



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

T E S I S

* ANALISIS DE LA CORROSION POR CO₂ EN TUBERIAS
DE PRODUCCION *

PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTADA POR:

MIGUEL ANGEL ROCHA RIVAS

DIRECTOR DE TESIS

ING. EVA SANCHEZ OLEA

MEXICO D.F.

MAYO 2002



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis 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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-1470

SR. MIGUEL ANGEL ROCHA RIVAS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Ing. Eva Sánchez Olea y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero.

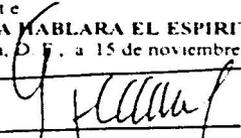
ANALISIS DE LA CORROSION POR CO₂ EN TUBERIAS DE PRODUCCION

- I RESUMEN
- II INTRODUCCION
- III DIFERENTES FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSION POR CO₂
- IV EVALUACION DEL EFECTO DE VARIOS FACTORES EN LA CORROSION POR CO₂
- V CONCLUSIONES
- VI BIBLIOGRAFIA
- VII APENDICE

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., a 15 de noviembre de 2001
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

**GRACIAS A MI PADRE VICENTE ROCHA HERNANDEZ
POR DARME UN EJEMPLO DE LUCHA TENAS
PARA LOGRAR CULMINAR LO QUE UNO SE PROPONE.**

**GRACIAS A MI MADRE JOSEFINA RIVAS BECERRIL
QUIEN ME TRAJO AL MUNDO Y QUE SIEMPRE
ESTUVO CONMIGO EMPUJANDOME EN LOS MOMENTOS
DE FLAQUEZA DURANTE TODA MI VIDA ESTUDIANTEL, GRACIAS MAMA
POR ENSEÑARME A SER UN HOMBRE RESPONSABLE, HONESTO
A NO CLAUDICAR EN NINGUN MOMENTO.**

**GRACIAS A MIS HERMANOS SERGIO,
ANA LAURA, CARLOS ALBERTO, LUIS FERNANDO,
SANDRA ISELA. QUIEN EN SU MOMENTO
ME DIJERON CON UNA PALABRA DE ALIENTO**

GRACIAS A MIS SUEGROS
DEMETRID HERNANDEZ Y SOLEDAD ORTIZ
QUE SIEMPRE ME DIERON UN CONSEJO
Y ME BRINDARON UN APOYO
INCONDICIONAL

GRACIAS A MI ESPOSA ADRIANA HERNANDEZ QUIEN A SIDO
UN PILAR MUY IMPORTANTE PARA LOGRAR LLEGAR A LA
META QUE EN OCASIONES SE VEIA INALCANZABLE
Y QUE AHORA HE PODIDO CULMINAR
GRACIAS POR LA PACIENCIA Y Y CONFIANZA QUE
SIEMPRE ME TUVISTE

GRACIAS A MIS HIJOS ISAAC Y BRENDA
QUE CON UNA SONRISA ME DABAN ANIMO PARA
SEGUIR ADELANTE

**GRACIAS A TODOS LOS PROFESORES DE MI GLORIOSA
ESCUELA QUIEN CON SUS CONOCIMIENTOS Y EXPERIENCIAS,
HACEN DE TODOS LOS QUE PASAMOS POR LAS
AULAS DE ESTA FACULTAD EXCELENTES
PROFESIONISTAS.**

**A MI ALMA MATER QUIEN ME DIO OPORTUNIDAD DE
PREPARARME PROFESIONALMENTE Y SUPERARME
COMO PERSONA, A DONDE QUIERA QUE VAYA ESTARE
ORGULLOSO DE SER UNIVERSITARIO.**

ÍNDICE

RESUMEN

1.- INTRODUCCIÓN.	pag. 4
2.- DIFERENTES FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN POR CO₂.	pag. 12
3.- EVALUACIÓN DEL EFECTO DE VARIOS FACTORES EN LA CORROSIÓN POR CO₂.	pag. 38
4.- CONCLUSIONES.	pag. 62
5.- BIBLIOGRAFÍA.	pag. 65
APÉNDICE.	pag. 67

RESUMEN

Objetivo de este trabajo es analizar los valores de velocidad de corrosión que se presentan en el acero utilizado en tuberías de producción por el contenido de CO₂ en los fluidos producidos y controlar su progreso para que no afecte la estructura metálica de las tuberías

La corrosión es un problema muy común en la industria petrolera el cual produce fallas graves en las tuberías tanto de producción como de transporte de hidrocarburos, así como en las estructuras en las plataformas marinas.

En particular analizaremos las velocidades de corrosión que se desarrollan con las diferentes condiciones de presión, temperatura, velocidades de flujo y características de flujo que se tienen en la tubería de producción.

Determinaremos el tipo de acero o aleación de metales, que tendrá un comportamiento favorable para transportar los hidrocarburos a la superficie sin presentar problemas de corrosión aguda.

Antecedentes.

Los minerales se encuentran en la naturaleza de forma estable, y no es factible utilizarlos en forma comerciales ejem. Pirita y Cnolita, estos minerales son la base para obtener el hierro y aluminio que son más utilizados en la industria en general para sus diferentes usos

Durante el proceso de corrosión los metales tienden a regresar a su estado natural que es más estable como la herrumbre (hidróxido ferroso), y el medio ambiente proporciona los medios para que este fenómeno se presente **la humedad y el oxígeno**, cada uno

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

de estos no puede hacer mucho independientemente, pero los dos actuando conjuntamente provocan serios problemas.

Como todos los metales son susceptibles de corroerse, un mismo material no es adecuado para utilizarlo en todos los ambientes y condiciones de trabajo. Por ejemplo, el oro que es un metal demasiado estable o noble con una resistencia ambiental excelente, se corroe si se expone a una atmósfera de mercurio y se cubre fácilmente de óxido o herrumbre.

Para comprender mejor los conceptos de lo que es la corrosión es conveniente mencionar algunos términos que se definen en el siguiente capítulo.

1.- INTRODUCCIÓN

La corrosión es un proceso químico que tienen los metales al querer regresar a su estado natural con la ayuda del medio ambiente en el que trabajan, creando un ciclo en el cual se da una liberación de iones de Hierro e Hidrógeno que son componentes de la estructura molecular del metal, la corrosión se puede presentar como corrosión química o electroquímica.

Corrosión Química se produce por la reacción de la tubería con agentes del medio ambiente en el cual está inmersa como son los vapores, gases ácidos, diferentes fluidos como agua, HCl, HF, fluidos para limpieza de tubería, H₂S y CO₂ Esta reacción de algunos fluidos es muy agresiva para la estructura metálica del tubo debilitándola.

Corrosión Electroquímica este fenómeno se presenta cuando en la tubería se forman puntos con cargas positivas y otros con cargas negativas y debido al fluido se establecen corrientes eléctricas que provocan un desprendimiento de iones de hierro.

El punto en el cual tiene lugar la oxidación química se le llama **Ánodo** que es la parte de la superficie metálica del tubo que se corroe, es el punto en el cual el metal entra en solución como iones, la pérdida de éstos deja un exceso de cargas positivas y el ion resultante se carga positivamente.



El ion ferroso entra en el seno del electrolito y los dos electrones se quedan en el metal emigrando hasta el cátodo.

El punto en el cual la superficie metálica del tubo no se corroe se llama **Cátodo** pero es el sitio donde se desarrolla(n) otra(s) reacción(es) necesaria(s) para el proceso de corrosión. Como se dijo anteriormente los electrones dejados en el ánodo por la disolución del hierro, viajan a través del metal hasta llegar al cátodo donde se consumen al reaccionar con algún agente oxidante que se encuentre presente dentro del electrolito. A este consumo de electrones se le conoce como reacción de reducción.



Si el oxígeno se encuentra presente en el electrolito y dependiendo de este se pueden presentar dos tipos de soluciones ácidas y neutras o alcalinas



De tal manera que, en las áreas anódicas se liberan electrones y en las catódicas se consumen.

Siendo ésta la característica esencial de una reacción electroquímica, se generan electrones mediante una reacción en un punto determinado y después viajan a otro punto donde son usados por otra(s) reacción(es).

En la fig. 1.1 se representa la liberación de iones de hierro en el ánodo.

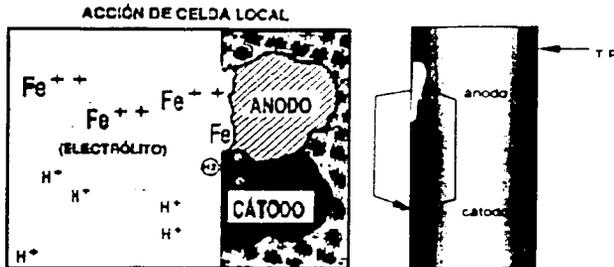


Fig 1.1 Desarrollo de los componentes del ciclo de corrosión

Algunas áreas de la superficie metálica actúan como ánodos la razón se centra en las heterogeneidades de la superficie metálica (rugosidad, roturas, dobleces, coples, conexiones) así como del electrolito o bien de ambos.

Electrolito

Es el medio físico, químico a través del cual se establece el flujo de corriente, la superficie metálica del ánodo y el cátodo se debe de encontrar cubierta por una solución eléctricamente conductora (electrolito) El agua pura es un electrolito pobre, pero rápidamente incrementa su conductividad con la presencia de las sales disueltas. El electrolito conduce la corriente desde el ánodo hasta el cátodo y después aquella regresa al ánodo a través del metal, complementando de esta manera el circuito.

Conductor Externo

Este es cualquier conductor metálico que conecta al ánodo con el cátodo y generalmente lo constituye la misma estructura bajo estudio.

El oxígeno como despolarizador

Toda el agua que se encuentra en algún recipiente contiene algo de oxígeno disuelto si el agua se encuentra en contacto directo con la atmósfera, unas mil partes de agua contienen ocho partes de oxígeno cuando tiene temperatura atmosférica y el oxígeno está disponible para combinarse con el hidrógeno sobre las superficies catódicas.

Entre más hidrógeno se produzca en el ánodo, combinado con el oxígeno esta reacción nos producirá agua presentándose mayores posibilidades de que la corrosión aumente.

El oxígeno disuelto reacciona con los átomos del hidrógeno sobre la superficie del hierro, independientemente de la presencia o ausencia de impurezas. La reacción de oxidación procede con la misma rapidez con la que el oxígeno alcanza la superficie del metal.

Con la creciente demanda de energéticos y el agotamiento gradual de los hidrocarburos fácilmente obtenibles, la explotación de pozos petroleros cada vez más profundos y con condiciones más severas de presión y temperatura ha venido en aumento. Ello ha traído como consecuencia encontrar condiciones más hostiles a las que se ven sometidos tanto equipos como tuberías durante la producción y transporte de aceite y gas.

Para afrontar esta situación se han intentado utilizar aleaciones especiales para tuberías diseñadas específicamente para el manejo de fluidos que contienen CO₂, estas aleaciones tienen un alto costo, por este motivo se están buscando alternativas más rentables.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Velocidad de corrosión:

Es la cuantificación de la pérdida de acero en un metal por un año, y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Vel. Corrosión} = \frac{WASTO \cdot 10^3}{A \cdot E \cdot D}$$

Vel. Corrosión = (mpa) milésimas de pulgada por año

P = diferencia de peso obtenida de muestra del mismo material del tubo (gr.)

A = Área de la muestra cm²

E = Días de exposición

D = Densidad de acero en la muestra (gr/cm³)

Corrosión dulce:

Este tipo de corrosión se tiene principalmente por la presencia de CO₂ o ácidos orgánicos. La corrosión dulce puede ocurrir en pozos de aceite o gas.

Generalmente un pozo puede tener problemas de corrosión interior en la tubería de producción, cuando la producción de agua salada alcanza valores entre 40% y 50%.

El ácido carbonico formado en la reacción causa una reducción del pH del agua, lo que constituye un mayor ataque hacia el metal, según la siguiente reacción:

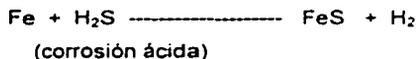


Debido a que al bióxido de carbono (CO₂) es el compuesto de mayor importancia en la corrosión dulce, se debe considerar algunos de los factores que gobiernan su comportamiento, dichos factores relacionados con su solubilidad en el agua son:

- Presión
- Temperatura
- Composición del agua salada

Corrosión Ácida:

Este tipo de corrosión se presenta cuando en la producción de hidrocarburos se tiene presencia de H₂S, este gas aparte de ser una gas venenoso al combinarse con el agua que se arrastra en la producción forma un compuesto muy corrosivo como el ácido sulfhídrico capas de deteriorar la estructura del metal rápidamente.



Se han realizado varios experimentos para probar la resistencia a la corrosión de diferentes aceros con procedimientos y condiciones de experimentación diversas, a continuación se presentan los trabajos realizados por diferentes investigadores:

DeWard y Milllams:

Midieron la velocidad de corrosión de acero al carbón x - 52 en soluciones al 0.1% de NaCl libres de oxígeno saturadas con CO₂ a presiones desde 0.7 a 15 lb/pg². La solución se agitó para obtener una velocidad de aproximadamente 1 m/seg alrededor de las muestras de acero.

Las pruebas se realizaron a temperaturas desde 5 hasta 80°C. Las velocidades de corrosión se monitorearon por la técnica de medición de pérdida de peso para cada prueba. Las curvas de polarización potenco dinámicas se midieron en NaCl al 1%.

Ovodov:

Midió las velocidades de corrosión de acero 45 y acero 3 a presiones desde 140 a 710 lb/pg² en soluciones que contenian de 0 - 0.3 % de NaCl. Las pruebas se llevaron a cabo a temperatura ambiente con agitación.

Las velocidades de corrosión se determinaron por pérdida de peso.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Abramyan:

Midió las velocidades de corrosión de acero marc 45 en una solución que contenía 0.005% de NaCl bajo presiones de 0 - 150 lb/pg². a 25°C. los estudio se realizaron a una velocidad de flujo de 1 cm/seg. temperaturas de 25 - 150°C. La duración de las pruebas fue de 12 hrs. Las velocidades de corrosión fueron determinadas por pérdidas de peso.

Rhodes y Clark:

Midieron las velocidades de corrosión del acero al carbón bajo condiciones estáticas a presiones de 80 a 450 lb/pg² y 22.5°C. el medio líquido no contenía ninguna sal. Las velocidades de corrosión se midieron por pérdida de peso.

Greco y Wright:

Midieron velocidades de corrosión de un acero de bajo carbono bajo condiciones estáticas a presiones de 5 a 70 lb/pg² Se obtuvieron velocidades de corrosión por pérdida de peso después de 48 hrs de inmersión.

En la fig. 1.2 se presentan los datos de corrosión uniforme para acero en soluciones acuosas con CO₂ a 25°C. en una gráfica logaritmica de la velocidad de corrosión y presión.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

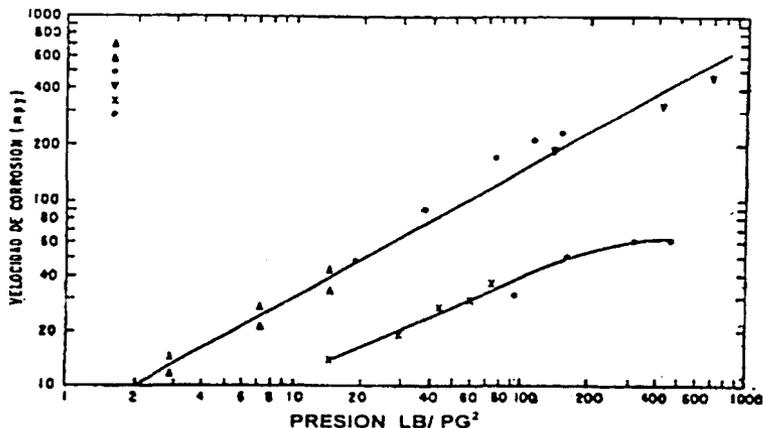


Fig. 1.2 Velocidad de corrosión uniforme del acero como una función de la presión del CO₂

Todos los datos mostrados en la grafica se obtuvieron en soluciones de CO₂ la concentración acuosa está relacionada directamente a la presión.

De estos resultados se observó la formación de una película protectora formada por productos de reacción bajo condiciones estacionarias, mientras que en condiciones de flujo turbulento esta película era removida por el flujo del fluido.

Por otra parte por medio de rayos X se puede conocer la naturaleza de la película protectora que se forma sobre la superficie del acero al carbono cuando éste se corroe por la acción del CO₂ que está presente diluido en agua cuando hay ausencia de oxígeno, la capa de óxido esta formada principalmente por carbonato de hierro FeCO₃ y las características dependen de las condiciones de presión, temperatura y concentración de sales disueltas (NaCl) bajo las cuales se forma

2.- FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN POR CO₂

La velocidad de corrosión uniforme del acero aumenta con el incremento de la concentración del CO₂. La mayoría de los estudios iniciales atribuyen esto a la disminución del pH de la solución por la adición de CO₂.

Esto se ha tratado de explicar haciendo notar que en soluciones de ácidos concentrados, el pH refleja solamente la concentración real del ión hidrógeno, y como consecuencia de la complejidad de reacciones que intervienen en la corrosión del acero por el CO₂ disuelto en agua

La posición de los investigadores respecto a la corrosión por CO₂ está dividida entre la hipótesis planteada por Schmitt y es la velocidad global de la reacción catódica está determinada por la hidratación del CO₂ sobre la superficie del acero. Otros investigadores entre ellos Eriksrud quienes sugieren que la formación del ácido carbónico H₂CO₃ es una reacción homogénea

Recientemente se ha propuesto un planteamiento en el cual muchos investigadores llegaron a la misma conclusión: la velocidad de corrosión del acero está controlada por el desprendimiento del hidrógeno en el ánodo. Esta reacción se lleva a cabo, a través de dos mecanismos:

- El primero es la reducción de los iones de hidrógeno originados en el ánodo cuando el ácido carbónico actúa y se difunde hacia la superficie metálica.

Hasta este punto no habría diferencia entre la evolución de hidrógeno en soluciones de CO₂ y ácidos minerales diluidos.

- El segundo mecanismo se realiza como una reacción heterogénea hidratando el dióxido de carbono (CO₂) obteniendo ácido carbónico (H₂CO₃).

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

La realización de diversos estudios experimentales ha tenido como intención el conocer con mayor precisión el mecanismo de la corrosión del acero por CO₂, para seleccionar los métodos apropiados para su control tales como la selección de Inhibidores de corrosión y Recubrimientos.

Como resultado de una extensa experimentación, DeWard propuso una correlación para la velocidad de corrosión de acero al carbón en función de la presión en el sistema en donde se lleva a cabo la corrosión del acero. La ecuación propuesta es la siguiente:

$$\log V = 0.67 \log P + C$$

donde: $V = (\text{mpa})$

$P = (\text{lb/pg}^2)$

$C =$ Constante para corrección por efecto de temperatura.

El valor calculado para la velocidad de corrosión a través de esta ecuación se considera como la situación más severa que podría esperarse. Los límites de aplicabilidad de la ecuación de DeWard definidos por diversos investigadores varían considerablemente.

Sin embargo los límites establecidos por un acuerdo general son temperaturas abajo de 60°C y presiones menores de 30 lb/pg², sin embargo estos valores limitarían, la aplicabilidad de la ecuación en el cálculo de velocidades de corrosión bajo condiciones de pozo.

Formación de película protectora

Como ya se había mencionado anteriormente, la formación de una película de productos de corrosión sobre la superficie del acero, que presentaba una relativa protección de una corrosión posterior, fue observada desde los primeros estudios experimentales. Sin embargo, la naturaleza de tal película era prácticamente desconocida, luego de análisis químicos, se comprobó que se trata de carbonato de

hierro FeCO₃, cuya morfología puede variar dependiendo de las condiciones bajo las cuales se formó.

Lo anterior llevó a investigaciones sobre la cinética de formación/disolución del carbonato de hierro y su morfología, y que la naturaleza y acción protectora de las películas (incrustaciones) depende de cómo se formen, por lo que las condiciones experimentales constituyen nuevamente un parámetro crítico. Se realizaron pruebas a 60°C para observar si se formaba la película protectora cuando estaba presente el carbonato, la cual no se formó.

Por tanto esto indica que la velocidad de transporte de masa del hierro desde la superficie metálica no había excedido la precipitación del carbonato de hierro.

Aún cuando hay muchas variables que influyen en la acción protectora de la película de carbonato de hierro, la morfología y composición juegan un papel muy importante. Las películas desarrolladas a temperaturas menores de 60°C y bajas presiones menores de 70 lb/pg² son más bien amorfas y exhiben generalmente poca adherencia a la superficie metálica, al incrementarse la temperatura y presión se observa una mejor adherencia de las partículas

Efecto de la temperatura en la velocidad de corrosión

En su experimentación, DeWard encontró que a presiones de 14 kg/cm² la velocidad de corrosión depende de la temperatura de 5 hasta 80°C

DeWard obtuvo velocidades de corrosión como si las hubiera obtenido a un pH de 4 y produjo la curva que se muestra en la fig 2.1 La energía de activación de esta gráfica es de 10.7 Kcal/mol, lo que indica que la velocidad de corrosión está controlada por las velocidades de reacción electroquímicas bajo las condiciones de sus mediciones. Los resultados están expresados por la siguiente ecuación

$$\text{Log } V (\text{pH} = 4) = 9.18 - 10.700 / 4.58(T)$$

donde:

V = (mpa)

T = Temperatura (*K)

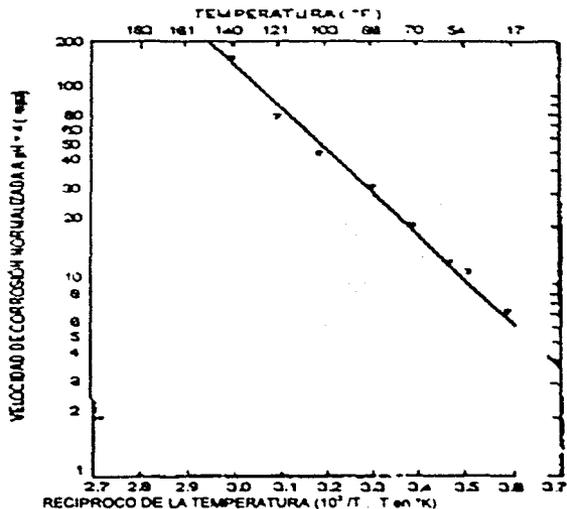


Fig. 2.1 Gráfica de la función de Arrhenius para velocidades de corrosión de acero al carbón normalizadas a un pH = 4

Finalmente presentó una ecuación de la velocidad de corrosión donde:

T = Temperatura en (°C)

R = Velocidad de corrosión (mpa)

P = Presión (lb/pg²).

$$\text{Log } R = 8.78 - 2320 / (T + 273) - 5550 T + 0.67 \text{ log } P$$

Los resultados de la aplicación de esta ecuación se presentan en forma de un nomograma fig 2.2.

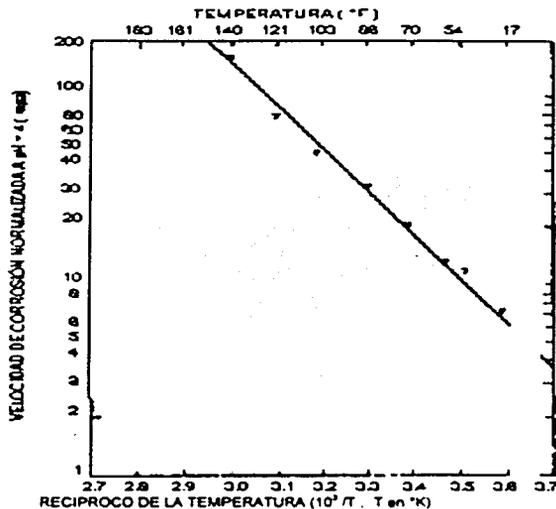


Fig 2.1 Gráfica de la función de Arrhenius para velocidades de corrosión de acero al carbón normalizadas a un pH = 4

Finalmente presentó una ecuación de la velocidad de corrosión donde:

T = Temperatura en (°C)

R = Velocidad de corrosión (mpa)

P = Presión (lb/pg²).

$$\text{Log } R = 8.78 - 2320 / (T + 273) - 5550 T + 0.67 \log P$$

Los resultados de la aplicación de esta ecuación se presentan en forma de un nomograma fig 2.2.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

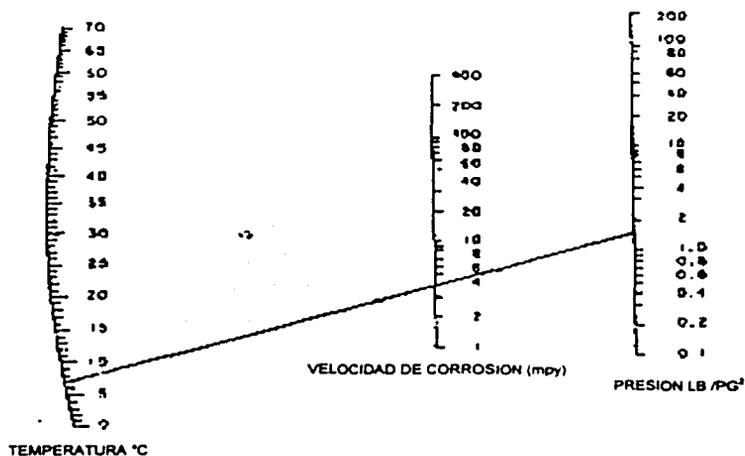


Fig. 2.2 Nomograma para el cálculo de velocidades de corrosión como función de la presión y la temperatura

Una reevaluación posterior de los datos experimentales usados para la formulación de la ecuación anterior, llevó a una ecuación más simple:

$$\text{Log } V = 5.8 - 1710 / T + 0.67 \log P$$

Así mismo el nomograma se simplificó con líneas rectas en vez de usar una escala curva de temperatura fig. 2.3. En éste se ha incluido un factor de corrección por el efecto de la película de FeCO₃ que se forma sobre el acero a altas temperaturas este nomograma se desarrolló para el cálculo de velocidades de corrosión en pozos de gas conociendo presión y temperatura obtenemos la velocidad de corrosión

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

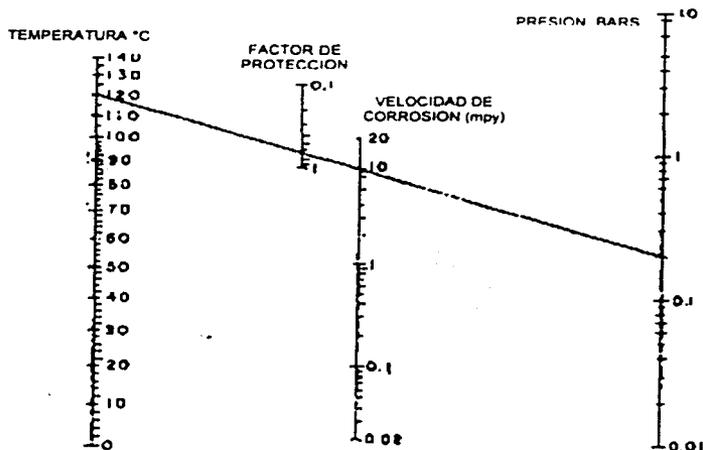


Fig. 2.3 Nomograma modificado para el cálculo de las velocidades de corrosión en el acero al carbón. Incluye un factor para la corrección por el efecto protector de la película de productos de corrosión ($FeCO_3$).

A presiones y temperaturas más altas, la velocidad de corrosión no se incrementa tan rápidamente de acuerdo a lo encontrado por DeWard, esto es debido al control de la transferencia de masa o a la formación de una película de productos de corrosión ($FeCO_3$).

Las marcadas diferencias observadas en pruebas de laboratorio para las velocidades de corrosión del acero dentro de los diferentes rangos de temperatura, llevó a una clasificación de tres diferentes tipos de corrosión

- **CORROSIÓN DE TIPO 1** Se presenta a temperaturas inferiores a los 60°C. Se caracteriza por la ausencia de la película protectora de productos de corrosión, o en caso de existir esta, es fácilmente removible dado que no tiene buena adherencia a la superficie metálica. Lo que propicia que en estas condiciones la corrosión se realice libremente. En este caso, la velocidad de corrosión puede estimarse a través de la ecuación de DeWard.
- **CORROSIÓN TIPO 2** se forma entre los rangos de temperatura 60°C y 120 °C presentandose un comportamiento a estas temperaturas, se satisfacen las condiciones de formación de la película protectora de FeCO₃. Sin embargo la cinética de la cristalización es un poco diferente a la del Tipo 3 debido a que la temperatura es más baja, se supone que el número de núcleos de FeCO₃ es menor y que el crecimiento del cristal es lento y heterogéneo. Este proceso llevaría a una película espesa y porosa de FeCO₃ sobre el metal, así mismo debido a que muchos poros en la película actuarían como sitios anódicos aún cuando puede observarse una protección parcial del acero, se iniciarían muchas picaduras desarrollándose la corrosión de tipo agujero de gusano.
- **CORROSIÓN TIPO 3** Se caracteriza por la presencia por una película delgada de FeCO₃, la cual es consistente, homogénea y adhesiva. Esta película tiene un efecto protector sobre la superficie metálica al formar una barrera entre el medio corrosivo y la pared metálica. En este caso la velocidad de corrosión del acero es considerablemente menor que en el caso en que tal barrera no existe. El rango de temperatura donde se presenta este tipo de corrosión se encuentra alrededor de los 150°C, aún cuando en ocasiones llega a encontrarse desde los 120°C.

Picadura o agujero de gusano

Se denomina así al tipo de ataque local que se forma debido a que la velocidad de corrosión es mayor en unas zonas que en otras. Si se produce un ataque apreciable confinado a un área fija del metal relativamente pequeña, que actúa como ánodo, las picaduras que resultan se definen como profundas. Si el área de ataque es relativamente grande y no tan profunda, las picaduras se consideran superficiales.

Este fenómeno es la causa principal de todas las fallas por corrosión en las operaciones de los campos petroleros. En operaciones en las cuales el equipo está bajo deformaciones repetidas, debido a la presión o a la acción mecánica, las picaduras pueden ser la causa principal de las fallas prematuras.

Sin embargo, frecuentemente no se presta atención al hecho de que las picaduras en equipos no sometidos a esfuerzos también puede producir fallas, haciendo que el concepto de corrosión por picadura no sea muy claro a medida que avanza la corrosión.

Sin embargo, el área superficial del ánodo que suministra los iones ferrosos disminuye en forma continua. Esto aumenta la velocidad de penetración de la picadura y puede producir una falla del equipo, y se presenta aún en el caso en que la velocidad de corrosión total en un sistema se mantenga baja.

El H₂S, CO₂ y las bacterias reductoras de sulfato, que son los agentes corrosivos principales de los campos petroleros, generalmente desarrollan un ataque localizado, tipo picadura. Tal como se ilustra adelante en las fig. 2.4, a medida que la picadura se hace más profunda, la velocidad de iones ferrosos entrando al agua permanece constante.

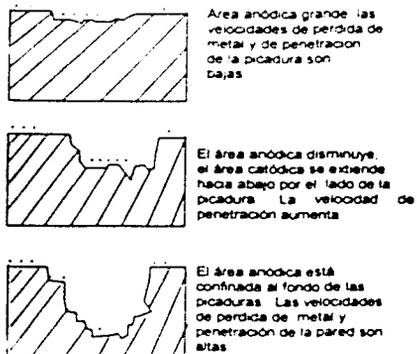


Fig. 2.4 Desarrollo de Picadura en el metal

En la explotación de pozos de gas, aceite, gas y condensado la presencia de corrosión localizada se considerada un problema mucho más serio del que representa la corrosión uniforme.

Hasta ahora este fenómeno se ha reportado en pocos estudios experimentales, debido a los prolongados periodos de exposición que generalmente requiere el inicio de la picadura en ocasiones se trata de vanos meses.

Un requisito básico para la presencia de la picadura es la existencia de defectos locales en la película de productos de corrosión sobre superficie metálica a continuación en el la fig. 2.5 se muestra la formación de la película con sus imperfecciones.

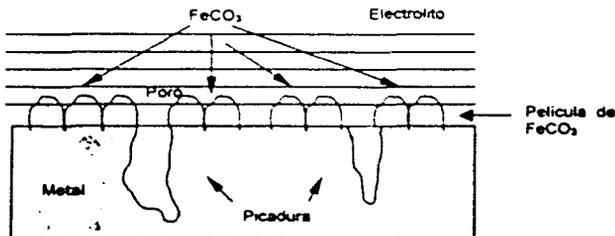


Fig. 2.5 Formación de la película protectora

Estas imperfecciones pueden ocasionarse por un crecimiento no uniforme de esta película y/o la destrucción mecánica local por el ataque hidromecánico (erosión, cavitación), o por esfuerzo mecánico, así como el flujo turbulento de los fluidos manejados.

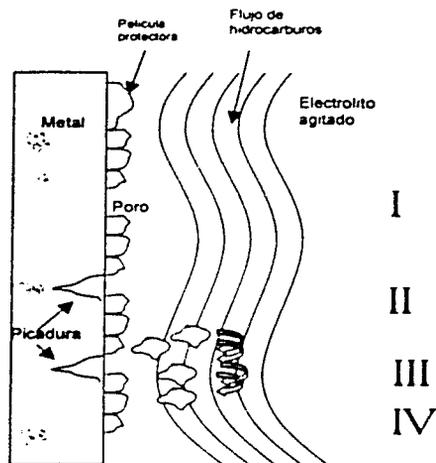


Fig. 2.6 Procedimiento de la remoción del carbonato e hierro

- I Formación de la incrustación de FeCO₃ en la superficie del metal con algunos poros
- II Formación de la picadura en alguna imperfección de la estructura de los cristales de FeCO₃
- III y IV Remoción del FeCO₃ con agitación

Tanto de estudios experimentales como de observaciones de campo, se conoce que prácticamente todas las aleaciones de interés práctico son susceptibles de presentar corrosión localizada en ambiente de CO₂. Mientras que para los aceros inoxidable ferríticos y austeníticos se requiere la presencia de cloruros y pequeñas cantidades de oxígeno para que se presenten las picaduras, las aleaciones medias y bajas (aceros 13 y 9 Cr, por ejemplo) y especialmente los aceros al carbón, sólo requieren del sistema CO₂ - agua.

ANÁLISIS DE LA CORROSION POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

De las pocas investigaciones realizadas sobre la corrosión localizada causada por CO₂, se encontró que se incrementa la susceptibilidad de la picadura de los aceros de baja aleación con el aumento de la presión. Con base en ello se ha pretendido establecer un valor para la presión crítica abajo de la cual no se presenta este tipo de corrosión.

A partir de observaciones en los primeros estudios experimentales, así como la experiencia de campo, en las cuales la presencia de la picadura se hacía marcada con presiones mayores de 14 lb/pg².

Surgió el criterio de que para pozos de aceite, gas y condensado, una presión de 7 lb/pg² significaba una condición de no corrosividad, mientras que entre 7 y 30 lb/pg² se consideraba condición de corrosión moderada.

La influencia que tienen los elementos de las aleaciones en la corrosión por CO₂ son parte del estudio experimental que Ikeda y colaboradores estudiaron sobre la resistencia a la corrosión, los resultados para este estudio pueden resumirse como se presenta en la tabla 2.1

Tipo de Aleación	Resistencia a la corrosión
Carbono y Níquel abajo del 10%	Efecto negativo
Molibdeno	Neutral
Cromo, Niobio, Cobalto y Níquel arriba del 17%	Tiene un efecto favorable

Tabla 2.1 Efecto de la corrosión en aleaciones

Se observó que las aleaciones que contienen Cromo tiene un efecto benéfico especialmente cuando su concentración es de más del 9%, algunos autores son de la opinión que la resistencia de los aceros con aleación del Cromo se incrementa notoriamente solamente cuando el contenido de este elemento rebasa el 12%.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

En la fig. 2.7 se muestran los resultados de estudios realizados con aceros de 9 Cr 1 Mo y 13 Cr, en los cuales se han observado comportamientos significativamente diferentes entre ambos

Se comprobó por análisis químicos y difracción de rayos X que la composición química y la morfología de la película protectora formada por productos de corrosión se enriquece con la presencia del Cromo y le imparte a ésta un notorio poder protector para el acero sobre el cual se encuentra depositada.

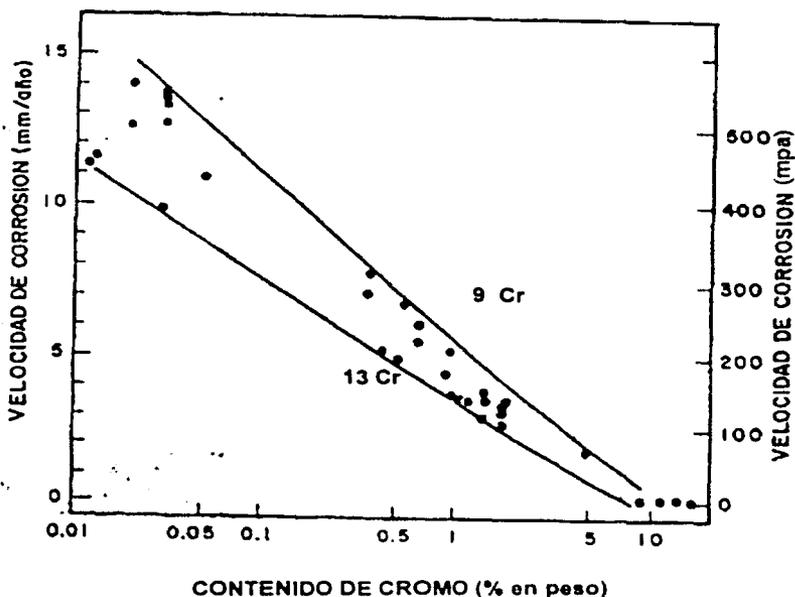


Fig 2.7 Efecto del contenido de Cromo de aceros comerciales sobre la velocidad de corrosión en un equipo de circuito cerrado con agua de mar. P = 14.5 libras². Temo = 60 °C v V = velocidad de flujo 2.5 m/seg

Influencia de las condiciones de flujo

Desde los primeros estudios sobre de la corrosividad del CO₂ sobre el acero al carbón y aleaciones ferrosas, se observaron diferencias entre las velocidades de corrosión que se presenta bajo diversas condiciones de flujo, así como en ausencia de flujo (condiciones estáticas). La dificultad de la simulación de condiciones de flujo similares a las que se tienen en el campo, consiste principalmente en la complejidad del equipo requerido y el costo de ello representa, y ha limitado la experimentación tendiente a estudiar la influencia de los parámetros relacionados con el flujo en las tuberías.

La limitación anterior se había tratado de salvar a través de simular las condiciones de flujo en tuberías con el uso de electrodos de disco rotatorio

Este método mantienen algunas restricciones, la transferencia de masa hacia la superficie metálica que se corroe, así como los esfuerzos de corte en la pared influyen en el desgaste mecánico de las películas protectoras que se hayan formado, pueden ser menos severos que aquellos que se encuentran en tuberías de producción.

Con el fin de simular exactamente las condiciones de flujo se han diseñado varios arreglos de equipos del tipo de circuito cerrado, en los cuales se trata de reproducir las condiciones hidrodinámicas a que se encuentran expuestas las tuberías de producción en los pozos petroleros.

Se realizó un experimento con un equipo de este tipo donde se estudiaron los efectos de flujo en la velocidad de corrosión en muestras de tubería grado L - 80, se usaron mezclas de agua de formación y aceite crudo, donde se observa que la inversión de fases (fase continua aceite a fase continua agua) se presenta alrededor de 50% aceite 50% agua en la mezcla.

Las condiciones de experimentación fueron las siguientes:

- Fracciones de agua en la mezcla desde el 1% a 50%.
- Las temperaturas de prueba fueron de 49 a 93°C
- Velocidades de flujo de 0.3 a 1.8 m/seg
- Presiones de 290 a 595 lb/ig²
- La duración de las pruebas fue de 48 hrs

Conforme se incrementó la fracción de agua en la mezcla agua - aceite, se observó un aumento de la velocidad de corrosión, especialmente cuando la fracción de agua fue igual o superior al 40%. Este incremento notorio de la velocidad de corrosión se debe a la transición desde la fase continua aceite a la fase continua agua.

Los resultados observados para fracciones bajas de agua indicaron que aún en valores menores de 30%, pueden presentarse picaduras macroscópicas en áreas donde se dan condiciones de flujo turbulento y periodos de larga exposición.

Cuando se tienen mezclas de un 50 - 50 de fluidos, el porcentaje de agua que se mantiene suspendido en forma de gotas hace que se presenten velocidades de corrosión elevadas, esto explica que en algunas ocasiones se hayan reportado picaduras en tuberías de producción de pozos que contienen de 1% de agua. Se encontró que la picadura se hace más pronunciada con el aumento de la temperatura y así este fenómeno no es dependiente del flujo.

En el caso que se utilizaron mezclas con fracciones de agua mayores al 50% la fase continua es acuosa, se observaron mayores velocidades de corrosión conforme se incrementó la velocidad de flujo, debido a un efecto de lavado de la película de FeCO₃ sobre el acero y por la transferencia de masa entre la corriente de flujo y la película de FeCO₃.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Para una fracción de agua menor de 50 % donde la fase continua es oleosa se observó una menor dependencia de la velocidad de corrosión en función de la temperatura, para estas condiciones los valores más elevados de picaduras fueron a 71 °C no así a 93 °C que disminuye la altura de la picadura.

En otro de los experimentos se utilizó un equipo que maneja régimen de fases desarrollado por científicos de la Universidad de Tulsa, y se estudió el efecto de la velocidad de flujo sobre la velocidad de corrosión en muestras de tuberías de producción grado N - 80. el equipo puede producir diferentes regímenes de flujo en dos fases, así como producir velocidades superficiales de gas hasta de 150 pies/seg (45 m/seg) y velocidades superficiales de líquido hasta de 8 pies/seg (2.4 m/seg). Este estudio puede considerarse uno de los más completos tanto por el diseño del equipo utilizado que se apega más que otros a las condiciones reales, las condiciones del experimento fueron a diferentes condiciones de flujo y los resultados son los siguientes

- Las velocidades de corrosión durante el periodo de prueba que se presentaron fueron constantes debido a que no se formó la película protectora de carbonato de hierro FeCO₃.
- Para altas velocidades de flujo, tanto para flujos en una sola fase, como para flujos en dos fases, las velocidades de corrosión no dependieron de la condición de flujo, aún cuando se permitió el cambio del pH.
- Las velocidades de corrosión fueron independientes del pH para flujo en una sola fase con alta velocidad, así como para todas las condiciones de flujo en dos fases.

The first part of the document discusses the general principles of the proposed system, which is designed to provide a comprehensive and integrated approach to the management of the organization's resources. The system is based on the principles of total quality management and continuous improvement, and it is designed to be flexible and adaptable to the changing needs of the organization.

The second part of the document describes the specific components of the system, including the various modules and tools that are used to implement the system. These components are designed to work together to provide a complete and integrated solution to the organization's needs.

The third part of the document discusses the implementation of the system, including the various steps and challenges that are involved in the process. The implementation of the system is a complex and multi-faceted process, and it requires the active participation and support of all levels of the organization.

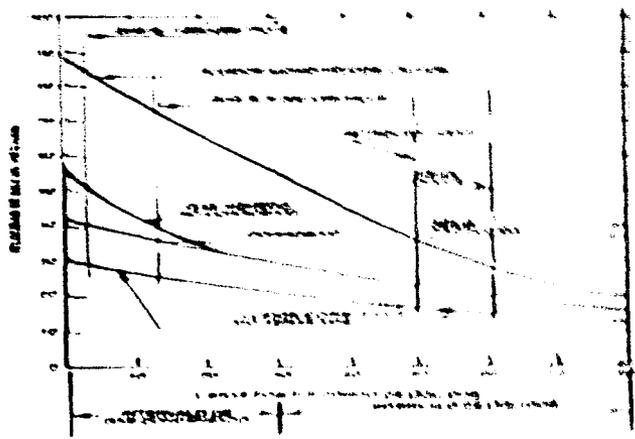


Fig. 2.8. Gráfico de la relación entre Calidad e Inversión en Calidad.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

- Las velocidades de corrosión para todas las condiciones, excepto para flujos en una sola fase y con baja velocidad en los cuales se formó carbonato de hierro, fueron predecibles por la correlación de DeWard y Milliams para corrosión por CO₂. Se encontró que esta ecuación describe mejor que cualquier otra las velocidades de corrosión por CO₂.
- Finalmente, para las pruebas de flujo en una sola fase a baja velocidad en las cuales se permitió la variación del pH, las velocidades de corrosión disminuyeron considerablemente, en este caso se encontró FeCO₃ sobre la superficie del acero.

Con un análisis de los resultados encontrados en el experimento se desarrollaron curvas empíricas que representan la velocidad de los fluidos adecuada para pozos verticales junto con la densidad de los mismos y nos indican si es corrosivo o no a estas condiciones

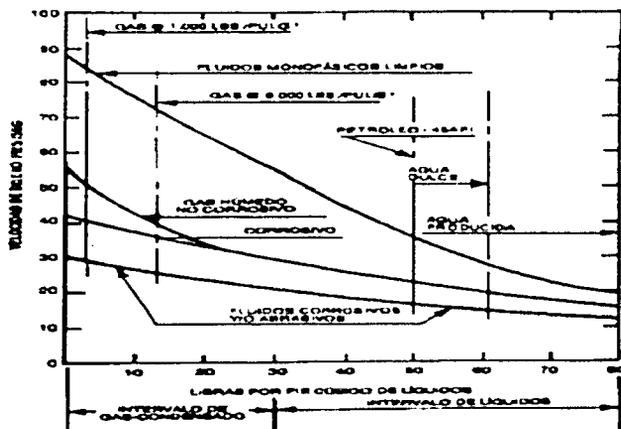


Fig 2.8 Gráficas de la velocidad del fluido vs la densidad del fluido

Dependiendo de la densidad del fluido que se está manejando podemos determinar con la gráfica la velocidad adecuada para no provocar un ambiente corrosivo.

El flujo de gas, agua y condensado desde el yacimiento hasta los equipos de separación de superficie es un proceso continuo y la presión, temperatura, relaciones de líquido - gas, condensado, agua y velocidad cambian continuamente. Más aún la composición del agua cambia debido a que se incorpora a ésta la que se condensa y separa del gas al disminuir la presión y temperatura a medida que fluye hacia arriba en la tubería de producción.

Todos estos factores afectan el tipo y lugar de la corrosión que es la causa básica de la pérdida de metal es la reacción electroquímica, debiéndose tomar en consideración en un programa de control de corrosión.

Las trazas de agua de formación inicialmente arrastrada en el gas, es otro factor que frecuentemente se pasa por alto debido a que las variaciones de flujo de las dos fases presentan el colgamiento de la fase pesada, y la retención del líquido en la corriente de gas y el grado de turbulencia son factores que afectan la corrosividad.

A continuación se analiza el efecto de estos factores y los procedimientos de inhibición de corrosión en la producción de gas y condensado.

Se encontraron velocidades teóricas aplicables para pozos que en la producción arrastran cantidades menores de 5 barnies/MMpcd de agua, ambas de las velocidades especificadas todo el producto de corrosión se erosionará y se tendrá un ataque general, ocurriendo fallas debidas a la pérdida de este metal, aun cuando se tenga una buena inhibición de la corrosión debido a que los fenómenos de corrosión y erosión se presentan conjuntamente.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

La efectividad de los programas de inhibición de corrosión en pozos de gas a alta velocidad está limitada por la acción erosiva de la corriente de flujo. Los programas de inyección continua a través de tubos capilares a sartas de producción son más efectivos. Los tratamientos frecuentes por baches con inhibidores de alta tensión superficial, formadores de películas densas pueden ser parcialmente efectivos.

En la tabla 2.2 encontramos las velocidades que son las limitantes para que no exista el problema de corrosión.

Condiciones	Presión de la Tubería de Producción	
	1000 lb/pg ²	5000 lb/pg ²
Mojadas no corrosivas	85 pies/seg	75 pies/seg
Mojadas corrosivas	50 pies/seg	40 pies/seg
Mojadas corrosivas y Abrasivas	30 pies/seg	25 pies/seg

Tabla 2.2 Máxima velocidad de flujo en T.P.

Con sartas de tubería de tamaño uniforme la velocidad máxima ocurrirá en la parte superior de la misma, y los cálculos a las condiciones del cabezal del pozo indicarán una velocidad máxima.

La velocidad limitante en un pozo de gas y condensado es la velocidad del fluido con la cual existe una pérdida de metal por el efecto de abrasión, produciendo una falla prematura en pozos donde el agua no es corrosiva, toda la pérdida de metal se deberá a la abrasión del acero causada por las gotas de agua atrapadas. Si el agua es corrosiva, la velocidad limitante es más baja debido a la erosión rápida del producto de la corrosión, dejando al descubierto el acero que es más susceptible al ataque de corrosión. Esta velocidad se reduce aún más si la corriente de flujo arrastra partículas finas de la formación que frecuentemente son partículas de arena.

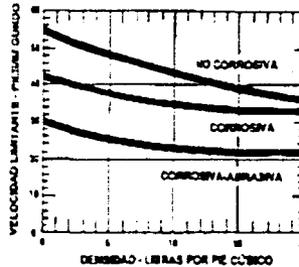
ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

La tabla 2.3 presenta las densidades de gas a varias temperaturas que sólo arrastra trazas de agua (± 5 barriles / MMpc), con estos valores y las curvas de velocidades máximas permitidas se pueden tener tres condiciones:

- corrosiva-abrasiva
- corrosiva
- no corrosiva

Densidad de gas lb/pe ³			
150 °F	200 °F	250 °F	300 °F
2.97	2.74	2.55	2.38
5.93	5.48	5.1	4.76
8.9	8.22	7.65	7.15
11.87	10.95	10.19	9.53
14.84	13.7	12.75	11.91
17.8	16.45	15.29	14.29
20.76	19.19	17.84	16.67

Tabla 2.3 Densidades de los fluidos



Relaciones gas líquido en la tubería de producción

Los volúmenes de gas, condensado y agua varían desde la formación hasta la superficie. Además a medida que el gas se expande con la reducción de presión la velocidad aumenta continuamente determinando los regímenes de flujo y en combinación con el volumen de líquidos se puede establecer el colgamiento, debido a esto se mojará el área de la tubería inmersa en este fluido y a velocidades más bajas se producirá una acumulación de baches de agua con el gas fluyendo en forma de burbujas.

A velocidades más altas, generalmente superiores a los 10 ó 15 pies/seg, el agua se mantiene en el seno de la corriente del gas teniendo un flujo en forma de rocío formando una película de líquido en la pared de la tubería, el espesor está en función de la velocidad y la proporción de líquidos que se manejan. Desde el punto de vista de corrosión con el agua continuamente mojando la tubería, los parámetros de preocupación son el CO₂ y/o H₂S presente en el gas.

Efecto del aceite, gas y condensado y gas sobre la corrosión del acero por CO₂.

Como ya se ha mencionado anteriormente, es el CO₂ disuelto en el agua que se produce con aceite y/o gas y condensado es el que causa la corrosión del acero de las tuberías de producción

Las propiedades interfaciales de la mezcla, determinan cuál de las fases líquidas moja preferentemente el acero. Es de esperarse una reducción de la corrosión para el caso en que el acero sea mojado preferentemente por aceite. Sin embargo, las condiciones de flujo pueden determinar que gotas de agua se separen de la mezcla y se precipiten sobre la superficie del acero, mojando pequeñas áreas sobre las que se desarrolla el proceso corrosivo. La posición de la transición de la fase continua oleosa - fase continua acuosa, depende de las propiedades superficiales de los componentes del hidrocarburo. Así mismo, ciertos componentes de aceites crudos han mostrado propiedades inhibitorias de la corrosión por CO₂. Esta situación no ha sido estudiada a fondo y constituye un campo para investigación

En algunos experimentos que se realizaron se considera que el sistema CO₂ - H₂S no causa corrosión bajo tensión en los aceros. Tal suposición se basa en el hecho de que en un principio todos los intentos experimentales de producir SCC (stress cracking corrosion) en ambiente que contenía únicamente CO₂ y agua habían fracasado. Experimentalmente, se observaron fisuras solamente bajo condiciones severas de esfuerzo para aceros al carbón de alta resistencia con altas presiones.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Por ejemplo en un experimento reportado en la literatura, no se observaron fisuras en acero grado N - 80 en solución de NaCl al 5% y con una presión de 14.5 lb/pg² en 695 días, aún bajo una deformación del 130% . sin embargo las mismas muestras fallaron con el 110% de deformación a una presión de 290 lb/pg².

Se realizó una investigación en varios aceros para conocer condiciones en que se daba la corrosión bajo tensión en ambiente de CO₂ húmedo, y en la cual se encontró que todos los materiales eran susceptibles de sufrir fisuras bajo ciertas condiciones. La posibilidad al rompimiento está en función de la resistencia del acero, el nivel de la carga, la presión y la temperatura.

Para causar fisuras con cargas inferiores al esfuerzo de cedencia, son indispensables altas presiones, generalmente arriba de 145 lb/pg². Con una resistencia mayor del acero y el nivel de carga, existe la posibilidad de que haya rompimiento.

Con las condiciones de 870 lb/pg² y 60°C se puede fisurar claramente, así los aceros al carbón con esfuerzos de cedencia de más de 750 N/mm² sufrirán fisuras si se someten a cargas constantes sobre el 60% del esfuerzo de cedencia . Si el esfuerzo de cedencia es 850 N/mm² o mayor el rompimiento ocurrirá aún a cargas constantes de tan sólo el 50% del esfuerzo de cedencia.

El mecanismo por el cual se desarrolla el fenómeno de rompimiento en medios que contienen CO₂ no se ha definido con precisión todavía.

Métodos de control de la corrosión por CO₂.

El objetivo de esta sección es presentar los principales métodos de control de la corrosión causada por la presencia de CO₂.

La selección de materiales resistentes a la corrosión parecería ser la solución más obvia. Sin embargo, ésta es una alternativa de alto costo, por tanto debería considerarse para el caso en que ninguna otra resultara confiable, evaluando la aplicabilidad de estos materiales para las condiciones de trabajo.

En el tema en el cual se habla de la influencia de los elementos de la aleación se mencionó el efecto del contenido de Cromo en la resistencia a la corrosión por CO₂. De pruebas de laboratorio reportadas en la literatura especializada se sabe que los aceros inoxidable con un contenido mayor al 12% de Cromo son notablemente resistentes a este tipo de corrosión, a temperaturas entre los 40 y 150°C

En un extenso estudio realizado por investigadores del TECHNICAL RESEARCH CENTER de la compañía NKK de Japón, se estudió la corrosividad del CO₂ sobre aceros al Carbón, un acero inoxidable 13 Cr, un acero inoxidable dúplex ferrítico austenítico (Cr 22) y un acero austenítico con alto contenido de Níquel NiC42. Los resultados obtenidos en el estudio fueron los siguientes:

- Para el caso del acero 13 Cr, en pruebas realizadas a altas presiones 1000 lb/pg² se observó que este acero presenta una alta resistencia a la corrosión por CO₂ cuando la temperatura, presión y concentración de NaCl están por debajo de valores críticos. Ambas de 150°C y presión mayor de 955 lb/pg² se tuvieron altas velocidades de corrosión para este acero. Asimismo, en este estudio, se observó a 150°C un incremento de la velocidad de corrosión como función de la presión en el rango de 14 a 100 lb/pg²

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

- Los aceros austeníticos con alto contenido de Níquel, y el inoxidable dúplex, mostraron una alta resistencia a la corrosión por CO₂ hasta los valores máximos: temperatura 200°C, presión 900 lb/pg² y 20% de NaCl

La susceptibilidad de picadura en estos materiales es también baja, los estudios generales mostraron que estos materiales son potencialmente adecuados para resistir la corrosión por CO₂.

Recubrimientos

- Recubrimientos plásticos

El propósito de usar un recubrimiento consiste en aislar la superficie metálica del medio corrosivo, disminuyendo así la agresividad de éste, con lo cual la vida útil del acero puede extenderse considerablemente.

Existen un gran número de recubrimientos disponibles para propósitos de control de la corrosión. Sin embargo, la aplicabilidad de estos, está limitada por las condiciones ambientales a que el recubrimiento estará expuesto.

Por ejemplo, no son aplicables en situaciones en las cuales estarían sujetos a condiciones severas de erosión, temperatura, esfuerzos mecánicos, presión.

La elección de un buen recubrimiento así como su aplicación adecuada debe ser evaluada cuidadosamente a través de experimentación en el cual se simulen apropiadamente las condiciones en las cuales habrá de ser utilizado.

- Inhibidores

Los inhibidores de corrosión son sustancias químicas que pueden disminuir la corrosión al ser aplicados en pequeñas concentraciones a los fluidos con los que tiene contacto el metal, la efectividad de un inhibidor depende de que pueda adherirse a la superficie metálica, constituyendo una barrera protectora

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

La mayoría de los inhibidores de corrosión son compuestos orgánicos a base de aminas de alto peso molecular, y han sido utilizados exitosamente en pozos que producen CO₂ disuelto en el aceite.

Los inhibidores se seleccionan por medio de su afinidad química, si la superficie metálica es mojada preferentemente por agua o aceite. Los inhibidores de corrosión se tienen disponibles tanto solubles en aceite y dispersables en agua, como solubles en agua. Es por ello que en la selección del inhibidor adecuado deben tenerse en cuenta las condiciones de contacto con los fluidos en que se encontrará preferentemente la superficie metálica.

En un programa de inhibición de la corrosión, es importante definir los puntos de inyección del inhibidor para tener una eficiencia adecuada en el control de la velocidad de corrosión, la aplicación del inhibidor deberá iniciarse antes de que haya comenzado a depositarse la película de productos de corrosión, por medio de una inyección continua o de baches.

En la inyección continua se inyecta el inhibidor constantemente a la corriente de fluidos por medio de un sistema de bombeo incorporándose al flujo para después adherirse a la pared de la tubería evitando el contacto directo de los fluidos corrosivos con el metal si con la concentración del inhibidor se logra controlar la velocidad de corrosión, puede optimizarse el consumo que se inyecta al flujo. Para el método de inyección por baches se bombea el inhibidor en grandes cantidades y se deja que el flujo de los fluidos lo mueva junto con ellos y se deposite en las paredes de la tubería.

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que un programa de inhibición de la corrosión no llevado a cabo apropiadamente, puede ocasionar mayores problemas de herrumbre.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

A continuación se presentan algunas reglas de dedo para determinar si el sistema está trabajando con posibilidades de corrosión.

La corrosión más severa se encuentra en el fondo del pozo y algunas de las fallas se produjeron por primera vez en la década de los 30's y a comienzos de los 40's en el área de producción para pozos de gas dulce y gas amargo. Se realizaron numerosos estudios en el campo para determinar las causas de las fallas, estos estudios eran al tanteo basados en las condiciones de operación de los pozos.

- **Diferentes condiciones con posibilidad de corrosión**
 - Producción de agua de 2 bl /MMpcd
 - Velocidad de flujo > 25 pies/seg
 - Pozos con producción de gas amargo conteniendo H₂S >250 ppm y un pH de < 6.5
 - Pozos con producción de aceite conteniendo CO₂, pH ≤ 7 y Fe > 100 ppm
 - Producción de arena

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Los pozos que presenten dos de estas características son potencialmente corrosivos.

- **Posibilidad de corrosión en pozos de gas dulce**

(Con la presión mayores de 7 lbs/pg²).

Producción de Agua (bl/MMpcd)	Contenido de cloruros (ppm)	Contenido de Hierro (ppm)	Posibilidad de Corrosión
(±2)	0 a 250	(+ - 50)	no
(± 2)	0 a 250	50 a 150	Posible
(± 2)	0 a 250	150 y mas	Probable
(2 a 5) ..	250 a 500	(+ - 50)	Posible
(2 a 5)	250 a 500	50 a 150	Probable
(2 a 5)	250 a 500	150 y mas	si

- **Predicción de la corrosión pozos de gas dulce**

a).- Una presión superior a 30 lbs/pg² generalmente indica corrosión.

b).- Una presión entre 7 y 30 lbs/pg² indica corrosión.

c).- Una presión inferior a 7 lbs/pg² se considera no corrosiva.

3.- EVALUACIÓN DEL EFECTO DE VARIOS FACTORES EN LA CORROSIÓN POR CO₂.

La importancia de controlar la velocidad de es importante, ya que el aspecto económico que comprende la reducción de las pérdidas de material que se producen por el desgaste progresivo o rotura repentina de tuberías, componentes metálicos de máquinas, etc. reponer una tubería corroida en un pozo petrolero puede costar miles de dólares, pero el costo por producción diferida mientras dura la reparación es mucho más considerable.

En segundo término hay que considerar la conservación de los recursos naturales, aplicada en principio a los metales, cuya reserva mundial es limitada

En el presente estudio se evaluarán dos de los muchos métodos para controlar la velocidad de corrosión que se presenta en las tuberías de pozos productores de CO₂

Se desea evaluar el recubrimiento de tipo cerámico, y el inhibidor de corrosión en diferentes grados de tuberías de producción.

- 4 aceros al carbón grados

N - 80

L - 80

P - 110

TRC - 95

- 2 aceros con aleación de Cromo

L - 80 9 Cr

L - 80 13 Cr.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

La preparación de la superficie y una aplicación uniforme del recubrimiento son factores importantes para la obtención de una eficiencia satisfactoria del mismo. Por otro lado se deben de tener precauciones en el manejo de la tubería para evitar raspaduras y/o golpes sobre la superficie recubierta y no propiciar el inicio de la corrosión

Planteamiento

Se probará un recubrimiento e inhibidor de corrosión para controlar la velocidad de corrosión evitando el deterioro de la superficie metálica analizando el efecto de la corrosión por CO₂.

I).- Para evaluar el comportamiento de los aceros de tuberías de producción bajo la acción del CO₂ se realizaron las siguientes actividades.

- a. Análisis químico de muestras de tuberías de producción.
- b. Preparación de muestras
- c. Pruebas de corrosión bajo tensión.

II).- Probar el recubrimiento y evaluar su comportamiento en las diferentes condiciones.

- a. Pruebas de corrosividad del CO₂ sobre muestras de tuberías.
- b. Evaluación del recubrimiento cerámico.
- c. Evaluación de la corrosión ácida de aleaciones al Cromo se usaran diferentes grados de tuberías como, (L-80, 9 Cr y L-80, 13 Cr).

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

I.a) Análisis químico de muestras de tuberías de producción.

En este análisis se requiere obtener de la muestra el porcentaje de cada uno de los elementos metálicos de los que compone el acero, y así mismo comprobar que estén dentro de las especificaciones que marca el API, obteniendo los siguientes resultados, todos los grados de tuberías cumplieron con las especificaciones técnicas requeridas.

ELEMENTO	N-80		TRC-95		L-80		P-110		L-80 90		L-80 130	
	MUES	ESPEC	MUES	ESPEC	MUES	ESPEC	MUES	ESPEC	MUES	ESPEC	MUES	ESPEC
CARBONO	0.4		0.24	45 max	0.25	43 max	0.26		0.08	15 max	0.15	15 - 22
MANGANESO	1.34		0.71	19 max	1.21	19 max	1.12		0.52	3 - 6	0.84	25 - 1
SILICIO	0.3		0.29	45 max	0.3	45 max	0.31		0.23	1 max	0.41	1 max
FOSFORO	0.016	03 max	0.01	03 max	0.01	03 max	0.006	03 max	0.019	03 max	0.017	2 max
AZUFRE	0.018	03 max	0.003	03 max	0.008	03 max	0.011	03 max	0.001	03 max	0.005	1 max
CROMO	0.11		1.02		0.11		0.15		9.22	8 - 10	13.27	12 - 14
MOLEBDENO	0.15		0.52		0.08		0.1		0.87	9 - 11	0	
COBRE	0.15		0.15		0.19	35 max	0.1	25 max	0.08	25 max	0.04	25 max
NIOBEL	0		0		0	25 max	0		0.09	5 max	0.21	5 max

Tabla 3.1 Resultados de análisis químicos para las muestras de tuberías de producción y especificación API 5 CT respectiva

MUES = valor obtenido en el análisis de la muestra

ESPEC. = valor requerido por la especificación API 5 CT

Así mismo se realizaron pruebas mecánicas para las mismas muestras para conocer los esfuerzos de cendencia de cada una, comprobando que se encuentren dentro de los rangos especificados por el API y a continuación se presentan los resultados.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Donde se observa que del resultado del esfuerzo de cedencia todas las muestras quedaran dentro del rango permitido por API, de la misma forma se presentan para la resistencia a la tensión y el espesor mínimo por el alargamiento.

IDENTIFICACIÓN DE LA MUESTRA	RESULTADO PSI	ESFUERZO DE CEDENCIA PSI	RESISTENCIA A LA TENSIÓN PSI	ALARGAMIENTO EN %		ESPESOR MÍNIMO
		ESPECIFICACION MN - MAX	RESULTADO	ESPECIF MÍNIMO	RESULTADO	
N - 80	91.975	80000 - 110000	117.790	100.000	17	13.5
TFC - 96	106.580	96000 - 110000	118.000	108.000	20	13
L - 80	85.950	80000 - 96000	99.700	96.000	22	14
P - 110	118.100	100000 - 140000	127.170	125.000	15	10.5
N - 80	98.300	80000 - 110000	120.670	100.000	17	12.5
L - 80 9 Q	75.372	80000 - 96000	102.175	96.000	21.5	14
L - 80 13 Q	96.163	80000 - 96000	122.868	96.000	20.8	14

Tabla 3.2 Resultados de pruebas mecánicas

I.b) Preparación de muestras y probetas

La preparación de cada una de las muestras se realiza limpiando éstas con una solución jabonosa para eliminar las impurezas de grasa, pasándola por una solución de éter, para secarla se deja en un desecador. La preparación de las muestras es con el fin de tenerlas disponibles y en condiciones para ser utilizadas en las pruebas.

I.c) Pruebas de corrosión bajo tensión

La evaluación de la susceptibilidad de los diferentes grados de tuberías, de sufrir corrosión bajo tensión, se iniciará la evaluación utilizando una mezcla de CO₂ - H₂S, a fin de estudiar la influencia del CO₂ sobre el fenómeno de corrosión bajo tensión propiciado por H₂S.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Procedimiento de pruebas

Se maquinaron pequeños tubos de cada una de las muestras de tuberías, el medio de prueba tiene la formulación siguiente de acuerdo a práctica recomendada de NACE (National Association of Corrosion Engineers).

Agua destilada 1 lt
 Cloruro de Sodio50 g/l
 Ácido acético 5 ml/l

La probeta del material de estudio se mantiene inmersa en el medio de prueba, mientras se mantiene sometido a una carga constante. El tiempo de ruptura de una probeta, indica la susceptibilidad de falla del material por la acción del contacto con el ácido sulfhídrico.

Se realizaron las pruebas a los aceros N - 80 , L - 80 , P - 110 y TRC - 95 y también a L - 80 9 Cr y L 80 13 Cr obteniendo los resultados que se presentan en la siguiente tabla:

Material	Limite Elástico	Carga (% L. E.)	Tiempo de Ruptura (hrs)
N-80	92.035	100	52.11
		90	127.30
		80	732.44
L-80	86.671	100	17.30
		90	50.06
		80	637.17
P-110	127.498	100	04.25
		90	10.28
		80	10.58
		70	17.08
		60	14.44
TRC-95	114.850	50	18.34
		100	11.44
		90	66.52
		80	59.43
		70	76.00
		60	131.30
		50	532.46

Tabla 3.3 Limite Elástico de la tubería

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

II.a) Pruebas de corrosividad del CO₂ sobre muestras de tuberías de producción.

Para conocer el efecto corrosivo del CO₂ (corrosión uniforme y localizada) sobre muestras de tuberías de diferentes grados en una solución de cloruro de sodio, se diseñó el equipo el cual se muestra en la fig. 3.a. El diseño de éste responde a la intención de mantener el medio de prueba de composición invariable. Para ello se circuló salmuera haciéndola pasar a través de filtros los cuales se retienen los productos de corrosión que podrían contaminar el fluido de prueba.

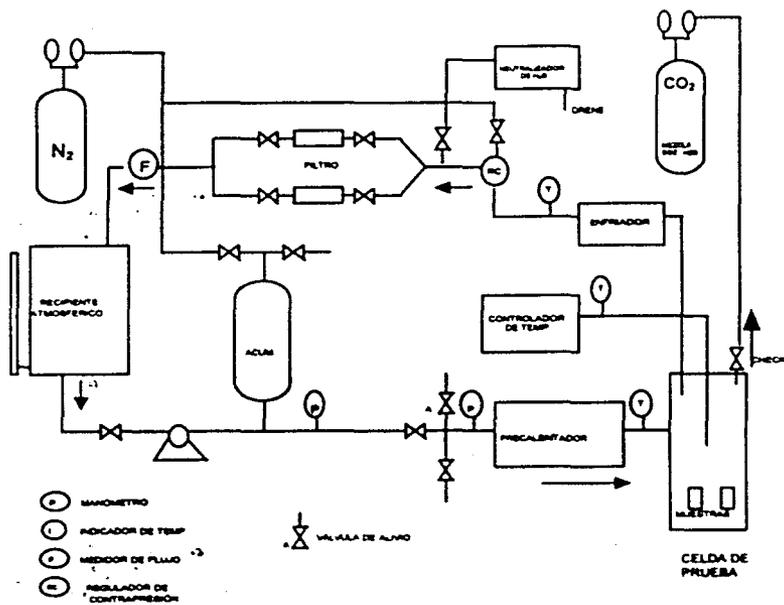


Fig. 3 a Equipo para pruebas de corrosividad del CO₂ sobre muestras de T.P.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Las condiciones de presión, temperatura así como la concentración del cloruro de sodio, para este tipo de pruebas se definieron en base a la literatura especializada, con objeto de cubrir las condiciones más representativas del fenómeno de corrosión por CO₂, las condiciones establecidas fueron las siguientes:

Presiones	2 y 7 kg/cm ²
Temperaturas	50 , 80, y 140°C
Periodos de Prueba	10 días.
NaCl	5%

Realizando las pruebas correspondientes para cada condición

Presión de 7 kg/cm²

- Temperatura de 50 °C

Al termino de la prueba las muestras presentaban una película negra de productos de corrosión, la cual no obstante su espesor relativamente grande, fue de fácil remoción dada su baja adherencia. Las características de esta película de carbonato de hierro son mencionadas por varios autores en la bibliografía y se atribuyen al hecho de que a temperaturas bajas menos de 60°C, no existen las condiciones de transferencia de masa apropiadas para la precipitación rápida y en forma de un polvo muy fino de carbonato de hierro que se requieren para la formación de una película estable y consistente.

- Temperatura de 80°C

Las velocidades de corrosión obtenidas fueron de tipo uniforme pero en varios casos se presentó ataque localizado (picadura) en las muestras de tubería. Esto puede

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

explicarse por el hecho de que bajo estas condiciones de temperatura y presión, la película protectora de carbonato de hierro (FeCO₃) que se forma como producto de la corrosión inicial del acero, no es todavía lo suficientemente consistente ni tiene la suficiente adherencia a la superficie metálica, por lo que, aún cuando protege parcialmente de una corrosión posterior a gran parte de la superficie del acero, es susceptible de ser removida en pequeñas zonas en las cuales se origina un ataque localizado severo.

- Temperatura 140 °C

Finalmente para temperaturas de 140°C las velocidades de corrosión fueron las más bajas, y no se observó ataque localizado. La notoria reducción de la corrosividad del CO₂ se explica por el efecto de la formación de una película protectora de carbonato de hierro, la cual presenta buena estabilidad y gran adherencia a la superficie metálica.

GRADO DE TUBERÍA	TEMPERATURA = 80°C		TEMPERATURA = 50°C		TEMPERATURA = 140°C	
	Pérdida de peso en gr	Vel de Corrosión (mpa)	Pérdida de peso en gr	Vel de Corrosión (mpa)	Pérdida de peso en gr	Vel de Corrosión (mpa)
N - 80	0.7903	39.6	2.3996	120	0.5996	37.7
L - 80	0.8564	37	3.0064	130.8	0.8973	39.6
P - 110	1.2172	61.3	3.0306	139.4	0.9304	46.2
TRC - 95	1.4809	66.7	2.2413	90.37	1.0513	43.4
L - 80 9 Cr	0.1687	8.78	0.0748	3.94	0.2405	12.8
L - 80 13 Cr	0.0141	0.74	0.0125	0.63	0.1198	6.56

Tabla 3.4 Resultados de pruebas dinámicas de corrosividad del CO₂ sobre muestras de tuberías de producción
(La presión en todos los casos fue de 7 kg/cm²)

Las velocidades de corrosión obtenidas a 50 °C fueron las más altas, en comparación con las obtenidas en las pruebas a 80 y 140°C. De acuerdo con la literatura

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

especializada a esta temperatura de 50°C, las velocidades de corrosión podrían predecirse por medio del nomograma de DeWard, fig 2.2 del capítulo 2.

Presión de 2 kg/cm²

En las pruebas de corrosividad del CO₂ sobre muestras de tubería se observó el mismo comportamiento de la corrosión como función de la temperatura que en las pruebas a 7 kg/cm² las velocidades más altas se presentaron para la temperatura de 50°C, las intermedias a 80°C, y las menores a 140°C los resultados se resumen en la tabla 3.5.

GRADO DE TUBERÍA	TEMPERATURA = 80°C		TEMPERATURA = 50°C		TEMPERATURA = 140°C	
	Pérdida de peso	Vel. de Corrosión	Pérdida de peso	Vel. de Corrosión	Pérdida de peso	Vel. de Corrosión
	mg	en/mpi	g	en/mpi	g	en/mpi
N - 80	0.9232	46	2.545	161	0.524	31.3
L - 80	1.2639	53	4.215	187	0.277	12
P - 110	1.0213	53	3.0322	160	0.5119	27
TTC - 95	1.5284	67	2.6523	118	0.2243	10
L - 80 90	0.2333	12	0.177	97	0.178	10
L - 80 130	0.0283	14	0.244	12	0.0735	0.75

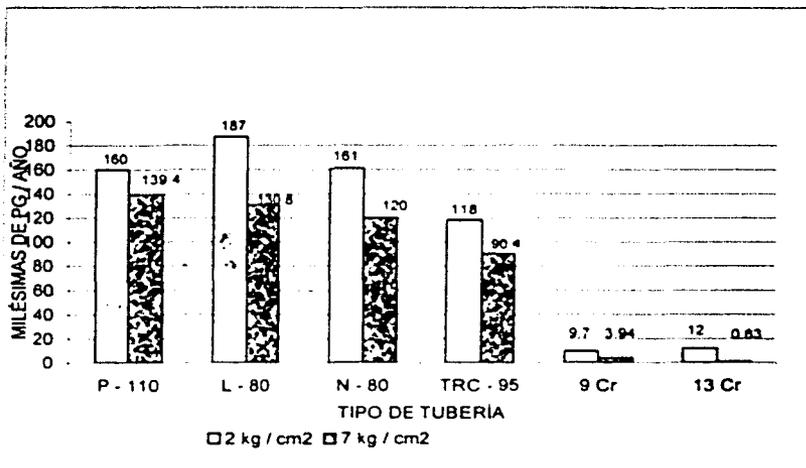
Tabla 3.5 Resultados de pruebas dinámicas de corrosividad del CO₂ sobre muestras de tuberías de producción
(La presión en todos los casos fue de 2 kg/cm²)

La velocidad de corrosión para acero al carbón por medio de nomograma de DeWard es de alrededor de 180 mpa para 50°C.

En este caso, este valor calculado se aproxima más a las velocidades de corrosión observadas en las pruebas efectuadas a una presión de 2 kg/cm², que para el caso de las pruebas una presión de 7 kg/cm². En ningún caso se observó corrosión localizada.

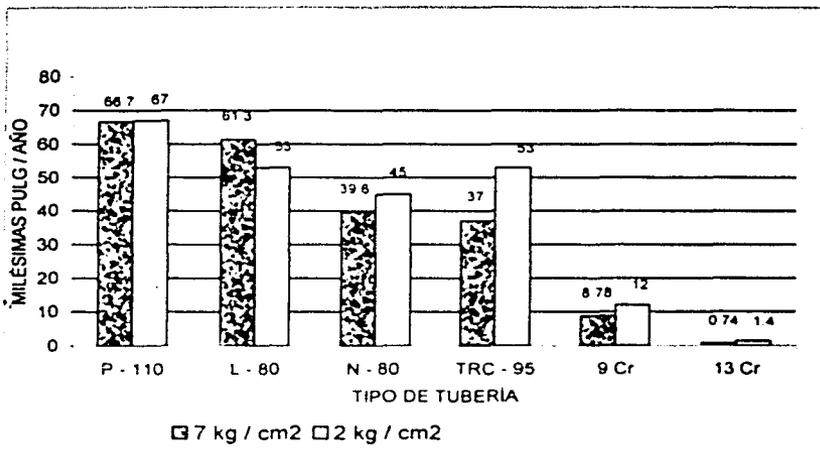
En siguientes figuras se hace una comparación de las velocidades de corrosión en cada una de las presiones de prueba presentando los resultados resumidos, obtenidos en este tipo de pruebas para los valores de presión 7 y 2 kg/cm².

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN



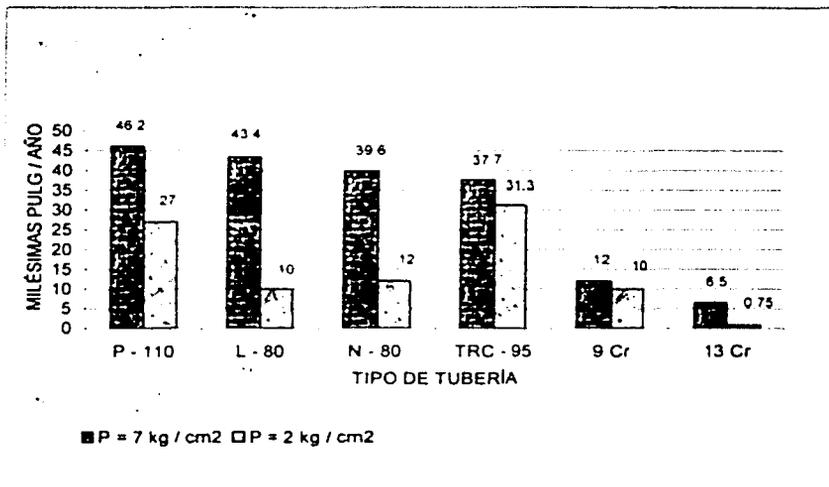
Gráfica 1 Valores de velocidad de corrosión a 50 °C

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN



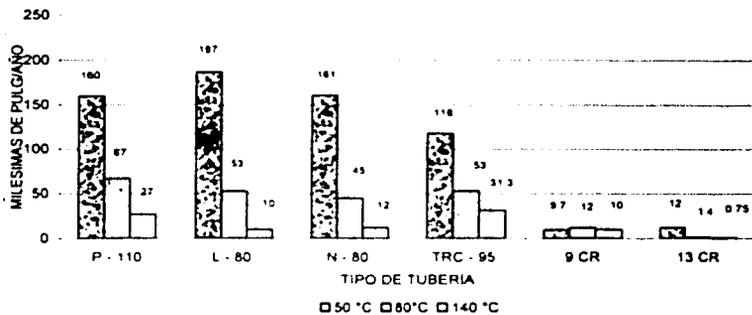
Gráfica 2 Valores de velocidad de corrosión a 80 °C

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

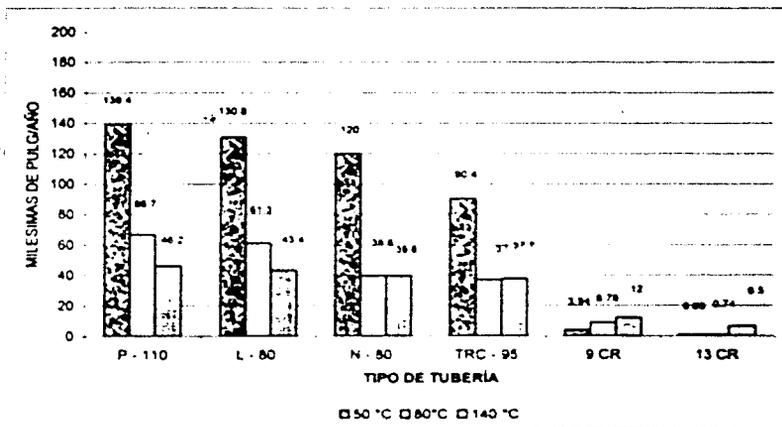


Gráfica 3 Valores de velocidad de corrosión a 140 °C

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN



Gráfica 4 Valores de velocidad de corrosión a 2 kg/cm²



Gráfica 5 Valores de velocidad de corrosión a 7 kg/cm²

II.b) Evaluación del recubrimiento.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Se prepararon muestras de placas metálicas de tubería las cuales deben de exponerse a los diferentes fluidos con los que entra en contacto la T.P. durante las diversas operaciones que se realizan en pozos petroleros. Entre ellos cabe mencionar:

Aceite crudo

Salmuera de cloruro de sodio

Ácido clorhídrico

Solventes diversos

Diesel

Querosina

Emulsión (utilizada en estimulaciones no reactivas).

Con la finalidad de proceder a una evaluación más confiable del recubrimiento denominado se solicitó al proveedor de este producto, la aplicación del mismo en muestras de tuberías de los diferentes grados en estudio.

Una vez que se entregaron las muestras especialmente preparadas para su evaluación se procedió a evaluar el comportamiento del recubrimiento al estar expuesto en contacto con los fluidos antes mencionados. Las pruebas se realizaron en esta ocasión en una celda de acero inoxidable con camisa de calentamiento y controlador de temperatura, en cuyo interior se colocó un celda de vidrio para la colocación de las muestras de tubería y el fluido de prueba

- La primera muestra de tubería recubierta con el material anticorrosivo se mantuvo en inmersa en el seno de la **solución de cloruro de sodio al 5%** en condiciones estáticas y con los siguientes parámetros:

Temperatura de 140 °C

Presión de 2000 lb/pg²

Tiempo de exposición 20 hrs.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Al término de la prueba de la muestra en la solución salina se retiró de la celda y en ella se observaron pequeñas zonas de hinchamiento del recubrimiento lo cual indica que se desprendió de la superficie metálica.

- El mismo procedimiento se repitió utilizando como medio de prueba una muestra de ácido clorhídrico al 15% en condiciones estáticas y con los mismos parámetros:

Temperatura de 140 °C

Presión de 2000 lb/pg²

Tiempo de exposición 20 hrs.

En este caso la muestra mostró zonas en las cuales además de haberse desprendido la película del recubrimiento se había roto permitiendo el contacto directo del metal con el ácido.

- La siguiente prueba fue poner la muestra de tubería de producción en seno de aceite crudo donde se evaluó el comportamiento del recubrimiento teniendo las siguientes condiciones de prueba:

Temperatura de 140 °C

Presión de 2000 lb/pg²

Tiempo de exposición 20 hrs

Después del periodo de exposición se observaron zonas de hinchamiento del recubrimiento de dimensiones aún más notorias que en el caso de exposición con la salmuera.

Debido a estos resultados obtenidos en las primeras tres pruebas, se determinó la suspensión de las pruebas restantes que se tenían programadas, dado que se consideró innecesario proseguir con la evaluación del recubrimiento ya que no cumplió con las exigencias de presión y temperatura que se tienen en los pozos petroleros luego de los resultados negativos de las pruebas realizadas.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

Se recomienda que cuando se tienen presiones altas el recubrimiento se aplique como una película fina, ya que cuando varía la presión en la línea el gas y CO₂ se liberan penetrando en el recubrimiento ocasionando un abombamiento y con el consecuente desprendimiento de éste. Las películas gruesas son adecuadas en circunstancias cuando no se tienen presiones altas pero con un flujo turbulento, de tal forma que se requiere una mayor resistencia a la erosión y abrasión, por este motivo hay recubrimientos de tipo fenólicos y epóxico, los cuales han mostrado buena resistencia, aplicados en películas de espesores entre 5 y 8 milésimas de pulgada.

II.c) Evaluación de la corrosión ácida de aleaciones

Con la finalidad de evaluar la susceptibilidad de los aceros de aleación L - 80 9 Cr y L - 80 13 Cr a la corrosión por CO₂ se llevaron a cabo una serie de pruebas de laboratorio, para la realización de éstas fueron expuestos a la acción corrosiva del ácido carbónico teniendo las siguientes condiciones:

Temperatura 130°C

Presión 4000 lb/pg²

Tiempo de prueba de 6 hrs

Se usaron dos dosificaciones diferentes de inhibidor agregándose además un intensificador en una de las dosificaciones seleccionadas

2% Inhibidor de corrosión (HAI - 85 m) y 0.4 % de intensificador (HII - 500)

1% Inhibidor de corrosión (HAI - 85 m)

Se utilizaron los seis grados de TP en estudio realizándose las pruebas por duplicado.

- 4 de aceros al carbón grados N - 80, L - 80, P - 110 y TRC - 95.
- 2 de aceros con aleación de Cromo L - 80 9 Cr y L - 80 13 Cr.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

En la tabla 3.6 se presentan los resultados obtenidos de esta evaluación. En ella puede observarse que aún cuando las pérdidas de peso resultantes para los aceros 9 Cr y 13 Cr fueron mayores que para los aceros normales, es factible su uso, aún en el caso en que se usó la dosificación de inhibidor más baja y en la cual no se usó intensificador.

GRADO DE TUBERÍA	Inhibidor HAI-85m (%v/v)	Intensificador HII-500 (%v/v)	Temp de Prueba (°C)	Pérdida peso g	Pérdida peso (lb/peg ²)	Picadura
N - 80	2	0.4	130	0.0395	0.0017	0
L - 80	2	0.4	130	0.0308	0.0014	0
P - 110	2	0.4	130	0.0242	0.0014	0
TFC - 95	2	0.4	130	0.03	0.0018	0
L - 80 9Cr	2	0.4	130	0.2719	0.021	0
L - 80 13Cr	2	0.4	130	0.073	0.0044	0
N - 80	1	0	130	1.191	0.084	0
L - 80	1	0	130	0.4128	0.0028	0
P - 110	1	0	130	0.4913	0.028	0
TFC - 95	1	0	130	0.3358	0.021	0
L - 80 9Cr	1	0	130	0.3502	0.02	0
L - 80 13Cr	1	0	130	0.778	0.049	0

Tabla 3.6 Resultados de pruebas de corrosión ácida

PRESIÓN = 4000 lb/peg²
 TEMPERATURA 130 °C
 ÁCIDO CARBÓNICO

Análisis de resultados

De los resultados de los análisis químicos efectuados a las muestras de tuberías de producción utilizadas en las pruebas técnicas aplicadas para cada uno de los grados considerados, se puede finalizar que los componentes ferrosos de que están maquinadas las tuberías cumplen con las normas de la ASTM en cuanto a las cantidades necesarias requeridas para este campo de trabajo.

En las pruebas de corrosión bajo tensión realizadas a la fecha los aceros N - 80 y L - 80 mostraron un comportamiento aceptable, mientras que para el caso del acero TRC - 85 es más vulnerable ya que presenta corrosión bajo tensión (SCC), el acero P - 110 mostró una alta susceptibilidad a la corrosión bajo tensión.

La literatura especializada menciona que el CO₂ tiene un efecto benéfico, al disminuir el efecto corrosivo del H₂S (en cuanto a corrosión uniforme se refiere). Sin embargo se desconoce el comportamiento que la mezcla CO₂ - H₂S para promover la corrosión bajo tensión.

Para las pruebas de corrosividad del CO₂ sobre muestras de tp los resultados que obtuvieron para acero al carbón, como para aceros de aleación de Cromo muestran que en lo general el comportamiento de la velocidad de corrosión como función de la temperatura observado en las pruebas realizadas, coincide con el reportado por los investigadores del Technical Research Center (Centro de Desarrollo Técnico) de la compañía NKK de Japón, luego de un extenso estudio. Lo anterior puede apreciarse si se comparan las fig. 3.1 y 3.2 (resultados de pruebas) con la fig. 3.3, tomada del trabajo de los investigadores mencionados.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

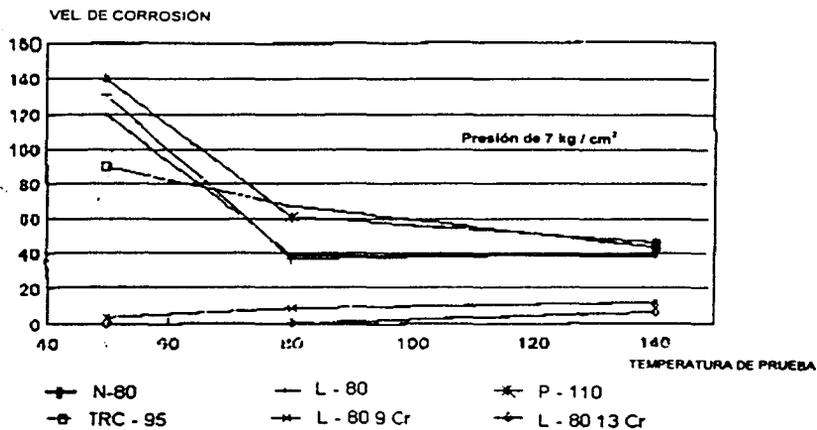


Fig. 3.1 Variación de la velocidad de corrosión con la Temperatura

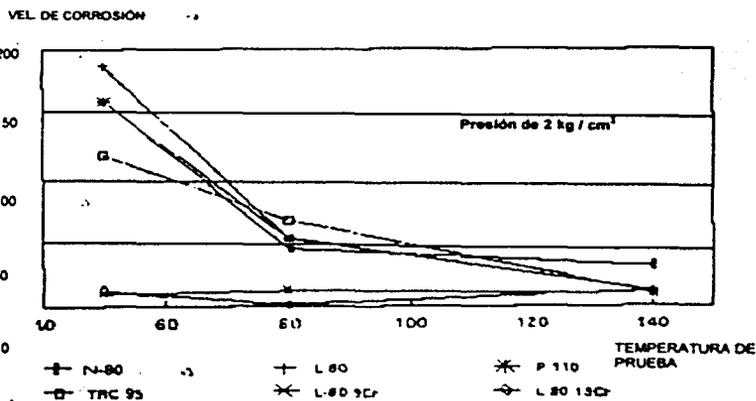


Fig. 3.2 Variación de la velocidad de corrosión con la temperatura

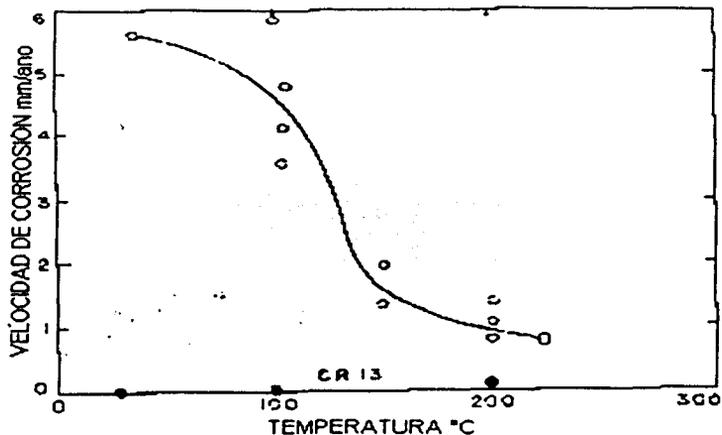


Fig. 3.3 Efecto de la temperatura sobre la velocidad de corrosión de acero al carbono a 150 °C y 2133 lb /ppg² de presión y 96 hrs de prueba

Por otra parte, la dependencia de la velocidad de corrosión como función de la presión no puede definirse con claridad, esto puede observarse en las figuras 3.4 y 3.6 del trabajo de investigación antes mencionado. De las pruebas realizadas se obtuvo un comportamiento impreciso, ya que mientras a la temperatura de 50°C las velocidades de corrosión más altas se presentaron a la presión más baja (2 kg/cm²), a 150°C el comportamiento fue opuesto, obteniéndose en general las velocidades de corrosión más altas a la presión de 7 kg/cm².

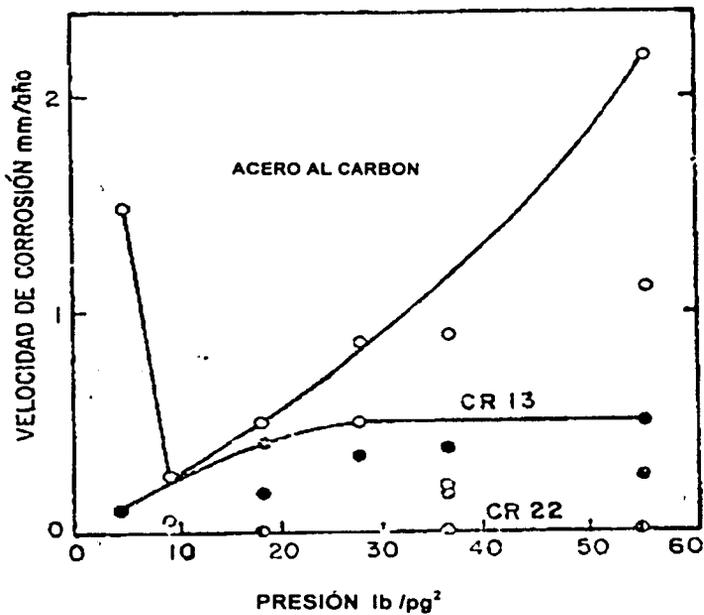


Fig 3 4 Efecto de la presión sobre la velocidad de corrosión de acero al carbón y 13 Cr a 150 °C con 96 hrs de prueba

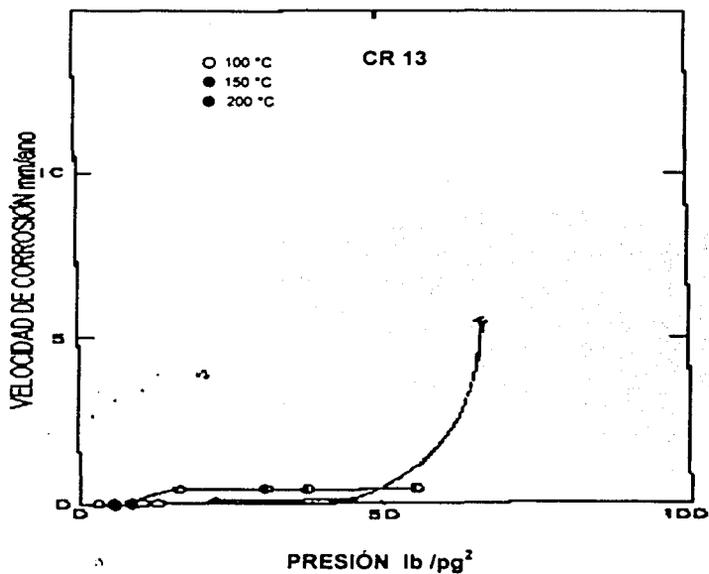


Fig. 3.6 Efecto de la presión sobre la velocidad de corrosión de acero 13 Cromo (CR 13) a varias temperaturas con 96 hrs de prueba.

La situación antes mencionada se atribuye a las condiciones imprevistas de formación de la película de carbonato de hierro (FeCO_3), en el rango de presiones seleccionado para las pruebas.

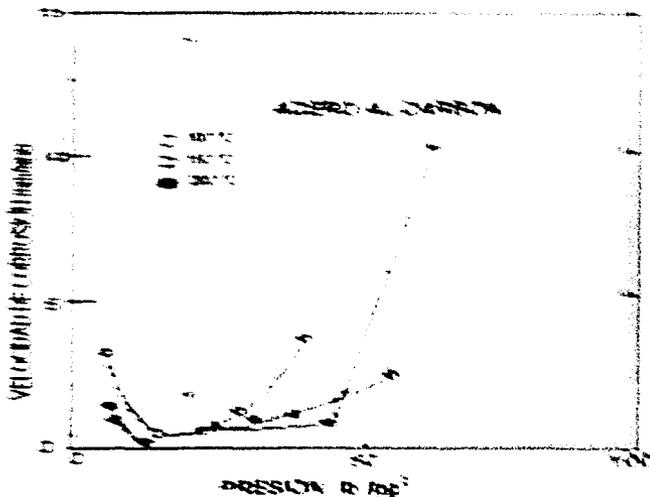


Fig. 2.2. Efecto de la presión sobre la velocidad de corrosión de aleaciones de titanio y zirconio a diferentes temperaturas con el CO_2 húmedo.

Como ya se había hecho notar anteriormente, la mayoría de los estudios de corrosión de investigación sobre corrosión por CO_2 han sido hechos a la temperatura ambiente, teniendo en cuenta que a medida que se incrementa esta variable, existe un aumento en las velocidades de corrosión más altas. Por otro lado, existen investigaciones que muestran que las velocidades de corrosión de las aleaciones de titanio y zirconio con aleaciones de Cromo, principalmente cuando las temperaturas son bajas, aumentan exponencialmente cuando la aleación tiene más del 13% de Cromo.

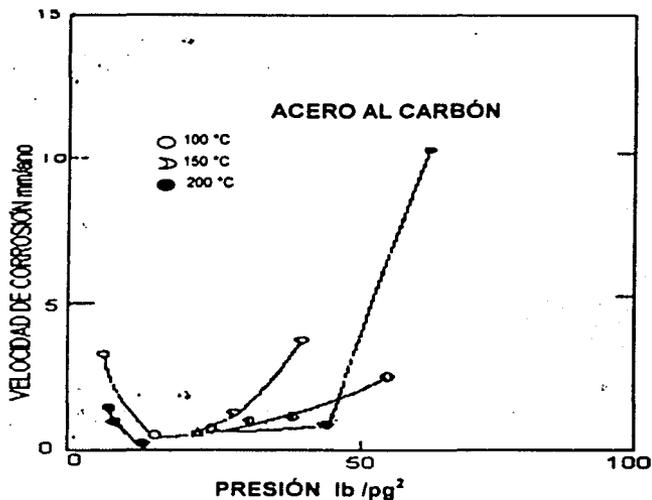


Fig 3.5 Efecto de la presión sobre la velocidad de corrosión de acero al carbono a varias temperaturas con 96 hrs de prueba

Como ya se había hecho notar anteriormente, la mayoría de los autores de trabajos de investigación sobre corrosión por CO₂ han atribuido a la presión una gran importancia, haciendo notar que a medida que se incrementa esta variable, cabe esperar velocidades de corrosión más altas. Por otro lado existen diferencias muy notables entre las velocidades de corrosión de los aceros al carbono y los aceros con aleación de Cromo, principalmente cuando las temperaturas son bajas especialmente cuando la aleación tiene más del 13% de Cromo.

ANÁLISIS DE LA CORROSION POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

En la literatura especializada hacen notar que no es nada sencillo predecir las velocidades de corrosión cuando se tiene presente el CO₂ y se pudo comprobar en las pruebas que se realizaron. Sin embargo a partir de los resultados experimentales, tanto los propios como los reportados en la literatura especializada, se tiene un mejor conocimiento general de las variables que influyen en este tipo especial de corrosión.

4.- CONCLUSIONES

Luego de la realización de las pruebas de laboratorio reportadas, las cuales han permitido obtener importantes datos en el conocimiento de la corrosión por CO₂, cabe mencionar la importancia de llevar a cabo una serie de pruebas bajo condiciones cuidadosamente seleccionadas, en las cuales se evaluó la influencia de la presencia del ácido sulfhídrico en la corrosión por CO₂.

El análisis de los resultados en las pruebas de laboratorio permite conocer las principales características que presenta el fenómeno de corrosión por CO₂, existen muchos otros factores, además de los considerados en la experimentación llevada a cabo, que determinan la severidad que presenta en la práctica. Aquí radica la dificultad de extrapolar resultados de pruebas de laboratorio como herramienta para la predicción de velocidades de corrosión en el campo.

Por otra parte, la diversidad de condiciones a evaluar crece a medida que se incrementa el número de factores que se toman en cuenta, con lo que la experimentación requerida se hace cada vez más extensa, así como la complejidad del equipo requerido para la simulación de aquellas.

Lo anterior lleva a considerar la conveniencia de ampliar el alcance de este estudio, incluyendo información obtenida en la experiencia práctica. Esto es, se considera la conveniencia de iniciar un estudio sistemático de la corrosión que se presenta en el campo. Éste debería incluir además de un extenso programa de detección y monitoreo de la corrosión, el análisis sistemático de los datos obtenidos.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERIAS DE PRODUCCIÓN

Por lo que se refiere al monitoreo de la corrosión, las mediciones de la corrosión generalmente están limitadas a ciertos puntos accesibles para la instalación y retiro periódico de dispositivos de medición utilizados en las diferentes técnicas de monitoreo.

Debido a que no existe un método o técnica simple de monitoreo que pueda proporcionar toda la información requerida, un programa de monitoreo y medición de la corrosión debe considerar el uso de diversas técnicas y, plantearse de forma tal que unas técnicas se complementen con otras.

Es importante que se tengan diferentes formas para poder monitorear las velocidades de corrosión incluyendo la instalación de testigos corrosimétricos, uso de probetas de resistencia eléctrica, inspección visual, inspección instrumental, radiografía y análisis químico de muestras.

La determinación de fierro mediante análisis químico en los fluidos producidos, constituye una técnica de particular importancia en la medición de la velocidad de corrosión de las tuberías de producción, para evitar llegar al extremo de hacer reparaciones por cambio de tuberías en mal estado. La cantidad de fierro presente puede relacionarse directamente con la corrosión que se presenta a lo largo de la tubería de producción.

Por otra parte, los datos obtenidos durante el programa de monitoreo de la corrosión deben analizarse tomando en cuenta las condiciones cambiantes de parámetros como gastos de producción, y condiciones de flujo que se presentan durante las mediciones de velocidad de corrosión.

La disposición de una base de datos de velocidades de corrosión que se presentan en diferentes campos bajo las condiciones y características de los mismos, así como del conocimiento del fenómeno obtenido de la experimentación, permitirá evaluar la

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

factibilidad de aplicación de medidas preventivas y/o correctivas para un adecuado control de la corrosión en pozos que producen CO₂

Por lo que se refiere a los métodos de control de la corrosión de tuberías de acero al carbón, mediante el uso de recubrimientos anticorrosivos o inhibidores de corrosión, se propone realizar una investigación sobre la experiencia práctica que en la aplicación de estos productos se ha tenido en otros países, para luego considerar la conveniencia de su aplicación en México

En las pruebas que se realizaron para el recubrimiento e inhibidor de corrosión, se obtuvieron resultados que nos dicen si es factible la utilización de estos métodos para controlar la corrosión concluyendo que el recubrimiento no es confiable su aplicación para inhibir este fenómeno debido a que se desprendía de la pared de la tubería

La utilización de un inhibidor de corrosión es recomendable su aplicación, durante el flujo de los fluidos y en baches periódicos, se recomienda el monitoreo de la corrosión para determinar la dosificación óptima del inhibidor.

5.-BIBLIOGRAFÍA

- 1.- David W. DeBerry, et al. "Corrosion Due To Use of Carbon Dioxide for Enhanced Oil Recovery." U.S. Dept. Of Commerce 1979
- 2.- P.A. Burke. "Synopsis: Recent Progress in then Understanding of CO₂ Corrosion" *Proceedings of Corrosion 83. NACE.*
- 3.- G. Schmidt, "Fundamental Aspects of CO₂ Corrosion". *Advances in CO₂ Corrosion. NACE Houston Texas, 1985*
- 4.- A. Ikeda, M. Ueda, y S. Mukai, "CO₂ Behavior of Carbon and Cr steels". *Advances in CO₂ Corrosion. NACE Houston Texas. 1985*
- 5.- C. DeWard, U. Lotz, D.E. Williams. " Predictive Model for CO₂" Corrosion *Engineering in Wet Natural Gas Pipelines". Proceedings of Corrosion '91 NACE.*
- 6.- G. Fierro, G.M. Ingo, F. Mancía, " XPS Investigation on the Corrosion Behavior of 13 Cr Martensitic Stainless Steel in CO₂ - H₂S Cf Environments". *Proceedings of Corrosion '88 paper 215. NACE.*
- 7.- H.J.Choi, R.L.Cepulis, y J.B.Lee. " Carbon Dioxide Corrosion of L - 80 Grade Tubular in Flowing Oil - Brine Two - Phase Environments". *Corrosión. Vol.45 No. 11.943. NACE, 1989.*
- 8.- C.A. Palacios, J.R. Shidley. "CO₂ Corrosión of API N - 80 Steel in Two - Phase Flow Systems". *OTC 6698, Offshore Technology Conference. Mayo 1991.*

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

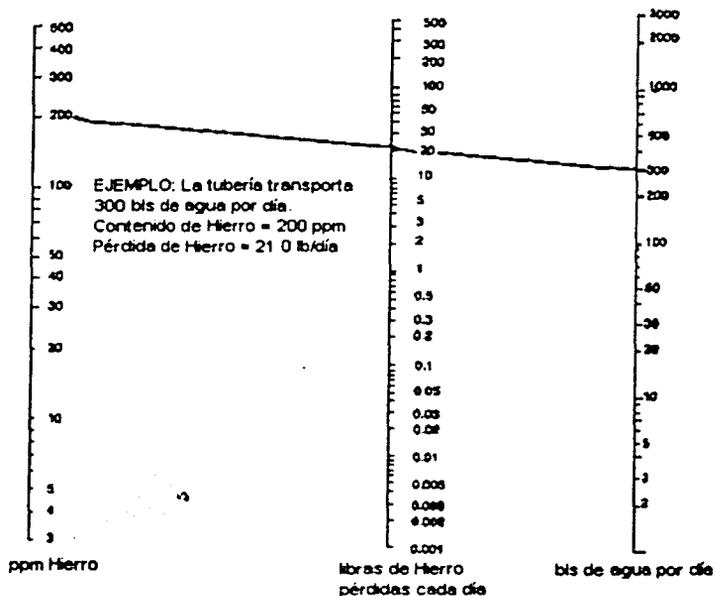
- 9.- Stephen W.C. "Some Factors That Affect the Sour - Service Performance of Carbon - Steel Oil Country Tubulars" SPE Drilling Engineering, Junio 1986.
- 10.- K. Masamura, Hashizume, K. Nunomura. "Corrosion of Carbon and Alloy Steels in Aqueous CO₂ Environment" Corrosion '83, paper 55 NACE 1985.
- 11.- J.L. Crolet y M.R. bonis "a Tentative Method of Predicting then Corrosivity of wells in new CO₂ Fields". Corrosion '85 paper No. 27. NACE 1985.
- 12.- Corrosion Control in Petroleum Production (Control de la Corrosión en la Producción). Publicación NACE TPC No. 5
- 13.- Forms of Corrosión, Recognition and Prevention (Formas de Corrosión, su reconocimiento y prevención) C.P. Dillon - Editor, Publicación NACE.
- 14.- The Flow of Complex Mixtures in Pipes (El flujo de mezclas complejas en tuberías). Govier / Aziz, Van Nostrand - Reinhold Co.
- 15.- Producción Operations , Vol. 1 y 2 (Operaciones de producción) Allen and Roberts, Oil and Gas Consultans International, Inc., Tulsa, Oklahoma.

APÉNDICE

Nomograma de pérdida de hierro

El nomograma de Pérdida de Hierro asume que todos los iones Ferrosos disueltos del metal permanecen en solución y reflejarán el peso real del hierro extraído del equipo del pozo. Asumiendo que no hay hierro contenido en las aguas de la formación y que las incrustaciones de los productos de la corrosión no son significativas, el cuadro debe ser considerado como una aproximación razonable. Además, si se utiliza como medición periódica para estimar la efectividad de la eficiencia de la película del inhibidor, es una buena herramienta de observación. Sin embargo, sólo indica el Hierro total extraído y no puede asociarse con ataque de picaduras. Una sola lectura puede ser falsa y se recomiendan muestras duplicadas o triplicadas y la revisión de una serie de pruebas periódicas para establecer una base del significado de las lecturas.

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN



Especificaciones del API - propiedades físicas

El objetivo principal de las Especificaciones del API es asegurar que el equipo de distintos proveedores sea dimensionalmente intercambiable. Un objetivo secundario es que el equipo tenga la resistencia física para resistir los esfuerzos producidos por las

ANÁLISIS DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERIAS DE PRODUCCIÓN

condiciones de operación de campo. Han habido intentos continuos para mejorar las especificaciones de modo que incluyan los defectos perjudiciales de laminación, y en algunas especificaciones éstos se definen en forma general, la corrosión no se considera en las especificaciones el API, la NACE tienen varias publicaciones de prácticas recomendadas que detallan procedimientos para el control de la corrosión en las operaciones de campo.

Las siguientes especificaciones cubren las distintas calidades de tubería de producción y tubería de revestimiento con especificaciones de la industria, incluyendo también información sobre la tubería de perforación. A continuación se presentan las Especificaciones Físicas, que constituyen la primera consideración cuando se investigan fallas no atribuibles a la corrosión. En la columna H₂S, "si" indica que la calidad es adecuada para el servicio sulfuroso.

Calidad	RESISTENCIA		Min	H ₂ S	Especificación	
	al punto de cedencia					a la tensión
	Min	Max				lb/pg ²
H-40	40.000		60.000	si	5A	
J-55	55.000	80.000	75.000	si	5A	
K-55	55.000	80.000	95.000	si	5A	
N-80	80.000	110.000	100.000	?	5A	
C-75	75.000	90.000	95.000	si	5AC	
L-80	80.000	95.000	95.000	si	5AC	
C-95	95.000	110.000	105.000	?	5AC	
P-105	105.000	135.000	120.000	no	5AX	
P-110	110.000	140.000	125.000	no	5AX	

Especificaciones del API. 5A, 5AC, 5AX tubería de producción y tubería de revestimiento