

investigación y desarrollo del inhibidor de corrosión específico para disminuir el amollamiento en las plantas catalíticas de la industria petrolera.

1.7. EL PROCESO DE LA PLANTA CATALÍTICA EN LA INDUSTRIA PETROLERA

En la planta catalítica de diseño Kellogs tipo "F" cuya carga programada es de 40,000 barriles por día (BPD) se realiza la desintegración de una mezcla de gasóleo al ponerse en contacto con un catalizador específico caliente obteniéndose los siguientes productos:

- Gas residual desulfurado
- Gas para recuperación de azufre
- Propano-Propileno-LPG
- Butanos-butilenos –LPG
- Gasolina debutanizada
- Aceite cíclico ligero
- Aceite decantado

La planta de desintegración catalítica se divide en las siguientes secciones:

- Convertidor catalítico
- Fraccionadora
- Sección de recuperación de vapores
- Sección de tratamiento con amina
- Unidad de extracción Merox
- Unidad de endulzamiento Meros para la gasolina.

LAS PARTES QUE INTEGRAN EL CONVERTIDOR CATALÍTICO SON:

- Reactor tubular elevador

- Cámara de separación
- Agotador de catalizador
- Regenerador e instalaciones para la circulación del catalizador
- Equipo auxiliar: Silos para almacenamiento de catalizador fresco y gastado, soplador de aire, calentador de aire, cámara de orificio para los gases del regenerador, tanques de sello de agua y caldera de CO.

Sección de desintegración catalítica.

Es la parte más importante de la planta, donde la carga (gasóleo) al ponerse en contacto con el catalizador caliente la vaporiza y la lleva a la temperatura de reacción, proporcionando el calor necesario para la desintegración.

Los productos formados en la desintegración, después de pasar por una serie de separadores ciclónicos, salen por el domo del separador, enviándolos a la fraccionadora.

FRACCIONADORA

En ella se separan los productos de desintegración catalítica en cuatro corrientes principales:

- 1- Gas y gasolina por el domo
- 2- Aceite cíclico ligero
- 3- Aceite decantado
- 4- Lodos que se recirculan hacia el reactor

El aceite decantado se extrae de la parte superior del asentador que se encuentra en la base de la fraccionadora.

El catalizador se asienta en el fondo y se extrae como un residuo espeso que se diluye con aceite cíclico pesado y se regresa al proceso de desintegración con la carga que entra.

El aceite decantado se extrae de la parte superior del asentador. La temperatura del aceite decantado debe mantenerse por encima de los 50°C que es su punto de solidificación.

El aceite cíclico pesado se usa para dilución de la recirculación de residuo y el circulante cambia calor con la carga fresca.

El aceite cíclico ligero que sale como producto, se divide en aceite de sello para las bombas y el aceite esponja.

El aceite esponja se bombea a la sección de recuperación de vapores, en donde absorbe algunos componentes ligeros en la absorbidora. El aceite rico retorna a la fraccionadora.

Los vapores del domo de la fraccionadora fluyen a condensadores enfriados con agua y al acumulador, resultando corrientes de vapores, hidrocarburos líquidos y aguas amargas.

Parte de los hidrocarburos líquidos se utilizan como reflujo al plato superior de la fraccionadora, para controlar la temperatura.

SECCIÓN DE RECUPERACIÓN DE VAPORES

El gas proveniente del fraccionamiento se comprime y se envía a las torres absorbidoras, en donde se separa el gas seco. El gas licuado y la gasolina se envían a la torre desbutanizadora, separándose ahí el gas licuado y la gasolina ya estabilizada. Los tres productos se envían a tratamiento con aminas para separar el ácido sulfhídrico.

En el absorbedor primario se recupera la mayor parte de los propanos y butanos de los vapores que salen del separador de alta presión. El gas residual del absorbedor primario, se alimenta al absorbedor secundario, en donde se recuperan cantidades adicionales de hidrocarburos ligeros.

El gas seco del absorbedor secundario fluye al sistema de gas combustible, después de eliminar el ácido sulfhídrico en el tratamiento de amina.

Los hidrocarburos líquidos del separador de alta presión entran al plato superior de agotamiento con el propósito es eliminar todo el material más ligero que el propano, del producto líquido. La torre de agotamiento sirve para controlar el contenido de metano y del propano en el Gas Licuado del Petróleo (LPG). El producto y su flujo de fondo, representan el total del líquido recobrado del sistema, incluyendo la gasolina desbutanizada que se recircula como aceite de absorción al absorbedor primario.

El producto de fondo de la agotadora alimenta a la desbutanizadora cuya función es eliminar el material de bajo punto de ebullición de la gasolina producida.

Una torre fraccionadora se opera normalmente para obtener una gasolina de una presión de vapor dada.

El producto propano butano del domo de la torre fraccionadora se bombea a la sección de tratamiento con amina para eliminarle ácido sulfhídrico luego pasa a la sección de tratamiento por extracción MEROX (separación de mercaptanos por oxidación) para eliminación de mercaptanos. Posteriormente se alimenta a la despropanizadora donde se efectúa la separación de propano-propileno por el domo y butano butileno por el fondo.

SECCIÓN DE TRATAMIENTO CON DIETANOLAMINA (DEA)

En esta sección se remueven los compuestos de CO_2 y H_2S con una solución acuosa de dietanolamina.

El gas LPG dulce, sale por el domo de la columna y va a un tanque de separación donde se eliminan arrastres de amina y pasa posteriormente al tratamiento MEROX.

El gas ácido va a usarse para obtener azufre elemental en la planta recuperadora de azufre.

SISTEMA DE TRATAMIENTO MEROX (separación de mercaptanos por oxidación)

Se divide en dos tratamientos:

- Endulzamiento de gasolina.
- Extracción de gas LPG

Endulzamiento de gasolina.

El endulzamiento es una conversión de los mercaptanos, en la corriente, a disulfuros. En este caso se utiliza sosa cáustica y aire en presencia del catalizador Merox.

Se utiliza endulzamiento de cama sólida, donde la gasolina, el aire y la sosa cáustica son íntimamente mezclados sobre un soporte sólido (carbón activado) impregnado con catalizador Merox.

El carbón activado absorbe componentes como fenoles, aromáticos y compuestos nitrogenados, presentes en la gasolina.

Tratamiento de extracción de LPG.

El tratamiento que recibe el gas LPG se conoce como extracción, en este caso se le extraen los mercaptanos mediante la reacción de sosa cáustica para reducir el contenido de azufre de la corriente. Mediante oxidación, se transforman los mercaptanos a disulfuros.

Se tiene una línea de gas combustible para disolución en caso de que se deseen quemar los disulfuros y un tanque de venteo para enviar los gases a la atmósfera cuando el calentador no este en operación.

AMPOLLAMIENTO POR HIDRÓGENO

La corrosión del acero, del cobre o sus aleaciones, y el ampollamiento por hidrógeno en una planta FCC son debidos principalmente a las impurezas generadas en un reactor catalítico. Estas impurezas son resultado de la conversión de los compuestos nitrogenados y compuestos de azufre que están contenidos en la carga alimentada al reactor, los cuales son convertidos en amoníaco, ácido cianhídrico y ácido sulfhídrico entre otros contaminantes.

La naturaleza y severidad de estos problemas dependen del tipo de carga, de las condiciones de operación del reactor y del tipo de catalizador utilizado.

El ampollamiento es un fenómeno resultante de la penetración de átomos de hidrógeno en la estructura del acero, los cuales reaccionan para formar hidrógeno molecular con el consecuente aumento de presión que finalmente provocará ampollamiento, laminación o fisuras en el acero.⁵⁰

El ampollamiento por hidrógeno puede ocurrir en condiciones tanto ácidas como alcalinas (figura 13), en este trabajo se enfocará a condiciones alcalinas tal como ocurre en la unidad recuperadora de vapores de una planta FCC.

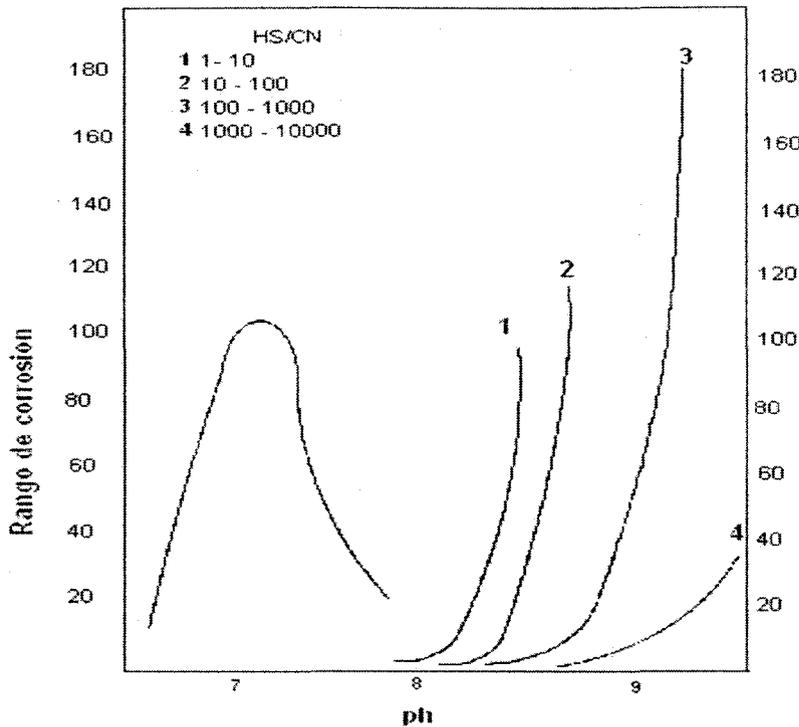


Figura 13. Rango de corrosión en función del pH para diferentes relaciones de HS/CN.

Fuente: Ref. 48 p. 49-50.

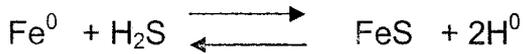
Puede observarse que a mayor concentración de cianuro existe mayor probabilidad de que haya ampollamiento debido a la formación del complejo $\text{Fe}(\text{CN})_6^{-4} + \text{S}^{-2}$ que es soluble en hidrocarburo, retirando la película protectora de sulfuro de hierro que se forma en la superficie, quedando expuesta nuevamente a la corrosión y a la penetración de hidrógeno molecular.⁵¹

CONDICIONES PARA QUE SE PRESENTE EL AMPOLLAMIENTO

Hay 6 condiciones necesarias para que se presente el ampollamiento por hidrógeno:

- 1- Una superficie expuesta a corrosión.
- 2- Las condiciones que permitan la existencia de agua en fase líquida.
- 3- Una fuente de suministro de hidrógeno reactivo.

El ácido sulfhídrico en presencia de agua causará corrosión del acero de acuerdo a la siguiente reacción.



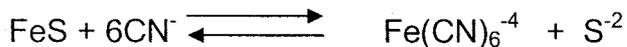
- 4- Un agente contaminante.

Normalmente el hidrógeno atómico formado de la reacción es convertido a hidrógeno molecular dejando el sitio de reacción como gas. Sin embargo, en la presencia de cantidades suficientes de H_2S , cianuros y otros compuestos de azufre, la reacción $2\text{H}^0 \rightleftharpoons \text{H}_2$ es hacia la izquierda.

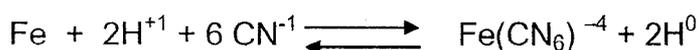
Quedando libre el hidrógeno atómico para penetrar en las paredes de los equipos.

- 5- Un promotor que mantenga una superficie activa.
- 6- EL pH alto y la presencia de cianuros promueven el ampollamiento por hidrógeno.

Los iones cianuro disuelven el sulfuro de hierro existente en las superficies de hierro existente en la superficie de acero exponiendo el metal a más corrosión



Además, los iones cianuro pueden actuar directamente con hierro para formar complejos solubles de ferrocianuro y producir más hidrógeno atómico.



Mientras más alto es el pH, mayor es el potencial de ampollamiento (ver fig13)
De manera similar al aumentar el pH, aumenta la solubilidad del H_2S en la fase acuosa debido al efecto solubilizante del alcali (como el amoníaco), esto hace que el agua sea más corrosiva.

1.8. BENEFICIOS QUE SE OBTIENEN CON LA APLICACIÓN DEL INHIBIDOR DE CORROSIÓN PARA INHIBIR EL AMPOLLAMIENTO EN LA PLANTA CATALÍTICA.

Manteniendo el control de la corrosión con una rapidez menor a 5 milésimas por año, en los condensadores, líneas de transferencia y recipientes, se obtendrán beneficios estimados de:

-Ahorro por limpieza y reparación de intercambiadores de calor por un monto de \$ 2,500/día.

-ahorro por pérdidas de producción por paro de planta por un monto de \$ 13,900/día.

-ahorro por la disminución de la rapidez de corrosión en la vida útil de las líneas de transferencia por un monto de \$ 22,800/día

- ahorro por reducción de los días de paro de planta en un 10 %
- Aumento en los ciclos de operación de la planta en un 15%
- Ahorro por reducción en los costos de mantenimiento en un 10%

Sumando estos factores hacen que el costo por día sea elevado en el caso de un paro de planta no programado por alguna contingencia de corrosión (picaduras de líneas, taponamiento de intercambiadores de calor por residuos de corrosión etc.), por lo que el personal de la planta debe evaluar el costo antes mencionado contra el gasto que se hace dosificando inhibidores de corrosión y llevando un control detallado del desgaste normal de los equipos mediante monitoreo de la corrosión y la dosificación óptima de los inhibidores de corrosión para evitar la sobredosificación que además de aumentar los costos, en algunas ocasiones pueden causar problemas como espumación, emulsión de algunos productos (como la gasolina).

II. DESARROLLO EXPERIMENTAL

2.1. EVALUACIÓN DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN A NIVEL LABORATORIO

Para el diseño de un inhibidor de corrosión se deben conocer las características específicas de su aplicación tal como temperatura, presión, pH del medio, etc.

Los inhibidores son sintetizados dependiendo del tipo de inhibidor que se necesite, por ejemplo, un inhibidor fílmico, pasivador de la superficie de un metal, alterando los productos de corrosión formados o formando complejos con la superficie de un metal, por lo que, antes de ser implementado un tratamiento usando inhibidores de corrosión deberá ser entendido perfectamente el sistema a tratar, sus áreas problemáticas y sus parámetros con lo cual se conocerán las características del inhibidor a desarrollar.

Los productos químicos más comúnmente usados para la preparación de inhibidores de corrosión son los compuestos grasos nitrogenados o las aminas orgánicas. Estos compuestos tienen como característica, que forman rápidamente películas, alta resistencia al lavado y las películas formadas son muy resistentes.

Desde un punto de vista práctico, es conveniente conocer el comportamiento de los inhibidores de corrosión en un metal determinado y en un ambiente específico. Sobre la base de ensayos en el laboratorio, se pueden llegar a establecer las condiciones ambientales más fielmente parecidas a la realidad y por tanto estudiar la resistencia a la corrosión de metales y la protección que puede brindar un determinado inhibidor para esas condiciones de temperatura, presión y la diferente composición del medio agresivo (salmuera).

Básicamente la evaluación de inhibidores de corrosión a nivel laboratorio es determinar la rapidez de corrosión y la eficiencia del activo químico en un proceso de corrosión, respecto a un blanco (medio corrosivo sin inhibidor) esto se hace

debido a que se desarrollan aditivos nuevos o para aplicaciones específicas, por lo tanto cuando un inhibidor es efectivo en el laboratorio, se requiere evaluarlo en condiciones de trabajo reales.

Un buen inhibidor deberá mostrar una eficiencia de más del 90% de protección al final de su evaluación y a su vez disminuya la velocidad de corrosión a valores inferiores a 5 mpa.¹⁴

Por lo tanto, antes de que se establezca un programa de dosificación de inhibidores de corrosión en una planta o refinería es necesario determinar que tipo de inhibidor se requiere, los parámetros que van a evaluarse y los factores que afectan los resultados. Estos aspectos ayudan a obtener datos significativos para la selección del inhibidor más eficiente en el medio de interés.

El primer paso es identificar las condiciones críticas del medio y tratar de igualarlas en la prueba de laboratorio.

En el diseño de una prueba de laboratorio, es importante simular las condiciones físicas del campo y seleccionar los agentes corrosivos más relevantes para las condiciones de trabajo. Algunos agentes corrosivos disueltos en los sistemas acuosos son:

Oxígeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, amonio, ácidos, bases, sales de ácido, agentes oxidantes y sólidos disueltos, las combinaciones de estos son muy comunes.

Los parámetros físicos de la prueba incluyen: temperatura, presión, velocidad de agitación, tiempo de exposición al agente corrosivo.

La mayoría de las medidas directas de corrosión utilizan la pérdida de peso de un metal tal como cupones o láminas, los que se colocan en un medio corrosivo bajo un período de tiempo determinado.

Un cupón es una pequeña pieza de metal susceptible a la corrosión cuando se coloca en un sistema agresivo. Los cupones están hechos de material homogéneo con una superficie uniforme y sus dimensiones son variables y por lo tanto su peso.

La limpieza de los cupones así como su peso son muy importantes, donde se debe tener mucho cuidado para evitar errores en los resultados.⁵²

Un cupón debe ser pesado antes y después de ser expuesto al sistema corrosivo y la limpieza debe ser la misma para todos, de esta manera teniendo la pérdida de peso del cupón, se puede determinar la rapidez de corrosión, esta es reportada generalmente en milésimas de pulgada por año (mpa).

PRUEBAS PARA LA EVALUACIÓN DE IC

Algunos de los métodos que se emplean para la evaluación de inhibidores de la corrosión a nivel laboratorio son:

1-Prueba estática:

Esta es una prueba muy simple en la que, se pesa previamente el cupón y es sumergido en un recipiente de tamaño conveniente conteniendo el medio corrosivo (salmuera) sin inhibidor, y otra con inhibidor, además se puede hacer un estudio de cómo afecta la temperatura en la corrosión variando la misma en diferentes pruebas y llevando un registro de ellas.

El tiempo de duración de las pruebas depende de las condiciones en las cuales será usado el inhibidor y puede ser desde unos minutos, horas o días.

Las pruebas de laboratorio generalmente son en condiciones más drásticas que las encontradas en campo para obtener resultados en poco tiempo.

2- Prueba de herrumbre

Schaschl³⁹ ha descrito diferentes métodos para la evaluación de inhibidores de corrosión. Dependiendo del proceso y aplicación que se le vaya a dar, es la que se utiliza.

Algunas modificaciones de esta prueba han sido reportadas y se encuentran en la tabla 4.

Tabla 4. Modificaciones a la prueba de herrumbre según su aplicación

Método de prueba	Espécimen de prueba	Medio de prueba	Temperatura (°C)	Tiempo de prueba (horas)	Método de calificación	Aplicación de la prueba
ASTM-665	CILINDRO CÓNICO DE ACERO	1-AGUA DESTILADA 2-AGUA SINTÉTICA DE MAR	60	24	Porcentaje visual (cualitativa)	Prevenir herrumbre en el aceite de turbinas en presencia de agua
ASTM-665 MODIFICADO	CILINDRO CÓNICO DE ACERO SAE-1020	AGUA DESTILADA	25	1	Porcentaje visual (cualitativa)	Para evaluar la inhibición de corrosión de inhibidores
Mil-1-25017B	CILINDRO CÓNICO DE ACERO SAE-1020	AGUA SINTÉTICA DE MAR	38	20	Porcentaje visual (cualitativa)	Para evaluar los inhibidores de corrosión en gasolina
NACE-TM-01-72	CILINDRO CÓNICO DE ACERO	AGUA DESTILADA	38	4	Porcentaje visual (cualitativa)	Para evaluar las propiedades antiherrumbre de productos del petróleo

3-Prueba dinámica, de botella o de rueda.

La evaluación de inhibidores de corrosión en un sistema de dos fases, agua e hidrocarburo se puede hacer mediante el Método de Rueda.⁵³

Esta prueba se lleva a cabo mediante el procedimiento NACE-1D-182 que se describe a continuación:

PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE BOTELLA (DINAMICA O DE RUEDA) NACE 1D-182.⁵³

OBJETIVO:

Establecer un método de evaluación de inhibidores de corrosión por pérdida de peso.

ALCANCE:

Este es un método versátil que se ajusta para evaluar diferentes inhibidores y funciona con diferentes cupones de prueba, permite hacer modificaciones a las variables específicas de la prueba tal como la temperatura, condiciones de la superficie de los cupones, tipo y concentración de agentes corrosivos (salmueras).

PROCEDIMIENTO PARA LA PREPARACION DE LA SALMUERA:

- 1- En un reactor de capacidad apropiada, se adiciona la cantidad necesaria de agua dependiendo del número de botellas que serán empleadas tomando como base 180 mL (regularmente se prepara por triplicado cada dosificación del inhibidor) y restándole la cantidad de hidrocarburo (normalmente 30 mL) y se burbujea nitrógeno durante 30 minutos con un flujo de un litro por minuto, mientras se enfría la solución mediante un equipo enfriador-recirculador a una

temperatura de 0 a 5°C, manteniendo la solución durante todo el tiempo con agitación (800 +/- 20 rpm).

NOTA: Se cree que trazas de oxígeno son causantes de la inconsistencia de los resultados obtenidos en las pruebas de corrosión, para evitar esto se adicionan 4 mg de sulfito de sodio por litro de salmuera.

2- Se adiciona la cantidad calculada de reactivos determinados para el tipo de salmuera que se desea preparar (sales, cianuros, NACE, pH=2) se continua con la agitación hasta incorporación completa de los reactivos y que se vea homogénea la solución.

3- Después de los 30 minutos de burbujear nitrógeno y de adicionar los reactivos se mide el pH tomándolo como pH inicial.

4- Se inicia el burbujeo de ácido sulfhídrico con un flujo de 0.4 L/min, el tiempo que sea necesario para que el pH quede en el establecido por el tipo de salmuera (sales pH=4.0, NACE pH=3.5, cianuros pH=8, pH=2).

5- En el caso de la salmuera de cianuros, se adiciona la cantidad necesaria de cianuro de sodio para tener en la solución 250 ppm de cianuros, continuando la agitación hasta la disolución completa.

6- Se prepara el número de botellas para el que preparada la salmuera, identificándolas con la concentración y tipo de inhibidor (puede ser con número progresivo) y registrando estos datos en la "Bitácora de Resultados".

7- Se dosifica el inhibidor a ser evaluado tomando como base 180 mL, adicionándolo directamente a las botellas previamente identificadas con la dosificación.

Ejemplo:

Si se desea dosificar 25 ppm serán 25 mg en 1000 mL.

Entonces: 25 mg --- 1000 mL

X --- 180 mL siendo $x = 4.5$ mg

Si estos 4.5 mg lo multiplicamos por 100 para tener una solución de 100 ml en donde 1mL = 4.5 mg por lo tanto tendremos que pesar 450 mg, lo dividimos entre 1000 para obtener gramos quedando 0.45 g en 100 mL.

Con esta solución podemos dosificar 25 ppm = 1 mL, 50 ppm = 2 mL, 100 ppm = 4 mL.

Si el inhibidor es soluble en agua, se le resta este volumen a la salmuera,

Si el inhibidor es soluble en hidrocarburo se le resta este volumen a la fase de hidrocarburo.

8- Las botellas regularmente llevan el 20% de hidrocarburo y 80% de salmuera.

9- Una vez que se han llenado las botellas con la cantidad especificada de salmuera, mas la cantidad de hidrocarburo y se ha dosificado el inhibidor a ser evaluado, se introduce un cupón de acero al carbón 1010 ó 1018 (o del material que será evaluado) de las siguientes dimensiones, 1" x ½" x 0.1", que han sido desengrasados introduciendolos previamente en hexano – cloroformo – hexano y una vez secos, se pesan en una balanza analítica con una precisión de 0.0001 g, registrando estos valores como peso inicial en la "Bitácora de Resultados".

10- Posteriormente se le pone una tapa a cada botella cerrándolas debidamente con el equipo especial.

11- Se colocan las botellas en el equipo dinámico que tiene capacidad de 52 botellas, se cierra la tapa y se pone a girar a 30 rpm ajustando a la temperatura deseada (normalmente 70°C) manteniendo el equipo en movimiento y con esta temperatura durante 48 horas.

12- Después de transcurrido el tiempo (48 h) se apaga el equipo y se dejan enfriar las botellas para destaparlas, se saca el cupón y se lava con cloroformo, acetona, agua, ácido clorhídrico inhibido, solución de carbonato de sodio y agua todos en vaso separado.⁵³

13- Se lavan los cupones uno a uno con un cepillo suave (como cepillo dental) jabón en solución (puede ser detergente) y agua enjuagándolos con agua bidestilada.

14- Se secan los cupones con papel absorbente y se meten a la estufa a secar a 105°C durante una hora, se sacan de la estufa y se dejan enfriar en un desecador.

15- Una vez fríos los cupones, se pesan registrando los pesos como peso final en la "Bitácora de Resultados".

16- La diferencia del peso inicial (punto 9) con el peso final (punto 15) da como resultado la pérdida de peso del cupón que será utilizado para determinar las milésimas por año (mpa).

17- Se determina la rapidez de corrosión en milésimas de pulgada por año (mpa) mediante la siguiente formula:

$$\frac{534570.1 \times \text{pérdida de peso}}{\text{Área en in}^2 \times \text{densidad del Material} \times \text{tiempo}} = \text{mpa}$$

Para determinar el área de los cupones se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Área} = 2(LA + LE + AE - \frac{1}{4} \pi D^2) + \pi DE$$

Donde:

L = Largo del cupón

A = Ancho del cupón

E = Espesor del cupón

18- Para determinar la eficiencia, se usa la siguiente fórmula:

$$\% \text{ de Eficiencia} = \frac{\text{Blanco (mpa)} - \text{Testigo (mpa)}}{\text{Blanco (mpa)}} \times 100$$

d) Prueba en circuito dinámico (loop).⁵⁴

En este tipo de evaluación se muestra hasta que punto la corrosión se ve afectada por la velocidad de flujo del sistema, debido a que estudia como el efecto de la velocidad de flujo del sistema puede influir para que la capa que forma el IC en la superficie del metal sea retirada y expuesta a la corrosión nuevamente.

Para el desarrollo de la prueba se emplea un circuito dinámico (figura 14).

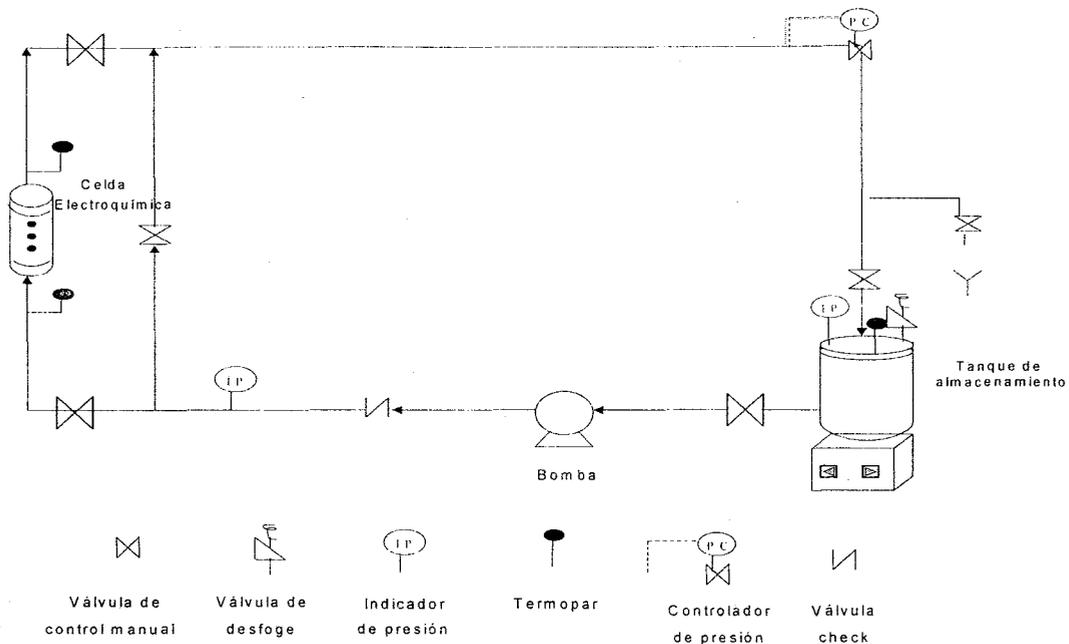


Figura 14- La evaluación de IC en un circuito dinámico provee información sobre la persistencia de la película del inhibidor.

5-Pruebas electroquímicas

Las pruebas electroquímicas son los métodos más precisos para evaluar el comportamiento de un IC y determinar la concentración óptima para su aplicación.

Con las mediciones de la relación potencial-corriente bajo condiciones controladas se puede obtener información sobre la rapidez de corrosión, capas y películas, pasividad, tendencia a picadura y otros datos importantes. Las técnicas más empleadas para evaluar el proceso de corrosión y el potencial de inhibición de la corrosión son: La Resistencia a la Polarización y la Impedancia Electroquímica.⁵⁴

Otra prueba que regularmente se hace a los inhibidores de corrosión es la prueba de tolerancia al agua o también llamada de emulsión, ya que proporciona

información del comportamiento del inhibidor en la interfase agua-fase orgánica (limpia, sucia, con espuma) y el grado de separación de la emulsión (ausencia, gotas de agua en la fase orgánica, precipitados) en un medio neutro, cuyo método se presenta a continuación:

6- Prueba para determinar la reacción al agua de gasolinas dosificadas con aditivos IMP.⁵⁵

Este método de prueba cubre la determinación de la presencia de componentes miscibles en agua de la gasolina aditivada y el efecto de esos componentes sobre el cambio de volumen y la interfase gasolina – agua,

Proporcionando información del comportamiento del inhibidor en la interfase agua-fase orgánica (limpia, sucia, con espuma) y el grado de separación de la emulsión (ausencia, gotas de agua en la fase orgánica, precipitados) en un medio neutro.

Resumen del método de prueba:

Una muestra de gasolina es agitada con una solución reguladora fosfatada en una probeta graduada, perfectamente limpia, usando una técnica estandarizada, a temperatura ambiente. La limpieza de la probeta graduada se somete a prueba. El cambio en el volumen de la fase acuosa y la apariencia de la interfase son consideradas como la reacción al agua de la gasolina aditivada.

La calificación de la interfase por reacción al agua, usando esta técnica, revela la presencia de cantidades relativamente grandes de compuestos parcialmente solubles en agua, tales como surfactantes.

Los resultados obtenidos en la prueba de gasolina con aditivo y de gasolina sin aditivo es cualitativa y únicamente se califica como pasa la prueba o no pasa la prueba, pero esto nos indica si el aditivo esta o no afectando al producto que sale de la planta y que pueda ocasionar problemas posteriores en el proceso, como causar espuma en el endulzamiento de la gasolina*.

*ver glosario.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

No basta alcanzar la sabiduría: Es preciso aplicarla.

Cicerón

3.1- FORMULACIONES DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN IMP

POLÍTICA INDUSTRIAL DEL IMP

Debe resaltarse el hecho de que lograr una transferencia de resultados de investigación al sector productivo no es una tarea fácil, depende de muy variados factores por lo tanto las actividades de administración de tecnología que se realizan en el IMP, proporcionan valor agregado a los desarrollos realizados, toda vez que mediante la participación de diferentes áreas se logra la estructuración de los paquetes tecnológicos que habrá de proporcionarse al sector productivo.

Para fomentar la inversión necesaria para la investigación, no solo es justo sino también necesario que, una vez conseguida una invención, su empleo se permita – al menos durante un plazo restringido- exclusivamente a la persona que lo logro (el inventor) o a la empresa para la que se realizó (el empleador del inventor).

La legislación, más precisamente la Ley de Patentes, asegurar al inventor (o a su empleador) esta exclusividad del empleo de la invención por un tiempo limitado (20 años), pero solo en el país o territorio en que rige la ley respectiva.

Ese derecho consta de un documento que expide el organismo oficial y que de ordinario se denomina “patente”.

Como resultado de las investigaciones que el IMP ha llevado a cabo en el área de productos químicos para aplicación específica en puntos bien determinados de las plantas de las refinerías, en este caso en las plantas catalíticas, se han

desarrollado un buen número de formulaciones protegidas por las patentes con número 206394, 192783, 206413, 206394, 206395 y otras solicitadas.

Mediante convenios firmados ante Notario Público en donde se especifican los lineamientos para llevar a cabo las evaluaciones industriales y posteriormente su aplicación industrial, representantes del IMP y PEMEX firman un contrato de prestación de servicios para la aplicación de y control de aditivos elaborados con tecnología IMP (ver transferencia de tecnología p. 87).

Algunas de estas formulaciones actualmente se aplican a nivel industrial con resultados exitosos (Tabla 5).

Tabla 5. Consumos en litros en el 2002 de algunos inhibidores de la corrosión desarrollados en el IMP aplicados en las diferentes refinerías del país.

TRATAMIENTO EN:	PRODUCTO	REFINERIAS					
		Cadereyta	Madero	Minatitlan	Salamanca	Salina Cruz	Tula
CRUDO	IMP-IC-IN-3	72,387	1,059	201,723	67,437	113,750	*
FCC	IMP-IC-21	90,161	1,730	32,272	*	*	*
FCC	IMP-ICE-4	8,540	0	*	*	*	*
FCC	IMP-ICE-5	64,143	6,960	*	200	*	12,439
HDS	IMP-IC-8	77,652	1,451	13,581	18,673	1,200	2,855
HDS	IMP-ICATX-9632	26,852	13	7,328	6,701	14,800	26,487

CONDICIONES DE PRUEBA A NIVEL LABORATORIO

Como se hizo mención el primer paso es identificar las condiciones del medio en el que será aplicado el inhibidor de corrosión y tratar de imitarlas en el laboratorio, por lo tanto es importante simular las condiciones de operación en campo y seleccionar los agentes corrosivos más relevantes.

Caracterización de la salmuera:

Se procedió a caracterizar el contenido de sales así como el pH en la salmuera de una planta catalítica obtenida de los separadores ME-D-4X y ME-D-206, (ver diagrama, anexo II).

Muestra: Agua amarga tomada de los acumuladores ME-D-4X y ME-D 206, de la planta catalítica.

Tabla 6. Resultados del análisis de agua amarga (promedio), tomada de los acumuladores ME-D-4X y ME-D 206, de la planta catalítica.

PRUEBA	RESULTADO (ppm)
Amoniaco como N,	3,000
Dureza total como CaCO ₃	90
Calcio como CaCO ₃	40
Magnesio como CaCO ₃	50
Alcalinidad "P" como CaCO ₃	2,960
Alcalinidad "M" como CaCO ₃	7,170
Sólidos totales disueltos	13,600
Fierro total como Fe	1.6
Fierro disuelto	0.7
pH	9.0

A los productos seleccionados se les evaluó mediante el método NACE TM-01-72-00 con el objeto de determinar su eficiencia como formadores de película protectora sobre superficies de acero al carbón y se seleccionaron los más eficientes para someterlos a pruebas de inhibición al ampollamiento por hidrógeno.

PRUEBA DE HERRUMBRE (ver anexo IV)

Conforme a la norma NACE TM-01-72-00, se realiza la determinación de la corrosividad a hidrocarburos refinados.

La aplicación de esta norma consiste en agitar 300 mL del hidrocarburo a evaluar a $1,000 \pm 10$ rpm con una aspa plana de acero inoxidable de 25 x 6 mm a determinada temperatura, adicionándole 10 mL de agua destilada, manteniendo estas condiciones durante 3.5 horas.

La corrosión se observa en un testigo de corrosión cilíndrico originalmente pulido a espejo, después de transcurrido el tiempo al que se califica según grado de corrosión como se muestra en la tabla 7.

Tabla 7. Parámetros de calificación según método NACE TM-01.72-00.

CALIFICACIÓN	SUPERFICIE AFECTADA POR LA CORROSIÓN (%)
A	0
B ⁺⁺	Menos de 0.1 (2 ó 3 manchas menores de 1 mm)
B ⁺	Menos del 5
B	5 – 25
C	25 – 50
D	50 – 75
E	75 – 100

Tabla 8. Resultados de la evaluación de imidazolinas por el método de prueba de herrumbre

Condiciones de prueba:		
Medio corrosivo:	Diesel Sin – agua de mar sintética (pH= 8.5)	
Temperatura:	60 ± 2°C	
Tiempo:	4 h	
Velocidad de agitación:	1000 rpm ± 20	
Testigos:	cupones de acero al carbón 1010	
PRODUCTO	DOSIS (ppm)	CALIFICACIÓN SEGÚN MÉTODO NACE TM-01-72-00
AMIDO IMIDAZOLINA 1	50	E
	100	B
	250	B
AMIDO IMIDAZOLINA 2	50	E
	100	B
	250	A
	500	A
AMIDO IMIDAZOLINA 3	500	D
	1000	C
AMIDO IMIDAZOLINA 4	250	E
	500	D
	750	C
	1000	B
	1500	A
Donde:		
Calificación	% de la superficie afectada	
A	0	
B ⁺⁺	menos del 0.1	
B ⁺	menos del 5	
B	5 – 25	
C	25 – 50	
D	50 – 75	
E	75 – 100	
Por lo tanto la Amino – Imidazolina 2 es la que desde 250 ppm protege la superficie del testigo de corrosión.		

SALMUERA PARA LA PRUEBA DE BOTELLA:

Para las pruebas de botella (o dinámica) se selecciona un medio corrosivo muy agresivo en este caso se utilizaron dos tipos de salmuera:

1- Salmuera de sales conteniendo:

- Cloruro de sodio 9.62 %
- Cloruro de calcio 0.305 %
- Cloruro de Magnesio 0.186 %
- Agua destilada 89.89 %
- Ácido sulfhídrico el necesario para llegar a pH 4.0

2- Esta salmuera se utiliza para evaluar la protección contra el ampollamiento y está preparada a base de hidróxido de amonio 35 %, cloruro de amonio, cianuro de sodio 0.025% y agua destilada 64.975 %, saturando la solución con ácido sulfhídrico hasta pH 8.5 ± 0.2 . esta solución es similar (en promedio) a la de las aguas de lavado de la planta.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

Tabla 9. Determinación de la eficiencia de protección contra la corrosión de diferentes amidas por el método de prueba de botella NACE 1D-182 (modificado).⁵³

Condiciones de prueba:				
Medio corrosivo:		20% en volumen de querosina + 80% en volumen de salmuera (pH=4)		
Temperatura:		70 ± 5°C		
Tiempo:		46 horas		
Velocidad de rotación:		30 rpm		
Testigos:		acero al carbón 1010 con medidas de 25 x 12.5 x 0.1 mm		
PRODUCTO	RELACION MOLAR *	DOSIS (ppm)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN (mpa)	EFICIENCIA (%)
AMIDO AMINA 1	1:1	0	35	---
		25	25	28.2
		50	16	54.4
AMINO AMIDA 2	1:1	0	32	---
		25	14	54.7
		50	13	57.8
DIAMIDA 1	2:1	0	32	---
		25	19	40.8
		50	13	58.47
DIAMIDA 2	2:1	0	23	---
		25	3.6	84.7
		50	3.8	83.9
* Se refiere a la proporción de los reaccionantes (amina y ácido carboxílico) con la que se lleva a cabo la reacción (ver figura 11, en pág. 38).				

Tabla 10. Determinación de la eficiencia de protección contra la corrosión de diferentes imidazolinas por el método, de prueba de botella NACE ID-182

Condiciones de prueba:				
Medio corrosivo:	20% en volumen de querosina + 80% en volumen de salmuera (pH=4)*			
Temperatura:	70 ± 5°C			
Tiempo:	46 horas			
Velocidad de rotación:	30 rpm			
Testigos:	acero al carbón 1010 con medidas de 25 x 12.5 x 0.1 mm			
PRODUCTO	RELACION MOLAR *	DOSIS (ppm)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN (mpa)	EFICIENCIA (%)
AMIDO IMIDAZOLINA 1	1:1	0	35	---
		25	8	76
		50	18	46
AMIDO IMIDAZOLINA 2	2:1	0	32	---
		25	8	72
		50	7	75
AMIDO IMIDAZOLINA 3	1:1	0	23	---
		25	2	95
		50	1	93
AMIDO IMIDAZOLINA 4	2:1	0	32	---
		25	5	87
		50	2	93
* Se refiere a la proporción de los reaccionantes (amina y ácido carboxílico) con la que se lleva a cabo la reacción (ver fig. 11, en p. 42).				

Tabla 11. Determinación de la eficiencia de protección contra la corrosión de diferentes imidazolinas + tensoactivos por el método, de prueba de botella NACE 1D-182(modificado).⁵³

Condiciones de prueba:			
Medio corrosivo:	20% en volumen de querosina + 80% en volumen de salmuera (pH=4)		
Temperatura:	70 ± 5°C		
Tiempo:	46 horas		
Velocidad de rotación:	30 rpm		
Testigos:	acero al carbón 1010 con medidas de 25 x 12.5 x 0.1 mm		
PRODUCTO	DOSIS (ppm)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN (mpa)	EFICIENCIA (%)
AMIDO IMIDAZOLINA 3 + TENSOACTIVOS	0	36	---
	25	14	72.8
	50	2	90.5
	100	1	91.3
AMIDO IMIDAZOLINA 4 + TENSOACTIVOS	0	36	---
	25	2	95
	50	1	96
	100	1	96
Hidroxi-Imidazolina-Nafténica (IMP-IC-IN-3)	0	36	---
	25	18	44
	50	3	90
	100	2	93

Se puede apreciar en los resultados anteriores que la amido imidazolina 4 es la que presenta mejor funcionamiento como inhibidor fílmico, ya que los resultados

de protección contra la corrosión es de más de 90 % lo que lo ubica como un buen inhibidor.

Evaluación contra el ampollamiento

Para poder evaluar la protección contra el ampollamiento en laboratorio, se tuvo que determinar la concentración de cianuros más adecuada en la salmuera utilizada en laboratorio, el tipo de cupón, el tipo de superficie que debe tener el cupón para que se pueda observar fácilmente el ampollamiento, quedando la salmuera con la siguiente composición:

- 1- Hidróxido de amonio: 35.000%
- 2- Agua destilada: 64.975%
- 3- Cianuro de sodio: 0.025%
- 4- Ácido sulfhídrico (gas) cuanto sea necesario para llegar a pH= 8.5.

El tipo de cupón en donde se puede observar perfectamente el ampollamiento es de acero al carbón SAE 1010 ⁵⁶ con las siguientes medidas: largo de 25 mm, ancho de 12.5 mm y grueso de 0.25 mm, con la superficie en acabado a espejo.

Para medir el ampollamiento se consideraron dos factores la cantidad de ampollas y su tamaño según se muestra en la tabla 12.

Tabla 12. Parámetros de calificación en superficies afectadas por ampollamiento.

SUPERFICIE AFECTADA POR EL AMPOLLAMIENTO (%)	CANTIDAD DE AMPOLLAS EN LA SUPERFICIE	TAMAÑO DE LAS AMPOLLAS EN LA SUPERFICIE
0 – 25	ESCASA	PEQUEÑAS
25 – 50	MODERADA	MEDIANAS
50 – 100	INTENSA	GRANDES

Tabla 13. Resultados de la evaluación de inhibidores de corrosión con salmuera específica para causar ampollamiento.

Condiciones de prueba:					
Equipo:		Evaluador dinámico			
Medio corrosivo:		20% Querosina – 80% Salmuera con cianuros pH=8.5			
Temperatura:		70 ± 2 °C			
Tiempo:		46 horas			
Velocidad de agitación:		30 rpm			
Testigos:		Acero al carbón SAE 1010			
PRODUCTO	DOSIFICACIÓN (ppm)	VELOCIDAD DE CORROSIÓN (mpa)	EFICIENCIA (%)	AMPOLLAMIENTO	
				CANTIDAD	TAMAÑO
BLANCO	SIN INHIBIDOR	75	-----	INTENSO	MEDIANO
	SIN INHIBIDOR	72	----	INTENSO	MEDIANO
IMP-IC-21	25	1.1	98.5	NO PRESENTA	NO PRESENTA
	25	1.3	98.2	NO PRESENTA	NO PRESENTA
	50	0.16	99.7	NO PRESENTA	NO PRESENTA
	50	0.32	99.5	NO PRESENTA	NO PRESENTA
INHIBIDOR COMERCIAL 1	25	67.8	8.4	MODERADA	MEDIANAS
	25	79.1	6.8	MODERADA	MEDIANAS
	50	2.2	97	NO PRESENTA	NO PRESENTA
	50	*			
IC-IN-3	25	72.1	2.6	MODERADA	PEQUEÑAS
	25	76.0	2.7	ESCASA	PEQUEÑAS
	50	75.7	2.2	MODERADA	PEQUEÑAS
	50	64.8	12.4	ESCASA	PEQUEÑAS
SÍNTESIS 12	25	57.0	23.0	NO PRESENTA	NO PRESENTA
	25	56.0	24.3	ESCASA	PEQUEÑAS
	50	1.14	98.4	NO PRESENTA	NO PRESENTA
	50	12.6	82.9	NO PRESENTA	NO PRESENTA
INHIBIDOR COMERCIAL 2	25	81.2	9.6	MODERADA	MEDIANAS
	25	81.7	10.3	MODERADA	MEDIANAS
	50	81.6	10.6	MODERADA	PEQUEÑAS
	50	80.7	8.9	MODERADA	PEQUEÑAS
IC-8	25	15.2	79.4	ESCASA	PEQUEÑAS
	25	2.1	97.1	NO PRESENTA	NO PRESENTA
	50	4.7	93.6	NO PRESENTA	NO PRESENTA
	50	0.49	99.3	NO PRESENTA	NO PRESENTA

* Botella rota no se tienen datos

Continúa Tabla 13.

Se considera un buen inhibidor cuando a 25 ppm presenta un mínimo de 90% de eficiencia, sin ampollas. Aquí el inhibidor que funciona mejor es el denominado IMP-IC-21 ya que desde 25 ppm presenta una eficiencia de 98.2 % y no presenta ampollamiento.

PRUEBAS ELECTROQUÍMICAS

Los mejores compuestos de los antes mencionados fueron evaluados por el método electroquímico mediante técnicas de polarización lineal y pendientes de Tafel.

Los resultados obtenidos de la evaluación electroquímica coincidieron y confirmaron los resultados obtenidos en las pruebas anteriormente descritas.⁵⁴

3.2- PRUEBA DE CAMPO

TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA

Debe resaltarse el hecho de que lograr una transferencia de resultados de investigación al sector productivo no es una tarea fácil, depende de muy variados factores. Las actividades de administración de tecnología que se realizan en el IMP proporcionan valor agregado a los desarrollos realizados, toda vez que la participación de diferentes áreas se logra la estructuración de los paquetes tecnológicos que habrá de promocionarse al sector productivo, se realizaron diferentes actividades entre las que destacan: análisis y estrategia de patentabilidad, valoración de la tecnología, Identificación de las demandas para la tecnología.

Se ofrece un producto como resultado del conocimiento y la experiencia de años trabajando en la línea de Inhibidores de corrosión en el IMP, al que se le da el seguimiento para poder llevarlo a una prueba industrial, mediante el siguiente convenio IMP-PEMEX.

Tomando como base el Documento Normativo SP-GPASI-IT-5203 de la Gerencia de Protección Ambiental y Seguridad Industrial de PEMEX –REFINACIÓN denominado “PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE MEDIDAS Y CONTROL DE MEDIDAS ANTICORROSIVAS EN LA SECCIÓN DE FRACCIONAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE VAPORES DE LAS PLANTAS CATALÍTICAS DE PEMEX – REFINACIÓN”, se establecen los lineamientos para llevar a cabo la prueba industrial de un inhibidor de corrosión para evitar el ampollamiento por hidrógeno.

Para realizar esta prueba se realiza un contrato de prestación de servicios que se celebra, por una parte PEMEX – REFINACIÓN y por la otra el INSTITUTO

MEXICANO DEL PETROLEO, para el servicio técnico para la aplicación y control de productos químicos elaborados con tecnología del IMP en las diversas instalaciones del sistema nacional de refinerías.

Este contrato se divide en tres partes descritas a continuación:

Parte 1

ALCANCE DEL CONTRATO:

En este anexo se hace referencia a la refinería y las plantas en la que se dará el servicio, describiendo detalladamente las actividades a cargo del IMP y las facilidades que dará la refinería y específicamente las plantas en donde se aplicarán los inhibidores de corrosión, este anexo esta dividido en tres puntos:

- 1- Servicio de supervisión del tratamiento químico, detallando las actividades del personal del IMP así como los reportes que se deben realizar para llevar el control.
- 2- Control químico y monitoreo de la corrosión, se hace referencia a normas que se deben seguir para realizar dicho monitoreo.
- 3- Mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos de dosificación y las especificaciones a cumplir (anexo II).

Parte 2

MONTO DE LOS SERVICIOS

Las partes convienen el monto total de los servicios, la entrega de facturas y una sanción de parte del IMP en caso de facturas no pagadas.

Parte 3

DURACIÓN DE LOS SERVICIOS

El IMP se obliga a ejecutar los servicios objeto de este contrato especificando la fecha de duración del servicio.

COSTOS DE APLICACIÓN DEL INHIBIDOR DE CORROSION

Esta prueba está dividida en dos partes:

- 1- Estudio preliminar de la planta para conocer los niveles de corrosión y ensuciamiento, estableciendo la línea base para determinar posteriormente la eficiencia del inhibidor de corrosión.
- 2- La prueba industrial del tratamiento químico.

OBJETIVO DE LA PRUEBA DE CAMPO:

Evaluar y controlar los problemas de corrosión por ampollamiento que se presentan en las plantas catalíticas de la industria petrolera.

ALCANCE:

Contar con la información que permita evaluar los problemas de corrosión por ampollamiento que se presentan en la planta, así como la aplicación del tratamiento químico para su control, supervisión de la aplicación durante las 24 horas del día, monitoreo de la corrosión mediante probetas y testigos de corrosión, caracterización de las aguas amargas de los acumuladores, amina rica

y pobre, elaboración de reportes diarios y mensuales sobre el comportamiento del inhibidor, durante el período de aplicación, con personal técnico especializado y equipamiento de la planta para la aplicación del tratamiento.

ACTIVIDADES A REALIZAR: (ANEXO IV)

1. Recopilación de datos de operación.
2. Flujo y características de la carga.
3. Condiciones de operación en los puntos de inyección de los inhibidores de corrosión.
4. Características de las aguas amargas.

Supervisión y control de los inhibidores de corrosión.

Monitoreo de la rapidez de corrosión, mediante la predicción de velocidades de desgaste teóricas, testigos de corrosión y del incremento en las presiones en las sondas de hidrógeno (figura 10).

BENEFICIOS ESPERADOS:

1. Ahorros por limpieza y reparación de intercambiadores de calor por un monto estimado de \$ 2,500 / día.
2. Ahorros por pérdidas de producción debidas a paros de planta por un monto de \$ 14,000/día.
3. Ahorro por la disminución de la rapidez de corrosión aumentando la vida útil de las líneas de transferencia calculando \$ 22,800/día

PARÁMETROS DE EVALUACIÓN:

1. Rapidez máxima de corrosión, 5 mpa (milésimas de pulgada por año) en acero al carbón en los condensadores de fraccionamiento y compresión.

2. Rapidez máxima de corrosión, 0.5 mpa (milésima de pulgada por año) en Admiralty en los condensadores de fraccionamiento y compresión.
3. Concentración de hierro en las aguas amargas de los acumuladores menor a 1 ppm (partes por millón).
4. Concentración de cobre en las aguas amargas de los acumuladores menor a 0.5 ppm (partes por millón).

3.3- RESULTADO DE LA PRUEBA DE CAMPO

PRIMERA PARTE ⁵⁷ - LÍNEA DE REFERENCIA

Estudio de la planta para determinar los niveles de corrosión y ensuciamiento en los que esta operando normalmente.

DESARROLLO

En este período de línea de referencia agosto-septiembre de 1998, la planta operó con una carga promedio de 19622 Barriles Por Día (BPD) de mezcla de gasóleo con un peso específico de 0.8971, teniendo una conversión a 430°C de 74.14%. En el circuito de vapores de la sección de fraccionamiento el flujo de hidrocarburos fue en promedio de 3461 Mg/día (Ton/día), con una temperatura de domo de la fraccionadora de 115.9°C y presión de 0.51Kg/cm², el flujo del fondo se mantuvo en 28006 BPD, con una temperatura de 347.2°C.

El flujo de gases en el circuito de descarga del primer paso de compresión fue de 2401 Mg/día (Ton/día) con una temperatura promedio de 94.8°C y una presión de 3.6 Kg/cm².

Se instalaron probetas corrosimétricas en la entrada del banco ME-E-1X, entrada del ME-D-206, salida del ME-E-9A/B y entrada del ME-E-108 A-H. También se instalaron cupones (testigos de corrosión) en la entrada de ME-E-1X, salida de los ME-E-108A-H, entrada del E-26 y salida del E-25.

Se analizan las aguas amargas de los acumuladores ME-D-4X, ME-D-206, ME-D-33, agua de lavado y se caracteriza la amina rica y pobre (ver tabla 6 p. 78).

Monitoreo de la rapidez de corrosión

Línea de referencia agosto- septiembre

A) SECCIÓN DE FRACCIONAMIENTO Y COMPRESIÓN

Tabla 14. Monitoreo de la rapidez de corrosión en la sección de fraccionamiento y compresión.

POSICIÓN	MONITOREO POR:	AGOSTO	SEPTIEMBRE	MATERIAL
1	PROBETA	7.6	8.4	A.C.
2	CUPÓN	8.2	8.1	A.C.
3	CUPÓN	6.5	F/O	A.C.
4	PROBETA	-	2.148	A.C.
5	CUPÓN	0.137	0.027	ADMIRALTY
6	CUPÓN	0.187	0.149	ADMIRALTY

El tiempo de exposición de los cupones de corrosión fue de 31 días para el mes de Septiembre.

Nota: los valores del mes de agosto, no son representativos debido a que la planta estuvo más de 14 días fuera de operación (F/OP).

B) SECCIÓN DE ENDULZAMIENTO

Tabla 15. Monitoreo de la rapidez de corrosión en la sección de endulzamiento

RAPIDEZ DE CORROSIÓN (mpa)					
POSICIÓN	MONITOREO POR:	AGOSTO	SEPTIEMBRE	MATERIAL	ESPECIFICACIÓN
7	CUPÓN	*	*	A.C.	< 5
8	PROBETA	**	0.433	A.C.	<5
9	PROBETA	**	3.445	A.C.	<5
10	CUPÓN	**	0.058	A.C.	<5
11	PROBETA	0.973	0.797	A.C.	<5
12	PROBETA	0.243	1.540	A.C.	<5

El tiempo de exposición de los cupones de corrosión fue de 31 días para el mes de septiembre.

*Cupón dañado al momento del retiro

**falta de instalación

Nota: Los valores del mes de agosto, no son representativos debido a que la planta estuvo más de 14 días fuera de operación.

CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS AMARGAS DE LOS ACUMULADORES

Tabla 16. Análisis de agua amarga tomada de los acumuladores D-4, D-6 y D-15.

MES	ANÁLISIS Ppm RECOM	Ph 7.5-9.5		Fe <1.0	Cu <0.5	CN ⁻ <100	SCN ⁻ <200	Cl <150	NH ₃	N ₂	H ₂ S	
		PEMEX	IMP	PEMEX	PEMEX	PEMEX	PEMEX	PEMEX	PEMEX	PEMEX	PEMEX	IMP
AGO	D-4	8.3	8.5	0.40	0.32	106	74	-	8.7	818	1823	2401
	D-6	8.2	8.2	0.20	0.024	213	28.2	-	954	969	2197	2614
	D-15	-	8.1	0.41	0.046	73.7	44.2	-	2889	2924	-	8670
SEP	D-4	8.3	8.3	0.45	0.148	48	39.0	-	608	616	1695	1984
	D-6	8.1	7.9	0.27	0.023	179	35.0	-	706	716	2276	2519
	D15	7.5	-	0.57	0.014	99.6	52.6	-	1840	1878	-	6003
CARACTERÍSTICAS DEL CONDENSADO (AGUA DE LAVADO)												
	PH 7.0 - 8.5	DUREZA (CaCO ₃)		ALCALINIDAD (CaCO ₃)		STD <3500	CN ⁻ <100	SCN < 150		H ₂ S 0		
MES	IMP	IMP		IMP		IMP	IMP	PEMEX IMP		PEMEX	IMP	
AGO	8.5	0		5.5		3	0	0		-	-	
SEP	-	0		9.6		13	0	0		-	-	

A) CONDICIONES DE OPERACIÓN
 PROMEDIO DE DOS MESES

Tabla 17. Condiciones de operación, de diseño y reales reportadas por PEMEX.

Sección de reacción	Unidad	Real	Diseño
Carga al RAISER	bpd	19,622	25,000
Peso específico de la carga		0.8971	0.905
Temperatura de reacción	°C	517.0	521
Presión anillo de carga	Kg/cm ²	11.21	10.00
Conversión a 221	°C	74.14	70-75
SECCION DE FRACCIONAMIENTO			
Temperatura Domo	°C	115.9	111
Presión Domo	°C	0.510	0.320
Flujo de fondo	bpd	28006	51846
Temperatura de fondo	°C	347.2	349
Reflujo de t-3	bpd	12405	
Flujo a E-8s de D-4	bpd	7273	
SECCIÓN DE COMPRESIÓN			
Temperatura de descarga de C-3	°C	94.8	97
Presión descarga de C-3	Kg/cm ²	3.6	2.76
Descarga de C-3 a E-8s	m ³ /h	20814	
Descarga de C-4 a C-3	m ³ /h	7258	
Columna absorbadora de amina T-8			
Flujo de entrada de gas amargo	m ³ /h	16342	
Flujo de entrada de amina	bpd	10356	10466.5
Diferencial de presión	Kg/cm ²	0.2	
Nivel	%	41.5	

Continua **Tabla 17.** Condiciones de operación, de diseño y reales reportadas por PEMEX.

Columna absorbidora de amina T-9			
Flujo de entrada de amina	bpd	1,262	1262
Diferencial de presión	Kg/cm ²	0.950	
Nivel	%	32.2	
Columna regeneradora de amina T-10			
Flujo de Domo	m ³ /h	55.1	
Temperatura de Domo	°C	100.3	112
Temperatura de entrada de amina	°C	88.5	
Temperatura de salida de amina	°C	125.1	
Nivel	%	45.9	
Rehervidor de amina 1			
	Kg/h	3011	
Temperatura de entrada de amina	°C	120.0	
Temperatura de salida de amina	°C	124.9	
Rehervidor de amina 2			
Flujo de vapor	Kg/h	1886	
Temperatura de entrada de amina	°C	123.8	
Temperatura de salida de amina	°C	126.5	
Filtro FG-601			
Diferencia de presión	Kg/cm ²	0.07	
Cambiadores de calor			
Temperatura de entrada de amina rica	°C	77.0	
Temperatura de salida de amina rica	°C	87.0	
Temperatura de entrada de amina pobre	°C	124.7	
Temperatura de salida de amina pobre	°C	78.7	

CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES DE LA LÍNEA DE REFERENCIA

Los resultados obtenidos para el control de la corrosión durante el mes de septiembre serán tomados como línea de referencia para evaluar la eficiencia del tratamiento integral del IMP. Estos son los siguientes:

El contenido de hierro (Fe) y cobre (Cu) en los acumuladores ME-D-4X, ME-D-206 y ME-D-33 se encuentran dentro de especificaciones con un valor máximo de 0.57 ppm (especificación <1.0 ppm) para cobre.

La rapidez de corrosión obtenida con probetas corrosimétricas y cupones de pérdida de peso, fueron mayores a 5 milésimas por año (valor máximo permitido) en todos los puntos de monitoreo de las secciones de fraccionamiento, compresión y endulzamiento de gasolina fueron menores a 5 milésimas por año (mpa).

Sin embargo, en el acumulador ME-D-206 la concentración promedio de cianuros, fue de 198 ppm (máximo recomendado 100 ppm).

En el ME-D-33 la concentración de cianuros, se encuentra en el límite máximo permisible con un valor promedio de 99.6 ppm.

En el período de línea de referencia, se aplicó el inhibidor para el ampollamiento por hidrógeno comercial en la entrada de los enfriadores ME-E-9 A/B de la sección de compresión. En el domo de la fraccionadora ME-T-208Y se aplicó el inhibidor de corrosión IMP-IC-IN-3.

RECOMENDACIONES

El análisis de los resultados obtenidos indica que la rapidez de corrosión en las secciones de fraccionamiento, compresión y endulzamiento, están fuera del límite permitido (menor a 5 mpa).

Asimismo el contenido de Fe y Cu en aguas amargas cumple con la especificación (menor a 1.0 ppm para Fe y a 0.5 ppm para Cu).

Sin embargo, el contenido de cianuros en el acumulador D-6 está fuera de parámetro establecido como menor a 100 ppm; esto indica la probabilidad de que se presente ampollamiento por hidrógeno.

Se considera conveniente instalar probetas para la detección de hidrógeno en los acumuladores ME-D-206 y ME-D-4X.

CONCLUSIONES DE LA LÍNEA DE REFERENCIA

Como resultado de las observaciones y recomendaciones realizadas durante la Línea Base se instalaron parches para monitoreo de permeación de hidrógeno en los siguientes puntos (ver anexo II), esto se hizo con base en el historial de ampollamiento que se ha presentado en la planta.

SEGUNDA PARTE

PRUEBA INDUSTRIAL ⁵⁸

RESUMEN

El tratamiento con inhibidor de corrosión filmico IMP-IC-21, a los condensadores y líneas de transferencia de la sección de fraccionamiento y compresión de vapores mostró buenos resultados, al mantener la rapidez de corrosión dentro de las especificaciones solicitadas por la Refinería tanto en la sección de compresión de vapores como en la sección de fraccionamiento excepto en el punto 4 a la salida del banco E-1K- C-DX donde se disminuyó de un valor de 7.9 observado en la línea de referencia a 4.6 en el mes de abril y a 1 mpa en el mes de mayo en cupones de admiralty lo que podría atribuirse a la presencia de un flujo preferencial en este banco.

Esto traerá como consecuencia mayor tiempo de operación de los equipos ya que con dicha aplicación se reducen los problemas de corrosión y ensuciamiento permitiendo alargar las corridas operacionales de esta planta.

Cabe mencionar que el personal técnico de la planta expresó su satisfacción en cuanto a los resultados obtenidos en esta prueba.

ANTECEDENTES

En la planta catalítica "ME" de la Refinería de Madero se han presentado valores de corrosión hasta de 25 mpa. En la sección de descarga del primer paso de compresión y en la sección de fraccionamiento valores hasta de 8.0 mpa por lo que el personal técnico de la refinería solicitó al IMP la aplicación de inhibidores que permitan tener bajo control los altos índices de corrosión, los cuales son

originados por la presencia de un medio agresivo de carácter alcalino, compuesto por sulfuros, nitrógeno, amoníaco, ácido cianhídrico y ácido sulfhídrico.

Con relación a lo anterior, el IMP en coordinación con la Gerencia de Investigación y Desarrollo Pemex-Refinación inició la prueba del inhibidor de corrosión IMP- IC-21; el cual ha permitido reducir considerablemente los índices de corrosión que se habían registrado en esta planta.

DESARROLLO

a) Actividades

- En coordinación con el personal técnico de la refinería se establecieron los programas para el control analítico, monitoreo de la corrosión e integración de estadísticas de operación.
- A solicitud del personal de la refinería, se supervisó la aplicación del inhibidor de corrosión las 24 horas del día. Para lo cual se cuenta con un ingeniero de servicio y 4 técnicos.
- Se monitoreó la corrosión mediante probetas corrosimétricas y portatestigos de corrosión los que están colocados en la entrada de gases de los condensadores ME-E-1X y la salida de cada uno de los bancos ME-E-108 A-H, ME-E-103-C.

Condiciones de operación

Durante este período, la planta operó en promedio con una carga de 39240 B/D de gasóleo de vacío con un peso específico promedio de 0.912, y con una conversión a 220°C de 71.2%. En el circuito de vapores de la sección fraccionamiento el flujo de gases se mantuvo en promedio de 5646 Mg/día (Ton/día) con una temperatura de domo promedio de 143°C a una presión de 1.2 kg/cm².

El flujo de gases en el circuito de descarga del primer paso de compresión se mantuvo en un promedio 2650 Ton/día con una temperatura de 87°C y una presión de 4.1 kg/cm².

d) Agua de lavado

En la sección de compresión de vapores del primer paso, se suministró agua de lavado a razón de 3.7 galones por minuto (gpm) a cada uno de los bancos de condensadores ME-E-1X y ME-E-108 A-H.

En el circuito de condensación de vapores de la sección de fraccionamiento se tiene un indicador registrador de flujo tipo Vortex en donde el suministro de agua de lavado en promedio fue de 3.4 gpm en los cuatro bancos de condensadores ME-E-1X y ME-E-108.

e) Consumo de inhibidor de corrosión

En el mes de abril se consumieron 4366 litros de inhibidor de corrosión IMP-IC-21 a una dosificación promedio de 19 y 17 ppm en las secciones de compresión y fraccionamiento respectivamente.

En mayo se consumieron 6367 litros de inhibidor IMP-IC-21 incrementándose la dosificación a 25 ppm en ambas secciones, con objeto de mejorar los resultados obtenidos en el mes anterior, ya que se registró un valor de 4.6 mpa en un cupón en la sección de fraccionamiento, logrando con esta acción disminuir este resultado a un valor de 1.0 mpa.

El inhibidor se diluyó con agua de lavado a razón de 3.5 gpm en los cuatro bancos de condensadores ME-E-1X y ME-E-108, asimismo en la sección de compresión

de vapores el inhibidor se diluyo a razón de 3.8 gpm a cada uno de los bancos de condensación ME-E-9 A-B.

CONCLUSIONES DE LA PRUEBA INDUSTRIAL

Con la aplicación del inhibidor de corrosión IMP-IC-21, los resultados observados en el circuito de compresión de vapores muestran un comportamiento satisfactorio, al mantener la rapidez de corrosión por debajo del límite máximo permisible de 5 mpa en cupones de acero al carbón con un valor máximo de 0.79 mpa y en cupones de admiralty con un valor máximo de 0.17 por debajo del límite máximo permisible que es de 0.5 mpa.

En la sección de fraccionamiento los valores de corrosión estuvieron dentro de especificaciones excepto el punto 4, en donde en el mes de abril se registró un dato de 4.6 mpa en un cupón de admiralty cuyas causas se pueden atribuir a la existencia de un flujo preferencial a la salida del banco ME-E-1X-C, ya que se han registrado temperaturas mayores en 5°C en comparación con otros bancos de condensadores, aunado a una insuficiencia de inhibidor de corrosión.

En el mes de mayo se incrementó la dosificación de inhibidor logrando disminuir inclusive el punto 4 a un valor de 1.0 mpa manteniendo los demás datos dentro de las especificaciones solicitadas por la Refinería (ver anexo VI y VII).

RECOMENDACIONES

Es necesario continuar con la aplicación del inhibidor de corrosión IMP-IC-21 en estas secciones para controlar la corrosión por debajo de las especificaciones (acero al carbón menor a 5 mpa y admiralty menor a 0.5 mpa).

Evaluar por un período mínimo de un año, la aplicación de un tratamiento químico integral para cuantificar con mas precisión los beneficios obtenidos.

COSTO-BENEFICIO DE LA PRUEBA INDUSTRIAL

a) Cálculo de los beneficios (mayo 2002)

Con base en los datos obtenidos durante el tiempo de aplicación del inhibidor de corrosión IMP-IC-21 en la planta catalítica ME de la refinería "Francisco I. Madero" en los meses de abril y mayo, se presenta el siguiente estudio sobre la determinación del costo- beneficio.

Los conceptos en consideración para este análisis son:

1. Limpieza y reparación de cambiadores de calor de las secciones de fraccionamiento y compresión.

Según las estadísticas reportadas en refinería, cada año salen de operación en promedio 3 bancos (cada banco, tiene 3 intercambiadores) de intercambiadores de calor, lo que representa una labor de mantenimiento de 9 de estos equipos al año por problemas de corrosión y ensuciamiento.

Apoyados en estas estadísticas, podemos considerar el reentubamiento de uno de los intercambiadores al año y un procedimiento de limpieza y reparación a los restantes. El costo observado por el reentubamiento de un intercambiador de calor es de \$ 600,000 además por el servicio de limpieza y reparación \$ 16,500 por intercambiador*. De tal manera que el costo por este concepto será:

Costo por mantenimiento anual (Sin aplicación de inhibidor de corrosión) =
 $\$600,000 + (16,500 \times 8) = \$ 732,000$

*Datos proporcionados por personal de la refinería "Francisco I. Madero" enero 2001

Basándonos en la reducción de las velocidades de corrosión observadas (de 7.9 a 4.6 mpa) en los equipos de intercambio de calor de la sección de fraccionamiento y compresión durante la aplicación del inhibidor IMP-IC-21, los requerimientos de mantenimiento y los costos por este concepto en estos equipos, se reducirá a la mitad.

Costo por mantenimiento con la aplicación del inhibidor IMP-IC-21 = \$ 732,000/2 = \$ 366,000

Por lo tanto, el ahorro por limpieza y reparación de los intercambiadores de calor por motivo de la dosificación del inhibidor de corrosión IMP-IC-21 es:

Ahorro anual por mantenimiento \$ 732,000 – 366,000 = \$ 366,000

Ahorro diario por mantenimiento \$ 366,000/365 = \$ 1,003

2. Incremento en la duración del ciclo de operación entre períodos de mantenimiento

Teniendo en cuenta que la planta catalítica “ME” procesa una carga de 32,000 BPD y el costo por paro de planta es de \$ 163, 985 dólares por día, el cálculo del ahorro por concepto del incremento en el ciclo de operación entre períodos de mantenimiento a los cambiadores de calor que recibieron la aplicación del inhibidor de corrosión IMP-IC-21 es:

Considerando una paridad de \$ 10 pesos por dólar (mayo 2002)

Costo del paro de planta por día = 163,985 x 10 = \$ 1,639,850

Cada año salen de operación en promedio 3 bancos de cambiadores de calor de la sección de fraccionamiento y compresión y permanecen en mantenimiento

durante 40 días. Por esta razón, debido a que la sección de fraccionamiento tiene 4 bancos de cambiadores de calor E-1's se estima que durante estos periodos de mantenimiento, se reduce la capacidad de la planta en un 5%.

$$\text{Carga sin un banco} = 32,000 \times 0.95 = 30,400$$

Lo que provoca una pérdida del siguiente orden:

Pérdida diaria $1,639,850 \times 0.05 = \$81,992.5$ afectado por período de mantenimiento.

$$\text{Pérdida por período de mantenimiento} = \$81,992.5 \times 40 \text{ días} = \$3,279,700$$

Debido a que son 3 períodos de mantenimiento por año, la pérdida anual es:

$$\text{Pérdida anual} = \$3,279,700 \times 3 = \$9,839,100$$

La pérdida diaria promedio por causa de las reducciones en la carga efectuadas durante el período anual es:

$$\text{Pérdida diaria} = \$9,839,100 / 365 = \$26,956$$

Debido a la reducción en la rapidez de corrosión observada con el uso del inhibidor, se proyecta la disminución de salida de bancos a mantenimiento a 3 períodos cada 2 años, lo que producirá el siguiente ahorro:

Ahorro por incremento en los períodos de mantenimiento:

$$\$26,956 \times 0.5 = \$13,478$$

Disminución de la corrosión en la vida útil de la línea de domo de la fraccionadora y de compresión.

Tomando en cuenta los criterios y normas de seguridad aplicables a la cédula de la tubería, tenemos que:

La cédula de la línea es de 500 milésimas de pulgada

La tolerancia mínima de seguridad es de 250 milésimas de pulgada

Por lo tanto la vida útil de la línea será de:

$$500 - 250 = 250 \text{ milésimas de pulgada}$$

Primero se realizará el calculo del ahorro obtenido por la disminución de 1 mpa en la rapidez de corrosión presente en la línea de domo y a continuación se determinará proporcionalmente para este caso específico.

Si consideramos una rapidez de corrosión de 5 mpa en la tubería sin aplicación de inhibidor de corrosión, la vida útil es de:

$$250 \text{ milésimas} / 5 \text{ mpa} = 50 \text{ años}$$

Si mediante la adición del inhibidor se reduce la corrosión en una unidad tendremos:

$$250 \text{ milésimas} / 4 \text{ mpa} = 62.5 \text{ años}$$

A valores actuales en promedio, el costo por reposición e instalación de la línea de domo es de \$ 6,435,000

El ahorro financiero para prolongar este desembolso en pesos actuales por 12.5 años, si consideramos una tasa inflacionaria de 6% y un factor de depreciación de 2.5% es:

$$\text{Tasa real } 6 - 2.5 = 3.5\%$$

$$\text{Ahorro} = \$ 6,435,000(1 + 0.035)^{12.5} - 6,435,000$$

$$\text{Ahorro financiero } \$ 3,457,428$$

Con la dosificación del IMP- IC-21 en la planta catalítica "ME" se disminuyeron 4 mpa en la línea de domo, por lo tanto, el ahorro por este concepto es:

$$\text{Ahorro} = \$ 3,457,428 \times 4 = \$ 13,829,712$$

Este ahorro se aplica para los 12.5 años; si lo transformamos a ahorro diario por utilización del inhibidor de corrosión y tomando en cuenta que se tienen dos conjuntos de cambiadores de calor que se benefician con la aplicación del IMP-IC-21 (fraccionamiento y compresión) se tiene que:

$$\text{Ahorro financiero } [13,829,712 / (365 \times 12.5)] \times 2 = \$ 6,064 / \text{ día}$$

CÁLCULO DEL COSTO – BENEFICIO

El ahorro generado por la aplicación del inhibidor IMP-IC-21 queda integrado por los tres beneficios anteriores.

$$\text{Ahorro por limpieza y reparación de cambiadores de calor} = \$ 1003 / \text{ día}$$

$$\text{Ahorro por incremento en los ciclos de operación} = \$ 11,726 / \text{ día}$$

$$\text{Ahorro por disminución de la corrosión en las líneas} = \$ 6,064 / \text{ día}$$

Por lo tanto:

Ahorro total por el uso del IMP-IC-21 = \$1003 + 11,726 + 6,064 = \$ 18,793/día

Costo por aplicación del inhibidor (abril y mayo) = \$ 272,665 (61 días)

Costo diario de aplicación = \$ 272,665/61 = \$ 4,470/día

Costo – beneficio = \$ 18,793/4,470 = 4.2

Cálculo del retorno de la inversión 1/ costo-beneficio = 1/ 4.2 = 0.23

Retorno de la inversión = 0.23 x 61 = 15

Retorno de la inversión = 15 días

Tabla 18. Resumen de resultados y ahorro obtenido con el uso del inhibidor de corrosión IMP-IC-21

Relación de ahorros (\$) con el uso del inhibidor de corrosión y ampollamiento IMP-IC-21	
A.-Ahorro por limpieza y reparación de cambiadores de calor	\$ 1003/ día
B.-Ahorro por incremento en los ciclos de operación	\$11,726/día
C.-Ahorro por disminución de la corrosión en las líneas	\$ 6,064/día
Ahorro total por el uso del IMP-IC-21 = A+B+C	\$18,793/día
Costo por aplicación del inhibidor (abril y mayo)	\$ 272,665 (61 días)
Costo diario de aplicación = \$ 272,665/61	\$ 4,470/día
Costo – beneficio = \$ 18,793/4,470	4.2
Cálculo del retorno de la inversión 1/ costo-beneficio	1/ 4.2 = 0.23
Retorno de la inversión	0.23 x 61 = 15
Retorno de la inversión = 15 días	

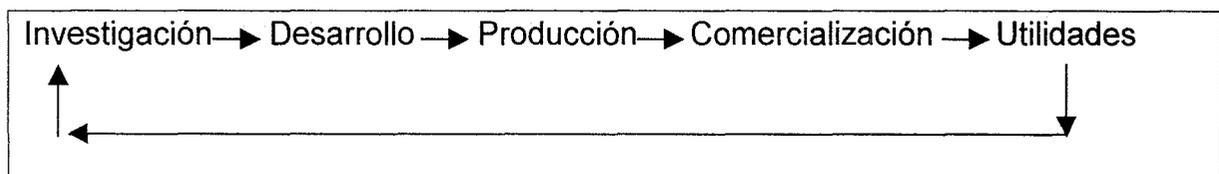
**La innovación debe estar siempre cerca del mercado,
enfocada en el mercado y dirigida hacia el mercado.**

Peter F. Drucker.

IV- CONCLUSIONES

La innovación tecnológica cubre un amplio espacio que va desde la generación y acumulación de conocimientos hasta la producción de bienes y servicios y su comercialización, abarcando las investigaciones básicas, las investigaciones aplicadas, los trabajos de desarrollo tecnológico, la protección legal de los resultados, las acciones de desarrollo asociadas a los estudios de carácter social, la transferencia de conocimientos y tecnologías, la actividad de mercadotecnia y el empleo de modernas técnicas gerenciales, y como resultado de todo este esfuerzo, se obtienen nuevos productos o mejorados procesos tecnológico-productivos o más eficientes tipos de servicio.

Por lo tanto los procesos de innovación tecnológica se definen como el conjunto de las etapas técnicas, industriales y comerciales que conducen al lanzamiento con éxito en el mercado de nuevos productos manufacturados o la utilización de nuevos procesos técnicos. De acuerdo con esta definición, las funciones de la innovación son múltiples y constituyen la fuerza motriz que impulsa a las empresas hacia objetivos a largo plazo, conduciendo a nivel macroeconómico a la renovación de las estructuras industriales y a la aparición de nuevos sectores de actividad económica. De una forma esquemática, la innovación se traduce en los siguientes hechos: ⁵⁹⁻⁶²



La innovación tecnológica es la forma organizada a través de la cual se materializa la investigación científica y tecnológica.

Muy rara vez las invenciones son el resultado de una intuición genial, casual o instantánea. Por regla general son el fruto de un largo y arduo proceso de pensamiento y experimentación, animado por el propósito y la esperanza de dar con la nueva solución que suponga una invención. En otros términos, las invenciones son, por regla general, fruto y resultado de la investigación metódica.

En este trabajo, se ofrece el inhibidor de corrosión y ampollamiento para las plantas catalíticas de la industria petrolera IMP-IC-21 como resultado del conocimiento y la experiencia de años trabajando en la línea de Inhibidores de corrosión, obteniendo la patente número 00425698 denominada "Inhibidor de Corrosión y Ampollamiento por Hidrógeno, de Superficies Metálicas".

Además se hizo la evaluación costo-beneficio de la aplicación de este inhibidor (p. 107) en donde se muestra que es redituable la aplicación del mismo, puesto que el ahorro logrado es muy superior al consumo de inhibidor.

Después de la prueba industrial se siguió aplicando en la planta Catalítica de la Refinería de Madero y posteriormente en otras refinerías. El consumo en el año 2002 fue de 124,163 litros del inhibidor IMP-IC.21, (ver tabla 5, p. 77) con la consiguiente obtención del pago de regalías al IMP por parte de la patente obtenida.

Estos resultados obtenidos por el Instituto Mexicano del Petróleo en el área de Innovación, desarrollo e investigación de productos químicos para la industria del petróleo han posibilitado un control efectivo de los problemas de corrosión en dicha industria, aumentando el tiempo en el que se debe dar mantenimiento a las líneas y equipos, de las plantas catalíticas, de la industria petrolera. Logrando el

consiguiente ahorro de mano de obra así como el cambio o reposición de equipos o partes de ellos debido a la fragilización de las paredes por la corrosión y el ampollamiento, como quedó demostrado en este trabajo.

En las primeras dos décadas del tercer milenio, el consumo de energéticos continuará concentrado en los combustibles fósiles, con el petróleo a la cabeza. Los desarrollos de la tecnología petrolera permitirán incrementar la recuperación de los yacimientos del petróleo, y de esta forma aumentar las reservas del crudo. Además la tecnología disminuirá los altos costos originados por la corrosión en las actividades de explotación y refinado del petróleo.

Otros beneficios intangibles son:

Para el INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO, es el incremento en el prestigio a nivel nacional e internacional.

Para el país, reducir la dependencia tecnológica del extranjero, aumentando la capacidad productiva

V- BIBLIOGRAFÍA⁶³⁻⁶⁵

1. www.monografias.com/trabajos15/innovación-tecno/innovacion-tecno.shtml
(fecha de consulta 26/03/2004)
2. www.wipo.int/innovation/es/meetings/1999/inn_v/c/pdf/v/c99_4.pdf
(fecha de consulta 16/03/2004)
3. López-Mungia, A. en Gaceta Facultad de Química, UNAM, número especial, México, enero 2004
4. Ávila, J.; Genescá, J. Más Allá de la Herrumbre. México, 2da. Ed. La Ciencia desde México. Secretaría de Educación Pública, México, D.F., **1996**, 39-41.
5. Romero, M., L. *Implementación de Métodos de evaluación de Inhibidores de Corrosión para Plantas de Desintegración Catalítica*, México, **1994**, 35-38, 39-41.
6. http://lecturailce.edu.mx:3000/site/ciencia/volumen1/ciencia/2/09/htm/sec_7.html.
(consulta realizada: 02-02-2002).
7. Erij, V., Rásina, M., Rudin, M, *Química y Tecnología del Petróleo y del Gas*, Ed. Mir, Moscu, **1985**. p. 16-19.
8. Daniel Kauff et.al., *FCC Process Technology for the 1990's*. National Petroleum Refiners Association, march 22-24, **1992**, New Orleans, Louisiana, EUA.
9. Ref. 5 p. 39-41.
10. Ref. 4 p. 10-15.
11. Nava A.J., *Síntesis de Imidazolinas Derivadas de Ácidos Carboxílicos y Poliaminas y Estudios del Efecto de su Estructura Química en Función de su Eficiencia como Inhibidor de Corrosión*, Facultad de Química, Benemérita Universidad de Puebla, México, **1997**.
12. Erwin Buck, *Corrosion Test and Standard Manual*, Corrosion 41, **199**, p.7
13. www.corrosioncost.com/sitemap.html Fecha de consulta: 03/07/2002
14. Sastri, V. S., *Corrosion Inhibitors, Principles and Applications*. Ed. John Willey & Sons Ltd, Chichester, U.K, **1998**. p 537-546.
15. Distasio, J. I., *Chemical for Oil Field Operations*. Ed. Noyes Data Corp., New Jersey, E.U, 1981.

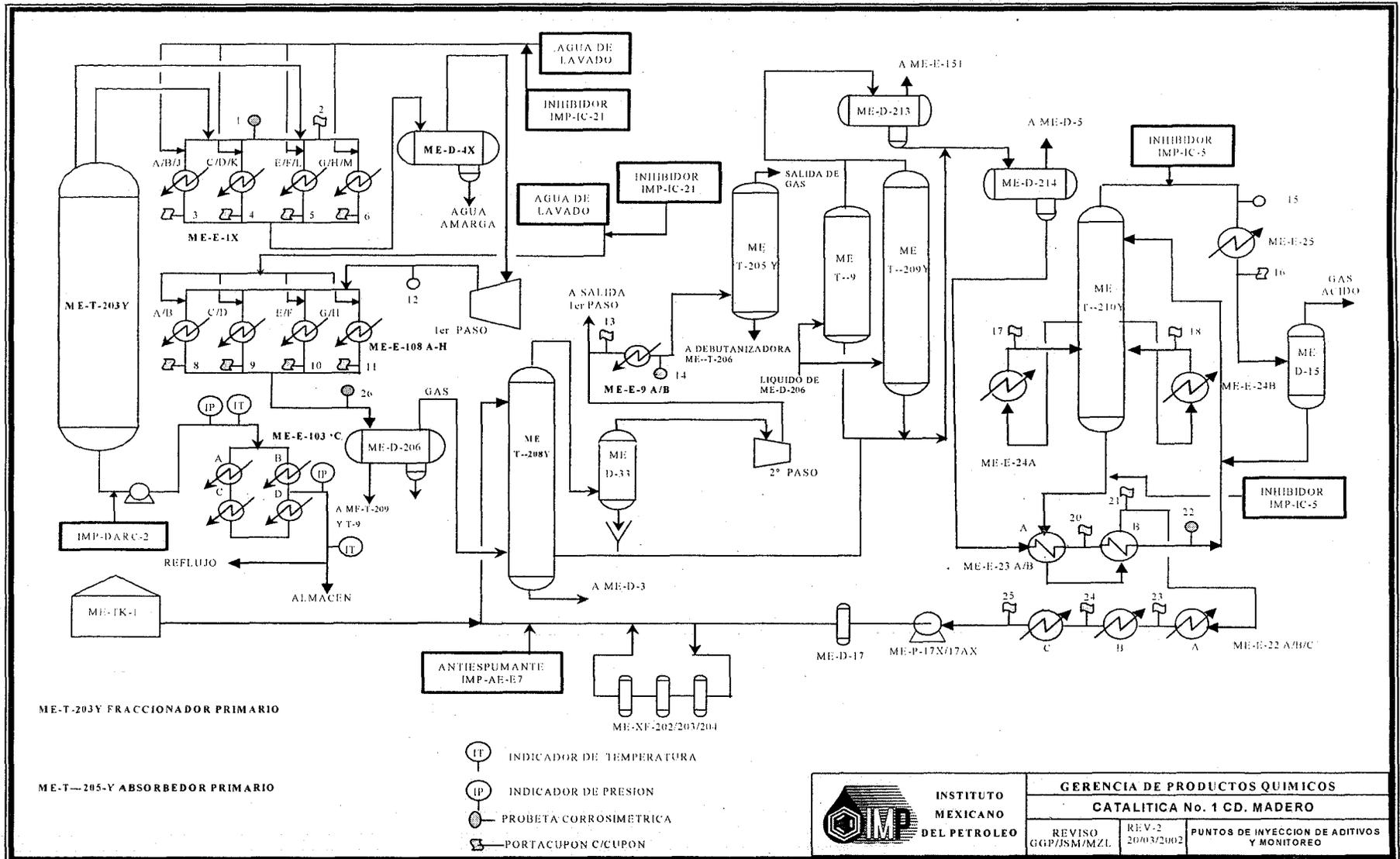
16. Gómez, P. T., *Síntesis y Evaluación de Inhibidores de Corrosión del tipo Imidazolina Nafténica*, Facultad de Química, Universidad Autónoma de Jalapa, **1992**, 15-16.
17. Memorias del Seminario sobre Corrosión, IMIQ, septiembre, México, D.F., 05/09/**1991**.
18. *Chemical Inhibitors for Corrosion Control*, the Royal Society of Chemistry, **1990**, pag.1-33.
19. Bethencourt, M., *Lanthanide compounds as environmental friendly corrosion inhibithors of aluminium alloys: a review*. Corrosion Sience 40, **1998**, No 11, p1803-1819, G.B.
20. Vukasovich, M. S. *Reviews on Corrosion Inhibitor Science and Technology*. NACE, Houston, Texas,EUA, paper II-12-1.
21. Ref. 9 p. 148-249, 740-747.
22. *Chemical Inhibitors for Corrosion Control*, the Royal Society of Chemistry, **1990**, p.1-33.
23. Boivin, J. *Material Performance* **1995**, 34, 65.
24. Richardson, F.B. *Spec. Publ. R. Soc. Chem.* **1992**, 107, 161.
25. Butler, R.N.; O'Regan, C. B. *J. Chem. Soc. Perkin I* **1986**, 386.
26. J. A. Martin, F. W. Valone, *Corrosion* 41, (**1985**): p. 281.
27. Kuashik, M.; Naruala, R. C.; Ruparel, S. B. *Chem. Eng. World* **1992**, XXVII, 83.
28. Haselgrave, J. A.; Carruthers, N.; Hedges, W. M.; O'Brien, T. M. EP 0 526 251 A1, **1992**.
29. K. Kennelley, K.; Thomas, E. R.; Voorhees, R. J.; Watson, J. D.; Sullivan, D. S. U. US Pat H1147, **1993**.
30. J. Maddox, U. S. Pat. 3,758,493, **1973**.
31. Maddox, J.; Shoen, W. U.S. Pat. 3623947, **1971**.
32. Chappel, G. D.; Standfor, J. R. U.S. Pat. 4010111, **1977**.
33. Oppenlaender, K.; Stork, K.; Barthold, K. U.S. Pat. U.S.4388214, **1983**.
34. McCullough, T. M. U.S. Pat. U.S. 5062992, **1991**.

35. Belyaev, V. L.; Savenko, V. K.; Sokolyk, V. M.; Litvin, B. L.; Fedorak, R. D. Pat. Rusa URXXAF SU 1414846 A1 19880807, **1988**.
36. Pomares, J. Pat. Española SPXXAD ES 540640 A1 19851116, **1985**.
37. Vodak, Z.; Krsnak, F.; Bechtold, L. Pat. Checa CZXXA9 CS 184110 19800715, **1980**.
38. Jovacicovic, V.; Ramachandran, S.; Prince, P. *Corrosion* **1999**, 55, 449.
39. de Paz, G.; Zepeda, L. G.; Marín-Cruz, J.; Martínez-Palou, R. *Synlett* **2003** (enviada).
40. R. Martínez-Palou, R.; Rivera, J.; Zepeda, L. G.; Rodríguez, A. N.; Hernández, M. A.; Marín, J.; Estrada, A. *Corrosion*; **2003** (enviada).
41. de Paz, G.; Zepeda, L. G.; Marín-Cruz, J.; Martínez-Palou, R. *Synlett*, México, **2003** (enviada)
42. Hedges, W. M.; Lockledge, S. P. *Corrosion/96 NACE Paper No. 151*, Houston, Texas, **1996**.
43. Guzmán, P. G., Eguía Lis M.J., Rodríguez, S. A.N., Roldán, P.R., pat.No. 206394, *Inhibidor de Corrosión y Ampollamiento por Hidrogeno de superficies Metálicas*, México, **2002**.
44. Guzmán, P. G., Rodríguez, S.A.N., Eguía Lis, M.J., Patente solicitada, *Composición Mejorada inhibidora de la corrosión causada por ácidos nafténicos*, México.
45. Roldán, R, et.al., pat. No. 192783, *Composición inhibidora de la corrosión para medios alcalinos*, México, **1999**.
46. Guzmán, P.G. et.al. *Composición mejorada inhibidora de la corrosión*, pat. No. 236095, México, **2002**.
47. Trejo, A., *Inhibidor de Corrosión para sistemas Hidrocarburo –Agua*, Pat. No 425998 México, **2002**.
48. *Composición mejorada inhibidora de la corrosión y el ampollamiento por Hidrógeno para unidades endulzadora de gas con alcanolaminas*, patente solicitada, México.

49. *Composición inhibidora de la corrosión para unidades endulzadoras de gas con alcanolaminas, patente solicitada, México.*
50. Welchem RC-906, Corrosion Inhibitors Controls, *Corrosion and Hydrogen blistering; Información Técnica.*
51. Nathan, C.C. *Corrosion Inhibitors*, Houston, Texas, EUA, p. 49-50, **1979**.
52. Preparation, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens. ASTM G-72, **1972**.
53. Método Nace TM- ID-182.
54. Martínez, O. C. *Síntesis y evaluación de inhibidores de corrosión tipo amido imidazolina*, p 93-105, Instituto Politécnico Nacional, México, **2001**.
55. METODO IMP-PQ-001.00, Método de Prueba para Determinar la Reacción de Gasolinas Dosificadas con Aditivos IMP. **1999**.
56. Certificado de Calidad emitido por el proveedor Control 5, S.A. de C.V. basado en la Norma ASTM-TECHNICAL PUBLICATION 534 STD-G1-72 Y NACE Standard RP0775-87, ítem No. 53031.
57. Informe de línea de referencia agosto septiembre de **1998** del convenio DDA01078
"Prueba Industrial del Tratamiento Químico Integral en la Planta Catalítica No. 2" de la Refinería Ing. Hector R. Lara Sosa, de Cadereyta, N.L., México.
58. Convenio Especifico DDA 01039 Aplicación del Inhibidor de Corrosión IMP-IC-21 en la planta de desintegración catalítica "ME" de la Refinería "Fco. Y Madero" de Cd. Madero, Tam. México.
59. Centro de Gerencia de Ciencia y Tecnología, *Seminario Iberoamericano sobre Tendencias Modernas en Gerencia de la Ciencia y la Innovación Tecnológica*, La Habana, Cuba, ed. Faloh, R., Fernández A. M., García, C.M., p. 1-22. *ibis* p. 25
60. <http://www.monografias.com/trabajos15/innovacion-tecno/innovacion-tecno.shtml> (consulta realizada el 26-03-04)
61. <http://www.madrimasd.org/revista/revista17/aula/aula2.asp> (consulta realizada el 26-03-04)
62. <http://www.oei.es/catedramexico3.htm> (consulta realizada el 26-03-04)

63. http://www.bplubricantes.es/bplubricantes_esp/glossary_overview.shtml#
(consulta realizada el 25-03-04)
64. http://www.pue.udlap.mx/~tesis/mgd/hernandez_m_js/glosario.pdf
(consulta realizada el 25-03-04)
65. http://www.imp.mx/investigacion/ductos/ductos_descripcion.htm
(consulta realizada el 25-03-04)

VI. ANEXOS



ANEXO II

ANEXO III

PRUEBA DE HERRUMBRE DE DOS INHIBIDORES



DIESEL SIN (SIN INHIBIDOR)



DIESEL SIN (3PPM IC-21)



DIESEL SIN (6 PPM IC-21)



DIESEL SIN (10 PPM IC-21)



DIESEL SIN (15 PPM IC-21)



DIESEL SIN (SIN INHIBIDOR)



DIESEL SIN (3 PPM IC-IN-3)



DIESEL SIN (6 PPM IC-IN-3)



DIESEL SIN (10 PPM IC-IN-3)



DIESEL SIN (15 PPM IC-IN-3)

ANEXO IV

ACTIVIDADES DE LA PRUEBA DE CAMPO

PROCEDIMIENTO:

PRIMERA PARTE (LINEA DE REFERENCIA)

Estudio de la planta para determinar los niveles de corrosión y ensuciamiento.

PROGRAMA DE ACTIVIDADES POR ETAPAS

ACTIVIDADES	% PESO	MESES	
		1	2
1-Adquisición del equipo de monitoreo	8		
2-Establecimiento de la línea de referencia	89		
3-Elaboración de informe	3		

PROGRAMA DE TIEMPO – AVANCE POR ETAPAS

ACTIVIDADES	% PESO	MESES	
		1	2
1-Adquisición del equipo de monitoreo	8	4	4
2-Establecimiento de la línea de referencia	89	44	45
3-Elaboración de informe	3	1	2
AVANCE PARCIAL MENSUAL		49	51
AVANCE ACUMULADO MENSUAL		49	100

PROGRAMA DE FACTURACION

ACTIVIDADES	% PESO	MESES	
		1	2
1-Adquisición del equipo de monitoreo	180499.3	180499.3	
2-Establecimiento de la línea de referencia	303581.7	151790	151790.7
3-Elaboración de informe	19190.4	9595.2	9595.2
AVANCE PARCIAL MENSUAL		341885.5	161385.9
AVANCE ACUMULADO MENSUAL		341885.5	503271.4

METODOLOGÍA DEL SERVICIO TÉCNICO

	% peso
Etapa 1 Adquisición del equipo de monitoreo	8
a) Solicitud de adquisiciones	3
b)Elaboración de requisiciones	3
c)Seguimiento de tramite de compra	2

Etapa 2 – Establecimiento de la línea de referencia **89**

a) condiciones de operación **8.9**

Sección de reacción	Unidad	Diseño
Carga al RAISER	bpd	25,000
Peso específico de la carga		0.905
Temperatura de reacción	°C	521
Presión anillo de carga	Kg/cm ²	10.00
Conversión a 430 °F		70-75
Sección de fraccionamiento		
Temperatura Domo	°C	111
Presión Domo	°C	0.320

Flujo de fondo	bpd	51846
Temperatura de fondo	°C	349
Reflujo de t-3	bpd	
Flujo a E-8s de D-4	bpd	
Sección de compresión		
Temperatura de descarga de C-3	°C	97
Presión descarga de C-3	Kg/cm ²	2.76
Descarga de C-3 a E-8s	m3/hr	
Descarga de C-4 a C-3	m3/hr	
Columna absorbidora de amina T-8		
Flujo de entrada de gas amargo	m3/hr	
Flujo de entrada de amina	bpd	10,466
Diferencial de presión	Kg/cm ²	
Nivel	%	
Columna absorbidora de amina T-9		
Flujo de entrada de amina	bpd	1,262
Diferencial de presión	Kg/cm ²	
Nivel	%	
Columna regeneradora de amina T-10		
Flujo de Domo	m3/hr	
Temperatura de Domo	°C	112
Temperatura de entrada de amina	°C	
Temperatura de salida de amina	°C	
Nivel	%	
Rehervidor de amina 1		
Flujo de vapor	Kg/hr	
Temperatura de entrada de amina	°C	
Temperatura de salida de amina	°C	
Rehervidor de amina 2		

Flujo de vapor	Kg/hr	
Temperatura de entrada de amina	°C	
Temperatura de salida de amina	°C	
Filtro FG-601		
Diferencial de presión	Kg/cm ²	
Cambiadores de calor		
Temperatura de entrada de amina rica	°C	
Temperatura de salida de amina rica	°C	
Temperatura de entrada de amina pobre	°C	
Temperatura de salida de amina pobre	°C	

b) Análisis químico de las aguas amargas de los acumuladores de las secciones de fraccionamiento, compresión y domo de la columna regeneradora de la sección de endulzamiento determinando: 8.9

Fe, Cu, NH₃, SCN, H₂S, CN, Cl, pH.

c) Agua de lavado: 8.9

- Cantidad que se alimenta (1 a 3 gal/min/1000 barriles de carga al reactor).

-Análisis químico determinando: pH, Dureza como CaCo₃, alcalinidad.

-STD, Cl,HC.

d) Análisis químico de la carga T-3 8.9

-Nitrógeno total, azufre total, índice de bromo, asfaltenos, oxígeno, sólidos en suspensión.

d) Análisis químico de las soluciones de DEA pobre y rica: 8.9

-Contenido de DEA, Cl, H₂S, Fe, SST.

- f) Determinación de la rapidez de corrosión mediante probetas y cupones de corrosión en los condensadores 8.9
- g) Permeación de hidrógeno mediante probetas en los acumuladores de la aguas amargas 8.9
- h) Cambios en la operación de regeneración del catalizador 8.9
- i) Cambio en la severidad de las condiciones de operación 8.9
- j) Monitoreo del ensuciamiento mediante el registro de temperaturas y caídas de presión. 8.9

Etapa 3 Elaboración de informes. 3

- a) informe del primer mes 1
- b) informe final 2

**RELACION DEL PERSONAL PARTICIPANTE
HORAS-HOMBRE**

ETAPA	NIVEL	MESES		SUBTOTAL	% PESO
		1	2		
1	Profesionista	55	40	95x319.84=30384.8	8
2	Coordinador	40	40	80x319.84=25587.2	89
	Profesionista	160	160	320x138=44160	
	Profesionista	160	160	320x138=44160	
	Profesionista	160	160	320x138=44160	
3	Coordinador	30	30	60x319=19190.4	3
TOTAL		605	590	1165 = 207642.4	100

$$H.H = 960 \times 138 = 132480$$

$$H.H = 235 \times 319.84 = 75162.4$$

Total \$ 207642.4

REQUERIMIENTOS DE EQUIPO

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO \$	COSTO
Parches de hidrógeno	3	15,000	45,000
Probetas de hidrógeno	3	25,038	75114
Manómetros	10	2,000	20,000
Medidores de temperatura	10	1,935.45	19,354.50
TOTAL			159,469.5

COSTOS DE ANÁLISIS

NÚMERO DE MUESTRAS	TIPO DE MUESTRA	COSTO UNITARIO (\$)	COSTO (\$)
30	Aguas amargas que incluyen: pH, Fe, NH ₃ , CN ⁻ , SCN ⁻ , H ₂ S, N ₂ total, Cl ⁻ , Ca ⁺⁺ .	560	16,800
5	Agua de lavado que incluye: pH, dureza como CaCO ₃ , alcalinidad CaCO ₃ , SDT, CN ⁻ , H ₂ S.	420	2,100
20	Amina rica incluye: H ₂ S, Fe, DEA, SST, Cl, grasas y aceites	260	5,200
10	Amina rica incluye: H ₂ S, Fe, DEA, SST, Cl, grasas y aceites	260	2,600
10	Servicio de recolección de muestras	250	2,500
30	Carga a T-3 incluye: Índice de bromo,	500	15,000

	asfaltenos, carbón Ramsbotton, nitrógeno total y viscosidad.		
30	Carga a fresca a planta incluye: índice de bromo, asfaltenos, carbón Ramsbotton, nitrógeno total y viscosidad.	500	15,000
TOTAL			59,200

TOTAL \$ 59200

Precio + 15% de IVA = 68080

COSTO POR ETAPAS

CONCEPTO	ETAPAS			TOTAL
	1	2	3	
Personal	30,384.8	15,8067.2	19,190.4	207,642.4
Equipo	159469			159469
Análisis		136,160		136,160
TOTAL	189,853.8	294,227.2	19,190.2	503,271.4

COSTO DE LA PRIMERA PARTE DEL PROYECTO

EQUIPO	\$ 159,469.00
PAGOS A PERSONAL	\$ 207,642.40
ANÁLISIS	\$136,160.00
TOTAL	\$ 503,271.40

SEGUNDA PARTE DEL PROYECTO (PRUEBA INDUSTRIAL)

PRUEBA INDUSTRIAL DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO INTEGRAL EN UNA PLANTA CATALITICA DE LA INDUSTRIA PETROLERA

PROGRAMA DE ACTIVIDADES POR ETAPAS

ACTIVIDADES	%	MESES				
		PESO	1	2	3	4
1- Establecimiento De línea de referencia	17					
2-Adquisición y envío de equipos y productos a la refinería	42					
3-Instalación de equipos de dosificación	13					
4- Aplicación del tratamiento químico integral	24					
5-Elaboración y presentación de informes	4					
TOTAL	100					

PROGRAMA DE TIEMPO – AVANCE POR ETAPAS

ACTIVIDADES	%	MESES				
		PESO	1	2	3	4
1- Establecimiento De línea de referencia	17	17				
2-Adquisición y envío de equipos y productos a la refinería	42	21	21			

3-Instalación de equipos de dosificación	13		13			
4- Aplicación del tratamiento químico integral	24			8	8	8
5-Elaboración y presentación de informes	4	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
% AVANCE MENSUAL		38.8	34.8	8.8	8.8	8.8
% AVANCE ACUMULADO		38.8	73.6	82.4	91.2	100

PROGRAMA DE FACTURACION

ACTIVIDADES	COSTO	MESES				
		1	2	3	4	5
1- Establecimiento De línea de referencia	247,802	247,802				
2-Adquisición y envío de equipos y productos a la refinería	619,141	309,570	309,570			
3-Instalación de equipos de dosificación	196,620		196,620			
4- Aplicación del tratamiento químico integral	380,498			126,823	126,823	126,823
5-Elaboración y presentación de informes	45,784	9,157	9,157	9,157	9,157	9,157
FACTURACION MENSUAL		566,529	515,348	135,989	135,989	135,990
FACTURACION ACUMULADA		566,529	1,081,877	1,217,866	1,353,855	1,498,845

PROGRAMA DE HORAS - HOMBRE

ACTIVIDADES	NIVEL	MESES					SEDE	LOC AL
		1	2	3	4	5		
1- Establecimiento De línea de referencia	Profesionista	160					160	80
	Profesionista	80					80	
	profesionista	80						
2-Adquisición y envío de equipos y productos a la refinería	Profesionista	60	60				120	120
	profesionista	60	60					
3-Instalación de equipos de dosificación	Profesionista técnico		80				80	80
			80					
4- Aplicación del tratamiento químico integral	Coordinador			60	60	60	180	420 480 480 480 480
	Profesionista			140	140	140		
	Técnico			160	160	160		
	Técnico			160	160	160		
	Técnico			160	160	160		
	técnico			160	160	160		
5-Elaboración y presentación de informes	Coordinador	20	20	20	20	20	100	100
	profesionista	20	20	20	20	20		
TOTAL							720	2,720

H-H 319.84 X 720 = \$ 230,285

H-H 138 X 2,880 = \$ 375,360

TOTAL = \$ 605,645

REQUERIMIENTO DE EQUIPOS, MATERIALES Y REACTIVOS

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO M (\$)
Contenedores de 1000 litros	4	80
Bombas dosificadoras	4	140
Bombas de trasiego de aditivos	2	20
SUBTOTAL		240
Instalación de equipos de dosificación	4	160
Caseta de campo	1	50
Realización de análisis químicos		250
SUBTOTAL		460
TOTAL		740

REQUERIMIENTO DE PRODUCTOS QUÍMICOS

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (Kg)	COSTO UNITARIO (\$/Kg)	TOTAL (\$)
INHIBIDORES DE CORROSION (2)	3,857	39.00	150,445
ANTIENSUCIANTE	3,000	40.00	120,000
ANTIESPUMANTE	2,400	28.00	67,200
TOTAL			337,645

COTIZACIÓN DEL PROYECTO DENOMINADO:

“PRUEBA INDUSTRIAL DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA INHIBIR LA CORROSION POR AMPOLLAMIENTO EN UNA PLANTA CATALITICA DE LA INDUSTRIA PETROLERA”.

ETAPA 1:

ESTUDIO DE UNA PLANTA CATALITICA PARA DETERMINAR LOS NIVELES DE CORROSION Y ENSUCIAMIENTO.

COSTO TOTAL DE LA ETAPA 1 \$ 503,271.4

ETAPA 2:

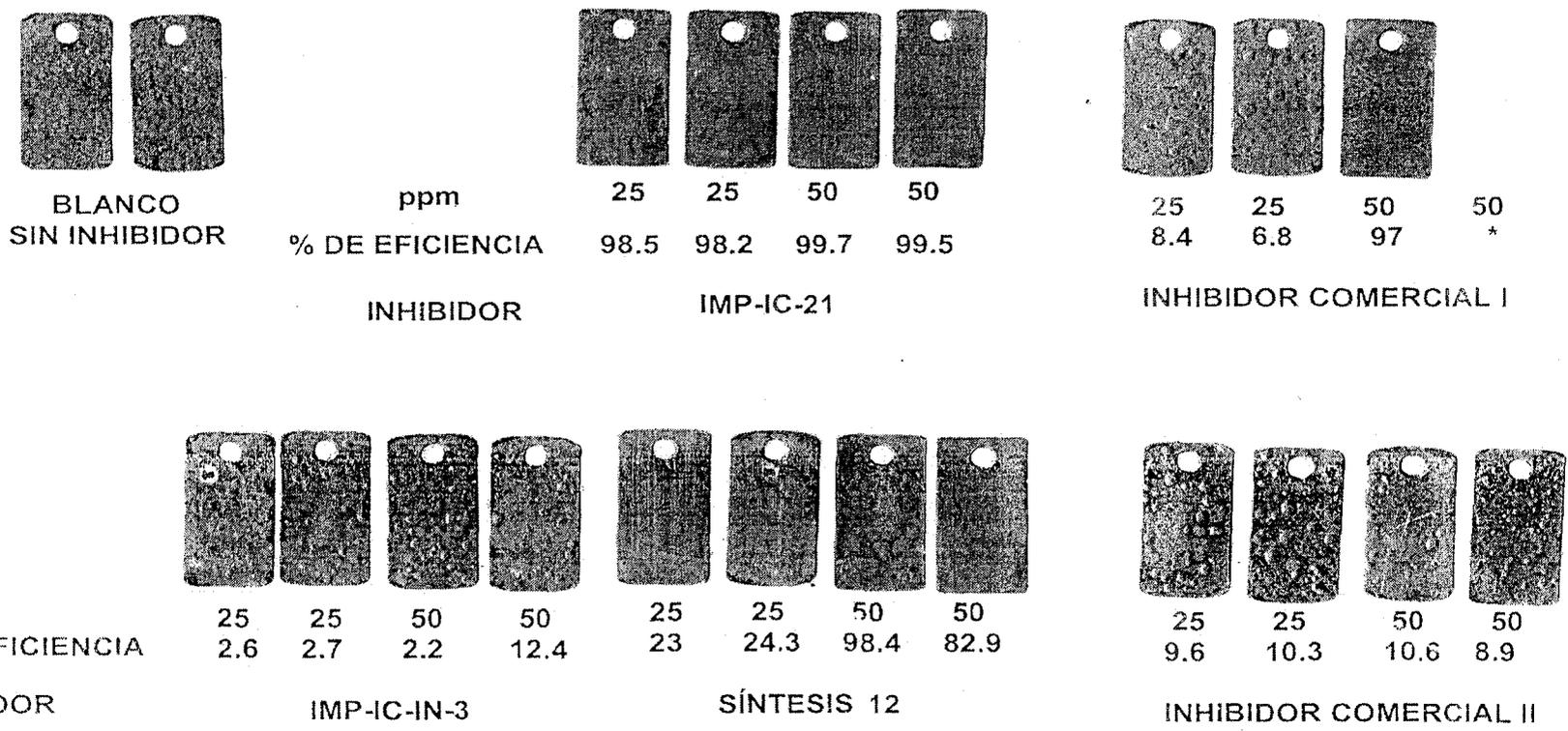
PRUEBA INDUSTRIAL DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA INHIBIR LA CORROSION POR AMPOLLAMIENTO EN UNA PLANTA CATALITICA DE LA INDUSTRIA PETROLERA.

COSTO TOTAL DE LA ETAPA 2 \$ 1,498,845

COSTO TOTAL DEL PROYECTO \$ 2,002,116.4

EVALUACION DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN Y AMPOLLAMIENTO POR HIDRÓGENO PARA PLANTAS DE DESINTEGRACION CATALÍTICA

SALMUERA DE CIANUROS pH = 8.5
MATERIAL: ACERO AL CARBÓN 1010



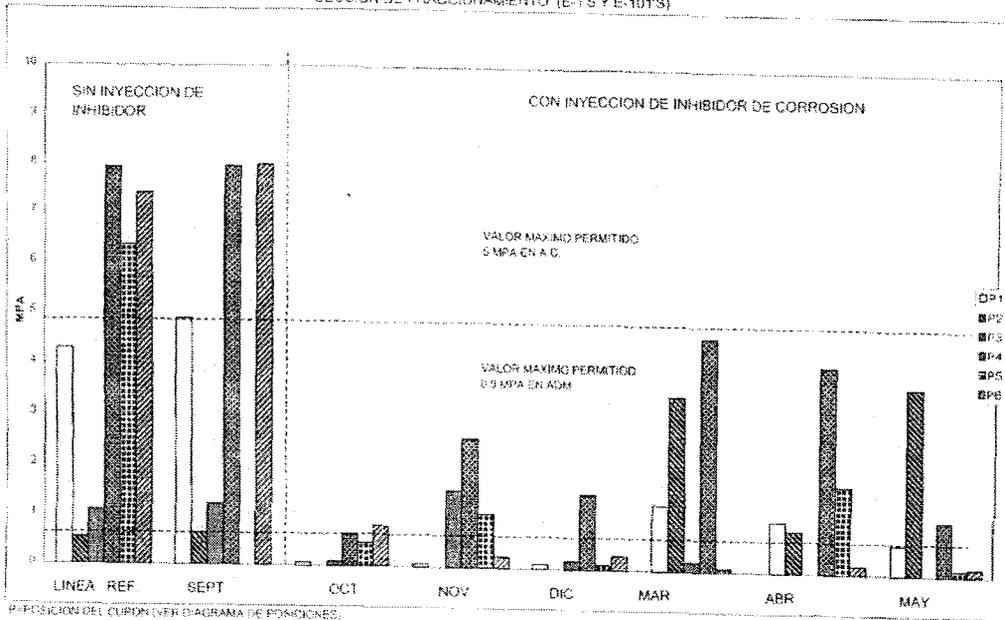
ANEXO VI

PRUEBA DEL INHIBIDOR DE CORROSION IMP-IC-21
EN LA PLANTA DE DESINTEGRACION CATALITICA "ME"
REF. "FCO. I. MADERO"



VELOCIDAD DE CORROSION
(MILESIMAS DE PULGADA POR AÑO)

SECCION DE FRACCIONAMIENTO (E-1'S Y E-101'S)

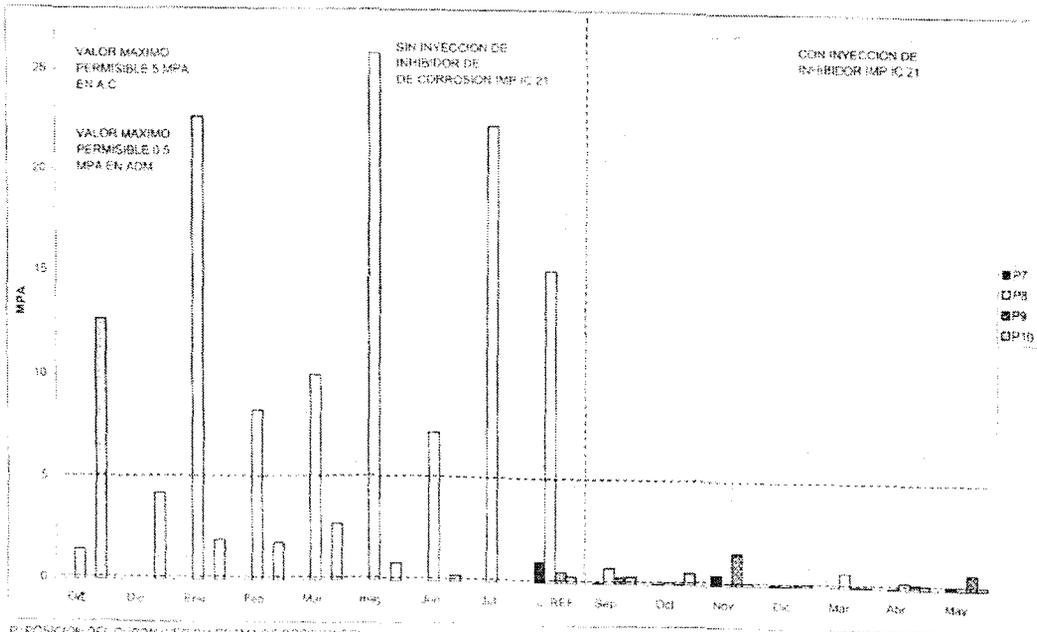


PRUEBA DEL INHIBIDOR DE CORROSION IMP-IC-21
EN LA PLANTA DE DESINTEGRACION CATALITICA "ME"
REF. "FCO. I. MADERO"



VELOCIDAD DE CORROSION
(MILESIMAS DE PULGADA POR AÑO)

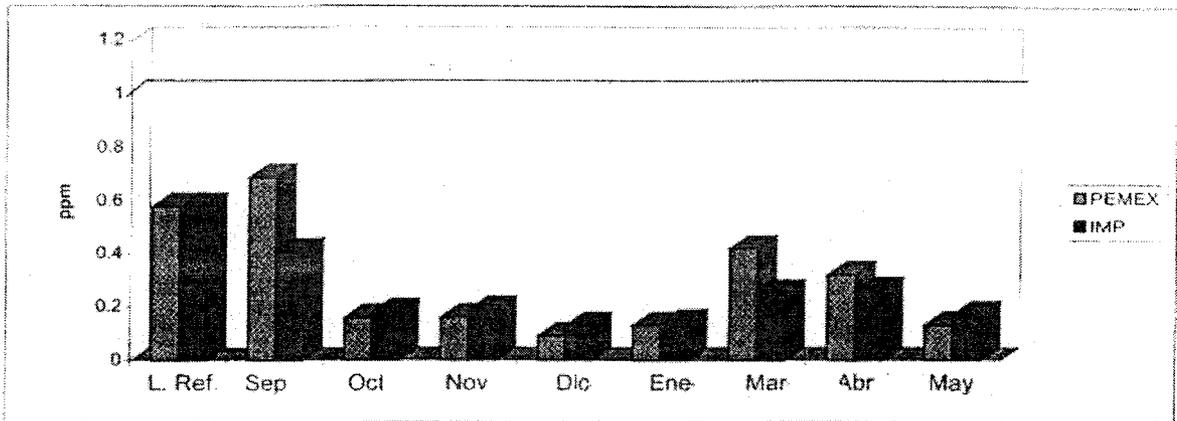
SECCION DE COMPRESION (E-6'S Y E-106'S)



ANEXO VII

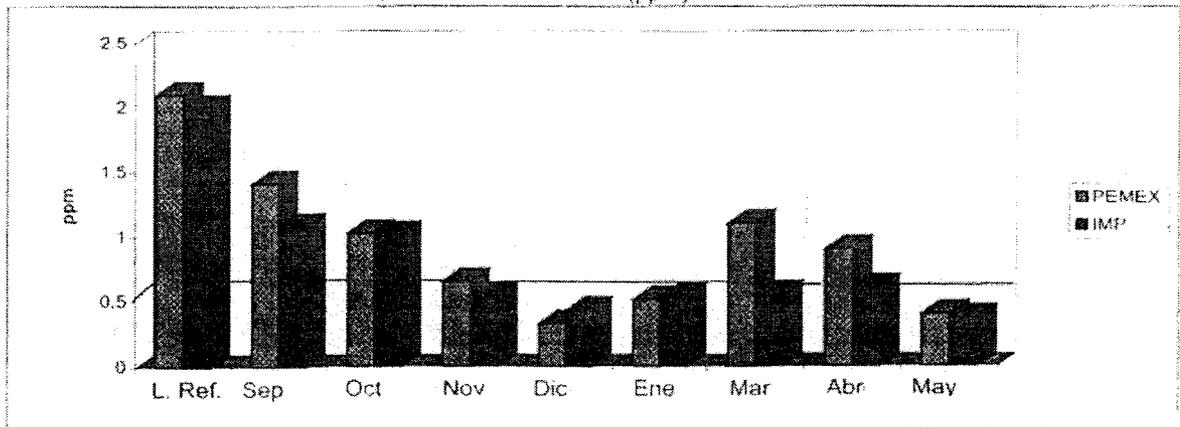
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
 RESULTADOS DE LABORATORIO EN AGUAS AMARGAS
 SECCION COMPRESION
 ACUMULADOR D-6

CONCENTRACION Fe (ppm)



LIMITE MAXIMO PERMITIDO 1 ppm

CONCENTRACION Cu (ppm)



LIMITE MAXIMO PERMITIDO 0.5 ppm

GLOSARIO⁵⁵⁻⁶⁰**Absorción (Absorption)**

Un proceso para separar mezclas en sus constituyentes, aprovechando la ventaja de que algunos componentes son más fácilmente absorbidos que otros. Un ejemplo es la extracción de los componentes más pesados del gas natural.

Aceites amargos (Sour oils)

Aceites que contienen altos niveles de ácido sulfhídrico o mercaptanos. Se conoce como endulzamiento el tratamiento de dichos aceites para convertirlos en productos comerciales

Aceite crudo (Crude oil)

El aceite que proviene de un yacimiento, después de separarle cualquier gas asociado y procesado en una refinería; a menudo se le conoce como crudo.

Aditivo (Additive)

Una sustancia química agregada a un producto para mejorar sus propiedades.

Admiralty

Aleación de cobre-zinc comúnmente empleado en el diseño de refinerías.

Adsorción (Adsorption)

Un proceso de separación para remover impurezas, basado en el hecho de que ciertos materiales altamente porosos fijan ciertos tipos de moléculas en su superficie.

Ánodo de sacrificio

Es un metal con potencial de oxidación más electronegativo que el metal a proteger y que al emitir corriente de protección, éste se consume.

Aromáticos (Aromatics)

Hidrocarburos con una estructura de anillo generalmente con un olor aromático distintivo y buenas propiedades solventes.

Barril (Barrel-bb)

Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril = 42 galones US ó 159 litros.

Barriles por día (bpd o b/d)

En términos de producción, el número de barriles de petróleo que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período largo. En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento.

Biodegradable (Biodegradable)

Material que puede ser descompuesto o sujeto a putrefacción por bacterias u otros agentes naturales.

Bítumen (Bitumen)

Producto semi-sólido extremadamente pesado de la refinación del petróleo, compuesto de hidrocarburos pesados utilizado para construcción de caminos y para impermeabilización de techos.

Condensado (Condensate)

Este puede referirse a cualquier mezcla de hidrocarburos relativamente ligeros que permanecen líquidos a temperatura y presión normales. Tendrán alguna cantidad de propano y butano disueltos en el condensado. A diferencia del aceite crudo, tienen poca o ninguna cantidad de hidrocarburos pesados de los que constituyen el combustible pesado. Hay tres fuentes principales de condensado. a).- Los hidrocarburos líquidos que se separan cuando el gas crudo es tratado. Este condensado típicamente consiste de C₅ a C₈. b).- Los hidrocarburos líquidos provenientes del gas no asociado que son recuperados en la superficie. c).- Los hidrocarburos líquidos que provienen de los yacimientos de gas/condensado. Estos pueden ser apenas distinguibles de un crudo ligero estabilizado.

Coquización (Coking)

Un proceso de desintegración térmica para romper las moléculas grandes en otras más pequeñas con la generación de coque de petróleo.

Coquización (Coking)

Un proceso de desintegración térmica para romper las moléculas grandes en otras más pequeñas con la generación de coque de petróleo.

Corriente impresa (o de protección)

Es la magnitud de corriente directa necesaria para obtener valores de potencial de protección de una estructura metálica enterrada y/o sumergida en un electrolito.

Corrosión

Es un proceso de transformación en el cual el metal pasa de su forma elemental a una forma combinada (compuesta).

Criogenia (Cryogenics)

El proceso de producción, mantenimiento y utilización a muy bajas temperaturas (menor de -46°C).

Desintegración (Cracking)

El proceso de rompimiento de moléculas grandes de aceite en otras más pequeñas. Cuando este proceso se alcanza por la aplicación de calor únicamente, se conoce como desintegración térmica. Si se utiliza un catalizador se conoce como desintegración catalítica; si se realiza en una atmósfera de hidrógeno se conoce como un proceso de hidrodésintegración.

Desintegración catalítica (Cat. Cracker)

Véase desintegración (cracking).

Destilación (Distillation)

(Destilación fraccionada), un proceso basado en la diferencia de puntos de ebullición de los líquidos en la mezcla de la que van a separarse. Mediante vaporización y condensación sucesiva del aceite crudo en una columna de fraccionamiento, se separarán los productos ligeros dejando un residuo de aceite combustible o bítumen. La destilación se lleva a cabo en forma tal que se evite cualquier desintegración. Es el proceso básico que tiene lugar en una refinería.

Endulzamiento de la Gasolina

Eliminación de compuestos de Azufre, mediante adsorción a través del uso de líquidos selectivos (DEA, NaOH del Proceso Merox, u otras aminas).

Financiamiento de proyecto (Project financing)

Esquema de financiamiento mediante el cual el prestador del servicio tiene derecho a recibir pago de préstamos exclusivamente de ingresos generados por el proyecto que ayuda a financiar. En este tipo de financiamiento el prestador no tiene derechos sobre los otros activos del deudor.

Fraccionamiento (Fractionation)

Nombre genérico del proceso de separación de una mezcla en sus componentes o fracciones. Vea también: absorción, adsorción, destilación.

Fracciones ligeras (Light fractions)

Las fracciones de bajo peso molecular y bajo punto de ebullición que emerge de la parte superior de la columna de fraccionamiento durante la refinación del aceite.

Fracciones pesadas (Heavy fractions)

También conocidas como productos pesados, estos son los aceites formados de moléculas grandes que emergen del fondo de una columna fraccionadora, durante la refinación del aceite.

Gas amargo (Sour gas)

Gas natural que contiene cantidades significativas de ácido sulfhídrico. El gas amargo se trata usualmente con aminas secuestrantes para remover los elementos indeseables.

Gas dulce (Sweet gas)

Gas natural que contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. El gas dulce reduce las emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera.

Gravedad API (API/ gravity)

La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

Inhibidor de corrosión inorgánico

Son sales de compuestos inorgánicos (no tienen cadenas hidrocarbonadas) como cromatos, nitratos, fosfatos, molibdatos, silicatos.

Número de octano (octano number)

Una medida de la resistencia a la preignición (que conduce al golpeteo) de una gasolina.

Milesimas de Pulgada por Año (mpa).

Perdida de peso con el que se determina la rapidez de corrosión.

Oxidación

Es la pérdida de los electrones de un átomo o grupo de átomos de un metal, como producto de una reacción electroquímica.

Protección catódica (cathodic protection)

Un método empleado para minimizar la corrosión electroquímica de estructuras tales como las plataformas de perforación, tuberías, y tanques de almacenamiento, en el caso de tubería submarina, es una conexión eléctrica entre el ánodo y la tubería que hace las veces del cátodo, para evitar la corrosión, normalmente se hace por medio de ánodos de sacrificio tipo brazalete y son comúnmente diseñados para una vida útil igual a la de la tubería.