

182. ingen.



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

**PROBLEMAS DE CORROSION EN LAS INSTALACIONES
DE POZOS PETROLEROS.**

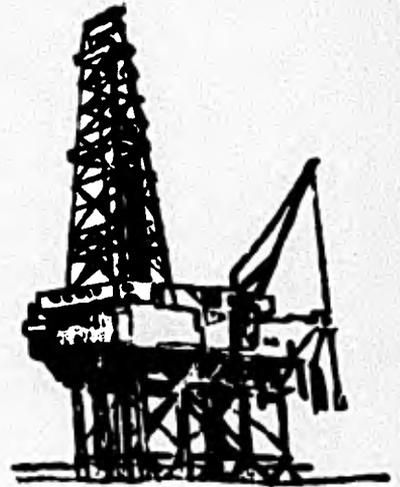
TRABAJO ESCRITO

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

P r e s e n t a :

SALVADOR PATLAN RODRIGUEZ



México, D. F.

1981



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.

PROBLEMAS DE CORROSION EN LAS INSTALACIONES DE POZOS PETROLEROS.

CONTENIDO.

- I.- Introducción.
- I.- El proceso de corrosión.
 - 1.1.- Porque se corroe el metal.
 - 1.2.- Como se corroe el metal.
- II.- TIPOS DE CORROSION.
 - 2.- Dióxido de carbono o corrosión por gas condensado.
 - 2.2.- Corrosión ácida.
 - 2.3.- Corrosión por oxígeno.
 - 2.4.- Célidas de aereación diferencial.
 - 2.5.- Corrosión dulce.
 - 2.6.- Corrosión por erosión.
 - 2.7.- Resultado de la corrosión por bacterias.
- III.- DETECCION DE LA CORROSION Y SU MEDICION.
 - 3.1.- Identificación de la fuente potencial de corrosión.
 - 3.2.- Pruebas para condiciones corrosivas.
 - 3.3.- Medición de la velocidad de corrosión.
- IV.- CONTROL DE LA CORROSION.
 - 4.1.- Selección de materiales para reducir el valor de la corrosión.
 - 4.2.- Control de la corrosión a través de su diseño original.
- V.- CONTROL DE LA CORROSION POR REVESTIMIENTOS E INHIBIDORES.
 - 5.1.- Selección del revestimiento.
 - 5.2.- Protección de tuberías y estructuras subterráneas y sumergidas.
 - 5.3.- Control de la corrosión en pozos de gas y aceite.
 - 5.4.- Inhibidores y pasivadores.
 - 5.5.- Inhibición con sustancias químicas.
- VI.- ELIMINACION DE GASES CORROSIVOS.
- VII.- FENOMENO DE LA POLARIZACION.
- VIII.- PROTECCION CATODICA.
- IX.- FIGURAS Y TABLAS.

INTRODUCCION.

Se estima que el costo por la pérdida de material debido a la corrosión, asciende a 10 billones de dólares anuales.

Este costo corresponde al deterioro de la pérdida de corrosión, costo de mantenimiento y costo de la sustitución del fierro sencillo por metales más caros, para obtener un servicio más seguro y más satisfactorio.

Si nos damos una idea de lo que la corrosión ocasiona en pérdidas de dinero y equipo, es de suponerse que aquí en nuestro país no se tienen los costos estimativos de lo que la corrosión causa en nuestros campos petroleros así como en sus instalaciones.

La mayoría de los problemas originados por la corrosión son debidos a que todos los metales tienden a retroceder a una de las formas en la cual ellos fueron originalmente formados en la tierra.

La vida útil del equipo de la industria petrolera se acorta a menudo como un resultado de la corrosión y en los 10 últimos años se han tenido grandes adelantos en su detección y soluciones aplicadas para controlarla.

Para efecto práctico, es casi imposible eliminar la corrosión en su totalidad y el secreto efectivo de la ingeniería en este campo, radica más en su control que en su eliminación, siendo necesario tomar en cuenta el fenómeno corrosivo desde el diseño de las instalaciones y no después de tenerlas en operación.

El ingeniero que trabaja en problemas de corrosión necesita saber dónde empezar y tener conocimiento básico para saber reconocer dónde o cuándo aparece la corrosión, dónde es factible su desarrollo, cómo se produce, cómo impedirla, y que herramientas son necesarias para su control.

Por último es conocido que todos los metales y aleaciones son susceptibles de sufrir el fenómeno de la corrosión, no habiendo material útil para todas las aplicaciones. Por ejemplo, el oro, conocido por su excelente resistencia al medio ambiente, se corroe si se pone en contacto con mercurio a temperatura ambiente; por otra parte el acero no se corroe en contacto con el mercurio, pero rápidamente se oxida cuando está expuesto por mucho tiempo a la acción del ambiente atmosférico.

El trabajo presente trata de dar idea muy general acerca de los tipos, características y posibles soluciones que se tienen acerca de la acción de la corrosión en los aparejos de perforación así como en las diferentes tuberías y conexiones que componen un pozo petrolero en general.

I EL PROCESO DE CORROSION.

La corrosión en campos petroleros se manifiesta como fugas en tanques, conexiones, tuberías de revestimiento, líneas de tuberías y otros equipos. El metal básico desaparece debido a la corrosión cambiando a otro tipo de material.

1.1.- Porqué se corroe el metal.

Los minerales metálicos son generalmente óxidos y sulfuros que son más estables que los metales puros.

Se requiere energía para reducir un mineral y producir el metal en los altos hornos. La mayor parte de los metales se comportan como combustibles y tienden a combinarse con oxígeno, azufre y otros elementos. Estas reacciones de combinación de los metales produce calor o algunas otras formas de energía que cambian a los metales a compuestos más estables.

1.2.- Como se corroe el metal.

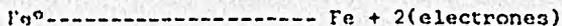
Ya que el producto de corrosión del hierro es un óxido de hierro se puede pensar que la corrosión es una reacción entre el hierro y el oxígeno del aire o entre el hierro y el sulfuro de hidrógeno (ácido sulfídrico).



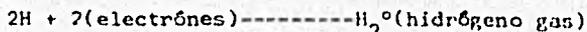
El hierro no reacciona con el oxígeno o el sulfuro de hidrógeno en condiciones anhidras a temperaturas ordinarias, excepto para formar una capa delgada e invisible, que protege el hierro de un ataque posterior. La corrosión ocurre solamente cuando el agua está presente. Simultáneamente

te ocurren dos reacciones electroquímicas diferentes, en dos lugares también diferentes sobre la superficie del metal y un flujo de corriente eléctrica entre dos lugares, llamados el ánodo y el cátodo.

Por ejemplo la corrosión del hierro en soluciones ácidas débiles, están en forma de iones ferrosos que corroen la superficie anódica liberando dos electrones del hierro metálico.



En el metal los electrones negativos pasan hacia el área catódica o no corroída y la corriente positiva se mueve desde el cátodo hacia el ánodo. Los iones hidrógeno de la solución son liberados de la superficie catódica en forma de gas hidrógeno.



El agua es necesaria para que ocurra la corrosión. Esto se debe a que el agua permite en flujo de corriente electrolítica debido a que contiene sales disueltas tales como cloruros, sulfatos o gases disueltos como el sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, dióxido de azufre o también oxígeno.

Si la reacción catódica y anódica se detienen, la corrosión se puede parar porque el metal se queda eléctricamente neutro.

El ánodo y el cátodo deberán separarse por distancias micrométricas como cuando la corrosión ocurre en metales que están húmedos o mojados, o bien cuando el ánodo y cátodo están muy separados uno del otro como ocurre en ciertos tipos de corrosión de las tuberías (ver fig. 1) y esta misma figura muestra el flujo de la corriente eléctrica alrededor del metal descubierto en la superficie metálica.

La superficie del metal es a menudo cubierta con celdas electró-

líticas con algunas áreas que son anódicas o catódicas. Es probable que las impurezas del metal o sus imperfecciones contribuyan a la formación de áreas anódicas o catódicas en la superficie del metal.

La corrosión es asociada a un flujo de corriente eléctrica en donde se puede predecir la Ley de Ohm. La cantidad de corriente I es directamente proporcional al voltaje E e inversamente proporcional a la resistencia R

$$I = E/R$$

El circuito de corrosión electroquímica la corriente fluye de las áreas anódicas en el seno del electrolito y de la solución dentro del metal a las áreas catódicas.

Todos los inhibidores de corrosión están diseñados para reducir el flujo de corriente generalmente mediante el aumento de la resistencia en el circuito de corrosión electroquímica.

Ya que la corrosión es relacionada con el flujo de electrones a través de muchos materiales es necesario considerar la resistividad eléctrica de cada uno. La resistividad está definida mediante la siguiente ecuación;

$$R = L/A$$

R = resistencia en ohms de un conductor de longitud L y una sección transversal A , donde es el coeficiente o unidad de resistividad del material considerado. Si L y A están expresados en cm y cm^2 la unidad de resistividad lo estará en ohms-cm . Los valores son para la resistencia de un cm^3 del material entre las caras opuestas de un cubo. Los materiales que se muestran en la tabla I están acomodados en orden al incremento de sus resistividades. Note que existe un rango extremo entre los metales y los mejores aisladores.

El agua de mar o las almueras son generalmente consideradas como buenas conductoras pero su resistividad es aproximadamente un millón de veces mayor que la del acero sin embargo el agua de mar es mejor conduc-

tora si se compara con el agua destilada. Algunos productos de la corrosión tales como la magnetita o sulfuros ferrosos son mejores conductores que la salmuera o el agua de mar. Muchos proyectos que tiene que ver con el flujo de corrientes de protección catódica pueden explicarse considerando a la tabla I por ejemplo un aislante aplicado en un pozo con tubería sin revestimiento que contenga agua de mar detendrá casi por completo el flujo de corriente al pozo, aunque la tubería esté llena de material de relativamente baja resistividad cuando se compara con buenos aislantes.

En el cátodo donde la corriente eléctrica penetra al metal (ver fig. 1) burbujas de hidrógeno se forman en la superficie del metal pero no ocurre una pérdida del mismo. El hidrógeno que se libera en el cátodo incrementa la resistencia al flujo de corriente de manera que éste y la corrosión son simultáneamente reducidos, esto es llamado polarización y constituye un factor importante en la reducción de la corrosión. Existen otros medios bien conocidos para incrementar la resistencia al punto de corriente y reducir la corrosión. La cantidad de corriente eléctrica que abandona el ánodo puede medirse. Las libras de acero que se pierden en el ánodo son proporcionales a la corriente medida.

Un ampere de corriente fluyendo durante el periodo de un año puede desgastar 20 libras de acero. Efectuando una analogía en un agujero entubado de diámetro de 1/8" esto representaría alrededor de 1/100 de onza de metal perdido.

II.- TIPOS DE CORROSION.

La corrosión ocurre en muchas instalaciones de campos petroleros y se clasifican mediante la apariencia, el ambiente y o la causa.

Los tipos de corrosión pueden ser:

Apariencia: uniforme, por picaduras, galvánica o corrosión de dos metales, celdas de concentración o del tipo hendidura, intergranular, esfuerzo por corrosión, erosión por corrosión y pérdida de peso.

Ambiente: atmosférico, sumergible en líquidos o en la tierra, en ácidos o a altas temperaturas.

Causa: por oxígeno, por la evolución del hidrógeno, fatiga por corrosión y corrosión por bacterias.

Presencia en los metales tales como marcas o rayaduras de pinzas, marcas de martillos, grasa o pintura, así como tratamientos originales de calor, o imperfecciones en el control metálico básico localizados en las áreas catódicas y anódicas. Daños físicos que aparecen en forma de ranuras, grietas, pérdida general del metal y pérdida de resistencia y ductibilidad en las áreas en que se localizan el ánodo y el cátodo.

2.1.- Dióxido de carbono o corrosión por gas condensado.

El dióxido de carbono disuelto en el agua corroe al acero. Esta corrosión es más frecuente encontrarla en pozos de gas donde el dióxido de carbono está presente con el vapor de agua condensado en la tubería de producción o líneas de flujo, el ácido carbónico formado produce corrosión (agujeros) en el metal expuesto. La parte de arriba de la tubería de producción y las líneas de flujo en la superficie son las más susceptibles a este tipo de corrosión.

Las velocidades de corrosión son generalmente más altas a medida que aumenta la presión en la cabeza del pozo, porque a mayor CO_2 disuelto en el vapor de agua a presiones altas se crea un ácido más fuerte. Un camino para predecir la corrosión en pozos de gas está basada en la presión parcial del dióxido de carbono.

Este cálculo es: presión total en la cabeza del pozo \times % CO_2 .

Si el valor de la presión parcial está arriba de 30, la corriente del pozo es corrosiva, de 7 a 30 puede ser corrosiva y de 0 a 7 no es corrosiva.

Este principio no siempre es aplicable cuando se está produciendo agua salada, debido a las altas disueltas que pueden causar incrementos en la velocidad o corrosión.

La tabla 1-2 es un sumario de los factores de la corrosión por el CO_2 .

2.2.- H_2S o corrosión ácida.

Ocurre en pozos productores de gas y aceite con pequeñas cantidades de H_2S . El ácido sulfídrico disuelto en el agua en pequeñas cantidades, puede crear un ambiente muy corrosivo. Una escama negra sobre la superficie del hierro o acero es un indicio del ataque del H_2S . La acción sobre estos indicada está por: $\text{Fe} + \text{H}_2\text{S} + \text{humedad} \rightarrow \text{FeS} + \text{H}_2$.

El acero es anódico para el sulfato de hierro y como la corrosión continúa debajo de la escama del sulfuro, forma numerosos agujeros con grietas profundas. Las roturas son generalmente debido al resquebrajamiento y a la concentración de las escoriaciones. El resquebrajamiento es causado por el hidrógeno atómico formado en el proceso de la corrosión. El H_2S impide la formación de moléculas de hidrógeno. El átomo de hidrógeno difundido entre el límite del metal y/o inclusiones, reacciona

al mismo tiempo que las moléculas de hidrógeno de gran tamaño. Estas moléculas grande de hidrógeno son atrapadas y causan una presión excesiva dentro del acero, resultando en hendiduras, rompimientos y en la pérdida de ductibilidad y resistencia de rendimiento.

El requebrajamiento es especialmente severo en aceros de alta resistencia que tienen gran dureza y sujetos a cargas cíclicas, tales como las varillas de bombeo mecánico.

2.3.- Corrosión por oxígeno.

Ocurre principalmente en la exposición del oxígeno atmosférico. Se desarrolla principalmente en los sistemas de inyección, instalaciones costa fuera y pozos productores porco profundos.

El oxígeno disuelto en el agua causa corrosiones muy rápidas: Este tipo de corrosión forma una escama la cual puede variar de adherencia y densidad. La corrosión por oxígeno dentro del agujero en pozos de producción es usualmente causada cuando entra aire al espacio anular entre TP y TR. En un sistema de inyección de agua, el aire puede entrar dentro de la corriente del fluido.

En pozos de bombeo, la corrosión ocurre en TPs, TRs, bombas y en las secciones de las sargas de bombeo. La oxidación generalmente causa frecuentes escoriaciones profundas. Incrementos de corrosión se presentan cuando el oxígeno está disuelto en el agua y aumenta de menos de una parte por barril a 0.2 partes por millón.

Serías corrosiones se presentan en pozos que contienen aguas sulfurosas conteniendo hasta 0.09 ppm de oxígeno, se han disminuido problemas de corrosión después que el oxígeno se ha removido. Cuando el CO y O₂ están presentes en iguales cantidades en el agua, la corrosión del acero es de cerca de 10 veces más rápida que cuando la misma agua no con-

tiene oxígeno. La cantidad de oxígeno deberá ser menor de 50 ppb para un buen control de la corrosión.

Pequeñas cantidades de oxígeno que pasan a través de las fugas de los empaques defectuosos de las bombas, bridas y válvulas de control defectuosas, pueden causar un tipo de corrosión conocida como corrosión por concentración de celdas. Estas pueden destruir al equipo en un corto tiempo.

En poco menos de tres días el oxígeno puede penetrar a la capa de aceite o agua en un tanque de almacenamiento.

Las cantidades de oxígeno presentes en las masas líquidas concentradas en las celdas, originan severos tipos de corrosión.

La mayor parte del ambiente corrosivo en campos petroleros y sus operaciones, es causado por las cantidades de oxígeno que entran al sistema. Este tipo de ambiente ha destruido la mayor parte del equipo en tan sólo 6 meses.

2.4.- Celdas de aereación diferencial.

Un ataque de corrosión ocurrirá cuando el acero esté sujeto a condiciones de cambio. Esto es lo responsable de muchas pérdidas en acero que está enterrado. Por ejemplo en líneas de tuberías que pasan a través de diferentes suelos, tuberías de reparación penetrando estratos de varias composiciones o líneas de flujo que cruzan zanjas con agua estancada.

El contacto del acero con varias cantidades de oxígeno da por experiencia una muy rápida corrosión. Este tipo de corrosión es llamada celda de aereación diferencial, celda de oxígeno diferencial o celda de oxígeno concentrado. El área de acero protegida del oxígeno es anódica y el área adyacente es la factible para corroerse, como se ve en la fig.

2.

Por ejemplo, la base de una tubería se corroerá debido a que está en contacto con pequeñas cantidades de aire. Tuberías enterradas en caminos con muy poco acceso al aire se corróen cerca del canto o filo del contacto con el camino. Tanques descansando sobre terrenos virgenes se corróen debajo y cerca del canto externo, debido a la aereación diferencial. La corrósi3n ocurre en juntas de cabo, cabezas de los pernos y en aislantes humedos porque estas áreas pueden estar libres de aire.

2.5- Corrosi3n dulce.

Resulta de la presencia del 3xido de carbono y ácidos grasos sin presencia de oxígeno o ácido sulfídrico.

2.6.- Corrosi3n por erosi3n.

La corrosi3n es reducida en algunos casos por la presencia de capas delgadas, las cuales se forman sobre las superficies de los metales y aleaciones. Estas capas pueden ser producto de alg3n 3xido, productos adheridos a la corrosi3n, escamas finas o inhibidores. Si tales capas son removidas o destruidas, el resultado de la corrosi3n puede ser localizado.

Alta velocidad del flujo o flujo turbulento de gases y fluidos, removerán mecánicamente estas capas superficiales y la corrosi3n se incrementará. Esta acci3n es acelerada si los sólidos en suspensi3n o entradas de gases están presentes en la corriente del flujo. El ataque de la corrosi3n localizado aparece como escoriaciones o ranuras. Una forma de corrosi3n por erosi3n es la cavitaci3n que frecuentemente ocurre en bombas centrífugas.

2.7- Resultado de la corrosi3n por bacterias.

Un típico campo petrolero con salmueras puede contener muchas

bacterias diferentes, las cuales pueden estar separadas en dos grupos.

- 1.- Bacterias aeróbicas, cuando el oxígeno está presente en el agua.
- 2.- Bacterias anaeróbicas cuando no hay presencia de oxígeno.

Si el agua contiene oxígeno, el mayor problema bacterial surgen las algas, hongos y otro tipo de vegetación víscosa, las cuales tienden a taponear y deteriorar al equipo.

Tratamientos por clorinación matarían algunos organismos vivientes. El oxígeno es generalmente removido o excluido del agua para ser ésta inyectada al pozo para reducir la corrosión. Esta acción previene el desarrollo de grumos de algas, hongos etc.

Estas bacterias asimilan sulfatos del agua y los convierten en H_2S , el cual es muy corrosivo. Sin embargo, estas bacterias orgánicas forman un pequeño tapón en la formación y es causada por la bacteria sulfato reductora. El procedimiento más satisfactorio es tratar a la bacteria con 100 ppm bactericida una vez cada 2 semanas.

Algo sobre las bacterias.

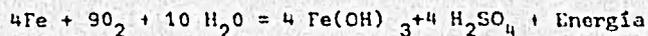
- 1.- Ciertas bacterias pueden actuar directamente en sulfuro libre para formar ácido sulfídrico.
- 2.- Ciertas bacterias producen descomposición de sulfuros, proteínas y forman ácido sulfídrico.
- 3.- Sulfuros de cualquier origen pueden reaccionar con el bióxido de carbono y el agua para formar ácido sulfídrico.

La bacteria sulfato reductora, en la presencia de materia orgánica

nica muerta, toma oxígeno de los sulfatos y sulfitos para formar sulfuros.

Así el H_2S formado puede reaccionar con las sales de fierro en solución para formar sulfuro de fierro.

Por otra parte otros organismos que sean aeróbicos pueden ayudar a la oxidación del FeS .



Las bacterias sulfato reductoras remueven iones hidrógeno formados en las áreas de los metales, utilizando estos para reducir al sulfato por sulfuros, y los productos finales son bacterias vivas y éstas son las que corroen el fierro.

III.- DETECCION DE LA CORROSION Y SU MEDICION,

La corrosión puede ser prevenida o reducida si un ambiente corrosivo es detectado o reconocido. La detección temprana del desarrollo de la corrosión permitirá la iniciación de las medidas de control y generalmente prevendrá seriso daños.

Como puede la actividad de la corrosión ser idontificada antes de que ocurra un fracaso catastrófico o daños irreparables. Primero identificar los factores de la corrosión. Si algunos de estos factores están presentes, medir la velocidad de la corrosión. Si la pérdida del metal no es significativa puede ser más barato que continde la corrosión que combatirla.

3.1.- Identificación de la fuente potencial de corrosión.

El primer paso en el control es la identificación de los factores que causan corrosión. La inspección visual puede ser adecuada. Pruebas químicas, Bacteriológicas o pruebas electroquímicas son usualmente hechas para sacar conclusiones, A continuación se mencionan los factores que contribuyen a la corrosión.

- 1.- El agua puede estar presente antes de que empiece la corrosión. El agua puede ser salmuera en un campo de aceite, agua fresca, vapor o agua condensada.
- 2.- Gases ácidos, H_2S y CO_2 en pozos de gas o aceite forman ácidos cuando están disueltos en agua. También el H_2S puede ser generado por bacterias reductoras de sulfatos en agua que tienden sulfatos disueltos.
- 3.- Aire, El aire que entra a los sistemas poco a poco a través del espacio anular entre TP y TP, por fugas en empaques de bombas y válvulas u otras fuentes. Investigar la cantidad de aire que puede causar fuertes escoriaciones.

- 4.- Metales no similares en contacto físico pueden causar corrosión galvánica. Esto puede encontrarse en válvulas de latón en líneas de acero, latón pulido en tuberías cortas o pistones de bronce de las bombas con camisas de acero.
- 5.- Altas velocidades del fluido pueden remover las partículas protectoras. Esto puede ser un problema en pozos de gas de gran capacidad, así como altas velocidades en las bombas centrífugas y en estranguladores.
- 6.- Concentración de las células de corrosión ocurren en muchas situaciones. Corrosión externa de líneas que cruzan campos de cultivos, áreas con agua contaminada, lechos de caliche y caminos.

Corrosión interna de líneas tomando fluidos con considerables productos de corrosión suspendidos, escamas sueltas u otros sólidos.

En tuberías de revestimiento, la corrosión externa causada por aislantes eléctricos defectuosos entre la cabeza del pozo y las líneas de flujo o amontonamiento de líneas de gas.

La corrosión interna es frecuentemente causada por entradas de aire en el espacio anular entre TP y TR, cuando están abiertas a la atmósfera.

Corrosión interna causada por entradas de aire entre juntas asentadas en suelos virgen.

3.2.- Pruebas para condiciones corrosivas.

Pruebas químicas. El tipo y cantidades de gases ácidos u oxígeno disuelto en corrientes de agua o gas y zonas de vapor, pueden ser determinadas por pruebas químicas, las cuales proporcionan una guía al tipo y variedad de la corrosión.

Incrustaciones tales como óxido de fierro, formadas por corrosión, pueden ser analizadas químicamente. La composición indicará la causa.

Pruebas por bacterias, La mayor parte de los campos de petróleo con agua contiene bacterias aeróbicas o anaeróbicas. Las sulfato-reductoras, bacterias aeróbicas las cuales asimilan sulfatos en el agua para producir H_2S , son la primera causa de la corrosión relacionada con la bacteria en campos de aceite.

Pruebas electroquímicas. Son usadas para verificar las superficies de las tuberías, líneas superficiales y conexiones en la cabeza del pozo.

Pruebas para líneas de tuberías, Suelos que contienen humedad conducen la corriente eléctrica. Las células de corrosión desarrolladas a lo largo de las líneas de tuberías, y la pérdida de metal ocurre como flujos de corriente de áreas anódicas a catódicas. Baja resistencia del suelo, como en áreas con salmuera contaminada, permitirá una corriente rápida.

Las resistividades de los suelos pueden ser medidas a lo largo de rutas propuestas para localizar áreas de flujo de la resistividad de los suelos y alta corrosividad. La tubería puede ser protegida a lo largo de las áreas de mayor corrosión.

Tuberías de plástico pueden ser más económicas en muchas áreas corrosivas. La tendencia de las secciones de tubería de acero en contacto con el suelo para corroerse puede ser predecida por medio de un voltímetro y un electrodo de cobre.

La tubería de acero se acopla al cobre a través de un voltímetro con agua en el suelo, siendo este el electrolito. El medidor registrará el flujo de corriente de corrosión y un voltaje. Las secciones corroídas

pueden ser localizadas por medio de estas pruebas en líneas revestidas o no revestidas. Si las líneas están revestidas catódicamente, la investigación del monitor dará el grado de protección.

Pruebas de flujos en TRs de pozos. El flujo de corriente eléctrica en la TR puede ser corriente de corrosión o corriente de un sistema de protección catódica. Sin embargo, la fuente de corriente con una caída de voltaje de IR, ocurre a lo largo de la parte exterior de la TR, debido al flujo de corriente y resistencia de la tubería. Si la sarta de TRs es del mismo grado y peso, la resistencia R, es constante y la caída de voltaje es proporcional al flujo de corriente.

Los cambios de voltaje de la TR son medidas con una herramienta de registro con dos juegos de contacto tipo navajas espaciadas 25 pies. La polaridad del voltaje leído entre el contacto de las dos herramientas de registro indica si la corriente está fluyendo de la TR a la tierra o de la tierra a la TR en algún punto. Una serie de registros proporcionan un perfil potencial de la TR, ver la fig. 3.

Las reflexiones sobre la curva #1 en los puntos A y B permiten mostrar donde ocurrió la pérdida de metal en la tubería. En la curva #2 la protección catódica ha sido aplicada y la corriente no deja a la tubería en ningún punto, por lo tanto la tubería está protegida completamente.

El perfil del potencial es el más aprovechado para hallar actividad de corrosión en el extremo de la TR y para mostrar la efectividad de la protección catódica.

3.3.- Medición de las velocidades de corrosión.

Donde los factores de la corrosión son adecuadamente identificados, el paso siguiente es determinar la velocidad de la corrosión. Los valores de las mediciones generalmente hacen en tiempos largos, porque

pruebas simples no proporcionan valores absolutos del daño. Una comparación de pruebas severas dan una apreciación más exacta del valor de la corrosión. Con ésta información una desición puede ser tomada sobre si el control de la corrosión puede ser económicamente justificable.

Cuatro técnicas son usualmente empleadas para la evaluación activa de la corrosión. Inspección; Prueba de la rapidez de la corrosión; Pruebas químicas, e Historia de los aparejos del pozo.

Una técnica específica puede ser mejor adoptada dependiendo de la causa de la corrosión, el que envuelve al equipo y a las condiciones de operación. Frecuentemente una combinación de técnicas pueden proporcionar la información más adecuada. Los siguientes son los principales medios de determinación del valor de la corrosión.

Inspección visual. Equipo fuera de servicio puede ser inspeccionado para determinar el daño de la corrosión. Todo el equipo puede ser inspeccionado más rápido que áreas locales, como es caso con la mayor parte de las otras técnicas. Buenos registros y descripciones son esenciales para futuras referencias y comparaciones.

Pruebas de calibración. Pruebas de calibración son corridas para inspeccionar la superficie interna de la TR o la TP. Los brazos mecánicos de la herramienta (calíper) sobre las paredes del metal detectarán la pérdida del metal. Mayor detalle se obtiene con instrumentos con brazos de registro continuo, tales como con la herramienta Kinley. Estas permiten la determinación de algunos puntos de los agujeros que puedan haber, reducción general del metal, torceduras o "patas de perro".

Cuando las herramientas son corridas a través del interior de la TP, deben tomarse ciertas precauciones con algunos tipos de calibradores para prevenir los daños en la TP revestida. Los registros de calibración son los más usados y deben corroerse periódicamente para determinar en avance de las pérdidas del metal. Registros periódicos son usados para determinar la efectividad de los tratamientos con inhibidores

de corrosión.

Registros de espesores de TRs. La primera herramienta para medir el espesor de la TR fué la herramienta de inspección de TRs, diseñada por la Shell Devepment Company. Este registro da el cambio de fase en el campo magnético entre una bobina excitada. La herramienta mide el espesor total de metal para algunos puntos de la TR.

Si la pérdida sobre la superficie interna de la TR ha sido medida con un calibrador interno, entonces la pérdida de metal externo puede ser calculado con el dato del registro de espesores de la TR. Herramientas mejoradas para medir la corrosión externa de la TR son propuestas por Dresser Atlas, Schlumberg, Welox y otras.

Un registro típico de TR está mostrado en la fig. 4, donde la ubicación de los coples a la derecha indican gradualmente el espesor de metal en el cople de la TR, y el estímulo izquierdo indica más pérdida de metal en el cuerpo de la TR. Ciertas configuraciones de la ubicación de los coples pueden frecuentemente ser interpretadas como serias picaduras o agujeros pero debido al efecto por medio de la señal recogida sobre una sección de 14" de la TR, pequeñas picaduras pueden frecuentemente ser desapercibidas.

Donde hay un fuga, ésta herramienta puede usualmente localizar con certeza, a menos que el agujero sea pequeño, o una figura poca pérdida de metal.

Evaluación de la corrosión en tuberías de perforación. Varias herramientas diseñadas para detectar defectos, hoyos, fisuras otros en la tubería de perforación lo proporciona el Toboscipio y otros equipos.

La sonda audio y el penetrón miden el espesor de la tubería y las paredes de los tanques con acceso a un sólo lado.

Dispositivos radioactivos o ultrasónicos son usados para medir los espesores de la pared del metal pero no detectan pequeños agujeros y picaduras.

La sonda audio mide el tiempo de viaje a través del metal. El penetrón mide la intensidad de los rayos gama, esparcidos por el metal. La limitación principal es que la medición de la corrosión o cambio en el espesor del metal es hecho solamente en un punto. La medición es por lo general muy cerca de 0.001".

Pruebas del valor de la pérdida del metal usando cupones. Las pruebas de pérdida de peso son las más comunes de todos los valores medidos. Un cupón (muestra) de metal pequeño, generalmente acero de bajo contenido de carbón se expone a un sistema de flujo donde la corrosión puede estar activa. El cupón es dejado por un periodo de tiempo de exposición definido y entonces es removido, limpiado y pesado para determinar la cantidad de metal perdido.

El peso perdido, área del cupón, y el tiempo de exposición es usado para calcular el valor de la corrosión el cual es reportado en miles por año (MPA) de pérdida de metal. La presencia y apariencia de picaduras deberán ser mencionadas en el reporte de corrosión del cupón.

Los cupones de corrosión son pequeñas piezas rectangulares de acero de cerca de 1/16" de espesor, 1X6" ó 3/4"X4" con un agujero en un extremo de manera que estos puedan ser montados en un dispositivo aislante e insertado dentro de la línea de tubería o tanque según lo que se este analizando. Los arreglos pueden ser hechos, como los mostrados en la fig. 5, para insertar los cupones en una tubería o tanque bajo presión moderada a través de una válvula.

El ajuste mostrado en la fig. 5 puede también ser usado para instalar un manómetro de presión, un termómetro o un muestreador del fluido que hay en la línea.

Los cupones han sido usados por muchos años porque no hay mejor método para estimar la corrosión interna. Sin embargo, existen ahora otros métodos. Los cupones deben con exactitud ser pesados antes de la exposición. Los cupones deben estar limpios de grasa o aceite pues estos pueden evitar el efecto real de la corrosión al estar expuestos. Después de ser expuesto el cupón debe ser limpiado de todos los productos de la corrosión o ataque del metal. Los cupones son entonces pesados y el valor de la corrosión es calculada.

Todos los factores que afectan el valor de la corrosión deben ser constantes durante el tiempo de exposición. El valor de la corrosión de cada cupón sobre un tiempo específico raras veces concuerda con el valor sobre otro intervalo de tiempo similar en la misma localización, dos cupones deben ser usados para cada localización.

La determinación del valor de la corrosión a través de cupones no es caro, dependiendo del número de cupones, de la magnitud del sistema y del personal requerido.

Las principales desventajas del uso de cupones son:

- 1.- El tiempo requerido para obtener resultados.
- 2.- Que éstos cupones sólo muestran la corrosión en el punto de su instalación.

Si el metal del cupón no es igual al de la tubería, tampoco lo serán los valores de la corrosión. Sin embargo, también los valores registrados en el cupón pueden ser ligeramente diferentes dependiendo de la posición de éste con respecto a la pared de la tubería o la cercanía con los codos. Similarmente, si la inyección de un inhibidor reduce el valor de la corrosión en el cupón a un valor significativo, similares resultados pueden ser esperados sobre un tanque o una tubería. La deposición de los productos de la corrosión algunas veces reducen las ve-

locidades de corrosión.

Un valor bajo en miles por año (MPA) puede ser serio si la corrosión es del tipo de picaduras, y de menor importancia si, aunque la MPA sea más alta, es del tipo areal. Pueden usarse para las pruebas de corrosión tramos pequeños de tuberías del mismo metal de la que se está probando colocados directamente en la tubería o como una desviación. Estos tramos deben ser limpiados y pesados antes y después del intervalo de prueba, usualmente de 3 meses a un año, para determinar la pérdida del metal.

Método de la resistencia eléctrica (Corrosímetro). El corrosímetro es usado principalmente en flujos de gas porque no puede ser sumergido en agua para su funcionamiento.

El corrosímetro mide la resistencia eléctrica y es una adaptación del puente de Wheatstone. Este puente consta de cuatro resistencias; dos de las resistencias en la sonda y dos en la caja de instrumentos. Una de las resistencias de la sonda es expuesta al ambiente corrosivo, cambios en la resistencia por corrosión establece una precisión muy grande del valor de la corrosión, los elementos de la sonda pueden ser obtenidos en varias medidas y espesores.

Tomando dos medidas del instrumento y los factores de corrosión particulares de la prueba, el valor de la corrosión puede ser determinada muy cerca de las micro-pulgadas. El valor puede luego ser expresada en milésimas de pulgada por año. Como un ejemplo extremo, con un elemento de sonda delgada, un valor moderado de la corrosión puede ser medido con clara precisión en una hora. Es generalmente preferible usar una sonda menos sensitiva y más rugosa, y un intervalo de prueba largo.

El corrosímetro tiene cerca de 6X8X16". Esta es instalada a un cable y a la tubería mediante un dispositivo de tapón con rosca. Un de-

terminado número de sondas pueden ser instaladas en diferentes puntos. Todas las sondas pueden ser registradas a intervalos de tiempos convenientes con un sólo instrumento. Los instrumentos pueden ser accionados con corriente de 110 volts. (corriente alterna) o por baterías.

El corrosímetro reduce apreciablemente los tiempos totales requeridos para obtener resultados confiables. Por ejemplo, si un tratamiento con inhibidor de corrosión va a ser evaluado, diversas sondas pueden ser instaladas en varios lugares del sistema y se mide en cada una de ellas los valores de corrosión a través de toda la línea. Luego sin movimiento o cambiando algunas de las sondas, principia la inspección del inhibidor. Medidas continuas de los valores de la corrosión en cada sonda mostrará el tiempo requerido o efectivo para que el inhibidor alcance a cada sonda y la efectividad del inhibidor en cada lugar en porcentaje de pérdida de metal.

La inyección del inhibidor puede ser parada y observar la actividad del inhibidor en cada lugar. Los efectos de otros procedimientos sobre el valor de la corrosión pueden ser simultáneamente evaluados. Se requieren varios meses para obtener la misma observación por medio de cupónes.

Las desventajas del corrosímetro son:

- 1.- Es relativamente caro.
- 2.- Es un instrumento muy sensitivo y delicado que no es fácil de reparar. No obstante, el instrumento y la medición pueden ser verificados facilmente con exactitud.
- 3.- Los operadores pueden tener dificultades para su operación.
- 4.- Este método es generalmente usado para medidas de corrosión del tipo uniforme ya que no da medidas satisfactorias para las corrosiones del tipo agujero.

Método electroquímico. (Medidor de la velocidad de corrosión). El medidor de la velocidad de corrosión mide los valores corrosivos de las corrientes y su velocidad porque la pérdida del metal es directamente proporcional al flujo de la corriente frente al electródo de prueba. Con el contador de la corrosión una corriente externa es aplicada del electródo auxiliar al electródo de prueba con un cambio de potencial de 10 milivolts. La corriente aplicada está relacionada con las pérdidas de metal por corrosión.

El instrumento dá lecturas directas de miles por año (MPA) y las lecturas representan valores instantáneos de corrosión. Valores muy bajos pueden ser detectados. Ciertos daños en estos instrumentos pueden ser datos de varios puntos simultaneamente en forma continúa. Esto es útil para estudiar cambios en todo un sistema causado por la presencia de oxígeno, inhibidores, escapes de aire, u otros cambios.

Las sondas de prueba pueden ser sumergidas en el líquido y su ubicación debe ser seleccionada cuidadosamente en alguna corriente de flujo evitando variaciones de éste entre las dos sondas. Deben ser evitados los cortos circuitos provocados por la presencia de aguas producidas.

Pruebas químicas para valores de corrosión.- La medición de acero disuelto por el agua de producción indica una pérdida de metal. Los productos de la corrosión pueden ser solubles en agua. Por lo tanto, la prueba es aplicable en corrosiones de CO_2 en la que, el producto de la corrosión, que es bicarbonato de fierro que es soluble en agua.

Este tipo de corrosión está usualmente asociada con pozos de gas y productores de crudo dulce. Los productos de la corrosión tales como sulfuro de fierro y óxido de fierro son insolubles en agua y no pueden ser fácilmente utilizados para la evaluación de la corrosión.

El fierro contenido es medido en partes por millón y luego convertido a pérdidas de fierro en libras por día en relación con los volúmenes de agua producida y como se ve en la figura 6, puede ser usado para calcular pérdidas de metal.

Para corrosión del tipo uniforme, las pérdidas pueden ser altas y del daño pequeño. Con picaduras por corrosión, las pérdidas pueden ser bajas y los daños severos.

Una práctica común es suplementar éste dato con registros de calibración de tuberías corridas en pozos claves a intervalos de uno a dos años.

Registros de corrosión. En las operaciones de producción los estudio de los registros son de utilidad para fines de la planeación en la reparación y reposición del equipo.

Un estudio preliminar, puede mostrar si las fugas y los escapes así como las reparaciones están confinadas a ciertas partes del sistema. Por ejemplo, la mayor parte de las fugas de las líneas de flujo pueden ocurrir cuando atraviesan caminos o cerca de tanques de baterías de los pozos. Medidas de control pueden luego ser tomadas para lugares vulnerables y la mayor parte de las fugas pueden ser prevenidas a mínimos costos.

Si el registro de reparación u costos de sustitución debido a la corrosión existen, el operador puede predecir las erogaciones requeridas para su prevención. El registro de fugas de la TR previene una base para la estimación de futuras fugas y la determinación de incentivos económicos para reducir las fugas.

Cuando sistemas muy grandes están implivados, la prueba de corrosión y los registros pueden ser empleadas u operadas por tarjetas para computadoras u otros registros de computo. Las computadoras pueden ser empleadas con efectividad en estudios de cualquier problema de corrosión donde muchos datos están involucrados.

Fallas en bastagos, TPs, y bombas, el análisis del problema en pozos de bombeo pueden ser resueltos por éste tipo de análisis.

Las gráficas de fugas contra tiempo en papel semi-log o doble-log, ver la figura 7, muestra la historia de fallas de la TR en un campo grande, antes y después de la instalación de recubrimientos plásticos entre la cabe-

za del pozo y las líneas de flujo. Las juntas aislantes fueron instaladas durante 1944 y 1946 ó 1947 y fueron aparentes esas fugas en la TR y han sido apreciablemente reducidas y retardadas.

Basadas en la proyección para 1970 con o sin recubrimientos plásticos las fugas en las TRs fueron reducidas cerca del 95%.

IV CONTROL DE LA CORROSION.

Es generalmente imposible o demasiado caro evitar totalmente la corrosión. Corresponderá a un estudio económico el grado al que se quiere llegar a evita la corrosión. Por ejemplo, en muchas áreas el equipo de producción puede no ser revestido para el control de la corrosión si los daños ocurridos son pocos y en otros justificar su recubrimiento donde la corrosión está causando serios daños. Los inhibidores de corrosión son usados con frecuencia pero su efecto no es mayor del 90%.

El grado del control de la corrosión está también influenciado por los aspecto de seguridad, reglamentaciones gubernamentales y consideraciones ambientales.

Hay un número de caminos para minimizar la corrosión en operaciones de campos petroleros incluyendo: selección de materiales, protecciones catódicas, ingeniería de diseños, inhibidores, revestimientos y eliminación de gases corrosivos.

4.1.- Selección de materiales para reducir el valor de la corrosión.

Metales y aleaciones.- El fierro y el acero son los metales más usados comúnmente en operaciones de campo porque son de menor costo, fácil fabricación y buena resistencia. Sin embargo, hay numerosas aplicaciones donde el alto precio de las aleaciones son menos económicas que el uso del acero. Por ejemplo, varias aleaciones caras son usadas en los bástagos de las bombas porque otros medios de control son relativamente inefectivos.

La selección de los metales está afectada por el ambiente corrosivo y por los requerimientos físicos del pozo. Cuando el H_2S está presente, el efecto del hidrógeno sobre la resistencia y durabilidad de un metal es lo primordial en el resquebrajamiento del metal. En la tabla 3,

se muestra la susceptibilidad de los metales al resquebrajamiento del metal por el H_2S .

Acero debajo contenido de carbón incluyendo los grados J-55, C-75, N-80 y S00-90 son usados en ambientes de H_2S pero con la adición de medidas protectivas.

Las otras aleaciones listadas en la tabla 3, son caras y usadas solamente cuando se justifica económicamente.

En ambientes de CO_2 y O_2 , el resquebrajamiento no es problema. Aleaciones caras para resistir corrosión por parte del CO_2 y O_2 están mostrados en la tabla 4.

Por factores económicos puede indicarse el uso de acero debajo contenido de carbón con medidas protectivas para la exposición del CO_2 . Para problemas con O_2 , el acero debajo contenido de carbón y la exclusión del aire es lo más barato. Si el oxígeno no puede ser excluido, el alto precio de la aleación permite su justificación.

La selección de metales en los problemas de corrosión galvánica es de importancia. Una solución simple es usar metales similares. Otros medios para controlar estos problemas son: 1.- Seleccionar metales cerca o iguales a la serie galvánica. 2.- Usar inhibidores. 3.- Usar revestimientos apropiados. 4.- Aislantes eléctricos. 5.- Usar protección catódica. 6.- Seleccionar metales tal que su área anódica sea demasiado grande comparada con el área catódica.

Hay una tendencia sobre el énfasis de la corrosión galvánica. Muchas juntas de metales están relativamente unidas en la serie galvánica (ver tabla 8), éstas causan raras dificultades. Sin embargo, el compuesto tal que da dureza y resistencia al metal proporciona un medio catódico. Muchos metales cerca del acero en la serie galvánica no justifican grandes problemas.

No metáles. La mayor parte de los no metáles tienen menor esfuerzo que el acero y pueden tener limitaciones de temperatura. Plástico, cemento-asbesto, cerámicas y cementos son usados frecuentemente en operaciones de campo. Los plásticos son materiales orgánicos e inertes, con ciertas propiedades mecánicas y físicas en su dureza. Las tuberías de plástico se han generalizado, particularmente tuberías de fibra de vidrio reforzadas con resinas epóxicas. Estas tuberías han ido reemplazando a la tubería PVC debido a los valores de resistencia a altas temperaturas y esfuerzos. Como materiales de recubrimiento por sus factores de resistencia a la temperatura.

La tabla 6, es un sumario de las propiedades de las tuberías con varias resinas recubridoras. La tubería de asbesto-cemento es mezcla de cemento Portland y asbesto y es muy usada como tubería conductora. Es resistente a la corrosión en campos de petróleo con aguas solubles, aerada y ácida. La presión máxima de trabajo es 200 Psig y temperatura máxima de 700°F; sin embargo el empaque de caucho puede tener limitación de temperatura. Ha sido usada en líneas de agua y aceite, así como también en líneas de distribución de agua.

La cerámica es usada principalmente para embols masivos de bombas de desplazamiento positivo. Este material resiste la acción corrosiva de todos los tipos de salmueras. La principal aplicación del cemento es en áreas pantanosas, sanjas, sistemas de plantas de drenaje, líneas de cemento para TP y reparación de los fondos de tanques. Ellos son atacados por ácidos y son débiles a la tensión.

4.2.- Control de la corrosión a través de su diseño original.

Grandes ahorros en las reparaciones futuras y el mantenimiento son usualmente posibles si se presenta o se tiene presente el control de la corrosión desde que se proyecta el equipo y sus instalaciones. Todos los metáles tienen una tendencia natural a corroerse, por lo tanto ésta es normal y sólo podrá minimizarse si se toman medidas preventivas.

Una nueva instalación sería deseñada para lo último de la vida del proyecto pero evita un sobre diseño. Muchas veces, fallas futuras son inadvertidas en la realización de diseño. Frecuentemente cuando el diseño es adecuando la corrosión puede ser disminuida.

Muchos tipos de corrosión pueden ser eliminados a ominorizados por el propio diseño de ingeniería. A continuación se presentan los problemas de corrosión en diseños inapropiados.

- 1.- Concentración de celdas de corrosión causadas por concentración de fisuras.
- 2.- Velocidades del fluido, si es demasiado lento, hay adherencia de sólidos. Cantidades pequeñas de oxígeno se concentran en las celdas. Si es demasiado alto, las capas protectoras se nulifican. Las velocidades recomendables son mostradas en la tabla 7.
- 3.- Metales diferentes acoplados causan corrosión galvánica.
- 4.- Desague pobre de líneas y equipo pueden causar celdas de concentración.
- 5.- Selección impropia del metal puede resultar en resquebrajamiento por sulfuros.
- 6.- Se dificulta la exclusión del aire en el equipo.
- 7.- La succión en las bombas pueden producir cavitación.
- 8.- Líneas de flujo o de distribución de gas que no estén debidamente aisladas pueden causar corrosión galvánica.

Estos son solamente algunos de los ejemplos de los problemas de corrosión resultante de un mal diseño. Las instalaciones de bridas o ni-

ples recubiertos con plástico o materiales de fibra de vidrio deberá ser un procedimiento normal.

Céldas galvánicas y metales resistentes a la corrosión. Dos metales diferentes, sumergidos en el mismo electrolito, permiten una diferencia de potencial eléctrico entre ellos, y si los dos metales son conectados entre ellos, la corriente fluirá de un metal a otro. Este sistema es llamado una célula galvánica y es el arreglo básico de una batería.

La serie galvánica de los metales es agua de mar acreada es mostrada en la tabla 8. Metales tales como magnesio, zinc o aluminio mostrados en la parte superior de la tabla son llamados metales activos; los de la parte más baja de la tabla tales como el nickel y monel son llamados metales pasivos.

Valores definidos del potencial eléctrico no están dados porque los metales y las aleaciones no tienen potenciales fijos y definidos en agua de mar.

Los metales mostrados en la tabla 8, no tienen relativamente el mismo potencial eléctrico relativo o están en igual orden en la serie galvánica con los otros medios corrosivos.

En inmersión de agua salada, cada metal o aislante se corroerá a la velocidad característica relativa de ese metal como se ve en la tabla 8, con metales arriba de la tabla son anódicos y corroen a una velocidad más rápida que los enunciados en la parte baja de la misma.

Si alguno de los dos metales de la serie son conectados juntos e inmersos en agua salada, la acción que ocurre es la siguiente:

- 1.- La corriente eléctrica fluirá de tal manera que reducirá la corriente en el metal activo e incrementará en el del mayor actividad.

- 2.- La magnitud de la corriente es grande y la velocidad de la corrosión se incrementará cuando los metales están mucho más separados en la serie galvánica.
- 3.- La velocidad de la corrosión por unidad de área del metal corroído es casi proporcional al área total del metal no corroído.

Como un ejemplo de corrosión galvánica, si el hierro o el acero suave y el cobre son inmersos en agua de mar o salada acreada, el acero, el metal más activo se corroerá a una velocidad de cerca de 5 millas por año. Si el acero está junto a un cobre de igual área, la velocidad de corrosión del acero sería muy cerca de 10 millas por año. Si el área relativa del acero comparada a la del cobre es muy pequeña, la pérdida del metal por año por unidad de área es alta. El cobre es catódicamente protegido y no se corroe cuando es juntado al acero.

Céldas galvánicas destructivas son algunas veces formadas entre las bombas o estaciones de bombeo, tanques y otras instalaciones. Con impropios éstas céldas galvánicas pueden acelerar la corrosión.

Bridas aislantes o nipples. Bridas aislante, juntas o nipples en una línea de tubería pueden ser aisladas y probadas durante su construcción a un bajo costo, que cuando después la línea está instalada. Durante la construcción no es siempre posible determinar donde las juntas aislantes serán necesitadas.

Aislantes con cuerda, uniones o juntas de bridas pueden ser compradas. Materiales aislantes para juntas de bridas son también aprovechables para las compañías de servicio de la corrosión. La figura 8, muestra una sección transversal de una brida aislante.

Juntas aislantes de fibra de vidrio, generalmente de 10 pulgadas de longitud, están siendo usadas frecuentemente o de preferencia para bridas porque las bridas aislantes frecuentemente vienen valogradas o dañadas.

Un niple aislante a presión es una indicación de que el aislante no fué bien colocado. Sin embargo, el uso de niples aislantes esta frecuentemente limitado a la presión, particularmente en medios o medidas grandes.

Revestimientos de protección. La aplicación de recubrimientos puede ser durante su construcción. Algunos recubrimientos pueden ser aplicados a la tubería. Después la línea no protegida presenta fugas y la protección catódica es difícil y cara.

Si las líneas so revestidas, la protección catódica puede no ser necesaria o si es necesaria su instalación es menos costosa que para líneas no revestidas. La protección catódica protege el lado externo de la tubería solamente.

Protección frente a las zonas de aguas corrosivas. Durante la terminación de pozos de aceite o gas, cementando todas las juntas a la superficie es un provecho pero es frecuentemente bastante caro.

Una alternativa y un tanto menos costosa es cementar frente a las zonas de agua corrosiva. La tubería de revestimiento debe ser bien cementada para lograr un buen llenado de cemento. Lodo salado de bajo pH atrás de la TR puede ser reemplazado con lodo conteniendo limo y materia orgánica previene un permante ambiente alcalino y no desarrolla bacterias sulfato-reductoras.

Durante la terminación del pozo donde una TP con empacador debe considerarse la posibilidad de inyectar un inhibidor para proteger el espacio anular entre TP y TR así como el interior de la TP. Si una válvula de control es instalada también es conveniente la inyección del inhibidor para tal fin.

V.- CONTROL DE LA CORROSION POR REVESTIMIENTOS E INHIBIDORES.

5.1.- Selección del revestimiento.

Los revestimientos previenen o restringen el contacto de los líquidos o gases corrosivos con el metal. Pinturas, plásticos, cemento, caucho y cerámicas han sido usados para este efecto. Aunque también el uso de la protección catódica logra este objetivo.

Existen gran variedad de materiales usados como recubrimientos pero estos pueden ser agrupados por su composición en tres categorías: Inorgánicos, Orgánicos y Metálicos.

Recubrimientos orgánicos.- Estos son los más usados en operaciones de campo y caen entre dos clases amplias.

- 1.- Las pinturas que son usadas en capa relativamente delgadas para exposiciones atmosféricas.
- 2.- El más empleado son los revestimientos bituminosos que se aplican para estructuras enterradas o sumergidas en algún líquido.

En adición a la protección de la corrosión, las pinturas también mejoran la apariencia de las estructuras de acero y ésta es generalmente su función más importante.

Todos los recubrimientos de pintura contemplan lo mismo cuando se aplican primero. Sin embargo, hay una extensa diferencia en su durabilidad y el valor de la protección, dependiendo grandemente de la calidad de la pintura y también sobre la preparación de la superficie y el método de la aplicación de la misma.

El trabajo es generalmente el detalle más grande en el costo del empleo de la pintura, así la mejor pintura posible y el mejor método ge-

neralmente resulta en el más bajo costo sobre período de varios años.

Cemento.- Este es usado extensamente como un forro para tubería para servicio de agua salada y particularmente para tuberías de pozos de inyección de agua. El costo de la tubería con forro de cemento es cerca de 50% menor que la tubería revestida de plástico pero requiere especial manejo y de soldadura también especial.

Si oportunamente es instalada, da un servicio adecuado libre de molestias. La acidificación a través de tuberías revestidas con cemento no son recomendables. Sin embargo, cuando son absolutamente requeridas debería bombearse ácido a una velocidad de 1/4 bbl/min en tubería de 2 pulgadas.

Revestimientos metálicos.- Para el control de la corrosión en operaciones de producción de aceite, los únicos revestimientos de importancia metálica son zinc y el aluminio sobre el acero. Revestimientos de cromo son usados en algunas bombas pero su valor principal es por su dureza y resistencia.

El cadmio plateado es frecuentemente usado en operaciones de contacto fuera. Los recubrimientos de zinc y aluminio calentados es el método más económico para su aplicación. En las cuerdas de los coples el recubrimiento por cromados de zinc es el más usado ya que se logra un buen recubrimiento homogéneo de las cuerdas.

Los recubrimientos de zinc y aluminio son usados con extensión en estructuras enterradas o sumergidas cuando la corrosión es moderada pero su mejor aplicación es en la atmósfera donde el zinc inorgánico u galvanizado provee la mejor y más económica protección. Cuando se aplica propiamente, el zinc inorgánico o revestimientos de silicato de zinc es superior a alguna pintura orgánica para exposición atmosférica.

Protección interna de las tuberías.- Revestimientos delgados han

sido desarrollados para proveer efectiva protección a tuberías de perforación y de producción. El recubrimiento interno de tuberías es relativamente caro debido a que la tubería debe ser cuidadosamente limpiada por chorros de arena, y varias capas de pintura deben ser aplicadas y debe tenerse en cuenta la temperatura a que es aplicada. Estos revestimientos sólo pueden ser aplicados a tuberías nuevas o ya usadas pero en buenas condiciones.

5.2.- Protección de tuberías y estructuras subterráneas y sumergidas.

La apariencia del revestimiento para tuberías enterradas y estructuras similares no es importante, sin embargo, las líneas de tuberías no son fácilmente accesibles y deben ser recubiertas antes de ser enterradas. Estructuras enterradas y sumergidas están continuamente expuestas a la humedad y el revestimiento debe ser resistente a la penetración y absorción del agua.

La protección catódica es frecuentemente aplicada a éstas estructuras de éste modo el revestimiento mantendrá la posible alta resistencia eléctrica. La efectividad del revestimiento es frecuentemente determinada por la medición de la resistencia eléctrica del revestimiento.

Varios carbones y asfaltos de altos puntos de consistencia con agregados de partículas minerales que proveen las propiedades físicas adecuadas han sido usadas con éxitos razonables. Una protección por capas de asbesto reforzadas con fibra de vidrio mejora la resistencia y durabilidad del revestimiento. Existen equipos especiales para aplicar los recubrimientos en el campo petrolero.

Esmalte de carbón con alquitrán, usualmente aplicado caliente girando la tubería, ha sido muy usado en líneas para agua potable, generalmente con excelentes resultados. Aquí es conveniente tener cuidado en la protección de las uniones de las tuberías pues hay que soldarlas también adecuadamente.

Cintas frías aplicadas y aplicaciones calientes de recubrimientos a base de plásticos han sido mejoradas para ser totalmente satisfactorias. Para el recubrimiento externo todas las líneas enterradas o sumergidas adecuadamente deben ser revestidas. Si el uso adecuado y anticipado de una línea en particular es corta, los recubrimientos pueden ser justificados por el valor incrementado de la tubería revestida.

El revestimiento externo del fondo de un tanque difiere algo de las líneas de tuberías, el concreto y el asfalto han sido usados para forros y para tanques. Este relleno probablemente tarda o mejor dicho retarda pero no previene la corrosión porque la humedad y el oxígeno pueden colarse entre el relleno y el fondo del tanque.

Cuando el suelo es seco y bien drenado, un forro de arena es preferible. Un revestimiento de esmalte con carbón de hulla, aplicada al fondo del tanque al tiempo de su construcción prevendrá protección satisfactoria. Preparación de la propia superficie, espesor del recubrimiento y condición de la grieta debe tenerse presente para tomar medidas antes de hacer el recubrimiento. El recubrimiento será inspeccionado antes para grietas que hay en la tubería u otro equipo instalado en el campo de operación. Pequeñas grietas concentradas en una área pequeña, resulta en una rápida penetración de las paredes del equipo. Recubrimientos que se usan mucho y sus aplicaciones están listadas en la tabla 9.

5.3.- Control de la corrosión en pozos de gas y aceite.

El carácter corrosivo de las aguas de formación deber ser determinado antes de colocar la tubería de revestimiento. La TR debe ser protegida para un grado de consideración de corrosión en la parte exterior dejando un fluido protector por todo el espacio anular entre la TR y el agujero. Un lodo de alto pH conteniendo un inhibidor de corrosión puede ser usado en este caso.

El cemento puede ser usado para proteger la TR, en casos donde

la corrosión severa se anticipa. Esta protección es efectiva por: 1.- La permeabilidad del cemento es baja (0.01 md) y la circulación de los fluidos a través del exterior de la TR está prácticamente anulado. 2.- El pH del agua en contacto con el cemento es cerca de 12, lo cual resulta en la formación de una capa protectora a los productos de la corrosión.

Existen diferencia de potencial entre las sartas de TR y TP concéntricas y las zonas de agua. Si esta diferencia de potencial es alta, la TP puede tener o puede ser veventida, por espaciadores no conductores colocados a diferentes profundidades en el pozo y en la cabeza del mismo.

La separación entre las juntas deben ser disminuidas para prevenir la erosión por efecto de flujo turbulento.

Con el objeto de disminuir las picaduras, las pequeñas escamas adheridas a las paredes de la tubería deben ser removidas por medio de circulación de ácidos débiles tales como ácido sulfúrico (H_2SO_4) o clorídrico (HCL) de 5 a 10% a una temperatura de 180°F con algún inhibidor junto con ellos, o bien por medio del método de chorros de arena a alta presión.

Los puntos de fatigas se concentran en varillas de bombeo, tuberías de perforación y otros equipos los cuales están sometidos a esfuerzos bajo condiciones corrosivas. La celda puede ser eliminada, sin embargo, en tuberías de perforación se puede eliminar el desgaste por la acción limpiadora del lodo en las paredes del pozo y en las de la tubería.

La fatiga por corrosión ha sido controlada por el uso de inhibidor cromato en concentraciones de 1000 a 2000 ppm, particularmente cuando la perforación atraviesa zonas de agua salada. Obviamente, el fluido de perforación no debe tener un exceso de agentes reductores porque los cromatos pueden ser reducidos disminuyendo sus valores como inhibidor.

Varios caminos para controlar las fallas en las tuberías de perforación incluyen las siguientes: 1.- Reducción de la tendencia de las cuerdas para conservar la línea de tensión y operar a la menor fatiga posible. 2.- Aplicando recubrimientos calientes de resinas fenólicas bajo calor en el interior de la tubería de revestimiento o para ser más precisos en la de perforación. 3.- Usando inhibidor cromato en el fluido de perforación exento de agentes reductores. 4.- Reducir el contenido de sales a valores prácticos en los fluidos de perforación a base de agua salada. 5.- Manteniendo el suficiente material coloidal en el lodo de control.

Los mejores métodos y más usados en el control de la corrosión por sulfuros en el equipo sub-superficial es mediante el uso de inhibidores químicos. Los formol-aldehídos fueron los primeros sulfatos usados como inhibidores en campos petroleros y fueron introducidos en 1944. La formación de una película de sulfato-fierro-formol aldehído en la superficie del metal ha sido efectiva en la reducción del valor de la corrosión.

La sosa cáustica ha sido usada exitosamente en los pozos, produciendo componentes sulfurosos para neutralizar al sulfuro. Muchos otros componentes efectivos han sido desarrollados y son usados en el campo ahora. En general, estos componentes están formados por dos productos químicos; uno soluble en aceite y otro soluble en el agua. El grupo soluble en agua es absorbido por la superficie del metal y el grupo soluble en aceite se dispersa en el fluido de control, formando una película en la superficie del metal que evita el contacto del metal con el agua.

5.4- Inhibidores y pasivadores.

Un inhibidor es una sustancia química o una mezcla de ellas las cuales efectivamente reducen la corrosión cuando se añaden a un ambiente corrosivo generalmente en concentraciones pequeñas. Un pasivador, por otra parte, es un inhibidor el cual cambia apreciablemente el potencial del metal a un valor más catódico. Los inhibidores aniónicos para hierro frente

a agua son hidróxidos, cromatos, fosfatos, carbonatos y silicatos todos solubles. Estas sustancias incrementan la polarización anódica, probablemente para ayudar a formar o preparar la capa protectora en la superficie del metal.

Los inhibidores catiónicos para hierro parcialmente inmerso en agua son sales de magnesio, zinc, y de nickel. Como el oxígeno se reduce en las áreas catódicas, el pH se incrementa, dando como resultado la precipitación de $Mg(OH)_2$ sobre las áreas catódicas como un ligero depósito adherido a los poros. Así la reacción se disminuye debido a que el oxígeno se difunde a través de éstos depósitos con el objeto de enriquecer éstas superficies catódicas.

En aguas conteniendo CO_2 , las sales de calcio actúan similarmente por la precipitación del $CaCO_3$ en las áreas catódicas como un resultado del aumento del pH. Una concentración insuficiente de un inhibidor aniónico en sistemas están bajo control catiónico intensificando el ataque en pequeñas áreas localizadas. Esto resulta en picaduras y perforaciones cercanas. La concentración requerida de inhibidor aniónico depende de la concentración de iones tales como cloruros o sulfatos, los cuales interfieren con la formación de películas protectoras.

Otros factores los cuales son requeridos en la determinación de la concentración requerida incluyen: 1.- La agitación del líquido. 2.- La composición del ambiente. 3.- La fatiga del metal. 4.- La composición del metal 5.- El contacto entre los metales diferentes 6.- Efecto de la temperatura.

Ciertos inhibidores cambian el potencial electroquímico de un metal haciendolo más catódico. Estos inhibidores son llamados pasivadores y son frecuentemente inhibidores aniónicos. Los inhibidores catiónicos no son semejantes a la acción de los pasivadores. El hierro contenido en el agua soportará indefinidamente una cantidad suficiente de cromatos (inhi-

bidor aniónico).

Los pigmentos usados en las pinturas generalmente contienen pasivadores. Por ejemplo, el cromato de zinc es un pigmento el cual es bastante soluble en agua y se difunde a través de la película de pintura proporcionando una pequeña concentración de iones cromato (CrO_4) a la superficie del metal.

Los iones cromato forman una fina capa protectora en la superficie del metal, esta capa está formada de un compuesto de hierro insoluble tal como cromato de hierro o una mezcla de un óxido-cromo-hierro. Según la configuración del electrón los iones cromatos forman una capa absorbida en el hierro. Esta capa absorbe y comparte los electrones de la superficie de los átomos de hierro y proporciona fuerzas de valencia secundaria, sin embargo, no rompe al metal.

Así, la superficie del metal viene a ser menos reactiva y más resistente en la serie galvánica.

El nitrato de sodio (NaNO_2) es usado como un pasivador en líneas de aceite. El nitrito de sodio es oxidante por naturaleza y por lo tanto actúa mejor que los cromatos.

5.5.- Inhibición con sustancias químicas.

La inhibición química es muy usada para reducir la corrosión. Inhibidores de control de corrosión en tanques, TPs, TRs, equipos para inundación de aguas y para plantas de gas son de gran utilidad. Sin embargo, otros métodos de control tales como recubrimientos y protección catódica son frecuentemente más efectivos.

Hay dos tipos generales de inhibidores basados en la composición química los cuales son:

—

FALTA LA

PAG. 42.

- 1.- Inhibidores inorgánicos los cuales incluyen cromatos, fosfatos, nitratos, arsénicos y otros químicos.
- 2.- Inhibidores orgánicos los cuales incluyen una amplia variedad de componentes de alto peso molecular.

Los inhibidores inorgánicos son usados en sistemas cerrados y fríos, en acidificaciones de pozos de gas con temperaturas altas, y en el tratamiento de superficies de aceros en preparación para pintar la superficie del mismo acero. El cromato de sodio es muy efectivo en sistemas cerrados de agua fresca, pero origina picaduras si es usado en concentraciones insuficientes en soluciones saladas. No menos de 500 ppm de cromato de sodio es requerido para prevenir picaduras en soluciones saladas.

Los inhibidores orgánicos tienen mayor aplicación en operaciones de producción de petróleo. Estos dan un medio efectivo para controlar la corrosión en pozos de gas condensado y en pozos de aceite amargo y en las acidificaciones de pozos de gas y aceite. Su composición dependerá de las causas específicas para las que se vallan a usar. Su selección deberá ser a partir de pruebas de laboratorio para cada caso en especial.

Lo mejor de los productos químicos más eficientes en pozos de gas y aceite son los compuestos de nitrógeno. Con este tipo de inhibidor se permite la formación de un delgado filamento en las paredes de las tuberías evitando la corrosión la capa puede ser mantenida por la adición continua del inhibidor o dentro de la corriente de flujo.

La eficiencia de la capa depende de la concentración del inhibidor y el tiempo de contacto con la superficie del metal.

En los tratamientos la habilidad del inhibidor para adherirse a el metal determina la frecuencia de los tratamientos. Varias técnicas son usadas para la aplicación de los inhibidores en pozos de aceite y gas.

Inhibiciones en pozos de gas.- El bióxido de carbono en la corriente de gas es la causa más frecuente de la corrosión en pozos de gas. La corrosión ocurre generalmente en el extremo superior de la sarta de TPs y en las líneas de flujo superficiales donde el vapor de agua se condensa sobre las paredes de la tubería. Sin embargo, si el agua de formación está siendo producida, la corrosión puede estar dispersa a lo largo del apaejo de producción. También el H_2S puede estar presente en pozos de gas. La corrosión ocurrirá donde quiera que esté presente el agua, o también el agua de formación o agua condensada.

En conjunto con los programas de inhibición, las velocidades de corrosión deben detectarse para evaluar la efectividad química y el método de aplicación. Las pruebas de la velocidad de corrosión incluyen contadores de hierro, cupones para corrosión, corrosímetros y pruebas de calibración.

Ei el H_2S es causa mayor de la corrosión, con los contadores de hierro, y las pruebas de calibración no son los más efectivos para la medición de la velocidad ya que el sulfuro de hierro es insoluble, forma una escama sobre la pared de la tubería de producción u cubre los hoyos de la corrosión.

La excepción en el uso de éstos métodos es en pozos de gas donde hay bastante CO_2 para permitir la presencia de hierro en solución cuando se muestra. Si una calibración de TPs es necesaria en pozos con escamas de sulfato de hierro en la TP, ésta es generalmente acidificada antes de hacer la prueba.

Hay tres tipos principales de tratamientos para inhibición de pozos de gas.

- 1.- Baches bajo TP.
- 2.- Método de desplazamiento a través de la TP.

3.- Inyecciones de Nitrógeno.

1.- La tubería es tratada con 0.3 galones de inhibidor efectivo por cada 1000 pies de superficie metálica. Un determinado volumen de solución de inhibidor en agua o aceite al 10% en volumen se bombea a través de toda la tubería y el pozo se cierra durante 24 horas. La frecuencia de estos tratamientos está basado en las pruebas de la velocidad de corrosión.

Este tratamiento es de bajo costo ya que no se requieren grandes cantidades de volumen transportador que generalmente es aceite o condensado. Es preferible usarlo en pozos de baja presión de fondo, donde no es conveniente ejercer contra presiones altas por la columna hidrostática y por lo tanto el pozo puede desalojar fácilmente el fluido.

2.- La tubería de producción es llenada completamente con una solución de aceite con 2% de inhibidor y el pozo se cierra por 4 horas. Este método es más efectivo y permite la presencia de un filamento de mayor duración. El método es más caro si el transportador es comparado y presenta un problema de descarga en pozos de baja presión. Las velocidades de corrosión son registradas para determinar la frecuencia del retratamiento.

3.- Cuatro barriles o más de una solución al 25% de inhibidor soluble en aceite es atomizado dentro de una corriente de gas nitrógeno a través de una boquilla o chiflón.

La espuma atomizada del inhibidor y el nitrógeno es luego desplazado con nitrógeno dentro la TP. El volumen total de TP es sobre-desplazado con un excelente equivalente a 3 barriles. El volumen total de nitrógeno dependerá de la presión en la cabeza del pozo, alta presión requiere más nitrógeno debido a la compresibilidad del gas.

El pozo se cierra por 12 horas y luego el nitrógeno es desplazado a la atmósfera. Este tratamiento tiene mayor costo por su aplicación pero puede ser económico para pozos de baja productividad que no permiten contra presiones por cargas hidrostáticas altas por el método de bacheo.

Las velocidades de corrosión son registradas para determinar la frecuencia del retratamiento.

Inhibición de pozos de aceite.- La corrosión en pozos de bombeo neumático está directamente relacionada con la producción de agua.

Pozos produciendo más del 30% de agua frecuentemente tienen problemas serios de corrosión. Si el H_2S está presente, la corrosión, es más severa. Cuando son usados propiamente, los inhibidores de corrosión son efectivos hasta un 90% en pozos de bombeo mecánico. La carta de la figura 9 presenta una apreciación para seleccionar el método para usar los inhibidores de corrosión para pozos de aceite.

Hay 6 métodos para inhibición en pozos de aceite.

1.- La introducción de baches para pozos de producción de bajo volumen y baja presión, menores que 100 bbl de fluido por día y con un nivel de fluido de trabajo de 700 pies o menos arriba de la bomba. Con este tratamiento uno o dos galones de inhibidor en agua es introducido por gravedad al espacio anular entre TP y TR y es desplazado con 1/2 barril de agua por 1000 pies de tubería.

Este procedimiento expone al equipo para una concentración de inhibidor de menos de 1000 ppm en el fluido producido por una hora o más. Los resultados son de un alto grado de protección.

2.- El método de circulación es usado en niveles de fluido de trabajo bajos y moderados en pozos donde los volúmenes de producción son mayores que 50 barriles por día. Con este método una enjama de 305 galones de inhibidor es inyectado bajo el espacio anular entre TP y TR y luego todos los fluidos son desviados del espacio anular por un período de tiempo razonable. Para un tratamiento efectivo, la concentración del inhibidor deberá ser arriba de 1000 ppm para un período de una hora.

El volumen requerido de inhibidor y el tiempo de circulación está

relacionado al nivel del fluido de trabajo. Grandes volúmenes de inhibidor son requeridos para pozos de alto nivel de fluido debido a que la dilución de la concentración del inhibidor es alta.

3.- Inyección continua es frecuentemente empleada en pozos de alto nivel de trabajo de fluido. Con éste sistema, una pequeña cantidad de inhibidor es inyectado continuamente dentro del espacio anular y desplazado con uno o 2 barriles de fluido producido por día. El fluido producido tendría una concentración de 25 a 50 ppm de inhibidor.

4.- Inyección forzada, Es empleada si la tubería de producción tiene empacador. Una cantidad de inhibidor es seleccionada para rendir una concentración por medio de 20 ppm en el agua producida durante la vida productiva del tratamiento, generalmente de 3 a 6 meses. El pozo se cierra durante 24 horas para permitir al inhibidor ser absorbido por la formación. El inhibidor es removido lentamente de la formación por el fluido producido y retorna al pozo para proteger a la TP, bombas, sartas y líneas de flujo por varios meses.

5.- Método por goteo. Involucra el goteo de un material pesado conteniendo inhibidor de corrosión dentro del pozo. El inhibidor de corrosión pesado puede caer al fondo a través del fluido de la columna y el inhibidor es acarreado lentamente para permitir concentraciones de 25 ppm del fluido producido.

6.- Inyectores químicos automáticos. Proporcionan tratamientos automáticos que incluyen adiciones químicas propias donde el bache o los baches de circulación son usados para tratar pozos de bombeo ya sea mecánico o neumático.

Las adiciones de sustancias químicas mediante inyectores automáticos y baches o por circulación se emplean para la inyección de sustancias químicas apropiadas. El mantenimiento del equipo es importante porque malas funciones pueden dar como resultado malas operaciones y pérdi-

das de tiempo.

Cada método de aplicación tiene sus ventajas y desventajas. El operador debe considerar todos los datos sobre cada pozo previo a la selección del inhibidor, el método de tratamiento y la cantidad de inhibidor que se requiere.

Inhibidores a base de arsénico deben ser evitados en áreas donde pueden causar daños por ser altamente tóxicos.

VI.- ELIMINACION DE GASES CORROSIVOS.

Algunas fuentes de agua para inyección de pozos contienen hasta 6 ppm de oxígeno. Con una ppm de oxígeno, el acero o el hierro se corroen varias veces más rápido que con el agua libre de oxígeno. El oxígeno como el desarrollo de bacterias agravan al corrosión adicional e incrementan el contenido de sólidos en el agua. También las mezclas de agua con agua de producción con presencia de oxígeno y hierro desuelto o H_2S causan precipitación de óxido de hierro o sulfato de hierro. El oxígeno generalmente es removido si está presente.

Existen tres métodos para remover el oxígeno económicamente y estos son:

Removedores químicos, de aireación al vacío y contracorrientes de flujo.

Removedores químicos. El sulfato de sodio o dióxido de sulfuro pueden ser añadidos al agua para remover al oxígeno.

El sulfito de sodio es usado primeramente en sistemas de bajo volumen y que contengan una concentración baja de oxígeno.

La reacción es: $Na_2SO_3 + 1/2 O_2 \rightarrow NaSO_4$

Aproximadamente 8 ppm de Na_2SO_3 es requerido por ppm de oxígeno removido. Un 10% de exceso también es conveniente para lograr la reacción completa, además se requiere de un catalizador tal como cloruro de cobalto, para acelerar la reacción. Este tratamiento puede no ser efectivo si el H_2S está presente en el agua.

El SO_2 es un removedor económico.

La reacción es: $SO_2 + H_2O + 1/2 O_2 \rightarrow H_2SO_4$ (Ácido) y requie-

re aproximadamente 4 ppm de SO_2 por ppm de oxígeno removido. Un 10% de exceso y un catalizador tal como cloruro de cobalto son requeridos.

Dos fuentes de SO_2 son usadas. 1.- SO_2 líquido embotellado. 2.- SO_2 generador como gas por la combustión de azufre. El SO_2 líquido es económico en pequeños sistemas de tratamientos con una concentración baja de oxígeno. El costo del SO_2 líquido es cerca -e la mitad del de sulfito de sodio, sin embargo, más equipo es requerido para la aplicación del SO_2 . El gas obtenido por la combustión del sulfuro es económico, para obtener SO_2 donde grandes volúmenes de agua son tratados. El SO_2 es producido por la combustión de sulfuro ardiente. Luego el gas es disuelto en la corriente de agua para el tratamiento y bombeado a través de una columna empacada de la torre de contacto y el reverso de la línea.

Las posibles desventajas del uso del SO_2 son:

- 1.- La reacción del SO_2 con el oxígeno produce ácido en solución, y si hay insuficiente bicarbonato de sodio en el agua para reaccionar y consumir al ácido, existe una condición corrosiva con el oxígeno.
- 2.- Si el agua contiene bario, el SO_2 reacciona para formar escamas de sulfato de bario (BaSO_4).
- 3.- Si el agua tiene un alto porcentaje de carbonato de calcio (CaSO_4), el sulfato adicional puede causar la precipitación de escamas.
- 4.- El tratamiento de SO_2 no puede ser efectivo en agua conteniendo H_2S .

Deaeración al vacío.- La deaeración al vacío en una torre empacada puede reducir el contenido de oxígeno en el agua. La presencia baja y la pequeña cantidad de oxígeno en contacto con los vapores de agua causa que el oxígeno disuelto salga de la solución como burbujas. Esto es aplicable donde los tratamientos químicos son anti-económicos o cuando la adición de sulfito forman escamas de bario o calcio.

El CO_2 puede ser extraído del agua si está presente, y los cambios de pH pueden resultar en escamas.

Una contra corriente de gas natural disuelve el oxígeno que contiene el agua permitiendo así su eliminación de ésta.

VII.- FENOMENO DE LA POLARIZACION.

Es de interes primordial para el ingeniero el conocer la velocidad a la cual se desarrollan las reacciones catódicas y anódicas que pueden ser determinadas por varios métodos físicos y químicos.

Cuando una reacción electroquímica se retarda, se dice que está polarizada y hay dos tipos deferentes de polarización que son: polarización de activación y polarización por concentración.

La polarización por activación se refiere a aquellos factores retardadores de la reacción que son inherentes a la reacción misma como por ejemplo, la velocidad a la cual los iones hidrógeno se reducen a gas hidrógeno.

La polarización por activación, es función de varios factores que incluyen la velocidad de transporte del electrón el ión hidrógeno en la superficie metálica, que naturalmente es inherente de un metal en especial y depende de la concentración de iones hidrógeno y de la temperatura del sistema, por lo que la velocidad de desprendimiento es del hidrógeno es muy diferente para cada metal.

Por otra parte la polarización por concentración (ver fig. 1-10) se refiere al retardo de la reacción electroquímica como un resultado de los cambios de concentración en la solución adyacente a la superficie metálica.

Si la reacción procede a muy alta velocidad y la concentración de iones hidrógeno de la solución es baja se puede ver que la región cercana a la superficie metálica se agota en sus iones hidrógeno puesto que son consumidos en la reacción química.

Bajo estas condiciones, la reacción es controlada por la velocidad de difusión de los iones hidrógeno a la superficie metálica.

La polarización por activación es generalmente el factor que controla la corrosión en ácidos fuertes, mientras que la polarización por concentración predomina cuando la concentración de las especies activas es baja, por ejemplo, en ácidos diluidos o en soluciones salinas y agua con oxígeno, ya que la solubilidad del oxígeno es muy baja en soluciones acuosas y en agua. El conocimiento del tipo de polarización que se presenta es muy útil ya que permite predecir las características del sistema corrosivo, por ejemplo, si la corrosión es controlada por la polarización por concentración, entonces cualquier incremento en la velocidad de difusión de las especies activas como H^+ deberá incrementar la velocidad de corrosión y en un sistema de esta naturaleza, la agitación del líquido tiende a incrementar la velocidad de corrosión del metal. Por otra parte, si la reacción catódica se controla por polarización por activación, entonces la agitación no tendrá ningún efecto en la velocidad de la corrosión, lo cual confirma que el conocimiento del tipo de polarización presente permite hacer predicciones muy útiles concernientes al efecto relativo que sobre la velocidad de corrosión puede ser producida por el aumento de velocidad de flujo de un líquido en una tubería.

VIII. PROTECCION CATODICA.

El daño por corrosión ocurre donde la corriente eléctrica descarga de un metal a un electrolito, por ejemplo de una tubería a el suelo, de las paredes de un tanque de almacenamiento a el agua salada, o de las paredes de la tubería a la formación. Si una fuente de fuerza eléctrica externa, ver fig. 1-11 es usada para imponer una corriente contraria con suficiente voltaje para superar el voltaje de la célula de corrosión; la corriente de corrosión se suspende y la corrosión se para.

Esta técnica es llamada protección catódica, todo el acero viene a ser cátodo. Todas las áreas anódicas de antemano son suprimidas mientras una corriente adecuada es aplicada.

Como los flujos de corriente van hacia el acero, las placas de hidrógeno en la superficie exterior del acero crean un voltaje contrario llamado polarización,

Esto causa que la corriente se expanda sobre la superficie exterior del acero y lo protege. La polarización puede ser medida indirectamente usando una célula de cobre sulfato de cobre como un electrodo de referencia. Esto se acompaña colocando la célula de cobre-sulfato de cobre en el electrolito y en contacto con la superficie de acero a través de un voltmetro ver fig. 12.

Una lectura de voltaje entre 0.5 y 1.2 generalmente indica una protección adecuada. La protección interna en un tanque de 1000 bbls de agua salada a través del uso de un ánodo de magnesio-aluminio es ilustrado en la fig. 1.11. Estos ánodos de sacrificio deben ser sustituidos aproximadamente cada 6 meses.

Diseño de la protección catódica. Un sistema de protección catódica debe ser diseñado como una protección de ánodos o capas de ánodos en el suelo prevendrá la densidad de corriente mínima requerida para todas

las partes de la estructura protegida, En una estructura revestida la corriente requerida no puede ser producida porque el área expuesta no es conocida. En éstos casos la corriente debe usar mediciones de voltaje para fijar la corriente requerida y la localización del área de los ánodos.

En algunas estructuras, tales como tanques de agua salada, es fácil obtener la distribución uniforme de la corriente de un ánodo cerca del centro del tanque. La protección del interior de las líneas de tuberías no protegidas es practicamente imposible exepcto para cuando son tuberías cortas, porque la corriente se extenderá solamente cerca de tres diámetros de tubería de el ánodo.

La corriente se alargará mucho de un ánodo externo sobre una tubería no revestida, pero es mucho más economico aplicar un revestimiento aislante particular. Para tubería revestida, la protección catódica es necesaria para prevenir el desarrollo de fugas formadas en el recubrimiento durante la instalación de la tubería. La protección catódica del acero, se extenderá por grandes distancias si las resistencias por medio de los revestimientos son altas.

Hay muy pocos riesgos en la protección catódica del acero, si la superficie del acero está sobre portejida, alguna fuerza es desperdiciada y algunos tipos de revestimientos pueden ser dañados pero el acero no es afectado por el exceso de productos alcalinos de la corriente. Y si el acero está solamente protegido cerca de la mitad, el valor de la corrosión será reducida cerca de la mitad.

La protección catódica requiere corriente directa, la cual puede ser generada por ánodos galvánicos de zinc, magnesio o aluminio, el suelo y un rectificador, generador termoeléctrico y el suelo, o alguna otra fuente de corriente directa. La aplicación de cada una están mostradas en la tabla 1-10. Anodos galvánicos. Los ánodos galvánicos son usados en tanques para agua, para la protección de líneas de tuberías, y en otras estructuras pequeñas. Su conducción del voltaje es pequeña por lo tanto só-

lo protegerá áreas pequeñas de metal porque la producción de corriente es relativamente baja. Las aplicaciones están limitadas para suelos de bajas resistividades. Los ánodos de sacrificio son gastados en el proceso de corrosión y protección y deben ser periódicamente reemplazados.

Rectificador y lecho de ánodos. Una fuente externa de corriente alterna es usada con el rectificador y el suelo. El rectificador convierte la corriente alterna a corriente directa la cual es descargada hacia el suelo de un grupo de ánodos llamados lecho de ánodos. Los ánodos generalmente son de un material inerte tal como el grafito. La corriente retorna de el metal o alguna estructura por una conexión eléctrica a un rectificador.

Este sistema puede desarrollar una alta conducción del voltaje y de corriente y es conveniente para proteger grandes estructuras y es adecuada para suelos de resistividad alta. Esta es la protección catódica adecuada para pozos de aceite.

Generadores Termoeléctricos. Estos queman gas y lo convierten directamente a corriente directa a través de juntas termoeléctricas de estado sólido. La producción máxima es de cerca de 6 pies cúbicos de gas por hora y dan corriente de aproximadamente 6 volts y 7 amperes sin necesidad de usar un convertidor. Estos generadores son usados principalmente en áreas aisladas donde los ánodos galvánicos no son apropiados.

Protección externa de TRs para pozos. El primer paso en la protección externa de las TRs de pozos es cementarlas bien a través de zonas potencialmente altas de aguas saladas corrosivas. Aprovechar una alternativa menos efectiva es la colocación de un inhibidor en el lodo de circulación arriba del cemento entre TRy el agujero.

Mediciones de la corriente entre la línea de flujo y la cabeza del pozo muestran que esta corriente eléctrica está casi siempre fluyendo hacia la cabeza del pozo. Esta corriente fluye a través de la TR y de-

ja a ésta para entrar a la formación en algún punto. La mayor parte de la corriente que sale de la TR frente a las zonas de agua salada, éstas non permeables y de alta resistividad.

La fig. 1-13 muestra un típico ciclo galvánico entre la TR y la línea de flujo. Si ésta corriente es relativamente pequeña de 0.1 ampere o menos, y sale de la TR sobre una área grande, el tiempo que se requiere es grande para que cause fugas en la TR. Sin embargo, si la corriente es un ampere o más y deja a la TR con pocos agujeros, las fugas pronto ocurrirán. La TR se corroerá a una velocidad de 20 lb de fierro por año por ampere de corriente. La corriente de la línea de flujo hacia dentro del pozo puede ser cortada a un costo bajo mediante la colocación de una junta aislante entre la línea de flujo y la cabeza del pozo. Como una regla general, éste aislante en la línea de flujo siempre deberá ser instalado en la cabeza del pozo.

Habiendo tomado éstas precauciones la siguiente pregunta es, ¿La protección catódica deberá ser aplicada a los pozos de algún campo en particular?, La pregunta no es fácilmente contestada, pues éstos factores deberán ser considerados.

- 1.- La historia de las fugas que se han presentado en ésta área o campos cercanos a condiciones similares.
- 2.- ¿Qué sucede cuando una fuga ocurre? Existen flujos de agua, gas o flujos de lodo hacia la TR o hacia las zonas de baja presión cerca de la superficie?
- 3.- Método y costo de la reparación de las fugas de la TR.
- 4.- La vida productiva del pozo y la producción esperada así como el costo de la protección catódica.
- 5.- La probable efectividad de la protección catódica si es instalada.

- 6.- El costo y efectividad de las reparaciones posibles por reemplazamiento de tuberías y las recomendaciones hacia la superficie.
- 7.- La existencia de otros sistemas de protección catódica en el área.

Instalación de la protección catódica. Una típica instalación de protección catódica para una TR del pozo es mostrada en la fig. 14, la cual consiste de un rectificador conectado a una fuente de fuerza eléctrica y una capa de ánodos en el suelo. Si no se dispone de una fuente de energía eléctrica en el pozo, líneas de distribución de electricidad pueden ser instaladas o bien una pequeña unidad generadora usada como una fuente de energía eléctrica.

En pozos poco profundos, es preferible usar ánodos de sacrificio de aluminio o zinc y con eso eliminar la necesidad de una fuente de energía externa.

El desgaste estimado de los ánodos es el siguiente:

Zinc = 26 lb/ampere año Mg = 16 a 18 lb/ampere año.

El costo del magnesio es cerca de 2 veces mayor que el del zinc, sin embargo, el magnesio es algunas veces requerido para proveer suficiente corriente de flujo.

El voltaje o rectificador puede generalmente ser ajustado para requerimientos de 6 a 24 volts dependiendo de la corriente necesaria y la resistencia de la capa de ánodos en el suelo.

Esta capa deberá ser construida para prevenir las pérdidas posibles de resistencia del suelo y alargar la vida lo más posible. Esta es la parte más importante de la instalación porque la mayor parte de la fuerza del rectificador es usado para vencer la resistencia eléctrica en la capa de ánodos. Deberá ser colocada cerca de 100 pies de la cabeza del

pozo y removerla posiblemente hasta la línea de flujo y otras líneas de tuberías. Si la capa de ánodos está muy cerca al pozo 100 pies, más corriente entrará a la TR a poca profundidad; sin embargo, colocándola a distancias mayores de 100 pies de el pozo no mejora apreciablemente la distribución de la corriente en la TR.

Debe protegerse la parte baja de la TR y la parte superior de la TR debe sobre protegerse. Esto no daña a la TR pero se desperdicia corriente eléctrica. La resistencia de la capa de ánodos será proporcional a la resistencia del suelo en la cual está enterrada. Hay generalmente un balance económico entre la medida de la capa de ánodos y el costo de la energía eléctrica. Si la capa de ánodos está construida de un pedazo de tubería de fierro, el acero será consumido a la velocidad de 20 lb por año, por lo tanto se debe de reemplazar con bastante frecuencia.

CONCLUSION.

El propósito perseguido fueron presentar los fundamentos básicos de la ciencia de la corrosión aplicada a las tuberías de perforación y producción en los pozos petroleros.

En resumen, el trabajo se orientó a descubrir el motivo por el cual las tuberías se corroen y que se puede hacer contra la corrosión cuando ésta aparece o ya está manifestada en el equipo o sarta de perforación o producción.

El trabajo se ha tratado tan facilmente como lo permiten los conocimientos actuales sobre el control de la corrosión y sus efectos (daños, costos, reparaciones, etc.).

A lo largo del presente, se incluyen las posibles soluciones y remedios en contra del ataque de la corrosión en cualesquiera de sus tipos y manifestaciones.

En conveniente tener en cuenta que el científico o ingeniero en corrosión se ocupa del estudio de los mecanismos de la corrosión para obtener un mejor conocimiento de las causas que la producen y de los medios útiles para prevenir, disminuir o terminar por completo con los daños que ocasiona la corrosión.

A lo largo del presente trabajo se aplican los conocimientos básicos para, por medios prácticos y económicos, reducir casi a la totalidad los daños que lleguen a causar la corrosión.

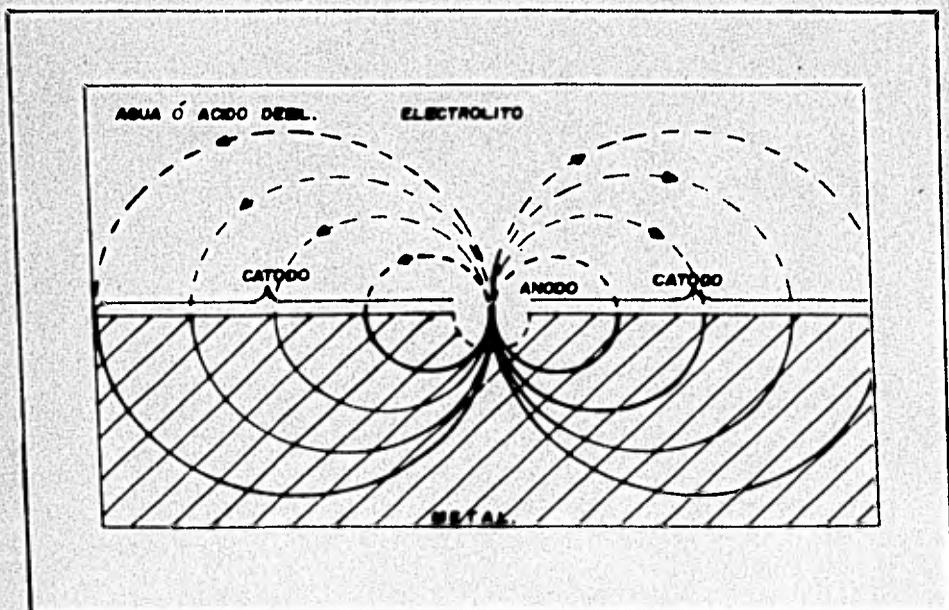


FIG. 1 FLUJO DE CORRIENTE DE UN MOYO CORROIDO.

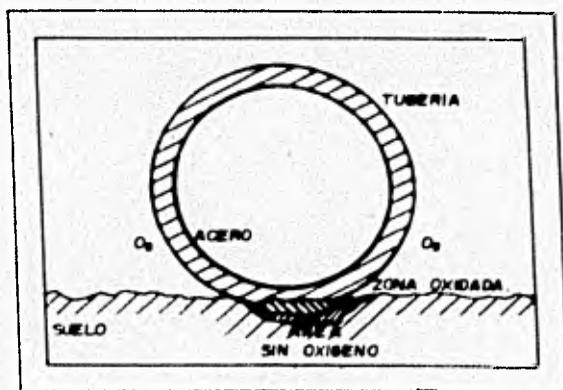


FIG. 2 EL AREA DE ACERO SIN OXIGENO ES ANODICA Y CORROE.

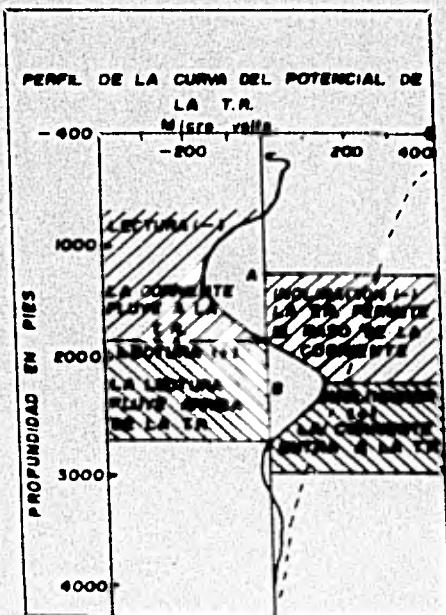
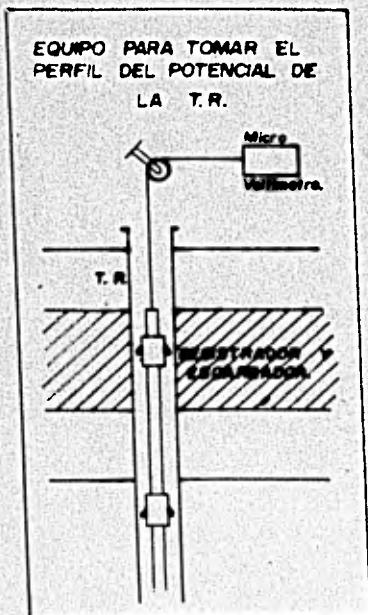


FIG. 3 PERFIL DEL POTENCIAL DE LA T.R.

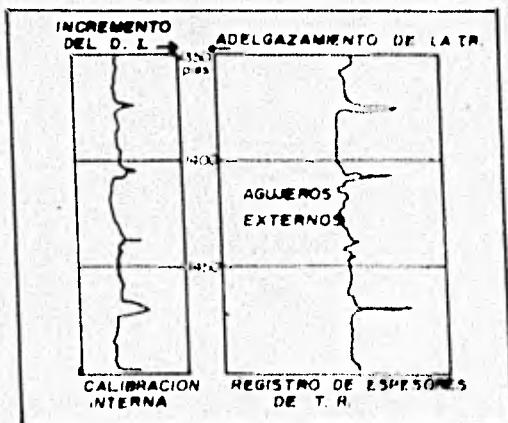


FIG. 4 REGISTRO DE ESPESORES DE LA T.R.

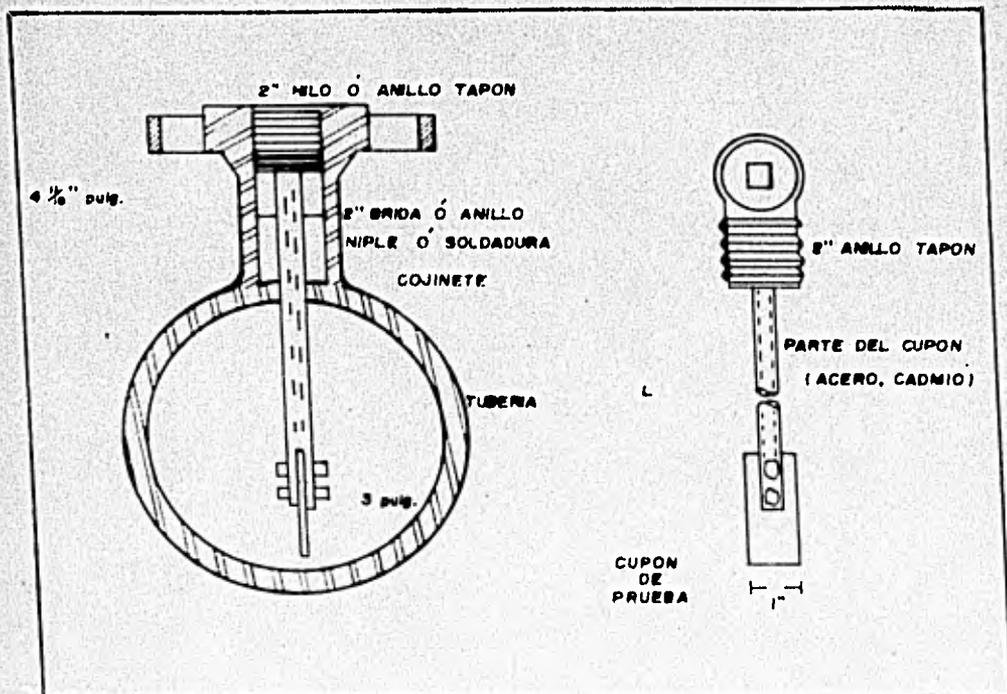


FIG. 3 AJUSTE PARA UN CUPON DE CORROSION EN UNA CORRIENTE CORROSIVA.

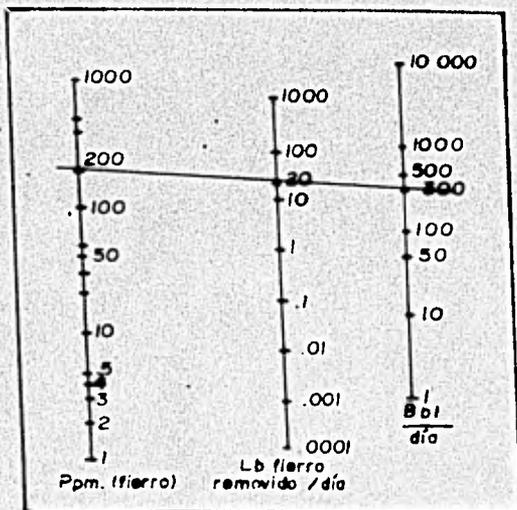


Fig. 6 Nomograma para determinar la pérdida de hierro.

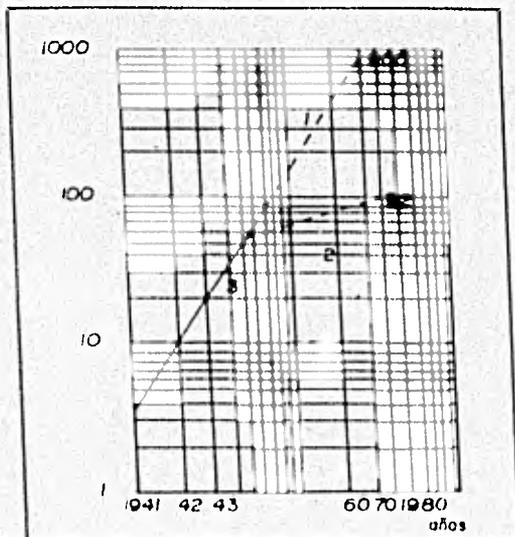


Fig. 7 Comparación de las fugas en la TR con y sin juntas aislantes.

1.- tendencia sin aislantes

2.- después que la TR es aislada.

3.- instalado el aislante.

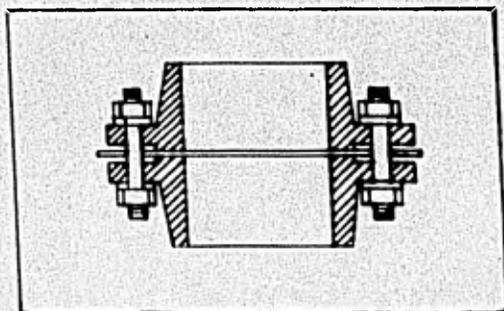


Fig. N.º 8 Sección transversal de una brida aislante.

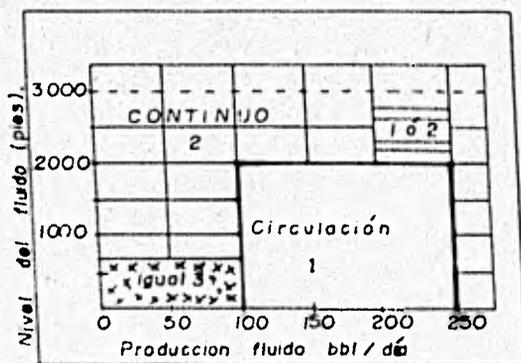


Fig. 9 Selección del inhibidor de corrosión para pozos de aceite.

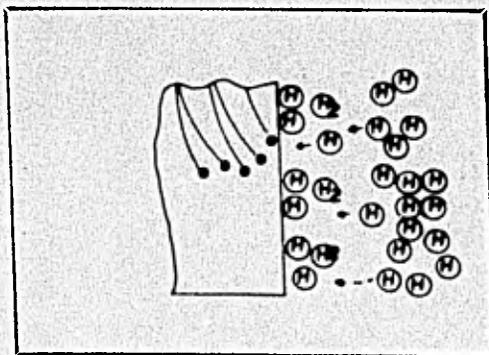


FIG. 10a Polarización por concentración durante la reducción catódica de iones hidrógeno.

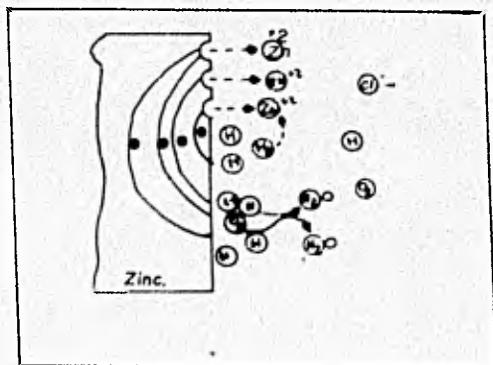


FIG. 10b Reacciones electroquímicas de la corrosión del zinc en HCl aerado.

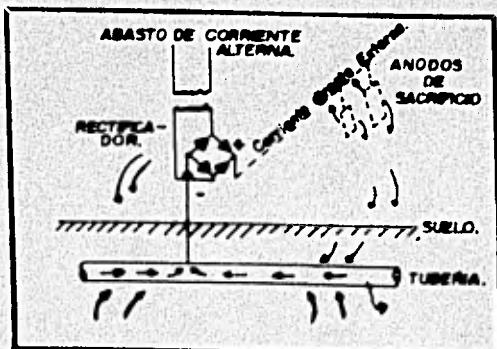


FIG. 11. PROTECCION CATODICA USANDO CORRIENTE EXTERNA.

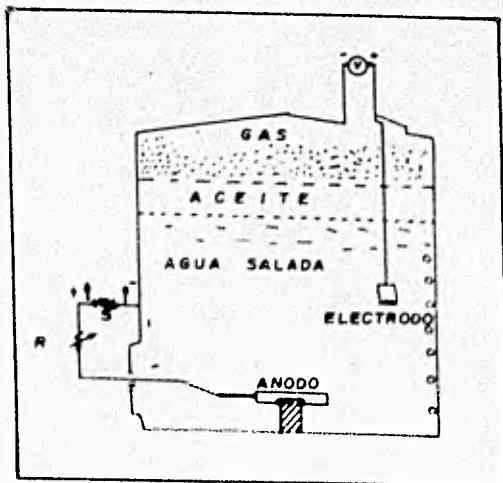


FIG. 12 PROTECCION CATODICA PARA EL INTERIOR DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO.

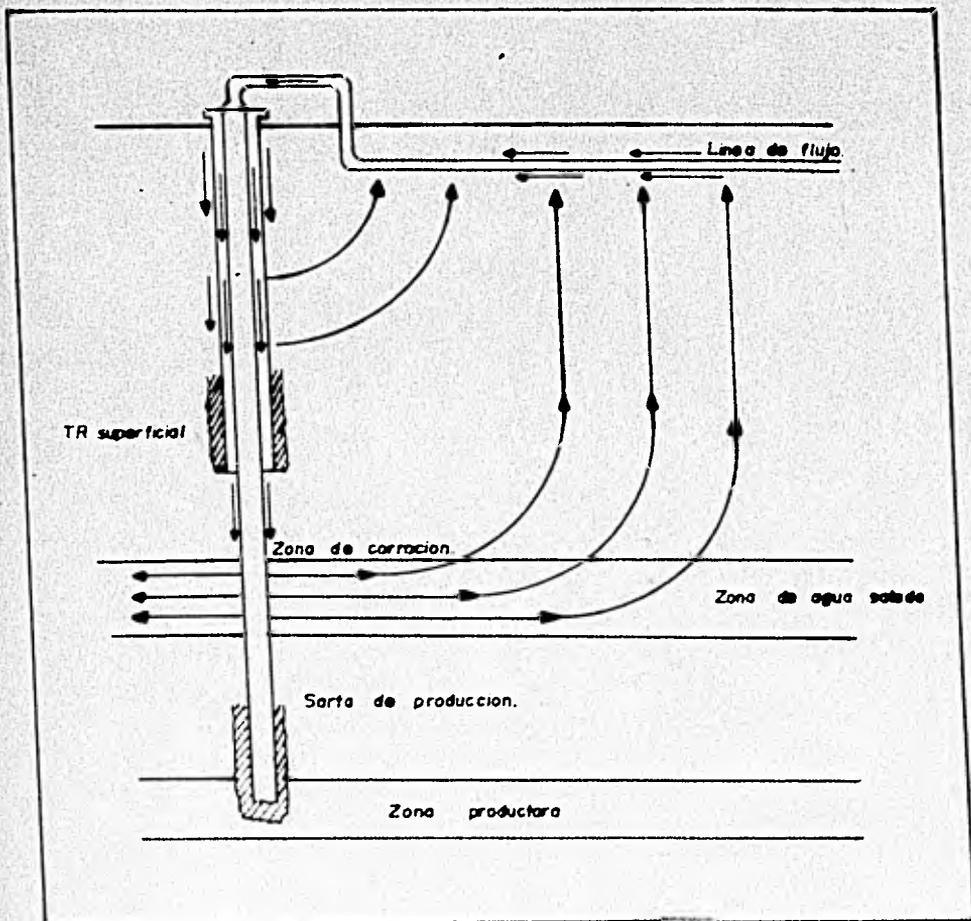


FIG. N° 13 FLUJO DE CORRIENTE ENTRE LA LINEA DE FLUJO Y UNA TR.

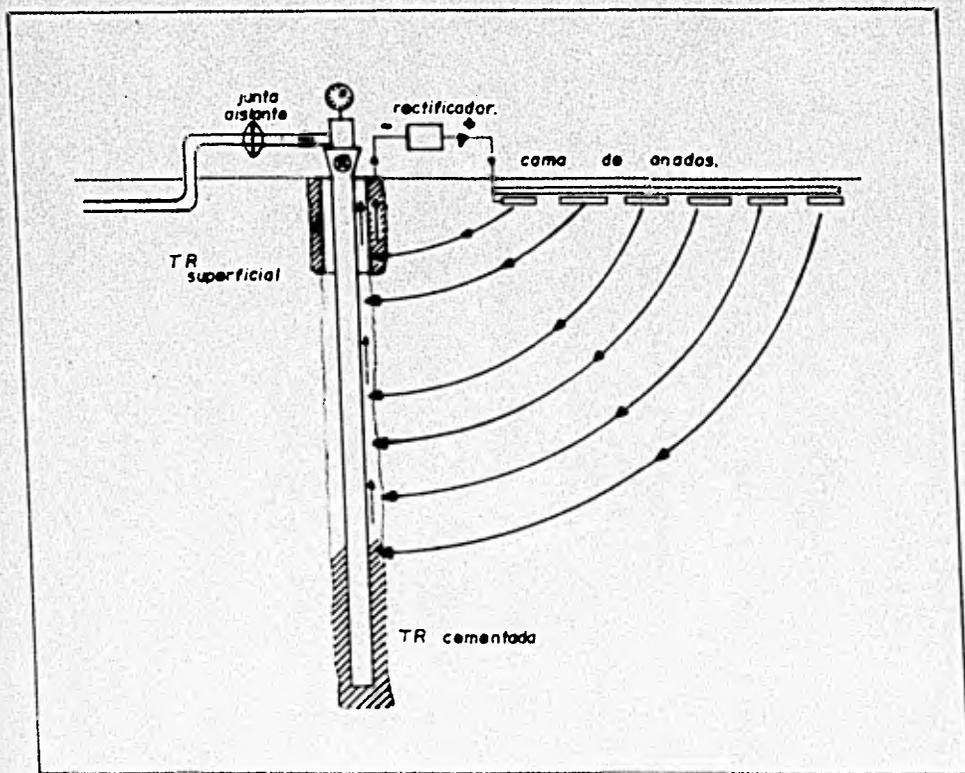


FIG. N° 14 Instalacion Tipica de Proteccion Catodica para una Tuberia de -
Revestimiento.

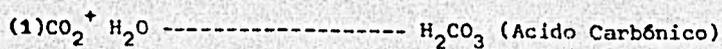
TABLA 1

VALORES TÍPICOS DE LA RESISTIVIDAD ELECTRICA.

CLASE	MATERIAL	RESIST(ohms-cm)	RESIST en comparación con la plata
	Plata	1.6x10	1
	Cobre	1.7x10	1 +
Metales	Fierro(puro)	10x10	6 +
	Acero	12a24x10	7a15
	Nicromo	100x10	63
	Grafito	.0008	500
	Carbón	.006	3750
Semi-conduc	Magnetita	.05	31500
	CaCl	.86	538000
	FeS	1,5	790000
	NaCl(saturada)	6.0	3750000
	Agua de Mar	20,0	12500000
Electrolitos	Suelos	500a100000	312mill a 62.5 bill
	Tomas de agua	500a10000	312mill a 6,25 bill
	Agua muy pura	17,2x10	10.7 trill
	Porcelana	5a30x10	31200000trill a 187500000trill
Aislantes	Vidrio	2a9x10	17500000trill a 56200000trill
	Silice fundido	5x10	3.12trill trill

TABLA 2

CORROSION DEL DIOXIDO DE CARBONO



(3) Tecnología aplicable a pozos de gas:

Alta presión ----- H_2CO_3 (Acido carbónico muy fuerte)

Presión Parcial de CO_2 = (Presión del Pozo) (% de CO_2)

Presión Parcial	Corrosiones
30	Corrosivo
de 7 a 30	Posible corrosión
de 0 a 7	No hay corrosión

TABLA 3

SELECCION DE ALEACIONES PARA AMBIENTES DE H₂S.

ALEACIONES ACEPTABLES.

- 1.- Aleación baja y media, acero al carbón 1% de nickel no terminado Rc"22 max.
- 2.- J-55,C-75,Q&T N-80.S00-90.
- 3.- Serie acero inoxidable 300, Rc22 max.
- 4.- Incoloy 800 (Ni-Cr-Fe).
- 5.- Incoloy 825 (Ni,Fe,Cr,Mo).
- 6.- Inconel 600 (Ni,Cr).
- 7.- Inconel X-750 (Ni,Cr,Al).
- 8.- Monel 400 (Ni-Cu),
- 9.- K-monel 500 (Ni-Cu-Mo).
- 10.- Hastelloy C (Ni-Cr-Mo).
- 11.- MP35N (Co-Ni,Cr,Mo).
- 12.- Stellites (Co-Cr-W).
- 13.- Colmonoys (Ni-Cr-B),
- 14.- Tungsteno Carbide.

de la tabla 3

ALEACIONES NO ACEPTABLES.

- 1.- Aleación baja y media de acero 1% de nickel
- 2.- Acero libre .08% de sulfuro.
- 3.- Acero inoxidable.
- 4.- K-monel.

TABLA 4

ALEACIONES ACEPTABLES PARA AMBIENTES DE CO_2 Y O_2 .

DIOXIDO DE CARBONO

Acero inoxidable
 Monels (Ni-Cu)
 Fierro Nickel
 Aluminio Bronce

OXIGENO

Acero inoxidable
 Monels
 Fierro Nickel
 Aluminio Bronce

TABLA 5

PLASTICOS USADOS EN OPERACIONES DE PETROLEO

TERMOPLASTICOS

TIPO	NOMBRE COMERCIAL	APLICACIONES
fluro-carbones	Teflón	Sales, Tuberías, válvulas de diafragma.
	Kel-F	
Polipropileno	Moplen	Válvulas, tuberías, aislantes.
	Pro-Fax	
	Excon	
Poli vinil cloruro	PVC	Válvula, tuberías, forros.
Vinilos	Tigon	Tuberías, TPs Empacadores
	Priflex	
	Vinilica	
	Saran	
TERMOFIJOS		
Epóxicos	Epóxy	Tuberías de fibra de vidrio, engrudos, lechadas de cemento.

TABLA 6

Una comparación de varios tipos de fibra de vidrio-tuberías de plástico reforzada.

	Epoxi	Vinil Epoxi	Poliéster
Presión max de trabajo (psig)	300	150	No recomendable.
Temperatura máxima (°F)	150	150	No recomendable.

TABLA 7

Velocidades de flujo en líneas de aceite para minimizar la corrosión.

TIPO DE SERVICIO	TIPO DE FLUIDO	Velocidades de flujo Pies/seg.	
		MINIMO	MAXIMO
Líneas de inyección			
Líneas de cementación	Líquido	-	5
Líneas de inyección			
Líneas de plástico	Líquido	-	10
TP de inyección	Líquido	2	10
Intercambios de calor	Líquido	5	10
Líneas de flujo y TPs	Gas	-	80-100

TABLA 8

Serie Galvánica de Metales y Aleaciones en Flujos de Agua Salada.

Aleaciones de magnesio y manganeso

Zinc

Aluminio comercialmente puro (1100)

Cadmio

Aluminio 2024(4.5Cu,1.5Mg,0.6Mn)

Hierro y Acero

Hierro colado

Cromo Acero inoxidable 13% Cr(activo)

Nickel resistente-hierro (alto nickel)

Acero inoxidable 18-8 (activo)

Acero inoxidable Molibdeno 18-8 (activo)

Soldaduras

Estaño

Nickel (activo)

Aleación de nickel y cobre (activo)

Hastelloy B (60Ni,30Mo,6Fe,1Mn)

Chlormet 2(66Ni,32Mo,1Fe)

Latón (Cu-Zn)

Cobre

Bronce (Cu-Sn)

Cupro-Nickel (60-90Cu-10-10Ni)

Monel (70Ni,30Cu)

Soldadura de plata

de la tabla 8

Nickel pasivo

Inconel (pasivo) 80Ni,13Cr,7Fe

Acero inoxidable Cromo 11-30% Cr (pasivo)

Inoxidable 18-8 (pasivo)

Monel inoxidable 18-8 (pasivo)

Hastelloy C (62Ni, 17Cr, 15Mo)

Chlorimet 3 (62Ni, 18Cr, 18Mo)

Plata

Titanio

Grafito

Oro

Platino

I.- THOMAS O. ALLEN AND ALAN PL ROBERTS.

Productions Operations II.

II.- GEORGE V. CHILINGER AND CARRAL M. BEENSON.

Surface Operations in Petroleum Production.

III.- I. M. P.

Control de Corrosión.

IV.- HERBERT H. UHLIG.

Corrosión y Control de Corrosión.

