



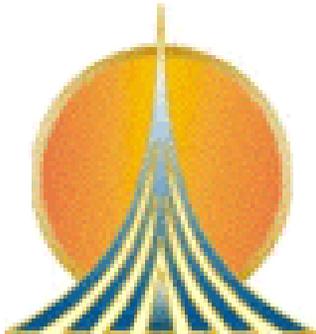
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
“ZARAGOZA”

“IMPORTANCIA DE EVALUAR Y DAR SEGUIMIENTO
AL FENÓMENO DE LA CORROSIÓN EN TUBERÍAS Y
EQUIPOS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO.”

TESIS
PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUÍMICO
P R E S E N T A :
EDGAR DARÍO RUÍZ VALENCIA

ASESOR: DR. M. JAVIER CRUZ GÓMEZ



MÉXICO D.F.

2006



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre por darme la vida y que durante todos los años de mi existencia ha estado a mi lado brindándome apoyo, comprensión, confianza y todo su amor, por esto y por tantas cosas más las cuales han sido parte fundamental en mi desarrollo le dedicó este trabajo a esta mujer tan maravillosa que es mi madre

A mi padre que me ha enseñado tantas cosas y que ha estado ahí cuando lo he necesitado, por enseñarme a la persona que hay detrás de ese rostro y con ello ver que tengo por padre a una excelente persona a la cual admiro, respeto y quiero mucho.

A mi querida Yennica que ha soportado mis enojos y poca paciencia, gracias por ser tan comprensiva conmigo, te quiero mucho hermanita preciosa.

A todos mis maestros que durante mi estancia en la facultad me transmitieron sus conocimientos y me regalaron un pedazo de su valiosa vida, a las autoridades de la carrera entre los que están los coordinadores y por supuesto al jefe de carrera M. en C. Andrés Aquino Canchoa.

A los sinodales que contribuyeron con sus conocimientos y valiosos consejos para la realización del presente trabajo, muy en especial al director de tesis el Dr. M. Javier Cruz Gómez le agradezco por haber confiado en mí y por brindarme la posibilidad de adquirir conocimientos bajo su asesoramiento.

A todos mis compañeros de clase con los disfrute de momentos inolvidables en aquellas tardes y noches llenas de gran amistad.

ÍNDICE



Í N D I C E



1. INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del problema.	2
1.2. Objetivo.	4
1.2.1 Objetivos particulares.	4

2. MARCO TEORICO

2.1. Generalidades.	6
2.2. Clasificación.	7
2.2.1. Morfología.	7
2.2.2. Medio de ataque.	11
2.3. Corrosión electroquímica.	13
2.3.1. Origen de las corrientes eléctricas durante la corrosión.	16
2.3.2. Cinética – polarización.	16
2.3.3. Corrosión galvanica.	21
2.3.4. Serie electromotriz de potenciales estándar de electrodo.	23
2.3.4.1. Diagramas de Pourbaix.	25
2.4. Corrosión atmosférica.	27
2.4.1. Generalidades.	27
2.4.2. Efecto de la contaminación.	27
2.4.3. Factores que afectan.	28
2.5. Corrosión en estructuras sumergidas.	29
2.5.1. Generalidades.	29
2.5.2. Estructuras sumergidas en aguas de mar.	31
2.5.3. Factores que afectan.	31
2.5.4. Recubrimientos industriales para instalaciones sumergidas	31
2.6. Corrosión en estructuras enterradas.	32
2.6.1. Generalidades.	32
2.6.2. Recubrimientos industriales para instalaciones enterradas.	33
2.6.2.1. Antecedentes de funcionalidad.	33



Í N D I C E



2.6.2.2.	Temperatura de operación.	33
2.6.2.3.	Tipo de suelo.	34
2.6.2.4.	Accesibilidad al sitio de la aplicación.	34
2.7.	Corrosión en soldaduras.	34
2.8.	Métodos de prevención y control de la corrosión.	35
2.8.1.	Tratamiento a los elementos corrosivos.	35
2.8.2.	Mejores materiales de construcción.	36
2.8.3.	Protección catódica.	37
2.8.3.1.	Principios de la protección catódica.	38
2.8.3.2.	Ventajas y desventajas.	40
2.8.4.	Barreras de protección.	41
2.8.5.	Sobredimensionamiento de las estructuras.	43
2.9.	Inhibidores de la corrosión.	43
2.9.1.	Criterios de aceptación para pruebas electroquímicas y gravimétricas.	46
2.9.2.	Pruebas para los inhibidores utilizados en la industria del petróleo.	47
2.9.3.	Criterio de aceptación.	48
2.9.4.	Control de calidad en los inhibidores de corrosión.	48
2.10.	Tratamiento de superficies.	50
2.11.	Códigos y normas.	52
2.12.	Selección de materiales en la industria del petróleo.	52
2.13.	Costos de la corrosión.	55
 3. APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA		
3.1.	La industria petrolera.	59
3.2.	Descripción del proceso.	62
3.2.1.	Características generales de la desintegración catalítica.	64
3.3.	Puntos críticos.	65
3.4.	Agua de lavado.	66



Í N D I C E



3.4.1. Bases de diseño.	66
3.4.2. Calculo de agua de lavado.	68
3.4.3. Propiedades del agua de lavado.	71
3.5. Seguimiento de la corrosión.	71
3.5.1. Medición de espesores.	73
3.5.2. Análisis estadístico.	73
3.5.2.1. Cálculos necesarios para el análisis.	74
3.5.3. Como funciona el medidor de espesores.	87
3.6. Consecuencias de la corrosión.	88
3.6.1. La influencia del ser humano.	90
3.7. Inhibidores y neutralizantes utilizados en una FCC.	97
3.7.1. Métodos para la evaluación de la corrosión y criterio de aceptación.	98
3.7.2. Inhibidor de corrosión para medios amargos.	99
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.	102
5. CONCLUSIONES.	105
Glosario	108
Bibliografía.	113

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN



INTRODUCCIÓN



1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Desde que el hombre empezó a utilizar instrumentos de metal se enfrentó al fenómeno de la corrosión y aunque con el avance de los conocimientos ha podido defenderse mejor de ella, es un problema permanente. Los países industrializados invierten enormes sumas de dinero en la investigación y aplicación de métodos para prevenirla.

El problema de la estabilidad de los metales no solo es de importancia económica, sino vital para el crecimiento y estabilidad de una nación, porque permite asegurar el suministro de las muchas veces escasas materias primas a través del ahorro que supone el aumento de la vida útil de los productos manufacturados, el aumento de su valor comercial y el incremento del aprovechamiento productivo del trabajo de los hombres.

Si bien los costos y pérdidas causados por este fenómeno son el principal motivo que impulsa las actividades del tipo: control, investigación, etc. destinadas a minimizar al máximo el deterioro del material, la diversidad de materiales con los que se cuenta en la actualidad nos ofrece una alternativa en la lucha contra la degradación del material, se debe tener en cuenta que el ambiente que estará en contacto con el metal, en algunos casos es muy agresivo y como consecuencia de esto, la velocidad de corrosión aumentará. La corrosión no descansa, por ello tampoco pueden hacerlo la ciencia y la técnica que tratan de prevenirla, desarrollando nuevos métodos y materiales cada vez más resistentes.

Se deben minimizar los accidentes dentro y fuera de las instalaciones de las plantas de petróleos mexicanos, *“Con respecto a México del 2003 a principios del 2005, Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha registrado 18 accidentes en sus instalaciones debido a problemas de corrosión. De acuerdo con el director de la paraestatal Ramírez Corzo, el 50 por ciento de los incidentes se registran en el sistema de tuberías, de los cuales el 60 por ciento tienen una antigüedad de entre 10 y 30 años”⁽¹⁾*. Por esta razón, es fundamental llevar un registro adecuado de la corrosión que indudablemente se ha presentado en las instalaciones, con la finalidad de reducir el índice de accidentes



INTRODUCCIÓN



causados por la herrumbre. Además de este registro, se debe tener un conocimiento claro de lo que es este proceso y sus consecuencias.

Es importante mencionar que el presente trabajo se basa en una revisión bibliográfica, es decir, se dan a conocer de la manera mas clara posible los tipos de corrosión así como su clasificación y diferentes maneras de protección, se mencionan los casos que se presentan en la industria del petróleo, para ser mas precisos en una planta FCC donde los materiales se someten a condiciones de operación criticas (temperaturas cercanas a los 1000°C y presiones de 10 atmósferas aproximadamente y dependiendo del proceso). Adicionalmente se presenta una descripción de las medidas que se toman para luchar contra la corrosión, dentro de estas medidas se encuentra un importante proyecto en el cual personal de la UNAM y PEMEX unen esfuerzos para mejorar entre otras cosas el análisis estadístico de los espesores de tuberías y equipos.

A manera de resumen la finalidad de este trabajo es plantear la problemática que ocasiona este fenómeno y exponer los diferentes métodos utilizados para minimizar la velocidad de desgaste, a manera de que el lector comprenda los beneficios que te da el seguimiento y la evaluación de la corrosión, ya que se puede predecir los posibles accidentes y como consecuencia perdidas económicas, ambientales, y en el peor de los casos vidas humanas

El contenido de este trabajo se divide en cinco capítulos, siendo este el primero de ellos donde se introduce al lector en la gran importancia que tiene este problema en todos los aspectos de la vida como lo son: el transporte, la construcción, servicios públicos, etc.

En el capítulo dos se abordan temas técnicos como: los principios y los mecanismos que provocan la corrosión y aspectos técnicos de los inhibidores utilizados en la industria petrolera.

En el capítulo tres se analizan aspectos relacionados con el petróleo, desde una breve descripción de una refinería hasta la aplicación de los diferentes tipos de protecciones (con el objetivo de minimizar lo mas posible los accidentes) aplicados en una planta



INTRODUCCIÓN



FCC, la cual opera con condiciones críticas. Se menciona entre otras cosas el procedimiento que se realiza en las refinerías para dar seguimiento a la corrosión.

En el penúltimo capítulo (cuarto), se ofrece un análisis de resultados, el cual surge de los datos recopilados, aunque el trabajo no es experimental es conveniente agregar este capítulo para razonar la situación que se presenta en una FCC en base a los datos reportados. Y resaltando, el problema existe y lo que se busca es comprenderlo no eliminarlo ya que no se puede.

En el quinto y último capítulo se presentan las conclusiones y una serie de recomendaciones para reducir el índice de accidentes causados por la corrosión.

1.2 **OBJETIVO**

Dar a conocer la importancia de evaluar y dar seguimiento a la corrosión.

1.2.1 Objetivos particulares

- ④ Detectar las partes donde se presenta una velocidad de corrosión mayor.

- ④ Exponer las diversas pérdidas que causa la degradación de los metales, además de mencionar las ventajas que brinda un adecuado procedimiento enfocado a minimizar al máximo el desgaste del material.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO



2.1 GENERALIDADES

El ser humano toma los metales de la naturaleza, que por lo general se encuentran en forma combinada, ya sea como sales, óxidos, sulfuros, etc., y los transforma para obtener metales puros. Sin embargo, este proceso no es termodinámicamente estable, ya que el metal tiende a retornar a su estado primitivo oxidándose, para conseguir así un relativo equilibrio. Por lo tanto, la corrosión es el desgaste superficial que sucede cuando los metales se exponen a ambientes corrosivos como humedad alta o alto contenido de sulfuros, en otras palabras, las reacciones de corrosión ocasionan que los metales regresen a sus estados originales.

En realidad, la corrosión es la causa general de la alteración y destrucción de la mayor parte de los materiales naturales o fabricados por el hombre.

El desarrollo de los métodos de extracción y uso de los combustibles, muy especialmente del petróleo, así como la expansión de la industria química, han modificado la composición de la atmósfera de los centros industriales y de las aglomeraciones urbanas. Con lo cual el ambiente se ha vuelto más corrosivo.

Aproximadamente un 25% de la producción anual de acero es destruida por la corrosión⁽²⁾. Los daños causados por un problema de corrosión pueden ser muy amplios. Pensemos en la reparación de la falla de un oleoducto, resultante de problemas de corrosión interna y externa. Aparte del costo inherente a la sustitución del tramo dañado, hay que tener en cuenta el daño causado por el aceite derramado al terreno, muchas veces irreversible, así como el posible paro de la planta y los consiguientes problemas de desabastecimiento que ello puede llegar a acarrear.

Como se mencionó anteriormente el presente trabajo esta basado en una revisión bibliográfica, y como principal referencia está el libro llamado: “Más allá de la herrumbre” escrito por Joan Genesca, ya que de una manera simple y clara expone el



tema de la de nuestro mayor interés haciendo que el lector asimile los conceptos y procesos que tienen lugar en este fenómeno llamado corrosión

2.2 CLASIFICACIÓN

2.2.1 Morfología

La corrosión toma muchas formas, de las cuales la más simple es el *ataque uniforme*, que por cierto es el tipo de desgaste más comúnmente encontrado y se caracteriza por el adelgazamiento progresivo y uniforme del componente metálico.

La corrosión uniforme se aprovecha en varios de los procesos de acabado de metales en los que, a través de un control cuidadoso, es posible detener la corrosión en el punto en que la superficie metálica atacada tiene una apariencia atractiva o ha adquirido una capa deseada de producto de corrosión.

La dificultad surge cuando, debido a una selección inadecuada de materiales o debido a factores geométricos o de otro tipo, la corrosión surge de manera desigual. La más frecuente de estas complicaciones es el *ataque en hendiduras*, en el cual la corrosión se concentra en huecos, y de hecho en dondequiera que se tiene algún tipo de discontinuidad geométrica que influye en la disponibilidad del agente corroyente. La *aireación diferencial*, es causante de la corrosión lateral preferencial que afecta a los automóviles en pequeñas descascaradas de pintura.

Otro ejemplo de la corrosión desigual (inadvertida), es la causada por la yuxtaposición de dos o más metales, se denomina *corrosión bimetalica* o *ataque galvánico*, se caracteriza por la disolución acelerada del metal más reactivo. El ataque en los bordes del grano puede provocar el desprendimiento de granos enteros, esto es especialmente notable cuando se produce la *corrosión en capas* o exfoliación, de nuevo la disolución preferencial de un componente en una aleación, si bien es útil para mostrar variaciones en la composición de la misma a pequeña escala es indeseable en otros casos.



M A R C O T E Ó R I C O



Otras formas de corrosión desigual resultan de las variaciones en la reactividad producidas por capas superficiales la más importante es el *ataque por picado*, una picadura es un hoyo que se desarrolla de tal manera que su ancho es comparable o menor que su profundidad. Por lo general es extremadamente localizado, es decir, las picaduras se encuentran muy separadas, pero a veces están tan cercanas que se unen y se convierten en una superficie áspera. Con frecuencia el picado sucede bajo una capa de producto de corrosión y de hecho, algunas veces es iniciado debido a una forma de ataque por aireación diferencial debajo de la capa. Cuando se presenta, el picado puede provocar la falla repentina en un componente que de otra manera sería inmune al ataque. Por lo tanto, es una de las formas de corrosión más destructiva.

Las tensiones mecánicas acentúan el daño. Una superficie que de otra manera sería protectora puede ser fracturada por tensiones de tracción, por impacto y por fricción. La primera de éstas, el agrietamiento por *corrosión bajo tensión* puede considerarse como una forma especial de ataque en hendiduras, puesto que las grietas que se desarrollan constituyen una región que perpetua por sí mismo el ataque localizado. La segunda forma de fractura de capas se encuentra más comúnmente en el *ataque por colisiones* (corrosión – erosión, este mecanismo es el que se presenta en los domos de las torres, como son la fraccionadora principal en la cual las partículas gaseosas golpean al metal perpendicularmente y desgasta más al material, es por ello que en algunas ocasiones aparte de inyectar inhibidor de corrosión en estas partes se diseñan las salidas de los gases lateralmente para evitar esta interacción tan brusca entre el fluido corrosivo y el metal), que es consecuencia de las colisiones de las partículas inmersas dentro de un agente corroyente o pasta fluida, un mecanismo alternativo de ruptura de la capa superficial es la cavitación causada por la explosión de burbujas de baja presión en la fase líquida.

Esta clasificación es útil cuando es necesario un estudio de evaluación respecto de los daños producidos por la corrosión, en la figura 1 se presentan las imágenes de los diferentes tipos de corrosión.



M A R C O T E Ó R I C O



a) Corrosión uniforme: es la forma más benigna de la corrosión. El ataque se extiende en forma homogénea sobre toda la superficie metálica, y su penetración media es igual en todos los puntos. Un ataque de este tipo permite calcular fácilmente la vida útil de los materiales expuestos a él. Este tipo de corrosión se encuentra en cualquier circuito de la rama petrolera y además es la más común, obviamente hay factores como la temperatura, composición, pH, etc. que aceleran la velocidad de ataque.

b) Corrosión en placas: abarca los casos intermedios entre la corrosión uniforme y la corrosión localizada. En este caso la corrosión se extiende más en algunas zonas, pero se presenta más como un ataque general.

c) Corrosión por picado: este tipo de ataque, así como el intergranular y el fisurante, son las formas más peligrosas de la corrosión. En estos casos, de ataque localizado, la cantidad de material afectado no guarda relación con la magnitud de los inconvenientes que puede causar. Durante el picado, el ataque se localiza en puntos aislados de superficies metálicas pasivas, y se propaga al interior del metal, en ocasiones formando túneles microscópicos. Este tipo de degradación lo podemos observar en las esferas de ácido, en las cuales se produce H_2 por la interacción del metal con el fluido, este hidrógeno degrada fuertemente al metal en ciertas zonas y forma picaduras, las cuales suelen ocasionar accidentes ya que el ácido se encuentra bajo presión.

En la práctica puede presentarse como perforación de cañerías o tanques. Una variación de la corrosión por picado es la denominada corrosión en rendijas. Se presenta en uniones, ranuras, donde la renovación del medio corrosivo solo puede producirse por difusión.

d) Corrosión en rendijas: Se presenta en las uniones de piezas metálicas, tuercas o remaches, en juntas sopladas o debajo de depósitos (de óxidos, impurezas) u objetos localizados sobre la superficie metálica. Siempre que en las rendijas o resquicios indicados se dan condiciones de estancamiento, se observa un ataque corrosivo, que es especialmente intenso, cuando la solución contiene iones cloruro, Cl^- . Materiales no



M A R C O T E Ó R I C O



metálicos (como madera, plásticos, caucho, cemento, asbesto, etc.) en contacto con superficies metálicas, pueden originar corrosión, si la rendija entre ambas superficies es lo suficientemente estrecha (inferior a 1 mm) para causar el estancamiento del líquido. Con frecuencia, las materias que lleva el líquido en suspensión son las que, al depositarse sobre la superficie metálica caliente, ocasionan depósitos, en los cuales se dan las condiciones óptimas de estancamiento del líquido.

Los problemas de corrosión de este tipo tienen que evitarse desde la etapa de diseño; realización y montaje de los equipos y piezas. De una manera general hay que tener en cuenta que debe evitarse cualquier forma de retención de líquidos.

e) Corrosión intergranular: se presenta como una franja estrecha de ataque que se propaga a lo largo de los límites de grano. Este ataque se extiende hasta inutilizar el material afectado. Es muy frecuente que se manifieste en los procesos de soldado ya sea en una instalación nueva o en alguna reparación donde se utilice el proceso térmico antes mencionado, el metal se sensibiliza cuando se somete a temperaturas extremas, por lo que se debe enfriar lentamente con lo cual se garantiza que no se modifiquen las propiedades del metal, obviamente se debe verificar que el electrodo seleccionado sea el adecuado para que no llegue a formar una celda galvánica y con ello facilitar este otro tipo de corrosión.

f) Corrosión fisurante: conocida también como corrosión bajo tensión. Puede presentarse cuando un metal está sometido simultáneamente a la acción de un medio corrosivo y a tensiones mecánicas de tracción. Se forman fisuras que pueden ser transgranulares o intergranulares y que se propagan hacia el interior del metal, hasta que las tensiones se relajan o el metal se fractura. Cuando el metal se somete a esfuerzos mayores para los que fue diseñado y además se encuentra sometido a un ambiente agresivo como lo es el de una refinería donde se encuentran condiciones favorables para que se presente el ataque a los metales, se puede presentar este tipo de desgaste en el cual se unen dos causas mencionadas y suele ocasionar rupturas repentinas del material y obviamente existe el riesgo de algún accidente.



En el siguiente capítulo se ofrecen algunas estadísticas de los accidentes registrados en la industria, como también los desperfectos que se originaron.

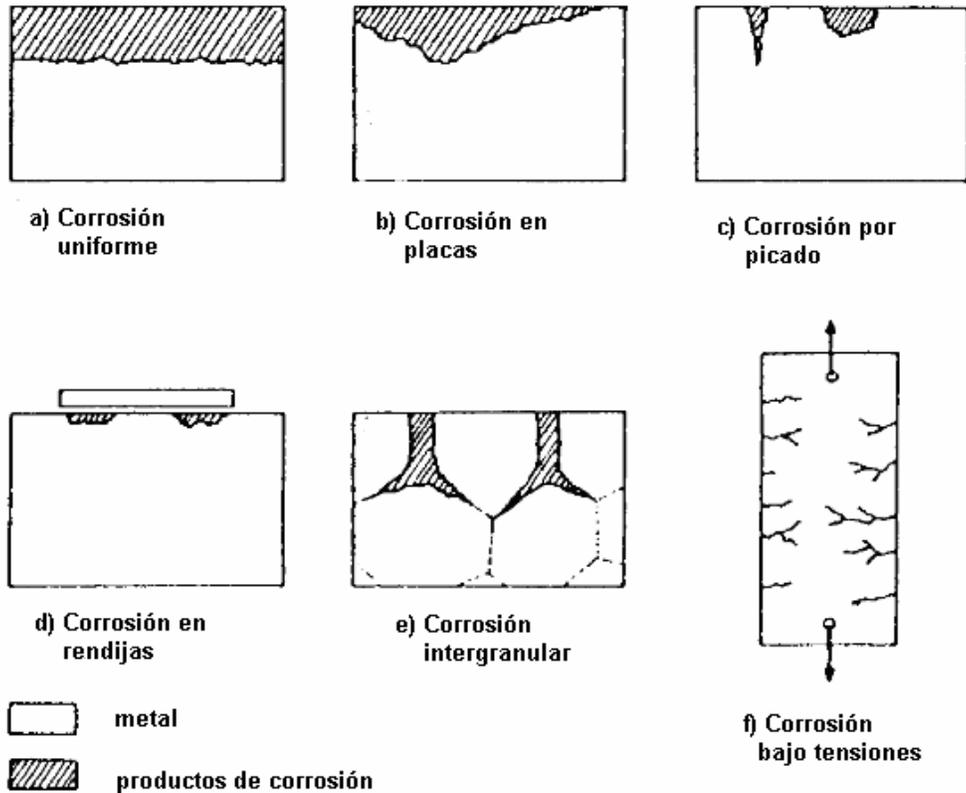


Figura 1. Clasificación morfológica de las formas de corrosión.⁽²⁾

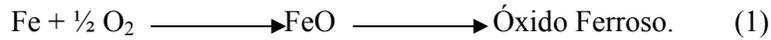
2.2.2 Medio de ataque

a) **Corrosión Química:** son aquellos casos en que el metal reacciona con un medio no iónico.

Químicamente el fenómeno de la corrosión se produce cuando el oxígeno o la humedad reaccionan con el metal para producir diferentes óxidos, por ejemplo en el acero tenemos que:



M A R C O T E Ó R I C O



Espesores de óxido:

Al exponerse una superficie metálica limpia a la acción del oxígeno, el metal comenzará a reaccionar con éste y formará óxidos. Según la temperatura del ensayo y la concentración de oxidantes se observarán diferentes comportamientos. A baja temperatura, la primera etapa será la formación de una capa adsorbida de oxígeno. Si la temperatura es suficientemente baja o la concentración de oxidante es escasa, la reacción puede detenerse después de formar esa capa adsorbida. A mayor concentración y temperatura del oxidante se forma una película de óxido, cuyo espesor varía según las condiciones.

Capas gruesas y transporte:

El metal y el oxígeno comenzarán a reaccionar formando óxidos que, si no son volátiles, se acumularán sobre la superficie metálica. Al igual que con las películas delgadas, la primera etapa es la formación de núcleos y posterior crecimiento.

Si la película es porosa y permite el libre acceso del oxígeno hasta el metal, el ataque continuará constante hasta consumir el metal o agotar el oxígeno.

b) Corrosión Electroquímica: considerados desde el punto de vista de la participación de iones metálicos, todos los procesos de corrosión son electroquímicos. Sin embargo, es usual designar corrosión electroquímica a la que implica un transporte simultáneo de electricidad a través de un electrolito, mas adelante se darán mas detalles de este tipo de corrosión. A este grupo pertenecen la corrosión en soluciones salinas y agua de mar, la corrosión atmosférica, en suelos, etc. Las cuales veremos en detalle más adelante.



c) **Corrosión Microbiológica:** la corrosión puede acelerarse debido a la presencia de organismos microbianos, ya sea porque estos fabrican especies agresivas o porque actúan como catalizadores de las reacciones. La mayoría de los organismos activos son bacterias que reducen u oxidan compuestos de azufre como parte de su metabolismo. Como los microorganismos que participan en este proceso habitan en gran variedad de sistemas naturales en condiciones ambientales muy diversas sobreviviendo en presencia de niveles de nutrición muy bajos, los casos de corrosión debido a ellos son muy variados. Puede decirse que salvo en aquellos casos en que las características físico - químicas del medio son incompatibles con la vida (altas temperaturas, bajo pH, concentración salina inhibitoria, etc.), es factible encontrar casos de corrosión microbiana en ambientes tan diferentes como suelos, agua dulce, sistemas de enfriamiento, tanques de almacenaje de combustible, etc.

La corrosión microbiológica está directamente vinculada con la electroquímica. En todos los casos se encuentra una zona anódica donde se produce un proceso de oxidación que conduce a la disolución del metal (corrosión); mientras transcurre simultáneamente la reducción de algún otro componente del medio a través de la correspondiente reacción catódica. Los microorganismos participan del proceso en forma activa sin modificar la naturaleza electroquímica del fenómeno.

Los microorganismos participan del proceso de corrosión: produciendo sustancias corrosivas, originadas en su crecimiento o metabolismo, que transforman un medio originalmente inerte en agresivo.

2.3 CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA

Este tipo de corrosión se realiza espontáneamente y para que pueda existir es necesaria la presencia de un ánodo, un cátodo y un electrolito, de lo contrario la corrosión sería causa de otro mecanismo, los cuales veremos a detalle más adelante.



M A R C O T E Ó R I C O



Por ánodo se entiende aquella parte metálica en donde se lleva a cabo el proceso de la corrosión, esto a causa del transporte del metal en forma de iones hacia el electrolito. Por otra parte, cátodo es la parte metálica donde interactúan los iones del electrolito y los electrones mandados del ánodo. Con un conductor externo se cierra el circuito eléctrico.

Tanto al ánodo como al cátodo son igualmente conocidos como electrodos, estos a su vez se dividen en dos tipos, uno es el negativo (ánodo) y el positivo (cátodo).

En conclusión podemos comentar que para que exista este proceso se deben cumplir algunas condiciones, como son:

- ⓐ Existencia de un par de electrodos, uno negativo y otro positivo.
- ⓑ Debe existir un potencial eléctrico entre los dos electrodos (ánodo y cátodo).
- ⓒ La presencia de un conductor eléctrico entre los electrodos.
- ⓓ Debe haber un electrolito capaz de conducir la electricidad, para lo cual los electrolitos deben estar sumergidos en este.

Habiéndose cumplido estas condiciones se asegura la existencia de un flujo de electrones, originando con esto el mencionado fenómeno de la herrumbre.

Un ejemplo gráfico de esto se puede ver en la figura (2), donde el ánodo pierde electrones a la vez que se van quedando iones cargados positivamente, estos a su vez pueden combinarse con iones cargados negativamente y formar algún tipo de óxido, esto dependerá del tipo de metal que se este manejando, si se trata de hierro (que en la mayoría de las ocasiones es el material de construcción utilizado) el compuesto seria hidróxido férrico, $\text{Fe}(\text{OH})_3$. Suponiendo que el electrolito es agua, tenemos:



donde con el tiempo el pH se incrementará, es decir, aumentará su alcalinidad.

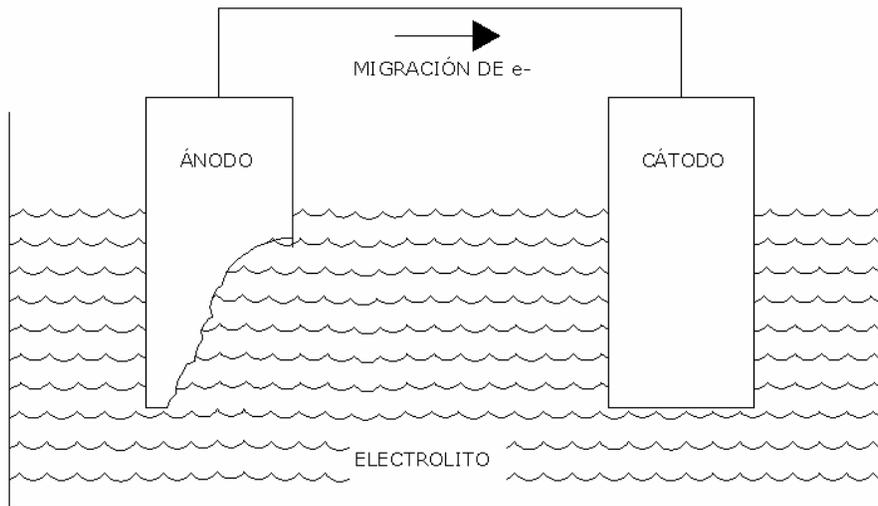


Figura 2. Dirección de flujo de corriente en una celda de corrosión. (3a)

Se podría pensar que este tipo de corrosión es poco usual, sin embargo es todo lo contrario ya que si consideramos que el reactivo puede ser el agua de condensación, entonces se puede decir que esta clase de corrosión es la mas común, obviamente para que esto pueda pasar se necesitan entre otras cosas una humedad relativa del aire de aproximadamente 70% o superior, de lo contrario no se cierra el circuito y el flujo de electrones nunca se llevará a cabo.

Un factor importante a tomar en consideración es la temperatura, tomando en cuenta que a temperatura ambiente la velocidad de corrosión es lenta, sin embargo a condiciones elevadas de temperatura como las que se encuentran en una planta catalítica, esta propiedad se vuelve de consideración importante ya que incrementa la velocidad de corrosión.

Por la tercera década del siglo pasado se demostró cuantitativamente la relación existente entre la corrosión y las corrientes eléctricas, todo esto gracias a Evans, él demostró que las leyes de Faraday se cumplen durante el mencionado proceso de corrosión. La ley de Faraday menciona que la corriente inducida en un circuito es



directamente proporcional a la rapidez con que cambia el flujo magnético que lo atraviesa.

2.3.1 Origen de las corrientes eléctricas durante la corrosión:

A continuación se presenta un listado de las causas más frecuentes, las cuales dan lugar al flujo de electricidad y en consecuencia el ataque al material expuesto.

- I. El contacto entre dos metales diferentes (corrosión galvánica).
- II. Los tratamientos térmicos a los metales, los cuales suelen dar origen a fases diferentes. Los metales de construcción en su mayoría son aleaciones.
- III. Una ligera capa de óxido en algún metal, ya que ésta favorece el flujo de electrones.
- IV. Exposición a diferentes intensidades de aire (aireación diferencial), ya que se forman pilas en donde la parte con menos oxígeno actúa como ánodo.
- V. La mala instalación de sistemas de protección catódica, en donde la intensidad de corriente inducida revierte el proceso y acelera el fenómeno.
- VI. Un ambiente muy agresivo en el cual existen óxidos, los cuales forman cientos de zonas anódicas y catódicas.

2.3.2 Cinética - polarización

Para predecir la velocidad con que se degrada el metal en cierto medio es necesario introducir factores cinéticos ya que estos nos darán de manera cuantitativa la cantidad de metal que se corroe por unidad de tiempo. Que a final de cuentas es el factor más importante cuando se diseñan las líneas y equipos, para obtener el tiempo de vida medio de algún material dado.

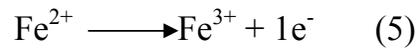
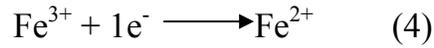
El intercambio de corriente (I_0) es una característica fundamental que todo electrodo tiene y que puede definirse como: la porción de oxidación o reducción que presenta cierto electrodo bajo condiciones de equilibrio. Pero de hecho es un nombre incorrecto ya que no hay ningún flujo de corriente, por ejemplo: la reacción reversible de los iones



MARCO TEÓRICO



férricos, puede separarse en dos partes, una la parte catódica y la reacción de anódica, con su respectivo flujo de corriente para cada reacción I_a y I_c .



Ya que no hay ningún flujo en el equilibrio, es decir que la suma de las dos reacciones es igual a cero, es decir:

$$I_a + I_c = 0 \quad (6)$$

$$I_a = -I_c = I_o \quad (7)$$

Por convención I_a siempre es positiva y como no hay flujo de corriente I_o es igual a I_a y/o $-I_c$.

Para obtener el valor experimentalmente se debe relacionar el área superficial del electrodo y la densidad de corriente (i) de la siguiente manera:

$$i = \frac{I}{\text{área superficial}} \quad (8)$$

Esta densidad de corriente se interpreta como la velocidad del proceso de corrosión, y esta dada por la siguiente expresión:

$$i_{o(neta)} = i_a - i_c \quad (9)$$

gracias al investigador Tafel se sabe que el flujo de corriente varía linealmente con la magnitud de desviación que presenta el potencial de equilibrio, a esta desviación se le conoce también como polarización y se relaciona de la siguiente manera:



M A R C O T E Ó R I C O

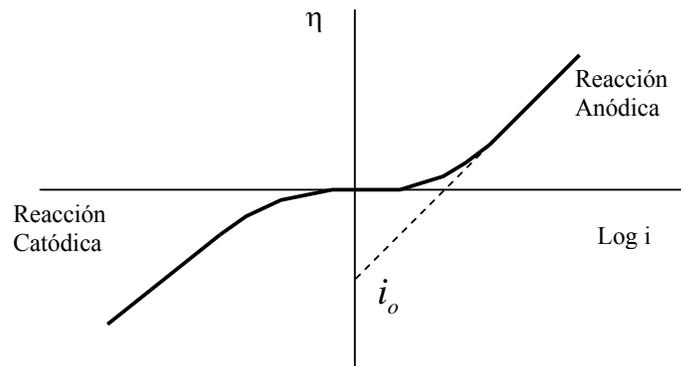


$$\eta = a + b \log i_{o(neta)} \quad (10)$$

en donde η es conocido como sobrepotencial, la cual describe la polarización con respecto al equilibrio. Matemáticamente se define como:

$$\eta = E_{(aplicado)} - E_{(equilibrio)} \quad (11)$$

estas ecuaciones son importantes para la el análisis cinético en el procesos de corrosión, resumiendo, podemos decir que: $i_{o(neta)}$ es la densidad de corriente, puede ser tanto anódica como catódica, aparecen dos constantes las cuales se representan como a y b, y por último η es la magnitud de la desviación del potencial electroquímico del sistema en observación a partir de su valor de equilibrio original. En una representación gráfica (Log i VS η) se puede observar el comportamiento que tienen las reacciones, en una anódica la desviación del potencial de equilibrio es positiva (+ η), por el contrario se dice que es catódica si la desviación es negativa (- η).



Gráfica 1. Desviación del potencial de equilibrio ^(3b)



M A R C O T E Ó R I C O



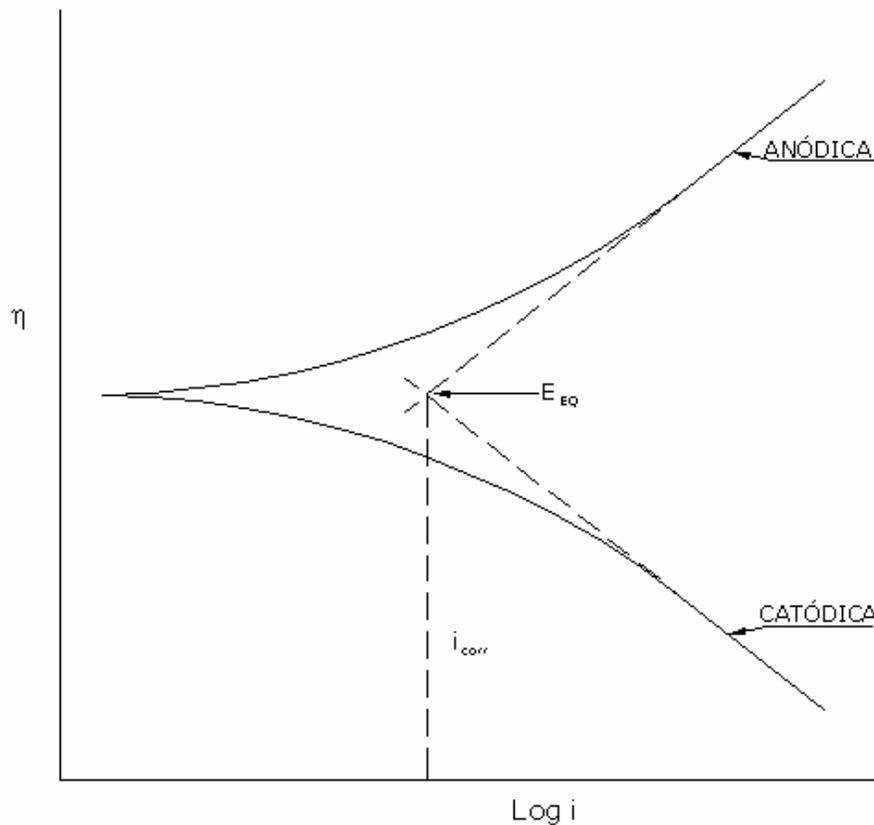
La gráfica 1 representa la relación de η contra $\log i$ para el procesos de corrosión de algún metal dado, se observa como varía la velocidad de corrosión en el supuesto caso de aumentar la desviación en cualquiera de los dos sentidos, un simple cambio en las conexiones de la fuente se vería reflejado en la dirección de la línea, ya que puede pasar de una reacción anódica a una catódica con un cambio tan simple.

De estos diagramas se obtuvieron los gráficos llamados Evans en honor al científico Ulick R. Evans, en los cuales se hace mas fácil la interpretación de la relación entre las dos reacciones, este tipo de diagramas se obtienen doblando la parte izquierda sobre la derecha, de tal manera que las dos líneas que representan a las reacciones se intercepten. De tal manera que en un solo gráfico se tiene las curvas de polarización de las dos reacciones existentes en dicho proceso.

De esta gráfica se puede concluir que entre mas inclinadas sean las curvas de polarización menor será la corrosión existente, la velocidad se verá reflejada en el valor de las pendientes promedio y exactamente en donde se presenta el punto de intersección se obtendrá la rapidez de ataque medida en amperes o en A/m^2 dependiendo de la abcisa, de este mismo punto se puede decir que el número total de electrones se balancean, tanto los generados por el ánodo como los consumidos por el cátodo, es decir, ambas corrientes deben ser iguales al potencial de corrosión (E_{corr}).

En el caso de que las áreas anódicas y catódicas sean iguales al área que esta expuesta hacia el ambiente, esto es, en casos como corrosión uniforme (desgaste igual en cualquier parte del metal expuesto), las densidades de corriente son iguales al potencial de corrosión.

En la gráfica 2 se muestra un ejemplo de este tipo, en el cual se señalan los puntos mencionados anteriormente, esto para facilitar su mayor comprensión, cabe mencionar que esta gráfica no es de ningún sistema en especial, solo es una representación, si se quiere analizar algún sistema en particular analizar textos especializados en el tema.



Gráfica 2. Diagrama de Evans

La curva de polarización es la reacción entre el potencial impuesto a un electrodo y la intensidad medida debido a ese potencial, existe una barrera de energía que la reacción de corrosión tiene que vencer para que el metal sufra una disolución con la formación de cargas positivas, esta barrera de corrosión se puede modificar, es decir, la velocidad del proceso de corrosión puede cambiar mediante variaciones en el potencial del electrodo.

Cabe mencionar que hay un fenómeno llamado pasivación el cual se verá a detalle en secciones posteriores, este proceso consta de una ligera capa de corrosión ocasionada por humedad y sirve como barrera de protección al metal, pero suele romperse y ocasionar picaduras (corrosión localizada). Pero no todo lo que se corroe implica la formación de herrumbre y su posterior deterioro.



M A R C O T E Ó R I C O



La picadura se presenta por encima de un cierto potencial que se conoce como potencial de ruptura o potencial de picado, y es el valor del potencial donde inician las picaduras en el electrodo pasivo y es siempre más positivo que el potencial de corrosión ($E_r > E_{corr}$).

2.3.3 Corrosión galvánica

Este tipo de corrosión se presenta cuando dos metales diferentes son puestos en contacto directo o por medio de un conductor eléctrico, se forma una diferencia de potencial eléctrico y esta es la razón de la degradación de uno de los materiales.

La magnitud de diferencia de potenciales entre los dos metales, será proporcional a la intensidad con la que se presente el fenómeno en uno de los metales, quedando el otro sin daño alguno, ya que actuará como cátodo, de hecho al metal que se degradará se le da el nombre de metal activo y al que no sufre deterioro será el noble.

Un aspecto igualmente importante es sin duda la relación de las áreas, ya que a un área grande del metal noble en relación con el metal activo, favorecerá a la degradación del metal y por el contrario un área pequeña del metal noble comparada con la del activo reducirá el ataque. Este tipo de corrosión es fácilmente reconocible en la unión de metales y se controla restringiendo el contacto entre ellos o utilizando algún aislamiento.

En ocasiones la aparición de este clase de degradación es a causa de errores humanos, por ejemplo en algunas reparaciones de rutina, como por ejemplo el cambio de algún espárrago en cierta brida y resulta que son metales diferentes, esto podría ocasionar una velocidad de corrosión inesperada y ocasionar incidentes de gravedad la cual dependerá del fluido y condiciones de operación donde se presente el desperfecto. Existen en la literatura tablas llamadas series galvánicas de metales las cuales son utilizadas como referencia para determinar la diferencia de potencial entre los materiales, tal es el caso de la tabla 1 que se muestra a continuación:



M A R C O T E Ó R I C O



Tabla 1. Series galvánicas de metales ^(4a)

Extremo Activo Magnesio

(Ánodo) →	Aleaciones de Magnesio Zinc Acero Galvanizado Aluminio (Serie 1100) Aluminio (Serie 6053) Acero Templado Hierro Forjado Hierro Colado 13% Acero Inoxidable Cromado Tipo 410 (Activo) 18 – 8 Acero Inoxidable Tipo 304 (Activo) Plomo Hojalata Manganeso Bronce Bronce Naval 76 Ni – 30 Mo – 6 Fe Alloy (Active) 60 Ni – 30 Mo – 6 Fe – 1 Mn Latón Amarillo Latón Aluminio Latón Rojo Cobre Bronce Silicón Cobre Níquel (70-30) G-Bronce M-Bronce Plata Soldada Níquel (Pasivo) 67 Ni – 33 Cu Aleación (Monel) 13% Acero Inoxidable Cromado 410 (Pasivo) Titanio 18 – 8 Acero Inoxidable Tipo 304 (Pasivo) Plata Grafito Oro
(Cátodo) →	

Extremo Pasivo Platino

En la parte superior de la tabla 1 se encuentran los metales activos los cuales actuarán como ánodo con respecto a los que se encuentran en la parte inferior que tomarán el papel de cátodo en el proceso de corrosión.



Otro método para reducir la corrosión galvánica, es evitar la presencia de grandes áreas de metal noble con respecto a las de metal activo.

2.3.4 Serie electromotriz de potenciales estándar de electrodo

Otra técnica para medir la corrosión es precisamente este tipo de listas, donde se hace referencia a diferentes metales y su tendencia a corroerse, es importante aclarar que para realizar este tipo de listado, primero se deben definir las condiciones estándar las cuales se mantendrán constantes para todas y cada una de las mediciones de los diferentes metales, por lo regular estas condiciones se basan en temperatura, presión y concentración de electrolitos, este último parámetro debe ser una solución que contenga sales disueltas del metal en cuestión, es decir, el hierro sería medido bajo esas condiciones en una solución que contuviera iones hierro y el cobre en una solución con iones cobre, etc.

Sin embargo, se debe tener una referencia para poder tomar la medición en comparación con un parámetro determinado, de lo contrario la medición tomada sería irrelevante, por esta razón se determinó tomará como patrón principal la reacción del hidrógeno para medir los potenciales de electrodo, la citada reacción es: $\frac{1}{2}H_2 = H^+ + 1e$, que se efectúa sobre un electrodo de platino y obviamente bajo las mismas condiciones estándares. “A esta configuración de referencia se la conoce como electrodo estándar de hidrógeno y se le asigna un valor de 0.000 volts” ^(3c). Con esta convención establecida se puede medir cualquier potencial estándar de electrodo de cualquier metal haciendo la indicación que se realiza con relación a la reacción del hidrógeno, la indicación excepto casos especiales se acostumbra poner de la siguiente manera: E°_H .

A continuación en la tabla 2 se ofrece una versión resumida de este tipo de lista en la que se puede ver el valor de estos potenciales obtenidos en ciertas mediciones, a estas tablas se les conoce con el nombre de serie de fuerza electromotriz.



MARCO TEÓRICO



Tabla 2. Serie de fuerza electromotriz ^(3d)

	Reacción en equilibrio	E ^o _H (volts)
NOBLE		
Au ⁺²	+ 2e ⁻ = Au	+ 1.7
½ O ₂	+2H ⁺ + 2e ⁻ = H ₂ O	+ 1.23
Pt ⁺²	+ 2e ⁻ = Pt	+ 1.20
Ag ⁺¹	+ 1e ⁻ = Ag	+ 0.80
Cu ⁺²	+ 2e ⁻ = Cu	+ 0.34
2H ⁺	+ 2e ⁻ = H ₂	+ 0.00 (por definición)
Ni ⁺²	+ 2e ⁻ = Ni	- 0.13
Fe ⁺²	+ 2e ⁻ = Fe	- 0.44
Cr ⁺³	+ 3e ⁻ = Cr	- 0.70
Zn ⁺²	+ 2e ⁻ = Zn	- 0.76
Al ⁺³	+ 3e ⁻ = Al	- 1.66
BASE		

Entre mas negativo sea el valor del potencial E^o_H será mayor la tendencia a corroerse, para ejemplificar esto suponemos un sistema sulfato de plata con cromo, teniendo una solución de sulfato de plata en donde se sumerge una porción de cromo se podría observar como se adhiere plata sobre el trozo de cromo, y además se puede observar que en los valores expuestos en la tabla hay una diferencia de 1.5 volts y esto se verá reflejado en la ionización del cromo.

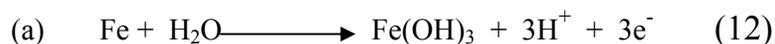
Entonces la plata que se encuentra en la solución como iones, capturará los electrones resultantes de la formación de los iones cromo y se afirmará al cromo, la explicación para este caso es sencilla, lo que paso es que se formó un par galvánico y de ahí que se presente este fenómeno.



Sin embargo, al ponernos a reflexionar sobre ejemplos prácticos de corrosión, casos que suceden a diario, nos damos cuenta de que muchas estructuras se corroen o fallan por corrosión en la ausencia de otro metal más noble que complete el par galvánico.

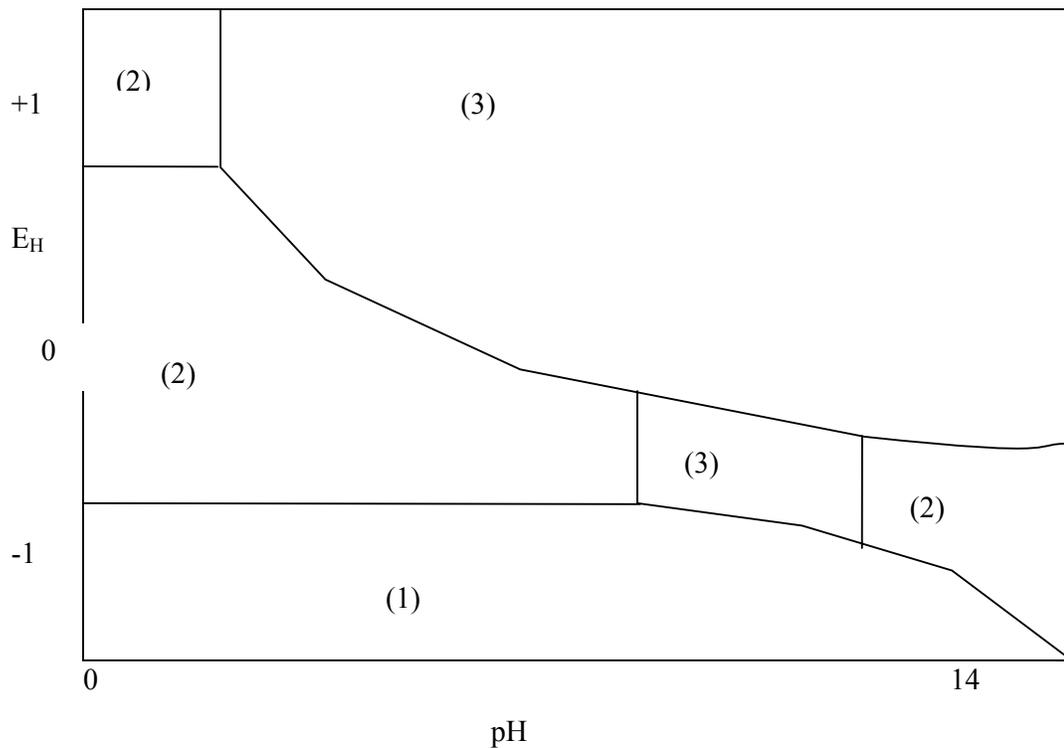
2.3.4.1 Diagramas de Pourbaix

A finales de los años 50's el investigador Marcel Pourbaix halló una forma ingeniosa de representar la estabilidad termodinámica de las especies químicas en medios acuosos. Estos diagramas llamados también E°_H VS pH, son gráficos trazados en coordenadas cartesianas, como ordenada (eje Y) se coloca al potencial (E°_H) y como abscisa (eje X) al pH. Desde su concepción se han visto como una forma práctica y elegante de resumir los datos termodinámicos, en los cuales se puede uno basar para predecir algunos procesos electroquímicos y/o químicos. Además de satisfacer las limitaciones que dejan las series de fuerzas electromotrices, como por ejemplo, la interacción que resulta entre un metal y un medio acuoso, como las siguientes reacciones:



Podemos ver que la primera reacción es electroquímica ya que hay transferencia de electrones, en la que el equilibrio dependerá del pH, y del potencial eléctrico el cual hará mover por cada mol formado de $\text{Fe}(\text{OH})_3$ tres electrones; por otra parte la segunda reacción es una reacción química y dependerá del pH. Es importante saber la diferencia para poder determinar adecuadamente el estado en que se encontrara el metal, en este caso el hierro, si habrá o no corrosión y la manera mas adecuada de inhibir el proceso.

Todo es importante en el estudio de la corrosión, pues en las condiciones en que se forman productos solubles es de esperar que haya ataque corrosivo. En las condiciones en que se formen productos insolubles, estos pueden entorpecer la corrosión y aun proteger al metal pasivándolo.



Grafica 3. Diagrama de Pourbaix para hierro (Fe).

Representadas estas reacciones en la gráfica 3, quedan delimitadas las zonas de estabilidad termodinámicas de las diferentes especies químicas. En las zonas donde la especie química estable es el metal (Fe), éste no solo será atacado, sino que si en el medio corrosivo hay iones del mismo metal (Fe^{2+}) estos tenderán a depositarse. Esta zona será la llamada de inmunidad a la corrosión, representada en diagrama con el numero (1). En las zonas del diagrama donde las fases estables son especies disueltas, se predice que el metal presentara corrosión con especies como: Fe^{3+} , Fe^{2+} y/o HfFeO_2^- , por consiguiente a estas zonas se les llamara corrosivas, número (2). Por último, las condiciones donde se favorece la formación de productos sólidos $\text{Fe}(\text{OH})_3$ y $\text{Fe}(\text{OH})_2$, los cuales entorpecen la corrosión, es la zona de pasividad, numero (3). De este modo el diagrama de Pourbaix permite determinar el comportamiento que se espera de un metal en diferentes condiciones de potencial y pH.



Estos diagramas son de gran utilidad ya que se puede ver claramente el comportamiento que tienen los metales bajo ciertas circunstancias de potencial y pH, son el equivalente a tener los equilibrios de las reacciones posibles entre los distintos metales y agua con los cuales se podría también predecir el comportamiento que tendrá el material, es decir, si se degradará, si se formaran sobre él óxidos o hidróxidos o en el mejor de los casos permanecerá intacto.

2.4 CORROSIÓN ATMOSFÉRICA

2.4.1 Generalidades

Entre todos los tipos de corrosión que existen, la atmosférica es una de las más importantes ya que la mayoría de los metales que se utilizan en todos los ámbitos están en contacto directo con la atmósfera y esto origina la degradación de los metales perdiendo sus propiedades físicas, mecánicas y químicas.

Se estima que a nivel mundial las pérdidas totales ocasionadas por la corrosión atmosférica alcanza la cifra del 50%, tomando en cuenta de que el 80% de todas las instalaciones industriales están en constante interacción con el medio ambiente. Por esta razón se considera una de las más importantes ya que ocasiona daños severos.

Pero teniendo en cuenta que una atmósfera cambia según la región de interés, es decir, no es lo mismo una zona marina que una rural, industrial, urbana, etc. y por esto hay que tener presente que primero se debe saber contra que tipo de contaminante se combatirá para poder determinar las acciones a seguir para detener en lo posible la degradación de los metales. Los diferentes tipos de protección se verán más adelante.

2.4.2 Efecto de la contaminación

Un ambiente corrosivo puede consistir de varios elementos corrosivos. No todos los contaminantes corrosivos se concentran en un solo ambiente corrosivo, como también



casi nunca se consigue un ambiente corrosivo con un solo contaminante en su atmósfera. Por lo tanto la determinación del revestimiento ideal se hace mas difícil en la medida que el ambiente es mas corrosivamente agresivo. En muchas regiones el incremento de la población es bastante alto, lo cual aumenta la demanda de energía como también aumenta la corrosión atmosférica promovida por los contaminantes provenientes de los automóviles, gases, fertilizantes, fluidos de insectos y animales y otros contaminantes corrosivos. Concreto, acero, casi la mayoría de las aleaciones, todos los diferentes tipos de estructuras y equipos tanto residenciales como comerciales incluyendo los serpentines de aire acondicionados requieren protección contra la corrosión proveniente de la abundancia de contaminantes encontrados en la atmósfera. Inclusive a distancias no tan cerca del océano las estructuras y equipos son susceptibles a la contaminación proveniente de la costa. La inversión en un revestimiento anticorrosivo, es usualmente mas barato que tener que reemplazar la unidad, operación ineficiente de la unidad, constante mantenimiento de la unidad, incomodidades o pérdida de costo en productos. El ahorro ganado es proporcional a la vida del equipo, bajo costo de mantenimiento, mejor eficiencia operacional.

2.4.3 Factores que afectan

Entre los factores que influyen en este tipo de corrosión están:

- ⓐ La humedad relativa del aire
- ⓑ El número de días en que haya precipitaciones acuosas
- ⓒ La posibilidad de formar una capa de electrolito sobre el metal
- ⓓ La condensación de la humedad por cambios de temperatura (temperatura de rocío)
- ⓔ Contaminación del aire (aumenta o disminuye la velocidad del proceso de corrosión)

Por esta razón se cuenta en la actualidad de los llamados mapas de corrosividad atmosférica, ya en ellos se puede encontrar información valiosa, como lo son vientos



dominantes, concentración de contaminantes en las diferentes estaciones del año, es decir nos informan los riesgos de corrosión en un área geográfica determinada. Con la finalidad de predecir los riesgos que se corren. En algunas ocasiones las velocidades de corrosión se determinaron experimentalmente aumentando la concentración de los contaminantes ya que de haber esperado registrar los datos obtenidos en condiciones normales se hubiera tardado mucho tiempo y esto se traduce en dinero, lo cual haría las determinaciones muy costosas y prácticamente prohibitivas. Pero sin embargo los datos reportados en diversos estudios son bastante confiables.

2.5 CORROSIÓN EN ESTRUCTURAS SUMERGIDAS

2.8.1 Generalidades

Las tuberías que están sometidas a ambientes marinos están sujetas a condiciones muy agresivas que pueden llegar a ocasionarles daños, por ejemplo: abolladuras, grietas, rayones, etc., y esto va ocasionando un deterioro en la resistencia del tubo. Por esto mismo hay que tener un control muy especial y determinar la resistencia, para poder determinar el mantenimiento que se le debe de dar, para restablecer la seguridad.

Esta sección aplica a los casos que se ilustran en la figura 3



MARCO TEÓRICO

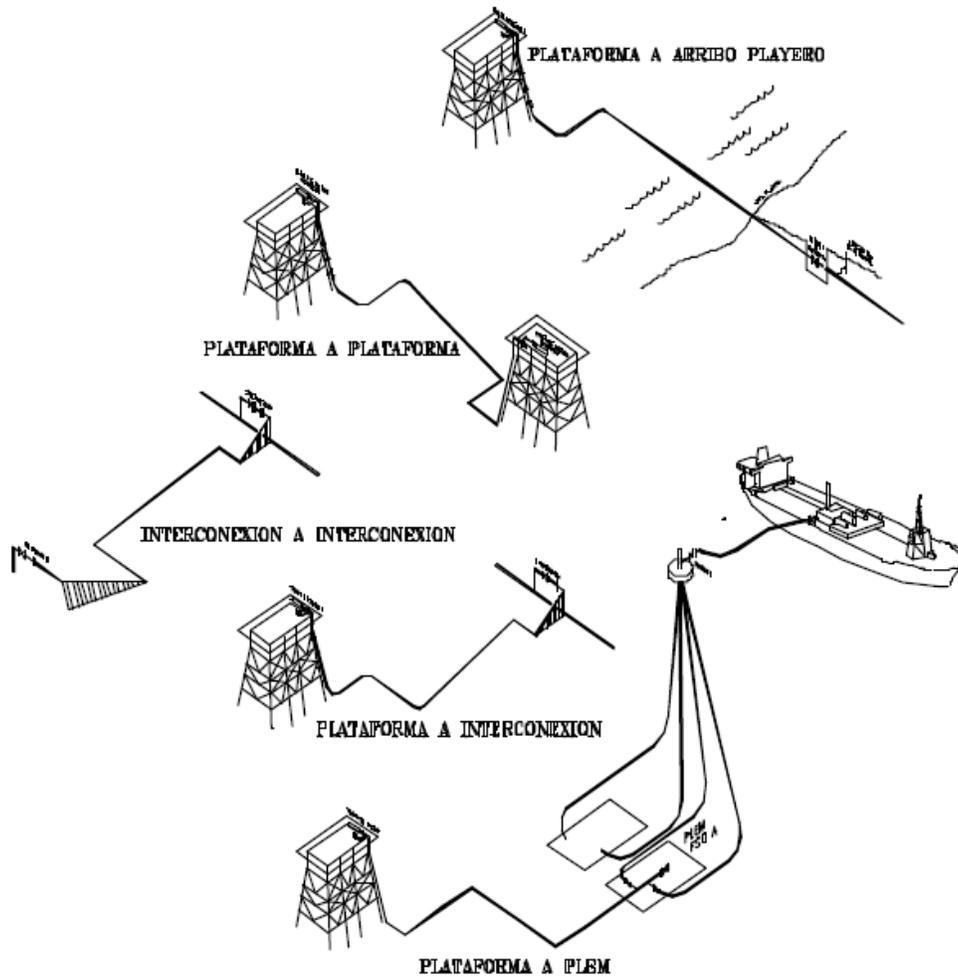


Figura 3. Ejemplos de estructuras sumergidas.

Para prevenir o controlar los efectos de la corrosión e incrementar la seguridad y vida útil de las tuberías, se requiere aplicar una protección a base de recubrimientos anticorrosivos, cuya selección, preparación, muestreo, inspección y pruebas debe realizarse de acuerdo con los requisitos de calidad y propiedades, exigidos por la normatividad nacional e internacional, incluyendo aspectos de seguridad, salud y protección al medio ambiente.



2.5.2 Estructuras sumergidas en aguas de mar

Las tuberías, los pilotes de muelles y otras estructuras portuarias como son grúas de carga/descarga, edificios en la cercanía del mar, etc., requieren un constante mantenimiento para conservarles en buen estado. A diferencia de los mecanismos de corrosión en agua dulce, desde un enfoque electroquímico debemos considerar la incidencia de las sales disueltas en el agua de mar y ambientes marinos. En forma predominante encontramos en el agua de mar cloruros de sodio y de magnesio.

2.5.3 Factores que afectan

El cloruro de sodio se encuentra en agua de mar en una solución de 35000 mg/lit (0.5 N) que lo sitúa en su máximo nivel corrosivo. La solución de NaCl mejora además las propiedades conductoras del electrolito posibilitando una reacción electroquímica más intensa. Hoy en día, se debe considerar además el efecto de la contaminación del agua de mar, especialmente en puertos. En efecto, en dichas aguas nos encontramos con importantes concentraciones de elementos oxidantes y orgánicos, producto de desechos industriales que son vertidos directamente en el mar o llegan a él a través de desembocaduras de ríos.

Aquellas estructuras expuestas al rocío marino sufren también los efectos corrosivos de la solución de cloruros, los cuales son arrastrados por los vientos y depositados en el acero. Ciclos alternados de humedad (los cloruros son además higroscópicos) posibilitan la formación de celdas galvánicas. La gravedad del ataque, producto del rociado marino depende de la cercanía de la estructura al mar.

2.5.4 Recubrimientos industriales para instalaciones sumergidas

En ausencia de atmósferas industriales severas (alta concentración de SO_x , ya que de haberla podría reaccionar con el recubrimiento y catalizar el fenómeno de la corrosión), se recomienda los recubrimientos en base Zn para la protección del hierro y el acero,



Al/Zn en diversas proporciones y Al puro dependiendo de las particularidades de cada aplicación, en la tabla 3 se muestran algunos sistemas utilizados en estos casos.

Tabla 3. Sistemas de revestimiento

COMPONENTE	APLICACIONES
Aluminio	Estructuras en agua de mar.
Zinc	Estructuras expuestas a ambientes marinos cerca de la costa
Al/Zn	Protección estructuras expuestas a elevadas concentraciones de sales

2.6 CORROSIÓN EN ESTRUCTURAS ENTERRADAS

2.6.1 Generalidades

Las tuberías enterradas, a diferencia de las superficiales, se encuentran completamente sumergidas en un medio electrolítico. En la práctica suele utilizarse comúnmente el valor de la resistividad eléctrica del suelo como índice de su agresividad; por ejemplo un terreno muy agresivo, caracterizado por presencia de iones tales como cloruros, tendrán resistividades bajas, por la alta facilidad de transportación iónica. Cada suelo tiene características particulares de resistividad-conductividad específicas, y a lo largo de la longitud de la línea esta resistividad varía por efectos de cercanías a cuerpos de agua, instalaciones enterradas, bases de edificaciones, torres de alta tensión, otras tuberías, etc. Para garantizar la protección contra la corrosión de una tubería enterrada no es suficiente un recubrimiento de pintura. Es necesaria la aplicación de revestimientos que aislen la tubería del medio en que se encuentra. Estos revestimientos pueden ser: polietileno o polipropileno, resina epóxica, brea epóxica y cinta plástica adhesiva, etc. El polietileno, polipropileno y resina epóxica son de aplicación industrial y las tuberías deben enviarse a plantas de revestimiento especializadas en aplicar este tipo de protección a los tubos.



Ningún revestimiento garantiza una protección del 100%. Impurezas en el material o proceso de aplicación de la capa protectora, golpes o ralladuras al momento del transporte o instalación pueden desmejorar el aislamiento. Es por esta razón que para garantizar la prolongación de la vida útil de una tubería revestida se acompaña de un sistema de protección catódica.

2.6.2 Recubrimientos industriales para instalaciones enterradas

Los recubrimientos usados y aceptados para este tipo de instalaciones son:

- Brea de alquitrán de hulla.
- Epóxicos en polvo adheridos por fusión.
- Epóxicos líquidos de altos sólidos.
- Polietileno extruido tricapa.
- Cintas de poliolefinas.
- Cintas y mangas termocontraíbles.
- Ceras microcristalinas del petróleo.
- Poliuretanos.

Para seleccionar adecuadamente un recubrimiento anticorrosivo para tubería enterrada, sumergida e interfases es necesario considerar los siguientes factores:

2.6.2.1. Antecedentes de funcionalidad.

El sistema genérico de recubrimiento seleccionado debe contar con evidencia documental de haber sido utilizado en tuberías e interfases a las condiciones ambientales de diseño y operativas similares al ducto que se pretende proteger.

2.6.2.2. Temperatura de operación.

El sistema de recubrimiento anticorrosivo debe conservar sus propiedades protectoras a la temperatura de operación.



2.6.2.3. Tipo de suelo

Para el caso de proyectos nuevos se debe contar con información relacionada al tipo de suelo:

- Tipo de suelo: arcilloso, rocoso, calcáreo, fangoso, ácido, básico, etc.
- Concentración de sales en el suelo
- Porosidad del suelo
- Otros contaminantes en suelo
- Resistividad del suelo

2.6.2.4. Accesibilidad al sitio de la aplicación.

Se deben considerar las condiciones de espacio en las que se encuentra o se localizará la tubería, con la finalidad de seleccionar el recubrimiento, para asegurar que el sistema propuesto sea factible de aplicarse en caso de limitación de espacios y además considerar los efectos adversos a otras estructuras vecinas.

2.7 CORROSIÓN EN SOLDADURAS

La soldadura puede reducir esa resistencia en ambientes agresivos. En la soldadura, el calor que se genera produce un gradiente de temperatura en el metal de base. La soldadura también puede inducir tensiones residuales en el área soldada, lo cual en ciertos ambientes puede resultar en roturas por corrosión bajo tensión.

Uno de los primeros problemas de corrosión relacionados con la soldadura fue el ataque intergranular, en la zona soldada afectada por la temperatura. En el rango de temperaturas que va de 425 a 900 °C, el carbono se combina con el cromo para formar carburos de cromo en el borde de los granos. El área adyacente a los carburos tiene menor cantidad de cromo. Cuando la red de carburos es continua, la envoltura empobrecida en cromo alrededor de los granos puede ser atacada selectivamente, resultando en corrosión intergranular. En el peor de los casos, la capa empobrecida en cromo se corroe completamente y los granos se separan del metal de base.



Se dice que las aleaciones están sensibilizadas, cuando por soldadura o tratamientos térmicos, existen áreas empobrecidas en cromo que puedan ser atacadas en estos ambientes corrosivos. Las aleaciones sensibilizadas aún pueden prestar buenos servicios en muchos de los ambientes moderados en que se usan los aceros inoxidable. Hoy, con la tendencia de las industrias a proveer productos con bajo carbono, el ataque intergranular de los aceros inoxidable austeníticos ocurre menos a menudo.

El grado de sensibilización, o sea la cantidad de carburos de cromo formado en los límites de grano, está influenciado por la cantidad de carbono y la temperatura y tiempo de exposición.

2.8 MÉTODOS DE PREVENCIÓN Y CONTROL DE LA CORROSIÓN

La tendencia de los metales a corroerse es un hecho natural y permanente. El problema radica en controlar este efecto destructivo con la mayor economía posible, en la forma técnicamente adecuada, optimizando los recursos existentes. Son cinco los principales métodos para esto:

- Tratamientos a los elementos corrosivos.
- Mejores materiales de construcción, resistente a la corrosión.
- Protección catódica.
- Colocar una barrera entre el material y el ambiente
- Sobredimensionamiento de las estructuras.

Cada uno de estos métodos tiene sus ventajas y desventajas, y cierta área de uso en la cual es el más económico.

2.8.1 Tratamientos a los elementos corrosivos.

El tratamiento que se le da a los fluidos en donde se elimina al oxígeno disuelto es un importante método, el cual es muy utilizado, el objetivo de eliminar al O₂ es que la



M A R C O T E Ó R I C O



presencia de éste actúa como catalizador, es decir, acelera el proceso de corrosión, por consiguiente entre la velocidad con la que se da este fenómeno será en proporción a la cantidad de oxígeno disuelto.

Se recomienda también eliminar el bióxido de carbono (CO_2) ya que actúa de forma similar al O_2 y ataca a la mayoría de los metales como por ejemplo: acero, cobre, cinc y plomo. El proceso de retirar estos componentes se puede realizar con dos procedimientos uno físico como lo es el de aireación y otro químico llamado activación.

El proceso físico, es decir, la aireación se realiza subiendo la temperatura, bajando la presión o pasando un gas inerte a través del fluido.

Y por lo que se refiere a la corrosión de tipo atmosférica se debe tener en cuenta que los factores que influyen para que este proceso se de son principalmente dos, el primero humedad en el aire, segundo la existencia de partículas sólidas en suspensión (contaminantes en general). Obviamente no se puede eliminar estos factores del ambiente, por lo que se recurre a los recubrimientos para proteger las estructuras expuestas a la intemperie.

Y por último, la corrosión en los suelos varía conforme las condiciones del terreno cambian, los factores que repercuten en la degradación del metal son: la humedad, aireación, conductividad eléctrica (presencia de sales disueltas) y el pH del terreno.

2.8.2 Mejores materiales de construcción

Debido principalmente a su bajo costo y sus buenas propiedades mecánicas, el fierro y el acero, son los materiales más ampliamente usados en construcción industrial. Desafortunadamente, estos materiales en la mayoría tienden a corroerse y a volver a su estado primitivo. Por ello en ciertos casos de corrosión, se prefiere el empleo de materiales menos activos o aleaciones especiales, para retardar el proceso de degradación. En ambientes en extremo severos esta es la única solución posible.



M A R C O T E Ó R I C O



El trabajo a alta temperatura, combinado con elementos químicos altamente corrosivos, produce un ambiente demasiado severo para los materiales o las protecciones corrientes, y en este caso el alto costo inicial de estos productos o aleaciones especiales, es fácilmente justificable por el largo periodo en que prestan servicios satisfactorios.

Entre los metales comúnmente usados en aleaciones con aceros se encuentra: el Cromo, el Cobre, el Níquel y el Molibdeno. En otros casos se usan metales como Aluminio, cuyo precio es muy razonable. Materiales menos comunes como Titanio y Tantalio se emplean solamente bajo condiciones muy severas. La decisión sobre cual de estos materiales se usará o que tipo de protección se empleará, dependerá en gran parte del tipo de ambiente y del costo de los métodos de alternativa.

Además de las aleaciones especiales se usa hoy en día una gran cantidad de materiales plásticos.

2.8.3 Protección catódica.

La protección catódica se puede definir como una técnica que reduce la corrosión de una superficie metálica, haciendo circular por la misma superficie corriente catódica, de tal forma que la velocidad de la disolución anódica llega a ser despreciable. Desde un punto de vista simple, corresponde al empleo de corriente continua proveniente de una fuente externa, que se opone a una corriente de corrosión en las áreas anódicas de una estructura metálica sumergida en un medio conductor, o electrolito, tal como el suelo o el agua. Cuando un sistema catódico está instalado en forma apropiada, toda la porción de estructura protegida, recoge corriente del electrolito que la rodea y toda la superficie expuesta se comporta como una sola área catódica; de aquí su nombre.

Por consiguiente, la protección catódica es aplicable sólo al control de la corrosión que resulta de un flujo medible de corriente directa desde una porción de la estructura, a través de un electrolito, a otra porción de la estructura. Esta corrosión es de naturaleza electroquímica y el área anódica, cuando la corriente se descarga en el electrolito, se



corroe. Obviamente el área catódica recoge la corriente y no se corroe la protección catódica.

Para entender la protección catódica y sus aplicaciones, es necesario primero comprender las causas y el fundamento electroquímico de la corrosión.

2.8.3.1 Principios de protección catódica.

La corriente de corrosión electroquímica se puede revertir con una apropiada aplicación de una protección catódica, la cual hace que la estructura sea completamente catódica, anulando las áreas anódicas naturales mediante corriente directa impresa en la estructura desde un sistema anódico externo y más poderoso.

La corriente de corrosión electroquímica del ánodo al cátodo se reemplaza por la corriente desde un ánodo auxiliar.

La protección catódica no elimina necesariamente la corrosión, sino que transfiere la corrosión desde una estructura bajo protección concentrándola en otro lugar conocido en donde la descarga de corriente anódica o el ánodo puede ser diseñado para una gran duración y/o reemplazado fácilmente.

Esta protección sirve sólo si la superficie del metal expuesto tiene el mismo electrolito que el ánodo. Por ejemplo, aplicada al exterior de un estanque de agua salada no tiene efecto en su corrosión interna y viceversa.

- Ⓜ Ánodos galvánicos, acoplados directamente a la estructura que se protegerá.
- Ⓜ Ánodos de corriente impresa, los cuales son relativamente inertes y requieren una fuente de poder de corriente directa externa para forzar el flujo de corriente.



M A R C O T E Ó R I C O



Ánodos galvánicos.

Los ánodos galvánicos o de sacrificio, son aleaciones de alta pureza de magnesio, cinc y aluminio, los cuales exhiben potenciales lo suficientemente altos que desarrollan usualmente un flujo de corriente a través del electrolito hacia la estructura a proteger.

El empleo de aleaciones de aluminio como ánodos galvánicos en la actualidad está limitado al agua de mar o a salmueras en donde funcionan muy bien. Se han realizado ensayos de empleo de ánodos de aluminio en ampliaciones de suelos, pero se ha encontrado que no son prácticos para este tipo de trabajo.

Los ánodos de magnesio son los de uso más amplio en aplicaciones de suelo, debido a su elevado potencial impulsor. Los ánodos de cinc encuentran su mayor aplicación en agua y en suelos de baja resistividad.

En general los ánodos galvánicos se emplean cuando la cantidad de corriente protectora que se necesita es pequeña o debe estar bien distribuida, por ejemplo a lo largo de una tubería desnuda. Sin embargo, existen límites, el agua y el suelo deben tener la suficiente baja resistividad como para que la corriente generada por el ánodo sea de uso práctico. Por otra parte, los sistemas de corriente impresa, son capaces de generar mucho más corriente en un medio dado, pero requiere una fuente de poder externa.

Por último se pueden desarrollar lentamente, películas calcáreas en estructura protegidas catódicamente con el paso del tiempo. Aunque ellas, desde un punto de vista convencional, son recubrimientos pobres, pueden reducir los requerimientos de corriente en un 50% aproximadamente que resultaría de gran ayuda en la protección catódica.



2.8.3.2 Ventajas y desventajas.

ANODOS GALVÁNICOS

Ventajas

- ⓐ No requieren fuentes externas de corriente eléctrica.
- ⓐ No es necesario regular la corriente.
- ⓐ Sencillez en la instalación.
- ⓐ Es mínima la posibilidad de causar daños por interferencia a otras estructuras metálicas enterradas.
- ⓐ Es muy económico para proteger pequeñas instalaciones.

Desventajas

- ⓐ La cantidad de corriente que proporciona es muy pequeña.
- ⓐ Es impráctico su empleo en electrolitos de alta resistividad.
- ⓐ Es demasiado costoso cuando se trata de proteger estructuras grandes.

CORRIENTE IMPRESA

Ventajas

- ⓐ Se diseñan para utilizar un amplio rango de voltajes.
- ⓐ Pueden utilizarse para altos y bajos requerimientos de corriente
- ⓐ Puede protegerse una gran área.
- ⓐ Fácil ajuste a los requerimientos de corriente y voltaje.

Desventajas

- ⓐ Causan problemas de diferencia con cierta facilidad.
- ⓐ Están sujetos a las fallas de los sistemas o circuitos utilizados para el suministro de corriente.



Un cuidadoso estudio de cada caso, tomado en consideración los factores económicos, tales como costos de aplicación y mantenimiento, vida útil del sistema, y circunstancias experimentales imperantes, decidirán el sistema.

2.8.4 Barreras de protección.

Todas las medidas de protección que hemos descrito anteriormente tendrán una evidente ventaja en problemas o áreas específicas dentro de una planta industrial normal, sin embargo, para una protección generalizada dentro de la planta lo que ha ganado la mayor aceptación es la barrera, es decir, el aislamiento que evite la penetración de los agentes corrosivos.

Es sin lugar a dudas el más usado por su versatilidad y efectividad, siendo suficiente en la gran mayoría de los casos. Consiste, en términos generales, en aislar la superficie del ambiente, de los agentes corrosivos, mediante una barrera impermeable. Específicamente significa revestirla con una pintura o recubrimiento. Estos materiales son responsables de la protección de la vasta mayoría de las superficies metálicas. Como tales son las principales armas que el hombre dispone contra la corrosión y son por consiguiente un agregado importante dentro de la manutención general. Pueden variar de películas relativamente delgadas de pinturas hasta de ladrillo de espesor amplio en estanques. Cada material tiene su propia área de uso, aunque muchos se traslapan en sus aplicaciones. Es por ello necesario evaluar cuidadosamente las condiciones existentes y los materiales que podrán usarse antes de decidir el sistema más adecuado de protección.

No solamente es importante seleccionar una barrera adecuada para cumplir los requisitos en una situación dada, sino que es de igual importancia también, especificar la preparación de la superficie, la técnica de aplicación y más aún, el controlar que esto sea realmente repetido en terreno. Hay a disposición una variedad amplia de materiales, equipos y procedimientos disponibles. El comportamiento de un revestimiento frente a



M A R C O T E Ó R I C O



un eventual problema de corrosión, dependerá de la correcta aplicación sobre cada punto y de un buen control de las operaciones durante su aplicación.

Esta teoría de la barrera, es fácil de visualizar pero no olvidemos que la corrosión es una reacción electroquímica. Una película de revestimiento protege realmente los sustratos de metal de tres formas:

- ④ Los revestimientos pueden disminuir la tarea de difusión de agua y el oxígeno del ambiente hacia la superficie de metal. Esto limita el electrolito disponible para completar el patrón de la corrosión.
- ④ La capa de pintura puede disminuir la tasa de difusión de productos de corrosión desde la superficie del metal a través de la película de pintura. Este importante paso lento limita el flujo electrónico que es la corrosión
- ④ El pigmento anticorrosivo que contiene un primario formulado cambia las propiedades de la superficie de metal base. El resultado de este cambio es que el metal desarrolla una alta resistencia eléctrica que bloquee el proceso de corrosión. Diferentes pigmentos llevan a cabo esta tarea de distintas maneras. Algunos se pegan a la superficie de metal de tal manera que bloquean la capacidad del oxígeno para recoger electrones. Otros crean películas de óxido tan gruesas que son malas conductoras de electrones. Los otros reaccionan con iones de la superficie como los clorhídricos o los sulfatos para formar sales insolubles, impidiendo el efecto pernicioso de estos contaminantes.

En resumen, las pinturas funcionan porque le dan un paso lento a la reacción corrosiva. Esta reducción en la tarea de flujo de corriente en el proceso electroquímico de corrosión, disminuye sustancialmente la velocidad a la cual se corroe el metal.

Es opinión generalizada que una adecuada preparación superficial contribuye más que ningún otro factor al éxito de los sistemas protectores de pintura. Esto es particularmente cierto tratándose de esquemas de pinturas de alta calidad y resistencia



química, cuyo requisito imprescindible es su aplicación sobre sustratos limpios y adecuadamente preparados.

2.8.5 Sobredimensionamiento de las estructuras.

Este método consiste básicamente en usar partes estructurales sobredimensionadas en espesor, anticipándose a pérdidas de material debidas a fenómenos de corrosión.

Este método se usaba mucho antiguamente, pero hoy en día existe una tendencia a usar estructuras cada vez más livianas pero mejor protegidas contra la corrosión. La principal desventaja del sobredimensionamiento es que además de ser de costo alto, nadie puede predecir cuánto será la velocidad de corrosión ya que no se tiene normalmente control sobre las condiciones ambientales, siendo suficiente un leve cambio para producir una alteración en la velocidad de corrosión.

2.9 INHIBIDORES DE LA CORROSIÓN

Se le da el nombre de inhibidor a la sustancia utilizada para proteger a los materiales de los ataques de las soluciones corrosivas, estas sustancias no deben tener ninguna participación en el proceso principal, su finalidad es solamente proteger en la medida de lo posible los metales.

Estas sustancias tienen como objetivo formar una película separadora entre el fluido agresivo y el metal, evitando el contacto entre estos dos y por lo tanto retrasar la degradación del material.

A continuación se muestra la clasificación que se le da a estas sustancias, aunque muchas veces se recomienda una combinación de ambos:

- Inhibidores anódicos: hidróxido sódico, carbonato, silicato y borato de sodio, ciertos fosfatos, cromato sódico, nitrito y benzoato de sodio, etc.



MARCO TEÓRICO



- Inhibidores catódicos: sulfato de cinc, sulfato de magnesio, bicarbonato de calcio, etc.

Los primeros, es decir, los anódicos humedecen la superficie y forman una capa delgada de óxido, este se deposita sobre los lugares que se comportan como ánodos. Por lo tanto no se cierra el circuito eléctrico, no hay flujo de electrones, entonces no hay corrosión causada por el flujo corrosivo, si llegara a fallar esta protección o se hallara una porción de metal sin recubrimiento suele presentarse la corrosión localizada, ya que una de sus principales características son pequeñas áreas anódicas con la combinación de grandes segmentos de material actuando como cátodo.

Por otra parte, los clasificados como catódicos en comparación con los anteriores actúan sobre toda la superficie del material formando una capa de gran resistencia eléctrica que se coloca sobre la superficie y no permite que se produzca el ataque al metal.

A continuación se presentan las imágenes de los sistemas de inyección utilizados en las industrias.

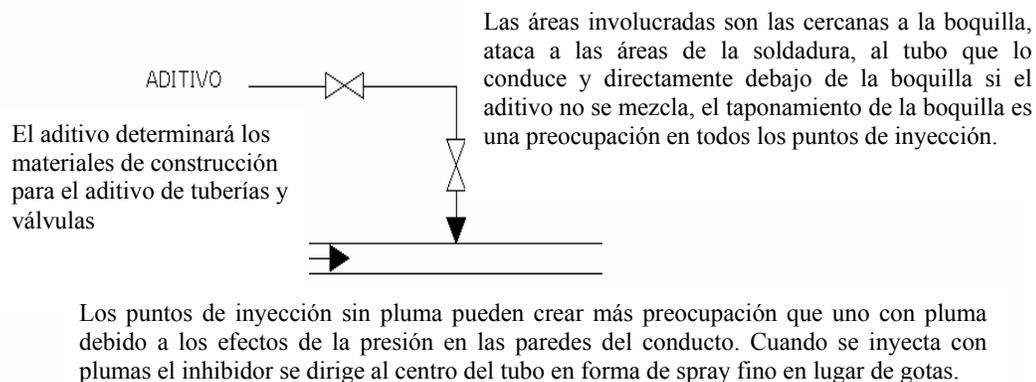


Figura 4. Un sistema de inyección sin pluma. En este caso ocurre un mezclado inefectivo por lo que el ataque se puede anticipar en varias áreas.



MARCO TEÓRICO

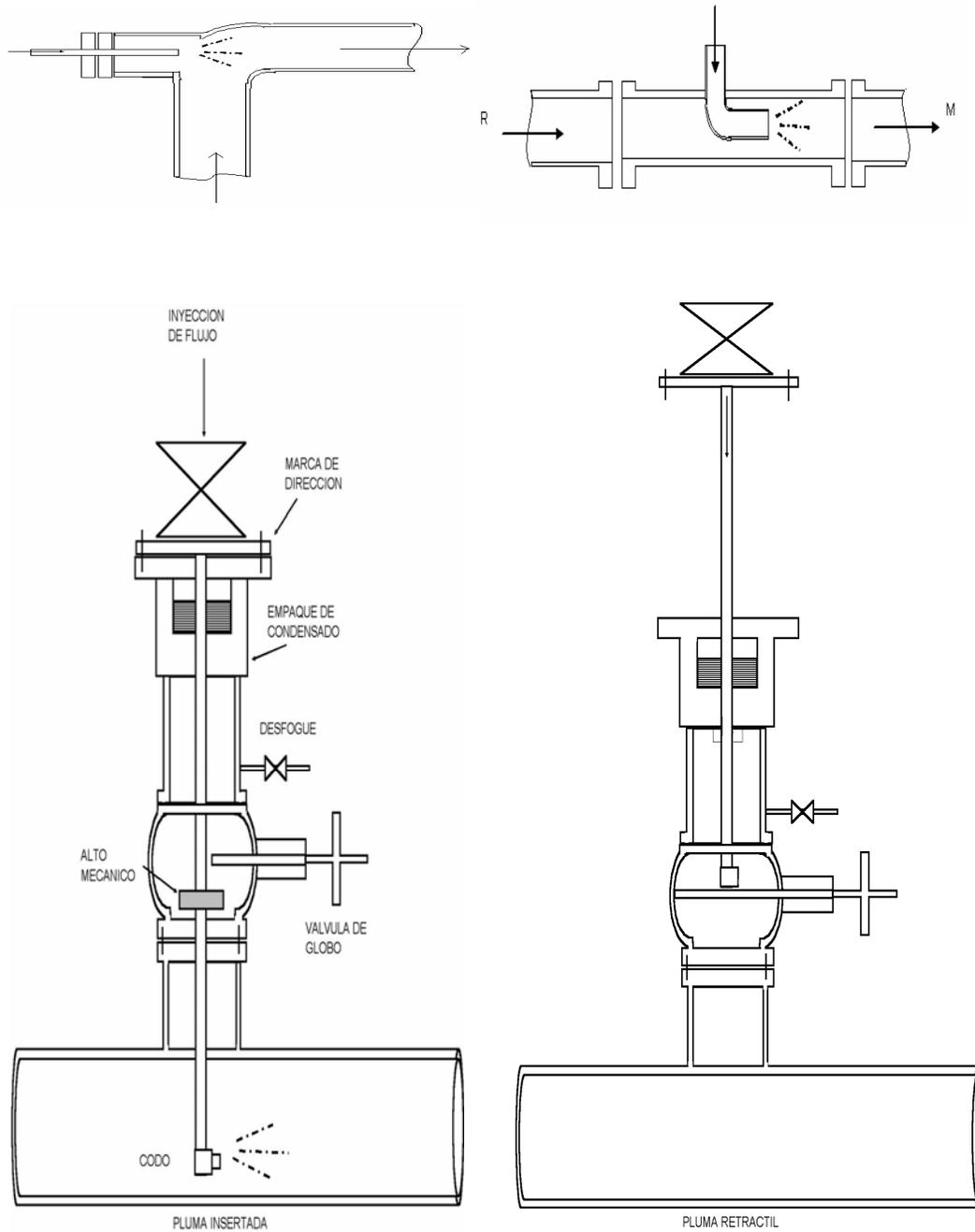


Figura 5. En la parte superior izquierda se muestra un inyector tipo Te, en la parte de abajo a la izquierda hay una boquilla del tipo pluma insertada y a la derecha esta la figura de una boquilla con pluma retráctil.⁽⁵⁾



Se recomienda el uso de una combinación de ambos tipos de inhibidor por que en caso de fallar la protección por alguno de ellos esta de respaldo el otro, por ejemplo teniendo en cuenta que uno de los mayores inconvenientes de los clasificados como anódicos es que deben estar presentes en una gran cantidad, para asegurarse de que no se presenten picaduras severas por la falta de película protectora, si esto llegara a suceder, el inhibidor catódico actuará reduciendo la velocidad de desgaste y dará tiempo suficiente para que se regenere la capa inhibidora, además de que en el uso de la mencionada combinación se necesitará de una concentración menor de la que sería necesaria si se optara por la utilización de uno solo.

2.9.1 Criterios de aceptación para pruebas electroquímicas y gravimétricas.

“Los inhibidores de corrosión que se aprueben serán aquellos que proporcionen una eficiencia de al menos 90 %.”^(16a)

La evaluación de la eficiencia que ofrecen los diversos inhibidores se debe de realizar con determinado metal y midiendo su velocidad de corrosión, a cada material se le realizan dos pruebas una con inhibidor y otra en blanco.

Para obtener el porcentaje de protección se utiliza la relación siguiente:

$$\text{Porcentaje de protección} = \frac{(Vel_{Corr\ s/i} - Vel_{Corr\ c/i}) \times 100}{Vel_{Corr\ s/i}} \dots\dots(14)$$

donde Vel_{Corr} indica la velocidad de corrosión y los subíndices s/i hace referencia a que no se utiliza inhibidor y c/i es con inhibidor. Hay diferentes sistemas de unidades para reportar las mediciones de la velocidad de corrosión, pero la más utilizada se reporta como milésimas de pulgada por año (mpa), o en unidades de cinética electroquímica en A/m^2 .



2.9.2 Pruebas para los inhibidores utilizados en la industria del petróleo.

Un inhibidor debe superar las pruebas de laboratorio pertinentes antes de que sea aceptado para su uso en la industria, ya que se debe tener en cuenta que los fluidos manejados (gasolina, diesel, etc.) no son muy comunes, se debe de poner especial cuidado en la determinación del inhibidor mas adecuado.

Antes de cada prueba se debe asegurar de que no exista algún otro inhibidor presente en el circuito de estudio, ya que de lo contrario podrían reportarse resultados incorrectos y tomar decisiones incorrectas, por ello se deben seguir las recomendaciones de las instituciones certificadas.

La clasificación que se menciona en el método NACE TM 0172 sirve como parámetro a muchas de las pruebas realizadas en laboratorios especializados, la mencionada clasificación se proporciona en función del porcentaje de áreas corroídas ocasionadas por los distintos fluidos a los que están expuestos los metales utilizados en las refinerías, en la tabla 4 se puede ver tal listado, donde se aprecian 7 tipos de inhibidor:

Tabla 4. Tipos de inhibidores ^(16b)

Tipo	Proporción de superficies 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 a 100

Existe una gran diversidad en la metodología para la evaluación de las velocidades de corrosión, los cuales se dividen en gravimétricos o electroquímicos en la fase acuosa.



2.9.3 Criterio de aceptación.

El método mencionado en la sección anterior exige una eficiencia mínima de protección de B++, para que pueda ser utilizado en procesos de la industria petrolera sin ningún peligro y se pueda considerar como una velocidad de corrosión tolerable.

2.9.4 Control de calidad en los inhibidores de corrosión

En este caso en especial PEMEX necesita estar completamente seguro de la calidad del producto que le están ofreciendo los fabricantes de estos productos y para ello se realizan los análisis ya mencionados, teniendo como objetivo principal la protección interior a los de equipos y líneas de proceso existentes en una refinería.

Los rigurosos criterios están muy bien definidos y aquel producto que no cumpla con los requerimientos será remplazado y en el caso de que sean propuestas de nuevos productos obviamente se rechazarán, en la tabla 5 se pueden ver los valores establecidos por norma para los inhibidores utilizados por la paraestatal y en caso de no cumplir con estos valores no podrá ser utilizado en campo hasta no ajustarse los datos en el laboratorio.

Partiendo de la información ofrecida en la siguiente tabla y de los requerimientos que establecen las normas, hay dos tipos de pruebas las cuales están en función de los fluidos manejados. El primer tipo aplicará en los casos en que los fluidos sean oleoductos, oleogasdutos y gasoductos, y las pruebas que se le deben realizar son: la marcada con la letra (A) y las indicadas del (1) al (6). Y para los fluidos como gasolina y productos destilados se realizan las pruebas marcadas con la consonante (B) y los descritos del (1) al (6).



MARCO TEÓRICO



Tabla 5. Criterios de aceptación para los inhibidores. ^(16c)

PROPIEDAD	VARIACIÓN PERMITIDA O VALORES REQUERIDOS
A) Eficiencia de inhibidores utilizados en oleoductos, oleogasoductos y gasoductos.	MAYOR DEL 90 %
B) Eficiencia de inhibidores utilizados en tuberías en transporte de gasolina y destilados	B++
1) Espectrograma de Infrarrojo	Se deben tener los picos principales exactamente a la misma longitud de onda que presente la muestra original.
2) pH	0.5 unidades de pH
3) Densidad	5 %
4) Viscosidad	5 %
5) % de Principio Activo	Se establecerá el mínimo, dependiendo del valor de la muestra original.
6) Apariencia	La de origen en el patrón predeterminado.

“Para determinar el valor del Principio Activo de un producto inhibidor, la Compañía proveedora debe entregar muestra representativa del inhibidor, y facilitar el procedimiento y técnica para determinar la concentración del Activo dentro del producto. Se debe implementar y realizar la prueba a través de algún laboratorio



acreditado. Esta información será manejada de manera confidencial por Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios así como por la Compañía evaluadora del producto»⁽¹⁶⁾.

2.10 TRATAMIENTO DE SUPERFICIES.

Hay diversas formas de atacar la degradación de los metales, la elección del más adecuado dependerá de varios factores, pero el objetivo primordial es disminuir la velocidad de corrosión lo más que se pueda ya que en este proceso no se elimina en su totalidad. Recapitulando lo expuesto en el presente trabajo podemos decir que para que pueda existir este fenómeno es necesario factores como: un ánodo, un cátodo, un conductor metálico y una solución conductora sin olvidar obviamente a la diferencia de potencial entre los electrodos, es decir, que exista una celda o pila de corrosión, en el caso de que no haber alguno de los elementos mencionados se detendría el proceso.

En la actualidad hay tres métodos de luchar contra la corrosión, a continuación se da un breve descripción de estos:

1. Aislamiento eléctrico del material. En este método suele emplearse pinturas o algún tipo de resina, de tal manera que el material a proteger quede aislado del ambiente corrosivo.
2. Cambiando el sentido de la corriente en la celda de corrosión. Este procedimiento se refiere a lo que habíamos visto como protección catódica en especial la sección de ánodos galvánicos y corriente impresa, es decir, proteger al material de interés conectando un metal más activo, y con esto la estructura protegida actuará como cátodo.
3. Polarización del mecanismo electroquímico. Este se puede realizar de dos maneras, la primera se refiere a la eliminación del oxígeno disuelto (aireación), la segunda forma se realiza mediante la adición de inhibidores, con la finalidad



M A R C O T E Ó R I C O



de polarizar el electrodo y retrasar el proceso corrosivo. Más que nada se enfoca a la corrosión interna, ya que habrá cambios en el ambiente agresivo (fluidos en contacto con el metal).

Habiendo resumido y pasando al objetivo de esta sección, la limpieza y puesta a punto de la superficie del acero antes de la aplicación de un recubrimiento metálico, son operaciones indispensables, sea cual sea el procedimiento de aplicación escogido. De la calidad de la preparación de la superficie dependerá la adherencia y, en consecuencia, la eficacia de la capa protectora.

Según el estado actual de la superficie por proteger, más o menos oxidada, se puede seleccionar el procedimiento mecánico de limpieza más adecuado, desde el lijado, pasando por una limpieza química o electroquímica, como los baños ácidos, con corriente eléctrica o sin ella.

La adecuada selección del recubrimiento a utilizar dependerá de las dimensiones de la estructura a proteger.

En el caso de superficies grandes se utilizan procedimientos como: la galvanización, electrólisis, tratamientos térmicos, y en el caso de piezas mas pequeñas se aplican recubrimientos con pistola en el lugar donde se encuentra la industria ya que el equipo necesario para este método es móvil a diferencia del primer procedimiento que necesita grandes instalaciones (hornos) para su funcionamiento.

El ambiente al que estará expuesto el recubrimiento será de vital importancia ya que en función de este estará la elección del tipo de recubrimiento, ya que no es lo mismo un clima marino a uno rural o industrial, etc. y por lo mismo su tratamiento deberá ser diferente en cada caso.



2.11 CÓDIGOS Y NORMAS.

Son obvios los beneficios que se derivan del consenso establecido como normas, que definen las propiedades físicas, químico y mecánicas de materiales específicos. Dichas normas permiten que tanto los diseñadores como los usuarios trabajen con confianza y obtengan como mínimo las propiedades de los materiales especificados. Los diseñadores y los usuarios tendrán también la certidumbre de que los materiales serán comparativamente iguales aunque se compren a diferentes proveedores. A su vez, los productores de materiales podrán también confiar en que los materiales que se producen dentro de una norma aceptada, tendrán un mercado disponible y por esto mismo los producen con eficiencia en grandes empresas.

Un tratamiento en detalle de este aspecto escapa al objetivo de esta sección, por lo que se proporciona una lista de algunas de las organizaciones encargadas de emitir normas de la mayor importancia para la industria química.

- ④ ASTM (American Society for Testing and Materials)
- ④ ANSI (American National Standards Institute)
- ④ AWS (American Welding Society)
- ④ ASME (American Society of Mechanical Engineers)

2.12 SELECCIÓN DE MATERIALES EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO.

Hay dos principales objetivos que se buscan al seleccionar materiales:

- ④ Proporcionar las aleaciones apropiadas contra la corrosión del metal para lograr la vida esperada de diseño.
- ④ Proporcionar la estabilidad metalúrgica para evitar las fallas prematuras resultantes de condiciones de operación normal y las derivadas del medio ambiente de proceso.



M A R C O T E Ó R I C O



La experiencia juega un papel muy importante en la selección ya que en base a esta se han formado prestigiadas instituciones como son las mencionadas anteriormente, las cuales están en constante actualización de especificaciones por lo tanto hay que tomarlas en cuenta en la selección de materiales.

Como este es un tema muy amplio y teniendo en cuenta que cada caso es único, se tratará dar a grandes rasgos los aspectos importantes en dicho tema, empezando con la clasificación de los aceros.

ACEROS AL CARBONO: se subdividen en tres grupos:

1. Bajo carbono. 0.05 a 0.25% de carbono, para uso donde se requiere resistencia moderada junto con considerable plasticidad.
2. De medio carbono. 0.30 a 0.55% de carbono, usados en maquinaria, son tratados térmicamente para desarrollar una resistencia mayor.
3. Alto carbono. 0.60 a 1.30% de carbono, son usados en rieles, resortes, etc.

ACEROS INOXIDABLES: son aleaciones de hierro (Fe) y cromo (Cr) en distintas proporciones dependiendo la finalidad, brindan grandes beneficios como son: alta resistencia a la corrosión, buena resistencia mecánica a altas temperaturas. En algunas ocasiones se le agregan otros minerales como: níquel, silicio, molibdeno, tungsteno, etc. son casos muy especiales, donde se requieren propiedades especiales. Este tipo de aceros se clasifican en cuatro grupos.

1. Austeníticos: están formados con (C), (Cr) y (Ni). Son no magnéticos o levemente magnéticos en estado templado y pueden ser endurecidos sólo mediante trabajo en frío. Poseen excelentes propiedades criogénicas (baja temperatura) y buena resistencia a altas temperaturas. La resistencia a la corrosión es excelente en un amplio rango de ambientes corrosivos. Exhiben una buena soldabilidad y son fáciles para fabricar, si se mantienen procedimientos adecuados, son resistentes a muchos ácidos.



MARCO TEÓRICO



2. Martensíticos: contienen (C), (Cr) y (Ni). Las aleaciones martensíticas se pueden endurecer y fortalecer por tratamiento térmico, y endurecerse sólo ligeramente por trabajo en frío. Son fuertemente magnéticas, resisten la corrosión en ambientes moderados y tienen bastante buenas cualidades de fabricación. Estas aleaciones se seleccionan a menudo por sus buenas propiedades mecánicas y bajo costo.
3. Ferríticos: solo contienen (C) y (Cr). Las aleaciones ferríticas no son endurecibles por tratamiento térmico y sólo ligeramente endurecibles por trabajo en frío. Son magnéticas y tienen buena resistencia a la corrosión en muchos ambientes. La soldabilidad de los aceros inoxidable ferríticos generalmente es mejor que la de los martensíticos. La exposición a altas temperaturas, como en la zona afectada por el calor, causa una reducción en la ductilidad y la dureza, junto con crecimiento de grano.
4. Duplex: Son una familia de aleaciones que tienen dos fases: ferrita y austenita, con un contenido típico de ferrita entre 40 y 60%. La relación ferrita/austenita se logra en las aleaciones forjadas por ajustes en la composición junto con trabajo en caliente y prácticas de templeado. Las aleaciones podrían ser llamadas aceros inoxidable ferrítico-austeníticos, pero el término "dúplex" es más usado

Criterios usados por la UOP (Universal Oil Products) para la selección dependiendo del servicio se le asigna una vida mínima de servicio, como se puede ver a continuación:

- 20 AÑOS: Para reactores de alta presión con paredes gruesas y para equipo estático (cambiadore de calor, recipientes).
- 10 AÑOS: Para recipientes, corazas de cambiadore de calor, serpentines de calentadore, carcazas de bombas y compresoras y tuberías de aleación.
- 5 AÑOS: Para tuberías de acero al carbono, nidos de tubos de cambiadore de calor que sean fácilmente reemplazables y partes internas reemplazables de equipo rotativo.



Los principales factores que se deben de considerar para la elección final son:

1. *Resistencia mecánica:* los materiales deben tener la suficiente resistencia para dar cabida a los fluidos de proceso en las condiciones de operación.
2. *Resistencia a la corrosión:* los materiales deben de poseer una resistencia a la corrosión ya sea por las condiciones del proceso o por las condiciones ajenos a este.
3. *Rigidez:* los materiales deben estar preparados para soportar deformaciones (tenacidad)
4. *Resistencia al choque térmico:* los materiales deben ser capaces de soportar repentinos cambios de temperatura.
5. *Resistencia a la abrasión:* en algunos casos como por ejemplo: plantas de desintegración catalítica fluida (FCC) en donde hay manejo de catalizador, los materiales se seleccionan para que sean capaces de resistir la abrasión.

Para información mas detallada consultar bibliografía especializada, ya que la mayoría de los criterios usados en la selección final de los materiales se realiza bajo normas ya muy bien establecidas y probadas, aquí solo se mencionan algunos básicos e importantes, pero sin dudas hay mucho material referente al tema.

2.13 COSTOS DE LA CORROSIÓN.

Los costos de la corrosión se pueden definir como la suma del diseño, construcción, operación, mantenimiento, desarrollo de tecnología y pérdidas ocasionadas.⁽⁶⁾

Con el resultado de diversas prácticas se ha demostrado que los costos ocasionados se han bajado considerablemente, entre estas prácticas están: nuevos materiales los cuales dan una mayor vida útil a los metales.



M A R C O T E Ó R I C O

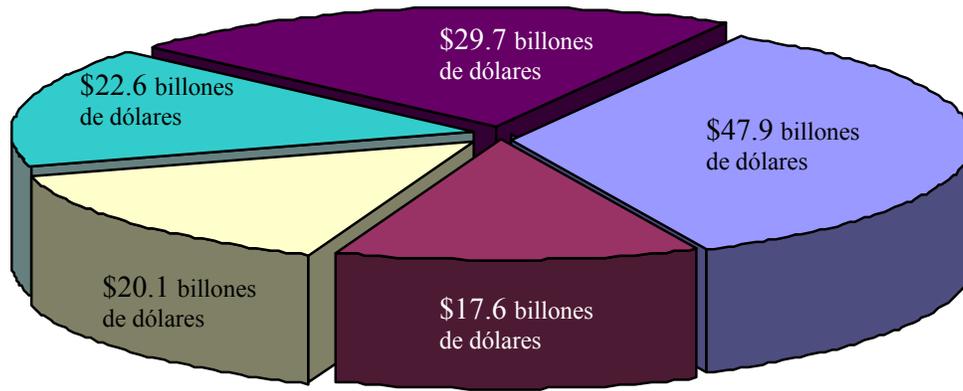


Hay tres importantes conceptos que se mencionan en un análisis de corrosión estos son: estimación de la corrosión, ciclo de vida útil y costo-beneficio. Y estos a su vez se dividen en: tiempo de vida de la estructura, medidas tomadas para prevenir la corrosión, reparar el daño y el posible reemplazo de toda la estructura, todo lo comprende el primer concepto; el segundo incluye: costos de construcción, mantenimiento y límite de retiro; y el último es una relación entre las opciones a tomar ya que en ocasiones se puede elegir un muy buen material pero si es demasiado gasto para un servicio sencillo puede ser mejor alternativa cambiar toda la estructura, entonces este tipo de análisis considera las dos alternativas.

Para la determinación de los costos anuales causados por este proceso se necesitan evaluar los costos directos y los indirectos.

- ④ Costos directos: diseño, construcción, prevención y mantenimiento.
- ④ Costos indirectos: multas, calidad, paro de operación, etc.

Para dar un ejemplo real de los costos totales de la corrosión se estima del orden de los 276 billones de dólares al año (gráfica 4), tan solo en los Estados Unidos, de esta cifra se calcula que el 15-20% se pudo haber evitado, mediante una mejor aplicación de las diferentes técnicas anti-corrosivas existentes y con una mayor toma de conciencia de los riesgos que conlleva la corrosión.



- 1 **Servicios públicos.**
- 2 **Industria.**
- 3 **Gobierno.**
- 4 **Infraestructura.**
- 5 **Transportación.**

Costos totales de corrosión, analizado por sectores: 137.9 billones.

Extrapolado a la economía de lo E.U. da como resultado: 257.7 billones de dólares en el año de 1998

Gráfica 4. Costos totales de la corrosión⁽⁶⁾

CAPÍTULO 3

APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA



3.1 LA INDUSTRIA PETROLERA

En los últimos años, Petróleos Mexicanos ha incrementado notablemente su atención a las actividades de seguridad, de tal manera que a principios del año 1998 se creó un Sistema Integral para la Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental, denominado SIASPA. El cual a lo largo de estos años ha tenido una mejora continua, sirviéndose para ello de las diversas experiencias del personal con valiosas aportaciones de los especialistas en cada área. Como consecuencia de la constante mejora, en la actualidad se está desarrollando un Sistema de Seguridad, salud ocupacional y Protección Ambiental, por sus siglas, SSPA.

Sobre la base del recurso humano, métodos e instalaciones, dichos sistemas incluyen entre otros aspectos: política y liderazgo, organización, capacitación, mejores prácticas, tecnología de procesos, normas, análisis de riesgos, administración de información, integración mecánica y restauración de instalaciones; orientados al fortalecimiento de una cultura que permita mejorar la productividad basada en la confiabilidad de las operaciones y reducción de impacto ambiental de las instalaciones.

De estos aspectos hay tres en especial, los cuales se relacionan con el tema principal del presente trabajo: a) normas, b) administración de información y c) integridad mecánica.

El principal objetivo del primero es: satisfacer los requerimientos estipulados en documentos normativos para garantizar la seguridad del grupo multidisciplinario dentro de las instalaciones de la paraestatal, pero también desarrollar nuevos y mejorados procedimientos enfocados a garantizar aspectos de seguridad y protección ambiental.

En lo que respecta a administración de información: contar con los datos confiables y suficientes en los momentos en que se requieran, ya sea para actividades como: operación, mantenimiento, monitoreo del desgaste de los materiales, etc.



Por su parte, el aspecto de integración mecánica, considera acciones dirigidas a incrementar la confiabilidad operativa y la reducción de eventos no deseados que garanticen la seguridad tanto del personal como de las instalaciones, mediante la aplicación de manuales de operación, programas de mantenimiento e inspección, apegados a normas, especificaciones y procedimientos.

En este contexto, la tecnología de materiales adquiere gran relevancia para la industria petrolera, en particular en el campo de la refinación del petróleo, dado que coadyuva al fortalecimiento de la confiabilidad y seguridad de las instalaciones, mediante una adecuada selección de materiales, verificación de los materiales que componen los equipos e instalaciones, así como la identificación de causas de sus posibles fallas.

En el procesamiento del petróleo crudo dentro de una refinería se obtienen diferentes cortes o productos, que son caracterizados por su temperatura de ebullición ya que sus demás propiedades físicas y químicas varían dependiendo el tipo de carga que manejen debido a que existen crudos tales como el maya, istmo, olmeca o marino ligero. En la siguiente tabla se observa la clasificación de los productos:

Tabla 6 Productos del petróleo.

Cortes	T _{eb} °F	Producto Terminado
Gas L. P.	260	GLP
Nafta Ligera	229 - 386	Gasolina
Nafta pesada	355 - 454	Turbosina
Kerosina	468 - 545	Kerosina
Gasóleo ligero	543 - 623	Diesel
Gasóleo pesado	610 - 666	Gasóleos
Gasóleo ligero de vacío	820 - 864	Gasóleos
Gasóleo pesado de vacío	995 - 1000	Gasóleos
Residuo de vacío	-----	Residuo (Coque)



La gasolina es considerada como el producto más importante dentro de una refinería, y también se produce de cortes más pesados. Los procesos mas utilizados para esto son:

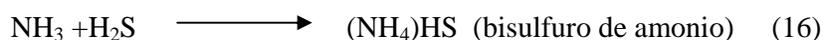
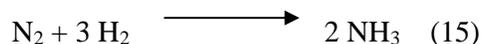
- Ⓢ Procesos de desintegración catalítica o de lecho fluidizado (FCC).
- Ⓢ Hidrotratamientos
- Ⓢ Hidro-reducción de viscosidad
- Ⓢ Hidrotratamiento catalítico
- Ⓢ Hidrodesintegración (H – oil)

En el presente trabajo nos enfocamos en el proceso de FCC, pero antes de describirlo mencionaremos aspectos importantes, los cuales repercuten en el tema de agentes corrosivos, es importante saber cual es la naturaleza del desgaste para poder atacarlo.

En el capítulo anterior se mencionaron los aspectos mas generales del proceso de corrosión, sin embargo teniendo en cuenta que lo enfocaremos a un proceso de refinación habrá que tomar otras consideraciones. Por ejemplo, que la corrosión es debida al cloruro de sodio, azufre, ácido clorhídrico, agua, sal, sulfuro de hidrógeno, etc., y en menor grado a los productos orgánicos tales como aceites, gasolinas, kerosinas, etc.

En el caso específico de las plantas catalíticas la presencia del ácido sulfhídrico y al alto nivel de pH favorecen la producción de compuestos muy corrosivos como lo es el bisulfuro de amonio que se origina en un principio por la conversión de nitrógeno.

Las reacciones de formación del bisulfuro de amonio son las siguientes:





El bisulfuro de amonio es el causante en gran parte de la corrosión en los procesos de refinación, ataca fuertemente al acero al carbón.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La planta en que se llevó a cabo el presente estudio es una unidad de desintegración catalítica de lecho fluidizado (FCC) esta diseñada para operar con 26000 B/D de una carga fresca de gasóleos pesados de destilación atmosférica y de los gasóleos de las plantas de alto vacío. Los productos finales de la reacción de desintegración catalítica son:

- Ⓢ Gas combustible
- Ⓢ Propano/propileno
- Ⓢ Butano/butilenos
- Ⓢ Pentano/pentenos
- Ⓢ Gasolina catalítica
- Ⓢ Aceite cíclico ligero
- Ⓢ Gas ácido

Este proceso se lleva a cabo a altas temperaturas (516°C) y bajas presiones, con la ayuda de un catalizador en polvo, el cual se regenera con aire en un recipiente que opera a altas temperaturas (630°C) y bajas presiones, se usa un turbo soplador para suministrar el aire de la atmósfera.

El proceso consta de dos partes principales. En la figura 6 se aprecia esquemáticamente las partes de las que consta el proceso.

La primera parte la forman: el reactor, regenerador, tubo elevador y bajantes, con su tubo soplador, en su conjunto integran la llamada sección catalítica. El catalizador en esta sección se comporta como un fluido y circula del reactor al regenerador (sólido fluidizado) en igual forma como se comportan los líquidos. Para llevarse a cabo esta operación es necesario ponerse en contacto el catalizador en el tubo elevador con la



alimentación combinada a 8 Kg/cm^2 de presión manométrica; es decir, la corriente fresca mas su recirculación a 278°C de temperatura, se efectúa la reacción y como consecuencia los productos de la misma salen del tubo elevador del reactor al distribuidor y al reactor 1.2 Kg/cm^2 manométrica, cuenta con cuatro ciclones de un solo paso donde se retiene el catalizador regresándolo al reactor y los hidrocarburos pasan a la cámara anticoking, y de ahí a la base de la torre fraccionadora por medio de la línea de transferencia entre ambos equipos.

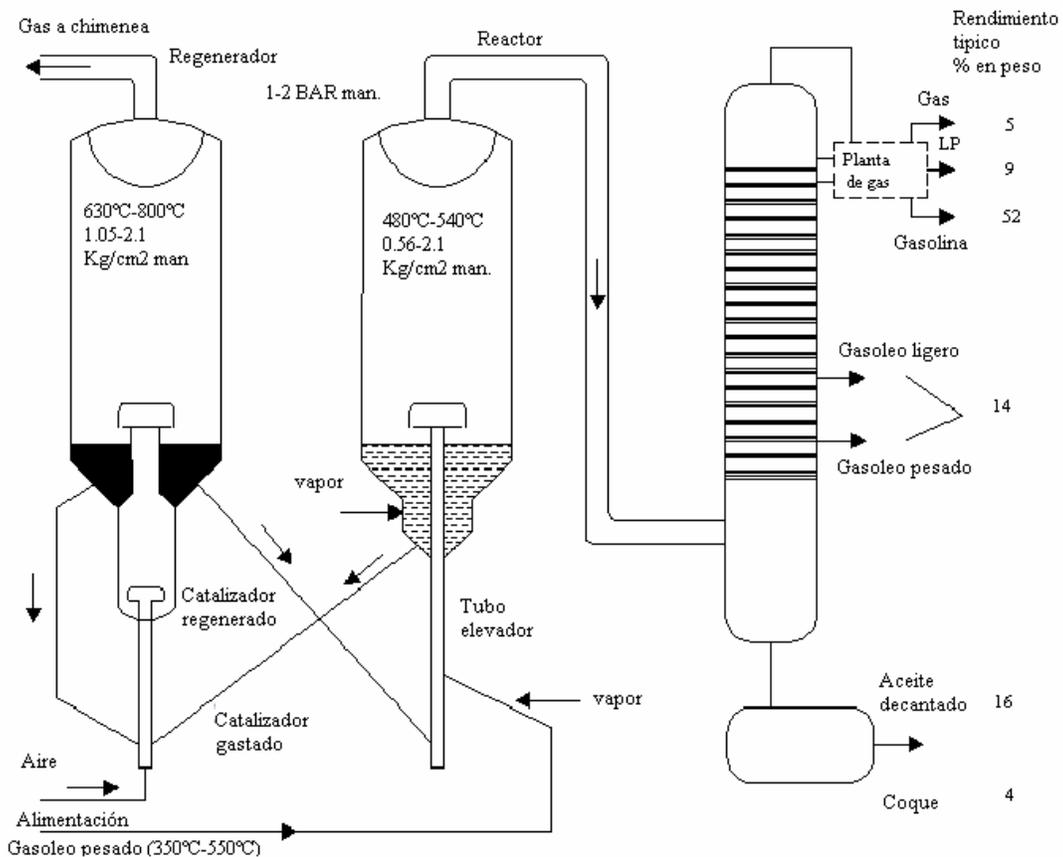


Figura 6. Partes que integran el proceso de una planta FCC. (8b)

La segunda parte es la torre fraccionadora; los hidrocarburos del reactor pasan a la línea de transferencia y de ahí a la base de la torre fraccionadora, cuya presión es de 0.6 Kg/cm^2 manométrica. En la cual se efectúa un proceso físico de destilación fraccionada y de la cual se separan los siguientes productos: (1) el material con el rango de



ebullición más alto, el cual se extrae en el fondo de la columna como fondos de fraccionadora o “lodos” de hidrocarburo, (2) el siguiente material, con rango de ebullición más bajo, el cual se extrae después del plato # 18 como aceite cíclico pesado el cual es utilizado como aceite en calentamiento de la unidad de fraccionamiento de ligeros, pero además para el balance térmico en la torre fraccionadora, el exceso se integra en una línea de reflujo al reactor, (3) el siguiente material se extrae después del plato # 13 como aceite cíclico ligero que se usa como medio de absorción y calentamiento en la unidad recuperadora de vapores, el retorno de éste a la fraccionadora hace el balance térmico de la misma; el resto se dirige a almacenamiento habiendo intercambiado calor con la alimentación, (4) un material con bajo rango de ebullición todavía menor que se extrae debajo del plato # 5 como nafta pesada, y (5) los componentes mas ligeros de la corriente proveniente del convertidor, los cuales salen por el domo de la fraccionadora como vapor de hidrocarburo no condensado. Este material esta compuesto por gasolina, gases de hidrocarburo ligero, vapor de agua y gases inertes.

3.2.1 Características generales de la desintegración catalítica

- ⓐ Propósito principal
 - ➔ Producir un alto volumen de gasolina.
 - ➔ La carga de alimentación es gasóleo pesado de vacío (o residuo)
 - ➔ Alta temperatura, baja presión y además circulación de catalizador zeolítico

- ⓐ Proceso de “eliminación de carbón”
- ⓐ Costo de inversión medio a alto
- ⓐ El coque formado sobre el catalizador es fuente de calor para reacción
- ⓐ Productos olefínicos y aromáticos
- ⓐ Productos:
 - ➔ Gas combustible
 - ➔ LPG, olefínico



- Gasolina
- Componente de gasóleo (baja calidad)
- Componente de combustible ligero

- Ⓢ Versatilidad de operación
 - También puede procesarse en la modalidad de destilado intermedio
 - “Sobredesintegración” para producir olefinas ligeras

- Ⓢ Operación confiable de larga duración
- Ⓢ Los aromáticos pueden representar problemas en las mezclas de gasolina

3.3 PUNTOS CRÍTICOS

Las localizaciones de la corrosión en tuberías y equipos de proceso están principalmente en:

- Ⓢ Entrada y salida del reactor.
- Ⓢ Enfriadores a la salida del reactor.
- Ⓢ Intercambiadores del agotador.
- Ⓢ Platos de las torres.
- Ⓢ Condensadores.
- Ⓢ Domo de la agotadora o fraccionadora.
- Ⓢ Sección del compresor.
- Ⓢ Separador frío de alta presión.
- Ⓢ Líneas de vapor de agotamiento de los separadores, hidrógeno y del hidrocarburo líquido del separador frío de alta presión debido a altas concentraciones de NH_4HS .
- Ⓢ Enfriador por la acumulación de depósitos de ensuciamiento que tienden a causar una mala distribución de flujo causando corrosión.



3.4 AGUA DE LAVADO

Esta sección tiene como objetivo hacerle ver al lector la importancia que tienen todas las acciones que se llevan a cabo para minimizar la degradación de los metales, es por eso que se describe las características y cálculos del agua de lavado, ya que sin esta agua se incrementaría la corrosión y problemas diversos, por ejemplo: producto fuera de especificación incrementos en la energía requerida, etc.

Debido a las altas temperaturas que existen en el proceso llegan a ocurrir reacciones de polimerización y oxidación, a su vez esto produce incrustaciones y gomas que se adhieren al metal, y estas son causantes de corrosión, por tal razón se agregan antiensuciantes los cuales minimizan los depósitos de compuestos orgánicos. Se recomienda diseñar sistemas de agua de lavado para disolver los antiensuciantes a la temperatura de precipitación de las sales, pero estas soluciones acuosas son muy corrosivas y suelen ocasionar problemas como fuego y/o explosiones.

3.4.1 Bases de diseño

Como ya se había mencionado, el agua de lavado se utiliza para eliminar las incrustaciones formadas pero en especial el cloruro de amonio (NH_4Cl) y/o bisulfuro de amonio (NH_4HS) ya que son las principales fuentes de corrosión en líneas y equipos. Estas aplicaciones son para altos niveles de amoníaco (NH_3) el cual se forma en el reactor por la conversión del nitrógeno, ácido sulfhídrico (H_2S) que tiene su origen en los sulfuros de la alimentación y trazas de ácido clorhídrico (HCl) que se forma con los cloruros que no se removieron de procesos anteriores y se fueron arrastrando.

Estos lavados pueden ser de dos tipos, intermitente o continuo y la elección final dependerá de la concentración de N_2 en la alimentación, es decir, si hay poca concentración un lavado intermitente sería el adecuado, pero en cambio si es mucha la concentración se recomienda un flujo continuo. Estas sales como se mencionó son muy



corrosivas, si no se atiende el problema puede ocasionar algún accidente, si se diseña bien el sistema de lavado, la corrosión puede ser aceptable.

El ácido sulfhídrico no es muy soluble en agua; el amoníaco lo es mucho más. Cuando grandes cantidades de NH_3 y H_2S están presentes en la fase vapor y se introduce agua, el amoníaco disuelto en el agua causa una reacción electrolítica y aproximadamente un número de moles equivalentes de H_2S como de moles de NH_3 puede ser absorbido dentro de una fase acuosa.

La fracción de agua de lavado es proporcional a la fracción de alimentación fresca usando 1 gpm de agua de lavado por 1000 bpd de alimentación fresca (igual a 3.4% vol.). *La alternativa de “reglas de manejo” es de 2 gpm/1000 bpd, 4% vol de alimentación. La fracción de agua de lavado nunca debe determinarse solamente tomando como base las “reglas de dedo”*^(6a).

Factor “Kp Piehl”.

En los 60's e inicio de los 70's, R. Piehl presentó una serie de publicaciones de muchos artículos en corrosión por NH_4HS . El propuso que la corrosión en unidades de proceso puede ser relacionada a un factor “Kp” o “el factor de Piehl”. (Nota: este factor “Kp” no es el mismo que el factor Kp usado en las cartas de NH_4HS y NH_4Cl). El factor “Kp Piehl” es:

$$\text{Piehl } K_p = (\% \text{ mol } \text{NH}_3 \text{ del efluente del reactor}) * (\% \text{ mol } \text{H}_2\text{S} \text{ del efluente del reactor})^{(6b)} \quad (17)$$

El resultado de esta operación indica la intensidad de degradación del material, es decir, con un resultado de 0.07 o menor la corrosión esperada será mínima, con un valor entre 0.071 y 0.15 o mayor revelará un desgaste considerable y podría ser necesario el uso de protecciones especiales (inhibidores, neutralizadores, etc.) y por último, con valores de 0.5 se puede considerar como circuito crítico y hay que poner atención especial con el



objetivo de minimizar la tendencia a algún incidente. Se debe tomar en cuenta que este factor solo considera las concentraciones del NH_3 y del H_2S como las principales variantes que influyen en el proceso de corrosión, a pesar de estas limitaciones nos ofrece información valiosa y de manera rápida.

Aceptando el factor K_p como un importante parámetro para instalar un absorbedor de amina en la abrazadera del reactor. Un absorbedor de amina puede disminuir la concentración de H_2S en el efluente del reactor. Para ciertas unidades, esto movería el factor K_p de un rango de “severo” a “bajo riesgo”.

3.4.2 Cálculo de agua de lavado

El método utilizado para la determinación del agua de lavado es el reportado en la revista *hydrocarbon processing*.

$$FVI = XVI * FVS * E6 * \left[\frac{\left(\frac{1 \text{ mol}}{\text{hr}} \right)}{(9108 \text{ SCFD})} \right] \quad (18)$$

Donde:

FVI= Cantidad de vapor en el punto de inyección del hidrocarburo (lbmol/hr)

XVI= Fracción de vapor en el punto de inyección (Este asume un 5% mas grande que la fracción de vapor en el separador, por lo tanto, XVI= 1.05)

FVS= Cantidad de vapor (MMSCFD)

$$FMA = FC * FVI * \left[\frac{\left(\frac{PSATSTM}{PSISTEMA} \right)}{\left(1 - \frac{PSATSTM}{PSISTEMA} \right)} \right] \quad (19)$$

Donde:

FMA= Flujo molar de agua de lavado (lbmol/hr)



PSATSTM= Presión absoluta de saturación de vapor en la temperatura de inyección del proceso (psia)

PSISTEMA= Presión absoluta del proceso en el punto de inyección (psia)

FC= Factor de operación. Se obtiene de la tabla 7 (se puede interpolar)

Tabla 7. Factor de operación.

Presión de operación. (PSIG)	Fc
500	1.1
1000	1.2
1500	1.3
2000	1.4

$$FAF = FMA * Fact * (PM) \quad (20)$$

Donde:

FAF= Fracción de agua de lavado (GPM)

Fact= 1+(la fracción disuelta en el hidrocarburo)+(la fracción en exceso)

PM= peso molecular.

Habiendo definido las variables que influyen en el cálculo de agua de lavado, a continuación se realizan las operaciones para la determinación de este parámetro, es importante mencionar que los datos que se utilizaran son solo para ejemplificar el mencionado cálculo, sin embargo se reportan datos bastante semejantes a los que se encuentran en campo.

F _M (lb/hr)	F _V (BPD)	F _{mo} (lb mol/hr)	F _{VV} MMSCFD	T (°F)	P (PSIG)	H ₂ S (lb mol/hr)	N ₂ (lb mol/hr)
312455	24000	3930	18.6	284	113.76	37.8	4.45

Cálculo del factor “Kp Piehl”.



$$\% \text{ mol } H_2S = \frac{37.8 \text{ lb mol/hr}}{3930 \text{ lb mol/hr}} * 100 = 0.9618$$

Suponiendo una conversión del 100% para el N_2

$$\% \text{ mol } NH_3 = \frac{4.45 \text{ lb mol/hr}}{3930 \text{ lb mol/hr}} * 100 = 0.1132$$

$$Piehl Kp = (0.1132) * (0.9618) = 0.1089$$

Según el criterio establecido por este método el resultado indica que habrá un desgaste considerable y por lo tanto se agregan productos como inhibidores, neutralizadores con la finalidad de ayudar al agua de lavado en la batalla en contra de la corrosión.

Para el cálculo del agua de lavado

$$FVI = 1.05 * 18.6 * E6 * \left[\frac{\left(\frac{1 \text{ mol}}{\text{hr}} \right)}{(9108 \text{ SCFD})} \right] = 2144.268 \frac{\text{lb mol}}{\text{hr}}$$

Ya que se manejan presiones pequeñas el valor de $Fc = 1.1$

Para determinar PSATSTM se realiza el cálculo a partir de la ecuación que está en función de la temperatura.

$$PSATSTM = 7.4734722E-8 * T^{3.62511} = 58.48$$

$$FMA = 1.1 * 2444.268 * \left[\frac{\left(\frac{58.48}{113.76} \right)}{\left(1 - \frac{58.48}{113.76} \right)} \right] = 2844.34 \frac{\text{lb mol}}{\text{hr}}$$

$$FAF = 2844.34 \frac{\text{lb mol}}{\text{hr}} * 1.2 * \left(18 \frac{\text{lb}}{\text{lb mol}} \right) = 4095.849 \frac{\text{lb}}{\text{hr}}$$

La cantidad de agua de lavado necesaria para la planta FCC es 4095.849 lb/hr



3.4.3 Propiedades del agua de lavado.

Las dos corrientes usadas para agua de lavado son las corrientes condensadas y aguas amargas. Las corrientes condensadas son usadas por su utilidad y su formalidad. La corriente de agua amarga es recomendada por que no contiene oxígeno disuelto. Finalmente la elección se hace midiendo la cantidad de oxígeno libre en el agua de lavado (menos de 15 ppm a 50 ppm), además, de estar libre de cianuros.

Se debe usar agua desmineralizada para evitar incrustaciones causadas por sales de Ca, Mg o SiO₂, las características recomendadas para el agua son:

Total de cationes:	5 ppm CaCO ₃ máx.
Turbidez:	0
Dureza total:	0
Sílice:	0.2 ppm SiO ₂
pH:	7 - 8
Oxígeno:	0.005 ml/litro

3.5 SEGUIMIENTO DE LA CORROSIÓN

En el capítulo anterior se mencionó que el proceso de la corrosión es inevitable y lo único que se puede hacer es retardar este proceso al máximo con el uso de inhibidores, sin embargo el desgaste del material existe y dar el seguimiento adecuado y oportuno asegura tener una industria segura, para ello existen diferentes medios como ultrasónicos, electromagnéticos, mecánicos o la combinación de ellos, en algunas refinerías se utiliza equipo ultrasónico, desafortunadamente no en todas se dispone de este equipo ya que ofrece una gran confiabilidad en cuanto a los datos obtenidos, con los cuales se debe especificar diversos aspectos como velocidad de corrosión, vida útil, fecha de retiro. Este procedimiento establece las actividades necesarias para poder llevar a efecto la programación, el análisis y el control de la medición preventiva de espesores en los circuitos de tuberías en general, así como en equipos cilíndricos horizontales,



verticales y esféricos, filtros, reactores, torres, acumuladores, tanques de almacenamiento, cambiadores de calor, etc. Como se puede ver en la figura 7

Esto con la finalidad de minimizar riesgos y como consecuencia reducir pérdidas de material, producto, ecosistemas y vidas humanas. Es importante mencionar que este método no es aplicable en situaciones donde se presenta corrosión localizada y/o intergranular ya que estos tipos de corrosión se presentan en lugares donde el material falla sin previo aviso, y la hipótesis que se hace con la medición de espesores es que la única corrosión presente es la uniforme (que el material presenta el mismo desgaste en toda la superficie), y en algunas ocasiones no es así.

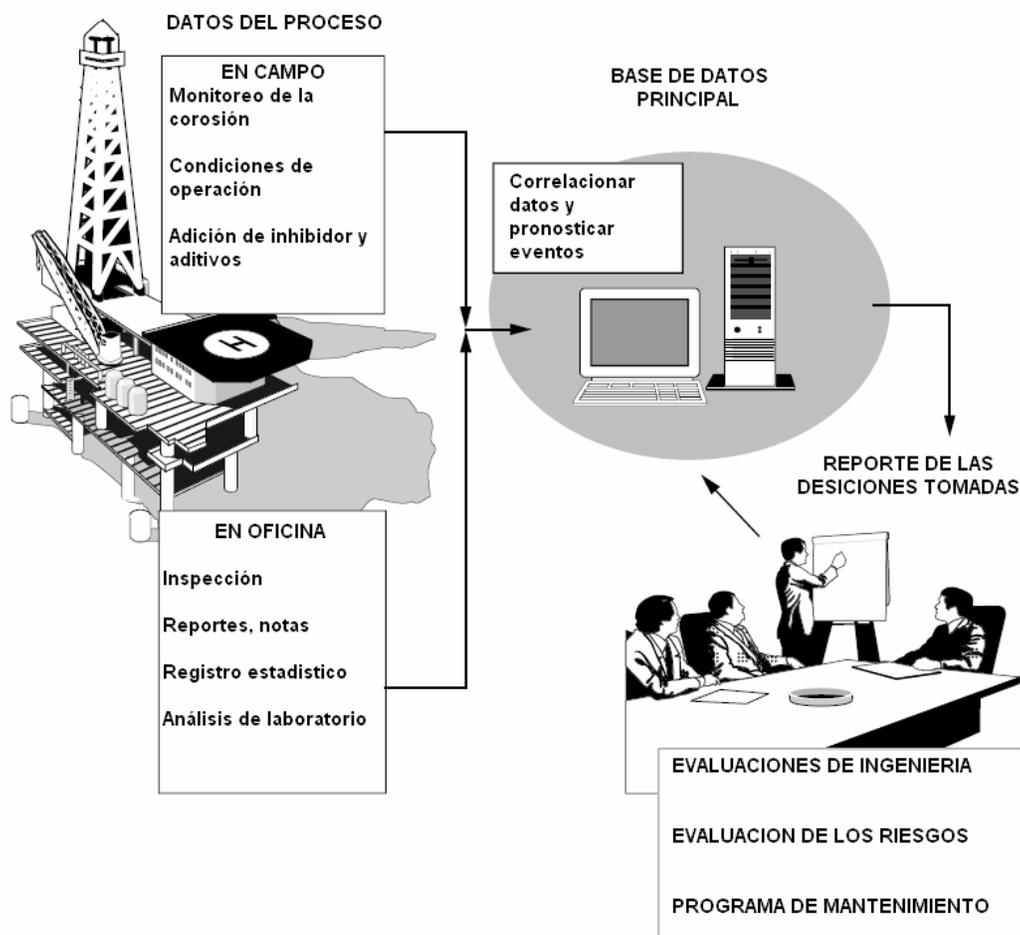


Figura 7. Metodología para la medición de espesores.^(7a)



3.5.1 Medición de espesores

Para llevar un registro histórico de la medición de espesores se necesitan de herramientas como: un inventario o censo de todo lo existente en la instalación, que a su vez se divide en circuitos individuales y por último en unidades de control; para cada una y solo una unidad de control se debe contar con el dibujo isométrico en el cual se debe especificar datos como: soldaduras y puntos de medición, los cuales además deben tener datos de condiciones de operación, especificación del material, diámetro, cédula en su caso y espesor original.

Hoja con el “Registro de medición de espesores” para cada uno de los dibujos. En estos formatos se registran los espesores obtenidos. Los datos dudosos deben revisarse para asegurarse de los datos registrados por el aparato.

Debe existir una buena organización y para ello se recomienda tener un programa para la realización de estas prácticas y se debe de cumplir en su totalidad. Cuando se obtenga un “*desgaste de 20 mpa*”^(12a) se dice que es una unidad crítica, a la cual hay que darle un seguimiento especial.

3.5.2 Análisis estadístico

Este análisis lo realiza el responsable de inspección y seguridad el cual debe seguir la metodología siguiente:

- ④ Discriminación de valores de espesores no significativos.
- ④ Cálculo de las velocidades de desgaste por punto (d).
- ④ Cálculo del promedio de velocidad de desgaste de la unidad de control considerada, efectuando el ajuste estadístico para obtener el promedio ajustado estadísticamente (D máx).
- ④ Selección del mínimo espesor actual.



- ⓐ Obtención de la vida útil estimada (VUE), referida al espesor mínimo seleccionado.
- ⓑ Obtención de la fecha de próxima medición de espesores (FPME).
- ⓒ Obtención de la fecha de retiro probable (FRP).

Cuando el desgaste se encuentre localizado y definido en alguna sección de las líneas o equipos, se deben analizar materiales tanto de diseño como de construcción, cambios bruscos de dirección, cédula menor, inyección de aditivos, orificios de restricción, incrustación interior, etc. En caso de encontrar distintos materiales en líneas o equipos deben de tratarse por separado ya que la velocidad de desgaste será diferente en cada material.

3.5.2.1 Cálculos necesarios para el análisis.

A continuación se muestra los datos requeridos para el cálculo de los espesores, inmediatamente después se expone un ejemplo con la finalidad de mostrar la metodología seguida por los operarios en las refinерías.

Fecha de medición actual (FR)

Fecha de medición anterior (FA)

Espesor actual (ER)

Espesor anterior (EA)

Diferencia de fechas (D_f) = FR - FA

$$\text{Velocidad de desgaste del punto (D)} = \frac{EA - ER}{FR - FA} \quad (21)$$

$$\text{Suma de velocidades de desgaste (Dt)} = D_n / D_f \quad (22)$$

Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el calculo (n)

$$\text{Velocidad de desgaste promedio } (\bar{D}) = \frac{Dt}{n} \quad (23)$$

$$\text{Velocidad máxima de desgaste ajustada estadísticamente } (\bar{D} \max) = \bar{D} + 1.28 \frac{\bar{D}}{\sqrt{n}} \quad (24)$$



Espesor mínimo encontrado (EB)

Límite de retiro (LR)

$$\text{Espesor mínimo remanente (ER)} = \text{EB} - \text{LR} \quad (25)$$

$$\text{Vida útil estimada (VUE)} = \frac{ER}{D_{\max}} \quad (26)$$

$$\text{Fecha próxima de medición de espesores (FPME)} = FR + \frac{VUE}{3} \quad (27)$$

$$\text{Fecha de retiro probable (FRP)} = FR + VUE \quad (28)$$

Antes de pasar con el ejemplo, cabe aclarar que el método descrito para el análisis de la medición de espesores utiliza un criterio para establecer las fechas, el cual consiste en:

$$\# \text{ de año} \cdot \frac{\# \text{ de mes}}{12} \quad (29)$$

en donde:

de año indica precisamente el año en que se realiza dicha medición.

de año corresponde como su nombre lo indica al número de mes en el cual se realiza la medición, es decir, Enero = 1, Febrero = 2, Marzo = 3,, Diciembre = 12

Para casos prácticos solo se mostraran datos de dos unidades de control ya que de lo contrario ocasionaría un número muy elevado de datos los cuales serían irrelevantes, las mencionadas unidades de control son las que presentan mayor velocidad de desgaste, primeramente se muestra el caso del domo de la debutanizadora e inmediatamente después el domo de la fraccionadora.

Con la finalidad de hacer más claro el ejemplo se recomienda al lector que verifique los datos mostrados en el vaciado de calibración y equipos. Habiendo aclarado estos puntos solo nos queda sustituir cada las ecuaciones que aparecen en la página anterior, es decir, de las ecuaciones 21 a 29 y con ello se obtendrán los datos requeridos.



EJEMPLO (los datos mostrados son los arrojados por la unidad de control mostrada en el siguiente isométrico junto con el formato de vaciado de calibración y equipos correspondiente)

Fecha de medición actual (FR) = 2004.7500, en otras palabras Septiembre del 2004

Fecha de medición anterior (FA) = 2000.6660, es decir, Agosto del 2000

Espesor actual (ER) = en cada punto se obtiene un valor diferente, el listado de este ejercicio se puede ver en el formato que se muestra en la pagina 80.

Espesor anterior (EA) = junto con el punto anterior se obtendrá la diferencia de espesores.

Diferencia de fechas (D_f) = 4.084

Suma de desgastes (D_n) = 100, este dato es el acumulado de la ultima columna en el formato.

$$\text{Velocidad de desgaste del punto (D)} = \frac{EA - ER}{FR - FA}$$

Suma de velocidades de desgaste (D_t) = D_n / D_f $100 / 4.084 = 24.485$ mpa

Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo (n) = 9

$$\text{Velocidad de desgaste promedio } (\bar{D}) = \frac{D_t}{n} = 2.7206$$

Velocidad máxima de desgaste ajustada estadísticamente

$$(\bar{D}_{\max}) = \bar{D} + 1.28 \frac{\bar{D}}{\sqrt{n}} = 3.8813 \text{ mpa}$$

Espesor mínimo encontrado (EB) = 314

Límite de retiro (LR) = 200

Espesor mínimo remanente (ER) = EB - LR = 114

Vida útil estimada (VUE) = $ER / \bar{D}_{\max} = 29.3716$

Fecha próxima de medición de espesores ($FPME$) = $FR + \frac{VUE}{3} = 2014.5405$

FPME = Jul-08, por norma se establece que el periodo entre mediciones no puede exceder un lapso de 4 a 5 años.

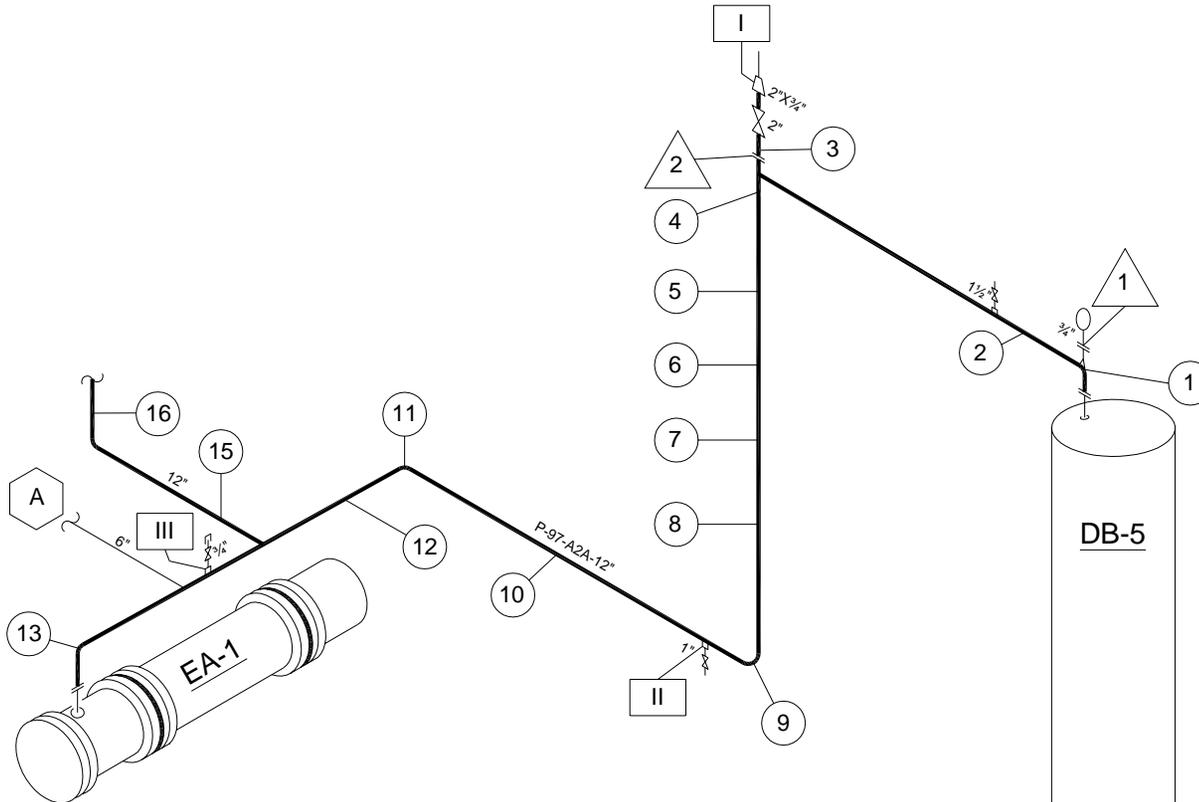
Fecha de retiro probable (FRP) = $FR + VUE = 2034.1216$

FRP = Ene-34

Lev. en Campo: _____
 Dibujó: _____
 Actualizó: _____
 Revisó: _____
 Fecha: _____
 Planta: _____ U. de Calibración: _____

CENTRO DE TRABAJO

PLANTA: RECUPERADORA F.C.C. AREA: "X"
 CIRCUITO: PRODUCTOS DOMO DEBUTANIZADORA



LINEA	ESPECIFICACION	DIAM.	CEDULA	ESPESOR	LIMITE RETIRO	PRESION PSIG. DISEÑO OP.	TEMP. °F DISEÑO OP.
P-97-A2A	ACERO AL CARBON S/C ASTM-A-106B	12"	STD	0.375"	0.200"	/	/
P-101-A2A		2"	40	0.154"	0.100"		



APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA



VACIADO DE CALIBRACIÓN Y EQUIPOS

SUPTCIA. DE INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																		
PLANTA: RECUPERADORA DE VAPORES					CIRCUITO:				PRODUCTOS DOMO DEBUTANIZADORA				DIBUJO		43-58			
NIVEL DE CALIBRACIÓN	DIAM NOM ESP. ORIG	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA:			FECHA:			FECHA:			FECHA:			FECHA:		
				CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)
1	12"	0.200		1	0.384		0.380		0.386									
				2	0.312		0.310		0.346									
	0.375"			7	0.324		0.320		0.326									
	8			0.397		0.395		0.410										
2	12"	0.200		1	0.323		0.320		0.334									
				2	0.318		0.315		0.319									
	0.375"			5	0.324		0.324		0.332									
	6			0.330		0.330		0.336										
3	2"	0.100		1	0.137		0.140		0.151									
				2	0.136		0.140		0.135	5								
	0.216"			3	0.136		0.140		0.122	18								
	4			0.127		0.125		0.116	9									
4	12"	0.200		1	0.399		0.400		0.411									
				2	0.380		0.380		0.375	5								
	0.375"			7	0.340		0.350		0.355									
	8			0.404		0.400		0.445										
5	12"	0.200		1	0.382		0.380		0.416									
				2	0.363		0.360		0.369									
	0.375"			3	0.363		0.360		0.377									
	4			0.339		0.330		0.351										
6	12"	0.200		1			0.366		0.372									
				2			0.371		0.369									
	0.375"			3			0.349		0.342									
	4					0.332		0.371										
7	12"	0.200		1	0.342		0.336		0.359									
				2	0.364		0.334		0.373									
	0.375"			3	0.392		0.351		0.379									
	4			0.314		0.347		0.380										
8	12"	0.200		1	0.359		0.342		0.355									
				2	0.357		0.349		0.368									
	0.375"			3	0.369		0.339		0.356									
	4			0.379		0.332		0.369										

OBSERVACIONES



APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA



VACIADO DE CALIBRACIÓN Y EQUIPOS

SUPTCIA. DE INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																					
PLANTA: RECUPERADORA DE VAPORES					CIRCUITO:					PRODUCTOS DOMO DEBUTANIZADORA					DIBUJO		43-58				
NIVEL DE CALIBRACIÓN	DIAM NOM ESP. ORIG	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA:				FECHA:				FECHA:				FECHA:					
				CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE:MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE:MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE:MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE:MPA)		
9	12"	0.375"	0.20"	1	0.397			0.354			0.394										
				2	0.370			0.367			0.361										
				7	0.364			0.333			0.397										
				8	0.454			0.352			0.439										
10	12"	0.375"	0.20"	1	0.333			0.330			0.330			0							
				2	0.331			0.330			0.364										
				5	0.326			0.325			0.349										
				6	0.378			0.370			0.401										
11	12"	0.375"	0.10"	1	0.390			0.390			0.411										
				2	0.432			0.430			0.442										
				3	0.385			0.380			0.378			2							
				4	0.423			0.420			0.464										
12	12"	0.375"	0.20"	1	0.290			0.290			0.335										
				2	0.345			0.340			0.377										
				7	0.319			0.320			0.314			6							
				8	0.332			0.330			0.364										
13	12"	0.375"	0.20"	1	0.410			0.400			0.385			15							
				2	0.380			0.380			0.395										
				3	0.414			0.400			0.375			25							
				4	0.393			0.390			0.425										
14	12"	0.375"	0.20"	1																	
				2																	
				3																	
				4																	
15	12"	0.375"	0.20"	1	0.410			0.415			0.415										
				2	0.380			0.381			0.384										
				3	0.400			0.405			0.405										
				4	0.395			0.395			0.396										
16	12"	0.375"	0.20"	1	0.380			0.400			0.385			15							
				2	0.388			0.392			0.395										
				3	0.378			0.390			0.395										
				4	0.394			0.402			0.405										

OBSERVACIONES



EJEMPLO (en esta ocasión se realizaran los mismos cálculos, la diferencia esta en que se harán para la sección del domo de la fraccionadora principal)

Fecha de medición actual (FR) = 2004.8333, en otras palabras Octubre del 2004

Fecha de medición anterior (FA) = 2002.6667, es decir, Agosto del 2002

Espesor actual (ER) =en cada punto se obtiene un valor diferente, el listado de este ejercicio se puede ver en el formato que se muestra en la pagina 84.

Espesor anterior (EA) =junto con el punto anterior se obtendrá la diferencia de espesores.

Diferencia de fechas (Df)= 2.1666

Suma de desgastes = 1802, este dato es el acumulado de la ultima columna en el formato.

$$\text{Velocidad de desgaste del punto (D)} = \frac{EA - ER}{FR - FA}$$

Suma de velocidades de desgaste (Dt) = Dn/ Df 1802/2.1666 = 831.7178 mpa

Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo (n) = 106

$$\text{Velocidad de desgaste promedio } (\bar{D}) = \frac{Dt}{n} = 7.8463$$

Velocidad máxima de desgaste ajustada estadísticamente

$$(\bar{D}_{\max}) = \bar{D} + 1.28 \frac{\bar{D}}{\sqrt{n}} = 8.8217 \text{ mpa}$$

Espesor mínimo encontrado (EB) = 248

Límite de retiro (LR) = 90

Espesor mínimo remanente (ER) = EB - LR = 158

Vida útil estimada (VUE) = ER/ \bar{D}_{\max} = 17.9103

$$\text{Fecha próxima de medición de espesores } (FPME) = FR + \frac{VUE}{3} = 2010.8034$$

FPME = Mar-08, por norma se establece que el periodo entre mediciones no puede exceder un lapso de 4 a 5 años.

Fecha de retiro probable (FRP) = FR+VUE = 2022.7436

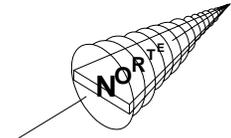
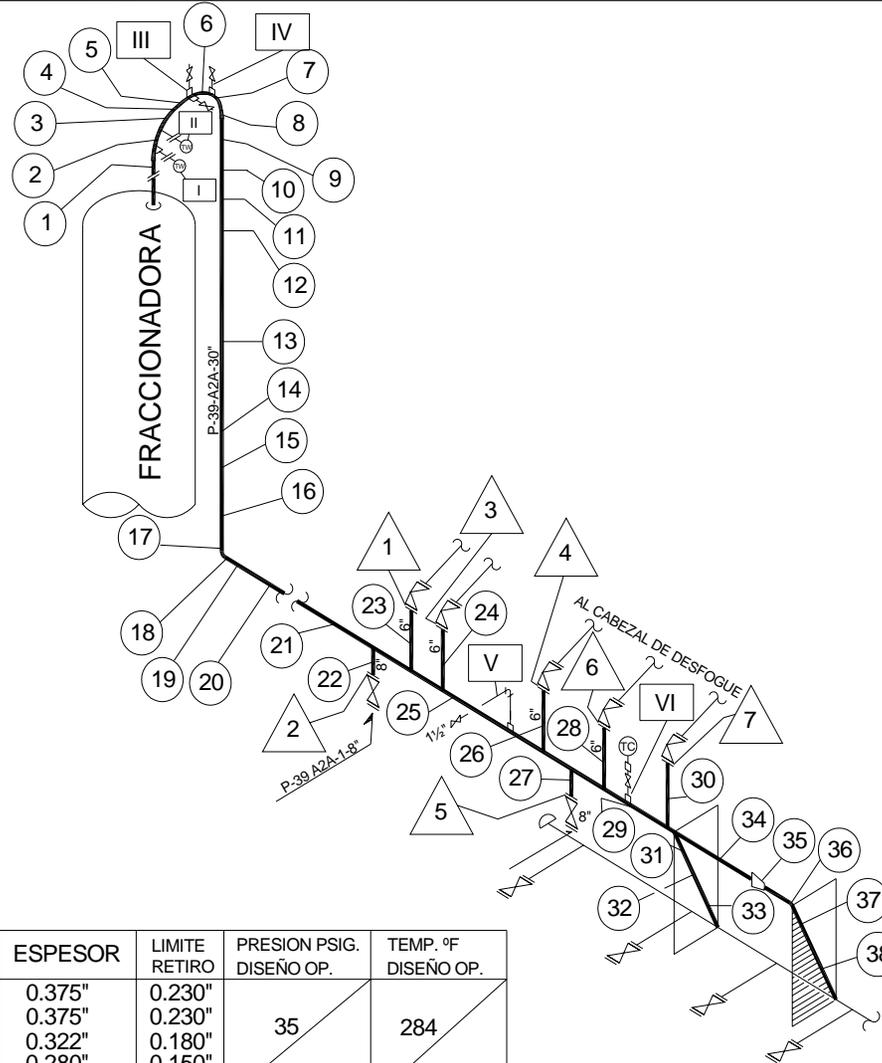
FRP=Ago-22

Lev. en Campo: _____
 Dibujó: _____
 Actualizó: _____
 Revisó: _____
 Fecha: _____
 Planta: _____ U. de Calibración: _____

CENTRO DE TRABAJO

PLANTA: FCC
 CIRCUITO: DOMO DE LA FRACCIONADORA

AREA: "X"



LINEA	ESPECIFICACION	DIAM.	CEDULA	ESPESOR	LIMITE RETIRO	PRESION PSIG. DISEÑO OP.	TEMP. °F DISEÑO OP.
P-39-A2A	ACERO AL CARBON	30"	STD	0.375"	0.230"	35	284
		24"	STD	0.375"	0.230"		
		8"	40	0.322"	0.180"		
		6"	40	0.280"	0.150"		
		8"	80	0.500"	0.180"		



APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA



VACIADO DE CALIBRACIÓN Y EQUIPOS

SUPTCIA. DE INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																			
PLANTA: FCC					CIRCUITO:					PRODUCTOS DOMO FRACCIONADORA					DIBUJO		11-13		
NIVEL DE CALIBRACIÓN	DIAM NOM	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA:			FECHA:			FECHA:			FECHA:			FECHA:			
	ESP. ORIG			CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)
1	30"	0.23	1	0.324	0.331														
	0.375"			2	0.321	0.311	10												
				3	0.323	0.319	4												
				4	0.310	0.310	0												
2	30"	0.23	3	0.331	0.330	1													
	0.375"			4	0.320	0.321													
				7	0.311	0.303	8												
				8	0.330	0.340													
3	30"	0.23	3	0.331	0.326	5													
	0.375"			4	0.318	0.336													
				7	0.311	0.323													
				8	0.330	0.330	0												
4	30"	0.23	3	0.308	0.315														
	0.375"			4	0.320	0.336													
				7	0.308	0.316													
				8	0.341	0.336	5												
5	30"	0.23	3	0.317	0.324														
	0.375"			4	0.319	0.325													
				7	0.313	0.302	11												
				8	0.311	0.327													
6	30"	0.23	3	0.321	0.335														
	0.375"			4	0.321	0.319	2												
				7	0.317	0.306	11												
				8	0.329	0.326	3												
7	30"	0.23	3	0.316	0.301	15													
	0.375"			4	0.331	0.309	22												
				7	0.313	0.291	22												
				8	0.333	0.308	25												
8	30"	0.23	3	0.322	0.353														
	0.375"			4	0.351	0.338	23												
				7	0.348	0.330	18												
				8	0.362	0.346	16												

OBSERVACIONES



APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA



VACIADO DE CALIBRACIÓN Y EQUIPOS

SUPTCIA. DE INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																						
PLANTA: FCC					CIRCUITO:					PRODUCTOS DOMO FRACCIONADORA					DIBUJO		11-13					
NIVEL DE CALIBRACIÓN	DIAM NOM	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA:				FECHA:				FECHA:				FECHA:						
	ESP. ORIG			CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)			
9	30"	0.23		1	0.350			0.342			8											
	0.375"			2	0.364			0.346			18											
				3	0.373			0.332			41											
				4	0.343			0.341			2											
10	30"	0.23		1	0.362			0.337			25											
	0.375"			2	0.353			0.338			15											
				3	0.355			0.333			22											
				4	0.319			0.340														
11	30"	0.23		1	0.355			0.344			11											
	0.375"			2	0.354			0.345			9											
				3	0.342			0.340			2											
				4	0.299			0.332														
12	30"	0.23		1				0.353														
	0.375"			2				0.361														
				3				0.364														
				4	0.367			0.346			21											
13	30"	0.23		1	0.295			0.293			2											
	0.375"			2	0.299			0.289			10											
				3	0.285			0.290														
				4	0.295			0.292			3											
14	30"	0.23		1	0.365			0.350			15											
	0.375"			2	0.357			0.342			15											
				3	0.349			0.337			12											
				4	0.377			0.349			28											
15	30"	0.23		1	0.359			0.327			32											
	0.375"			2	0.340			0.313			27											
				3	0.329			0.320			9											
				4	0.357			0.332			25											
16	30"	0.23		1	0.361			0.361			0											
	0.375"			2	0.363			0.350			13											
				3	0.351			0.358														
				4	0.362			0.359			3											

OBSERVACIONES



APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA



VACIADO DE CALIBRACIÓN Y EQUIPOS

SUPTCIA. DE INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																					
PLANTA: FCC					CIRCUITO:					PRODUCTOS DOMO FRACCIONADORA					DIBUJO		11-13				
NIVEL DE CALIBRACIÓN	DIAM NOM ESP. ORIG	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA:			FECHA:			FECHA:			FECHA:			FECHA:					
				CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)			
17	30"		1	0.389			0.359			30											
				0.23	2	0.331		0.367													
					0.375"	7	0.374		0.355		19										
			8	0.336			0.348														
18	30"		1	0.317			0.315			2											
				0.23	2	0.344		0.319		25											
					0.375"	7	0.322		0.319		3										
			8	0.325			0.336														
19	30"		1	0.341			0.316			25											
				0.23	2	0.333		0.314		19											
					0.375"	7	0.330		0.312		18										
			8	0.334			0.301		33												
20	30"		1	0.338			0.320			18											
				0.23	2			0.310													
					0.375"	5	0.324		0.310		14										
			6				0.295														
21	30"		1	0.324			0.335														
				0.23	2	0.329		0.337													
					0.375"	5	0.312		0.316												
			6	0.366			0.329		37												
22	30"		1	0.373			0.360			13											
				0.23	2	0.374		0.382													
					0.375"	3	0.372		0.360		12										
			4	0.267			0.359		8												
23	30"		1	0.281			0.270			11											
				0.23	2	0.292		0.264		28											
					0.375"	3	0.281		0.268		13										
			4	0.287			0.248		39												
24	30"		1	0.279			0.270			9											
				0.23	2	0.276		0.260		16											
					0.375"	3	0.277		0.266		11										
			4	0.270			0.272														

OBSERVACIONES



APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA



VACIADO DE CALIBRACIÓN Y EQUIPOS

SUPTCIA. DE INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																				
PLANTA: FCC					CIRCUITO:					PRODUCTOS DOMO FRACCIONADORA					DIBUJO		11-13			
NIVEL DE CALIBRACIÓN	DIAM NOM ESP. ORIG	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA:			FECHA:			FECHA:			FECHA:			FECHA:				
				CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMS2	VLOCIDAD DE DESGASTE: MPA)		
25	30"		1	0.345			0.325			20										
				0.23	2	0.351			0.327			24								
				0.375"	5	0.337			0.358											
				6	0.353			0.353		0										
26	30"		1	0.279			0.252			27										
				0.23	2	0.285			0.265			20								
				0.375"	3	0.279			0.280											
				4	0.279			0.265		14										
27	30"		1	0.302			0.275			27										
				0.23	2	0.342			0.322			20								
				0.375"	3	0.262			0.250			12								
				4	0.317			0.313		4										
28	30"		1	0.287			0.285			2										
				0.23	2	0.271			0.275											
				0.375"	3	0.279			0.266			13								
				4	0.274			0.254		20										
29	30"		1	0.354			0.370													
				0.23	2	0.367			0.335			32								
				0.375"	5	0.335			0.322			13								
				6	0.341			0.338		3										
30	30"		1	0.279			0.268			11										
				0.23	2	0.270			0.270			0								
				0.375"	3	0.281			0.267			14								
				4	0.266			0.254		12										
31	30"		3	0.317			0.284			33										
				0.23	4	0.327			0.289			38								
				0.375"	5	0.307			0.297			10								
				6	0.299			0.288		11										
32	30"		3	0.343			0.278			65										
				0.23	4	0.300			0.290			10								
				0.375"	5	0.304			0.286			18								
				6	0.301			0.264		37										

OBSERVACIONES



3.5.3 Como funciona el medidor de espesores

El principio de operación del medidor de espesores se basa en el resultado matemático de la multiplicación, entre el tiempo que tarda un pulso ultrasónico en viajar a través de una pieza de prueba y la velocidad acústica del material. Cuando se quiera realizar alguna inspección, se recomienda que al calibrar el aparato se realice con el mismo tipo de material ya que de hacerlo con materiales diferentes las lecturas obtenidas pueden ser erróneas, la explicación para esto es: que la velocidad acústica cambia dependiendo del material. Los valores de las velocidades acústicas que se obtienen en los materiales con frecuencia difieren significativamente de los valores que aparecen publicados en tablas. En todo caso, se obtendrán mejores resultados si el equipo es calibrado con la ayuda de un bloque de calibración del mismo material que la pieza de prueba, este deberá tener un acabado superficial suave y un espesor ligeramente mayor al de la pieza de prueba.



Figura 8. Medidor ultrasónico

El DMS2 (figura 8) es un medidor de espesores y almacenador de datos portátil. Con este instrumento, puede medir el espesor de paredes de un amplio rango de componentes, incluyendo tubos, tuberías, recipientes a presión, u otros equipos sujetos a la pérdida de espesor.

Un pulso ultrasónico (sonido) es transmitido por medio de un palpador dentro del material que esta siendo probado. El palpador es un transductor que convierte una señal eléctrica desde el DMS2 en un pulso sonoro.



Debe usar acoplante entre el palpador y el material que está siendo probado. El ultrasonido no se transmite a través del aire. El acoplante permite al sonido pasar a través del palpador hacia el material de prueba. El pulso viaja a través del material hasta encontrar un cambio en el tipo de material (tales como aire o líquido). Esto ocurre en la superficie del material que está siendo probado que está más lejos del palpador (esta superficie es llamada comúnmente pared posterior). Cuando la señal alcanza la pared posterior, el pulso se refleja y los “ecos” regresan al palpador. Este eco de regreso es llamado eco de pared posterior.

El palpador de transmisión de sonido puede emplear uno de los modos de medición con que cuenta, doble cristal o haz recto. Los elementos son responsables de enviar y/o recibir pulsos de sonido. Los palpadores de doble cristal son mejores para la medición de espesores de material remanente y objetos corroídos y/o desgastados que tienen superficies curvadas o irregulares.

3.6 CONSECUENCIAS DE LA CORROSIÓN

Muchos accidentes ocurren por haber utilizado materiales de construcción inadecuados. Esto normalmente sucede como resultado de errores cometidos por el personal de mantenimiento, construcción o los proveedores, los cuales no utilizan o no suministran el material especificado. Son muy pocos los fallos encontrados que sean debidos a las malas especificaciones del material a utilizar, realizadas por los especialistas.

El resultado normal de la corrosión es una fuga o un fallo de un soporte debido a que el recipiente o el soporte se vuelven demasiado delgados y no pueden resistir la presión o la carga. Sin embargo, la corrosión puede causar fallos de otro modo. El óxido formado ocupa alrededor de siete veces el volumen del acero a partir del cual se forma. Cuando se produce corrosión entre las planchas que están atornilladas o remachadas se desarrolla una gran presión. Ésta puede forzar a las placas a separarse y también a romper los tornillos o remaches.



En la elección de los materiales de construcción debemos lograr el compromiso entre varios factores:

S = *Seguridad*: ¿Cuales son las consecuencias de un fallo del material? Si son graves; ¿Está justificado el uso de un material más resistente?

H = *Historia*: Si en una planta se ha estado usando un material durante muchos años y los empleados conocen su resistencia y limitaciones, cómo se deben hacer las soldaduras, etc., analizar muy bien antes de cambiarlo.

A = *Acopio*: Antes de adquirir el material más maravilloso del mundo, asegurarse de que existe la disponibilidad del mismo en caso de que se requieran repuestos con urgencia. Si no es así, hay que tener reservas.

M = *Mantenimiento*: Antes de tomar acciones repentinas se debe estar seguro de los cambios y las consecuencias que pueden provocar ya que por negligencia de algunos ingenieros se han tomado decisiones erróneas ocasionado accidentes graves, dar el mantenimiento adecuado garantiza seguridad, economía, eficiencia, etc.

R = *Reparabilidad*: Cuando se adquiriera algún equipo construido con un material novedoso el cual garantiza mejores propiedades, asegurarse de que su reparación se puede realizar en cualquier momento y sin ningún contratiempo, ya que en ocasiones el material nuevo presenta dificultades y/o tratos especiales.

O = *Oxidación/Reducción*: Estudiar la naturaleza de los fluidos de proceso, en disoluciones ácidas esto no afecta a la elección de la aleación.

C = *Costo*: Se debe tomar en cuenta el costo inicial pero también el mantenimiento.



3.6.1 La influencia del ser humano

Un gran porcentaje de los accidentes registrados en la industria son originados por errores humanos, a continuación se muestran ejemplos de los incidentes.

En equipos principales como columnas de destilación, tanques de almacenaje y reactores, los modos de fallo más comunes son la corrosión interna, el desgaste, las grietas o la rotura de soldaduras y la sobrepresión. En tuberías, los fallos se producen generalmente por conexiones defectuosas, corrosión (tanto interna como externa), obstrucciones, roturas o debilitamiento, ya sea por vibraciones o por tensiones cíclicas.

El estudio estadístico realizado (Tabla 8) indica que el mayor porcentaje de accidentes con implicación de equipos principales o maquinaria, pertenece a los tanques de almacenaje y a las tuberías fijas. Debe tenerse en cuenta que el número de depósitos y de tuberías que existen en una planta es mucho mayor que el que puede haber, por ejemplo, de columnas de destilación, hornos o intercambiadores de calor, por lo que el número de accidentes producidos por los primeros o en los que han estado implicados es mucho más elevado, observándose porcentajes considerables de accidentabilidad.

Tabla 8. Porcentaje de accidentes en la industria⁽²⁴⁾.

Tanques de almacenaje	39%
Tuberías fijas	39%
Reactores	9%
Hornos	4%
Intercambiadores de calor	2%
Bombas	2%
Compresores	1%
Gasómetros, condensadores, evaporadores, vaporizadores, centrifugadoras, agitadores...	4%



La tabla 9 muestra una estadística general de las principales fuentes de origen de los accidentes en la industria química. En este caso no se indica el porcentaje dentro de un grupo específico de componentes, sino el tanto por ciento al tener en cuenta el conjunto global de todos ellos.

Tabla 9. Principales fuentes de accidentes⁽²⁴⁾

Tanques de almacenaje	29%
Tuberías fijas	29%
Válvulas manuales/automáticas	16%
Reactores	7%
Tuberías carga/descarga	3%
Válvulas de seguridad	2%
Sistemas de eléctrico	2%
Indicadores/ Reguladores	1%
Otros	11%

Las descripciones de los incidentes que a continuación se mencionan son solo un ejemplo de la gran diversidad que se puede presentar en la industria. Cabe aclarar que los incidentes que se mencionan son relatos del personal que labora en la refinería y tomando en cuenta que las condiciones de operación son muy semejantes en este tipo de plantas es por demás citar la mencionada planta, ya que se puede dar en cualquiera.

EJEMPLO 1. A causa de la fuga en una válvula afectada por corrosión, desde una planta se vertieron al ambiente 4000 litros de ácido clorhídrico concentrado.

Causa de fallo: corrosión interna

Tipo de accidente: escape de un líquido tóxico y corrosivo

EJEMPLO 2. Se consideran los accidentes que han sido provocados por la rotura de una válvula. El debilitamiento de las válvulas a causa de la corrosión o las vibraciones, puede provocar su rotura, así como golpes con diversos equipos móviles que pueden generar impactos contundentes. Por ejemplo: La válvula de una tubería subterránea de



10 pulgadas que conectaba una unidad de alquiler con esferas de almacenaje, sufrió corrosión al fugar ácido sulfúrico hacia el foso abierto lleno de agua de lluvia. La válvula se rompió cuando un operador intentó limpiar la línea con agua a alta presión.

Causa de fallo: corrosión externa

Tipo de accidente: explosión y fuego

EJEMPLO 3. Las válvulas antirretorno (check) se utilizan para impedir el flujo inverso en los sistemas de tuberías. Cuando el fluido está pasando a través de la válvula, ésta se mantiene abierta. Si la velocidad del fluido se acerca a cero o si se invierte el sentido del flujo, la válvula cierra. En el caso de que la válvula fallara y no cerrase podría producirse el accidente.

Un reactor para la obtención de etanolamina disponía de líneas independientes de alimentación para cada reactivo (óxido de etileno y amoníaco). El óxido de etileno se almacenaba en un tanque y era enviado al reactor mediante una bomba impulsora, a la salida de la cual existía una válvula de seguridad que ante una presión excesiva se abría, interconectando la conducción con la de alimentación.

Se produjo un reflujo de amoníaco hacia la línea de óxido de etileno. Este reflujo consiguió pasar a través de la válvula antirretorno de la línea de óxido de etileno. También logró remontar la bomba impelente del óxido a través de la interconexión de la válvula de escape de seguridad. Al llegar al tanque de almacenaje del óxido de etileno, el amoníaco reaccionó con 30 m³ de este producto.

Se produjo la ruptura violenta del tanque y la explosión de la nube de vapor formada.

Causa de fallo: material de la válvula antirretorno inadecuado, mala especificación.

Tipo de accidente: formación de nube de vapor y explosión

Existen numerosas razones por las que una válvula puede inutilizarse por corrosión al contener un fluido; un caso habitual es que el flujo de un gas esté previsto que sea seco y en cambio contenga pequeñas cantidades de líquido que causan la corrosión; también



puede suceder que por un almacenaje inadecuado se dañen las válvulas, quedando los efectos escondidos hasta que la válvula se expone a las condiciones de operación.

Los efectos de la corrosión pueden llegar a ser muy severos y ocasionar accidentes muy graves, los cuales se pueden determinar con los distintos análisis de riesgos, como por ejemplo: árbol de fallas, análisis de consecuencias, HazOp, What if?; los cuales se clasifican en cuantitativos siendo los dos primeros de este tipo y cualitativos los últimos dos. El estudio de riesgo se requiere en aquellas actividades que manejan materiales y operan procesos peligrosos, con objeto de identificar el potencial de afectación a la población, a las propiedades y al ambiente, ya sea por su ejecución, operación normal o en caso de accidente. Los estudios de riesgo ambiental incluyen la identificación de riesgos en actividades industriales así como medidas técnicas de seguridad, preventivas y correctivas ante contingencias como pueden ser explosiones, incendios, fugas o derrames.

Los mencionados errores se pueden minimizar controlando factores como el medio ambiente y/o los errores humanos, cuando un diseño funciona de acuerdo a lo especificado, las variables que están en constante interacción como son: materiales (m), personas (p) y medio ambiente (e) llegan a estabilizarse. Un intento por representar este concepto en un árbol de fallas lo muestra la figura 9, donde la consecuencia o el evento tope (falla por corrosión) puede ser representado por la combinación de los tres elementos antes mencionados. En este ejemplo, la probabilidad del evento tope (P_{ET}) puede ser evaluado mediante algebra booleana, como puede verse en la ec. 30, donde P_m y P_e son: la probabilidad de que exista falla a causa del material y por el medio ambiente, respectivamente y el $Factor_p$ describe la influencia de la gente sobre el tiempo de vida del sistema, este factor juega un papel importante en el resultado, ya que de él depende si el evento tope es insignificante ($Factor_p < 1$) o es grave ($Factor_p > 1$):

$$P_{ET} = P_m P_e Factor_p \quad (30)$$

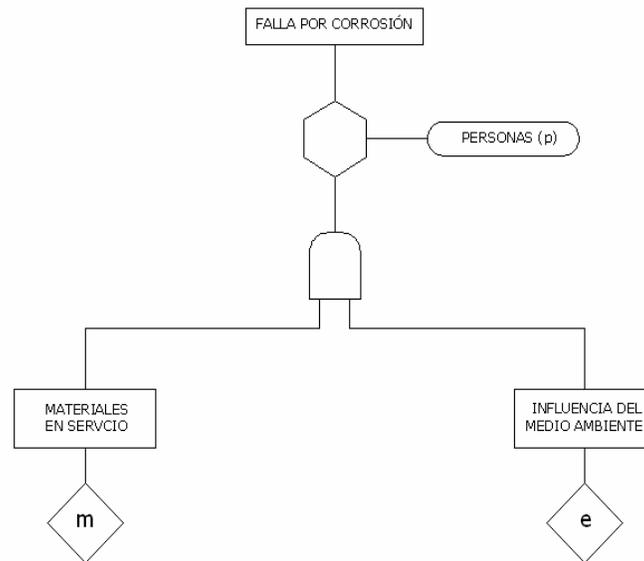


Figura 9. Árbol de fallas de la corrosión.

La justificación para incluir el elemento referente a las personas es que condiciona los eventos de la corrosión (recordando, la corrosión es un proceso natural en donde no es necesaria la intervención del ser humano para que ocurra). El evento tope solo se puede minimizar mediante un buen diseño, pero esto muy pocas veces es logrado, ya que con el tiempo cambian las condiciones y el tiempo de vida se puede reducir. Las actividades humanas que pueden llegar a afectar el comportamiento del sistema se clasifican en seis categorías las cuales se muestran en la tabla 10. Esta tabla también contiene una breve descripción de los aspectos que pueden llegar a tener una repercusión en el sistema.

Sin embargo, la influencia del factor humano hace extremadamente difícil la predicción de las fallas, están sujetas a una gran variedad de decisiones, que en algunas ocasiones no son las adecuadas. Mediante un buen diseño y de acuerdo a lo especificado en normas, el tiempo de vida se extiende ya que las interacciones con el ser humano se restringen.



Tabla 10. Cargos y responsabilidades.

CONTRATISTA

- ¿Cual es el uso principal del sistema?
- ¿Cual es la función principal del sistema?
- ¿Con que presupuesto se cuenta para el diseño?
- ¿Como será administrado la protección al sistema principal?
- ¿Protección adecuada para el sistema principal?

DISEÑADOR

- ¿Cual es la protección adecuada?
- ¿Cual es la función de la protección?
- ¿La selección de materiales es óptima?
- Tener una definición correcta de la interacción que hay con el medio ambiente
- Componentes adecuados para la fabricación
- ¿Que técnicas de protección contra corrosión pueden ser aplicadas al sistema?
- Especificar las condiciones de operación
- Especificar el mejor programa de mantenimiento

FABRICANTE

- Utilizar solo el material especificado
- ¿El proceso de fabricación fue realizado con éxito?
- ¿Cerciorarse de que se fabricó según lo especificado en el diseño?
- ¿Se utilizaron las técnicas adecuadas?
- ¿Que otras técnicas se pueden utilizar para la fabricación?
- Especificar las condiciones necesarias para la instalación
- Verificar que el componente se elaboró mediante las normas de control de calidad

INSTALADOR

- ¿El sistema puede ser instalado según la especificación?
- ¿El proceso de ensamble es el adecuado?

MANTENIMIENTO

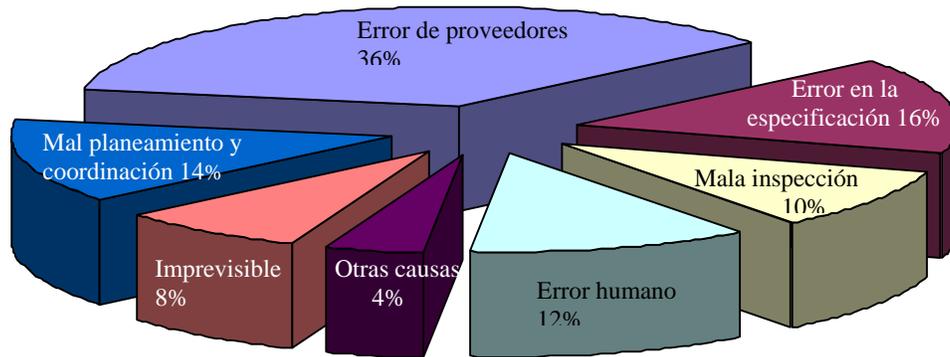
- ¿Se le da el mantenimiento adecuado?
- ¿El procedimiento para reparaciones es el óptimo?
- Las condiciones del sistema debe llevar un monitoreo constante y preciso

USUARIO

- El sistema se utiliza según lo especificado
 - No utilizar el sistema en condiciones severas
 - No permitir el acceso a personal no autorizado en zonas de alto riesgo
-



La grafica 5 muestra de manera gráfica las causas de las fallas que se han registrado en los procesos industriales. Pero se tiene que seguir luchando contra este enemigo el cual causa muchas pérdidas económicas y en algunos casos humanas.



Grafica 5. Causas de los accidentes^(7b).

A nivel nacional obviamente tenemos que estar conscientes de que las tuberías y equipos de la paraestatal en su mayoría han sobrepasado el tiempo de vida útil, es por eso que el índice de accidentes pudiera ser modificado, pero el problema existe y seguirá presente independientemente del tiempo que tengan las instalaciones, la industria petrolera es clasificada como de alto riesgo por diversas razones (fluidos, temperaturas, presiones, etc) y si le agregamos que el material en muchas ocasiones tiene una desgaste considerable, la criticidad de la planta aumenta. Manteniendo y mejorando las buenas prácticas de operación, se puede mantener o en el mejor de los caso minimizar los incidentes, y si tomamos en cuenta los avances que ha tenido la ciencia en cuanto a la tecnología de materiales, nos hace pensar en que los incidentes se pueden mantener bajo control o por lo menos reduciendo al máximo los originados por errores humanos.



3.7 INHIBIDORES Y NEUTRALIZANTES UTILIZADOS EN UNA FCC.

En algunas ocasiones y dependiendo de los fluidos manejados en cierto proceso se debe adicionar neutralizantes con la finalidad de preparar al fluido para el suministro del inhibidor ya que de lo contrario no habría ninguna protección. En este proceso en especial se adiciona amina neutralizante para regular el pH en cierto rango de 5.5 a 6.5 en el cual funciona el inhibidor utilizado en este tipo de plantas.

Se debe determinar en campo la velocidad de corrosión en blanco, antes de la inyección del inhibidor que se desea probar. Cuando se obtengan velocidades de corrosión en blanco menores a 1 mpa, no será necesario dosificar un inhibidor de corrosión si se está monitoreando en los lugares considerados como críticos.

Después de determinar la velocidad de corrosión en blanco como lo indica el punto anterior, y de acuerdo a los resultados obtenidos, se evaluará la procedencia de correr un diablo de limpieza para eliminar productos de corrosión y/o sedimentos que pudieran estar adheridos en el interior del ducto, ya que esto dificultaría la acción protectora del inhibidor.

Posterior a los pasos anteriores, se iniciará de inmediato la dosificación de inhibidor tanto para la protección del tubo como para comenzar la evaluación del inhibidor de corrosión que se desee probar.

El tiempo para realizar la prueba de campo será máximo de 4 meses, para monitoreos mensuales de la velocidad de corrosión con el método gravimétrico. En caso de utilizar la técnica de resistencia eléctrica o electroquímica, el tiempo de la evaluación del producto inhibidor será menor. Es necesario tomar en cuenta que las condiciones del sistema sean estables y se puedan obtener valores representativos de la protección interior del ducto.



El Usuario debe analizar los resultados obtenidos durante la prueba, e indicar la aceptación o rechazo del inhibidor para el tratamiento interior del ducto.

3.7.1 Métodos para la evaluación de la corrosión y criterio de aceptación.

Ⓢ Prueba Gravimétrica

Las pruebas se realizarán mediante la instalación de cupones corrosimétricos, los cuales serán pesados al inicio y al final de la prueba, para que con base en su diferencia de peso, se calcule la velocidad de corrosión. El tiempo de exposición será de 30 días, tanto para la evaluación en blanco como para la evaluación con inhibidor a las diferentes concentraciones. Una vez transcurrido el tiempo de prueba, se retirará el cupón metálico, se limpiará y se pesará para determinar la diferencia de peso del testigo y la velocidad de corrosión.

Ⓢ Prueba de Resistencia Eléctrica.

El método se basa en el cambio de la resistencia eléctrica de un elemento metálico de medición cuando su área transversal disminuye debido al desgaste por corrosión. Las mediciones de resistencia eléctrica podrán realizarse en forma manual o automática, de manera periódica.

En el capítulo anterior se mencionaron los principios básicos de los inhibidores, en esta sección se mencionarán en específico los usados en plantas FCC, dando una breve descripción, propiedades, usos.

Ⓢ Criterio de Aceptación

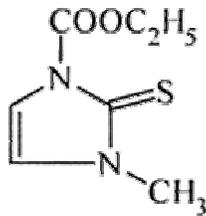
Se aceptará el inhibidor de prueba que abata la velocidad de corrosión a menos de 2 mpa.



3.7.2 Inhibidor de corrosión para medios amargos.

Generalidades

El IMP-IC-3 es un inhibidor de corrosión líquido, de tipo imidazolina, soluble en hidrocarburo. Es efectivo contra la corrosión causada por ácido clorhídrico. Ácido sulfhídrico, mercaptanos, bióxido de carbono y otros compuestos químicos agresivos.



El IMP-IC-3 actúa formando una película protectora sobre la superficie del metal que se desea proteger, evitando así el ataque de las sustancias corrosivas.

Propiedades típicas

Es un producto líquido estable de color ámbar cristalino, olor característico a alcoholes, insoluble en agua pero soluble en aceites e hidrocarburos.

Sus propiedades son:

Peso específico 20° C/4°C	0.84-0.87
Punto de congelación °C	- 20 max.
Punto de inflamación °C	20 min
pH solución al 5%	10.0 – 11.5
Nitrógeno total, % peso	2-3
Solubilidad en 30 vol. de querosina	completa

Usos:



APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA



El IMP-IC-3 es un inhibidor versátil, se recomienda especialmente para reducir la corrosión en las secciones de reflujo y condensación del domo de las torres de destilación atmosférica de petróleo, sobre todo en aquellos casos donde el crudo presenta altos contenidos de sal y de compuestos de azufre. También para sistemas de destilación y para sistemas gaseosos de hidrocarburos con alta temperatura.

Dependiendo de lo amargo (contenido de azufre) de la corriente de hidrocarburos, una dosificación del inhibidor IMP-IC-3 de 5 a 30 ppm referida a volumen de hidrocarburos líquidos, protege adecuadamente.

Experiencia industrial:

Con la aplicación regular de 15 ppm del IMP-IC-3 en plantas de refinación y controlando el pH del condensado en intervalo de 5.5 a 6.5 se obtienen velocidades de corrosión de menos de 5 mpa. La ausencia de inhibidor en dichas plantas origina velocidades de corrosión hasta de 100 mpa.

CAPÍTULO 4
ANÁLISIS DE RESULTADOS



ANÁLISIS DE RESULTADOS



Hablando de los tipos de corrosión que se presentan en una planta FCC tenemos la certeza de que el metal se degrada en forma uniforme, salvo algunos casos excepcionales en los cuales se agrega inhibidor para minimizar este desgaste, este no fue un trabajo experimental solo teórico y fue enfocado a la industria petrolera, se describió todas las actividades que se hacen en la refinería, es por eso que existe un capítulo llamado trabajo de campo en el cual se analizan los aspectos técnicos descritos en el capítulo dos.

En cuanto a la corrosión interna la técnica de medición de espesores ha sido de gran ayuda ya que se lleva un registro histórico y aunque no se pueda detener en su totalidad el proceso, se puede predecir el tiempo de vida que le queda al material, ya sea equipo o línea; es importante mencionar que existen algunos equipos que por las condiciones de operación, se hace imposible la medición de espesores como por ejemplo el reactor que alcanza temperaturas muy altas (puede originar lecturas erróneas debidas al hinchamiento del metal o algún accidente), por ende se debe detener la planta para la adecuada lectura de la pared, por lo regular esto se hace cada paro de planta, obviamente esto no debe ser muy seguido ya que hay pérdidas económicas por tiempos muertos.

En cuanto a la corrosión externa, se pueden mencionar que lo más usual es encontrarse pares galvanicos en los soportes y/o espárragos, donde se presenta en muchas ocasiones accidentes como: fugas en bridas por falta de presión o fugas en las carcasas de las bombas, mal funcionamiento de las válvulas, todo esto debido a que el material no era el adecuado; las causas pueden ser derramamiento de hidrocarburo, producto fuera de especificación. En algunos casos se hace imposible la adición de recubrimientos, ya sea por las condiciones del proceso como temperatura muy alta que impide que se adhiera correctamente. Y en refinerías con ambiente salino estos problemas se incrementan por la cantidad de sales disueltas en el aire.

En el análisis de los datos obtenidos en la última medición de espesores, los cuales se pueden observar en las páginas 78-88, se aprecia un ligero aumento en la velocidad de corrosión en dos secciones principalmente, una es el domo de la debutanizadora con una



ANÁLISIS DE RESULTADOS



velocidad máxima de desgaste de 3.8813 mpa y la sección del domo de la fraccionadora principal con un desgaste de 8.8217 mpa, y por esta razón se agregaron en estas partes las líneas del inhibidor de corrosión (IMP-IC-3) el cual demuestra con estos mismos valores que realiza su función adecuadamente ya que con los fluidos y condiciones de operación que se dan en estas secciones hacen que se consideren como circuitos críticos, es decir, con un desgaste de 20 mpa o mayor, por tal motivo se justifica perfectamente la adición del inhibidor en estas zonas, con esta medida se han evitado posibles accidentes.

Registros a los que tuve acceso, pero que por supuesto son confidenciales, sin olvidar por supuesto de las anécdotas descritas por los ingenieros que laboran en PEMEX revelan que a lo largo de 38 años de operación han ocurrido 10 accidentes por corrosión localizada, para la cual no hay mucha protección ya que se presenta en lugares en donde el material presenta alguna falla de fabricación, y nunca da avisos.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES



C O N C L U S I O N E S



La evaluación y seguimiento de la corrosión minimiza los riesgos existentes en una planta en donde se manejan fluidos peligrosos y se presentan condiciones de presión y temperaturas críticas, las cuales deben tenerse bajo el máximo control posible. Debe haber bastante comunicación entre los distintos especialistas encargados del correcto funcionamiento de la refinería tales como: mecánicos, electricistas, químicos, mantenimiento, proceso, etc. Con la finalidad de minimizar al máximo las pérdidas, PEMEX ha implementado un Sistema Integral para la Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental, denominado SIASPA y en la actualidad se esta implementando otro denominado Sistema de Seguridad, salud ocupacional y Protección Ambiental, es decir, SSPA, en el cual al igual que su antecesor, sus principales postulados establecen que la seguridad es prioridad y teniendo está se protegen a terceros, incluyendo por supuesto las instalaciones y producción.

Al referirse a pérdidas se toma en cuenta factores como el medio ambiente, producción, dinero y el más importante las vidas humanas.

En cuanto al medio ambiente, se pueden presentar accidentes de magnitudes catastróficas, dañando en algunas ocasiones de por vida al ecosistema en cuestión, terminando con la flora y la fauna del lugar afectado. Que dependiendo de la magnitud del derrame ocasionara daños enormes al planeta entero.

La suma del dinero se incrementa por muchas causas como: pérdida de producción, salarios, multas, compra del equipo perdido, tiempos muertos, en el peor de los casos vidas humanas que aunque algunos consideran este factor invaluable algunos métodos de análisis de riesgos como el HazOp determinan que la existencia de una persona debe tener precio.

En lo que respecta a este aspecto los ahorros que se puede obtener minimizando al máximo la velocidad de corrosión son altísimos, el ejemplo claro esta en los datos reportados en la paginas 57 y 58 donde se observan cifras muy grandes de dinero, el



C O N C L U S I O N E S



cual se puede reducir hasta en un 20%, cantidad muy significativa si se toma en cuenta que estamos hablando de billones de dólares.

Como conclusión final se puede asegurar que el presente trabajo expone todos los tipos de corrosión existentes, se analiza también la situación que se da en una planta FCC donde la velocidad de desgaste se incrementa por los fluidos manejados sin olvidarse de la temperatura que cataliza aun mas la corrosión, después de tener la certeza de saber cual es el enemigo se expone las diferentes medidas para minimizar la degradación del metal, se describe el procedimiento que se le da al desgaste con la finalidad de predecir posibles accidentes. Conforme a informes verídicos y tomados de la base de datos de la refinería se asegura que las partes que presentan un mayor desgaste son dos, la primera el domo de la debutanizadora y la segunda el domo de la fraccionadora

En cuanto a las recomendaciones que se pueden llegar a dar está la de seguir con el programa de medición de espesores al cual se prevé una mejora considerable y se obtendrán beneficios como confiabilidad de datos obtenidos, reducción de horas hombre, actualización de datos en el lugar de la medición, entre otros la mencionada mejora se verá reflejada en tiempo que a final de cuentas es dinero. La mencionada mejora es un proyecto entre UNAM-PEMEX el cual está en desarrollo aun, pero se planea que este listo a fines del 2006. Por otra parte seguir con las pruebas de laboratorio con la finalidad de encontrar mejores inhibidores para luchar contra la corrosión interior en tuberías y equipos por ejemplo un inhibidor que actúe en cualquier rango de pH esto reduciría gastos de mantenimiento ya que se eliminaría por completo la utilización de amina. Con lo que respecta al ataque exterior proteger con recubrimientos, en otras palabras seguir con las buenas prácticas operacionales. Ya que este estudio se centró en una planta FCC no se incluyo ningún cálculo para el diseño de la protección catódica (se utiliza principalmente en tuberías enterradas y/o submarinas) la cual se mencionó en el capítulo dos como una de las mas usadas en lo que respecta a la prevención contra la corrosión, pero en este caso seria irrelevante agregar este tipo de cálculo ya que no hay ningún ducto que presente esta clase de ataque exterior por parte del medio ambiente.

GLOSARIO



G L O S A R I O



ADITIVO: Sustancia que se agrega a una solución electrogalvanizante para producir un cambio deseado en las propiedades físicas del electrodeposito.

ÁNODO: Electrodo en cuya interfase ocurre una reacción de oxidación.

ÁNODO GALVÁNICO: Un metal que debido a su posición relativa en la serie galvánica, al sacrificarse proporciona protección a otros metales que son más nobles en la serie, cuando se acopla a estos en un medio electrolítico.

BREA DE ALQUITRÁN DE HULLA: Recubrimiento a base de brea de alquitrán de hulla con propiedades termoplásticas, adherido al tubo por medio de una película de pintura primaria y reforzada con fibra de vidrio.

CALIBRACIÓN: Determinación de los valores de los parámetros importantes por comparación con valores indicados por un instrumento de referencia o por un juego de normas de referencia.

CÁTODO: Electrodo en cuya interfase ocurre una reacción de reducción.

CERAS MICROCRISTALINAS DE PETRÓLEO: Recubrimiento a base de ceras microcristalinas y aditivos derivados del petróleo, cuya aplicación puede ser en frío (en forma de cintas) y en caliente (en forma líquida).

CINTAS DE POLIOLEFINAS: Consiste en un primario activado por presión o térmicamente, una capa de adhesivo butílico o elastómero termoplástico y una capa de polietileno de alta densidad para protección mecánica.

CINTAS Y MANGAS TERMOCONTRAIBLES: Ligamento cruzado por radiación recubiertas con mastique. Sellador de formulación especial.

ELECTROLITO: Sustancia o mezcla química, que contiene iones que migran en un campo eléctrico.



G L O S A R I O



EROSIÓN: Pérdida progresiva de material original de una estructura sólida debido a interacción mecánica entre dicha superficie y un fluido multicomponente o líquido impactante o partículas sólidas.

HAZOP: Método de análisis de riesgos el cual consiste en crear una imagen del tipo específico de desviación, acoplando las palabras guía con la intención de diseño u operación de una unidad. Una vez que se exponen las desviaciones, se exploran las consecuencias para identificar los riesgos. Este método es desarrollado por un grupo multidisciplinario conducido por un líder capacitado para ello.

INCRUSTACIÓN: Formación de capas gruesas de productos de corrosión a altas temperaturas sobre la superficie del metal. Depositación de los constituyentes insolubles del agua sobre la superficie de un metal.

INHIBIDOR: Sustancia o combinación de sustancias químicas que, cuando están presentes en una concentración apropiada en el medio ambiente, previenen o reducen la corrosión sin reaccionar significativamente con los componentes del medio ambiente.

INTERGRANULARES: Se refiere a la corrosión selectiva de los límites de grano en metales y aleaciones. Los límites de grano son zonas de alta energía debido a la gran proporción de dislocaciones en la estructura natural del material

PASIVACIÓN: Reducción de la rapidez de reacción anódica de un electrodo involucrado en corrosión.

pH: Potencial de hidrógeno, medida de acidez o alcalinidad. Medida de la actividad del ion hidrógeno definida por: $\text{pH} = \log 1/a_{\text{H}^+}$, donde a_{H^+} es la actividad el ion hidrógeno, que es igual a la concentración molar de los iones hidrógeno multiplicados por el coeficiente de la actividad del ion principal.

POLARIZACIÓN: Es el desplazamiento del potencial de equilibrio hacia otro valor por medio de un flujo de corriente eléctrica.



G L O S A R I O



POLIURETANOS: Sistema de recubrimientos de resinas termofijas con características rígidas o flexibles.

POTENCIAL DE EQUILIBRIO: Es la diferencia de potencial a través de la membrana en el cuál las especies iónicas que pueden difundir están en equilibrio electroquímico, depende de la concentración de iones.

POTENCIAL DE PASIVACIÓN: Potencial al cual un metal en estado activo se vuelve pasivo.

POTENCIAL ELÉCTRICO: Fuerza electrostática, diferencia de potencial requerido para el flujo de corriente eléctrica a través de una membrana. Es una magnitud escalar y sus dimensiones la de un trabajo por unidad de carga

POTENCIOSTATO: Instrumento para mantener un electrodo en un electrolito a un potencial constante o potenciales controlados de manera automática con respecto a un electrodo de referencia apropiado.

RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO: Es un material que se aplica sobre la superficie, con la finalidad de protegerla de la acción de la corrosión, aislándola del medio ambiente en que se encuentra y cuyo espesor varía de 50 a 1000 μm .

RECUBRIMIENTOS EPÓXICOS: base de resinas epóxicas que puede ser aplicado en polvo que se funden al hacer contacto con el tubo previamente calentado o en forma líquida.

SERIE ELECTROMOTRIZ: Lista de elementos arreglados de acuerdo a sus potenciales de electrodo estándar, el signo es positivo para los elementos cuyos potenciales son catódicos en relación al hidrógeno y negativo para los anódicos en relación al hidrógeno.



G L O S A R I O



SERIE GALVANICA: Lista de metales y aleaciones basada en sus potenciales relativos, en un medio ambiente específico.

SISTEMA TRICAPA: Recubrimiento a base de polietileno o polipropileno extruido, adherido al tubo por medio de una capa de epóxico en polvo y una capa de adhesivo copolímero.

WHAT IF?: Método de análisis de riesgos en donde se hacen preguntas “¿Qué pasa si.....?”, para cada operación a fin de detectar los efectos de alguna falla en los equipos, o errores en la operación de procesos. Se elabora un reporte en el que se incluyen sugerencias, medidas correctivas y alternativas.

YUXTAPOSICIÓN: Situación de una cosa colocada junto a otra.



G L O S A R I O



ABREVIATURAS

A: Ampere

ANSI: American National Standards Institute

ASME: American Society of Mechanical Engineers

ASTM: American Society for Testing and Materials

AWS: American Welding Society

bdp: Barriles por día

cm: Centímetro

E_{corr} : Potencial de corrosión

Er: Potencial de ruptura o potencial de picado

FCC: Fluid Catalytic Cracking (Planta de desintegración Catalítica de lecho fluidizado)

gpm: Galones por minuto

hr: Hora.

i: Densidad de corriente.

I_a : Flujo de corriente para la reacción anódica.

I_c : Flujo de corriente para la reacción catódica.

I_o : Intercambio de corriente

Kg: Kilogramo

lt: Litro

m: Metro

mg: Miligramo

mm: Milímetro.

mpa: Milésimas de pulgada por año

η : Sobrepotencial.

SIASPA: Sistema integral para la administración de la seguridad y la protección ambiental

SSPA: Sistema de seguridad, salud ocupacional y protección ambiental

ppm: Partes por millón.

BIBLIOGRAFÍA



B I B L I O G R A F Í A



1. La Jornada. 26-03-2005. pp. 24
2. www.experimentalworkshop.com/tm_capitulo_uno_deterioro.html
3. Joan Genesca. Más allá de la herrumbre. Fondo de Cultura Económica, S.A. de C.V. México D.F. 1986. a) pag. 30, b) pag. 70, c) pag. 58, d) pag. 59
4. Perry H. Robert. Manual del ingeniero químico. Ed McGraw-Hill. Sexta edición. EU 2001. a) pag. 23-4
5. Gutzeit, Joerg. Corrosion inhibitor can cause corrosion. Materials News, July 1993
6. www.corrosioncost.com/corrosioncosts.htm
7. Vila Casado, Gustavo. Corrosión. Electroquímica - Mecanismos y métodos de control. Universidad Nacional de Colombia, 1989.
8. Uhlig, Herbert H. Corrosión y Control de corrosión. Urmo S.A. de Ediciones. Bilbao, 1975
9. González Fernández, José. Teoría y Práctica en la lucha contra la corrosión. CENIM, 1984.
10. Otero Huerta. Corrosión y degradación de materiales. Ed. Síntesis. 1997
11. J.A. Gonzalez. Control de la corrosión. Estudio y medida por técnicas electroquímicas. CSIC 1989
12. J. Turner, Fluor Daniel. Control corrosion in washwater systems. Hydrocarbon Processing/ June 1997. a) pag. 89, b) pag. 90
13. Pierre R. Roberge. Handbook of corrosion engineering. Ed McGraw-Hill. EU 2000. a) pag 173, b) pag 10.
14. Gerardo López Cruz. Procesos y materiales utilizados en refinerías de petróleo. IMP.a) pag.10, b) pag.18
15. PEMEX-REFINACION. Gerencia de protección ambiental y seguridad industrial. Documento: DG-GPASI-IT-00204. a) pag. 14
16. PEMEX-REFINACION. Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios. Documento: NRF-005-PEMEX-2000. a) pag. 18, b) pag. 18, c) pag. 19
17. PEMEX-REFINACION. Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios. Documento: NRF-014-PEMEX-2001



B I B L I O G R A F Í A



18. PEMEX-REFINACION. Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios. Documento: NRF-001-PEMEX-2000
19. PEMEX-REFINACION. Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios. Documento: NRF-002-PEMEX-2001
20. PEMEX-REFINACION. Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios. Documento: NRF-004-PEMEX-2003
21. PEMEX-REFINACION. Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios. Documento: PROY-NRF-126-PEMEX-2004
22. <http://www.pucp.edu.pe/~icp/>
23. http://apuntes.rincondelvago.com/metalurgia-y-electroquimica_corrosion.html
24. <http://www.cre.gob.mx/registro/permisos/gas/Anexos/105tup01/anex41.pdf#search='corrosion%20atmosferica'>
25. http://www.xunta.es/conselle/cma/CMA07g/CMA07ga/ReflexMAGalicia/Espada_C.pdf#search='corrosion%20en%20soldaduras'