

69 24

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

LA CORROSION BAJO TENSION POR
MONOMETANOLAMINA

TRABAJO ESCRITO

MANUEL DANIEL MENDEZ HERNANDEZ



EXAMENES
FAC. Q.

INGENIERO QUIMICO

1990

FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está 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.

I N D I C E

| <u>T E M A S</u> | <u>P A G I N A S</u> |
|---|----------------------|
| I. INTRODUCCION | 6 |
| II. CONCEPTOS GENERALES | 7 |
| II.1 FORMAS DE CORROSION | 8 |
| II.2 LA CORROSION BAJO TENSION | 25 |
| II.3 RELEVADO DE ESFUERZOS | 41 |
| II.4 COMO TRABAJAN LAS UNIDADES CON MONOETANOLAMINA | 43 |
| III. INCIDENTES OCURRIDOS DEBIDO A LA CORROSION BAJO TENSION | 48 |
| III.1 INCIDENTES OCURRIDOS POR C.B.T. GENERAL | 50 |
| III.2 INCIDENTES OCURRIDOS POR C.B.T. POR AMINA | 65 |
| IV. CONCLUSIONES | 71 |
| V. BIBLIOGRAFIA | 76 |

1. INTRODUCCION

I. INTRODUCCION

Con base en los siniestros ocurridos, debido a la Corrosión Bajo Tensión, en equipos de acero al carbono utilizados en las plantas endulzadoras de gas con MonoEtanolAmina, se pensó en compilar información para auxiliar en la prevención de este fenómeno.

Por lo que en este trabajo describiremos las formas conocidas de la corrosión, la Corrosión Bajo Tensión y los procesos para el relevado de esfuerzos, así como el de las Unidades que trabajan con MEA, posteriormente hablaremos de algunos siniestros reportados debido a este tipo de corrosión y concluiremos proponiendo algunas recomendaciones dirigidas a los responsables de la operación, mantenimiento y diseño de este tipo de plantas.

II. CONCEPTOS GENERALES

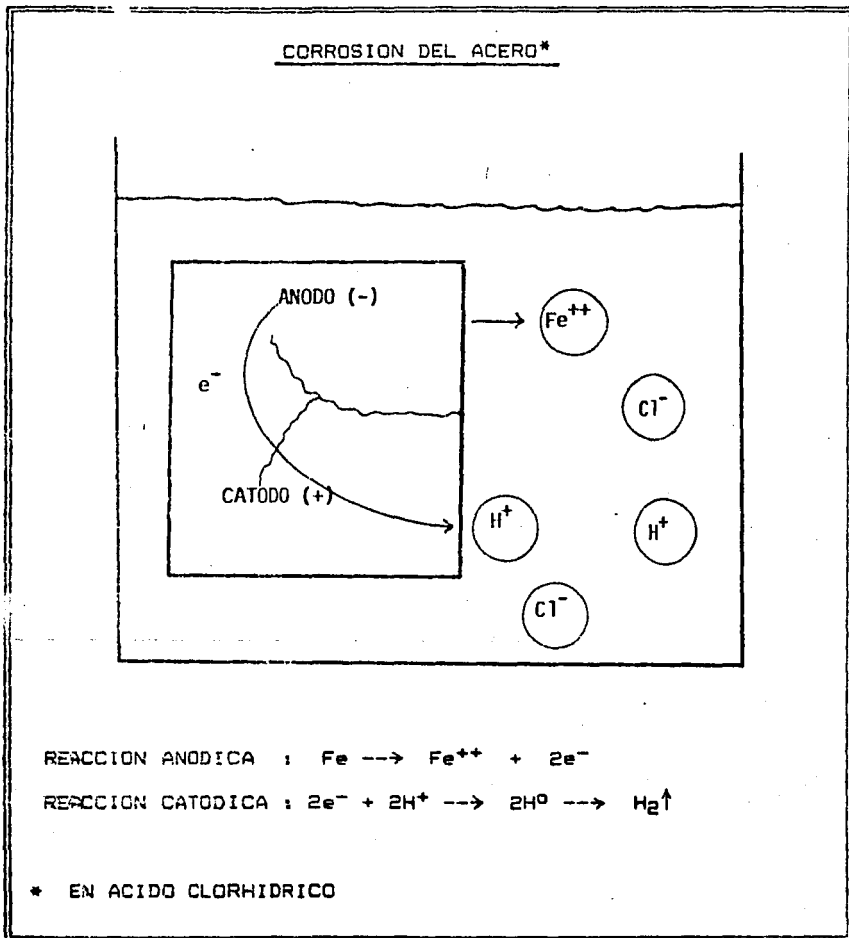
I.1 FORMAS DE CORROSION

"El deterioro o destrucción de un material a través de la reacción con su entorno" es la definición que da el ingeniero de corrosión, además, podemos agregar que la corrosión es una reacción Electroquímica, la cual requiere de la presencia de un electrolito para que proceda.

Para entender mejor este concepto electroquímico, veamos una Celda de Corrosión simple - acero en ácido clorhídrico (HCl). El ácido es una solución conductora (un electrolito) y la pieza de acero esta compuesta de muchos sitios anódicos y catódicos (Figura 1).

En el ánodo, el Hierro se disuelve dentro del ácido en forma de iones ferrosos, liberando electrones, los cuales pasan a través del acero a los sitios catódicos de la superficie del metal. En estos cátodos, los electrones de la reacción anódica se aprovechan para reaccionar con los iones hidrógeno del ácido.

Figura 1
CELDA DE CORROSION SIMPLE



El ingeniero de Corrosión reconoce que ésta se puede presentar en diferentes formas. Tradicionalmente se consideran ocho formas de corrosión, las cuales son:

- a. Corrosión General (o Uniforme)
- b. Corrosión Galvánica
- c. Corrosión profunda en puntos (Picado)
- d. Corrosión en zonas ocultas (Cavidades)
- e. Corrosión Intergranular
- f. Corrosión Selectiva
- g. Corrosión - Erosión
- h. Corrosión Bajo Tensión

Estos nombres descriptivos desarrollados durante los primeros años de la ciencia de la corrosión, probablemente, nos den una idea de los problemas reales experimentados en todas las plantas.

- a. Corrosión General o Uniforme

Esta es la forma más común de corrosión, y se caracteriza por la

reacción química o electroquímica que sucede uniformemente sobre toda o una área muy grande de superficie expuesta del metal. El metal se va adelgazando hasta llegar a fallar, debido a que el espesor, al paso del tiempo, pierde sus características de diseño.

b. Corrosión Galvánica

Esta forma de corrosión ocurre cuando se desarrolla una diferencia de potencial entre metales diferentes en contacto con un electrolito. Esta diferencia de potencial produce un flujo de electrones entre ellos.

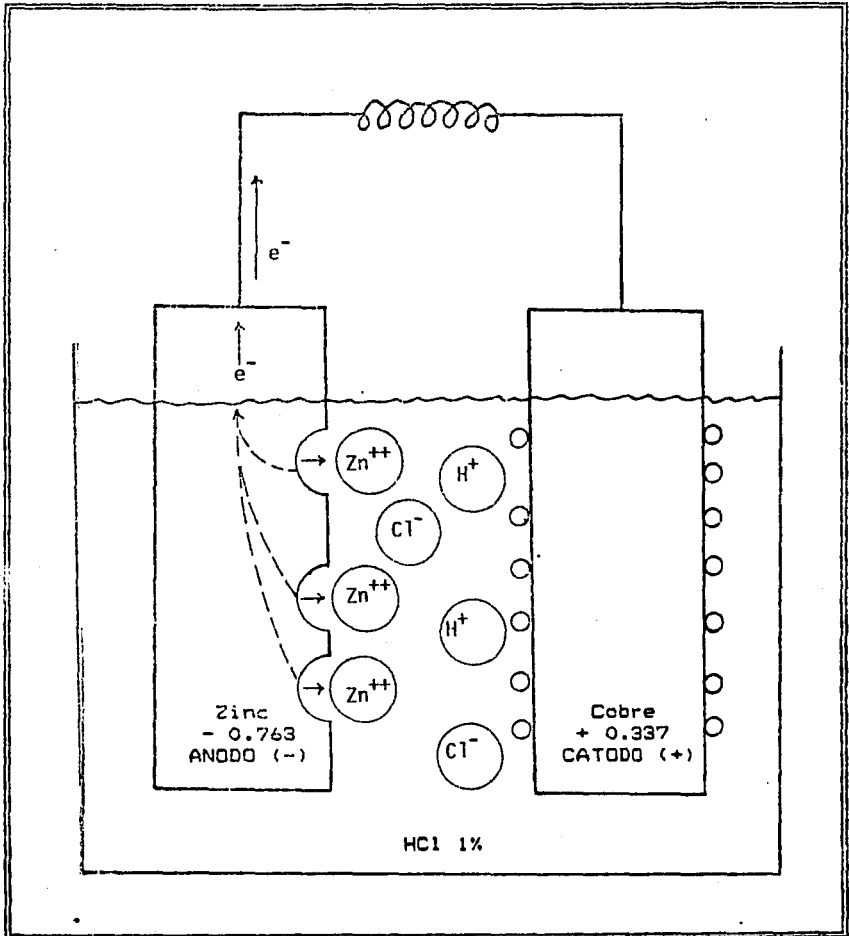
El metal que se corroe es el más electronegativo llamado también ánodo y el que se protege es llamado cátodo.

Las celdas o pilas son los ejemplos clásicos de ésta forma de corrosión (Figura 2).

c. Corrosión profunda en puntos (Picado)

El picado es una forma de ataque extremadamente localizada,

Figura 2
CELDA ZINC - COBRE



que da por resultados agujeros en el metal. Estos agujeros en la mayoría de los casos son relativamente pequeños. Las picaduras se presentan algunas veces aisladas o tan juntas que dan el aspecto de una superficie áspera.

Generalmente una picadura puede ser descrita como una cavidad o agujero con un diámetro superficial igual o menor que su profundidad.

La picadura es una de las formas mas insidiosas y destructivas de corrosión. Ella causa que el equipo falle debido a una perforación que llevó únicamente un pequeño porcentaje de pérdida de peso respecto a la estructura completa. Con frecuencia es difícil detectar agujeros, ya que son de pequeñas dimensiones y a menudo están cubiertos con productos de corrosión.

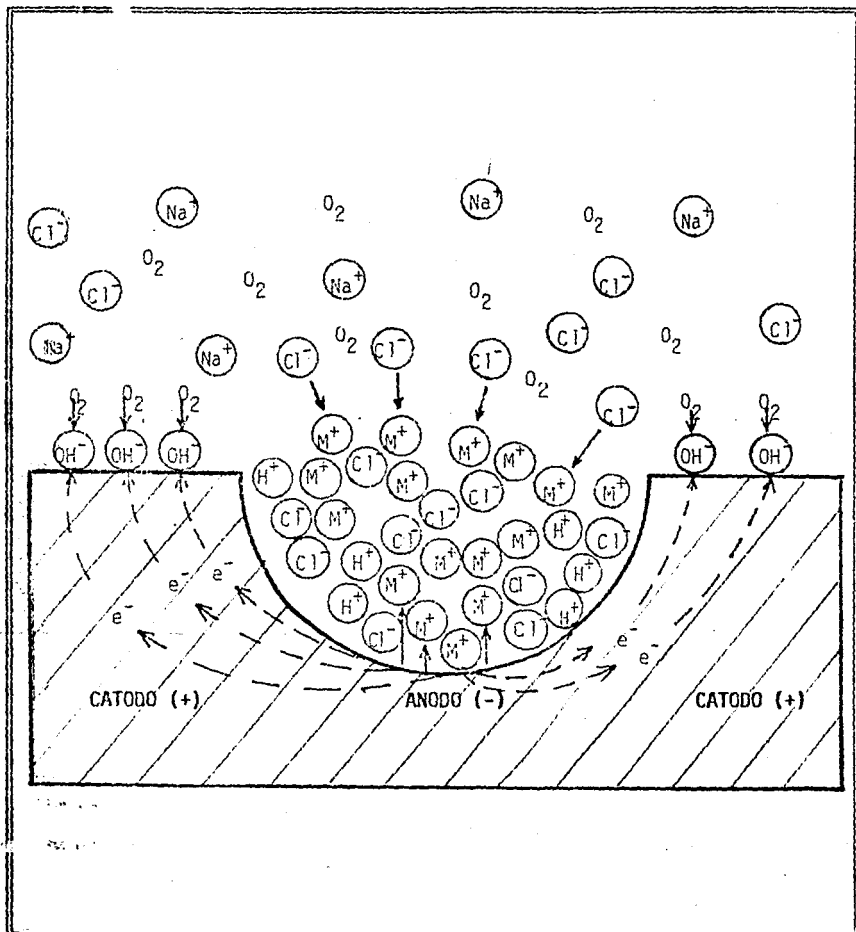
También es difícil predecir las picaduras por pruebas de laboratorio. Algunas veces las picaduras requieren períodos largos (varios meses o años) para mostrarse en realidad. La

picadura es particularmente dañina debido a que es una forma de corrosión interna y localizada y la falla ocurre con frecuencia muy repentinamente.

LA NATURALEZA AUTOCATALITICA DE UNA PICADURA: Una picadura por corrosión es un tipo único de reacción anódica, es un proceso autocatalítico, esto es, el proceso de corrosión dentro de un agujero produce condiciones tanto necesarias como estimulantes para la continuación de la actividad de la picadura. Esto se ilustra esquemáticamente en la Figura 3, donde un metal M se está picando por una solución aerada de cloruro de sodio. Ocurre una rápida disolución dentro del agujero, mientras que la reducción del oxígeno tiene lugar en superficies adyacentes. Este proceso se estimula y propaga por sí mismo.

La disolución rápida de metal dentro del agujero, tiende a producir un exceso de cargas positivas en esta área, dando por resultado la migración de iones cloruro (Cl^-), para mantener la electroneutralidad. De este modo en el agujero existe una alta concentración de MCl y, como un resultado de hidrólisis,

Figura 3
 PROCESO AUTOCATALITICO EN
 UNA PICADURA



una alta concentración de iones hidrógeno y cloruro estimulan la disolución de la mayoría de los metales y aleaciones y el proceso total se acelera con el tiempo. Puesto que la solubilidad del oxígeno es realmente cero en soluciones concentradas, no ocurre reducción de oxígeno dentro de la picadura. La reducción catódica de oxígeno sobre las superficies adyacentes a las picaduras tiende a suprimir la corrosión, ya que, hasta cierto punto las picaduras protegen catódicamente el resto de la superficie del metal.

d. Corrosión en zonas ocultas (Cavidades)

Este tipo de ataque, generalmente, se asocia con pequeños volúmenes de soluciones estancadas en estructuras que presentan agujeros, superficies con empaquetaduras, juntas de traslape o hendiduras dentro de cabezas de tornillos y remaches, etc.

La concentración de las impurezas proporcionan las condiciones ideales para las picaduras y la corrosión ocasionada en las cavidades.

Para ilustrar el mecanismo básico de este tipo de corrosión,

consideremos una sección de placa remachada de metal (hierro o acero) sumergido en agua de mar aerada, (Figuras 4 y 5).

La reacción que indica la disolución del metal M y la reducción del oxígeno a iones hidroxilos es la representada en el tipo de corrosión electroquímica:



Inicialmente estas reacciones ocurren uniformemente sobre la superficie total, incluyendo el interior de la grieta.

Cada electrón producido durante la formación de un ión metal es inmediatamente consumido por la reacción de reducción del oxígeno. También, un ión hidroxilo es producido por cada ión metal en la solución.

Después que el oxígeno se agota, el metal, sin embargo, continúa su disolución, produciéndose en la solución un exceso de cargas

Figura 4
CORROSION ENTRE CAVIDADES

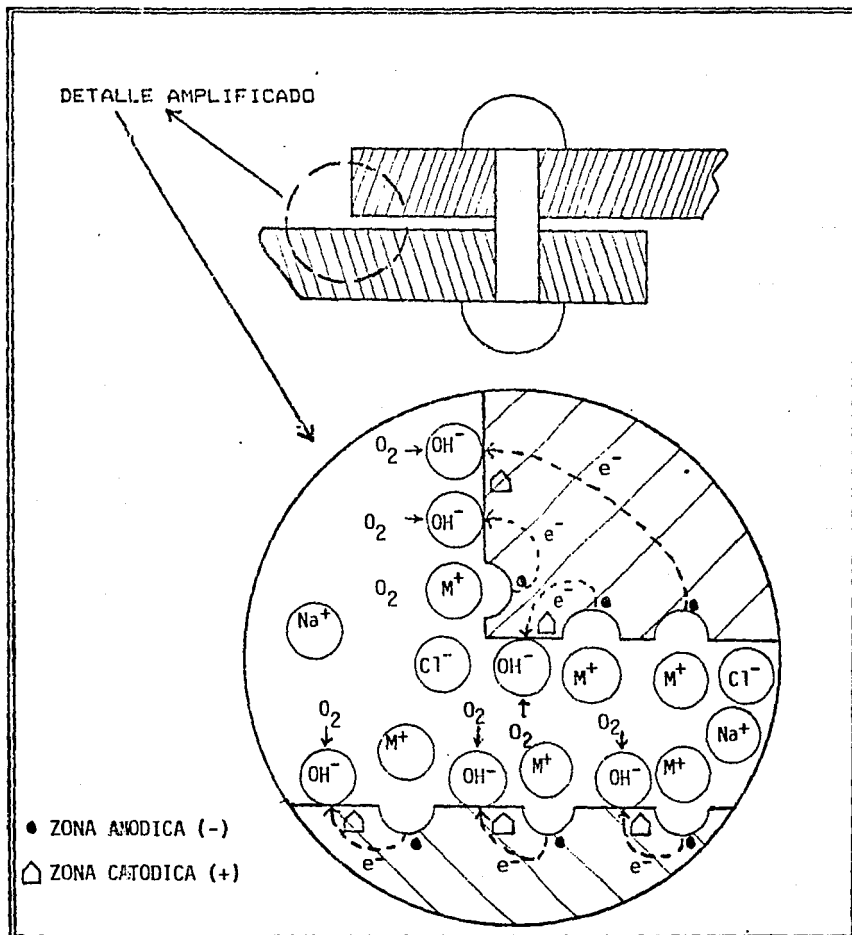
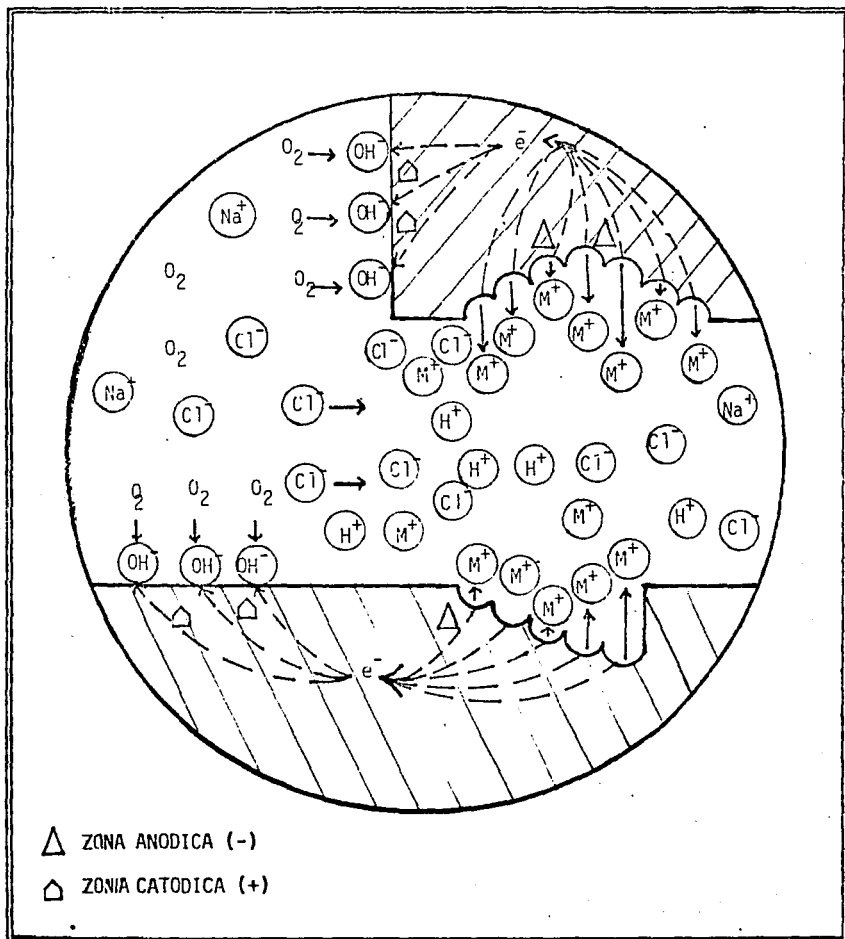


Figura 5
 CORROSION ENTRE CAVIDADES
 (ULTIMO PASO)



positivas (M^+) las cuales son necesariamente balanceadas por la migración de iones cloruro (Cl^-) hacia dentro de la cavidad, tanto los iones cloruro como los iones hidrógeno (H^+) aceleran la disolución del metal.

e. Corrosión Intergranular

Este tipo de corrosión se presenta como corrosión ligera en los límites de los granos, en la forma de ataque localizado. Se habla de este tipo de corrosión cuando la interfase entre granos del metal es muy activa bajo ciertas condiciones.

La corrosión intergranular puede ser causada por impurezas en las vecindades de los granos, así como por enriquecimientos de uno de los elementos en áreas de las vecindades de los granos. Pequeñas cantidades de hierro en aluminio, en donde la solubilidad del hierro es baja, se ha visto que se separa en las vecindades de los granos y causa corrosión intergranular.

Ejemplo: El agotamiento del cromo en las regiones límites de los granos, origina la corrosión intergranular del acero inoxidable.

Numerosas fallas del acero inoxidable 18-8 han ocurrido por la corrosión intergranular. Esto sucede en medios donde la aleación debería exhibir excelente resistencia a la corrosión, pero cuando estos aceros se calientan a rangos de temperatura, aproximados, entre los 950 a 1,450°F, se llegan a sensibilizar o se hacen susceptibles a la corrosión intergranular, la teoría aceptada, casi universalmente, para la corrosión intergranular, se basa en el empobrecimiento o agotamiento del cromo en áreas que limitan a los granos, (Figuras 6 y 7). La adición del cromo a aceros normales imparte resistencia a la corrosión del acero en muchos medios.

F. Corrosión Selectiva

Es la corrosión de un elemento de una aleación por un proceso de corrosión. El ejemplo más común es la separación selectiva de zinc en aleaciones de aluminio, hierro, cobalto, cromo y otros elementos. Corrosión selectiva es el término general para describir estos procesos y su uso excluye la creación de términos tales como "dealumificación, dezincificación, etc." Separación es el término metalúrgico que se aplica algunas

Figura 6

LIMITE DE GRANO SENSIBILIZADO
(ACERO INOXIDABLE TIPO 304)

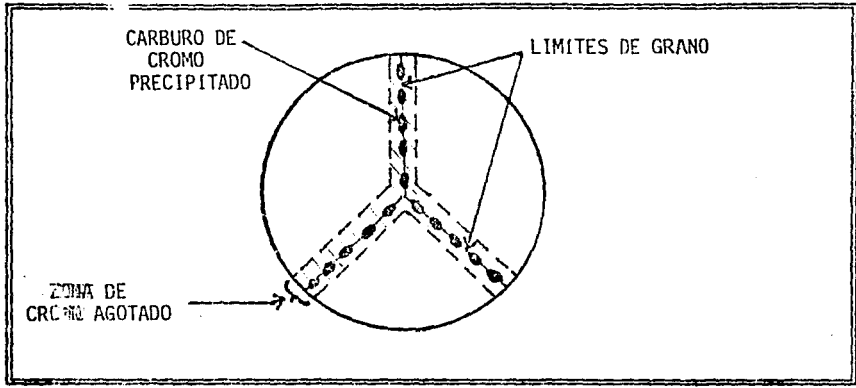
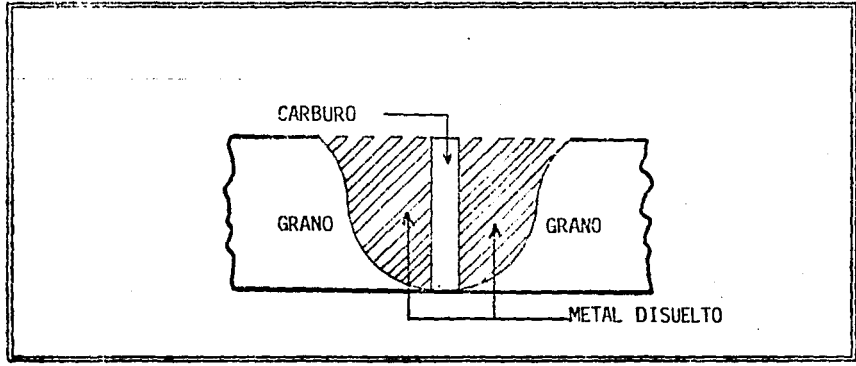


Figura 7

LIMITE DE GRANO SENSIBILIZADO
(SECCION TRANSVERSAL)



veces, pero es preferible decir corrosión selectiva.

g. Corrosión - Erosión

La corrosión - erosión es la aceleración o incremento en la velocidad de deterioro o ataque de un metal por el movimiento relativo entre el fluido corrosivo y la superficie del metal, generalmente este movimiento es bastante rápido, estando implícitos los efectos del uso mecánico o abrasión. El metal se separa de la superficie como iones disueltos o forma productos sólidos de corrosión, los cuales se barren mecánicamente de la superficie del metal.

Algunas veces el movimiento del medio, disminuye la corrosión, particularmente cuando ocurre ataque localizado bajo condiciones de estancamiento, pero esto no es corrosión - erosión porque no aumenta el deterioro. La corrosión - erosión se caracteriza en apariencia por ranuras, hondonadas, olas, agujeros redondeados y valles y generalmente presenta un modelo direccional.

h. Corrosión Bajo Tensión (C.B.T.)

El agrietamiento que provoca la C.B.T. es causada por la presencia simultánea de esfuerzos por tensión y un medio corrosivo específico.

Durante este tipo de corrosión no se ataca la mayor parte de la superficie del metal o aleación, virtualmente, pero finas grietas progresan a través de ella. Este fenómeno de agrietamiento tiene serias consecuencias ya que puede ocurrir en esfuerzos dentro del rango del esfuerzo de diseño típico. A medida que el agrietamiento penetra el material, el área de la sección transversal se reduce y la falla final del metal resulta totalmente por acción mecánica.

Este tipo de corrosión lo trataremos a mayor detalle en el Capítulo II.2 "La Corrosión Bajo Tensión."

II.2 LA CORROSION BAJO TENSION

De las diferentes formas de corrosión encontradas en las plantas, la Corrosión Bajo Tensión (C.B.T.) es a menudo la menos entendida por el personal de la planta.

El conocimiento varía desde la incredulidad de que la C.B.T. ocurra, hasta el temor de que todo el equipo este agrietado.

Por algunas razones muy especiales, las aleaciones fuertes, tenaces y normalmente dignas de confianza desarrollan fracturas y fallan. La falta de comprensión de la C.B.T. conduce al mal diseño de instalaciones y aunado a que no se verifican las prácticas y procedimientos de la planta, nos llevan al agrietamiento del equipo. Lo que también conduce a intentos frustrados para lograr la reparación y mantenimiento satisfactorio de las fracturas en tuberías y recipientes.

La C.B.T. es un fenómeno de corrosión que para que ocurra debe estar presente un electrolito conteniendo unas especies iónicas específicas, y ahí en el metal un esfuerzo de tensión. También

la podemos definir como la iniciación e incremento de una fractura en una aleación, causada por la acción simultánea de corrosión y esfuerzo de tensión. Este agrietamiento puede ocurrir en esfuerzos que estén muy por debajo del punto de cedencia a elástico del material, o sea, generalmente se acepta que es causada por la acelerada corrosión electroquímica en sitios locales anódicos de la aleación.

Diferentemente, ejemplos de C.B.T. anódicos (reales) son la causa de agrietamiento del acero inoxidable austenítico (serie 300) por cloruros, de la fractura de acero al carbón por sosa cáustica caliente y del agrietamiento del latón por soluciones amoniacales.

TEORIA ELECTROQUIMICA MECANICA DE LA CORROSION BAJO TENSION

Un proceso químico o electroquímico, al menos implícitamente, juega una parte en la iniciación y propagación de grietas por C.B.T.. El hecho de que el agrietamiento puede detenerse mediante la aplicación de protección catódica o acelerarse por una corriente anódica, indica que el proceso no es enteramente

mecánico.

Keating fue el primero en proponer un mecanismo periódico electroquímico-mecánico de propagación de grietas por C.B.T., en el cual las grietas iniciadas por un proceso químico o electroquímico progresaban mecánicamente hasta que eran detenidas por un límite de grano o inclusión, o bien, por un grano mal orientado. El agrietamiento era seguido del proceso químico más lento, hasta que se acumulaban concentraciones de esfuerzo, hasta el punto en donde se iniciaba nuevamente el agrietamiento mecánico. Kirk tomó filmaciones en las que se aprecia el desarrollo de grietas por C.B.T. y donde se interpreta como que muestran este tipo de propagación. Se han hecho grabaciones sonoras en un intento por registrar la ruptura real del metal, estos resultados son controversiales.

Las recientes micrografías de electrones, de réplicas de superficies fracturadas por agrietamiento por C.B.T. y el cuadro potencial de solución de elongación electroquímica, indican que la propagación de grietas es discontinua, por lo menos en algunos materiales. En resumen, una teoría del mecanismo de

agrietamiento por C.B.T. debe contener ideas de muchas fuentes de información, donde la información que más hace falta es una explicación de la necesidad que hay de un corrosivo específico que produzca agrietamiento en una aleación determinada.

Pickering y Swan han observado que los corrosivos que son efectivos para producir las grietas por C.B.T. generalmente producen una película sobre la mayor parte de la superficie del metal.

Estudios en el Buró Nacional de Estándares han mostrado que el calentamiento de una muestra de acero inoxidable en $MgCl_2$, que se encuentra desde la temperatura ambiente hasta el punto de ebullición, cambia el potencial desde aproximadamente -0.6 V Electrodo Estándar de Calomel (EEC) hasta un potencial más noble que -0.4 V. Si se calienta una muestra similar hasta el punto de ebullición en una solución concentrada de $MgSO_4$, hay poco cambio, si es que hay cambio alguno, de -0.6 V medido a la temperatura ambiente.

De forma similar, una muestra de acero inoxidable tipo 321 tuvo

un potencial de solución electroquímica de -0.44 V en una solución hirviendo de LiCl, y no hubo evidencia de agrietamiento. Se introdujo oxígeno en burbujas a la solución y el potencial cambio a -0.35 V y se inicio casi inmediatamente el agrietamiento.

Esto hace surgir la siguiente pregunta: ¿ Son los corrosivos específicos que producen C.B.T., aquellas soluciones que formarán películas protectoras en la superficie de la aleación que atacan ?

En la superficie del material sujeto a un esfuerzo por tensión e inmerso en un corrosivo específico, se postula a localizarse un pequeño ánodo en un límite de grano o como un área angosta y alargada sobre la superficie de un cristal. En cualquiera de los dos casos, el resto del cristal formará una gran área catódica. El área anódica que se encuentra en un límite de grano puede ser el resultado de energía inherente al límite de grano, particularmente si no están bien orientados los granos adyacentes o segregación de una especie en particular en el límite. A medida que progresa el ataque al material, las

concentraciones de esfuerzo producirán una ruptura de la película protectora en el límite o inmediatamente en el área adyacente al mismo, exponiendo el material que no tiene película altamente anódico, al material que está cubierto por película. Como se observó anteriormente, la segregación de una especie en el límite, dejará una región empobrecida y más débil adyacente al límite, en la cual puede ocurrir ruptura de la película. Esta región es demasiado angosta como para observarse por medio de un microscopio óptico, por lo tanto el ataque se clasificará como intercrystalino. La región anódica que se encuentra en la superficie del cristal se cree también que es el resultado de una ruptura de la película. Las faltas de homogeneidad química, las fallas en la formación de los cristales, etc. son importantes ya que determinan en donde ocurrirá el deslizamiento que rompe la película protectora.

En cualquier caso habrá una rápida disolución electroquímica del material en las áreas anódicas. En el agrietamiento intercrystalino, el ataque seguirá límites de grano que son aproximadamente normales al esfuerzo aplicado. En el agrietamiento transcristalino, se puede esperar nuevamente que

el camino sea aproximadamente normal al esfuerzo efectivo en la punta de la grieta. La tensión no es necesariamente paralela al eje mayor del esfuerzo. Las trayectorias anódicas más probables no existen previamente en los materiales donde el agrietamiento es transcristalino. Son candidatos para desarrollarse como resultado de la interacción entre la tensión efectiva y los sistemas de deslizamiento activo en el metal. En otras palabras los sistemas de deslizamiento activos proporcionaron trayectorias anódicas al romper las películas protectoras en la punta de la grieta. Mientras más información se necesita para probar o rebatir esta hipótesis, una segunda función del corrosivo específico puede ser la de reducir la energía requerida para formar una nueva superficie por la adsorción del latón (o posiblemente de la molécula entera) en la superficie del metal.

Conforme las grietas se propagan en el metal, las concentraciones de tensión en la punta de la grieta en muchos casos puede iniciar una fractura mecánica. Al mismo tiempo progresa la deformación plástica delante de la punta de la grieta. Esto absorbera energía en cantidades crecientes,

conforme la grieta se abre. En las primeras etapas de la propagación de la grieta la fractura activa se detendrá rápidamente. La propagación posterior será por procesos electroquímicos discutidos anteriormente, hasta que los requerimientos de energía para iniciar nuevamente una fractura mecánica sean satisfechos. Finalmente la fractura mecánica habrá progresado en esa manera discontinua hasta que exista suficiente energía disponible para producir deformación plástica continua que complete la falla.

FRAGILIZACION POR HIDROGENO

Conocida también como agrietamiento por desprendimiento de hidrógeno es causado por el ingreso del hidrógeno en la aleación. El hidrógeno viene de la reducción de los iones hidrógeno en el sitio catódico de la superficie de la aleación. La penetración de hidrógeno causa una pérdida de ductibilidad, resultando en agrietamiento si está presente el esfuerzo de tensión. La susceptibilidad a esta forma de

ataque se incrementa con el incremento de dureza (o resistencia) del acero. Los átomos de hidrógeno de esos sitios catódicos son móviles, algunos se unen para formar el gas hidrógeno y pueden verse como burbujas en el líquido, mientras otras penetran en la aleación. Recuerde que un átomo de hidrógeno es muy pequeño y muy móvil, por lo que permite que esta penetración ocurra.

El entorno químico en el líquido afecta la velocidad de absorción del hidrógeno. Los iones sulfuros, cianuros y fluoruros promueven la entrada del hidrógeno en el acero.

EL MEDIO AMBIENTE DE LA CORROSION BAJO TENSION.

Pocos o ningún metal o aleación son totalmente inmunes a la C.B.T.. La Tabla 1 es un resumen de algunas combinaciones aleación/ión mas comunes, las cuales pueden llevar a este tipo de corrosión.

Tabla 1

**Algunas combinaciones aleación / ión que nos
llevan a la Corrosión Bajo Tensión.**

| ALEACION | MEDIO DE AGRIETAMIENTO |
|--|---|
| Fierro, Acero | Sosa Caústica (OH^-), Amoniaco Nitratos (NO_3^-), MonoEtanolAmina |
| Acero Inoxidable (Serie 300) | Sosa Caústica (OH^-), Cloruros (Cl^-) Acidos Poliiónicos ($\text{H}_2\text{S}_4\text{O}_6$) |
| Aleaciones (Mayor Parte de Cobre) | Amoniaco |
| Aleaciones 400 | Vapores de HF |
| Titanio | Acido Nitrico, Amoniaco |

Esta tabla está lejos de ser un listado completo de tales sistemas aleación/ión, pero la presentamos para dar una visión amplia de la naturaleza general de este tipo de corrosión.

Mientras la tabla identifica los sistemas donde la C.B.T. puede ocurrir, la simple presencia de iones específicos no elimina automáticamente la aleación en uso. Por ejemplo, es erróneo concluir, simplemente, que los aceros inoxidable no pueden ser usados cuando hay cloruros presentes, debido a que los cloruros pueden fracturar aceros inoxidable austeníticos,

Otras variables principalmente la temperatura, esfuerzos de tensión, concentración de cloruros, acidez, presencia de oxígeno, microestructura de las aleaciones juegan un papel muy importante, desafortunadamente, para la mayoría de los sistemas, las temperaturas límite, esfuerzos y concentración de iones están mal definidos. La experiencia, juicios y/o testigos de corrosión se requieren para definir la utilidad de una aleación.

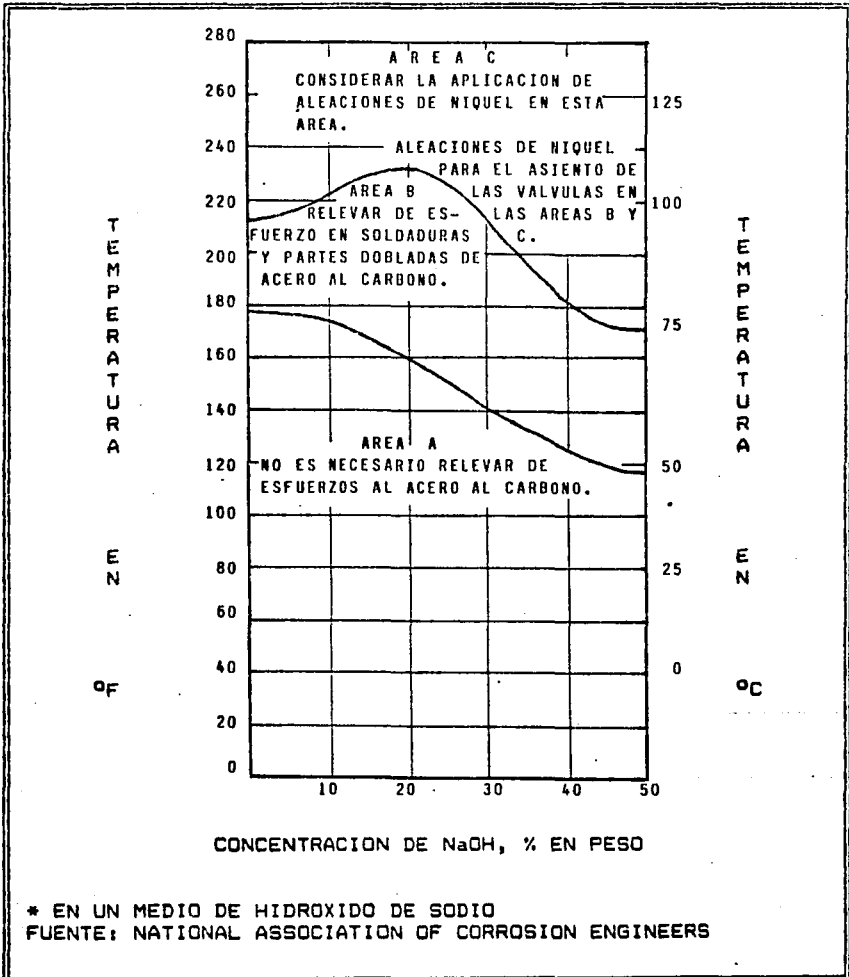
Note que en la Figura B se muestra una zona de aplicación "segura" de acero (Area A) en la condición soldada (AS-WELDED), y una zona donde se necesita el relevado de esfuerzos (Area B). En el Area C de la gráfica, el uso del acero no es recomendable.

MITIGACION DE LA CORROSION BAJO TENSION EN METALES

El término C.B.T. por si mismo sugiere procedimientos generales para la mitigación de este tipo de falla. Si los esfuerzos de tensión se pueden evitar en la estructura o si el medio corrosivo se puede eliminar, entonces el problema deja de existir. Desafortunadamente, hay muchos usos para el material, en los cuales puede estar sujeto a esfuerzos en medios peligrosos para algunos materiales.

Lo primero para atacar el problema es evitar los esfuerzos de tensión peligrosos, si es posible. En muchas instancias, los esfuerzos residuales en ellos o los esfuerzos residuales superpuestos al aplicar cargas, conducen a fallas. Estos pueden

Figura 8
CORROSION DEL ACERO*



resultar de los esfuerzos de fabricación por estampado profundo, rolado, soldado, riveteado, troquelado u otro proceso. Donde esto es práctica y económicamente factible a las estructuras se deben dar el tratamiento de relevado de esfuerzo después de la fabricación. Por ejemplo, a muchos productos de latón se les da un recocido con el objeto de que ellos puedan pasar la prueba con nitrato mercurioso, diseñada para mostrar altos esfuerzos de tensión residual.

Donde el recocido no es práctico, se han utilizado prácticas de fabricación tales como, repujado o rolado, las cuales ponen la superficie del artículo en compresión.

En ocasiones más pueden hacerse para cambiar el medio corrosivo de lo que parece posible. Cambiando el pH de la corriente puede alargarse la vida de una unidad en la industria petrolera que fue previamente sujeta a fallas tempranas por C. B.T.. Igualmente, purgando una unidad que no está en uso y llenándolo con nitrógeno puede también prevenir la C.B.T.. Manteniendo los contenidos de oxígeno y cloro en partes por billón, es recomendado para el agua utilizada en componentes de reactor de

inoxidable, para evitar posibles C.B.T.

Si es posible, no solamente se deben diseñar las estructuras para evitar los esfuerzos residuales, sino también para evitar cavidades donde se puede concentrar el cloro, como ejemplo, en intercambiadores de calor de acero inoxidable.

Como se describió anteriormente, la C.B.T. ocurre bajo condiciones donde hay casi siempre, pero no totalmente, inhibición completa. Sin embargo, el uso de inhibidores para prevenir la C.B.T. ofrece un gran campo para la investigación. Muchos intentos se han hecho para usar inhibidores para prevenir este tipo de corrosión.

Muchos investigadores han mostrado en experimentos de laboratorio que la C.B.T. puede prevenirse en soluciones acuosas por la aplicación de protección catódica. La aplicación con éxito de protección catódica en muchos casos tienen muchas dificultades. Sin embargo, existen condiciones que pueden garantizar su consideración.

Sin embargo, la solución a muchos problemas de C.B.T. es sustituir una aleación que es más resistente a la falla bajo las condiciones de uso que aquella que ha presentado problemas.

11.3 RELEVADO DE ESFUERZOS

En la fabricación de equipos o estructuras soldadas en el taller o en el campo, puede desearse, por varias razones, el calentamiento antes de soldar (precalentamiento), o entre pasos de soldadura (calentamiento entre pasos) o después de soldar (postcalentamiento).

En este capítulo solo hablaremos del postcalentamiento, el cual tiene dos efectos benéficos, ambos ocurren simultáneamente. Uno es el templado de la martensita que puede resultar de la soldadura. El otro efecto es el relevado de esfuerzos, el cual es el calentamiento y enfriamiento lento del material, ya que los esfuerzos residuales son resultado inevitable de gradientes térmicos asociados con la soldadura, los cuales pueden causar fallas prematuras por mecanismos que comprenden la fractura retrasada, fatiga o C.B.T.. ¿Por qué es conveniente el calentamiento de la zona soldada?, ya que debido a la disminución de la resistencia del punto de deformación permanente del material y el flujo plástico se puede provocar una división proporcionada con la reducción del punto de

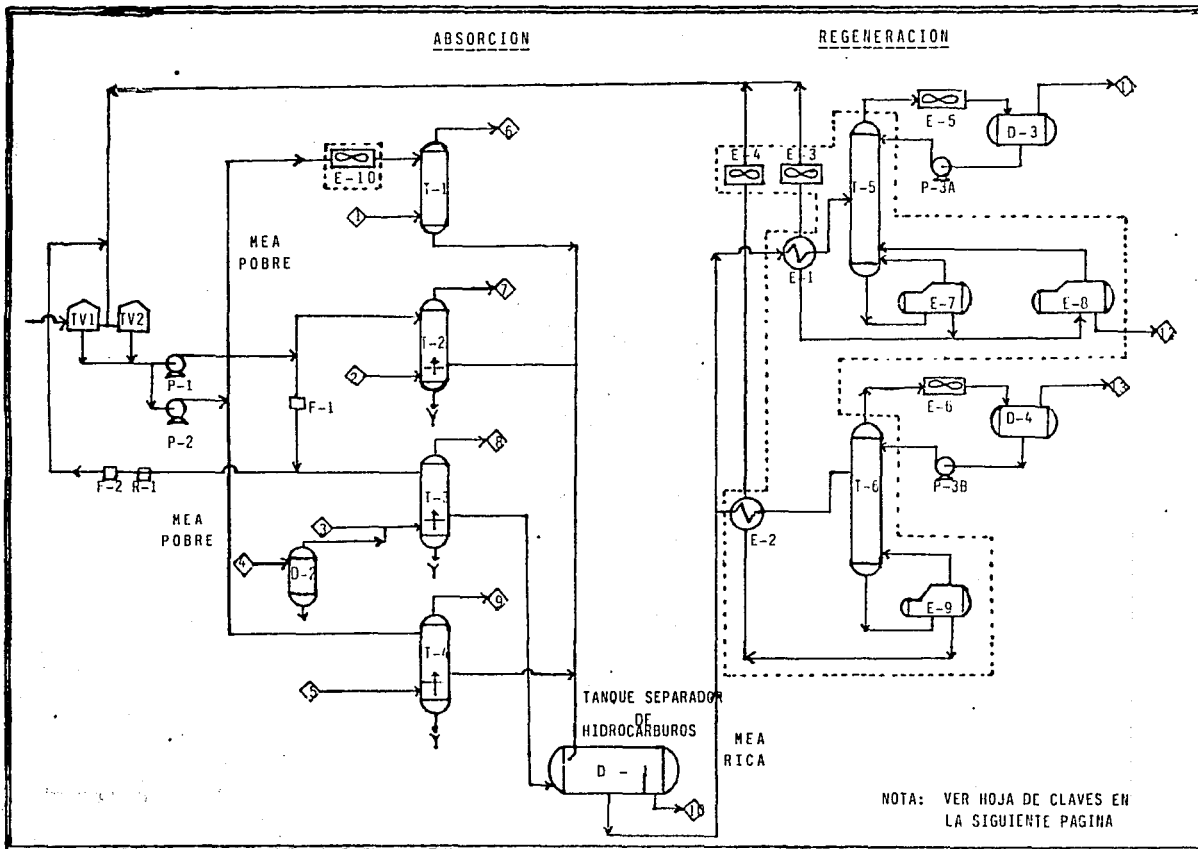
deformación permanente, entonces cuando la estructura se enfría a temperatura ambiente, el nivel de esfuerzos residuales se reduce por el tratamiento de postcalentamiento. Esto disminuye la posibilidad de falla prematura, y también disminuye la deformación durante y posteriormente a las operaciones de maquilado.

II.4 COMO TRABAJAN LAS UNIDADES CON MONOETANOLAMINA

La solución de MonoEtanolAmina (MEA) ha sido usada en la Industria del Petróleo por muchos años en el proceso de endulzamiento de productos refinados.

El diagrama de flujo básico de las Unidades MEA se muestra en la Figura 9. Los gases ácidos entran por el fondo de la torre absorbidora donde se ponen en contacto con una solución acuosa regenerada del 20% de MEA que fluye hacia abajo dentro de la torre. Los gases ácidos, consisten de Acido Sulfidrico (H_2S), Dióxido de Carbono (CO_2) o mezclas de ambos se absorben en la solución MEA y la corriente tratada (dulce) deja la torre por el domo. La corriente de MEA rica que contiene los gases ácidos de la torre absorbidora van a un tambor de separación flash, de ahí al intercambiador MEA rica/pobre y finalmente al regenerador, donde los gases ácidos se liberan por el domo debido a la gran temperatura y el decremento de presión en éste.

DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DE LA UNIDAD DE M.E.A.



NOTA: VER HOJA DE CLAVES EN LA SIGUIENTE PAGINA

HOJA DE CLAVES FIGURA 10

| | |
|-------------|-------------------------------|
| TV-1 Y TV-2 | ALMACENAMIENTO DE MEA |
| P-1 | BOMBA BAJA PRESION |
| P-2 | BOMBA ALTA PRESION |
| R-1 | TRATAMIENTO CON CARBON |
| F-1 Y F-2 | FILTROS |
| T-1 A T-4 | TORRES DE ABSORCION CON MEA |
| T-5 Y T-6 | TORRES DE REGENERACION DE MEA |
| E-1 AL E-10 | INTERCAMBIADORES DE CALOR |
| D-1 A D-4 | TANQUES SEPARADORES |

DESCRIPCION DE LOS FLUJOS

| | |
|---------|---|
| 1 | L. P. G. DE PLANTA CATALITICA |
| 2 Y 5 | GAS RESIDUAL DE HIDROTRATAMIENTO |
| 3 | GAS RESIDUAL DE PLANTA CATALITICA |
| 4 | GAS RESIDUAL DE REFORMADORA |
| 6 | FLUJO A PLANTA DE POLIETILENO |
| 7 Y 9 | FLUJO A COMPRESORES DE HIDROTRATAMIENTO |
| 8 | GAS A PROCESO |
| 10 | ACEITE A SEPARADOR |
| 11 Y 13 | H ₂ S A LA PLANTA DE AZUFRE |
| 12 | MONOETANOLAMINA REGENERADA. |

Una parte de la solución de MEA pobre se hierve en el rehedidor y se regresa al regenerador para incrementar la temperatura y ayudar a eliminar el gas ácido de la solución rica. La corriente regenerada finalmente pasa al condensador del regenerador y se recircula al domo de la torre de absorción.

La corriente de MEA pobre regenerada se bombea a través del intercambiador MEA pobre/rica, la solución pobre se enfría y entonces se regresa a los absorbedores. Los gases ácidos se eliminan en el tambor de reflujo del domo del regenerador y se envían a la planta recuperadora de azufre o al quemador.

OTRAS UNIDADES DE TRATAMIENTO DE GAS ACIDO

El medio absorbente es una solución de entre 10 y 20 % en peso de amina y agua. El gas amargo entra al fondo de la columna y la amina pobre entra por el domo. El gas deja el domo del absorbedor y va al sistema de gas combustible de la Refinería.

La amina rica, conteniendo el gas ácido absorbido, se calienta

en un intercambiador de calor con la amina pobre y alimentada al domo del absorbedor.

El gas ácido y el vapor dejan el domo de la columna y el vapor se condensa. El concentrado y el gas ácido se separan en el separador de gas ácido y el condensado se regresa al absorbedor como reflujo.

Esta práctica de recuperar el condensado reduce la posibilidad de que la amina este concentrándose debido a la pérdida de agua. El gas ácido va a la planta recuperadora de azufre, la amina pobre del rehervidor del absorbedor se enfría y se regresa al absorbedor.

En algunos sistemas, una parte de la amina pobre regresada se filtra antes de entrar a la torre de absorción. El propósito del filtro es controlar la cantidad de partículas presentes en el sistema. Esas partículas, típicamente hierro/azufre, son productos de corrosión causados por la formación de ácidos en el sistema. Estos ácidos se forman cuando la temperatura del

regenerador es demasiado alta y ocurre la descomposición de la amina. Además, la presencia de oxígeno en el sistema puede causar también la descomposición de la amina y subsecuentemente la formación de ácidos.

Entonces, el cuidado es evitar la contaminación de la amina con el aire. Esos productos de corrosión pueden causar severos espumamientos y subsecuentemente llevar amina del absorbedor al sistema de gas combustible. Además, se puede colocar un filtro después del tratamiento con carbón activado para remover trazas orgánicas que puedan estar presentes, las cuales pueden también causar espumamientos en el absorbedor y transportar amina.

**III. INCIDENTES OCURRIDOS DEBIDO
A CORROSION BAJO TENSION**

Los incidentes ocurridos debido a la Corrosión Bajo Tensión, los trataremos de la siguiente forma:

- III.1 Incidentes Ocurridos por C.B.T. general
- III.2 Incidentes Ocurridos por C.B.T. por Amina

III.1 INCIDENTES OCURRIDOS POR C.B.T. GENERAL

CASO 1

Falla de una línea de transferencia de proceso de 3" de diámetro de acero al carbón 304, cédula 10S.

Una nueva línea de vapor de 3" con aislamiento, se probó hidrostáticamente, aproximadamente 4 semanas antes de operar una nueva unidad. La línea se puso en servicio unos 7 días antes de la introducción de productos, para la hidropueba se utilizó el agua de la planta (50 - 100 ppm de cloruros). La línea estaba ubicada entre la unidad de proceso y el patio de tanques, en un canal de tubería.

Después de que la línea había estado en servicio una semana, se encontró que el producto de proceso fugaba por el aislamiento, en varias partes, removieron el aislamiento, y se encontró que la fuente de la fuga eran finas grietas en el lado inferior de la línea, a la mitad entre los soportes de tubería.

El análisis de fallas encontró que la fractura se inició en sitios, en el interior de la tubería, en donde se había calentado el agua residual de la hidropueba, para secarla, por las líneas de vapor. Esa concentración de clóruos, fue la causa de la falla por C.B.T.

CASO 2

Falla de una línea de transferencia de proceso de 3" de diámetro de acero inoxidable 304, cédula 10S.

La misma línea de proceso fugaba otra vez, después de un año de operación, uno de los puntos de fuga fue una sección de tubería que se reemplazó debido a la falla reportada en el CASO 1.

El análisis de esas fallas revelaron que la línea había fallado debido a la C.B.T., externa y debajo del aislamiento de silicato de calcio húmedo. La tubería estaba localizada en un canal de tubería, permitiendo la humedad ocasional del aislamiento

durante el período de alta precipitación pluvial. Los 130°F de temperatura de proceso y las líneas de vapor proveen un mecanismo para la concentración de cloruros.

A la línea se le quitó el aislamiento y se analizó, las secciones agrietadas fueron reemplazadas y a la parte restante de la línea de aceite se le dió un recubrimiento de pintura de silicón de Zinc libre, y las líneas de vapor se separaron de la pared de la tubería para prevenir sitios locales calientes.

CASO 3

Falla en una línea de transferencia de proceso de 3" de diámetro de acero al carbón 304, cédula 10S.

La misma línea de proceso de los Casos 1 y 2 desarrollo numerosas fugas después de 5 años de operación. La ubicación de esta fuga fue muy parecida a la de la segunda falla.

El análisis de la línea después de remover el aislamiento reveló el rompimiento del sistema de pintura y al azar se localizaron áreas de Corrosión Bajo Tensión, en muchas de las grietas no había fuga. En muchos casos, la superficie de acero inoxidable tenía una apariencia de oxidado donde el agrietamiento se había presentado.

El tercer intento para resucitar este sistema de tubería incluyó la inspección, reemplazo de la tubería agrietada, reparación de pintura, separación de las líneas de vapor de la pared de la tubería y elevación de la línea sobre el nivel del piso. Esta sección particular del canal experimentaba inundaciones ocasionales durante periodos de gran lluvia y simplemente pintado la línea no se tenía una protección de prevención adecuada.

Ninguna fractura más se experimentó con esa línea.

CASO 4

Falla en la parte superior de la coraza y los tubos de un reactor de acero inoxidable 304.

El gas de reacción caliente (1,200°F) se alimentó a través de los tubos de un reactor vertical de acero inoxidable 304. La masa de reacción se enfría por generación de vapor de baja presión.

El vapor condensado se alimentó por el lado del cuerpo del recipiente y el vapor de baja presión se retiró por la parte superior del cuerpo.

Después de 6 años de operación, la unidad fue forzada a parar debido a fugas de agua en el proceso. En el análisis del reactor se encontraron muchos tubos que fugaban y, mas seriamente, la parte superior del cuerpo tenía grietas, las cuales se originaron al azar abriendo los tubos.

La remoción de los tubos reveló que estaban agrietados por

Corrosión Bajo Tensión en el lado del agua, con mayor frecuencia de incidencia de agrietamiento en la unión entre tubos y cuerpo.

Trazas de cloruros estaban presentes en el agua, se concentraron por evaporación, en las ranuras entre los tubos y el cuerpo, subsecuentemente, ambos, tubos y cuerpo desarrollaron la C.B.T..

El problema se resolvió con el reemplazo de la cabeza del recipiente y tubo unión con una aleación de alto níquel

CASO 5

Falla de la línea de salida de la bomba de ácido fluorhídrico (HF), de aleación 400.

Una línea de transferencia de 6", cédula 10, aleación 400, era usada para transferir ocasionalmente ácido fluorhídrico, de una área de reacción a un tanque. Solamente dos transferencias al tanque se realizaron en el año.

La línea se dejó con vapores de HF entre los períodos de transferencias.

Ocurrieron repetidas fallas por agrietamiento, principalmente en la zona afectada por el calor de la soldadura, y en los codos de la línea de 6". El análisis de fallas confirmaron que el mecanismo de agrietamiento fue la C.B.T. con la iniciación de las grietas en la superficie interna de la tubería debido al medio húmedo con vapores de HF.

El problema se resolvió limpiando la línea con hidrocarburo de proceso después de cada transferencia de ácido, entonces "cambiando el ambiente" es efectivo ya que se quedaba el hidrocarburo en la línea durante los períodos de inactividad.

CASO 6

Falla de pernos de acero inoxidable 304 en escaleras y pasamanos, de madera de pino rojo, de una torre de enfriamiento.

Después de 12 años de operación, se encontraron pernos rotos en escaleras y pasamanos de una gran torre de enfriamiento de multiceldas. Inicialmente los pernos eran de 3/8" por 6" de longitud de acero inoxidable 304, cabeza hexagonal.

El mecanismo de fractura, aparentemente, era debido a lo intermitente húmedo y seco de la madera, lo que permite la concentración de cloruros. El sol de verano de Texas provee suficiente calor para que ocurra la Corrosión Bajo Tensión.

El problema se resolvió con el reemplazamiento de los pernos de escaleras y barandales con pernos resistentes bronce - silicio.

CASO 7

Falla de la unión de tubería, de acero inoxidable 304, con la brida traslapada de acero al carbono.

La fuga se desarrolló en la tubería de proceso, de acero inoxidable 304, después de 5 años de operación. La investigación

encontró que la fuente de la fuga estaba debajo de la parte trasera de la brida de acero al carbono en la parte traslapada con el sistema de tubería. La temperatura de proceso era de 200°F.

El análisis de fallas confirmó que la C.B.T. originada en la grieta entre la brida de acero y la tubería de inoxidable, los cloruros del agua de lluvia, el agua de lavado y el aislamiento adyacente, se concentraron en la grieta entre la brida y la tubería, llevando a la falla. Las soluciones al problema incluyeron intentos de cubrir con inoxidable debajo de la brida de acero al carbono y reducir el uso de bridas traslapadas en conjunto con situaciones críticas, como son los sistemas calientes de tubería de proceso.

CASO 8

Falla de tubos de un condensador vertical de proceso de inoxidable 316.

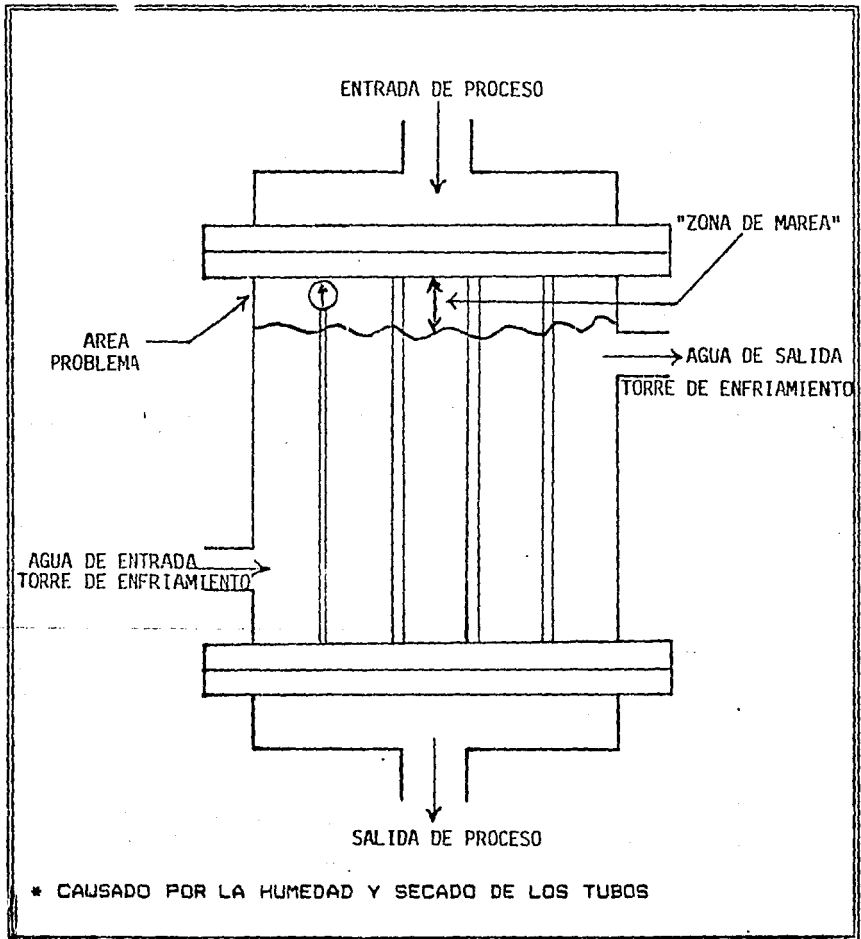
Después de 5 años de operación, se desarrolló una fuga interna en un condensador de proceso. La temperatura de proceso a la entrada de los tubos era de 200 °F. En el lado de la coraza el agua de enfriamiento contenía de 500 a 1,000 ppm de cloruros.

El análisis confirmó que en la pared exterior de los tubos se originó la clásica C.B.T. intergranular. Todas las grietas ocurrieron en o arriba del nivel del líquido, en la coraza del intercambiador (Figura 10), donde los cloruros se concentraron en esta zona "de marea" donde los tubos estaban alternativamente húmedos y secos. Este tipo de falla ha sido experimentado por muchos intercambiadores de calor en la industria de procesos químicos.

Los intentos tradicionales para resolver este problema incluyen la eliminación del uso de acero inoxidable austenítico propenso a grietas en la zona de marea de tales intercambiadores o rediseñando el intercambiador (agua en los tubos, intercambiador horizontal, etc.).

Figura 10

FALLA POR CORROSION BAJO ESFUERZO*



CASO 9

Falla por agrietamiento de la cabeza superior de un recipiente de reacción de acero inoxidable 304.

Examinando la cabeza superior de un reactor durante la reparación de su aislamiento, se encontraron extensas grietas ramificadas en la parte superior de la cabeza, evidencias de fugas de proceso estaban presentes en algunas grietas, el aislamiento de silicato de calcio estaba húmedo al momento de la inspección.

El análisis de fallas confirmó que las fugas tenían ramales típicos de C.B.T. intergranular originadas en la superficie externa de la cabeza, bajo el aislamiento térmico húmedo. Por la molesta fuga de amoníaco, el sello del agitador, localizado en el centro de la cabeza superior, se ha lavado continuamente con agua de servicios, conteniendo de 50 a 100 ppm de cloruros.

El agua humedeció el aislamiento de silicato de calcio, los cloruros se concentraron en la superficie del metal caliente

llevando a la falla por grietas.

El problema se eliminó con el reemplazamiento de la cabeza y modificaciones al sello para detener la fuga. La cabeza nueva se pintó antes del aislamiento y se seleccionó una celda de aislamiento cerrada para disminuir la posibilidad de un entorno húmedo.

CASO 10

Falla en los espárragos de A193 grado B7, una alta resistencia mecánica, baja aleación de acero, y muy susceptible a la fractura por hidrógeno, de una brida, de la tubería interna en un recipiente de proceso de ácido fluorhídrico (HF).

Cuando el separador de ácido se abrió para inspección de rutina, fue obvio que todos los espárragos de la brida de la tubería interna estaban rotos, toda la tubería había caído al fondo del recipiente, aunque se habían sido instalados apenas hacia 2 años.

Se le practico el análisis de fallas, un exámen metalúrgico y pruebas de dureza, el exámen metalúrgico reveló que las grietas eran intergranulares con algunas ramificaciones. La dureza de los pernos fue 29 - 32 Rockwell C. En una de ellas, con esa evidencia, y dada la naturaleza de los químicos presentes, se concluyó que el mecanismo de agrietamiento fue Fragilización por Hidrógeno. Los pernos se reemplazaron con el material correcto, Monel, y no se experimentaron mayores problemas.

III.2 INCIDENTES OCURRIDOS POR C.B.T. POR AMINA

EXPERIENCIA DE PHILLIPS PETROLEUM

MECANISMO

La C.B.T. en aceros al carbono requiere la existencia, en la mayoría de los casos, de esfuerzos cercanos al límite elástico del metal y que se encuentre expuesto a un medio corrosivo. El mecanismo es una forma de ataque selectivo, en la cual las áreas muy tensas son ligeramente anódicas con respecto al área adjunta. El ataque procede intergranular o transgranularmente, acompañado por un incremento continuo de la concentración de esfuerzo hasta llegar a la combinación de esos factores que producen un daño serio o falla.

El efecto que produce el medio corrosivo necesario es engañoso, ya que no ocurren picaduras o pérdida de peso del metal en general en los sitios de C.B.T., este hecho debe estar siempre presente, porque esto de la ausencia de la

pérdida del metal por corrosión no asegura su inmunidad, C.B.T., debido a que la pérdida del metal perceptible esta ausente, también, en otros procesos de C.B.T.

INCIDENTE

Las primeras grietas por corrosión en tratamientos de gas con soluciones acuosas de amina, operadas por Phillips Petroleum, se encontraron en un tratador que había estado en servicio 2 años.

El equipo nuevo se había usado en toda la planta; el personal de la planta había reportado unas fugas en el rectificador, una en una oreja soldada de la plataforma y otra en una canaleta de unión para soldadura. El personal de la planta asumió, primeramente, que estas fugas fueron causadas por defectos de fabricación o por daños en tránsito, entonces fue aconsejable el paro inmediato de la unidad para una inspección por un ingeniero experto, tanto en la fabricación del recipiente, como en la inspección.

Durante la primera inspección de esta unidad y la reparación de

las fugas, los responsables de esta inspección se encontraron con grietas debido a C.B.T. extendidas en el absorbedor, el rectificador, las cabezas del cambiador de calor y en algunas tuberías. El ingeniero que condujo la inspección, utilizó la Inspección por Partículas Magnéticas (IPM) para revisar las soldaduras reparadas en el absorbedor y encontró muchas grietas ramificadas en la superficie interna cercana a la soldadura reparada, éstas resultaron evidentes después de que se terminó el tratamiento.

El absorbedor se encontró que tenía tal cantidad de grietas, casi continuas, en el fondo de la cabeza opuesta al faldón soldado que se consideró inseguro para seguir operando. Muchas grietas se encontraron en la brida del fondo de la cabeza, perpendiculares a la colocación de la soldadura en la unión cuerpo - cabeza, adyacente al aspersor, en la sección inferior del cuerpo y en la mitad inferior del cuerpo, en la unión de soldadura de los cuellos con los tubos de bajada y en las soldaduras intermitentes uniendo ángulos de soporte de los recipientes.

EXPERIENCIA DE ESSO PETROLEUM

Fawley Refinery, Essó Petroleum Co. Ltd., Mechanical Technical Services Division.

Esta unidad de MEA se arrancó en 1974, cuando la práctica de soldar los equipos de acero al carbón, que contenían soluciones de MEA mayores del 2% (en peso) y operando a temperaturas mayores de 93°C (200°F), era la de Tratamiento con Calor Después de Soldar (TCDS). Un segundo tanque de almacenamiento de MEA se construyó en base a las especificaciones de la planta original, y se arrancó en 1976. La unidad operaba con pequeños problemas mecánicos o de proceso hasta 1980 cuando se encontró que tenía una fuga este segundo tanque (No. 2).

El tanque No. 2 fugaba estando en servicio y la inspección inicial encontró corrosión interna poco significativa, aunque la Inspección con Partículas Magnéticas encontró muchas grietas severas en el fondo de la canaleta de la placa del cuerpo (por ejemplo: abajo del nivel normal del

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

líquido). Esas grietas estaban en la placa del cuerpo extendidas cerca de 100 mm de la junta y los accesorios soldados. Varias grietas también ocurrieron en el interior de la pared del tanque. Grietas menos severas se encontraron por el HAZ del borde de la soldadura del piso del tanque. Una sección de tubería de entrada al tanque, de 14", se quitó también y se encontró, que en 3 de 4 soldaduras examinadas por IPM, tenían grietas en el HAZ de tubería y arriba, 25 mm, de la soldadura. Algunas de las placas del tanque y tuberías se inspeccionaron por IPM confirmándose la existencia de C.B.T. por MonoEtanolAmina

Este tanque tuvo que reconstruirse para regresar a servicio, el material de reconstrucción fue acero inoxidable austenítico (tipo 304L) para evitar los problemas del relevado de esfuerzos.

Entonces se hizo necesario establecer un programa para inspeccionar el demás equipo que no había tenido TCDS para saber cuales tenía grietas por C.B.T. Uno de los métodos utilizados fue el ultrasonido, pero no dio buenos

resultados debido a que fué muy poco sensible detectando grietas, ya que los equipos que se revisaron posteriormente por IMP dieron evidencias de las mismas.

IV. CONCLUSIONES

IV. CONCLUSIONES

Como hemos podido observar en los siniestros descritos en el capítulo anterior, existen algunas alternativas para evitar la Corrosión Bajo Esfuerzo.

Para los que ocurrieron por C. B. T. General se encuentran las siguientes:

- En los primeros tres casos se encontró que la solución fué el reemplazo de la tubería, reparación de la pintura, separación de las líneas de vapor de la de producto y elevación de las mismas a nivel de piso.
- Los casos cuarto, sexto, séptimo, noveno y décimo se resolvieron cambiando o modificando el material de construcción del equipo (El material utilizado fué Monel, en el primero y en el último, Bronce - Silicio, en el segundo,

recubrimiento con inoxidable, en el tercero, y cambiando el sello, en el cuarto).

- Los casos quinto y octavo, a pesar de que es poco común, se soluciono modificando el ambiente (De HF a Vapores de Hidrocarburo, en el primero, Agua en los tubos, en el segundo).

En lo que se refiere a la C. B. T. por MonoEtanolAmina, observamos lo siguiente:

Es necesario tener el conocimiento adecuado de las investigaciones que se han desarrollado para entender y atacar este problema, y como un apoyo para el ingeniero de corrosión que trabaja en este tipo de unidades, les presentamos las siguientes recomendaciones para tratar de evitar este fenómeno:

De la experiencia de Phillips Petroleum tenemos:

- Todos los equipos y tuberías, en servicio con MEA, que no tienen relevado de esfuerzos deberían ser reemplazados tan rápido como sea posible
- Donde los registros indiquen que las reparaciones y/o modificaciones de los equipos han sido terminadas con relevado de esfuerzos, inspeccionar la soldadura reparada para asegurarse que ninguna fractura esta presente y que la soldadura esta relevada de esfuerzos antes que el equipo regrese a servicio. Para el equipo y tubería, en servicio con MEA, soldada y con un tratamiento térmico de relevado de esfuerzos deberá especificarse la temperatura de operación y concentración de solvente.
- Para otros sistemas de amina (Sulfinol, DIPA, DEA) los requisitos para el relevado de esfuerzos en equipos y tuberías soldadas es para aquellos que operen arriba de 90° C, considerándolo aplicable a las unidades de MEA.

Mientras que de la Esso Petroleum se destaca:

- En la detección de grietas se deben utilizar los métodos que se consideran más sensibles, como lo es la Inspección por Partículas Magnéticas.

V. BIBLIOGRAFIA

V. BIBLIOGRAFIA

The Stress Corrosion of Metals

Hugh L. Logan

National Bureau of Standards

Washington, D. C.

John & Wiley Sons, Inc.

New York

Knowledge is key to stress-corrosion battle

R.E. MCGUIRE

Monsanto Chemical Co.

Alvin, Tex.

Oil & Gas Journal (Technology)

June 9, 1986

Corrosion Engineering

Mars G. Fontana & Norbert D. Greene

McGraw-Hill Book Company

Stress Corrosion Cracking in an M.E.A. Unit

(Case Study)

P.G. Hughes, Senior Engineer

Mechanical Technical Services Division

Fawley Refinery, Esso Petroleum Co. Ltd.

UK National Corrosion Conference

1982

Petroleum Refinery Safety and Health Manual

T. S. Butler, Jr , E. M. Beasley and others

Department of Industrial Relations

Division of Occupational and Health

State of California

1981

Corrosion Control Handbook

Petroleum Engineering Publishing, Co.

Dallas, Texas

The Corrosion Handbook
Uhlig, Herbert H.
John Wiley & Sons, Inc.
New York, N.Y., 1948

Local Heat Treatment of Welds in Piping and Tubing
AWS Committee on Piping and Tubing
American Welding Society, Inc.
AWS D10.10-75
Miami, 1975

What to do about Amine Stress Corrosion
G.L. Gardwood
The Oil and Gas Journal
Midyear Engineering Report - Stress Corrosion
July 27, 1958

Stress Corrosion Cracking in a M.E.A. Unit (Case Study)

P.G. Hughes, Senior Engineer

U. K. National Corrosion Conference

1982

Corrosion Basics An Introduction

National Association of Corrosion Engineers

NACE Education and Training Committee

1984