



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN C-1**

**“SÍNTESIS DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN PARA POLIDUCTOS Y ESTUDIO  
COMPARATIVO CON INHIBIDORES COMERCIALES”**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO QUÍMICO**

**P R E S E N T A :  
LARA LÓPEZ FELIPE DE JESÚS**

**ASESORES: M. EN C. GILBERTO ATILANO AMAYA VENTURA  
DR. JOSÉ LUIS RODOLFO BENÍTEZ AGUILAR**



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.



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN  
 UNIDAD DE ADMINISTRACION ESCOLAR  
 DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

U. N. A. M.  
 FACULTAD DE ESTUDIOS  
 SUPERIORES  
 ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS



DRA. SUEMI RODRIGUEZ ROMO  
 DIRECTORA DE LA FES CUAUTITLAN  
 PRESENTE

ATN:L.A. ARACELI HERRERA HERNANDEZ  
 Jefa del Departamento de Exámenes  
 Profesionales de la FES Cuautitlán.

Con base en el Art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la Tesis:

Síntesis de inhibidor de corrosión para poliductos y estudio comparativo  
con inhibidores comerciales

Que presenta el pasante Felipe de Jesús Lara López

Con número de cuenta: 405071744 para obtener el título de:  
Ingeniero Químico

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO.

ATENTAMENTE  
 "POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
 Cuautitlan Izcalli, Mex. a 14 de marzo de 2011

PRESIDENTE	<u>I.Q. Guadalupe Franco Rodríguez</u>	
VOCAL	<u>Dr. Ricardo Paramont Hernández García</u>	
SECRETARIO	<u>M.C. Gilberto Atilano Amaya Ventura</u>	
1er SUPLENTE	<u>M.C. Ma. del Rosario Rodríguez Hidalgo</u>	
2º SUPLENTE	<u>M.I. Arturo Ortega Díaz</u>	

## **AGRADECIMIENTOS**

### **A mis padres**

Ismael Lara y Griselda López, por su confianza, paciencia, su apoyo y comprensión que me han brindado durante toda mi vida, dándome una educación, valores y principios. Gracias.

### **A mis hermanos**

Blanca, Rosalba, Ismael y Sergio, por estar conmigo, por sus enseñanzas y apoyo.

### **A mis compañeros**

Con los que conviví, estude, trabaje y aprendí de ellos, especialmente a mi buen amigo Marco y a mi novia Marú por su paciencia, apoyo, comprensión y enseñanzas para explicarme durante la carrera.

### **A la universidad**

Que me brindo la oportunidad y los medios que me servirán para prepararme, desarrollarme profesionalmente y servir a la sociedad y a la institución.

### **A mis profesores**

De quienes recibí, no solo conocimientos, si no una educación y respeto.

Al **Dr. José Luis Rodolfo Benítez Aguilar** por compartir sus conocimientos, sus consejos, su paciencia y haber confiado en mi desde el comienzo de mi servicio social y la elaboración de este trabajo. Por ser una persona honesta y de una gran calidad humana.

### **Al Instituto Mexicano del Petróleo**

Por haberme brindado la oportunidad de trabajar y estudiar dentro de sus instalaciones, a la Ing. Laura Moreno por su ayuda y comprensión para la realización de este trabajo, al Técnico Aristeo Estrada y Juan de Dios por apoyarme.

### **A mis sinodales**

Especialmente al M. en C. Gilberto Atilano Amaya Ventura, por sus consejos y paciencia durante la carrera, al Dr. Ricardo Paramont Hernández García por su ayuda, a la I.Q Guadalupe Rodríguez Franco, M. en C. Ma. Del Rosario Rodríguez Hidalgo y al M. en I. Arturo Ortega Díaz, por su tiempo y sus comentarios recibidos en este trabajo.

ÍNDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	4
CAPÍTULO I. GENERALIDADES	
I.0. Corrosión	5
I.1 Factores que influyen en la corrosión	7
I.2 Corrosión electroquímica (corrosión húmeda)	8
I.3 Formas de corrosión	10
I.3.1 Corrosión general o uniforme	12
I.3.2 Corrosión galvánica o bimetálica	12
I.3.3 Corrosión húmeda	13
I.3.4 Corrosión localizada	13
I.3.5 Corrosión por fisuras o “crevice”	13
I.3.6 Corrosión por picadura o “pitting”	14
I.3.7 Corrosión por fricción o “fretting”	15
I.3.8 Corrosión por cavitación	15
I.3.9 Corrosión selectiva	15
I.3.10 Corrosión microbiológica (MIC)	15
I.3.11 Corrosión bajo tensión	16
I.3.12 Fragilidad por hidrógeno	16
I.3.13 Corrosión por concentración	17

## ÍNDICE

---

1.3.14	Corrosión por erosión	17
1.3.15	Corrosión intergranular	18
1.3.16	Corrosión por fatiga	18
1.3.17	Corrosión bajo depósito	19
1.4.	Algunos métodos contra la corrosión del metal	19
1.5.	Poliductos	20

### CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

2.0	Inhibidor de corrosión	22
2.1	Composición y mecanismos de inhibición	22
2.2	Clasificación de los inhibidores de corrosión	24
2.2.1.	Inhibidores pasivos	25
2.2.2.	Inhibidores catódicos	25
2.2.3.	Inhibidores orgánicos	26
2.2.4.	Precipitación inducida por los inhibidores.	26
2.2.5.	Inhibidores volátiles de la corrosión (IVC).	26
2.2.6.	Neutralizantes.	26
2.2.7.	Inhibidores mixtos.	27
2.3	Propiedades y características de los inhibidores de corrosión.	27
2.4	Agentes corrosivos en los fluidos transportados en ductos.	28
2.5	Consideraciones para la selección de inhibidores de corrosión.	29
2.6	Tipo de corrosión interna que se presenta en los poliductos.	31
2.7.	Principios de síntesis de los inhibidores de corrosión en poliductos.	31
2.7.1.	Amidas/Imidazolininas.	32

## ÍNDICE

---

2.7.2.	Sales de moléculas nitrogenadas con ácido carboxílico	33
2.7.3.	Sales cuaternarias de amonio.	33
2.7.4.	Aminas, amidas e imidazolinias polialquiladas.	33
2.7.5	Nitrógeno heterocíclico	33
2.8.	Beneficios obtenidos al emplear inhibidores de la corrosión	34
2.8.1.	Ventajas	35
2.8.2.	Desventajas	39
2.9.	Diferencias de las normas NRF-005-PEMEX-2000 y NRF-005-PEMEX-2009 para protección interior de ductos con inhibidores.	41

### CAPÍTULO III. TÉCNICAS DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN

3.0.	Pruebas de la corrosión	43
3.1.	Método de prueba estándar para caracterizar la prevención del herrumbre del inhibido aceite mineral con la presencia de agua. (ASTM-D665)	45
3.2.	Método de prueba de la rueda (Wheel Test) NACE 1D-182	46
3.3.	Método modificado de prueba estándar para la reacción del agua de hidrocarburos ASTM D-1094-85.	48
3.4.	Pruebas electroquímicas NACE 1D-196 y ASTM G59	49
3.5	Resistencia eléctrica apoyado por método ASTM G-96 o equivalente	49
3.6	Medición con sondas de resistencia eléctrica.	50
3.7	Medición con sondas de resistencia a la polarización lineal	52
3.8	Medición de espesores por ultrasonido	52
3.9	Equipo instrumentado de medición de espesores	53

### CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

4.0.	Metodología de evaluación	55
------	---------------------------	----

## ÍNDICE

---

4.1.	Método de prueba estándar para caracterizar la prevención del herrumbre del inhibido aceite mineral con la presencia de agua. (ASTM-D665)	55
4.1.1.	Equipo de prueba	55
4.2.	Procedimiento	57
4.3.	Evaluación	59
4.4.	Material y equipo para la síntesis	60
4.4.1	Material	61
4.4.2	Reactivos	61
4.5.	Procedimiento para la elaboración del inhibidor de síntesis	62
4.6.	Resumen bibliográfico de patentes	64
CAPÍTULO V. RESULTADOS		
5.0	Análisis de Resultados	66
5.1.	Efecto de la cantidad de ácido graso	67
5.2.	Efecto de la concentración	68
5.3.	Efecto de la temperatura	69
5.4.	Resonancia Magnética Nuclear	70
5.5.	Efecto del disolvente	73
5.6.	Efecto de la relación activo/solvente	74
5.7.	Tiempo de adición de los reactivos	75
5.8.	Estudio comparativo de los inhibidores comerciales	76
5.9.	Fotografías de las pruebas	79
CONCLUSIONES		82
BIBLIOGRAFÍA		83



## INTRODUCCIÓN

# “SÍNTESIS DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN PARA POLIDUCTOS Y ESTUDIO COMPARATIVO CON INHIBIDORES COMERCIALES”

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años se ha tenido especial atención el desarrollo de un nuevo método para controlar las fallas por corrosión causadas por picaduras internas en los poliductos.

Para lograrlo se han efectuado investigaciones a fin de comprender mejor el fenómeno de las picaduras de corrosión, así como los requisitos de productos químicos para controlarlas.

Dichas investigaciones han determinado que los inhibidores deben:

1. Inhibir la corrosión especialmente en los puntos donde ocurren las picaduras.
2. Ser aptos para desplazarse eficazmente hasta donde haya problemas en la tubería.
3. Mantener su efectividad aunque cambien las condiciones de flujo.
4. Carecer de propiedades espumantes dentro de los poliductos y en las instalaciones conectadas a ellos.
5. Permitir la evaluación de su rendimiento.

Los poliductos son redes de tuberías de acero al carbón que transportan una gran variedad de combustibles procesados en las refinerías: gasolina amarga, diesel, metil-ter-butil-éter (MTBE), keroseno, naftas, *gas oil* etc. En México se tienen diferentes diámetros de poliductos, que va de 8 a 24 pulgadas, que sufren corrosión y abrasión interior del acero que representan un problema difícil y costoso de resolver, ocasionando fugas y cuantiosos daños a instalaciones y a la ecología.

## INTRODUCCIÓN

Hay que considerar que la conservación de los recursos naturales aplica en principio a los metales, cuya reserva mundial es limitada y cuyo consumo incluye las correspondientes pérdidas de energía y agua que acompañan a la producción y montaje de las estructuras metálicas. Por lo que los poliductos son diseñados para protegerlos de la corrosión interna y externa desde su inicio de operación, debido al frecuente cambio en las condiciones de operación (por ejemplo, el cambio del tipo de hidrocarburo y el volumen de los fluidos en las líneas); observándose como resultado un aumento en la velocidad de la corrosión, provocando fallas que se van incrementando con el paso del tiempo. Es por eso que para el control de la corrosión interior de los poliductos se usa un inhibidor que se dosifica constantemente.

Los inhibidores de corrosión son ampliamente usados en la industria del petróleo para proteger los equipos de hierro y acero en la perforación, transporte y refinación de hidrocarburos. La necesidad de transportar y refinar aceite y gas bajo condiciones de operación cada vez más severas, obliga a poner mayor atención al desarrollo de inhibidores de corrosión usados para este servicio. Además la legislación ambiental, cada vez más estricta, restringe el uso continuo de los inhibidores convencionales y exige la aplicación de productos con baja toxicidad y biodegradables.

Los inhibidores de corrosión típicamente son compuestos como imidazolina, aminas cuaternarias de amonio, mezclas de imidazolina y ácidos carboxílicos, etc. La función del inhibidor de corrosión es la formación de una película protectora que protege el metal del fluido corrosivo. La eficiencia con que llegue el inhibidor de corrosión a la superficie corroída y que se adhiera por tiempo prolongado, depende de su estructura química.

## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo está dedicado al estudio y desarrollo de un inhibidor de corrosión de síntesis, basado en compuestos tipo imidazolina y a compararlo con los actualmente utilizados en campo. La finalidad es obtener un inhibidor de corrosión de mayor eficiencia, es decir, mejor desempeño y costo para su uso en poliductos, permitiendo disminuir el riesgo de corrosión de dichos sistemas de transporte de hidrocarburos.

## OBJETIVOS

## OBJETIVOS

### Objetivo General

Formular un nuevo inhibidor de corrosión eficiente, tanto técnica como económicamente, para su uso en la operación de poliductos para transporte de diferentes hidrocarburos y compuestos oxigenados.

### Objetivos Particulares:

- Analizar las propiedades de los grupos funcionales de la química orgánica, para la síntesis de un inhibidor que permita obtener una mejor eficiencia en la prueba de herrumbre, clave para la dinámica de la inhibición de corrosión.
- Evaluar el comportamiento de los activos de síntesis que prevengan eficientemente la formación de herrumbre en los poliductos, mediante el uso del método de prueba de persistencia de película, ASTM-D-665.
- Preparar un activo de síntesis que permita formular la composición óptima, técnico-económicamente, de un nuevo inhibidor de corrosión, al que se le denominará IMP-ICP.
- Comparar el inhibidor desarrollado con respecto a los inhibidores de corrosión comerciales utilizados actualmente en campo, por el método de persistencia de película ASTM-D-665.

# CAPÍTULO I. GENERALIDADES

## 1.0. CORROSIÓN

Todos los metales y sus aleaciones son susceptibles de ser corroídos, aunque en algunos casos es casi imposible detectar esta corrosión a simple vista. Como ejemplo, se ha pensado que el aluminio no se corroe, a pesar de que si es atacado; sin embargo, este ataque es tan lento que no lo detectamos como en el caso del hierro.<sup>1</sup>

El mineral de hierro más común, la hematita, es un óxido de hierro,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ . El producto más común de la corrosión del hierro, la herrumbre, tiene la misma composición química.

Un metal susceptible a la corrosión, como el acero, resulta que proviene de óxidos metálicos, los cuales son sometidos a un tratamiento determinado para obtener precisamente hierro. La tendencia del hierro a volver a su estado natural de óxido metálico es tanto más fuerte, cuando la energía necesaria para extraer el metal del mineral es mayor.<sup>2</sup>

La corrosión de los metales también puede ser considerada como el proceso inverso de la metalurgia extractiva. Muchos metales existen en la naturaleza en estado combinado, por ejemplo, como óxidos, sulfatos, carbonatos o silicatos. En estos estados, las energías de los metales son más bajas. En el estado metálico las energías de los metales son más altas, y por eso, hay una tendencia espontánea de los metales a reaccionar químicamente para formar compuestos.<sup>3</sup>

## CAPÍTULO I. GENERALIDADES

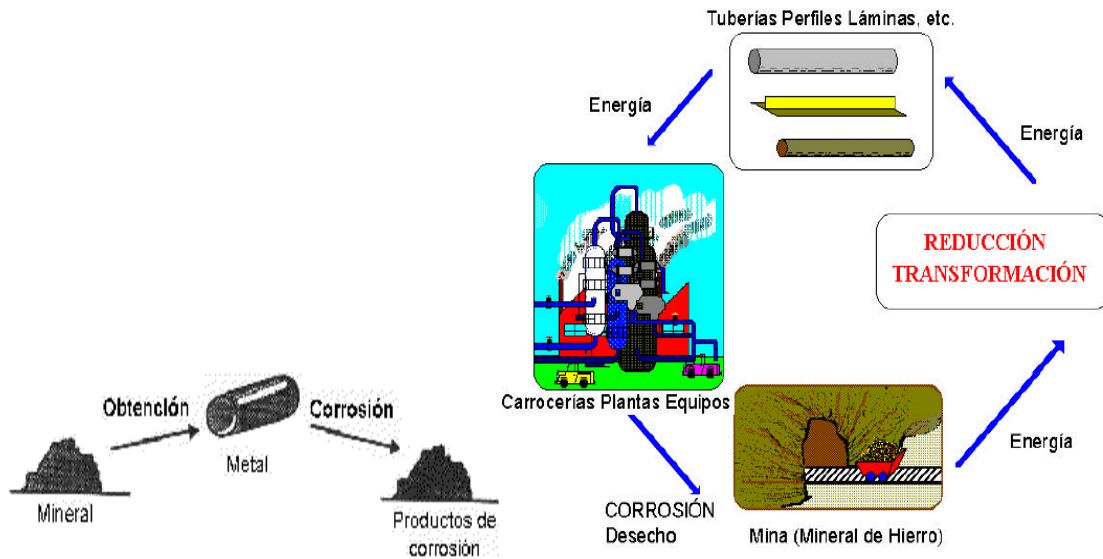


Figura 1.0. Semejanza entre obtención y corrosión de los metales.

Entonces, la fuerza conductora que causa que un metal se oxide es consecuencia de su existencia natural en forma combinada (oxidada). Para alcanzar este estado metálico, a partir de su existencia en la naturaleza en forma de diferentes compuestos químicos (minerales), es necesario que el metal absorba y almacene una determinada cantidad de energía. Esta energía le permitirá el posterior regreso a su estado original (Fig. 1.0) a través de un proceso de oxidación, denominado “Corrosión”.<sup>2</sup>

La corrosión es la destrucción lenta, constante e irreversible de un metal debido a una reacción química o electroquímica con su medio. Se puede decir que la corrosión de los metales es en cierto sentido inevitable, y es una reacción reversible que estos presentan al tender regresar a su estado original.<sup>4</sup>

# CAPÍTULO I. GENERALIDADES

## I.1. Factores que influyen en la corrosión

Los factores de los cuales depende la corrosión son muchísimos, por lo que resulta interesante confeccionar una lista de los mismos, que pueden clasificarse en cuatro grupos principales:<sup>5</sup>

**TABLA 1. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN**

Factores que definen las formas de ataque	Factores metalúrgicos.	Factores que definen las condiciones de empleo	Factores que dependen del tiempo
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Concentración del reactivo</li> <li>- Contenido en oxígeno</li> <li>- pH del medio</li> <li>- Adiciones de inhibidores</li> <li>- T°</li> <li>- Presión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Composición de la aleación</li> <li>- Procedimiento de elaboración</li> <li>- Impurezas</li> <li>- Tratamientos térmicos y mecánicos</li> <li>- Adiciones protectoras</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estado de la superficie</li> <li>- Forma de las piezas</li> <li>- Solicitaciones mecánicas</li> <li>- Empleo de inhibidores</li> <li>- Características de las uniones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Envejecimiento</li> <li>- Tensiones mecánicas</li> <li>- T°</li> <li>- Modificación de los revestimientos protectores</li> </ul>

Ahora mencionaremos algunos de los factores que actúan en la corrosión de un metal.<sup>5</sup>

- I. **Concentración de reactivo.** La concentración del reactivo, puede aumentar o disminuir la rapidez de ataque a un metal dependiendo del caso, es decir, no hay una relación directa o una "ley general" que diga que a mayor o menor concentración, haya mayor o menor rapidez de ataque corrosivo al metal.
  
- II. **pH del medio.** Es un factor de gran importancia ya que de éste dependen muchas reacciones que intervienen en la corrosión, tanto químicas como electroquímicas. Se han creado

## CAPÍTULO I. GENERALIDADES

diagramas de pourbaix, los que son de gran utilidad para relacionar el pH del medio, con el potencial (en Volts) que afecta al metal, el cual puede ser inmune, corrosivo o susceptible a pasivarse.

- III. **Estado de superficie.** Debido a que la corrosión es el resultado de la acción de un líquido o de un gas sobre la superficie de un metal, es claro ver que la corrosión de la misma depende las características que esta posea.

### I.2. Corrosión electroquímica (corrosión húmeda)

Esta corrosión se debe a la actuación de pilas electroquímicas, en las que las pérdidas de electrones (oxidación) y la ganancia de ellos (reducción) se realiza en lugares distintos de la superficie metálica. Se da cuando los materiales metálicos se hallan en contacto con medios de conductividad electrolítica (agua, soluciones salinas o la simple humedad de la atmósfera y de los suelos).<sup>6</sup>

La corrosión electroquímica comprende a la corrosión atmosférica en aire húmedo, a la producida por los suelos, o a la corrosión provocada por medios electrolíticos (agua de mar, soluciones ácidas, sales y álcalis) y por sales fundidas.

En la corrosión electroquímica (también llamada acuosa o húmeda), los electrones viajan por el metal desde regiones anódicas a las catódicas (Fig. 1.1), completándose el circuito eléctrico a través del electrolito (solución de conductividad iónica), mientras que en la oxidación directa la capa de óxido sobre el metal puede actuar como conductor de electrones y de iones.<sup>7</sup>



## CAPÍTULO I. GENERALIDADES

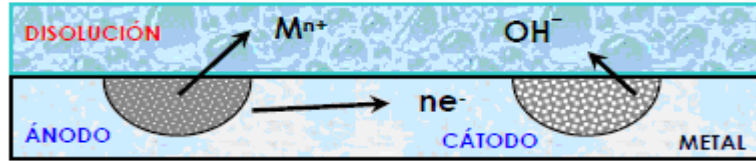


Figura 1.1. Corrosión electroquímica.

Para que pueda ocurrir la corrosión electroquímica se necesita de cinco elementos para formar la llamada pila de corrosión o pila galvánica:

- El ánodo donde ocurre la reacción de oxidación
- El cátodo, donde ocurre la reducción,
- El electrolito que es el medio conductor que los ponga en contacto eléctrico
- El conductor eléctrico que una al cátodo y al ánodo,
- Diferencia de potencial

Siendo imprescindible la presencia de estos cinco elementos para que este tipo de corrosión pueda existir. En la figura 1.2. se representa una celda electroquímica con todos sus componentes.<sup>6</sup>

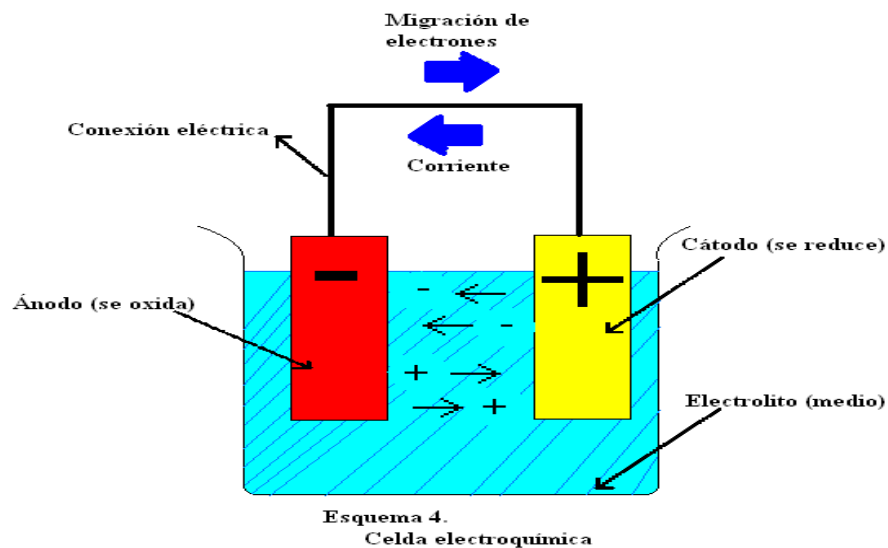


Figura 1.2. Diagrama representativo de la corrosión electroquímica

## CAPÍTULO I. GENERALIDADES

Características:

- Necesaria la presencia de un electrolito.
- Ocurre a temperaturas moderadas.
- El ataque es heterogéneo (solamente sobre zonas anódicas).
- La circulación de electrones tiene lugar, a través del metal, de ánodo a cátodo.
- El circuito se cierra a través del electrolito por transporte iónico.

Los productos primarios de corrosión (habitualmente hidróxidos) no suelen ser protectores:<sup>6</sup>

- Se forman en el electrolito y después se depositan sobre el metal.
- Son discontinuos, poco adherentes y poco compactos.
- El termino cátodo se aplica a la porción de una superficie metálica en la cual los electrones producidos en el ánodo se combinan con determinados iones presentes en el electrolito.

En el cátodo, la corriente eléctrica sale del electrolito para entrar al metal, cerrándose el circuito eléctrico a través de un conductor metálico externo, las flechas representan corriente eléctrica fluyendo a la solución desde el ánodo (-) al cátodo (+) y regresando desde el cátodo al ánodo a través de un hilo metálico conductor (cobre por ejemplo).<sup>4</sup>

### I.3. Formas de corrosión<sup>4</sup>

La destrucción por corrosión toma muchas manifestaciones o formas, dependiendo de la naturaleza del metal o aleación, la presencia de inclusiones o de otros problemas extraños a la superficie, la homogeneidad de su estructura, la naturaleza del medio corrosivo, los factores incidentales del

## CAPÍTULO I. GENERALIDADES

ambiente tal como la presencia de oxígeno y su uniformidad, temperatura, velocidad de movimiento y otros factores como tensión, depósitos porosos sobre la superficie, construcciones sobre grietas, efectos galvánicos entre materiales diferentes y la presencia ocasional de corriente eléctrica aislada de fuentes externas.

En algunas formas de corrosión no hay cambios de peso o una deterioración visible, no obstante, las propiedades del mismo material se pueden arruinar inesperadamente debido a cambios inevitables dentro del mismo.<sup>1</sup>

La presencia de herrumbre es una manifestación clara de la existencia de la corrosión para el caso del hierro y sus aleaciones (acero). Para la mayoría de los metales, las manifestaciones de la corrosión pueden estudiarse en función de la forma o tipo que se presentan, las cuales dependen del medio en que se encuentran los materiales expuestos; además, conociendo el tipo de ataque que presentan los materiales, se tendrá una noción del grado de corrosión y el método que se debe de emplear para la solución de este problema.

De acuerdo a la forma en que se manifiesta la corrosión sobre un metal, es conveniente establecer una clasificación particular. El orden en que se clasifican no tiene relación con la importancia que tiene cada una, pero es relevante aclarar que la corrosión del tipo electroquímico existe en una mayor proporción, en términos generales.

Para el caso de este trabajo, es decir corrosión en poliductos es más frecuente encontrar formas de corrosión como la generalizada y picadura, esto debido al medio y las condiciones de operación. Por lo cual se considero un punto importante mencionar los tipos de corrosión más conocidos y de esta manera, entender el mecanismo y naturaleza del problema y predecir la forma de atacarlo.

### I.3.1. Corrosión General o Uniforme<sup>8</sup>

Es la pérdida de metal de una superficie a través de un sitio anódico. Es aquella corrosión que se produce con el adelgazamiento uniforme producto de la pérdida regular del metal superficial, como se muestra en la Figura 1.3.

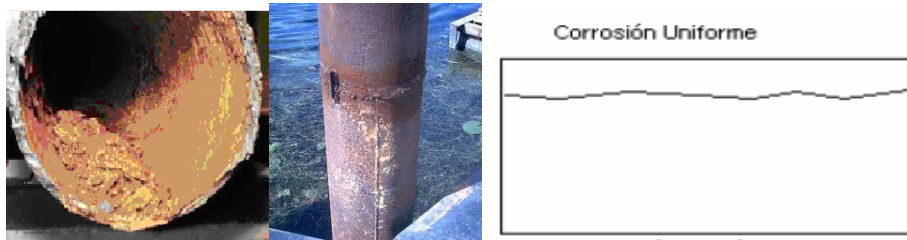


Figura 1.3. Corrosión Uniforme

### I.3.2. Corrosión Galvánica o Bimetálica<sup>8</sup>

La corrosión Galvánica o bimetálica es una de las más comunes que se pueden encontrar. Es una forma de corrosión acelerada que puede ocurrir cuando metales distintos (con distinto par redox) se unen eléctricamente en presencia de un electrolito (por ejemplo, una solución conductiva).

Esta forma de corrosión es la que producen las Celdas Galvánicas. Sucede que cuando la reacción de oxidación del ánodo se va produciendo se van desprendiendo electrones de la superficie del metal que actúa como el polo negativo de la pila (el ánodo) y así se va produciendo el desprendimiento paulatino de material desde la superficie del metal, (Figura 1.4.).

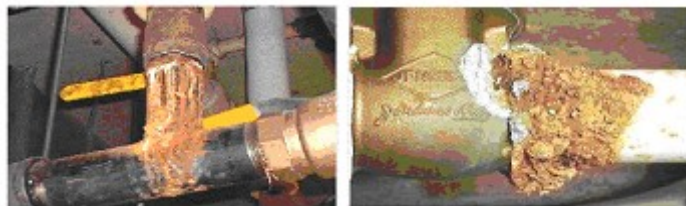


Figura 1.4. Corrosión Galvánica o Bimetálica<sup>9</sup>

### I.3.3. Corrosión húmeda

La “*corrosión húmeda*” tiene lugar en entornos húmedos, es decir, en los que la humedad relativa supera el 60%. Estos entornos pueden ser neutros, ácidos o alcalinos.

La destrucción del metal puede ser uniforme, o sea oxidación; localizada, es decir picadura, y corrosión bajo tensión. La destrucción se puede concentrar en zonas contiguas a un metal más noble o en puntos donde está limitado el suministro de oxígeno.

### I.3.4. Corrosión localizada

La corrosión localizada se produce cuando las áreas anódicas (de oxidación) y las catódicas (de reducción) están separadas unas de otras dando lugar a la disolución del metal en un área restringida. La corrosión localizada puede ocurrir tanto a escala microscópica como macroscópica de diversas formas, (Figura 1.5.).<sup>10</sup>



Figura 1.5. Corrosión Localizada

### I.3.5. Corrosión por fisuras o “crevice”

La corrosión por crevice o por fisuras es la que se produce en pequeñas cavidades o huecos formados por el contacto entre una pieza de metal igual o diferente a la primera, o más comúnmente con un elemento no- metálico, (Figura 1.6.). En las fisuras de ambos metales, que también pueden ser espacios en la forma del objeto, se deposita la solución que facilita la corrosión de la pieza.<sup>8</sup>

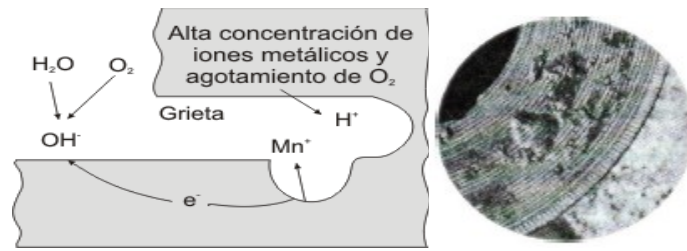


Figura 1.6. Corrosión por Fisuras "Crevice"

Algunas formas de prevenir esta clase de corrosión son las siguientes:

- Rediseño del equipo o pieza afectada para eliminar fisuras.
- Cerrar las fisuras con materiales no-absorbentes o incorporar una barrera para prevenir la humedad.
- Prevenir o remover la formación de sólidos en la superficie del metal.

### 1.3.6. Corrosión por picadura o "pitting"

La corrosión por picadura son pequeños orificios o cavidades semicirculares, cuya profundidad varía y generalmente termina por penetrar más en la pieza en forma vertical, dando como resultado la ruptura de la película de óxido. Generalmente ocurre en presencia de iones agresivos, como son los cloruros, (Figura 1.7.).<sup>4, 11</sup>

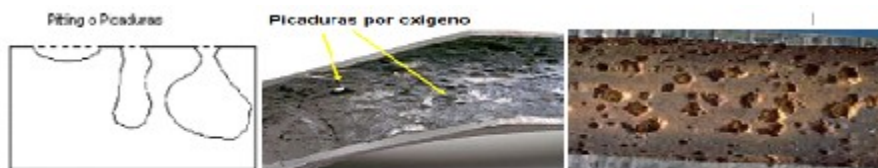


Figura 1.7. Corrosión por Picadura

Esta clase de corrosión posee algunas otras formas derivadas:

### **I.3.7. Corrosión por fricción o "fretting".**

Es la que se produce por el movimiento relativamente pequeño (como una vibración) de 2 sustancias en contacto, de las que una o ambas son metales. Este movimiento genera una serie de picaduras en la superficie del metal, las que son ocultadas por los productos de la corrosión y sólo son visibles cuando ésta es removida.<sup>8</sup>

**I.3.8. Corrosión por cavitación:** Es la producida por la formación y colapso de burbujas en la superficie del metal (en contacto con un líquido). Es un fenómeno semejante al que le ocurre a las caras posteriores de las hélices de los barcos. Genera una serie de picaduras en forma de panal.

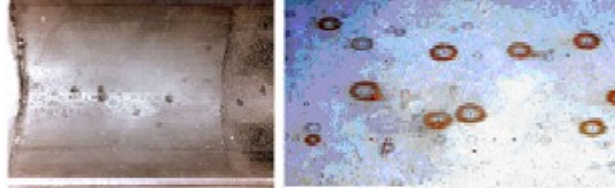
**I.3.9. Corrosión selectiva:** Es semejante a la llamada corrosión por descincado, en donde piezas de cinc se corroen y dejan una capa similar a la aleación primitiva. En este caso, es selectiva porque actúa sólo sobre metales nobles como al Plata-Cobre o Cobre-Oro. Quizá la parte más nociva de esta clase de ataques está en que la corrosión del metal involucrado genera una capa que recubre las picaduras y hace parecer al metal corroído como si no lo estuviera, por lo que es muy fácil que se produzcan daños en el metal al someterlo a una fuerza mecánica.<sup>8</sup>

**I.3.10. Corrosión microbiológica (MIC):** Es aquella corrosión en la cual organismos biológicos son la causa única de la falla o actúan como aceleradores del proceso corrosivo localizado.

La **MIC** se produce generalmente en medios acuosos en donde los metales están sumergidos o flotantes. Por lo mismo, es una clase común de corrosión.

## CAPÍTULO I. GENERALIDADES

Los organismos biológicos presentes en el agua actúan en la superficie del metal, acelerando el transporte del oxígeno a la superficie del metal, acelerando o produciendo, en su defecto, el proceso de la corrosión, (Figura 1.8.).<sup>11, 8</sup>



**Figura 1.8. Corrosión Microbiológica**

**I.3.11. Corrosión bajo tensión:** Es la falla de una estructura metálica, cuando esta sujeta simultáneamente a un esfuerzo mecánico y a un medio químicamente agresivo.

El esfuerzo en el metal puede ser aplicado por cualquier tipo de fuerza externa que produce alargamiento o flexión, (Figura 1.9.), puede también deberse a los esfuerzos externos encerrados en el metal durante su fabricación.<sup>12</sup>

El ambiente corrosivo y el esfuerzo no necesitan tener un valor mínimo específico para efectuarse la fractura por corrosión bajo tensión; el efecto combinado del esfuerzo y de la corrosión, produce la fractura, ya sea con un esfuerzo grande en un ambiente poco corrosivo, o bien con un esfuerzo débil en un ambiente altamente corrosivo.



**Figura 1.9. Corrosión Bajo Tensión**

**I.3.12. Fragilidad por hidrógeno:** Esta forma de corrosión sobreviene por la producción de hidrógeno y el ingreso de este compuesto dentro de la estructura cristalina del metal, (Figura 1.10.). La falla por



este compuesto, produce fragilidad en los metales. Este tipo de falla ocurre principalmente en sistemas ácidos donde existen compuestos como sulfuros y/o cianuros. También se le denomina corrosión por empollamiento.<sup>12</sup>

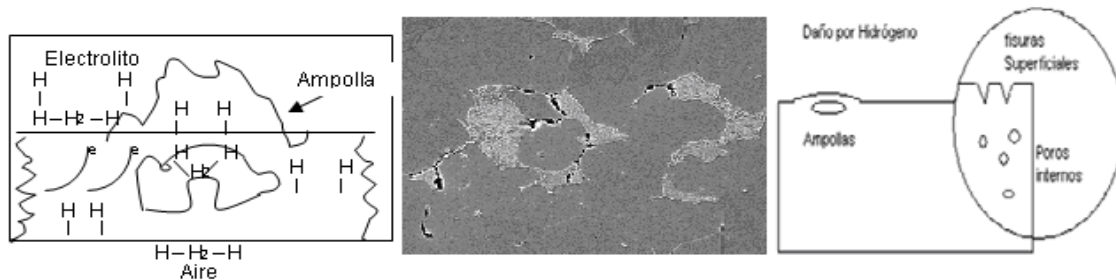


Figura 1.10. Corrosión por fragilidad de hidrógeno

**I.3.13. Corrosión por concentración:** Se basa en la formación de un área anódica y catódica debido a la diferencia del medio ambiente. Se le llama también celda de concentración o celda de solución. Al colocar un metal homogéneo y puro expuesto al medio ambiente se pueden formar áreas anódicas y catódicas debido a que difícilmente se puede tener un medio homogéneo.

El ataque que ocurre en el ánodo como resultado de éste mecanismo, se efectúa en la solución concentrada. La corrosión por celda de concentración se presenta en cualquier lugar donde los depósitos y el diseño pobre del equipo o ambos, permiten la concentración localizada de una sustancia específica como NaCl y O<sub>2</sub> que sea notoriamente distinta encontrada en el grueso del ambiente acuoso.<sup>12</sup>

**I.3.14. Corrosión por erosión:** Esta forma de ataque resulta de un adelgazamiento uniforme de la superficie del metal. Está usualmente asociado con un área expuesta a altas velocidades del fluido. Si bien, la velocidad de corrosión puede ser relativamente baja, la alta velocidad, causa que el producto de corrosión sea despojado de la superficie, resultando una exposición del metal desnudo y más daño.

La apariencia de la superficie corroída es generalmente un pulido muy suave y considerablemente uniforme, (Figura 1.11.).<sup>11, 12</sup>

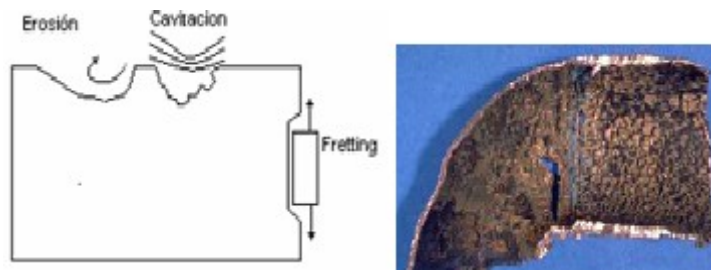


Figura 1.11. Corrosión por erosión

**I.3.15. Corrosión intergranular:** Es la corrosión donde la segregación de algunos de los componentes o impurezas de una aleación ocurren en un límite de grano o cristal, a diferentes potenciales podrían desarrollarse entre los límites granulares de un materia y el grano que produce corrosión del material que es menos positivo. Esta corrosión sigue los límites granulares y actúa donde existen grietas del metal, (Figura 1.12.).<sup>12</sup>

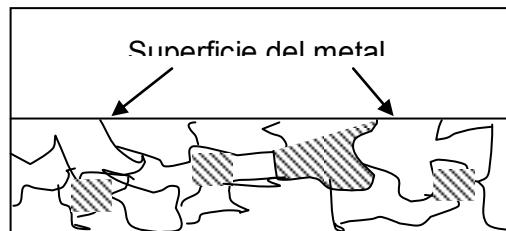


Figura 1.12. Corrosión intergranular

**I.3.16. Corrosión por fatiga:** Es el resultado de la combinación de un ambiente corrosivo con el trabajo repetido de un metal. La fatiga se origina por la rutina de la aplicación cíclica de esfuerzos. Esta acción que ocurre reiteradas veces en un ambiente corrosivo causa al fin la fractura del metal, falla que puede ocurrir en cualquier tipo de ambiente corrosivo y en cualquier tipo de metal.<sup>12</sup>

**I.3.17. Corrosión bajo depósito:** Ocurre cuando sólidos de algunos tipos de productos de corrosión, de lodo o de sales de neutralización se forman en la superficie de los metales. La corrosión acelerada puede tomar lugar por debajo de depósitos directamente próximos a la superficie del metal. Si el depósito contiene iones cloruro, el producto de corrosión puede hidrolizar a una forma muy corrosiva, a bajo pH y en un ambiente local próximo a la superficie del metal.<sup>12</sup>

#### I.4. Algunos métodos contra la corrosión del metal

En la mayoría de las plantas de proceso de refinerías, el metal reactivo es el hierro, que es el componente mayoritario del acero, el electrolito es el agua y el agente corrosivo u oxidante está constituido por ácidos, sales, bases, oxígeno, etc. Para retardar el proceso de corrosión en las diferentes etapas del proceso se inyectan neutralizantes como el amoníaco, aminas e inhibidores de corrosión.

Otros métodos son:<sup>1</sup>

- Galvanizado
  - Fosfatizado
  - Cromado
  - Latonado
  - Chapa
- } Metal sobre metal
- Uso de recubrimientos orgánicos como pinturas, esmaltes y lacas.
  - Uso de recubrimientos reforzados como hule neopreno, hule buna, plástico reforzado con fibra de vidrio etc.

## CAPÍTULO I. GENERALIDADES

- Uso de materiales plásticos como polietileno, pvc, teflón y plásticos de ingeniería.
- Uso de inhibidores que se adicionan a soluciones corrosivas para disminuir sus efectos, ejemplo los anticongelantes usados en la automoción.
- Protección catódica/ protección anódica.

Entre los efectos más notables de la corrosión, tenemos:<sup>1</sup>

- Reparación del equipo corroído
- Reemplazo del equipo corroído
- Sobrediseño de los equipos
- Mantenimiento preventivo: pintura epoxica, casos CFE, PEMEX
- Paros en el equipo de producción
- Daños a equipos adyacentes
- Seguridad industria: Falla repentina que pueda causar incendio, explosión o fugas toxicas.



Figura 1.13. Daños por corrosión<sup>10</sup>

### 1.5. Poliductos<sup>13, 14</sup>

Los poliductos son redes de tuberías de acero al carbón destinados al transporte de hidrocarburos o productos terminados. A diferencia de los oleoductos convencionales, que transportan sólo petróleo crudo, los poliductos transportan una gran variedad de combustibles procesados en las refinerías: keroseno, naftas, *gas oil* etc. El transporte se realiza en paquetes sucesivos denominados baches.



## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

### 2.0. INHIBIDOR DE CORROSIÓN

Un inhibidor de corrosión es un compuesto químico o formulación, ya sea orgánico o inorgánico, que se adiciona al fluido transportado en concentraciones adecuadas para controlar o reducir la corrosión sin alterar las propiedades físicas o químicas de la corriente.<sup>15</sup>

Los inhibidores químicos de corrosión son ampliamente utilizados en la industria del petróleo para la protección del hierro y acero del equipo usado en la perforación, producción, transformación y refinación de hidrocarburos.<sup>16</sup>

La industria del petróleo aplicó estos productos por primera vez en la década de 1940 para disminuir el problema de corrosión en los equipos, causado por aguas contaminadas con dióxido de carbono y otros constituyentes ácidos (orgánicos e inorgánicos).<sup>17</sup>

### 2.1. COMPOSICIÓN Y MECANISMOS DE INHIBICIÓN<sup>18,19,20,21,40</sup>

La mayoría de los inhibidores orgánicos son moléculas hidrocarbonadas de cadena larga que terminan en un grupo funcional nitrogenado. Las estructuras moleculares catiónicas típicas incluyen varias aminas primarias, diaminas, imidazolinas, amido-aminas, amino-amidas dimerizadas, amido-aminas diméricas ácidas, aminas primarias etoxiladas, alquil piridinas y aminas cuaternarias.

Las estructuras moleculares aniónicas típicas incluyen ácidos diméricos-triméricos, ácidos grasos, ácidos nafténicos, ácidos dodecil bencen sulfónicos y ésteres fosfatados.<sup>2</sup>

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Se cree que los inhibidores de corrosión orgánicos forman una película protectora sobre las áreas anódicas y catódicas de la superficie metálica, por esta razón son conocidos como inhibidores fílmicos amínicos. El grupo funcional nitrogenado de la molécula se ancla al metal, mientras que la “cola” hidrocarbonada se extiende en la corriente de proceso formando una capa protectora que evita el contacto entre el agente corrosivo y la superficie metálica.

Estos reducen la corrosión generado una película de barrera protectora sobre la superficie del metal. Su molécula tiene dos secciones de diferentes propiedades. Un extremo es un grupo polar, la cadena misma es no polar y soluble en hidrocarburo (Figura 2.1.).<sup>11</sup>

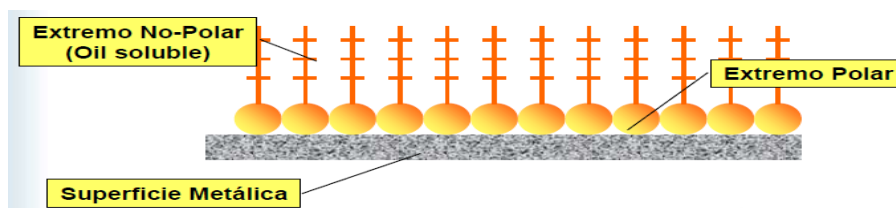


Figura 2.1. Mecanismo de inhibición de la corrosión.

Las moléculas de cadena corta frecuentemente proporcionan cobertura insuficiente, encontrándose incremento en la efectividad con el aumento en la longitud de la cadena. La capacidad de protección varía significativamente para moléculas de cadena larga que tienen el mismo peso molecular pero diferente arreglo; esto ha sugerido la idea de que ciertas estructuras forman películas no adherentes debido a una sobreposición molecular.

La efectividad de un buen inhibidor puede variar significativamente de un proceso a otro, pues ninguno otorga satisfacción bajo todas las condiciones.

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

### 2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Los inhibidores de corrosión se usan extensivamente en la producción de aceite y gas, trasportación y operación de procesos. Ellos pueden ser divididos principalmente en dos clases: inhibidores solubles en aceite y los inhibidores solubles en agua.

Los inhibidores solubles en aceite son típicamente usados para tratamiento en pozos de producción en aceite y gas, así como en trasportación. Estos son generalmente sales de ácidos carboxílicos de aminas orgánicas. Los inhibidores solubles en agua son usados para pozos de producción con alto contenido de agua y líneas de trasportación. Los inhibidores típicos en agua son compuestos de amonio cuaternario. La función de ambos tipos de película protectoras sobre la superficie del metal con diferentes tiempos de vida.<sup>30</sup>

Normalmente los ductos trasportan un tipo de hidrocarburo. Por ejemplo, si se transporta aceite crudo, a los ductos se les llama oleoducto, pero si trasportan ya sea gas natural o gas LP se les llama gasoducto. Pero hay ductos que trasportan una variedad de hidrocarburos, principalmente productos de refinación como es el caso de gasolina amarga, diesel, MTBE, etc., a estos ductos que pueden trasportar diferentes productos se les denomina poliductos. En México se tienen diferentes diámetros de poliductos, que van de 8 a 24 pulgadas.

En los últimos años se viene presentando especial atención al desarrollo de un nuevo método para controlar las fallas por corrosión causadas por las picaduras internas en los poliductos.

Para lograrlo se han efectuado investigaciones a fin de comprender mejor el fenómeno de las picaduras de corrosión, así como los requisitos de productos químicos para controlarlas.



## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Por lo que se ha prestado una especial atención en el desarrollo de inhibidores de corrosión, considerados como indispensables en todos los programas de control de la corrosión en la industria petrolera.

Los inhibidores de corrosión, los cuales típicamente son compuestos como imidazolina, aminas cuaternarias de amonio, mezclas de imidazolina y ácidos carboxílicos, etc. La función del inhibidor de corrosión es la formación de una película protectora que protege el metal del fluido corrosivo, la eficiencia con que llegue el inhibidor de corrosión a la superficie corroída y que se adhiera por tiempo prolongado, depende de su estructura química.

Existen varias clases de inhibidores de corrosión, de los cuales se mencionaran solo siete. Estos son: <sup>11, 22</sup>

**2.2.1 Inhibidores pasivos.** Éstos causan un cambio del potencial de la corrosión, forzando la superficie metálica en el tipo pasivo. Los ejemplos de los inhibidores de la pasividad son aniones oxidantes, tales como iones del cromato, del nitrito y del nitrato y los no oxidantes tales como fosfato y molibdato. Estos inhibidores son los más eficaces y por lo tanto posiblemente los más usados extensamente.

**2.2.2 Inhibidores catódicos.** Algunos inhibidores catódicos, tales como compuestos del arsénico y del antimonio, trabajan haciendo la recombinación y la descarga del hidrógeno más difíciles. Otros inhibidores catódicos, iones tales como calcio, cinc o magnesio, se pueden precipitar como óxidos para formar una capa protectora en el metal.

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

**2.2.3 Inhibidores orgánicos.** Son químicos base Carbono con grupos que contienen nitrógeno, Sulfuros o fósforo. Éstos afectan a la superficie entera de un metal corrosivo cuando están presentes en cierta concentración. Los inhibidores orgánicos protegen el metal formando una película hidrofóbica en la superficie del metal y limita la difusión de iones o moléculas corrosivas. Los inhibidores orgánicos serán fijados por adsorción según la carga iónica del inhibidor y la carga en la superficie.

**2.2.4 Precipitación inducida por los inhibidores.** Éstos son los compuestos que causan la formación de precipitados en la superficie del metal, de tal modo que proporciona una película protectora. Los inhibidores más comunes de esta categoría son silicatos y fosfatos.

**2.2.5. Inhibidores volátiles de la corrosión (IVC).** Estos son compuestos transportados en un ambiente cerrado al sitio de la corrosión por volatilización de una fuente. Los ejemplos son morfolina e hidracina y sólidos volátiles tales como sales del dicitclohexilamina, ciclohexilamina y hexametileno-amina. En contacto con la superficie del metal, el vapor de estas sales condensa y es hidrolizado por humedad, para liberar iones protectores.<sup>22</sup>

Dentro de estos inhibidores se encuentran los biocidas, los cuales son compuestos químicos que se utilizan para disminuir y controlar la población de bacterias. Pueden ser considerados como inhibidores de la corrosión, ya que al disminuir la población bacteriana, la corrosión ocasionada por la presencia de esta clase de microorganismos, también disminuye.

**2.2.6. Neutralizantes:** Los neutralizantes difieren de los inhibidores debido a que estos son requeridos de manera estequiométrica, pero ellos reducen la corrosión por neutralización de los iones hidrogeno.<sup>4</sup>

**2.2.7. Inhibidores mixtos:** Los inhibidores mixtos son una combinación de los dos tipos anteriores, este tipo de inhibidores son generalmente de tipo orgánico, y poseen en su estructura las dos acciones polarizantes, tanto anódicas como catódicas. Este tipo de inhibidores son de los más eficientes, en cuanto a protección de superficies metálicas, ya que forman una capa filmica muy bien adsorbida. Por otro lado no se requieren grandes cantidades de inhibidor para tener un buen control de la corrosión.<sup>4</sup>

Para la protección interior de ductos, la familia de inhibidores más utilizada es la de los inhibidores que actúan por adsorción o filmicos. Este tipo de compuestos se adsorben sobre la superficie del metal formando películas delgadas que resultan de la atracción física o química entre el compuesto y la superficie del metal. Su nivel de protección depende tanto de su concentración, que conduzca a una cobertura de la superficie, como de la fuerza de atracción entre el metal y el compuesto. Las barreras de inhibidor formadas son hidrofóbicas, las cuales rechazan la fase acuosa que contiene las especies corrosivas.<sup>23</sup>

### 2.3. PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS INHIBIDORES DE CORROSIÓN.

Los inhibidores que se seleccionen para el control de la corrosión interior en ductos que transportan hidrocarburos dulces o amargos pueden ser:<sup>15</sup>

- Formadores de película
- Solubles en aceite y dispersables en agua
- Solubles en agua y dispersables en aceite
- Parcialmente solubles en agua y en aceite
- Parcialmente dispersables en agua y aceite

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Para fines prácticos un inhibidor de corrosión debe de cumplir con los siguientes requisitos:<sup>15</sup>

- a.- Proteger los metales en forma confiable y eficiente.
- b.- Ser empleado en pequeñas cantidades.
- c.- No alterar el proceso del sistema
- d.- Ser de fácil manejo distribución y almacenamiento
- e.- No contaminar su entorno.
- f.- No ser tóxico

A continuación se muestran una fotografía ilustrando las formas más comunes de dosificar los inhibidores de corrosión, que son tanque de almacenamiento y bomba de inyección.



Figura 2.2. Tanque de almacenamiento del inhibidor.<sup>10</sup>

### 2.4. AGENTES CORROSIVOS EN LOS FLUIDOS TRANSPORTADOS EN DUCTOS.

No obstante que antes de la prestación del servicio de transporte por ducto, algunos de los hidrocarburos líquidos y gaseosos son sometidos a variados procesos de eliminación de impurezas, aún conservan contaminantes que pueden afectar la integridad física de las instalaciones de ductos, debido principalmente al fenómeno de corrosión interior.<sup>15</sup>

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Entre los agentes residuales agresivos o contaminantes más frecuentes que es posible detectar en los flujos de transporte por ducto, resaltan; bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), oxígeno ( $\text{O}_2$ ), ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) y microorganismos principalmente, los cuales en presencia de humedad, temperatura, presión, y condiciones operativas particulares, pueden provocar efectos sinérgicos o individuales, con los consecuentes daños por corrosión en el interior de los ductos. Por lo que, la evaluación de dichos contaminantes debe constituir el punto de inicio de cualquier programa de corrosión interior en ductos.<sup>15</sup>

### 2.5. CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN.

Algunas de las consideraciones preliminares que deben tomarse en cuenta para la selección de un inhibidor de la corrosión son: <sup>15, 24</sup>

- Los materiales que se van a proteger.
- El tiempo efectivo de protección (1 semana, 1 mes, 1 año, etc.).
- El método de aplicación (inmersión, aspersion, cepillado, etc.).
- Conocer la composición del fluido, ya que está relacionada con la existencia de compuestos corrosivos como el ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, determinación de parafinas o asfáltenos, cloruros o bacterias, sustancias que dificultarán el mecanismo de formación de la película del inhibidor entre otros aspectos.
- La concentración en los inhibidores orgánicos es un factor importante ya que forman películas protectoras que son desprendidas gradualmente por efecto del flujo. Para obtener resultados satisfactorios, la inyección del producto al proceso debe ser de manera continua. Cuando existe una sobredosificación pueden ocasionarse problemas como espumación, contaminación de la corriente y principalmente el incremento en la tendencia a emulsificar

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

de las dos fases presentes. Para la distribución adecuada del inhibidor en la corriente de proceso, debe aplicarse diluido y precedente a los equipos a proteger. La dilución permite controlar la cantidad a suministrar y su distribución en la corriente de proceso.

- La relación de flujo/volumen, es determinante para calcular la dosificación del inhibidor necesario para proteger adecuadamente de la corrosión interior en un ducto. Los inhibidores orgánicos no pueden formar una capa protectora en metales sujetos a un flujo excesivamente turbulento o con velocidades excesivamente altas.
- Cuando se eleva la relación agua/aceite, el tiempo de contacto de un punto dado del sistema con el agua se incrementa, al igual que la velocidad de corrosión, por lo que, si el contenido de agua o la fase acuosa predomina, el criterio de selección debe ser orientado a un producto soluble en agua.
- La temperatura es un factor de importancia en la selección de un inhibidor, ya que a mayor temperatura un inhibidor puede tornarse inefectivo, puede cambiar su solubilidad o degradarse, en temperaturas superiores a 150 °C son muy pocos los inhibidores que pueden permanecer efectivos, se deben realizar pruebas para determinar si el inhibidor cambia sus propiedades cuando se ve sometido a la temperatura máxima de operación del ducto. A valores altos, la película no se puede mantener por el incremento en la corrosión, en la deserción de inhibidor y por cambios en la naturaleza de los productos de corrosión.
- Se deben realizar evaluaciones de compatibilidad del inhibidor con el fluido mismo, así como con otros productos que se adicionen al ducto, además de las pruebas de tendencia a la emulsión, formación de espuma y solubilidad del inhibidor en salmuera, con el fluido a donde se pretende mezclar.

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

- Considerar las características particulares del fluido y del yacimiento de procedencia, volumen del producto manejado, especificaciones del ducto, servicio para el que fue diseñado, antecedentes de fugas por corrosión interior, así como el costo-beneficio.

### 2.6. Tipo de corrosión interna que se presenta en los poliductos<sup>25</sup>

Actualmente el principal tipo de corrosión interna que se presenta en los poliductos de Pemex Refinación que transportan hidrocarburos es del tipo uniforme y localizada. Este tipo de corrosión es controlada actualmente a través de corridas de limpieza interior y la aplicación de inhibidores de tipo fílmicos, los cuales tienen la característica de ser compuestos anfifílicos y de formar una película protectora, que impide que los contaminantes agresivos entren en contacto con la superficie metálica y con ello se logre controlar el proceso electroquímico que genera la corrosión.

Sin embargo, a partir del incremento en la producción de aceites crudos pesados se ha detectado en el hidrocarburo transportado un incremento significativo de contaminantes agresivos tales como asfáltenos, parafinas, sales inorgánicas y agua; lo cual ha traído como consecuencia que actualmente se presente problemas de corrosión de tipo localizada y que en un futuro cercano la problemática se torne compleja para Pemex Refinación.

### 2.7. Principios de síntesis de los inhibidores de corrosión en poliductos<sup>4</sup>

La gama de inhibidores de corrosión para poliductos encontrados en campo, son mezclas que pueden contener surfactantes, incrementadores de película, desemulsionantes o secuestrantes de oxígeno, todos estos compuestos adicionados a la base activa, que es el inhibidor de corrosión.

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Esta base activa parte de una serie de materias primas, que una vez reaccionadas pasan a formar lo que es fundamentalmente el inhibidor. La mayoría de los inhibidores de corrosión utilizados en la producción de petróleo y sus derivados petroquímicos, son de naturaleza nitrogenada y se pueden encontrar de la siguiente naturaleza:

### 2.7.1. Amidas/Imidazolinás<sup>4</sup>

Las imidazolinás se obtienen a través de la condensación de una diamina o poliaminas con un ácido carboxílico. Muchos de los inhibidores de corrosión solubles en agua o hidrocarburo contienen amidas y/o imidazolinás, los cuales se producen por condensación de un ácido carboxílico con una amina primaria. Los ácidos carboxílicos son empleados como materia prima, con frecuencia se deriva de origen natural tal como crudo refinado tall oil (graso). Los ácidos más utilizados son los ácidos derivados de tall oil, que se componen principalmente de una cadena saturada e insaturada de 18 átomos de carbono y una menor cantidad de una cadena lineal de 16 carbonos algunos ácidos rosínicos. El ácido oleico es uno de los más utilizados y el ácido nafténico que se deriva del petróleo se emplea mucho para dichas condensaciones.

La amina más utilizada para la reacción es una poliamina que tiene la siguiente estructura:



Donde R es un grupo alquileo que contiene de 2 a 6 átomos de carbono y x es un pequeño número entero mayor que 1. Con frecuencia se usa la dietilentriamina, pero se pueden emplear otras poliaminas.



### 2.7.2. Sales de moléculas nitrogenadas con ácido carboxílico<sup>4</sup>

Existen numerosas referencias que hablan de la formación de sales por la neutralización de nitrógeno básico por ácidos grasos de tall oil, ácidos grasos polimerizados, ácidos nafténico o simples ácidos orgánicos. Aunque, también se toman en cuenta las sales neutralizadas con ácidos inorgánicos.

### 2.7.3. Sales cuaternarias de amonio

El término cuaternario de amonio se aplica a los compuestos en los cuales todos los hidrógenos del ión han sido remplazados por uniones a carbono. Estos compuestos son excelentes surfactantes catiónicos y pueden poseer propiedades desemulsificantes o inhibidoras de corrosión.

### 2.7.4. Aminas, amidas e imidazolinias polialquiladas

Algunos inhibidores pueden ser oxialquilados para modificar su solubilidad o dispersabilidad en el medio. Un ejemplo es la amina rosínica etoxiladas, aminas etoxiladas e imidazolinias etoxiladas.<sup>1</sup>

### 2.7.5. Nitrógeno heterocíclico

Existen numerosos ejemplos de compuestos de nitrógeno heterocíclico en literatura. Lo más importantes son alquillpiperazina, alquil piridina, piridina, etc.

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Existen otros como los inhibidores no nitrogenados que contienen átomos de fósforo, azufre u oxígeno, pero se usan con menor frecuencia.

La **imidazolin**as son los inhibidores de corrosión más efectivos en la industria de transporte de crudo, por lo que en base a varios estudios, se ha estudiado el efecto que estas producen sobre las siguientes variables: peso molecular, longitud de la cadena, ramificaciones de la cadena, etc.

Como se menciono anteriormente, las imidazolinas y sus derivados se elaboran por la condensación de los ácidos carboxílicos con poliaminas o etilendiaminas, las cuales tienen suficiente hidrogeno libre sobre el átomo de nitrógeno para reaccionar. Se usan no únicamente por sus propiedades de superficie activa sino también como intermedio para surfactantes anfóliticos o cuaternarios. Sus compuestos son estables y pueden destilarse sin descomponerse.

El alcance para la formación del compuesto toma lugar dependiendo la proporción molar de los reactantes originales y también de la estructura química del ácido y poliamina utilizada. Un gran número de imidazolinas han sido sintetizadas usando ácidos grasos y poliaminas, además se pueden cuaternizar con un grupo alquil.

### 2.8 BENEFICIOS OBTENIDOS AL EMPLEAR INHIBIDORES DE LA CORROSIÓN<sup>10</sup>

El uso de Inhibidores, como técnica de control de la corrosión, ha crecido mucho en los últimos años, extendiendo su aplicación a una gran variedad de sistemas, equipos, instalaciones, etc.

Actualmente es una técnica que goza de una magnífica reputación, por los excelentes resultados que con ella se obtienen, sobre todo, cuando se han contemplado todos los factores que intervienen en el fenómeno de Corrosión – Inhibición.

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Con el uso de Inhibidores, como técnica de control anticorrosiva, se obtienen múltiples beneficios, dentro de los cuales algunos son específicos y otros son de carácter genérico.

A continuación se describen los aspectos más relevantes de los beneficios antes mencionados:

### 2.8.1. VENTAJAS<sup>10</sup>

- I. **Conservación del Equipo:** Los Inhibidores de la corrosión, al igual que otras técnicas de control, contribuyen en a la conservación de los equipos, sistemas, etc., manteniéndolos eficientes y confiables durante un período prolongado, tal y como se muestra en la figura 4.2.

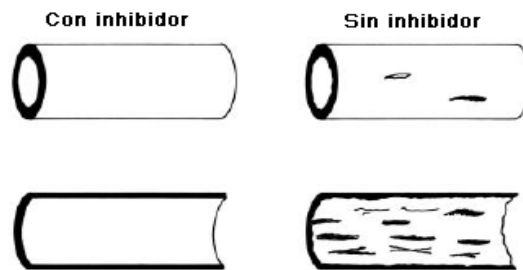


Figura 4.2. Diferencia al usar inhibidor.

- II. **Disminución en la reposición de equipos corroídos:** En equipos donde se han aplicado inhibidores de corrosión, en forma correcta, puede descartarse la necesidad de reponerlos en su totalidad o en partes, durante un tiempo prolongado, a diferencia de los equipos o sistemas donde la corrosión ha actuado en forma drástica, por falta de control.

A este respecto hay que considerar el alto costo que representan dichas reposiciones.

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

- III. **Reducción de reparaciones por corrosión:** Cuando un equipo o sistema ha sido víctima de una severa corrosión, se presentan fugas, fallas o simplemente por alguna técnica en especial, se detectan algunas deficiencias, las cuales hay que corregir, efectuando las reparaciones pertinentes. Estas reparaciones implican fuertes gastos, no sólo por materiales, sino también por la mano de obra, gastos y problemas que se abaten empleando inhibidores.
- IV. **Disminución de derrames de productos valiosos:** La acción protectora de los inhibidores contribuye a evitar la disminución de espesores, como consecuencia del fenómeno de corrosión y por tal motivo las fugas y derrames de los productos manejados, que por lo regular son costosos.

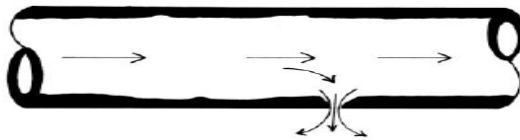


Figura 4.3. Fugas y derrames por corrosión.

Cuando por acción de la corrosión se presentan problemas tales como: fallas, fugas, derrames, etc. (Figura 4.3) existe la necesidad de dejar fuera de operación la instalación dañada.

Este paro se traduce en grandes pérdidas económicas por falta de producción, las cuales pueden evitarse, con un control de la corrosión aplicando inhibidores.

- V. **Reducción de la Contaminación de Productos:** En ocasiones, los productos de corrosión generados en un sistema, resultan ser contaminantes para los propios productos manejados.

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

También es frecuente encontrar que como consecuencia de una falla por corrosión, dos o más productos se mezclan, contaminándose entre sí. Ver figura 4.4.

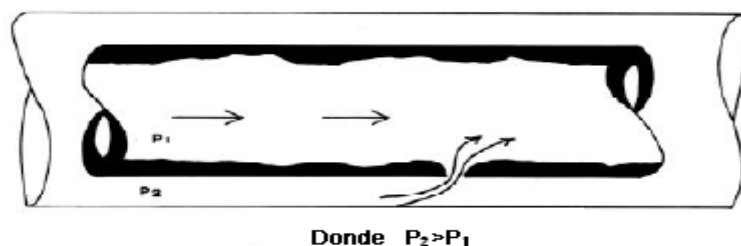


Figura 4.4. Mezcla de 2 o más productos por causa de la corrosión

- VI. **Reducción de daños a instalaciones vecinas, por derrames, siniestros, etc., cuyos orígenes son fallas por corrosión:** En ocasiones, las fallas por corrosión provocan que fluidos corrosivos, se derramen sobre equipos vecinos; equipos que, al ser de tipo mecánico, eléctrico, electrónico, etc., sufren severos daños.

También para equipos que manejan fluidos combustibles, una fuga puede convertirse en una explosión, un incendio, los cuales a su vez, pueden dañar a las instalaciones vecinas. De nuevo todos estos daños pueden evitarse con el uso adecuado de los inhibidores.

- VII. **Conservación de materiales y recursos no renovables:** Si consideramos que por corrosión un material metálico se combina con otros elementos, regresando a su estado original (compuestos), podríamos pensar que no existe pérdida de material; sin embargo, al observar detenidamente el fenómeno, detectamos que el mineral, que de origen estaba concentrado en una mina, ahora está disperso y de manera no aprovechable, además, de que tanto para transformar el mineral en material, metálico, como para transformarlo en equipo, se necesita energía, misma que no se recupera.

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Por tal motivo, la aplicación de inhibidores de la corrosión en conjunto con otras técnicas de control, ayuda a conservar materiales y recursos no renovables, al no permitir que la corrosión actúe en forma tan severa.

**VIII. Conservación de la eficiencia de Transporte:** En equipos donde es importante la eficiencia de Transporte de fluidos, los inhibidores colaboran en diferentes formas:

En primer lugar, al reducir la magnitud del fenómeno de corrosión, la superficie metálica se conserva limpia y tersa, facilitando el flujo y también, al no haber altas velocidades de corrosión, la necesidad de sobre diseñar equipo decrece, pudiendo disponer, con espesores menores, de mayor sección y así transportar mayores volúmenes de fluido con menor energía.

**IX. Mejora en las condiciones de Seguridad de Higiene:** La reducción de fallas, derrames de sustancias venenosas o contaminantes, fugas de productos peligrosos, incendios, explosiones, etc., al emplear inhibidores con técnica de control anti-corrosivo, proporciona al personal que tiene contacto con el sistema, una notable mejoría en sus condiciones de seguridad e higiene, propiedad que aunque no se puede medir, económicamente hablando, es de vital importancia.

**X. Alternativa contra el uso de materiales de construcción costosos:** Cuando se tiene que trabajar con medios corrosivos, existen primordialmente dos alternativas:

Emplear un material de construcción resistente, pero costoso, o bien, emplear un material menos costoso y la adición de inhibidores de la corrosión.

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Para tomar la mejor alternativa, en este caso hay que considerar muchos factores relacionados con el proceso del mismo sistema y con los relacionados con el fenómeno de Corrosión Inhibición.

### XI. **Protección a materiales en medios y condiciones donde no es posible aplicar otra técnica:**

Los inhibidores de la corrosión tienen la característica de poder proteger materiales, equipos, parte de ellos, etc., a condiciones y ambientes donde otras técnicas de control carecen de efectividad, o que simplemente no es posible aplicarlos; tal es el caso de interiores de tuberías, válvulas, intercambiadores de calor, sistemas de enfriamiento, reactores, etc.

### 2.8.2. DESVENTAJAS<sup>10</sup>

Así como pueden ayudarnos los inhibidores en la obtención de los “beneficios” antes mencionados, su uso también nos genera los siguientes inconvenientes:

- I. **Costo del Producto:** Como cualquier producto químico, los inhibidores tienen un costo relativamente alto.
- II. **Aplicación del Producto:** La aplicación del Inhibidor de Corrosión no se concreta únicamente a su adición al sistema, sino que haya que desarrollar otras actividades, ligadas a la corroboración de su buen funcionamiento, tales como análisis químicos, seguimiento de la velocidad de corrosión, determinación de su eficiencia, etc. Procedimientos y técnicas que requieren de equipos relativamente costosos.
- III. **Uso específico:** Los Inhibidores de la corrosión tienen uso específico, es decir, un producto eficiente para un material determinado, sometido a la acción de un medio corrosivo y a

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

unas condiciones de operación dadas, no se puede asegurar que funcione en un sistema constituido de otro material o que trabaje con otro medio a otras condiciones.

Por tal motivo, no se deben aplicar estos productos en forma empírica, ya que de hacerle se corre el riesgo de no proteger, e incluso acelerar más la corrosión.

**IV. Limitantes:** El uso de inhibidores tiene limitantes como cualquier técnica de control de la corrosión, no pudiendo extenderse, en la práctica, a todos los problemas de corrosión.

Su limitante principal radica en que tiene que ser aplicado a sistemas donde el medio corrosivo es controlado, o sea, que por ejemplo, no se puede proteger el casco de un barco aplicando inhibidor en el mar, o bien, proteger la carrocería de un automóvil esparciendo Inhibidor en la atmósfera.

A corto plazo, es común encontrar en desventaja el uso de inhibidores, ya que el costo del producto, el del equipo de inyección, el del equipo de monitoreo y el de la mano de obra, son relativamente elevados, a comparación de los daños por corrosión, que hasta ese plazo, todavía no se han manifestado.

Ya a mediano plazo, resulta ventajoso el uso del Inhibidor de corrosión, porque a ese término, los problemas por corrosión han comenzado a presentarse, manifestándose con grandes gastos y pérdida, por lo que respecta a: las reparaciones, los paros en la producción, la baja de eficiencia, los daños a otras instalaciones y desde luego los respectivos problemas de seguridad e higiene.

Como es obvio, a largo plazo, el uso del inhibidor resulta ventajoso, ya que no se comparan los gastos del mismo producto, de los equipos, de las operaciones, etc., que son requeridos para su aplicación, con los gastos, pérdidas y consecuencias que ocasiona la corrosión, acentuándose más cuando se requiera de la reposición total del equipo o sistema original.



## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

### 2.8. Diferencias de las normas NRF-005-PEMEX-2000 y NRF-005-PEMEX-2009 para protección interior de ductos con inhibidores.<sup>15, 23</sup>

La NRF-005-PEMEX-2009 cancela y sustituye a la NRF-005-PEMEX-2000, Rev. 0 de fecha 18 de Diciembre de 2000.

La NRF-005-PEMEX-2000 establece los criterios generales y requisitos mínimos de calidad que deben cumplirse para la selección, evaluación y aplicación de inhibidores de corrosión en los sistemas de ductos de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos; mientras que la NRF-005-PEMEX-2009 incluye los ductos de recolección, distribución y transporte de hidrocarburos y sus derivados, agua o salmuera, así como la contratación de los servicios para la selección del sitio e instalación de puntos de evaluación de la velocidad de corrosión e inyección de inhibidores, mantenimiento a los sistemas de evaluación y protección interior mediante la aplicación continua de inhibidores de corrosión instalados en los sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos, terrestres, submarinos, nuevos y existentes de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Otra característica que diferencia a la NRF-005-PEMEX-2000 es que la NRF-005-PEMEX-2009 establece una de las propiedades y requisitos que deben cumplir los inhibidores es que debe ser térmicamente estable a la temperatura de operación del ducto hasta 408 K (135 °C) y la temperatura de almacenamiento debe ser de; 278, 293 y 323 K (5, 20 y 50 °C), de acuerdo con la tabla 2 de esta NRF.

En la NRF-005-PEMEX-2000 las consideraciones que toman en cuenta para las pruebas gravimétricas y electroquímicas las concentraciones del inhibidor para evaluación deben ser; 10, 25, 50 y 100 ppm con una eficiencia mínima del 90 por ciento, mientras que para la NRF-005-PEMEX-

## CAPÍTULO II. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

2009 el inhibidor debe cumplir con una eficiencia mínima del 90 por ciento, determinada con cualquiera de las siguientes concentraciones de inhibidor; 5, 10, 25 y 50 ppm, como se indica en la tabla 1 de esta NRF.

Para la NRF-005-PEMEX-2009 los inhibidores de corrosión seleccionados para aplicación a ductos que transportan gasolinas, destilados intermedios y compuestos oxigenados, (método ASTM-D665) deben cumplir con un nivel de corrosividad máximo de B++, determinado con cualquiera de las siguientes concentraciones de inhibidor; 1, 3, 5, 7 y 10 ppm.

Esta misma norma proporciona una prueba de compatibilidad para los inhibidores en donde se requiere adicionar un segundo tipo de inhibidor "B" al ducto donde se encuentra otro inhibidor tipo "A" en la cual se debe determinar la eficiencia de la mezcla 25-75; 50-50; 75-25 por ciento de inhibidores A y B a las condiciones indicadas en la tabla 1 de esta NRF.

La NRF-005-PEMEX-2009 proporciona un procedimiento para el muestreo de inhibidores en carro-tanque, camión-tanque, tanque de almacenamiento o tanque montado en barco abastecedor, así como para tambores, barriles o latas.

Para nuestro caso utilizaremos la NRF-005-PEMEX-2009, para el método (ASTM-D665), debido a las consideraciones de su evaluación del inhibidor que puede ser determinada con cualquiera de las siguientes concentraciones de inhibidor 1, 3, 5, 7 y 10 ppm cumpliendo con un nivel de corrosividad máximo de B++, para ser utilizado como inhibidor de corrosión en oleoductos.

### 3.0 PRUEBAS DE LA CORROSIÓN

Antes de seleccionar una prueba o técnica para evaluar el fenómeno e la corrosión, es importante definir el motivo para hacerlo, ya que, esto aumentará las oportunidades de escoger el mejor método, con la ventaja adicional de evitar la realización de pruebas que a menudo no son necesarias.

Las principales razones para evaluar la corrosión son:

- a) Controlar la corrosión tal y como ocurre en la planta.
- b) Evaluar materiales y efectos del medio para aplicaciones futuras.
- c) Evaluar la calidad de un lote específico de materiales conociendo su comportamiento, como un ejemplo, el tratamiento térmico correcto que se va a usar.
- d) Evaluar los tratamientos químicos, así como la eficiencia de los Inhibidores de Corrosión.

La prueba que tienen que pasar los inhibidores de corrosión es la de proteger el sistema de una manera eficiente. Sin embargo, como conocer la efectividad de un inhibidor, esperar que el equipo falle por completo o este se vea seriamente dañada para saber si el inhibidor no cumplió con su cometido. Esto hace que las técnicas de monitoreo sean parte esencial de cualquier programa en el control de la corrosión.

Hay un número considerable de pruebas que pueden ayudar para la selección del inhibidor de acuerdo a las necesidades del usuario.

En el laboratorio se pretende que siempre que las pruebas cumplan los siguientes puntos:

- Reproducir todas las condiciones de campo (no siempre se puede)
- Los agentes corrosivos

### CAPITULO III. TÉCNICAS DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN

- Temperatura
- Velocidad de flujo
- El suministro del inhibidor
- La compatibilidad del inhibidor con otros químicos y productos del sistema.

Dentro de las determinaciones fisicoquímicas efectuadas con regularidad, las más comunes son las siguientes:

#### Determinación Norma

- Densidad ASTM D-1475
- Índice de refracción ASTM D-3321
- Viscosidad ASTM D-2196
- Determinación de activos ASTM D-2074
- pH ASTM D-1293
- No. Ácido ASTM D-974
- Apariencia
- Color y olor

Dependiendo del tipo de la aplicación de estos productos, es necesario contemplar otros tipos de pruebas, tales como:

- Caracterización
- Control de Calidad
- Emulsión
- Espumación
- Estabilidad Térmica
- Residual de Inhibidor
- Eficiencia

## CAPÍTULO III. TÉCNICAS DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN

Algunas de estas pruebas cobran gran importancia, debido al uso que se le va a dar, por ejemplo, las pruebas de la tendencia a no emulsionar son muy importantes para refinerías, lugar donde se aplican inhibidores de corrosión, a corrientes de vapores de hidrocarburo y agua, mismos que se condensan y posteriormente se desean separar, para poder continuar con el proceso de refinación.

Algunos de los métodos más importantes se mencionan a continuación.

### 3.1. MÉTODO DE PRUEBA ESTÁNDAR PARA CARACTERIZAR LA PREVENCIÓN DEL HERRUMBRE DEL INHIBIDO ACEITE MINERAL CON LA PRESENCIA DE AGUA. (ASTM-D665)<sup>26</sup>

Este método describe la evaluación de la herrumbre causada por la gasolina y otros combustibles en presencia de agua, por el movimiento que estos producen a través de las tuberías o ductos, a una temperatura determinada, utilizando un espécimen de acero cilíndrico sumergido en dicha solución.

Esta prueba tiene una duración de 4 horas aproximadamente, en la que se utiliza además un baño de control de temperatura, a fin de mantener una temperatura constante (Figura 3.1).



Figura 3.1. Equipo para la evaluación de la corrosividad de hidrocarburos

### CAPÍTULO III. TÉCNICAS DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN

De acuerdo a este método de prueba NACE TM 0172, la evaluación se hace visualmente a los especímenes los cuales son aceptados aquellos que presentan un 0.1% de herrumbre (Figura 3.2).



Figura 3.2. Cupón cilíndrico de acero al carbón con punta cónica

#### 3.2. MÉTODO DE PRUEBA DE LA RUEDA (WHEEL TEST) NACE 1D-182<sup>27</sup>

La prueba se denomina prueba de la rueda (Wheel test), la cual es una evaluación dinámica que consiste en colocar varios fluidos (derivados del petróleo, agua e inhibidor) en una botella, introduciendo en ésta un cupón metálico, los cuales los hay de diferentes tamaños y metales (Figura 3.3).

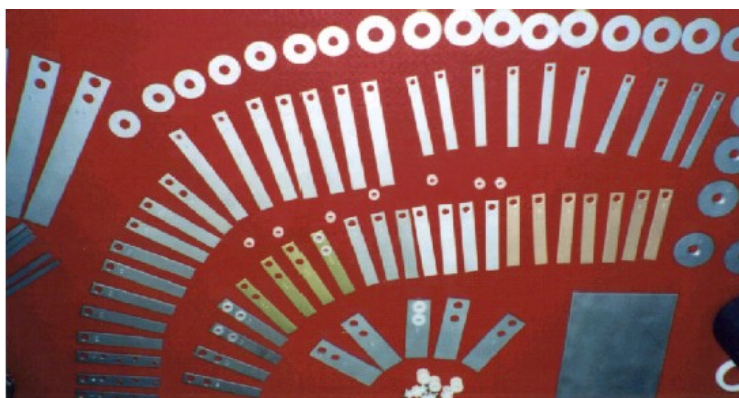


Figura 3.3. Diferentes tipos de cupones corrosimétricos.

### CAPÍTULO III. TÉCNICAS DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN

La salmuera deberá contener los agentes corrosivos, por lo que si el agente corrosivo es un gas ( $\text{CO}_2$  o  $\text{H}_2\text{S}$ , etc.) la salmuera se debe saturarse a baja temperatura con dicho gas. La botella ó celda de prueba se somete a agitación dentro del equipo "Wheel test" (Figura 3.4), y una vez transcurrido el tiempo de prueba se retiran los cupones metálicos, se limpian y se pesan para determinar el peso perdido y posteriormente calcular la velocidad de corrosión así como la eficiencia del inhibidor probado.

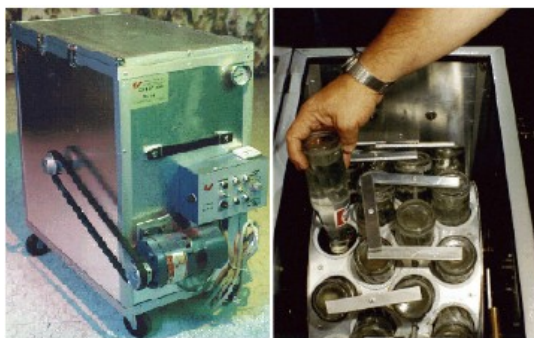


Figura 3.4. Equipo Wheel Test

El procedimiento de la prueba se debe realizar de acuerdo al método establecido por la NACE 1D-182, o equivalente en donde se describe la preparación de la salmuera, dimensionamiento de los cupones corrosimétricos, equipo utilizado, condiciones de la prueba y cálculo de resultados.

El método de la NACE indica que algunas consideraciones de la prueba no están completamente definidas. Por lo que, para que los usuarios puedan obtener valores de eficiencia de inhibidor comparables y repetibles. Los parámetros que deben ser controlados son: la temperatura, concentración del agente corrosivo, agitación y el material de que está hecho el cupón.

### CAPÍTULO III. TÉCNICAS DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN

A continuación con base en pruebas empíricas y resultados positivos, se indican los requerimientos que deben de incluirse en la prueba:

- Acondicionamiento de la salmuera de campo o sintética para eliminar oxígeno.
- Contar con querosina o condensado de campo tratado con carbón activado
- La relación salmuera/aceite debe ser 9/1.
- La concentración de H<sub>2</sub>S debe ser 600 ppm +/- 50 ppm, cuando el medio es amargo.
- La concentración de CO<sub>2</sub> es hasta saturación.
- El tiempo de prueba es de 24 horas, y
- Las concentraciones del inhibidor para evaluación deben ser; 5, 10, 25 y 50 ppm

Estas mismas consideraciones se deben tomar en cuenta para las pruebas electroquímicas.

#### 3.3. MÉTODO MODIFICADO DE PRUEBA ESTANDAR PARA LA REACCIÓN DEL AGUA DE HIDROCARBUROS ASTM D-1094-85<sup>28</sup>

Este método de prueba cubre la determinación de la presencia de compuestos miscibles en agua que pueden encontrarse en hidrocarburos, y el efecto de estos compuestos sobre la interfase agua-combustible.

Este procedimiento permite detectar la presencia de relativamente grandes cantidades de contaminantes parcialmente solubles en agua como son los surfactantes.

Los contaminantes que afectan la interface o crean emulsiones en el agua o en la capa del combustible, tienden a afectar rápidamente separadores, filtros y permite pasar el agua libre y partículas. Un cambio en el volumen de la capa acuosa indica que están presentes materiales solubles en agua de tipo orgánico como los alcoholes, esterres, aminas y otros.



## CAPÍTULO III. TÉCNICAS DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN

### 3.4. PRUEBAS ELECTROQUÍMICAS NACE 1D-196 Y ASTM G59<sup>29</sup>

Estos métodos miden la velocidad de reacción de corrosión de una muestra de metal de interés en un medio de prueba. Los métodos electroquímicos disponibles requieren de instrumentación especializada y la utilización de un medio de prueba acuoso.

Los métodos de prueba que se describen a continuación, conducen a obtener experimentalmente la resistencia de polarización lineal ( $R_p$ ), la cual es inversamente proporcional a la velocidad de corrosión. El procedimiento de prueba utilizando resistencia a la polarización lineal se describe en el documento NACE 1D-196 y el método en el documento ASTM G59 y D2776 o equivalente.

Existen métodos alternativos para medir velocidades de corrosión tales como; Extrapolación de Tafel (ASTM G-5), Impedancia Electroquímica (ASTM G-106) y Ruido Electroquímico (ASTM G1.11.04) o equivalente.

Los inhibidores de corrosión que se aprueben serán aquellos que proporcionen una eficiencia de al menos 90 %.

La eficiencia de protección de los inhibidores de corrosión se evalúa al medir las velocidades de corrosión bajo un mismo método de prueba con y sin inhibidor (conocida como en blanco o de referencia).

### 3.5. RESISTENCIA ELÉCTRICA APOYADO POR METODO ASTM G-96 O EQUIVALENTE

Las probetas de la resistencia eléctrica miden la variación de la resistencia producida por el cambio en una probeta con un área de sección transversal determinada resultando de una corrosión en un intervalo de tiempo de exposición.

### CAPÍTULO III. TÉCNICAS DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN

Las probetas de resistencia eléctrica esta compuesta de un elemento sensitivo que es básicamente un alambre arriscado, una tira o un tubo fabricado de una aleación de interés, el cual es utilizado para conducir la señal eléctrica.

El principal beneficio de la resistencia eléctrica es que permite un monitoreo en línea. Múltiples mediciones se pueden dar en varios puntos o lugares y son registrados en un telémetro o una locación central identificando las velocidades de corrosión y los efectos del cambio de proceso.

El procedimiento de la prueba se deberá apoyar para su realización, en el método de prueba última versión de la ASTM G-96 o equivalente.

#### **3.6. MEDICION CON SONDAS DE RESISTENCIA ELECTRICA.**

Los sistemas de medición de la corrosión con sondas de resistencia eléctrica, funcionan basados en el principio fundamental de que la resistencia eléctrica aumenta mientras el área transversal de un conductor metálico disminuye. El centro de este sistema es una sonda cuidadosamente diseñada para funcionar como un sensor in situ que mide la pérdida del metal.

Un instrumento compara la resistencia del elemento metálico que está expuesto a la corrosión, con la resistencia de un elemento similar que está protegido de la corrosión pero está expuesto a la misma temperatura ambiental. Por medio de este método la compensación ocurre automáticamente para cambios de temperatura, y es posible hacer automáticamente para cambios de temperatura, así como hacer medidas exactas de pequeños cambios (micro pulgadas) en el grosor del metal, a largas distancias.

### CAPÍTULO III. TÉCNICAS DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN

Los tipos de instrumentos disponibles se clasifican en unidades pequeñas, portátiles e intrínsecamente seguras, a aparatos de adquisición de datos tipo computadora multicanal, proporcionando rápidas respuestas a la corrosividad y trastornos del proceso.

A continuación se muestran cuatro fotografías de algunos de estos equipos disponibles.



Figura 3.5. Sondas de resistencia eléctrica.

A continuación se muestran los tipos de sondas corrosimétricas

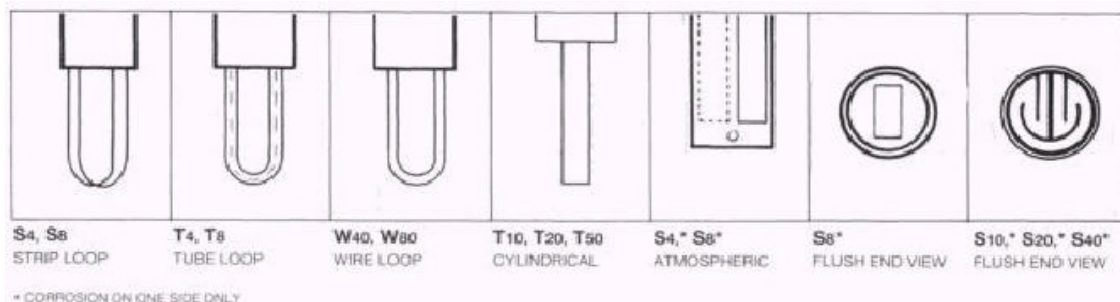


Figura 3.6. Tipos de sondas corrosimétricas.

Una característica importante de esta técnica es que mide la pérdida de metal directamente, como un testigo de corrosión por pérdida de peso. Por lo tanto, se puede medir los efectos corrosivos en ambientes como el aire, el agua, el aceite, gas, vacío, tierra, cemento, etc., obteniendo resultados que pueden ser comparados fácilmente con otras mediciones obtenidas con testigos corrosimétricos.

### 3.7. MEDICIÓN CON SONDAS DE RESISTENCIA A LA POLARIZACIÓN LINEAL

Es posible medir la velocidad de corrosión de un sistema, midiendo la corriente de la diferencia de un potencial pequeño aplicado entre dos o tres electrodos. A esta técnica generalmente se le refiere como la técnica de Resistencia de Polarización Lineal.

La corrosión electroquímica de un metal es esencialmente un proceso de óxido – reducción y ya que la oxidación es la transferencia de electrones de un metal a un agente oxidante, la velocidad de transferencia de electrones, o la corriente de corrosión, es una medida de velocidad de corrosión.

En la siguiente figura se muestran algunos equipos disponibles para este fin.



Figura 3.7. Resistencia de polarización lineal.

### 3.8. MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO

La técnica de medición de espesores con equipos de ultrasonido (Figura 3.8), se basa en el principio de que algunas ondas de determinada longitud, sufren reflexión o cambio de dirección con cualquier discontinuidad del material. Estos equipos están formados por un emisor de ultrasonido, un receptor y un circuito electrónico, el que traduce directamente en unidades de espesor el intervalo de tiempo entre la emisión y la recepción.

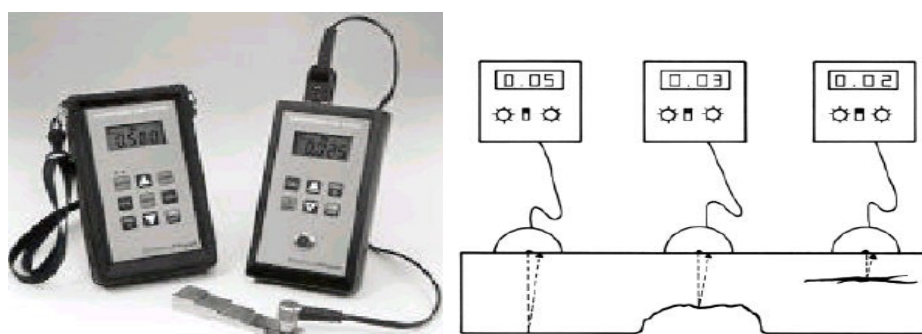


Figura 3.8. Equipo de ultrasonido

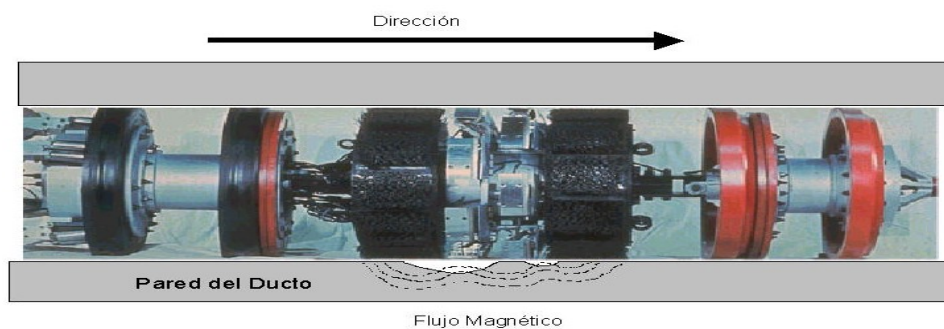
### 3.9. EQUIPO INSTRUMENTADO DE MEDICIÓN DE ESPESORES

Existen diversos equipos instrumentados destinados a la medición de espesores, comúnmente se les conoce como Diablos Instrumentados, y existen diversas compañías las que ofrecen una gran variedad de estos equipos.

Este tipo de Diablos Instrumentados, se utiliza para Ductos de extensas longitudes (cientos de kilómetros) y son específicos al diámetro de la tubería, existiendo Diablos desde 4" a 48" de Diámetro.

Este tipo de equipo instrumentado ha progresado rápidamente, pudiendo a la fecha, discernir si es corrosión interior o corrosión exterior, en que posición se encuentran los daños y además también nos permite saber a que distancia se encuentran espesores bajos de tubería, con una precisión asombrosa.

El principio de operación es relativamente sencillo, la instrumentación de este tipo de equipo es la que si es compleja. Este tipo de Diablo instrumentado, mide espesores de la tubería, basándose en la perturbación de un campo magnético, que es inducido por el mismo diablo, al paso por la pared del ducto, tal y como se muestra en la figura 3.9.



**Figura 3.9. Diablo Instrumentado**

Entre los objetivos principales de correr diablos de limpieza destacan los siguientes:

- Eliminar residuos de sedimento, óxido, parafinas, humedad, contaminantes y bacterias entre otras sustancias.
- Controlar la calidad del fluido transportado
- Preparar la superficie interna del ducto para implementar y/o mejorar un programa de inyección de inhibidores
- Mantener la capacidad del ducto, debido a que los depósitos reducen el área interna de su sección transversal y afectan la eficiencia hidráulica del sistema.

La existencia de sedimentos como óxido o arena, favorecen la proliferación de bacterias y por tanto de la corrosión. La función principal de un diablo de limpieza es, remover los depósitos de la pared interna del ducto, desplazarlos y eliminarlos de su interior.

## CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

### 4.0 METODOLOGIA DE EVALUACIÓN

Para evaluar los productos químicos, antes de usarlos en operaciones de campo es necesario usar métodos de laboratorio que sean significativos y gocen de credibilidad.

Es por esto que para evaluar y seleccionar los productos con mayor eficiencia a nivel laboratorio, se consideró conveniente la realización del “Método de prueba estándar para caracterizar la prevención del herrumbre del inhibido aceite mineral con la presencia de agua. (ASTM-D665)”

#### 4.1. MÉTODO DE PRUEBA ESTÁNDAR PARA CARACTERIZAR LA PREVENCIÓN DEL HERRUMBRE DEL INHIBIDO ACEITE MINERAL CON LA PRESENCIA DE AGUA. (ASTM-D665)

Este método se utiliza para evaluar cualitativamente la eficiencia de los inhibidores aplicados a un medio orgánico (particularmente turbosina) para prevenir la formación de herrumbre en partes ferrosas que estén en contacto con un agente activo agresivo acuoso (agua), por el movimiento que estos producen a través de las tuberías o ductos. La información que nos da es la persistencia de la película y el porcentaje de protección del inhibidor que va ser aplicado, en condiciones semejantes a las encontradas en campo.

##### 4.1.1. EQUIPO DE PRUEBA

###### I. Baño de aceite

Es un baño líquido capaz de mantener la temperatura de prueba en  $40 \pm 1$  °C mediante un control térmico. El baño tiene una cubierta con 6 orificios para la colocación de los vasos que contienen los especímenes.

## CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

### II. Vasos

Los vasos son tipo Berzelius de 400 ml (Fig. 4.0), de vidrio resistente a cambios bruscos de temperatura y forma alargada, miden 140 mm de alto y 70 mm de diámetro.



Figura 4.0. Vaso Berzelius de 400 ml.

### III. Tapa del vaso

Es una tapa de polimetilmetacrilato (Fig 4.1) que se mantiene fija mediante un surco circular que se ajusta al vaso. Tiene tres orificios en su superficie: uno de 12 mm de diámetro para el agitador mecánico, otro de 18 mm para el espécimen de corrosión y un último de 12 mm que sirve para la adición de agua destilada durante la prueba y para tomar la temperatura con un termómetro.



Figura 4.1. Tapa de polimetilmetacrilato.

### IV. Agitadores

Los agitadores son construidos enteramente de acero inoxidable con aspa rectangular en forma de T invertida (Fig. 4.2). Mantiene una velocidad de  $1000 \pm 50$  rpm.



Figura 4.2. Agitador de acero inoxidable.



## CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

### V. Cupón de corrosión

Consiste de un cupón cilíndrico de acero al carbón con punta cónica, con rosca que se ensambla a un portacupón de plástico. El cupón nuevo mide 12.7 mm de diámetro y aproximadamente 68 mm de largo. Después de ser utilizado en una prueba de herrumbre, el cupón debe ser cardiado y pulido (acoplándolo a un motor eléctrico) (Fig. 4.3) con lijas del número 100, 320 y 600, hasta lograr una superficie lisa tipo espejo.

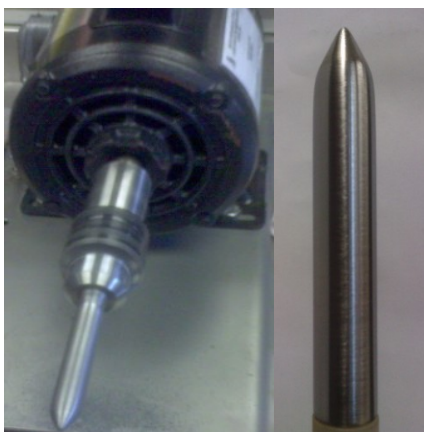


Figura 4.3. Cupón acoplado al motor eléctrico.

### 4.2. PROCEDIMIENTO

1. Lavar los vasos, tapas y agitadores con agua y jabón, posteriormente enjuagarlos con agua destilada.
2. Secarlos de tal modo que no contengan agua.
3. Cardiar las roscas de los 6 cupones cilíndricos de acero al carbón (ver figura 4.4).



Figura 4.4. Cupón cardiado

## CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

4. Pulir cada cupón empezando con la lija del número 100, 320 y 600 de tal modo que quede un acabado espejo con la ayuda de un motor eléctrico (ver figura 4.5).



**Figura 4.5. Pulido del cupón.**

5. Una vez obtenido el acabado espejo, evitar ser tocados con las manos y depositar cada cupón usando guantes o pinzas en un frasco con hexano.
6. Prender el equipo para que alcance la temperatura de  $40 \pm 1$  °C.
7. Agregar 0.03 g de inhibidor en un matraz aforado de 100 ml y aforarlo con gasolina magna (ver figura 4.6).



**Figura 4.6. Preparación de la dosificación de inhibidor en gasolina magna.**

8. Agregar 300 ml de gasolina magna a cada vaso tipo berzelius de 400 ml y dosificarles 3 y 5 ppm de inhibidor.
9. Colocar cada vaso en el equipo y colocarle la tapa con los agitadores.
10. Tomar con unas pinzas cada cupón y con la ayuda de unos guantes colocarle el porta cupón (no tocarlo con las manos) y ponerlo en cada vaso.

## CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

11. Ponerlo en agitación y a los 30 minutos agregar 30 ml de agua destilada (catalizador de la corrosión) con la ayuda de un embudo de vidrio y se continua la agitación 3.5 horas más.
12. Transcurrido el tiempo de agitación parar y lavar cada cupón con hexano y acetona.
13. Se evalúa el porcentaje de la superficie dañada de cada cupón en forma visual y se califica con la ayuda de la tabla del método de prueba NACE TM 0172.

**NOTA:** El espécimen presentará mayor o menor cantidad de herrumbre depositada sobre su superficie, dependiendo de la resistencia de la película formada por el compuesto adicionado. Cuando el compuesto forma una película resistente al ataque corrosivo, el espécimen queda completamente limpio sin notarse la presencia de herrumbre.

### 4.3. EVALUACIÓN

Se evalúa el porcentaje de la superficie dañada en forma visual de acuerdo a la clasificación del método de prueba NACE TM 0172 que se muestra a continuación en la siguiente tabla y comparando con los resultados obtenidos con el blanco o de referencia (sin inhibidor).

Tabla 2. Clasificación de la muestra.

Clasificación	Proporción de superficie de prueba corroída (%)
A	0
B++	Menos de 0.1% (2 o 3 manchas no mayores de 1 mm de diámetro)
B+	Menos de 5
B	5 a 25
C	25 a 50
D	50 a 75
E	75 100

#### 4.4. MATERIAL Y EQUIPO PARA LA SÍNTESIS

Durante la etapa de síntesis de inhibidores de corrosión, se realizó principalmente con compuestos principalmente del tipo amida, imidazolina y poliamina que como se encontró en patentes y en literatura, estos son reportados como los más eficaces en el tratamiento de la inhibición de la corrosión en el transporte de crudo y sus derivados.

Los compuestos precursores de las reacciones anteriores que son intermediarios del tipo imidazolina, normalmente actúan con un alto desempeño como inhibidores de corrosión.

Las formulaciones de los inhibidores de corrosión de síntesis se realizaron al 35% en peso del activo, utilizando como solvente un compuesto del tipo aromático (xileno).

El material y equipo de laboratorio utilizado para las síntesis del inhibidor de corrosión, se describe a continuación y el esquema del sistema se muestra en la Figura 4.7.

## CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

### 4.4.1. MATERIAL

- |   |                              |
|---|------------------------------|
| 1 Matraz de tres bocas de 250 ml (24/40). | 1 Chaqueta de calentamiento. |
| 1 Reóstato.                               | 1 Agitador magnético.        |
| 1 Probeta graduada de 25 ml.              | 1 Barra magnética mediana.   |
| 1 Pipeta graduada de 10 ml                | 1 Gato.                      |
| 1 Porta termómetro.                       | 1 Matraz aforado de 100 ml   |
| 1 Termómetro de -10 a 400°C               | 1 Pipeta volumétrica de 5 ml |
| 1 Termómetro de -10 a 400°C               | 1 Propipeta                  |
| 1 Tapón (24/40).                          | 1 Recirculador de agua       |
| 1 Condensador.                            |                              |

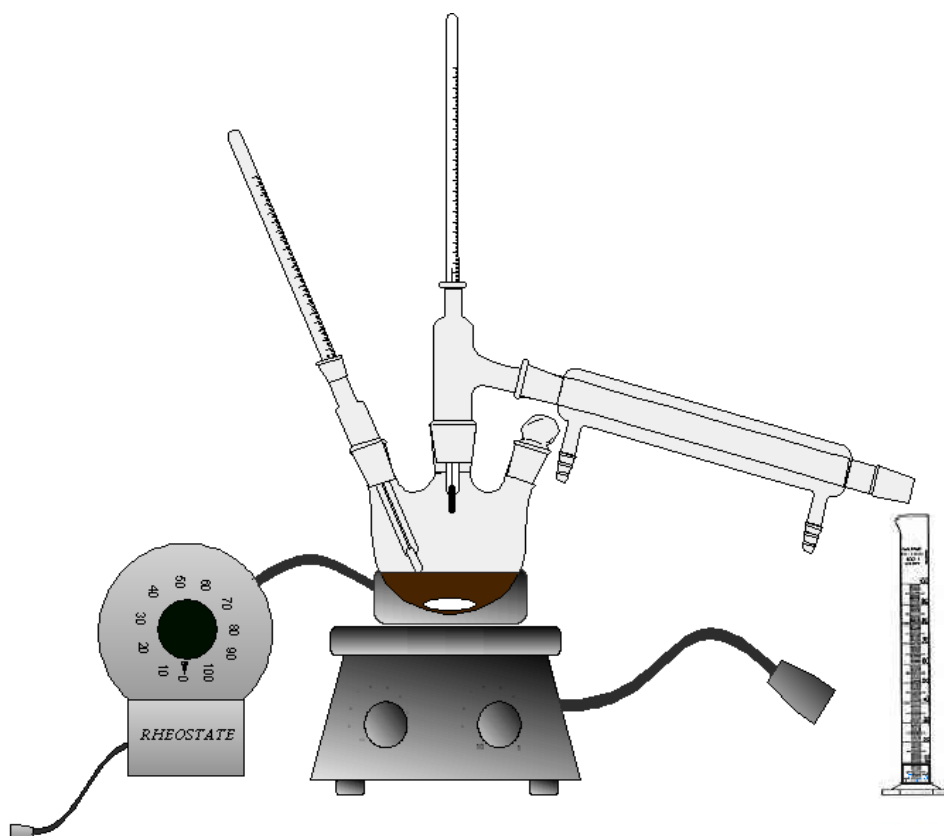


Figura 4.7. Esquema del sistema de síntesis del inhibidor de corrosión IMP-ICP

4.4.2. REACTIVOS

Tabla 3.0 Reactivos

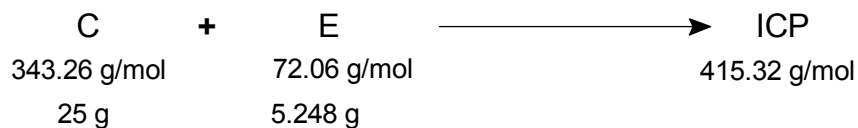
REACTIVOS	DESCRIPCIÓN	MARCA	% PUREZA
Reactivo A	Acido graso	IMP	98
Reactivo B	Poliamina	FERMONT	97
Reactivo E	Acido carboxílico	J.T. BAKER	98
Alcohol Isopropílico		J.T. BAKER	99.78
Xileno		FERMONT	99.7
Hexano		FERMONT	99.9
Acetona		J.T. BAKER	99.7
Agua destilada	----	----	----
Gasolina Magna	----	PEMEX	----

A continuación se presenta la reacción:

a) Condensación



b) Reacción de síntesis



4.5. Procedimiento para la elaboración del inhibidor de síntesis

1. Pesarse en una balanza la barra magnética y con la ayuda de la balanza pesarse un matraz de tres bocas de 250 ml (24/40).
2. Agregar la cantidad calculada del reactivo A al matraz de tres bocas; colocar el tapón junto con el termómetro y se coloca en el sistema.

## CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

3. Pesar en un vaso de precipitado el reactivo B y se agrega poco a poco en el matraz de tres bocas.
4. Prender el agitador magnético y el reóstato a una temperatura de  $260\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$
5. Se deja reaccionar durante 8 horas en el sistema y se colectada en la probeta de 25 ml el agua de reacción (producto D).
6. Dejar enfriar el producto C a  $60^{\circ}\text{C}$  y pesar en la báscula la cantidad obtenida del producto C con la ayuda del queso y se resta el peso del matraz y del agitador magnético.
7. Agregar la cantidad calculada de alcohol isopropílico al matraz y ponerlo en agitación durante 5 minutos.
8. Pesar cantidad calculada del reactivo E en un vaso de precipitado y agregarlo poco a poco y con mucho cuidado al matraz que se encuentra en agitación. (Reacción exotérmica)
9. Prender el agitador y reóstato a una temperatura de  $110\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 10\text{ }^{\circ}\text{C}$  durante 5 horas.
10. Colocar una probeta graduada de 25 ml para recolectar el agua.
11. Transcurrida la reacción dejar enfriar a  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ , pesar el producto obtenido (I.C.P.) en la báscula y restarle el peso de matraz y el agitador.
12. Al peso obtenido agregar 60% de Xileno y se deja reaccionar a  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$  en el reóstato con agitación durante 10 minutos.
13. Agregar el I.C.P. a un frasco de vidrio con tapa y se deja enfriar.

4.6. RESUMEN BIBLIOGRÁFICO DE PATENTES

Se realizó una búsqueda bibliográfica de las cuales se seleccionaron 5 patentes de interés para el desarrollo de un inhibidor de corrosión para poliductos, de los cuales los compuestos más comunes son sales de aminas de derivados de ácido carboxílico, aminas o amidas de ácidos grasos derivados de poliaminas.

Los compuestos que presentan menos problemas con respecto a la información patentada, son los derivados de imidazolina, por lo que el estudio se enfocará a la modificación de imidazolinas y algunas amidas para mejorar el IMP-ICP actualmente utilizado.

**Tabla 1. Patentes usados como inhibidores de corrosión** <sup>16, 17, 18, 30, 31</sup>

No. de Patente	Inhibidor de Corrosión
1.- Patente US 3553150 (Tertiary alkyl amine and alkyl acid phosphate corrosion inhibitor), junio 5, 1971	Inhibidor de corrosión basado de una amina terciaria y un ácido alquil fosfatado.
2.- Patente EP 0526251 A1 (Corrosion inhibitor), Agosto 03, 1992.	Derivados de aminas, productos de una reacción de condensación entre di o poliamina y ácido graso con una subsecuente reacción con ac. carboxílico insaturado y ac. holocarboxílico.
3.- Patente US 5322630 Amine derivatives as corrosion inhibitors, Junio 21, 1994.	Método de acidificación de una formación subterránea con una solución de ácido acuoso, donde la solución de ácido contiene el inhibidor de la corrosión en grandes cantidades de derivados de aminas preparadas por reacción de un ácido carboxílico insaturado con (a) amina grasa o poliamina, o (b) una amina amido grasa o poliamina o (c) una amina grasa imidazolina o poliaminas. El derivado se



## CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

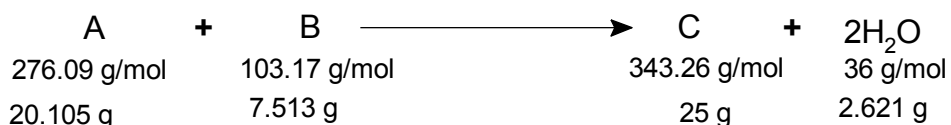
		caracteriza por la ausencia de grupos amino primarios, y preferiblemente sólo contiene grupos amino terciario.
4.-Patente CA 2123936 (Methods of inhibiting water corrosion in crude oil pipelines), Octubre 07, 1995.		Reacción de alquinediol y polialquilen poliamina para inhibir la corrosión metálica superficial causada por el agua que se mezcla en los hidrocarburos presentes en oleoductos.
5.- Patente US 6448411 B1 (Corrosion inhibitor compositions), Septiembre 10, 2002.		Método para usar una composición de inhibidor de la corrosión para reducir la velocidad de corrosión de un metal por un líquido que contiene un agente anticorrosivo. La composición del inhibidor de la corrosión abarca por lo menos un compuesto cuaternizado. Los ejemplos del compuesto cuaternizado son imidazolinas imino cuaternizadas e imidazolinas amido cuaternizadas.

5.0. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Las imidazolinas son utilizadas en la industria petroquímica, refinación, transportación de hidrocarburos, etc., como inhibidores de corrosión eficientes que han ayudado en la protección de los materiales. Por ello esta tesis fue enfocada en estudiar en particular la imidazolina de ácido graso para ser utilizada en los poliductos de Pemex Refinación, como una sustancia que compita con inhibidores comerciales que se aplican en campo. Una de las principales características que debe cumplir el inhibidor bajo la NRF-005-PEMEX-2009, es que debe pasar a una concentración de 1, 3, 5, 7 y 10 ppm con una calificación A y B++.

Para obtener el activo principal de nuestro inhibidor se lleva a cabo una síntesis en dos etapas:

c) Condensación



d) Reacción de síntesis



El reactivo A es un ácido graso formado por una larga cadena hidrocarbonada de tipo lineal, y con un número par de átomos de carbono. Tienen en un extremo de la cadena un grupo carboxilo (-COOH).

El reactivo B es una poliamina.

El producto C es una imidazolina.

El reactivo E es un ácido carboxílico insaturado.

El producto de la reacción de C con E es el activo I.C.P., Inhibidor de Corrosión para Poliductos.

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

Antes de evaluar nuestro activo, este se formula para obtener el inhibidor a la concentración del activo que se aplica en campo. Para ello se disolvió el activo con un solvente empezando con un 50% de activo y 50% de disolvente, hasta encontrar la mejor relación activo/solvente eficiente a ser utilizada.

### 5.1.EFECTO DE LA CANTIDAD DE ÁCIDO GRASO

Ya que las moléculas de las poliaminas son simétricas y pueden obtenerse diferentes productos, es indispensable observar el efecto de la cantidad de ácido graso en función de la eficiencia, manteniendo constante la cantidad de poliamina. Es por esto que para el mejor desempeño del efecto de la relación molar del ácido graso y poliamina se realizaron 16 reacciones, variando desde -20% a +15% agregado del reactivo A y la relación molar de 0.800 a 1.149, tal como se presenta en la Tabla 4.0.

El peso molecular promedio del ácido graso, se determinó por medio del número ácido, con base en el método ASTM D 974 – 02, calculándolo mediante la siguiente ecuación:<sup>32</sup>

$$\text{Número ácido, mg de KOH/g} = [(A-B)M \times 56.1]/W$$

Donde:

*A* = solución requerida de KOH para la titulación de la muestra, ml

*B* = solución requerida de KOH para la titulación del blanco

*M* = molaridad de la solución de KOH, y

*W* = muestra usada, g

PM ácido graso = 276.09g/mol

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

### 5.2. EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN

En la Tabla 4.0 se describe el efecto de la relación molar de la primera etapa para obtener el activo, variando solamente la cantidad de ácido graso y manteniendo constante las cantidades de los reactivos en las reacciones.

**Tabla 4.0 Efecto de la concentración y relación molar de ácido graso de -20 a +15% agregado.**

EXP	A (g)	+	B (g)	Temperatura °C	C (g)	+	E (g)	Temperatura °C	I.C.P.	% Reactivo A	Activo/Solvente	Evaluación a 3 ppm	Evaluación a 5 ppm	Evaluación a 7 ppm	Relación molar
1	16.084		7.513	240	18.174		5.25	140	43.551	-20	50	E	C	----	0.800
2	16.084		7.513	240	----		5.248	140	----	-20	50	C	C	----	0.800
3	18.094		7.512	241	----		5.247	138	----	-10	50	D	D	----	0.900
4	18.094		7.513	241	23.056		5.247	136	31.786	-10	50	E	C	----	0.900
5	19.099		7.514	239	----		5.248	140	----	-5	50	B	C	----	0.950
6	20.105		7.513	238	----		5.246	140	----	0	50	B	D	----	1.000
7	20.105		7.51	258	25.06		5.248	120	33.14	0	50	B	B+	----	1.000
8	21.110		7.513	246	26.39		5.248	113	34.4	5	50	C	C	----	1.050
9	21.110		7.513	240	----		5.248	115	40.425	5	50	B+	B+	----	1.051
10	21.713		7.512	243	----		5.248	138	33.38	8	50	B+	B++	----	1.080
11	21.714		7.513	240	----		5.248	140	----	8	50	B+	B+	----	1.081
12	22.115		7.513	250	26.375		5.248	103	35.705	10	65	B+	B++	A	1.100
13	22.115		7.513	270	26.489		5.246	105	35.859	10	60	B++	B++	B++	1.100
14	22.519		7.513	240	----		5.247	138	41.065	12	50	D	B+	----	1.120
15	23.12		7.514	240	----		5.249	138	43.21	15	50	B	B+	----	1.149
16	23.12		7.514	240	----		5.25	138	42.365	15	50	B+	B+	----	1.149

Como se puede hacer notar, al bajar el porcentaje agregado de 0 a -20% del reactivo A (ácido graso), la eficiencia del inhibidor disminuye, mientras que al ir aumentando el reactivo A de 0 a +10%, la eficiencia del inhibidor mejora como se puede observar en la tabla de resultados, llegando a una concentración eficiente de +10% del reactivo A, logrando una eficiencia de B++. Pero como puede notarse en la tabla de resultados, al ir aumentando el % del reactivo A de +10 a +15%, la eficiencia comienza a disminuir. Otra característica es que al bajar la relación molar de 1.100 a

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

0.800, la eficiencia del inhibidor disminuye; esto mismo sucede al aumentarla de 1.100 a 1.149; llegando a una relación molar eficiente de 1.100 la cual dio la mejor eficiencia del inhibidor tal como se muestra en la tabla de resultados.

Esto es importante, debido a que si no se agrega las cantidades justas, la eficiencia del inhibidor disminuye drásticamente y puede provocar el rechazo del inhibidor en una licitación por parte de Pemex Refinación.

### 5.3. EFECTO DE LA TEMPERATURA

Como se comentó anteriormente la etapa de condensación es la que se lleva a altas temperaturas (220-270°C), mientras que la segunda etapa (síntesis) fue llevada a (90-120°C). La temperatura es un factor de importancia en la etapa de condensación durante la síntesis del inhibidor, ya que a mayor o menor temperatura el inhibidor se ve afectado en lo que corresponde a su eficiencia a la inhibición de la corrosión; es por eso que en la reacción de condensación, para la obtención de amidas e imidazolinas, la temperatura y la eliminación de agua formada juegan un papel muy importante, ya que es necesario alcanzar y mantener las temperaturas a las cuales se forma.

Como se observa en la Tabla 5.0 al bajar la temperatura de la reacción de condensación (240 a 220°C), la reacción no se termina por completo y en la segunda parte de la reacción (síntesis) se ve afectada y empieza a vomitarse debido a que no se terminó de formar la imidazolina de la primer reacción y esto trae como consecuencia también una baja eficiencia del activo como inhibidor a temperaturas menores de los 240°C. A temperaturas mayores de 240°C la eficiencia de activo mejora como se muestra en la Tabla 5.0, llegando a una temperatura eficiente de  $260 \pm 10^\circ\text{C}$ , debido que a estas temperaturas la imidazolina ya se terminó de completar y se obtienen una buena eficiencia en las pruebas de herrumbre, tal como se muestra en la tabla de resultados.

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

**Tabla 5.0 Efecto de la temperatura en la reacción de condensación y la eficiencia en la prueba de herrumbre.**

EXP	A (g)	+	B (g)	Temperatura °C ↔	C (g)	+	E (g)	Temperatura °C ↔	I.C.P.	% Reactivo A	Activo/Solvente	Evaluación a 3 ppm	Evaluación a 5 ppm	Evaluación a 7 ppm	Relación molar
17	22.114		7.513	220	28.527		5.246	115	----	10	----	No se metió prueba porque la reacción se vomitó y no se terminó.			1.100
18	22.116		7.513	225	28.447		5.248	106	36.577	10	----	No se metió prueba porque la reacción se vomitó y no se terminó.			1.100
19	22.115		7.510	240	-----		5.246	110	----	10	50/50	B+	B++	----	1.101
12	22.115		7.513	250	26.37		5.248	103	35.705	10	65	B+	B++	A	1.100
20	22.114		7.513	260	26.641		5.245	110	34.471	10	50/50	B+	A	A	1.100
21	22.117		7.515	262	26.395		5.248	107	38.915	10	45/55	B	B+	----	1.101
22	22.115		7.511	270	26.45		5.245	110	39.41	10	37/63	B+	B++	----	1.100
13	22.115		7.513	270	26.489		5.246	105	35.859	10	60	B++	B++	B++	1.100

### 5.4 RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

Se mandaron a analizar dos muestras del inhibidor de corrosión I.C.P. elaborado a 250 y 260°C al laboratorio Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y se les realizó la prueba de Hidrógeno ( $H_1$ ) y Carbono 13 ( $C_{13}$ ) para ver las diferencias que había a estas dos temperaturas de elaboración. Los espectros de Resonancia Magnética Nuclear de  $H_1$  y  $C_{13}$  se obtuvieron en un equipo VARIAN-MERCURY a 200 MHz. La ventana espectral que se utilizó para los espectros de RMN de  $H_1$  fue de 15 ppm, mientras que la ventana espectral para los espectros de  $C_{13}$  fue de 220 ppm. El disolvente utilizado fue  $CDCl_3$ .

Se analizaron y compararon los resultados de los espectros de Resonancia Magnética Nuclear de Hidrógeno ( $H_1$ ) y Carbono ( $C_{13}$ ) de las dos muestras, tal como se muestra a continuación, observándose que no hay diferencia entre las dos muestras del inhibidor ICP elaborados a 250 y 260°C, concluyéndose como se mencionó anteriormente que a mayor temperatura hay una mejor protección a la corrosión. Es probable, como se menciona en la literatura, que a mayor temperatura

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

se elimina la humedad en la síntesis, favoreciendo la obtención de la imidazolina y con esto mejorando la eficiencia del inhibidor.

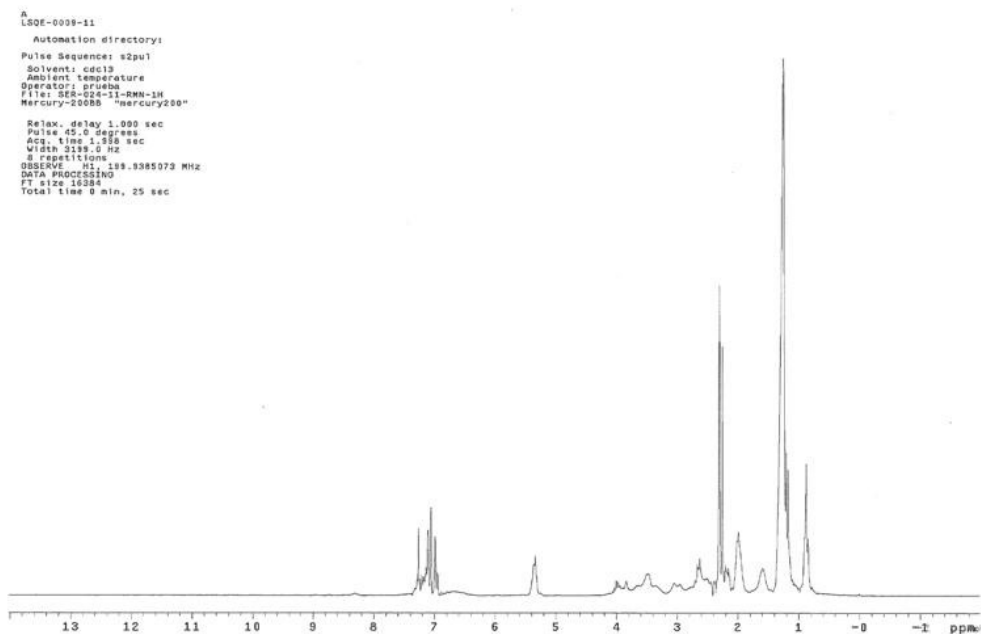


Figura 5. Espectro de RMN de Hidrógeno ( $H_1$ ) del inhibidor IMP ICP elaborado a 250 °C.

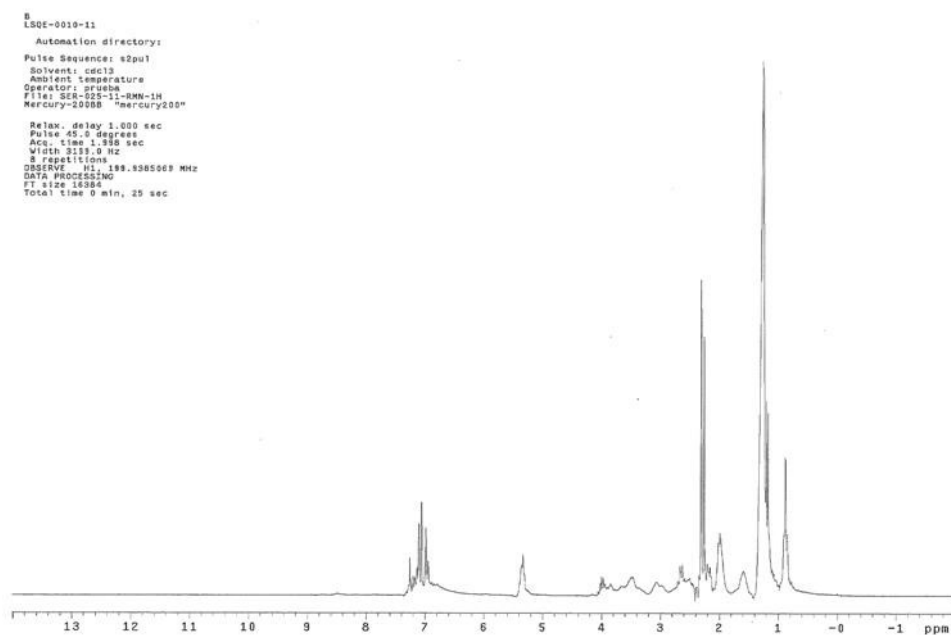


Figura 6. Espectro de RMN de Hidrógeno ( $H_1$ ) del inhibidor IMP ICP elaborado a 260 °C.

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

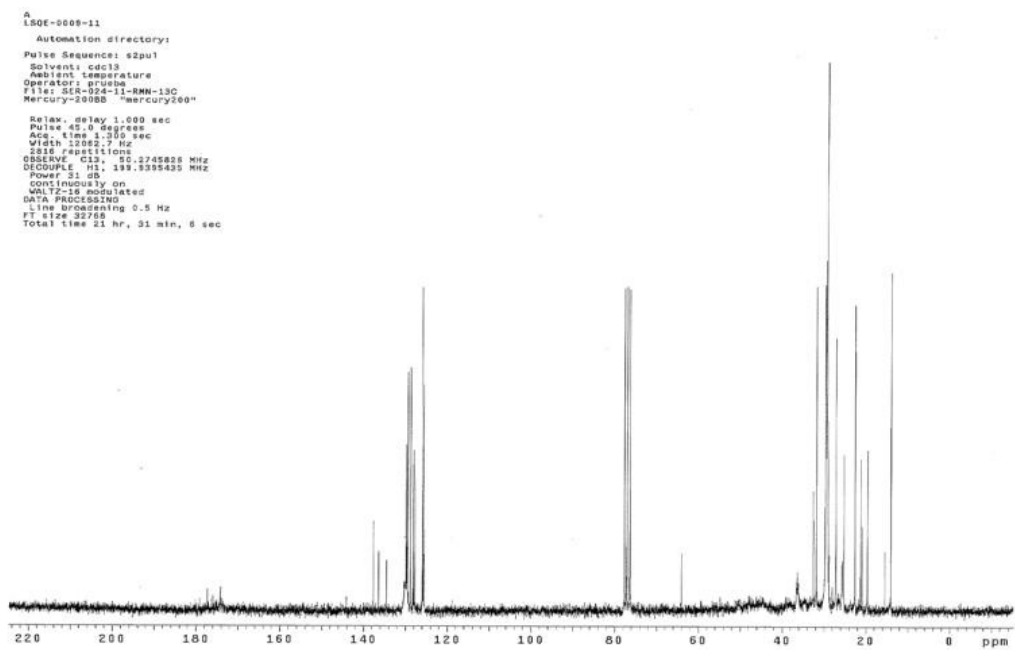


Figura 7. Espectro de RMN de Carbono<sub>13</sub> (C<sub>13</sub>) del inhibidor IMP ICP elaborado a 250 °C.

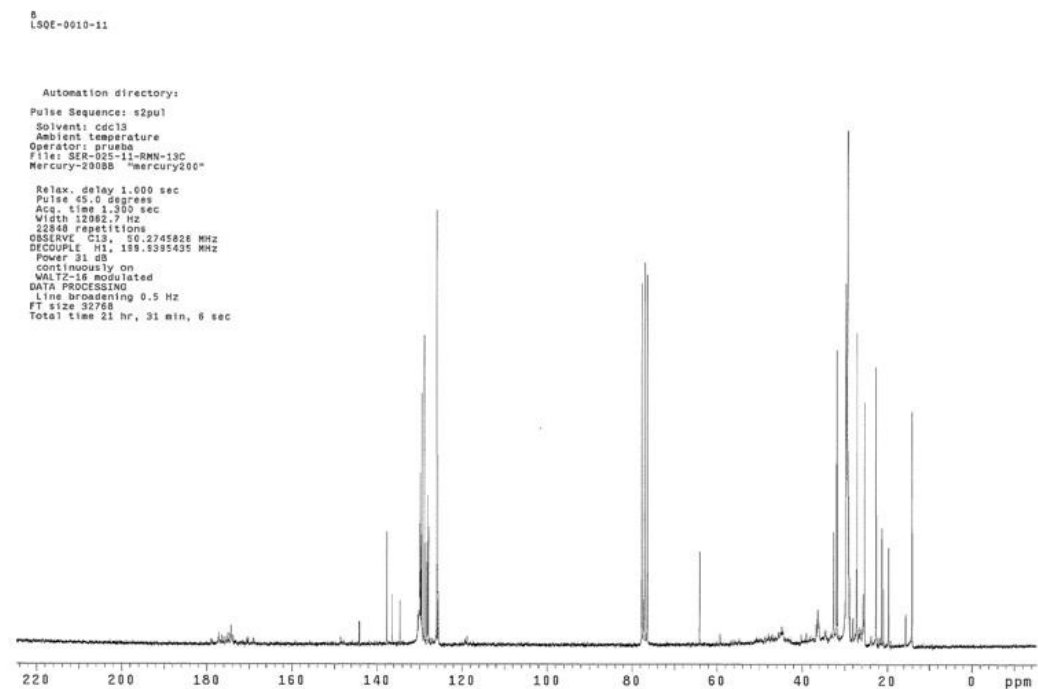


Figura 8. Espectro de RMN de Carbono<sub>13</sub> (C<sub>13</sub>) del inhibidor IMP ICP elaborado a 260 °C.



## CAPÍTULO V. RESULTADOS

### 5.5. EFECTO DEL DISOLVENTE

El disolvente es de suma importancia ya que se pueden dar efectos de sinergismo o antagonismo, además de que su selección afecta directamente al costo del inhibidor. Para ello se debe seleccionar un solvente que brinde mejoras al producto final y un menor costo para reducir el precio del producto. Otro efecto a considerar es que disminuya la viscosidad del activo del inhibidor, que es de suma importancia para que pueda fluir con facilidad en los equipos que se utilizan para su dosificación, evitando que estos se descompongan por forzarlos por la alta viscosidad del fluido de proceso.

Es por ello que se hicieron pruebas con 4 disolventes (diesel, gasolina, tolueno y xileno), como se muestra en la Tabla 6.0, para ver su eficiencia y su efecto tanto en el activo como en las pruebas de herrumbre, con la finalidad de mejorar el producto final y reduciendo el costo de producción.

**Tabla 6.0. Efecto en la eficiencia y viscosidad empleado diesel, gasolina, tolueno y xileno como disolventes.** <sup>33, 34, 35</sup>

EXP.	Gr de I.C.P.	% del reactivo A	Disolvente	Gramos agregados de disolvente	Efecto en la viscosidad	Dosificación a 3 ppm	Dosificación a 5 ppm	Costo del solvente por Litro MXN	Selección del solvente
23	36.076	10	DIESEL	13.838	Se obtuvo una buena viscosidad fluidez del inhibidor, pero esta viscosidad aumenta con el tiempo.	B	B+	9.20	Se descarto porque su viscosidad regresa con el tiempo y no tiene fluidez.
23	36.076	10	GASOLINA	7.51	Se obtuvo una buena viscosidad fluidez del inhibidor, pero esta viscosidad aumenta con el tiempo.	B	B+	8.84	Se descarto porque su viscosidad regresa con el tiempo y no tiene fluidez.
23	36.076	10	TOLUENO	11.913	Se obtuvo buena fluidez bajo su viscosidad no afectando la eficiencia del activo.	B	B+	17.13	Se selecciono en segundo lugar debido a que se utiliza más cantidad de solvente para bajar su viscosidad y este es más caro que el xileno.
23	36.076	10	XILENO	8.5	Se obtuvo buena fluidez bajo su viscosidad no afectando la eficiencia del activo.	B	B+	16.29	Se selecciono en primer lugar porque requiere menos solvente y es más económico que el tolueno.

Se observó que el diesel y la gasolina disminuyen la viscosidad del activo, haciéndolo fluir como los otros disolventes y con la misma eficiencia en las pruebas de herrumbre, pero después de un tiempo

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

esta viscosidad aumenta, haciéndolo viscoso de nuevo e impidiéndole fluir, por lo que se descartaron debido a que pueden generar problemas para su dosificación en campo.

Se seleccionó en primer lugar al xileno porque este demostró tener un buen efecto en forma visual en la viscosidad, utilizando menos cantidad que el tolueno para disminuir su viscosidad y hacerlo fluir con facilidad al activo, dando los mismos resultados en la prueba de herrumbre como los otros disolventes, además de que el xileno es mas económico que el tolueno.

En segundo lugar se seleccionó al tolueno, dando los mismos resultados en la prueba de herrumbre pero gastándose más solvente para disminuir la viscosidad del producto y hacerlo fluir, además de que es más caro que el xileno.

### 5.6. EFECTO DE LA RELACIÓN ACTIVO/SOLVENTE

Una vez seleccionado al xileno como el mejor disolvente se realizaron 6 pruebas donde se varió la relación molar empezando con 50%Activo/50%Xileno hasta llegar a una relación 35%Activo/65%Xileno, de tal forma que esta relación tuviera una buena viscosidad y fluidez y a su vez no afectara la eficiencia del inhibidor, utilizando menos activo que es el de mayor costo y mas solvente que es el de menor costo.

**Tabla 7.0. Efecto de la relación Activo/Solvente en la eficiencia y viscosidad empleado Xileno como disolvente.**

EXP.	A (g)	B (g)	Temperatura °C	C (g)	E (g)	Temperatura °C	I.C.P.	% Reactivo A	Activo/Solvente	Evaluación a 3 ppm	Evaluación a 5 ppm	Evaluación a 7 ppm	Relación molar
20	22.114	7.513	260	26.641	5.245	110	34.471	10	50/50	B+	A	A	1.100
21	22.117	7.515	262	26.395	5.248	107	38.915	10	45/55	B	B+	----	1.101
13	22.115	7.513	270	26.489	5.246	105	35.859	10	60	B++	B++	B++	1.100
22	22.115	7.511	270	26.45	5.245	110	39.41	10	37/63	B+	B++	----	1.100
12	22.115	7.513	250	26.37	5.248	103	35.705	10	65	B+	B++	A	1.100
24	22.116	7.512	250	26.42	5.249	105	37.65	10	35/65	B+	B++	A	1.100

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

Como se observa en la Tabla 7.0, se obtiene una buena eficiencia al utilizar  $\frac{50\% \text{ Activo}}{50\% \text{ Xileno}}$  debido a que está más concentrado el inhibidor y al irlo disminuyendo con solvente esta eficiencia disminuye pero aun teniendo una eficiencia aceptable, logrando disminuir su concentración hasta una relación  $\frac{35\% \text{ Activo}}{65\% \text{ Xileno}}$ . No se bajó más esta concentración debido a que su eficiencia disminuye, por lo que se seleccionó la relación  $\frac{35\% \text{ Activo}}{65\% \text{ Xileno}}$  ya que proporciona una buena viscosidad al inhibidor, dando resultados aceptables en la prueba de herrumbre y con esto utilizando menos activo que es el de mayor costo y más solvente que es el de menor costo, reduciendo consecuentemente el costo para la elaboración del inhibidor y proporcionando una buena eficiencia.

### 5.7. TIEMPO DE ADICIÓN DE LOS REACTIVOS

Mientras se realizaba la evaluación, se realizaron pruebas en los experimentos 8, 9, 10 y 11 para ver si ejercía algún efecto la adición rápida o lenta de algún reactivo sobre la eficiencia, tomándose el tiempo de adición en los reactivos tal como se muestra en la tabla 8 en función de la eficiencia.

**Tabla 8.0. Efecto de adición rápida y lenta de los reactivos en la reacción de síntesis y su efecto en la eficiencia.**

Exp	% Reactivo A	Reactivo B (g)	Tiempo adición del reactivo B (seg.)	Observaciones	E (g)	Tiempo adición del reactivo E (seg.)	Observaciones	Dosificación a 3 ppm	Dosificación a 5 ppm	Observaciones
8	5	7.513	180	No causa ningún efecto la adición lenta al reactivo A ni al producto C.	5.248	150	La adición lenta del reactivo E incrementa la temperatura del producto C.	C	C	La adición lenta disminuye la eficiencia del activo.
9	5	7.513	6	No causa ningún efecto la adición rápida al reactivo A ni al producto C.	5.248	9	La adición rápida del reactivo E incrementa la temperatura del producto C.	B+	B+	La adición rápida no afecta al activo ni a la eficiencia.
10	8	7.512	6	No causa ningún efecto la adición rápida al reactivo A ni al producto C.	5.248	7	La adición rápida del reactivo E incrementa la temperatura del producto C.	B+	B++	La adición rápida no afecta al activo ni a la eficiencia.
11	8	7.513	240	No causa ningún efecto la adición lenta al reactivo A ni al producto C.	5.248	180	La adición lenta del reactivo E incrementa la temperatura del producto C.	B+	B+	La adición lenta disminuye la eficiencia del activo.

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

Se observó que el adicionar rápido un reactivo a la reacción, esto no afecta a la reacción ni a la eficiencia del inhibidor, mientras que al adicionar lento los reactivos, disminuye la eficiencia del inhibidor al comparar los resultados con los de la adición rápida, observándose que al agregar el reactivo E al producto C, hay un incremento de la temperatura de aproximadamente 20°C lo cual nos indica que es una reacción exotérmica, por lo que se debe dejar enfriar el producto C a una temperatura de aproximadamente 40°C y adicionar lentamente el reactivo E para evitar algún accidente durante la etapa de síntesis del inhibidor.

### 5.8. ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS INHIBIDORES COMERCIALES

Una vez hecho el estudio del efecto de la concentración, la temperatura, el solvente, la adición y la relación activo/solvente, se seleccionaron las mejores condiciones en base a los experimentos para su formulación y obtener la mejor eficiencia en las pruebas de herrumbre reduciendo el costo para la elaboración del inhibidor de corrosión. La selección se realizó con base al peso molecular promedio del ácido graso determinado con el número ácido (276.09 g/mol). Se observó que con 10% del reactivo A, llevado a 260°C ± 10 en la reacción de condensación y 105°C en la etapa de síntesis y con una relación  $\frac{35\% \text{ Activo}}{65\% \text{ Xileno}}$ , se obtiene una buena eficiencia en las pruebas de herrumbre por el método ASTM-D665.

Esta formulación, que en lo subsiguiente se le denominará “**Inhibidor de Corrosión para Poliductos del Instituto Mexicano del Petróleo**” (IMP ICP), presenta una buena eficiencia, siendo resistente a los agentes corrosivos en la prueba de persistencia de película del método ASTM-D665, utilizando gasolina magna como medio corriente que transporta PEMEX Refinación.

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

Una vez realizada la formulación del inhibidor de síntesis se procedió a realizar la evaluación y comparación del inhibidor de síntesis (IMP ICP) con los actualmente utilizados en campo, utilizando el método de persistencia de película ASTM-D665.

Antes de discutir los resultados experimentales, es necesario hacer un comentario en relación de la prueba ASTM D665. Dicha prueba tiene ciertas ventajas ante otros métodos de evaluación de inhibidores de corrosión. En primer lugar, es relativamente rápida (4 h). Y en segundo lugar, a pesar de que la evaluación se basa en la observación del espécimen, tiene buena repetibilidad y exactitud.

Se consiguió una muestra del inhibidor de corrosión de la compañía A, el cual se caracteriza por tener dentro de su formulación compuestos de aminas, teniendo un pH de 6.34 con un 60% del activo. Para el caso del inhibidor de la compañía B, su principal activo es un ácido carboxílico, teniendo un pH de 4.08 con un 70% del activo. Por último el inhibidor IMP-ICP se caracteriza porque su principal activo es una combinación de aminas y ácidos carboxílicos, con un 35% por ciento de activo y pH entre 6 y 7.

Estudios anteriores donde se evaluaron todas las corrientes que PEMEX Refinación que transporta los poliductos, varias corrientes a la dosificación de 5 ppm fueron tan corrosivos que ningún inhibidor de corrosión pasó la prueba, tal es el caso de la turbosina. Por tal motivo solo se seleccionaron aquellas corrientes donde por lo menos uno de los inhibidores pasa la prueba, las corrientes seleccionadas son: Gasolina Magna con IMP-DG-15, Gasolina Magna, Gasolina Premium, Gasolina Primaria, Diesel, Alquilado y MTBE.

En estas corrientes fueron evaluados los tres inhibidores por el método ASTM-D665, los resultados están reportados en la Tabla 9.0.

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

**TABLA 9.0 Evaluación del IMP-ICP con los inhibidores de las compañías privadas A y B.**

Medio	Compañía A 60% Activo Evaluación		Compañía B 70% Activo Evaluación		IMP ICP 35% Activo Evaluación	
	3 ppm	5 ppm	3 ppm	5 ppm	3 ppm	5 ppm
	Gasolina Magna con IMP-DG-15	A	A	A	A	A
Gasolina Magna	B+	B++	B+	A	B+	B++
Gasolina Premium	A	A	A	A	A	A
Gasolina Primaria	B	B+	B+	B++	B	B++
Diesel	B	B++	B	B++	B	B++
Alquilado	B+	B++	B	B++	B	B++
MTBE	B	B++	B	B++	B	B++

**NOTA:** Los inhibidores de corrosión deben proporcionar una eficiencia mínima de protección de B++, de acuerdo con la norma NRF-005-PEMEX-2010.

Como se muestra en la Tabla 9, las corrientes menos agresivas fueron la Gasolina Magna con IMP-DG-15 y la Gasolina Premium. En el caso de la Gasolina Magna con IMP-DG-15, es congruente el resultado debido a que el aditivo IMP-DG-15 es un detergente para gasolina que permite evitar la formación de depósitos en los sistemas de inyección de los vehículos y la formación de emulsión en el caso de estar en contacto con el agua y un inhibidor de la corrosión; por lo que al estar en contacto este último con otro inhibidor, podemos observar la compatibilidad con dicho inhibidor.

Como se puede observar en la Tabla 9.0 de resultados, la corriente que resultó más corrosiva es la Gasolina Primaria debido a que contiene H<sub>2</sub>S como principal agente corrosivo, sin olvidar que si no hay un buen control del proceso, pudiera traer otros agentes corrosivos.

Los resultados de la evaluación de los inhibidores comerciales, muestran que a 3 ppm ningún inhibidor pasa la prueba en la Gasolina Magna, Primaria, Diesel, Alquilado y MTBE.

## CAPÍTULO V. RESULTADOS

Solo los inhibidores IMP-ICP y de la compañía B pasaron la prueba a 5 ppm con A y B++ en todas las corrientes, lo cual nos indica que son los que mejor protección y eficiencia nos brindan para el control de la corrosión en los poliductos.

Una de las características principales que distingue al inhibidor IMP-ICP de las otras compañías es que este presenta un menor porcentaje de activo, esto es importante debido a que esto se refleja en el costo del producto final.

### 5.9.FOTOGRAFÍAS DE LAS PRUEBAS

A continuación se muestran algunas fotografías tomadas de los resultados obtenidos en las diferentes corrientes, tomando como referencia al cupón sin inhibidor para ver la agresividad del medio (agua).



Figura 5.0 Cupón limpio



Figura 6.0 Cupón sin inhibidor (Blanco ó de referencia)

## CAPÍTULO V. RESULTADOS



Figura 7.0 Fotos de la evaluación con Gasolina Magna



Figura 8.0 Fotos de la evaluación con Gasolina Primaria



Figura 9.0 Fotos de la evaluación con Diesel.



## CAPÍTULO V. RESULTADOS



Figura 10.0 Fotos de la evaluación con alquilate



Figura 11.0. Fotos de la evaluación con MTBE

## CONCLUSIONES

### CONCLUSIONES

Se obtuvo el producto de síntesis al que se le nombró "IMP ICP", el cual presenta una buena eficiencia, siendo resistente a los agentes corrosivos en la prueba de persistencia de película del método ASTM-D665, utilizando gasolina magna como medio corriente que transporta PEMEX Refinación.

Durante el desarrollo de la síntesis del inhibidor de corrosión para poliductos se realizaron 24 experimentos en total, donde se llegó a una concentración eficiente de +10% del reactivo A (ácido graso), concluyendo que a una temperatura de  $260^{\circ}\text{C} \pm 10$  en la reacción de condensación se termina de formar la imidazolina, comprobando con el análisis de Resonancia Magnética Nuclear de Carbono<sub>13</sub> (C<sub>13</sub>) e Hidrógeno (H<sub>1</sub>) que hay una similitud de los compuestos formados, no causando algún efecto que perjudique a la eficiencia del inhibidor para que en la etapa de síntesis llevándolo a  $105^{\circ}\text{C}$ , se forma el activo I.C.P. Se concluyó que el Xileno es el mejor disolvente para el activo y se llegó a una relación eficiente de  $\frac{35\% \text{ Activo}}{65\% \text{ Xileno}}$ , obteniéndose con estas condiciones de síntesis una eficiencia de B++ en las pruebas de herrumbre por el método ASTM-D665.

Los resultados de la evaluación por el método ASTM-D665 de los inhibidores comerciales, muestran que el inhibidor IMP ICP es tan eficiente como los comerciales, pasando la prueba a 5 ppm con A y B++ en todas las corrientes, distinguiéndose este de las otras compañías debido a que utiliza menos activo en su formulación, lo que representa un ahorro considerable de activo para el control de la corrosión en los poliductos, reduciendo con esto su costo de elaboración.

Con la utilización del IMP-ICP, se estima reducir los costos de aditivación con respecto a los costos observados con el uso de las compañías privadas, siendo este tan eficiente como el de las compañías privadas, por lo que se recomienda la aplicación industrial del producto de síntesis.

## BIBLIOGRAFÍA

## BIBLIOGRAFÍA

1. M. en C. José de Jesús Hernández García. (2007, Junio). "Corrosión y su prevención". Unidad Politécnica para el Desarrollo y la Competitividad Empresarial. México. pp. 16-17, 20-21.
2. Javier Ávila, Joan Genescá. (1987). "¿Por qué existe la corrosión?". Más allá de la herrumbre. Primera edición. México.
3. [http://www.fisicanet.com.ar/quimica/corrosion/ap03\\_corrosion.php](http://www.fisicanet.com.ar/quimica/corrosion/ap03_corrosion.php). (2010, Noviembre).
4. Claudia Martínez Ortiz. (2001, Agosto). "Síntesis y evaluación de inhibidores de corrosión tipo amidoimidazolina". Tesis del Instituto Politécnico Nacional, México.
5. [http://html.rincondelvago.com/corrosion\\_3.html](http://html.rincondelvago.com/corrosion_3.html). (2010, Diciembre).
6. [html.rincondelvago.com/fabricas-de-pinturas.html](http://html.rincondelvago.com/fabricas-de-pinturas.html). (2010, Diciembre).
7. Ma. Teresa Rodríguez Blasco. (2004, Octubre). "Formulación y evaluación de imprimaciones epoxis anticorrosivas curables a temperatura ambiente". Tesis Universitat Jaume I. España. pp. 4-5.
8. Catálogo Nervión pinturas. (2006). "Base de conocimientos: Control de la corrosión". México. pp. 1-2.
9. <http://www.corrview.com/index.html>. (2010, Diciembre).
10. Curso básico de corrosión y su control con inhibidores de corrosión. Control 5, S.A. de C.V. (2003). México.
11. [http://www.tecnologiatotal.net/Corrosion\\_Interior.pdf](http://www.tecnologiatotal.net/Corrosion_Interior.pdf)
12. J.S. MANDKE. (1992, October 29). "Corrosion causes most pipelines failures in Gulf of Mexico". Oil & Gas Journal.pp.40.
13. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionID=137&catID=12060>. (2010,Diciembre).
14. <http://www.ucm.es/info/oplosim/index.htm>. (2011, Enero).
15. NRF-005-PEMEX-2000. (2000, Diciembre 18). Protección interior de ductos con inhibidores.
16. Patente EP 0526251 A1. (1992, August 03). Corrosion inhibitor.
17. Patente CA 2123936. (1995, October 07). Methods of inhibiting water corrosion in crude oil pipelines.
18. Patente US 6448411 B1. (2002, September 10). Corrosion inhibitor compositions.

## BIBLIOGRAFÍA

19. Article Petroleum Technology Transfer Council. (2002, June 25). Corrosion management.
20. Article NACE Paper No 537. (1993). Corrosion inhibitors and neutralizers past, present and future.
21. Desarrollo de un inhibidor de corrosión para ductos de gasolina. (1996 Noviembre). Proyecto de desarrollo tecnológico, Centro de investigación y desarrollo tecnológico CID.
22. <http://www.lenntech.es/productos-quimicos-tratamiento-agua.htm>. (2011, Enero).
23. Norma NRF-005-PEMEX-2009. (2009, Julio 21). Protección Interior de Ductos con Inhibidores.
24. Reporte técnico CIMCOOL. (2004, Diciembre). "Selección de un inhibidor de corrosión". Milacron Mexicana Sales, S.A. de C.V. México. pp. 1-2.
25. CONACYT y Pemex Refinación, Proyecto para fondo sectorial, Alternativas tecnológicas para administración de la corrosión en ductos enterrados, pp. 14.
26. Método de prueba estándar para caracterizar la prevención del herrumbre del inhibido aceite mineral con la presencia de agua. (ASTM-D665).
27. NACE International Publication 1D-182 (2005 Edition) - Wheel Test Method Used for Evaluation of Film-Persistent Corrosion Inhibitors for Oilfield Applications (Método de prueba de la rueda usado para evaluar la persistencia de película en inhibidores de corrosión).
28. Método modificado de prueba estándar para la reacción del agua de hidrocarburos ASTM D-1094-85.
29. Pruebas electroquímicas NACE 1D-196 y ASTM G59.
30. Patente US 5322630. (1994, June 21). Amine derivatives as corrosion inhibitors.
31. Patente US 3553150. (1971, June 5). Tertiary alkyl amine and alkyl acid phosphate corrosion inhibitor.
32. Método de prueba estándar para el número de ácido y base de valoración del color del indicador ASTM D 974 – 02.
33. Química Delta S.A. de C.V. Distribuidora de productos químicos y petroquímicos. (2011, Enero).
34. RAW MATERIAL CORPORATION S.A. DE C.V. Fabricación, Comercialización y Distribución de Especialidades Químicas. (2011, Enero).
35. <http://mx.ibtimes.com/articles/8727/20110109/precio-gasolina-aumenta-enero2011-magna-premium-diesel.htm>. (2011, Enero).

## BIBLIOGRAFÍA

36. J. J. Cain and L.M. Rosenthal. (1993, October 3-6). "Development of a film-persistent water-dispersible corrosion inhibitor". Society of petroleum engineers held in Houston, Texas.
37. Erwin Buck. (1995). "Inhibitors". ASTM Manual 20. pp 403-409.
38. A. Edwards, C. Osborne, S. Webster. (1994). "Mechanistic studies of the corrosion inhibitor oleic imidazolina". Corrosion Science. Vol. 36. pp. 315-325.
39. Nuevo enfoque para tratamiento de la corrosión en gasoductos. (1987). Petrolite Corporation. pp. 1-11.
40. Desarrollo de un inhibidor de corrosión para oleoductos. (1997, Agosto). Proyecto GOD 000EAA0066, Instituto Mexicano del Petróleo.
41. Instituto Técnico de Estructura de la Materia (ITEA), Tomo 5. (1996). "Protección de la corrosión". Nueva York.
42. [http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/09/htm/sec\\_7.html](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/09/htm/sec_7.html). (2010, Enero).
43. <http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion/tipos>. (2010, Diciembre).