

24  
17



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**CAUSAS, EFECTOS Y CONTROL DE LA  
CORROSION EN POZOS PETROLEROS**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N I

ANA BERTHA GONZALEZ MORENO

CONSTANCIO CRUZ VILLANUEVA

**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 está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## C O N T E N I D O

	Pags.
INTRODUCCION	i
CAPITULO 1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES	
1.1.- Definición de Corrosión.	1
1.2.- Clasificación de los procesos de corrosión.	1
1.3.- Tipos de corrosión.	4
1.4.- Inhibidores de corrosión.	10
1.5.- Métodos para el control de la corrosión.	13
1.6.- Factores que intervienen en la corrosión.	14
1.7.- Tabla de Métodos para detectar la corrosión.	18
CAPITULO 2. CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES METALURGICAS.	
2.1.- Metalurgia.	21
2.2.- Serie Galvánica.	22
2.3.- Clasificación de los aceros por su estructura microscópica.	23
2.4.- Propiedades de los aceros resistentes a la corrosión.	24
2.5.- Selección de materiales en medios corrosivos.	27
2.6.- Rompimiento del acero por Sulhídrico en laboratorio y en campo (SSC).	33
2.7.- Control de corrosión en materiales metálicos.	45
CAPITULO 3. PERFORACION DE POZOS.	
3.1.- Fluidos de perforación.	50
3.2.- Tipos de ataque presentes en una tubería.	59
3.3.- Tuberías aceptables para medios corrosivos por H <sub>2</sub> S según especificaciones NACE-MR-01-75.	60
3.4.- Diseño de las tuberías en medios agresivos.	61
3.5.- Métodos para detectar y evaluar problemas de corrosión.	62
3.6.- Recomendaciones de tuberías que proporciona la compañía Kawasaki (OCTG Oil Country Tubular Goods).	64

CAPITULO 4. TERMINACION DE POZOS.

4.1.-	Definición de terminación de un pozo petrolero.	67
4.2.-	La tubería de revestimiento en la terminación.	67
4.3.-	Fluidos de terminación y empacadores para prevenir la corrosión.	76
4.4.-	Disparos en la T.R.	77
4.5.-	Accesorios y Herramientas empleadas en la terminación.	78
4.6.-	Tipos de terminaciones.	86
4.7.-	Taponamiento de pozos con contenido de H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub> .	87

CAPITULO 5. PRODUCCION DE POZOS.

5.1.-	Principales factores que propician la corrosión en operaciones de producción.	90
5.2.-	Determinación y control de la corrosión.	90
5.3.-	Problemas que se presentan durante la producción en pozos de gas manejando alto contenido de H <sub>2</sub> S.	97
5.4.-	Deshidratación y Endulzamiento del gas amargo producido.	102

CAPITULO 6. SEGURIDAD DE PERSONAL.

6.1.-	Detección del ácido sulfhídrico.	106
6.2.-	Planeación previa de la perforación de pozos con H <sub>2</sub> S.	107
6.3.-	Prevención y control de operaciones en presencia de H <sub>2</sub> S.	111
6.4.-	Equipo de protección para el personal e información de riesgos en el manejo de H <sub>2</sub> S.	113
6.5.-	Uso de amoníaco para neutralizar el H <sub>2</sub> S.	119

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

121

BIBLIOGRAFIA.

## I N T R O D U C C I O N

En la industria petrolera, al igual que otras industrias, se presentan serios problemas debido a los efectos de la corrosión, puesto que son dañadas en mayor o menor grado, tanto las instalaciones superficiales como subsuperficiales.

Es por ésto de gran importancia realizar un estudio completo para determinar -- las causas del origen de la corrosión y así prevenir las posibles fallas del -- material de los equipos, tuberías, válvulas, etc., que generan grandes pérdidas económicas e inclusive la seguridad misma del personal.

En esta tesis se muestra de una manera general las principales formas en que se presenta la corrosión, los factores que la producen y los daños que se originan; además se describen los métodos de detección y las técnicas posibles de prevenir y controlar sus efectos. Esto repercute en la prolongación de la vida útil de las instalaciones así como el ahorro de gastos en su mantenimiento o en la compra de equipo nuevo para su remplazo.

Se considera de gran utilidad para los ingenieros que laboran en la industria - petrolera por que asienta las bases generales que deben considerarse en cada - una de las actividades de la explotación del petróleo.

Durante la perforación de pozos petroleros, el principal factor que interviene para el control de la corrosión son los fluidos de perforación, así también durante la terminación se incluye los fluidos empacadores y cementos.

A estos fluidos se adicionan inhibidores de corrosión, además de contener una mínima cantidad de agua para evitar reacciones químicas con el acero, que en consecuencia aumentaría la velocidad de corrosión.

En la producción de los pozos se pueden presentar diversos problemas adicionales a la corrosión como son; taponamientos, obstrucciones, etc., dependiendo de las características de los fluidos a manejar.

Se muestra un ejemplo en particular relacionado al taponamiento por exceso de azufre en la producción; incrementando los costos operacionales por equipo adicional que se instala, en la solución de estos problemas.

Para la realización de todas las actividades es necesario efectuarlas en la máxima seguridad, esto se realiza informando y capacitando al personal operario, en los riesgos y las normas de protección cuando se maneja producción amarga.

Así mismo se considera que el ingeniero petrolero, debe conocer a fondo los detalles de la prevención de la corrosión ya que es el responsable del manejo -- de los recursos que la industria pone en sus manos desde el inicio de explotación hasta el final del proceso productivo.

# C A P I T U L O I

## CONCEPTOS FUNDAMENTALES

### I.1 Definición de Corrosión.

### I.2 Clasificación de los Procesos de la Corrosión.

#### I.2.1 Clasificación Según el Medio.

- a) Corrosión Química.
- b) Corrosión Electroquímica.

#### I.2.2 Clasificación Según la Forma.

- a) Corrosión Uniforme.
- b) Corrosión en Placas.
- c) Corrosión por Picaduras.
- d) Corrosión Intergranular.
- e) Corrosión Fisurante.

### I.3 Tipos de Corrosión.

- a) Corrosión Dulce.
- b) Corrosión Amarga.
- c) Corrosión por Oxidación.
- d) Corrosión Bacterial.
- e) Corrosión Galvánica.

### I.4 Inhibidores de Corrosión.

- a) Inhibidores Anódicos.
- b) Inhibidores Catódicos.
- c) Protección Catódica.
- d) Protección con Anodos de Sacrificio.

**I.5 Métodos Para el Control de la Corrosión.**

- a) Determinación de la Corrosión.
- b) Programas de Control de la Corrosión.

**I.6 Factores que Intervienen en la Corrosión.**

- a) Efecto del Oxígeno.
- b) Efecto de las Bacterias.
- c) Efecto de la Temperatura.
- d) Efecto del potencial de Hidrógeno.
- e) Efecto del Dióxido de Carbono.
- f) Efecto del Acido Sulhídrico.
- g) Efecto de la Composición Metalúrgica.

**I.7 Tabla de Métodos Para Detectar la Corrosión.**

En equipos superficiales, pozos productores y pozos en perforación se encuentran frecuentes deterioros y daños debido a la corrosión. Este capítulo se enfoca principalmente al estudio de la corrosión, como un concepto básico para la realización de esta tesis.

## I.1 Definición de Corrosión.

La corrosión se define como el ataque destructivo sobre un metal debido a la reacción química o electroquímica realizada con su medio ambiente. O bien las reacciones que pueden producirse entre un metal y el medio ambiente que lo rodea.

## I.2 Clasificación de los Procesos de la Corrosión.

Para su estudio los procesos de corrosión pueden ser clasificados según su forma o el medio en el que se desarrollan:

### I.2.1 Clasificación según el medio.

#### a) Corrosión Química.

Se estudian bajo esta denominación todos aquellos casos en donde el metal reacciona con un medio no iónico (por ejemplo: oxidación en aire a alta temperatura).

#### b) Corrosión Electroquímica.

Considerando desde el punto de vista de la participación de iones metálicos, todos los procesos de corrosión son electroquímicos. Sin embargo, es usual designar corrosión electroquímica a la que implica un transporte simultáneo de electricidad a través de un electrolito. A este importante grupo pertenecen la corrosión en soluciones salinas, agua de mar, la corrosión en los suelos, etc.

Para el caso de Oxidación en aire a alta temperatura (corrosión química) Supóngase que se expone una superficie metálica limpia a la acción del oxígeno.

El metal comenzará a reaccionar con el oxígeno y formará óxidos. Según la temperatura del ensayo y la concentración de oxidante se observarán diferentes comportamientos.

A baja temperatura, la primer etapa será la formación de una capa adsorbida de oxígeno. Si la temperatura es baja y la concentración del oxidante es baja, la reacción puede detenerse después de formar dicha capa adsorbida. A mayor temperatura y concentración de oxidante se forma una película de óxido, cuyo espesor varía según las condiciones.

La corrosión más frecuente es de naturaleza electroquímica y resulta de la formación de multitud de zonas anódicas y catódicas sobre la superficie metálica, en presencia de un electrolito, en caso de no estar el metal sumergido o enterrado, el agua de condensación de la atmósfera, para que genere la corrosión se necesita que la humedad relativa del aire sea del orden del 70% o superior.

Este tipo de corrosión electroquímica se caracteriza porque casi siempre es más pronunciada en una zona que en otras, y su forma de manifestarse más común es la aparición de picaduras.

Se puede resumir lo anterior diciendo que para que exista corrosión deben cumplirse ciertas condiciones mínimas. Estas son:

1. Debe haber un ánodo y un cátodo.
2. Debe existir una diferencia de potencial eléctrico entre los dos electrodos (ánodo y cátodo).
3. Tanto el ánodo como el cátodo deben estar sumergidos en un electrolito conductor de la electricidad, el cual está ionizado. Los ánodos y cátodos involucrados en un proceso de corrosión se conocen como electrodos; pueden consistir en dos diferentes tipos de metal. En el electrodo positivo (ánodo) es donde tiene lugar la corrosión, ver fig. 1.1.

En los procesos de corrosión electroquímica sucede que, en general circulan sobre el material expuesto a corrosión corrientes eléctricas que originan el ataque. Las causas más frecuentes son:

1. Dos o más metales distintos en contacto (corrosión galvánica). Tal como ocurre con el hierro en contacto con el cobre, ver. fig. 1.2 y 1.3.
2. Presencia de fases diferentes en una misma aleación.
3. Presencia de conductores de electrones en forma de capas de óxidos. Por ejemplo, óxido de laminación en chapa de hierro, ver. fig. 1.4.
4. Corrientes inducidas por circuitos eléctricos mal aislados. Tal es el caso de las corrientes vagabundas en estructuras metálicas enterradas.
5. Presencia de oxidantes en el medio, que causan la disolución electroquímica de un metal aun cuando éste sea puro.

#### I.2.2 Clasificación según la forma.

La clasificación según el medio es útil cuando se estudian los mecanismos de ataque; sin embargo, si se requiere evaluar los daños producidos por la corrosión, resulta conveniente la clasificación según la forma, ver. fig. 1.5

##### a) Corrosión Uniforme.

Es la forma más benigna de corrosión. El ataque se extiende en forma homogénea sobre toda la superficie metálica, y su penetración media es igual en todos los puntos. Un ataque de este tipo permite calcular fácilmente la vida útil de los materiales expuestos a él.

##### b) Corrosión en Placas.

Comprende los casos intermedios entre corrosión uniforme y corrosión localizada. En este caso el ataque se extiende más en algunas zonas, pero se presenta aún como ataque general.

##### c) Corrosión por Picadura.

Se denomina así el 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 grande y no tan profunda, las picaduras se consideran superficiales. En ocasiones se expresa la profundidad de las picaduras por el término factor de picadura, éste es la relación media determinada por la pérdida de peso en la muestra. Cuando el fac

tor de picadura representa la unidad es un ataque uniforme. Muchos metales --- cuando estan expuestos a líquidos que se mueven a velocidades elevadas sufren --- una corrosión del tipo de picadura llamada erosión-corrosiva, esto es cuando --- los líquidos y los gases fluyen a través de una tubería en flujo turbulento --- (número de Reynolds > 2000) produciendo erosión en las paredes de la tubería.

$$\text{Factor de picadura} = \frac{\text{Penetración Máxima producida}}{\text{Pérdida de peso en la muestra}}$$

d) Corrosión Intergranular.

Es un tipo de ataque localizado, que ocurre en los espacios que limitan los granos de un metal y que produce pérdida de la resistencia mecánica y de la ductibilidad. El material, de área limitada, que forma los espacios intergranulares, y que actúa como ánodo, est en contacto con la superficie de los granos que son más grandes y que actúan como cátodos, este ataque suele ser con frecuencia, rápido, penetra con profundidad en el metal y algunas veces causa danos severos.

e) Corrosión Fisurante.

Conocida también como corrosión bajo tensión. Puede presentarse cuando un metal está sometido simultáneamente a la acción de un medio corrosivo y a --- tensiones mecánicas de tracción. Se forman fisuras que pueden ser transgranulares o intergranulares y que se propagan hacia el interior del metal, hasta que las tensiones se relajan o el metal se fractura. La velocidad de propagación --- puede oscilar en general entre 1 y 10 mm/h.

### 1.3 Tipos de Corrosión.

En forma práctica los tipos de corrosión están generalmente clasificados como:

- a) Corrosión Dulce.
- b) Corrosión Amarga.
- c) Corrosión por oxidación.
- d) Corrosión Bacterial.
- e) Corrosión Galvánica.

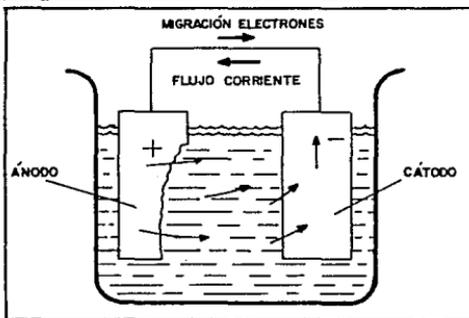


FIG. 1.1 CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA

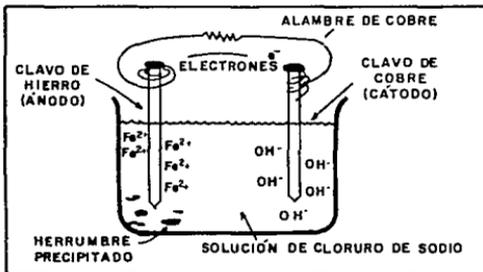


FIG. 1.2 CORROSIÓN GALVÁNICA

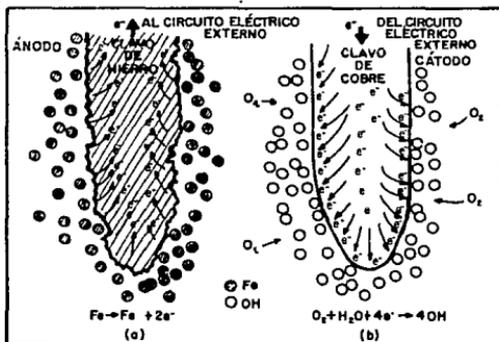


FIG. 1.3 CORROSIÓN GALVÁNICA

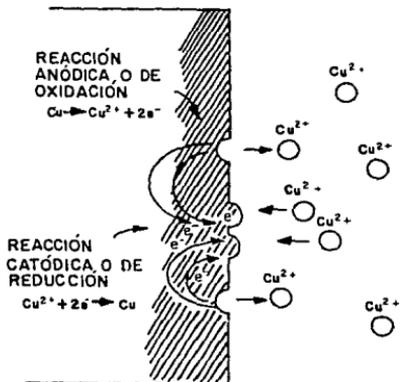


FIG.1.4.- CORROSIÓN EN FORMA DE CAPAS DE ÓXIDOS

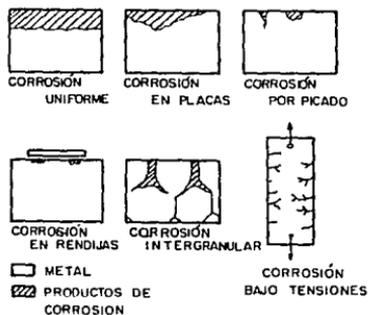


FIG.1.5 CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN SEGUN SU FORMA

a) Corrosión Dulce.

La corrosión dulce resulta de la disolución del  $\text{CO}_2$  en agua para formar ácido carbónico, ácidos minerales y en menor proporción los ácidos orgánicos -- (ácido acético y fórmico) presentándose las reacciones siguientes:

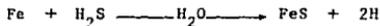


Actualmente, la corrosión por ácidos minerales difiere de los otros dos casos para la selección de inhibidores requeridos específicamente para combatir dicho efecto.

Sin embargo, los inhibidores de corrosión ordinarios pueden reducir el ataque -- por bajas concentraciones de ácidos fuertes. La corrosión dulce se caracteriza por pérdidas de metal en la superficie, o por profundas áreas de ataque localizado. La concentración de Dióxido de Carbono, presión y temperatura determinan la severidad del ataque.

b) Corrosión Amarga.

La corrosión amarga resulta de la reacción del ácido sulfhídrico y el -- acero en presencia de agua:



Este tipo de corrosión es compleja y produce varios tipos de reacciones: Migración del átomo de hidrógeno liberado que entra a los granos del --- cuerpo del acero produciendo una acción de fragilización. Aquí, el átomo de hidrógeno se combina para formar moléculas de hidrógeno y tiende a causar separaciones del acero y posteriormente un rompimiento. También se presenta una reacción galvánica en la superficie entre el --- acero (ánodo) y el Sulfuro de Hierro (cátodo) que tiende a acelerar gran damente la corrosión en puntos localizados.

La corrosión amarga se caracteriza por corrosión localizada que siempre contiene hierro sulfúrico negro, está acompañado de fragilización y rompimiento en varillas de succión, tuberías y otros equipos. La concentración de ácido -- sulfhídrico, pH de los fluidos y la temperatura determinan la severidad del ataque.

c) Corrosión por Oxidación.

El oxígeno reacciona con el metal para producir la corrosión por oxidación. El efecto del aire húmedo en el acero da la siguiente reacción:



El oxígeno normalmente está ausente o en cantidades pequeñas en los sistemas de producción de aceite. Por lo tanto, la falta de oxígeno en algunos -- lugares tienden a hacerse anódicos.

El oxígeno puede entrar a los sistemas cerrados a través de las bombas, o en tanques de almacenamiento con pequeñas cantidades de gas y en roturas de -- tuberías.

La presencia de pequeñas cantidades (1 ppm o menos) de oxígeno incrementa grandemente los efectos de corrosión.

La corrosión que resulta por la cantidad de oxígeno se caracteriza por -- las hendiduras o grietas que se forman y por las obstrucciones en el flujo de -- fluidos. Los efectos del oxígeno son controlados por la ausencia o exclusión -- de éste en el sistema, o bien removiéndolo con aeradores mecánicos y utilizando inhibidores de corrosión orgánica que son efectivos cuando está presente el oxígeno.

d) Corrosión Bacterial.

La corrosión por bacterias es el resultado de un crecimiento de cierto -- tipo de microorganismo. Las bacterias sulfato-reductoras y bacterias de hierro son las dos causas más conocidas para este tipo de corrosión. Las sulfato re-- ductoras o anaerobias promueven la corrosión en el acero por la remoción del --

hidrógeno sobre la superficie del metal, propiciando la corrosión localizada -- además originan la formación de  $H_2S$ .

Estos depósitos sulfato reductores incrementan el problema de la corrosión, su diagnóstico depende de la identificación de los organismos que la propician. La función de las bacterias aerobias convierten en una solución ferrosa al metal en presencia del agua y originan grandes cantidades de óxido férrico hidratado, pero insoluble.

Para prevenir este tipo de problemas se utilizan bactericidas apropiados. Los surfactantes son los más utilizados inyectándose en las paredes de la tubería para su limpieza. Se puede identificar este tipo de corrosión por ataque -- localizado en presencia de organismos ofensivos.

Estas bacterias de forma curva miden alrededor de  $1 \times 4$  micras y se encuentran presentes en muchas aguas y suelos, florecen bajo condiciones de escasa o nula aereación y en una zona de pH aproximada entre 5.5-8.5. Por cada -- equivalente de átomo de hidrógeno que consumen las bacterias se disuelve un --- equivalente de  $Fe^{++}$  para formar  $SFe$ . Por lo tanto, las bacterias actúan como agentes depolarizadores. Se han encontrado daños graves producidos por las bacterias reductoras de sulfatos, en especial en tuberías de revestimiento en pozos petroleros.

#### e) Corrosión Galvánica.

La corrosión galvánica, es un tipo de ataque producido cuando fluye electricidad o corriente entre dos metales diferentes o bien entre dos áreas diferentes, pero de un mismo metal. Esta corrosión se desarrolla porque los metales tienen diferencia de potencial o por metales usados en la construcción no son homogéneos. Tal ataque es caracterizado por una rápida corrosión localizada y por el ataque tan selectivo en cierta porción del metal. Los inhibidores orgánicos no pueden combatir severamente la corrosión galvánica; estos problemas pueden ser controlados por: Una selección cuidadosa de materiales, aislamientos apropiados y protección catódica.

#### I.4 Inhibidores de Corrosión.

El principio del funcionamiento de los inhibidores es formar en la superficie misma de los electrodos de la pila causante de la corrosión, un compuesto insoluble, fijando una determinada materia orgánica, con el objeto de polarizar la pila de corrosión.

Existen dos tipos de inhibidores, aunque a veces se utiliza una combinación de ambos:

##### a) Inhibidores Anódicos.

Los inhibidores anódicos actúan formando un compuesto insoluble (óxido - férrico), el cual precipita en lugares anódicos, evitando la reacción y por tanto, inhibiendo la superficie contra la corrosión. Uno de los principales problemas de los inhibidores anódicos es que tienen que estar presentes en una concentración suficiente, con el objeto de asegurar que cualquier posible defecto en la película de óxido sea cubierto, ya que de lo contrario puede ocurrir una corrosión intensa por picaduras. La combinación de ánodos muy pequeños y una gran superficie catódica, conduce a la llamada corrosión localizada.

##### b) Inhibidores Catódicos.

Los inhibidores catódicos, en cambio, actúan sobre toda la superficie y son menos eficaces. Reducen la corrosión mediante la formación de una capa o película de alta resistencia eléctrica sobre la superficie, la cual funciona -- como una barrera para la corriente de corrosión.

Este riesgo se puede minimizar utilizando los llamados sistemas de inhibidores de efecto sinérgico, los cuales, básicamente son mezclas de inhibidores anódicos y catódicos. El constituyente catódico disminuye la velocidad de corrosión y así permite al constituyente anódico "sellar" la capa de óxido con una concentración mucho menor que si estuviera actuando solo. Actualmente, los sistemas de inhibidores que se están empleando para el control de la corrosión de aguas son de este tipo.

En los medios ácidos, los cuales disuelven la pellicula superficial protectora de óxido formada sobre el acero, los inhibidores anteriores, obviamente no tienen efecto. En este caso se emplean los llamados inhibidores de adsorción específica - moléculas orgánicas que aislan el metal del medio ácido, protegiendo la superficie por adsorción. Algunos inhibidores de este tipo actúan predominantemente sobre la reacción anódica, mientras otros lo hacen sobre la catódica.

#### c) Protección Catódica.

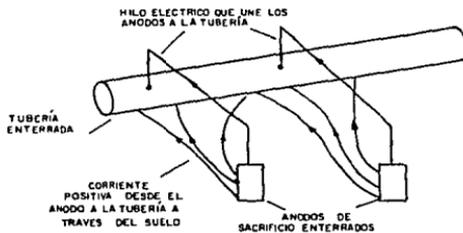
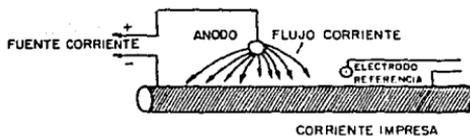
Es el método más importante de todos los utilizados para conseguir el control de la corrosión. Por medio de una corriente eléctrica aplicada exteriormente, la corrosión se reduce virtualmente a cero y se puede mantener una superficie metálica en un medio corrosivo sin sufrir deterioro durante un tiempo prolongado. Se realiza la polarización mediante el empleo de una corriente externa, mas alla del potencial de corrosión ambos electrodos adquieren el mismo potencial y no se presentará la corrosión. Esta es la base de la protección catódica de los metales uno de los medios prácticos más eficientes para reducir a cero la velocidad de corrosión.

#### d) Protección con Anodos de Sacrificio.

Otra protección con el mismo principio es la basada en ánodos de sacrificio. Si el ánodo auxiliar se compone de un metal más activo en la serie galvánica que el metal que se va a proteger se establece una pila galvánica con un flujo de corriente. La fuente de energía (rectificador), se puede entonces eliminar y al electrodo se le denomina ánodo de sacrificio este se muestra en la fig. 1.6.

Los metales que más se utilizan como ánodos de sacrificio para protección catódica son el magnesio y las aleaciones de magnesio y en menor cantidad zinc y aluminio.

Estos ánodos de sacrificio sirven esencialmente como fuentes de energía eléctrica transportable y son útiles, particularmente cuando no es posible obtener energía eléctrica con facilidad o en circunstancias en las que no es conve-



**FIG. I. 6. PROTECCIÓN CATÓDICA MEDIANTE ANODOS DE SACRIFICIO Y CORRIENTE IMPRESA**

niente o económico instalar líneas de energía para este propósito.

Para entender mejor esta protección se hará una breve descripción del -- fenómeno de corrosión provocado por anomalías eléctricas.

Las corrientes eléctricas que se presentan en el exterior de la tubería probablemente se distribuyen de igual manera en su interior y si el fluido dentro de ésta es altamente conductivo, entonces ocurrirá flujo de corriente; es -- decir un buen electrolito fluyente en una tubería proveera las condiciones adecuadas para la ionización del fluido que son las causas principales de la corrosión interna.

Por lo que respecta a los fluidos no conductivos tales como el aceite y el gas en producción petrolera, su flujo en las líneas a una alta velocidad --- (NRe alto) también conducen una carga de corriente causada por la fricción, tomando una carga en un punto y lo descargan en otro punto, y una anomalía en estas cargas originará la corrosión por una diferencia de potencial.

#### I.5 Métodos para el Control de la Corrosión.

##### a) Determinación de la Corrosión.

1. Análisis del contenido de humedad.
2. Análisis de fierro soluble tanto en el agua como en los productos (al -- final del proceso o transporte de fluidos, para determinar el fierro que se está perdiendo).
3. Análisis e influencia del potencial de hidrógeno.
4. Utilización de corrosímetro
5. Observaciones oculares periódicas, para detectar picaduras en tubulares y equipo.
6. Determinaciones periódicas de los espesores de paredes de tubulares y -- equipo.
7. Radiografías con rayos X de soldaduras y juntas.
8. Calibraciones de diámetros interiores para detectar incrustaciones.
9. Análisis bacteriológicos programados para detectar incrustaciones o bacterias aerobias-anaerobias, etc.
10. Análisis de oxígeno disuelto.

b) Programas de Control de la Corrosión.

Los programas de control de la corrosión están encaminados a:

1. Remoción de los productos químicos ofensivos presentes en los fluidos, - por ejemplo: oxígeno disuelto, entradas de aire al sistema, etc.
2. Aislamiento y Separación de los sistemas, se pueden utilizar bridas aislantes para separar las áreas anódicas de las catódicas. Utilizar productos químicos que formen películas sobre la superficie metálicas y aislen el metal de los fluidos, también se pueden utilizar recubrimientos - de plástico o de cemento con el mismo objetivo.
3. La impresión de una corriente eléctrica para vencer o neutralizar la corriente que se establece entre el ánodo y el cátodo, mediante el uso de ánodos de sacrificio.

I.6 Factores que Intervienen en la Corrosión.

a) Efecto del Oxígeno.

En agua saturada con oxígeno, la velocidad de corrosión inicial puede -- alcanzar un valor de 100 miligramos por decímetro cuadrado por día (mdd). Esta velocidad disminuye después de un período de tiempo, a medida que se forma una película de óxido que actúa como barrera para la difusión del oxígeno. La velocidad de corrosión estable puede ser de 10 a 25 mdd que puede ser más alta cuando es mayor el movimiento del agua, debido a la liberación del oxígeno.

b) Efecto de las Bacterias.

Aunque el hierro por lo general no sufre corrosión apreciable en aguas - naturales, en algunos medios se encuentran velocidades de corrosión normalmente elevadas, se han investigado las causas de estas elevadas velocidades hasta relacionarlas con la presencia de bacterias reductoras de Sulfatos (ver corrosión por bacterias).

c) Efecto de Temperatura.

Para una concentración dada de oxígeno corresponde un grado, de corrosión en una temperatura específica y a medida que ésta se incrementa en 30°C, la corrosión tiende a duplicarse debido a la mayor liberación de oxígeno hasta llegar a la temperatura de ebullición de aproximadamente 80°C, posteriormente descendiendo hasta alcanzar un valor muy bajo como se observa en la fig. 1.7.

La disminución de la corrosión por encima de los 80°C, está asociada con el marcado decremento de la solubilidad del oxígeno (en el agua) y a medida que aumenta la temperatura, la velocidad de corrosión continúa aumentando hasta que se agota el oxígeno. Cuando la corrosión se presenta con desprendimiento de hidrógeno, el aumento de la velocidad es de más del doble por cada 30°C que se eleva la temperatura.

d) Efecto del Potencial de Hidrógeno.

En la figura 1.8, se observa el efecto del potencial hidrógeno sobre la corrosión del hierro en agua aireada a temperatura ambiente, en pH dentro de un rango de 4 a 10, la velocidad de corrosión es independiente de éste, y solo depende de la velocidad con que se difunda el oxígeno en la superficie del metal, dentro de la región ácida (pH menor a 4), la película de óxido ferroso se disuelve y el hierro queda en mayor contacto directo con el medio acuoso. Entonces la velocidad de corrosión aumenta como resultado de la acción conjunta del bajo potencial de hidrógeno que se presenta en proporción apreciable y de la depolarización por el oxígeno.

Con un pH mayor de 10, el aumento de la alcalinidad del medio eleva el pH de la superficie del hierro, en consecuencia la velocidad de corrosión disminuye puesto que el hierro es más pasivo en presencia de un medio alcalino y oxígeno disuelto.

e) Efecto del Dióxido de Carbono.

Un gas disuelto en el agua que contribuye a la corrosión es el dióxido de carbono. La corrosión puede presentarse uniforme o localizada, esto dependerá principalmente de los fluidos que se manejen, y del grado de acidez que se origina.

El dióxido de carbono no es tan corrosivo como el oxígeno disuelto. A 50°C, de una solución de 4 ml. de oxígeno disuelto es siete veces más corrosivo que un volumen de Dióxido de Carbono disuelto.

La presencia de oxígeno y dióxido de carbono tienden a hacer el medio mucho más corrosivo que si alguno de estos se presentará únicamente. Cuando en el agua se encuentra dióxido de carbono disuelto, actúa como una solución ácida en la actividad de corrosión e incrementándose la velocidad de ésta debido también a la presión, véase la fig. 1.9.

f) Efecto del Acido Sulfhídrico ( $H_2S$ ).

El ácido sulfhídrico disuelto en el agua más el oxígeno puede ser mucho más corrosivo, que si se presentara sólo disuelto en el agua. Generalmente -- cuando se inicia una perforación de una formación, no se encuentra oxígeno, pero que al iniciar su producción el oxígeno será admitido dentro de los fluidos ocasionando una severa corrosión. El oxígeno disuelto en los fluidos junto con el ácido sulfhídrico incrementarán la velocidad de corrosión, ver la fig. 1.10 que muestra la velocidad de corrosión de un acero suave en agua destilada que contienen  $H_2S$  contra la concentración de este gas disuelto. En la figura se -- observa que la velocidad de corrosión aumenta rápidamente a un contenido de 150 ppm de  $H_2S$ , esta velocidad casi permanece constante en un rango de 150 a 400 -- ppm y disminuye rápidamente a una concentración de 1600 ppm. De 1600 ppm a --- 2640 ppm la velocidad de corrosión es constante, indicando que para altas concentraciones de  $H_2S$  tienden a disminuir la velocidad de corrosión.

Otro efecto destructivo del ácido sulfhídrico es la corrosión que causa el rompimiento del acero. Esto es causado por el átomo de hidrógeno que penetra en la estructura hasta formar moléculas de hidrógeno que se extienden sobre la superficie del acero y atacan en zonas tensionadas hasta romper las tuberías.

g) Efecto de la Composición Metalúrgica.

La corrosión se reduce de manera apreciable cuando el acero es aleado -- en las proporciones de un acero inoxidable (mayor 12% Cr), o de un hierro de -- alto silicio, o de una aleación hierro-níquel alto, para las cuales la difusión

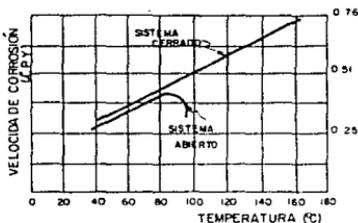


FIG. 1.7 VELOCIDAD DE LA CORROSIÓN CON RESPECTO A LA TEMP.

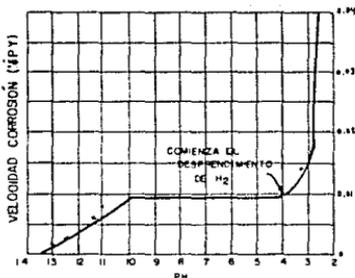


FIG. 1.8 EFECTO DEL PH EN LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN

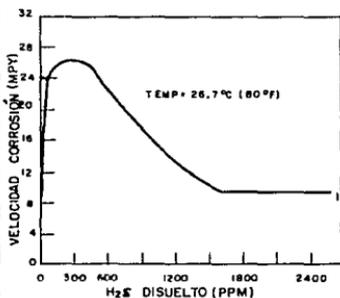


FIG. 1.10-VELOCIDAD DE CORROSIÓN DEL ACERO EN AGUA DESTILADA CON RESPECTO A LA CONCENTRACIÓN DE H<sub>2</sub>S

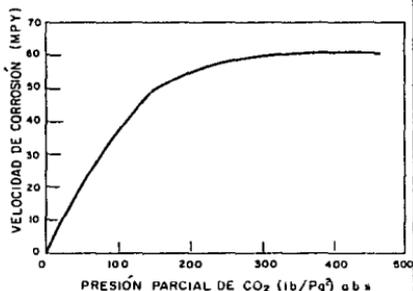


FIG. 1.9 VELOCIDAD DE CORROSIÓN DE UN ACERO EN AGUA DESTILADA CONTENIENDO CO<sub>2</sub> VARIANDO LA PRESIÓN PARCIAL

de oxígeno no controla la velocidad de ataque. Aunque el contenido de carbón del acero no tiene efecto en la velocidad de corrosión en agua dulce; con el agua de mar se ha observado un ligero aumento en la velocidad (máximo 20%). La causa de este aumento esta relacionada probablemente con la reacción de desprendimiento de hidrógeno en soluciones de cloruros.

El incremento de la velocidad de corrosión depende principalmente del --tratamiento térmico previo que haya tenido el acero y es mayor para los aceros trabajados en frío.

#### 1.7 Tabla de Métodos para Detectar la Corrosión.

Un resumen de métodos para detectar la corrosión y limitaciones se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.7

Método	Uso	Desventajas
Visual	Aplicable solo donde se puede ver el metal. Se detecta el ataque y agente corrosivo.	No se puede detectar la corrosión sino se observa. No se puede medir.
Cupones	Velocidad de medición de la corrosión uniforme y algunas veces por picado. Medidas directas.	Se requiere exponer mucho tiempo. Sujeto a errores por limpieza. No puede indicar la picadura.
Sondeo	Más rápido, siguiendo los cambios en el sistema. Disponibilidad en las diferentes aleaciones. Medidas continuas.	No se distinguen entre los diferentes tipos de ataque. Sujeto a errores en el $H_2S$
Contenido de Hierro	Relativamente más fácil su uso. Indica la corrosión a través de la tubería. Mediciones cuando el sistema está operando.	No hay relación directa entre la corrosión y la velocidad de penetración. Algunas veces se dificulta en las líneas base.
Calibre de Medición	Mediciones que detectan espesores y picaduras en la tubería. Provista de registros.	Los productos corrosivos pueden ocultar los daños. Pueden dañar los inhibidores o incrementar la corrosión por remover los productos corrosivos.
Mediciones	Medición de espesores de metal y cuerpo del equipo en uso.	Los fluidos o depósitos pueden disminuir la sensibilidad. La lectura por picaduras pueden leerse con mucha dificultad para obtenerse.

#### BIBLIOGRAFIA

1. Ostroff A.G. : "Understanding and Controlling Oilfield Corrosion"  
Petroleum Engineer Feb. 1967 Part. 1.
2. Ostroff A.G. : "Understanding and Controlling Oilfield Corrosion"  
Petroleum Engineer Jun. 1967 Part. 2.
3. Ostroff A.G. : "Understanding and Controlling Oilfield Corrosion"  
Petroleum Engineer Jul. 1967 Part. 3.
4. Galvele R.J. : "Corrosion". Dpto. de Materiales Comisión Nacional de --  
Energía Atómica. Secretaría General de la Organización de los Estados -  
Americanos. Programa Regional de Desarrollo Científico y Tecnológico. -  
Washington, D.C. 1970.
5. Avila y Genesca J. : "Más allá de la Herrumbre"  
SEP. Fondo de Cultura Económica.
6. Olvera M.C. : "Notas sobre Corrosión IMP".  
Unidad Petroquímica San Martín Texmelucan.
7. Exxon Chemical Company : "Corrosión"  
Houston, Texas USA. 77029, 8230 Stedman Street.

## C A P I T U L O 2

### CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES METALURGICAS

#### INTRODUCCION

- 2.1 Metalurgia.
- 2.2 Serie Galvánica.
- 2.3 Clasificación de los Aceros por su Estructura Microscópica.
  - a) Martensíticos.
  - b) Austénicos.
  - c) Ferríticos.
- 2.4 Propiedades de los Aceros Resistentes a la Corrosión.
  - 2.4.1 Aceros Inoxidables.
    - 2.4.2 Aleaciones de Aluminio.
    - 2.4.3 Aleaciones de Cobre.
    - 2.4.4 Aleaciones de Niquel.
    - 2.4.5 Aleaciones de Titanio.
  - 2.5 Selección de Materiales en Medios Corrosivos.
    - a) Ambiente con  $CO_2$
    - b) Ambiente con  $H_2S$
    - c) Ambiente con Acido Clorhídrico o Salmuera.
- 2.6 Rompimiento del Acero por Sulfhídrico en Laboratorio y en Campo (SSC).
- 2.7 Control de Corrosión en Materiales Metálicos.

#### Bibliografía.

## Introducción.

El control de la corrosión es sólo uno de los muchos factores que intervienen en la selección de un material. El ingeniero de materiales al efectuar una determinada selección debe tener en cuenta una serie de factores como: propiedades físicas y mecánicas del material, resistencia a la corrosión, disponibilidad, facilidad de trabajo, etc., además de los aspectos económicos, antes de pensar en el material en sí mismo. La selección debe realizarse con base al material más económico, pero que reúna la combinación de propiedades necesarias para un uso específico.

Las consideraciones económicas son muy importantes, así como el tiempo de vida esperado para el equipo e instalación. No se trata, por ejemplo, de seleccionar un material barato, si el tiempo de vida útil es corto, tampoco se trata de seleccionar un material muy resistente a la corrosión, y por lo general muy caro, que supere largamente la duración prevista para el equipo. Lo mismo puede aplicarse en el caso de los recubrimientos.

El control de la corrosión debe realizarse, desde la etapa misma del diseño del componente o de la planta. Evitar dentro del propio diseño la formación de huecos o cavidades en los cuales pueda quedar atrapada el agua, eliminar el contacto directo de metales disímiles (pares galvánicos), así como proporcionar un acceso fácil para un posterior y planificado mantenimiento con pintura durante el servicio, constituyen alguna de las normas que ayudarán a un mejor control de la corrosión.

### 2.1 Metalurgia.

Comprende la obtención de los metales partiendo de sus minerales o del estado en el cual se encuentran en la naturaleza, su afino y sus aleaciones con otros metales y finalmente, su manufactura en perfiles y formas útiles para la industria. La metalurgia comprende el estudio de estos procesos con la finalidad de su control y perfeccionamiento, y el desarrollo de nuevas mezclas de metales o aleaciones.

A causa de esta amplia extensión, el campo de la metalurgia se divide en dos partes. La primera parte se trata de la fusión y afiné de los metales y se le designa por metalurgia química o de proceso. La segunda parte estudia el comportamiento físico y químico de los metales durante las operaciones de tratamiento y modelado, así como su comportamiento al servicio del hombre.

## 2.2 Serie Galvánica.

A través de mediciones de laboratorio, es posible construir un cuadro de metales o aleaciones de acuerdo a su tendencia a corroerse. Estas mediciones están basadas en el principio de la acción galvánica que existe entre dos metales cuando se sumergen en un electrolito común. Todo lo que se requiere para hacer tal cuadro es medir la diferencia de potencial entre pares de distintos metales y aleaciones, teniendo una solución conductora común. Los metales se ordenan de acuerdo a su mayor o menor tendencia a corroerse. A tal ordenamiento se le conoce como Serie Galvánica, en donde el arreglo de los metales dependerá del electrolito seleccionado. La tabla siguiente muestra una serie galvánica para agua de mar.

Extremo Noble	Oro
	Acero Inoxidable (pasivo)
	Níquel (pasivo)
	Cobre.
	Bronce de Aluminio.
	Níquel (activo).
	Latón Naval.
	Estaño
	Acero Inoxidable (activo)
	Hierro Forjado.
Aluminio	
Extremo Base	Zinc
	Magnesio

### 2.3 Clasificación de los Aceros por su Estructura Microscópica.

En ocasiones se usan las denominaciones de aceros martensíticos, austénicos o ferríticos, según sea la estructura cristalina como quedan formados después, de ser sometidos a elevadas temperaturas y enfriados al aire.

#### a) Aceros Martensíticos.

Aceros clásicos de este grupo son los llamados aceros de temple al aire, como el cromo-níquel (C=0.35%, Cr=1%, Ni=4%) o cromo níquel molibdeno empleados para la construcción de engranajes y los aceros al cromo inoxidable de C=0.30% Cr=13%.

La estructura cristalina se presenta en la fig. 2.1, estas estructuras son muy duras y poco maleables.

#### b) Aceros Austénicos.

Los aceros más importantes de este grupo son los aceros cromo-níquel --- inoxidable (en proporciones Cromo = 18% - Níquel = 8%), también están dentro de este grupo el acero al 12% de manganeso. En estos aceros el tratamiento de autonización se realiza con enfriamiento en agua o en aceite cuando se trata de grandes espesores para tener seguridad de que la estructura es austénica. En la fig. 2.2 se presenta la cristalización de un acero austénico. Son los --- más inoxidables y resistentes a la corrosión.

#### c) Aceros Ferríticos.

Reciben este nombre ciertos aceros cuya estructura es normalmente ferrítica. Entre los aceros de esta clase, de uso más frecuente, se encuentran los aceros inoxidables al cromo de bajo contenido de carbono (0.10-0.30%) y de elevado contenido de cromo generalmente superior al 16%, también se encuentran aceros al silicio, la fig. 2.3, muestra la cristalización de este tipo de acero. Su resistencia a la corrosión es ligeramente superior a la de los aceros martensíticos.

## 2.4 Propiedades de los Aceros resistentes a la corrosión.

El acero tiene una resistencia "intrínseca" a la corrosión mínima, pero aleándolo con el cromo se tiene el medio de combinar lo económico y la resistencia del acero a la corrosión de metales.

Agregando cuando menos un 0.2% de cobre a un acero al carbon se aumenta considerablemente su resistencia a la corrosión atmosférica, transformando la herrumbre en un producto más compacto y adherente.

El cromo, aluminio, titanio, silicio, tungsteno y molibdeno forman películas de óxidos protectores y sus aleaciones están similarmente protegidas.

El níquel también forma aleaciones con una buena resistencia a la corrosión en medios ácidos. Veamos algunos de los tipos más comunes de aleaciones resistentes a la corrosión utilizados en la práctica.

### 2.4.1 Aceros Inoxidables.

Existen tres tipos principales. Los aceros inoxidables martensítico y ferrítico contienen entre un 11 y un 18% de cromo. El acero inoxidable austenítico contiene aproximadamente entre un 16 a 27% de cromo y de un 8 a 22% de níquel. La resistencia más elevada a la corrosión se logra con el acero inoxidable austenítico.

Los aceros inoxidables mejoran sus características de resistencia a la corrosión en medios oxidantes o de buena aereación, que aseguran, el mantenimiento de su película protectora superficial, pero están sujetos a corrosión por picaduras, por hendiduras y corrosión bajo tensión en ciertos medios específicos, y son resistentes a la corrosión atmosférica, ácido nítrico, algunas concentraciones de ácido sulfhídrico y muchos ácidos orgánicos.

En la actualidad se acepta que la resistencia a la corrosión de los aceros inoxidables (que contienen siempre un elevado porcentaje de cromo) es debida a la formación de una capa superficial de óxido de cromo muy fina que impide que el ataque y la corrosión de los aceros penetre del exterior hacia el interior.

Para que un acero sea inoxidable, es necesario que concurren las circunstancias de composición, estado de material y medio de ataque conveniente para que se forme esa capa de óxido protector.

Cuando actúan solo los agentes atmosféricos, la presencia del 12% de cromo es suficiente para que se forme la capa de óxido que impide la corrosión. Cuando aumenta la intensidad del ataque, para que se pueda formar la capa de óxido suficientemente protectora, es necesario mayor porcentaje de cromo, pero esto ocurre hasta un cierto límite a partir del cual ya no se aumenta la resistencia a la corrosión al incrementar el contenido de cromo.

El excelente comportamiento de las aleaciones de hierro con cromo al encontrarse en presencia de determinados agentes que producen la corrosión de los aceros ordinarios se puede observar en la fig. 2.4.

#### 2.4.2 Aleaciones de Aluminio.

El aluminio ofrece una buena resistencia a la corrosión atmosférica y a muchos otros medios agresivos, como por ejemplo: ácido acético, ácido nítrico.

Se fabrican aleaciones de aluminio con pequeñas adiciones de otros metales, principalmente con el objeto de mejorar sus propiedades mecánicas y físicas, las aleaciones aluminio-magnesio y aluminio-manganeso son las que presentan una mayor resistencia a la corrosión, seguidas por las aleaciones de aluminio-magnesio-silicio y aluminio-silicio. En general, todos los aceros de calidad contienen aluminio en porcentajes muy pequeños, variables generalmente desde 0.001 a 0.008 %.

#### 2.4.3 Aleaciones de Cobre.

El cobre es resistente en agua de mar, agua corriente fría o caliente, ácido deaerado y no-oxidante y al ataque atmosférico. Ciertos elementos aleados mejoran sus propiedades físicas y mecánicas y también su resistencia a la corrosión. De aquí la utilización de los bronce de aluminio y la de las aleaciones cobre-níquel para los tubos de los condensadores. Los bronce de aluminio también se emplean para la construcción de los cuerpos de la bomba.

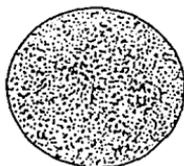


FIG. 2.1 ESTRUCTURA MARTENSITICA



FIG. 2.2 ESTRUCTURA AUSTÉNICA

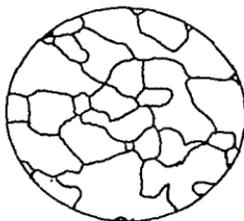


FIG. 2.3 ESTRUCTURA FERRÍTICA

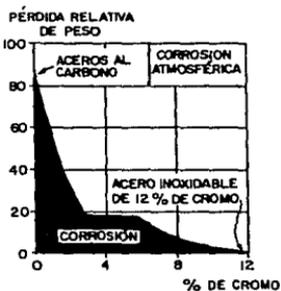


FIGURA 2.4  
INFLUENCIA DEL CONTENIDO EN CROMO EN  
LA RESISTENCIA DE LAS ALEACIONES HIERRO-  
CROMO, A LA ACCIÓN DE UNA ATMÓSFERA DE  
CIUDAD INDUSTRIAL DURANTE 10 AÑOS

#### 2.4.4 Aleaciones de Níquel.

El níquel es resistente a los fluidos alcalinos en frío y caliente, ácidos orgánicos y ácidos inorgánicos diluidos, así como a la atmósfera. La adición de cobre mejora su resistencia a la corrosión en los medios reductores y en el agua de mar.

El cromo aumenta su resistencia a la corrosión en los medios oxidantes. La presencia de molibdeno como aleante también aumenta la resistencia en condiciones reductoras. La adición de cobre y molibdeno mejora la resistencia a la corrosión tanto en medios reductores como oxidantes. Sin embargo, un acero sin níquel es un producto con cierta fragilidad.

#### 2.4.5 Aleaciones de Titanio.

Por lo que respecta a la utilización del titanio, las compañías han incrementado su uso en materiales para la fabricación de equipos instalados en el fondo del pozo principalmente válvulas, herramientas, empacadores, así como también tubulares, la aleación base titanio es excelente para resistir la corrosión. En un pH bajo menor que 3 en medio acuoso, cuando es acoplado a un material menos noble tal como el acero al carbón las aleaciones de titanio pueden ser susceptibles a hidratos, contrario de la fragilización por hidrógeno. La formación de titanio híbrido resulta en la pérdida de las propiedades mecánicas del material.

#### 2.5 Selección de Materiales en Medios Corrosivos.

Las compañías dedicadas a la fabricación de tubulares empleados en los campos de producción de petróleo, se han encomendado la tarea de encontrar más y mejores aleaciones de los materiales resistentes a la corrosión.

Entre los mejores se encuentran, los aceros inoxidables, aleaciones base níquel o titanio que resisten medios ambientes corrosivos propiciados por  $H_2S$ ,  $CO_2$  y Salmueras que se encuentran generalmente en la producción de Campos Petroleros.

Las fallas ocasionadas por el rompimiento del material o los tubulares - pueden ser ocasionadas por no responder a las especificaciones de la metalurgia principalmente las fallas son debidas a la composición, tratamientos térmicos y durezas de las aleaciones.

Dentro de los materiales aplicables para resistir mas los ataques de la corrosión en medios ambientes con altas concentraciones de  $H_2S$ , se encuentra el níquel, cromo, molibdeno que se deben aplicar en cantidades considerables, pero no todo resulta efectivo puesto que los materiales tendrán influencia en las -- propiedades de los aceros (influencia favorable o desfavorable).

Dentro de los principales ambientes corrosivos se encuentran los siguientes:

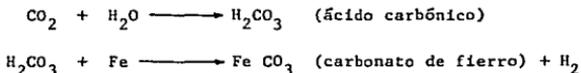
a) Ambiente con  $CO_2$ .

Comunmente se conoce como corrosión dulce, el resultado de la corrosión con  $CO_2$  es un desgaste exterior del acero corroído, esto provoca una reducción en los espesores de la tubería.

El  $CO_2$  solo no es un elemento corrosivo, combinado con Agua forma ácido carbónico con el cual reacciona con el acero formando carbonato de hierro estos carbonatos desgastan las tuberías afectando su peso y espesor.

También se pueden presentar algunas grietas por corrosión y dependiendo de la - severidad de esa grieta será afectada la tubería.

La reacción Química de  $CO_2$ , Agua y Acero es la siguiente:



Factores en el fondo del pozo.

La presión, temperatura y composición del agua determinan la severidad - de la corrosión por  $CO_2$ . El método para predecir la severidad de esta corrosión se encuentra en función de la determinación de la presión parcial de  $CO_2$ . Si la presión parcial de  $CO_2$  es mayor que 30 lb/pg<sup>2</sup> indicará problemas con la corrosión. Si se encuentra entre 30 y 7 lb/pg<sup>2</sup> resultará posibles problemas y si la presión parcial es menor que 7 lb/pg<sup>2</sup> la corrosión es improbable.

Incrementando la temperatura generalmente disminuye la solubilidad de  $\text{CO}_2$  en el agua con esto se reduce la cantidad de  $\text{CO}_2$  disponible para generar la corrosión. La composición del agua en los fluidos producidos influye mayormente en la relación de corrosión, los minerales disueltos pueden reducir el pH del agua y con estos se incrementa la corrosión.

#### Materiales.

La tabla 2.1 presenta una generalización de cómo se comportan algunos materiales en un medio ambiente con  $\text{CO}_2$ .

TABLA 2.1

Incremento de la resistencia a la corrosión.  $\longrightarrow$

Grado de la  
tubería.

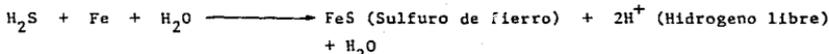
			Propiedades.
L-80	9 Cr-1 Mo	22-25 Cr	elevada aleación
N-80	13 Cr (austénico-ferrítico-duplex)		inoxidables
F-110			Sanicro 28
			incoloy
			inconel
			Hastelloy C
			MP35N

Cuando el material contiene cromo la corrosión causada por  $\text{CO}_2$  disminuye porque el cromo ( $\text{Cr}_2\text{O}_3$ ) oxida la superficie de los tubulares. Este óxido al ser estable provee de una capa uniforme la cual protege al hierro de la acción del ácido carbónico. Por otra parte incrementando la cantidad de níquel y Molibdeno en la aleación del acero se retardará o impedirá la corrosión por  $\text{CO}_2$ .

#### b) Ambiente con $\text{H}_2\text{S}$ .

El rompimiento por corrosión a la tensión es causado por la presencia de elementos corrosivos. Los iones de hidrógeno libre penetran en la estructura del metal causando una pérdida en la ductibilidad e incrementando la susceptibilidad al rompimiento, estas condiciones son conocidas como fragilización por hidrógeno.

La reacción química es la siguiente:



Aunque para este ejemplo es utilizado el hierro, los otros metales reaccionan - similarmente formando sulfuros metálicos.

El rompimiento a la tensión por Sulfhídrico, Sulfide Stress Creacking (SSC) es una compleja interacción que relaciona diversas variables, composición química del metal, esfuerzos, calor de tratamiento, microestructura, pH, concentración de H<sub>2</sub>S, presión total, tensión total, temperatura y tiempo.

NACE Standard MR-01-75, especifica los límites de la presión parcial y de la -- temperatura, en un medio ambiente con gas amargo. Si la presión total excede - de 65 lb/pg<sup>2</sup> y la presión parcial de H<sub>2</sub>S en el gas excede 0.05 lb/pg<sup>2</sup> existe un problema potencial. La relación entre la concentración de H<sub>2</sub>S y la presión se encuentra ilustrada en la fig. 2.5

Un medio ambiente con crudo amargo con temperaturas mayores de 175°F no malmente no ocurre SSC;

#### Materiales.

En la tabla 2.2 se ilustra el comportamiento comparativo de varios materiales en medio ambiente con H<sub>2</sub>S.

		TABLA 2.2					
		Incremento a la resistencia a SSC.					
V-150	P-110	9Cr-1 Mo	N-80	22-25 Cr	22-25 Cr	L-80	Propiedades
		13 Cr		140 ksi	110 ksi	C-75	90 grados ksi
						K-55	alto acero inox.
						H-40	Sanicro 28
							Incoloy
							Inconel
							Hastelloy C
							MP35N

Todos los materiales deben estar bajo condiciones específicas.

SISTEMAS MULTIFASE Y DE GAS AMARGO (NACE MR - 01-75)

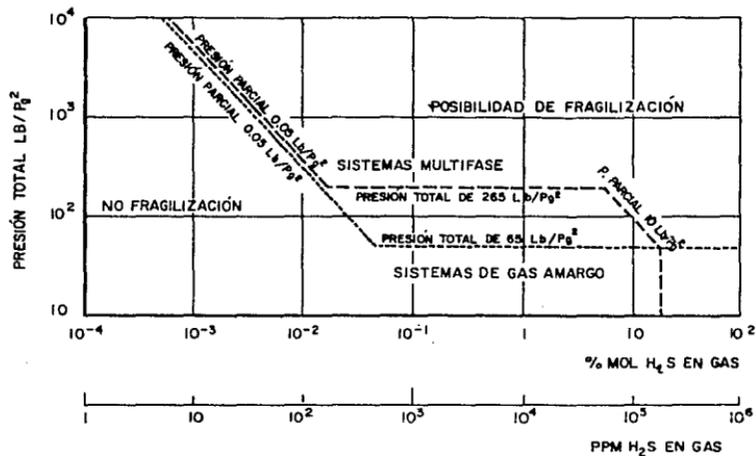


FIG. 2.5 RELACIÓN ENTRE LA CONCENTRACIÓN DE H<sub>2</sub>S Y LA PRESIÓN TOTAL DEL SISTEMA

Generalmente los altos esfuerzos, baja aleación o acero al carbón son -- más susceptibles al rompimiento por sulfhídrico.

La composición del metal, calidad del tratamiento de calor y control o eliminación de tensión residual durante la fabricación influyen mayormente en el comportamiento de los tubulares en un medio con  $H_2S$ . Las altas aleaciones de acero inoxidable generalmente resisten los medios ambientes corrosivos en los pozos.

c) Ambiente con Clorhídrico o Salmuera.

Los efectos del clorhídrico en pozos de aceite y gas no son muy entendidos, las fallas que se presentan en las tuberías son similares en las formas de corrosión de  $CO_2$  y  $H_2S$  en cuanto a la formación de picaduras y al rompimiento. Los problemas asociados con clorhídrico se incrementan con la profundidad del pozo, los factores contribuyentes para que se presente el rompimiento por tensión debido a la corrosión por clorhídrico (CSCC, Cracking Stress Chloride Corrosion) son los siguientes: temperatura, presión (que se encuentran en función -- con la profundidad del pozo), contenido de Oxígeno, pH y contenido de clorhídrico. A mayor temperatura, mayor posibilidad de (CSCC) este fenómeno es contrario a lo que sucede con el rompimiento por sulfhídrico. El rompimiento por tensión debido a la corrosión por clorhídrico ocurre más comúnmente a mayores profundidades.

Materiales.

La tabla 2.3 muestra un comportamiento relativo de varios materiales en un ambiente de CSCC.

TABLA 2.3

Incremento de la resistencia a CSCC y picaduras.  $\longrightarrow$

804 acero inoxidable	22-25 Cr	Sanicro 28
816 acero inoxidable	Hastelloy C <sup>+</sup>	Incoloy
410 acero inoxidable	MP35N +	Inconel
13 Cr		Hastelloy C
9 Cr-1 Mo		MP35N

+ depende del tratamiento de calor.

---

Todos los materiales estan bajo condiciones específicas.

Generalmente el carbón y las bajas aleaciones en aceros, no son susceptibles a problemas con clorhídrico.

Algunos aceros inoxidables austénicos y más los aceros inoxidables martensíticos son susceptibles a CSCC y a picaduras por clorhídrico. Esta condición resulta porque el clorhídrico rompe la capa de  $Cr_2O_3$  encontrado en este acero y ataca el material.

El buen comportamiento de las aleaciones de aceros es debido a la naturaleza homogénea de los materiales y a un alto contenido de níquel. Los fluidos conatos se deben considerar como los más importantes en la selección de tubulares adecuados para los pozos de aceite y gas. Los programas de diseño donde se pueden encontrar  $CO_2$ ,  $H_2S$ , Clorhídrico, considerando también las condiciones del pozo deben ser tratados individualmente.

## 2.6 Rompimiento del Acero por Sulfhídrico en Laboratorio y en Campo.

Los aceros comunmente utilizados en perforación, terminación y producción en pozos de Aceite y Gas presentan fallas por fragilización cuando son expuestos a ambientes que contienen  $H_2S$ , el fenómeno es conocido como rompimiento a la tensión por Sulfhídrico, el SSC ocasiona gran preocupación en la industria petrolera donde se manejan aceros en ambientes con aceite y gas amargo como la profundidad de los pozos es mayor y las condiciones de Presión y Temperatura son más elevadas por lo tanto se requieren aceros resistentes para tener seguridad en las operaciones. En la industria resulta de vital importancia la consideración de la temperatura y el contenido de  $H_2S$  para la selección de los aceros por emplear. Muchos estudios previos de laboratorio han simulado ambientes con 100%  $H_2S$ , NaCl,  $H_2SO_4$ , etc., para determinar los parámetros que influyen en el SSC del acero.

A continuación se resumen los resultados de una prueba a la susceptibilidad de SSC en tuberías de grados de acero API y no API, ésta se realizó en ambiente de laboratorio y también en condiciones de campo. El objetivo de este análisis fue para determinar los límites de susceptibilidad para estos materiales en un campo real de aceite y correlacionarlo con los resultados obtenidos en el laboratorio.

Procedimiento de Prueba.

En la tabla 2.4 se lista los materiales probados así como su composición química.

TABLA 2.4

Composición de los Aceros Resistentes a Alta Tensión.  
Análisis químico (%)

Identificación	C	Mn	P	S	Si	Cr	Ni	Mo
J-55	.42	1.21	.016	.027	.03	.03	.04	.02
C-75	.34	1.60	.012	.017	.11	.04	.03	.27
N-80	.29	1.07	.014	.018	.16	.04	Ni1	.02
MOD N-80 +	.30	1.23	.019	.018	.29	.07	.03	.02
S00-95 +	.38	1.17	.004	.015	.27	.05	.03	.02
P-110	.43	1.60	.009	.013	.11	.71	.03	.24
S00-125 +	.30	.77	.013	.015	.31	.93	.03	.14
S00-140 +	.37	.67	.016	.016	.26	.96	Ni1	.20
V-150	.23	1.63	.013	.019	.16	.03	Ni1	.41
AISI-410	.14	.72	.017	.015	.44	12.15	.25	---

+ Marca de fábrica de Algama Steel Corp.

Cinco tuberías de acero de grado API fueron probados J-55 y C-75. N-80, P-110 y V-150, los aceros no API probados fueron MOD N-80 +, S00-125 + y S00-140, también se incluyó en ésta prueba una muestra AISI-410. Todos los tubulares fueron probados en tuberías de 3 1/2 a 4 1/2", excepto S00-140 que fue de 7", las propiedades de estos aceros son mostrados en la tabla 2.5.

TABLA 2.5

## Propiedades Mecánicas de Aceros de alta Tensión.

Identificación	Dureza (HRC)	Punto a la cedencia lb/pg <sup>2</sup>	Esfuerzo a la tensión lb/pg <sup>2</sup>	Elongación (%)
J-55	13	68,500	101,100	25
C-75	17	80,400	87,400	24
N-80	20	87,000	105,600	8.2
MOD N-80+	20	90,200	104,600	30
S00-95+	25	97,500	112,000	25
P-110	29	122,700	135,200	20
S00-125+	33	139,500	148,000	23
S00-140+	35	159,000	169,900	18
V-150	37	163,200	171,800	15
AISI 410	18	86,000	110,000	---

## Muestras

Todos los materiales con excepción de S00-140+, fueron probados con una muestra C-anular ranurada como se muestra en la fig. 2.6.

El C-anular fue aproximadamente de 4 1/2" de diámetro (3 1/2" de diámetro para S00-125+) con un espesor de 0.25" de pared.

La superficie exterior de cada muestra tiene una forma en V-ranura, el cual tiene una profundidad de 12 1/2% del espesor de la muestra. El S00-140+ fue probado como una viga ranurada (3.5" x 0.3" x 0.1" 12 1/2%, de forma V-ranurada).

## Pruebas de campo.

Las pruebas de SSC fueron realizadas en diferentes ambientes de campo -- cubriendo un amplio rango de condiciones (ver tabla 2.6).

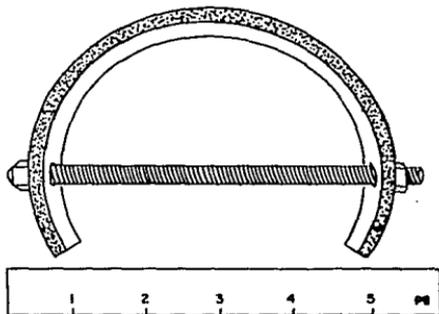


FIG. 2.6 MUESTRA ANULAR DE PRUEBA

TABLA 2.6

Localizaciones de prueba de campo del SSC.

Localización	% H <sub>2</sub> S	% CO <sub>2</sub>	Temperatura (°F)
Oeste de Texas			
Sitio #1	0.4	1.5	80-90
Sitio #2	0.1	1.0	60-85
Sitio #3	0.003	1.5	80-90
Venezuela			
Sitio #1	0.005	3.5	65
Sitio #2	2.3	6.0	65
Canada			
Sitio #1	8	4	90
Sitio #1	8	4	45-65
Sitio #2	4	5	55-70
Sitio #3	4	5	50-65
Florida			
Sitio #1	9	3	70-120
Alabama			
Sitio #1	11	40	35-110
Sitio #2	11	40	75-300

En estas pruebas la concentración de H<sub>2</sub>S en el fluido producido varió de 0.003 a 11% y de CO<sub>2</sub> entre 1 y 40%, donde se manejó la temperatura como variable y esto facilitó las pruebas en un ambiente con H<sub>2</sub>S. Para el caso de la prueba se tomo una concentración de 11% de H<sub>2</sub>S con rango de temperatura de 100 a 300°F Se adicionó agua para promover las condiciones propicias de SSC. Las pruebas - inicialmente fueron con duración de 3 a 10 meses pero el efecto para muestras - de acero de baja aleación no se notó después de un mes, por lo tanto la prueba fue limitada a un mes de duración con alta temperatura.

### Pruebas de Laboratorio.

Las pruebas de SSC en el laboratorio fueron realizadas en una solución acuosa con  $H_2S$  conteniendo 5% de NaCl y 0.5% de ácido acético (Solución NACE). El efecto de la concentración de  $H_2S$  en el comportamiento de los aceros para -- SSC fue examinado a 75°F (24°C). Previo a la instalación de la muestra la solución fue purgada con  $H_2S/N_2$ , ésta mezcla de gas contiene 0.1% a 100%  $H_2S$  la --- cual fue empleada en esta prueba el efecto de la temperatura fue analizado probando en la solución NACE saturada al 100% de  $H_2S$  a temperaturas entre 70-300°F Todas las pruebas en el laboratorio fueron a un mes de duración.

### Resultados de Pruebas.

Las figuras 2.7, 2.8, 2.9 muestran el esfuerzo determinado para S00-125+ en ambas pruebas de laboratorio y Campo, similarmente fue determinado el esfuerzo para cada grado de acero en diferentes ambientes. La fig. 2.7 muestra los datos utilizados, la concentración de  $H_2S$  en el gas en relación con la cedencia al esfuerzo, a menor concentración de  $H_2S$  es menos probable la falla por rompimiento.

La fig. 2.8 relaciona la cedencia al esfuerzo pero ahora en relación con la presión parcial de  $H_2S$ .

En ambos casos el laboratorio proporciona el límite inferior para el SSC. Se considera al porcentaje de concentración de  $H_2S$ , como la variable por controlar en este estudio.

Por lo que respecta a la temperatura de la fig. 2.9 muestra lo observado en campo y en laboratorio para diversas temperaturas en el SSC, relacionado con la cedencia al esfuerzo.

La variación de los resultados del campo y laboratorio depende de los -- factores ambientales que pueden influir en la susceptibilidad al SSC estos son:

- a) La temperatura de prueba
- b) El agua libre en el fluido de prueba
- c) La concentración relativa de NaCl en el fluido de Prueba.

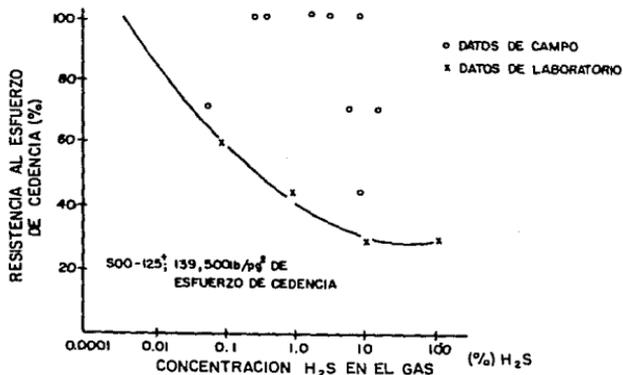


FIG. 2.7 RESULTADO DE PRUEBAS DE UN ACERO S00-125<sup>+</sup> PARA UNA CONCENTRACION DE H<sub>2</sub>S (%) Y ESFUERZO DE CEDENCIA (%).

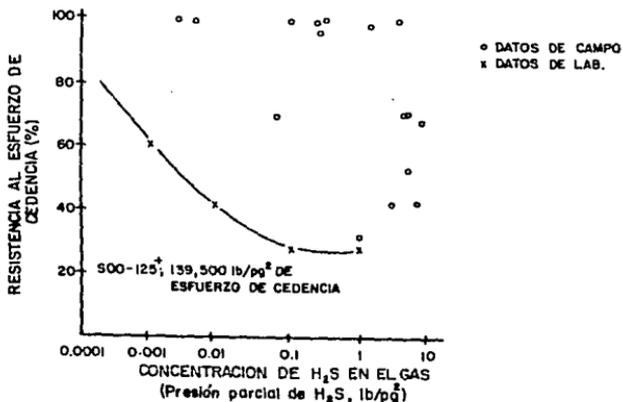


FIG. 2.8 RESULTADO DE PRUEBAS DE UN ACERO S00-125<sup>+</sup> PARA UNA PRESION PARCIAL DE H<sub>2</sub>S (lb/pq<sup>2</sup>) Y ESFUERZO DE CEDENCIA (%).

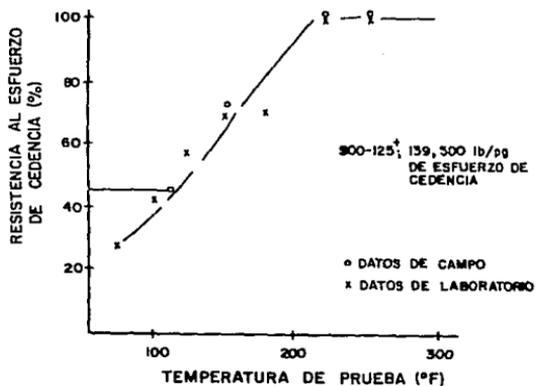


FIG. 2.9 RESULTADOS DE PRUEBA PARA S00-125<sup>+</sup> PARA VARIAS TEMPERATURAS CONTRA EL ESFUERZO A LA CEDENCIA (%)

La temperatura elevada propicia mayor resistencia al SSC. Por lo que -- respecta al agua libre esta varía considerablemente en el campo. La presencia substancial de agua libre en el ambiente de prueba origina una SSC más severa. Con el incremento de 5% NaCl en la solución NACE de laboratorio se incrementa la SSC, este contenido de NaCl en el campo resultó ser menor por lo tanto será menos severa la SSC en relación con la solución NACE. También se observó que un ambiente con crudo amargo es menos severo, que con -- gas amargo con una concentración equivalente de  $H_2S$ .

La fig. 2.10 muestra los efectos de la concentración de  $H_2S$  en relación con el esfuerzo de cedencia para los diferentes grados de aceros probados. La resistencia SSC se incrementa cuando disminuye el contenido de  $H_2S$ .

En la Fig. 2.11 se muestran los rangos de esfuerzo de cedencia permisi-- ble para cada grado de acero probado, indica que solo los grados J-55 a P-110 -- pueden ser utilizados en ambientes amargos.

La fig. 2.12 indica que la susceptibilidad al SSC disminuye con el incremento de temperatura, así como también muestra las temperaturas mínimas permisibles para cada grado de acero en ambientes amargos.

La figura 2.13 es utilizada como base para la selección de material, para ser utilizado con seguridad en diferentes temperaturas y aceros de alto esfuerzo a la cedencia considerando:

1. La mínima temperatura y perfil de profundidad
2. Los límites de esfuerzo de cedencia de varios grados de acero y de -- altos esfuerzos.
3. También se debe considerar la concentración de  $H_2S$  producido en el -- medio ambiente.

Un programa de terminación puede ser desarrollado con la utilización de los resultados que se presentan en las figuras de la 2.10 a la 2.13. Estos datos indican que los grados de J-55 a S00-140+ de la tabla 2.5 y 2.7 son adecuados para ser utilizados en ambientes amargos, dependiendo de la combinación de temperatura y concentración de  $H_2S$ .

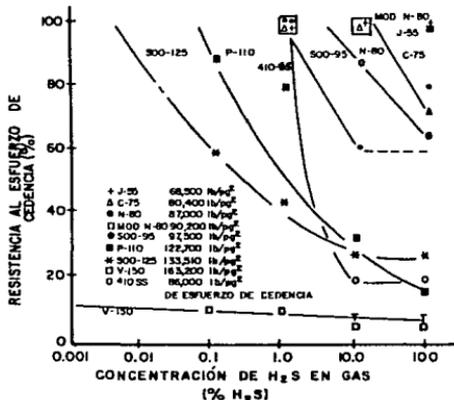


FIG. 2.10 RESISTENCIA A LA CEDENCIA (%), CON RELACIÓN A LA CONCENTRACIÓN DEL H<sub>2</sub>S (%) PARA TODOS LOS ACEROS PRUBADOS.

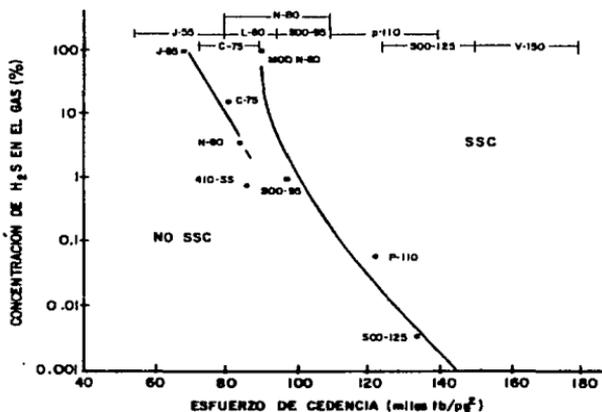


FIG. 2.11 RELACIÓN DE CONCENTRACIÓN DE H<sub>2</sub>S CON EL ESFUERZO DE CEDENCIA PARA LOS ACEROS PRUBADOS.

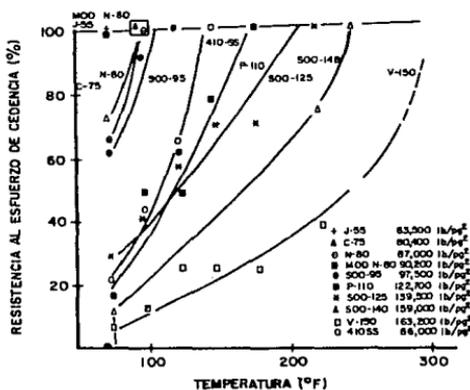


FIG. 2.12 RELACIÓN DE RESISTENCIA A LA CEDENCIA (%) CON DIVERSAS TEMPERATURAS DE PRUEBA (°F), PARA TODOS LOS ACEROS PROBADOS.

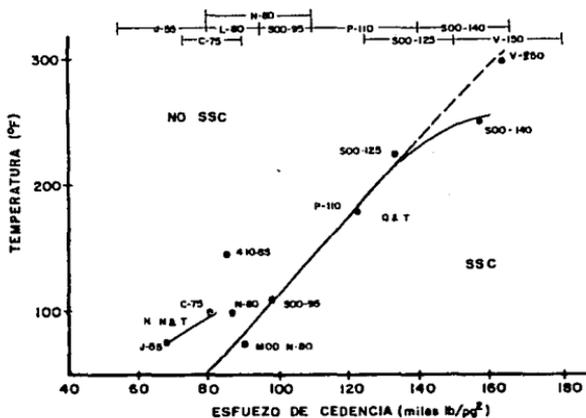


FIG. 2.13 RELACIÓN DEL ESFUERZO DE CEDENCIA CONTRA VARIAS TEMPERATURAS PARA TODOS LOS ACEROS PROBADOS.

TABLA 2.7

Rangos de punto a la cedencia y tubulares de acero de altos esfuerzos.

Identificación	Punto a la cedencia (lb/pg <sup>2</sup> )	
	Mínimo	Máximo
J-55	55,000	80,000
C-75	75,000	90,000
N-80	80,000	110,000
MOD N-80+	80,000	95,000
S00-95+	95,000	110,000
P-110	110,000	140,000
S00-125+	125,000	150,000
S00-140+	140,000	165,000
V-150	150,000	180,000

## Discusión de Resultados.

Los resultados obtenidos de la prueba en laboratorio y campo sirven como base para la selección de materiales que operan en ambientes amargos de aceite y gas.

### Condiciones de prueba.

- a) La muestra fue expuesta totalmente en un ambiente amargo.
- b) Fueron ranuradas las muestras a prueba.
- c) La solución NACE de laboratorio fue mantenida con agua libre.
- d) El pH de la solución NACE se mantuvo bajo.

### Conclusiones de las Pruebas.

1. Una excelente relación fue observada entre SSC de campo y laboratorio los datos obtenidos de laboratorio permiten establecer el límite inferior de SSC para aceros utilizados en campo con presencia de  $H_2S$ .
2. Los efectos de concentración de  $H_2S$  y temperatura influyen en la resistencia de los aceros al SSC, esta resistencia se incrementa con la disminución de  $H_2S$  o con el aumento de temperaturas.
3. Todos los aceros probados resultaron resistentes a SSC excepto V-150 para ciertas combinaciones en la concentración de  $H_2S$  y temperatura.
4. El acero AISI-410 resultó mas susceptible a SSC que los aceros de baja aleación tanto en las pruebas de campo como en las de laboratorio.

## 2.7 Control de Corrosión en Materiales Metálicos.

Básicamente todos los métodos que existen para controlar la corrosión de los materiales metálicos, son utilizados para interferir con el mecanismo de la corrosión, de tal manera que se pueda reducir lo mejor posible.

Para que exista un proceso de corrosión, debe formarse una pila o celda de corrosión y, por tanto, un ánodo, un cátodo, un conductor metálico y una solución conductora, además de una diferencia de potencial entre los electrodos o

zonas anódicas y catódicas, la eliminación de alguno de los componentes esenciales de la mencionada pila, puede llegar a detener el proceso. En la práctica, existen tres maneras de lograr lo anterior y por tanto de luchar contra la corrosión.

1. Aislamiento eléctrico del material. Esto puede lograrse mediante el empleo de pinturas o resinas, depósitos metálicos de espesor suficiente o por aplicación de recubrimientos diversos.

De esta forma, se puede lograr aislar el metal del contacto directo con el medio agresivo (agua, suelo y atmósfera por lo general).

2. Cambiando el sentido de la corriente en la pila de corrosión.

Conectando eléctricamente, por ejemplo, el acero con un metal más activo (zinc o magnesio) podemos llegar a suprimir la corrosión del acero, ya que dejará de actuar como ánodo y pasará a comportarse como cátodo, dejando el papel de ánodo al metal más activo (zinc o magnesio).

Este es el principio de la protección catódica.

3. Polarización del mecanismo electroquímico.

Este se puede lograr eliminando el oxígeno disuelto, o bien mediante la adición al medio corrosivo de sustancias llamadas inhibidores, las cuales pueden llegar a polarizar uno de los electrodos de la pila de corrosión y por lo tanto, llegar a detener o disminuir sus efectos.

4. Recubrimientos Protectores.

Estos recubrimientos se utilizan para aislar el metal en medios agresivos. Veamos en primer lugar aquellos recubrimientos metálicos y no metálicos que se pueden aplicar al metal por proteger sin una modificación notable de la superficie metálica.

a) Recubrimientos no-metálicos.

Se pueden incluir dentro de estos las pinturas, barnices, lacas, resinas naturales o sintéticas, grasas, ceras, aceites, celulosas, empleados durante el almacenamiento o transporte de materiales metálicos ya manufacturados y que proporcionan una protección temporal.

b) Recubrimientos orgánicos de materiales plásticos.

Esmaltes vitrificados resistentes a la intemperie, al calor y a los ácidos.

c) Recubrimientos metálicos.

Puede lograrse recubrimientos metálicos mediante la electrodeposición de metales como el níquel, zinc, cobre, cadmio, estaño, cromo, etc. Proyección del metal fundido mediante una pistola atomizadora. Metalizaciones al zinc, aluminio, estaño, plomo, etc.

d) Reducción química (sin paso de corriente).

Por este procedimiento se pueden lograr depósitos de níquel, cobre, paladio, etc. Recubrimientos formados por modificación química de la superficie del metal. Los llamados recubrimientos de conversión consisten en el tratamiento de la superficie del metal con la modificación de la misma. Entre las modificaciones químicas de la superficie podemos distinguir tres tipos principales.

Recubrimientos de Fosfato.

El fosfato se aplica principalmente al acero, pero también puede realizarse sobre zinc y cadmio. Consiste en tratar al acero en una solución diluida de fosfato de hierro, zinc o manganeso en ácido fosfórico diluido. Los recubrimientos de fosfato proporcionan una protección limitada, pero en cambio resultan ser excelentes para la pintura posterior.

#### Recubrimientos de Cromato.

Se pueden efectuar sobre el aluminio y sus aleaciones, magnesio, y sus -- aleaciones, cadmio y zinc. Por lo general, confieren un alto grado de resistencia a la corrosión y son una buena preparación para la aplicación posterior de pintura.

#### Recubrimientos Producidos por Anodizado.

El anodizado es un proceso electrolítico en el cual el metal a tratar se hace anódico en un electrolito conveniente, con el objeto de producir una capa de óxido en su superficie. Este proceso se aplica a varios metales.

B I B L I O G R A F I A

1. Kane D.R. : "Sulfide Stress Cracking of high Strength Steel in Laboratory and Oilfield Environments". Journal of Petroleum Technology April 1977.
2. Greer J.B. : "Effect of Metal Thickness and Temperature on Casing and --- Tubing Design for Deep. Sour Wells" Journal of Petroleum Technology --- April 1973.
3. Mudge K., and Levesque J.C. : "Materials Choice can cut Downhole Corro--- sion" Oil and Gas Journal. September 27, 1982.
4. Galvele R.J. : "Corrosión" Dpto. de Materiales Comisión Nacional de Ener<sup>g</sup>ía Atómica. Secretaria General de la Organización de los Estados Ameri<sup>ca</sup>nos. Programa Regional de Desarrollo Científico y Tecnológico Washing<sup>ton</sup>, D.C., 1979.

## C A P I T U L O 3

### Perforación de Pozos.

- 3.1. Fluidos de Perforación.
  - 3.1.1 Factores que influncian la corrosividad de los fluidos de perforación.
    - a) Funciones de los fluidos de perforación.
    - b) Propiedades químicas del lodo.
    - c) Relación entre la duración de una tubería y el medio creado por el fluido.
  - 3.1.2 Tratamientos para mitigación de la corrosión por los fluidos de perforación.
  - 3.1.3 Control de corrosión en los fluidos de perforación.
- 3.2. Tipos de ataque presentes en una tubería.
- 3.3. Tuberías aceptables para medios corrosivos por H<sub>2</sub>S según especificaciones NACE-MR-01-75.
  - 3.3.1 Para todas las temperaturas.
  - 3.3.2 Para temperaturas 65°C mínima continua o mayores.
  - 3.3.3 Para temperaturas 80°C mínima continua o mayores.
  - 3.3.4 Ejemplo de aceros resistentes al H<sub>2</sub>S.
- 3.4. Diseño de las tuberías en medios agresivos.
- 3.5. Métodos para detectar y evaluar problemas de corrosión.
- 3.6. Recomendaciones de tuberías que proporciona la compañía Kawasaki (OCTG Oil Country Tubular Goods).

Bibliografía.

## Introducción.

En 1974 los costos de perforación se incrementaron notablemente, por el aumento en la profundidad de los pozos, encontrándose presiones excesivas de -- 22,000 lb/pg<sup>2</sup> y temperaturas arriba de 550°F, gases ácidos, aguas saladas y sulfuros; estos ambientes hostiles requieren de la disponibilidad de equipo y tecnología adecuados, con lo cual se incrementan los costos en los pozos. La corrosión también se hace presente complicando aun más las operaciones que se realizan en esta etapa de perforación. Los diseños tanto de materiales como de equipo deben realizarse con mayor cuidado, para obtener al máximo una protección contra el ataque corrosivo.

### 3.1 Fluidos de Perforación.

#### 3.1.1 Factores que influyen en la corrosividad de los fluidos de perforación.

El proceso descrito como corrosión, implica el flujo de electricidad en las áreas anódicas y catódicas de la superficie del metal a través de un fluido conductor de electricidad; el agua presente en los lodos base agua, proporciona el medio conductivo necesario para que ocurra la corrosión. Normalmente, los fluidos de perforación son no corrosivos, de hecho son protectores, pero sin embargo pueden traer muchos contaminantes de varias fuentes que pueden promover la corrosión; la contaminación de los fluidos de perforación con sales, dióxido de carbono, oxígeno, ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ), o bien materiales ácidos usados para la estimulación de los pozos puede incrementar su corrosividad en forma significativa.

Uno de los más comunes y dañinos contaminantes corrosivos dentro del fluido de perforación es el gas sulfhídrico, el cual contribuye tanto a la corrosión superficial como al debilitamiento por entrada de hidrógeno. Generalmente el  $H_2S$  entra al lodo desde formaciones productoras de gas, sin embargo, puede originarse del mismo lodo; una fuente del  $H_2S$  contaminante proviene de los dispersantes C.L.S. (Cromolignosulfonatos), los cuales se degradan produciendo  $H_2S$  cuando se exponen a altas temperaturas 160°C (350°F) o mayores, por grandes periodos de tiempo, asimismo la contaminación con  $H_2S$  puede ocurrir en los lodos por la reducción bacteriana de sulfatos.

Es razonable pensar que unos lodos son más corrosivos que otros, desafortunadamente, la relación entre el tipo de lodo y la corrosividad es difícil de establecer minuciosamente porque los casos de corrosión relacionados con los problemas de perforación no están bien documentados, esto probablemente resulta de la falla para reconocer el problema de perforación como un problema de corrosión, sin embargo, el ingeniero de lodos debe estar conciente de que los siguientes tipos de lodos pueden ser corrosivos:

1. Lodos de bajo pH.
2. Lodos de bajo contenido de sólidos.
3. Lodos que contienen cantidades moderadas de sal.
4. Lodos que tienen tendencia a atrapar o retener el aire o el gas.
5. Lodos que contienen aditivos que aíslan porciones de la sarta de tubería.

a) Funciones de los fluidos de perforación.

Una de las funciones de los fluidos de perforación es la disminución de la corrosión del equipo. En muchos casos estos lodos contienen sales disueltas que actúan como un medio en donde tiene lugar la corrosión, por tanto, si se sospecha que hay corrosión, se debe determinar las causas y tomar las medidas para evitar el daño del equipo, esto se logra con la utilización de anticorrosivos específicos que se usan en combinación con los materiales de mantenimiento del lodo; se ha determinado que en lodos que contienen aceite o en lodos de emulsión inversa, ocurre la corrosión en pequeña escala o no existe ésta.

La corrosión por oxígeno resulta de la contaminación continua del aire en el fluido presentando un problema más severo. Pero, algunas de las fallas más significativas resulta de la contaminación con  $H_2S$  de la roca o formación.

La falla mecánica es frecuentemente por rompimiento debido al  $H_2S$  esto da como resultado una fragilización por hidrógeno en el acero.

Afortunadamente, el alto pH de los fluidos de perforación reduce la probabilidad de fallas por rompimiento con  $H_2S$ , ver la fig. 1.8. La mezcla de oxígeno- $H_2S$  y la pérdida de peso debido a la corrosión puede también ser muy -

severa cuando el pH está abajo de 7. La vida útil de la tubería de perforación se reduce.

b) Propiedades químicas del lodo.

Potencial hidrógeno, pH

Este factor proporciona la acidez o alcalinidad de una solución electrolítica. Sus valores varían de 1 a 14. Una solución neutra (agua destilada) -- tiene pH = 7.

La disminución de pH de 7 a 1 indica un grado de acidez y el aumento de 7 a 14 indica un grado de alcalinidad. Este valor para un fluido de perforación dependerá del tipo de lodo preparado para las condiciones adecuadas de operación. Como por ejemplo, para prevenir la corrosión durante la perforación de pozos de aceite o gas se recomienda mantener el pH en un grado alcalino. Para lograr esto los reactivos químicos, sosa cáustica e hidróxido de potasio deben agregarse lentamente y por periodos de tiempo adecuados así como para bajar el pH, se adicionará sustancias ácidas. Su medida en el campo; comunmente se determina mediante un sistema de electrodos (potenciómetro), que da lecturas directas de pH del fluido o lodo de perforación.

Alcalinidad.

La medida de la alcalinidad en el lodo y el filtrado consiste en la titulación de una pequeña muestra con una solución indicadora (cuando el indicador cambia de color), las dos soluciones indicadoras más comunes son la fenoftaleína y el anaranjado de metilo.

La fenoftaleína, tiene un cambio al punto final cuando el pH es de 8.3 y tomará un color rosado en soluciones con pH mayor de 8.3. A medida que se va agregando el ácido gota a gota el pH de la muestra tiende a bajar y cuando se alcance pH=8.3 el color rosado desaparecerá. La titulación con indicador fenoftaleína es referida al punto final dependiendo ya sea de una muestra de filtrado o de lodo, se abreviará como valores Pf o Pm respectivamente. Los valores de Pf y Pm son utilizados para determinar el contenido de calcio en el fluido de perforación base calcio, así como también se utilizan para estimar el hidróxido

de calcio, bicarbonatos.

#### Estabilidad Eléctrica.

La medida de la estabilidad eléctrica se aplica unicamente en lodos de emulsión inversa, esta prueba es una indicación de la estabilidad eléctrica de una emulsión agua en aceite. Consiste en pasar un voltaje, aumentandolo a través de un electrodo sumergido en la emulsión, hasta que la corriente se estabiliza debido a la separación del agua de la emulsión.

Esta es una medida relativa de la estabilidad de la emulsión y la estabilidad eléctrica deseada dependerá de la cantidad y densidad de agua en el lodo.

Usualmente una estabilidad eléctrica de 240 volts indica una emulsión fuerte. Al estar el fluido estable eléctricamente, es propicio para prevenir la corrosión electroquímica, puesto que el electrolito necesario para esta corrosión no será el adecuado. Con lo cual se protegerán las instalaciones y el equipo de perforación mediante un lodo con estabilidad eléctrica.

c) Relación entre la duración de una tubería y el medio creado por el fluido.

Todos los metales tienen límites definidos de resistencia a la cantidad de esfuerzo que pueden tolerar, sin fallar. Un factor importante que influencia la tolerancia de un metal a un esfuerzo, es el medio (ambiente). Por ejemplo, barras de acero idénticas probadas en: 1) aire seco, 2), aire húmedo, 3) agua corriente y 4) agua salada, muestran progresivamente más baja tolerancia al esfuerzo, por tanto, la corrosividad del medio ambiente tiene un efecto pronunciado sobre los límites de resistencia de un metal.

La sarta de T.P. está sujeta continuamente bajo tensión, compresión, torsión y esfuerzos de flexión y la corrosividad del medio ambiente del lodo será parcialmente responsable de la cantidad de servicio obtenido de la sarta de T. P. si el lodo es altamente corrosivo, la vida esperada de la sarta puede ser reducida significativamente.

### 3.1.2 Tratamientos para Mitigación de la corrosión por los Fluidos de Perforación.

La aproximación más efectiva para disminuir la corrosión de la tubería de perforación y T.R., es el uso de lodos base aceite, las superficies metálicas son protegidas de los contaminantes corrosivos del lodo por la fase externa aceite, no conductiva, de dichos lodos.

Los lodos base agua son más corrosivos que los lodos base aceite, porque la conductividad de la fase externa en los primeros es mayor. Sin embargo, hay disponible un buen número de tratamientos para aliviar los efectos de los contaminantes corrosivos de los lodos base agua, en algunos casos, es suficiente ajustar el pH arriba de 10, dado que el control del pH no es siempre la solución a la corrosión provocada por el fluido de perforación, muchos lodos no funcionan apropiadamente con pH altos; bajo ciertas condiciones de perforación, es difícil mantener pH que prevenga la corrosión.

De los tratamientos de campo usados en un intento de controlar la corrosión de la tubería es la adición de cromato de sodio al lodo. El cromato de sodio protege contra la corrosión superficial y el debilitamiento por hidrógeno, ya que promueve la formación de una película continua de protectora de óxido, -- sobre la superficie metálica; pero se presentan dos serios inconvenientes al -- usar el cromato de sodio como inhibidor de corrosión; una concentración insuficiente o porciones aisladas en la superficie metálica puede dar inicio a una alta y peligrosa corrosión localizada, y la concentración de cromato puede ser disipada por reacción con los sólidos del lodo.

Un tratamiento contra el ataque de sulfuro es la adición de compuestos de cobre reactivos al lodo, la base de este tratamiento es que el cobre reacciona con el sulfuro para formar un sulfuro de cobre insoluble; la desventaja de -- este tratamiento es que aumenta el ataque corrosivo localizado; debido a que los compuestos de cobre forman una capa sobre la superficie metálica, iniciando celdas de corrosión localizada.

Actualmente, uno de los tratamientos con inhibidor más exitoso es una amina orgánica que recubre la superficie metálica, la aplicación de este tipo -- de tratamiento es sin embargo, limitado porque las mismas fuerzas que originan

estos inhibidores para recubrir la superficie metálica, originan también su adherencia a los sólidos del lodo; esta afinidad por los sólidos requiere la adición de suficiente inhibidor para asegurar el recubrimiento adecuado de la sarta de tubería, este recubrimiento con inhibidor causa problemas en el mantenimiento de las propiedades reológicas y de filtración del lodo. Para evitar la adsorción sobre los sólidos del lodo, se puede usar un programa de tratamiento especial para obtener el máximo contacto inhibidor-metal con la mínima contaminación del lodo.

Estos tratamientos son normalmente hechos con una mezcla de inhibidor y diesel o aceite crudo, inicialmente la tubería de perforación es tratada por dentro y por fuera por medio de un rocío o de una inmersión; para la tubería que está dentro del pozo el recubrimiento inicial se efectúa agregando la mezcla inhibidor-aceite en la succión de la bomba y circulando este bache. Los tratamientos de mantenimiento, consisten en la adición de baches de 3 a 5 galones agregados periódicamente en la succión de la bomba, o puede también colocarse la mezcla dentro de la tubería cuando se hace una conexión.

Los tratamientos subsecuentes pueden basarse en el uso de 1.5 galones de mezcla de inhibidor por cada 1000 pies de tubería.

Es difícil describir un programa de tratamiento que sea aplicable a todas las condiciones, la frecuencia y cantidad de tratamiento debe efectuarse, dependiendo del grado de corrosión y las condiciones de perforación; en la tabla 3.1 se muestran algunas de las causas y posibles tratamientos para prevenir la corrosión en los pozos petroleros.

Durante el almacenamiento de la tubería puede ocurrir un daño significativo de la misma por corrosión, asimismo la falta de limpieza (eliminar lodos de la tubería) antes del almacenamiento, trae como consecuencia la formación de orificios en áreas aisladas, causados por el secado del lodo. La apropiada limpieza y la aplicación de una solución inhibidora sobre la tubería, puede evitar este problema de corrosión.

### 3.1.3 Control de Corrosión en los Fluidos de Perforación.

Uno de los principales requisitos para los fluidos de terminación y/o perforación es que sean no-corrosivos.

TABLA 3.1

AGENTES CORROSIVOS EN LOS POZOS DE PERFORACION

AGENTE CORROSIVO	FUENTE	TRATAMIENTO TIPICO
OXIGENO	AEREAACION	Eliminar causas mecánicas de aereación, sumergiendo más las pistolas en las presas, bajando más las descargas de los embudos, etc.
		Reducir la gel del lodo, mantener el pH de 10 o -- más alto (según indicaciones en cada caso), usar -- un inhibidor amínico y dispersantes orgánicos que actúen como secuestradores de oxígeno.
SULFURO DE HIDROGENO (Acido Sulfhídrico, H <sub>2</sub> S)	ACTIVIDAD BACTERIANA	Agregar un Biocida, mantener pH alto.
	DEGRADACION POR TEMPERATURA.	Cambiar el sistema de lodo a Surfactante o base -- aceite (emulsión inversa).
	FORMACION	En lodos de bajos sólidos, mantenga pH alto o use inhibidor, para lodos densificados use emulsión -- inversa.
DIOXIDO DE CARBONO (CO <sub>2</sub> )	ACTIVIDAD BACTERIANA	Agregar un preservativo al lodo.
	FORMACION	Aumenta la densidad del lodo para prevenir la entrada de gas, mantenga pH alto, para lodos de bajos sólidos use inhibidor.
ACIDOS MINERALES.	ADITIVOS DE ESTIMULACION	Dar pre-tratamiento a la T.P. con inhibidores.

Los fluidos de perforación se tratan repetidamente para controlar la corrosión, estos deben mantener sus propiedades no-corrosivas durante largos periodos de tiempo sin tratamientos adicionales.

Se debe ejercer un cuidado particular, para asegurar que el fluido de perforación sea no-corrosivo y continúe siéndolo durante su utilización, aún cuando dicho fluido sea no corrosivo puede llegar a ser posteriormente, debido a la actividad bacteriana, por lo tanto los fluidos base agua, deben tratarse con un biocida para asegurarlos contra la actividad bacteriana.

Se han usado diversos fluidos de perforación, entre otros: agua, salmueras y lodos base aceite.

En muchos casos el fluido requerirá un tratamiento para asegurarlo contra la corrosividad; en la tabla 3.2 se muestran algunos tratamientos típicos para evitar la corrosividad de estos fluidos, estos tratamientos se presentan como guías y no representan los tratamientos óptimos para todas las aplicaciones, deben hacerse pruebas de acuerdo con las condiciones específicas de un pozo para determinar el tipo y cantidad del inhibidor para el tratamiento.

La protección óptima contra la corrosión de la T.R. se efectúa con el uso de lodo base aceite como fluido de perforación, en lugares en donde las temperaturas son muy altas, deben usarse formulaciones especiales para dichos fluidos, manteniendo un cuidado especial en la degradación de los lignosulfonatos para evitar la presencia de  $H_2S$  que complica mayormente el control contra la corrosión.

TABLA 3.2

Tratamientos a fluidos de perforación para control de corrosión.

Tipo de Fluido	Tratamiento.
Agua Dulce	Aumentar pH a 11.0 y agregar un inhibidor (0.5-1% en volumen)
Agua de Pantano	Aumentar pH a 11.0 y agregar inhibidor en la misma concentración que en el caso anterior, no aumentar más pH para evitar -- precipitación de las sales.
Salmueras	Aumentar concentración de sal a la saturación y agregar inhibidor (0.5-1% en volumen).
Agua saturada de sal.	Aumentar pH a 11.0 y agregar inhibidor en igual concentración al caso anterior.
Agua saturada de Cloruro de Calcio.	Agregar inhibidor en igual concentración al caso anterior.
Lodos de agua dulce y de agua salada	Aumente pH a 11.0 y agregue un biocida -- (Ejemplo: SURFLO-B33, de 15-40 gal. por 15 m <sup>3</sup> de lodo).
Lodo base aceite	Ninguno, no corrosivo, sin ningún tratamiento.

### 3.2 Tipos de ataques presentes en una tubería.

Dos tipos generales de ataque corrosivo a los componentes de una sarta de tubería son:

1. Corrosión superficial.
2. Fragilidad por entrada de Hidrógeno.

Una de las causas más comunes del ataque corrosivo localizado es la "celda de concentración". Este tipo de ataque corrosivo ocurre cuando el aire, gas o electrolitos son menos accesibles a ciertas áreas de la superficie del metal, esta diferencia en concentración da por resultado un ataque corrosivo en el área de concentración reducida, en el campo. Este tipo de corrosión de la tubería es común presentándose sobre áreas de la tubería que han estado aisladas por hules protectores, exceso de grasa sobre la tubería o cualquier otra barrera física.

La fragilidad por hidrógeno es un ataque corrosivo que no es visible sobre la superficie del metal y es difícil detectarlos antes de la falla. La resistencia o dureza del metal tiene influencia sobre este tipo de ataque corrosivo, por ejemplo, los aceros de alta resistencia son más susceptibles al debilitamiento por hidrógeno que los aceros de baja resistencia: las observaciones de campo indican que los aceros que tienen un punto de cedencia al esfuerzo --- arriba de  $75,000 \text{ lb /pg}^2$  son más vulnerables al debilitamiento por hidrógeno. La tabla 3.3 ilustra la resistencia relativa de varios aceros usados en el campo, en un medio ambiente de ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), el valor del factor "SC" - es el límite del esfuerzo a la tensión, de la tubería expuesta al sulfuro de hidrógeno o ácido sulfhídrico.

TABLA 3.3

Susceptibilidad al debilitamiento de varios aceros.

T.P. y T.R.	Grados Tub. de elást. Perf.	Límite mínimo lb/pg <sup>2</sup>	Factor SC lb/pg <sup>2</sup>	Esfuerzo Máximo de diseño lb/pg <sup>2</sup>	%Reducción en el límite de esfuerzo
A.P.I.		lb/pg <sup>2</sup>		lb/pg <sup>2</sup>	
J-55	D	55,000	11000-17000	31,000	45
N-80	E	80,000	5000-14000	36,000	61
P-110	G	110,000	5000-9000	47,000	81

3.3 Tubefas Aceptables para medios corrosivos por H<sub>2</sub>S según especificaciones NACE MR-01-75.

3.3.1 Para todas las temperaturas.

Especificación API 5A, Grados H-40, J-55 y K-55

Especificación API 5AC, Grados C-75, L-80

Grados patentados de acero de aleación en la clase Cr y Mo son aceptables si conservan una dureza máxima Rc26. Sin embargo, para durezas mayores de Rc22 deben tenerse precauciones extremas en la composición química para asegurarse que el acero resultante es equivalente al ya probado anteriormente como resistente a la fragilización por H<sub>2</sub>S. Si hay enderezamiento en frío después del tratamiento térmico, la temperatura para el relevo de esfuerzos debe ser -- 480°C. Para enderezamiento en caliente, la temperatura debe ser 510°C.

3.3.2 Para temperaturas 65°C Mínima continua o mayores.

Especificación API 5A, Grado N-80 (revenido y templado).

Especificación API 5AC, Grado C-95.

Grados patentados, con revenido y templado, con 110,000 lb/pg<sup>2</sup> o menor resistencia máxima al límite elástico.

### 3.3.3 Para Temperaturas 80°C Mínima continua y mayores.

Especificación API 5A, Grado N-80

Especificación API 5AX, Grados P-105 y P-110

Grados patentados, con revenido y templado hasta 140,000 lb/pg<sup>2</sup> de resistencia máxima al límite elástico.

### 3.3.4 Ejemplo de aceros resistentes al H<sub>2</sub>S.

El fabricante que logró los aceros para controlar la fragilización en -- Lacq, Francia, fabrica los aceros resistentes al H<sub>2</sub>S como sigue: para todas las temperaturas, L-80 VH1, L-80 VH2, y C-95 VH2; y para temperaturas que exceden - en todo tiempo 65°C L-80 VH1, L-80 VH2, C-95 VH2.

Los análisis químicos son los siguientes.

L-80 VH1 y 2: 0.27C, 1.30 Mn, 0 Mo, 0.70 Cr.  
0.025 Pmáx., 0.020 Smáx., y 0.020.  
Si, en porcientos.

C-95VH1 y 2: 0.30C, 0.70 Mn, 0.25 Mo, 1.10 Cr.  
0.025 Pmáx., 0.020 Smáx., 0.20  
Si, en porcientos.

### 3.4 Diseño de Tuberías en Medios Agresivos.

En un medio agresivo de H<sub>2</sub>S, el diseño de la última tubería cementada en un pozo petrolero y la selección de la tubería de producción no presenta dificultad alguna hasta los 3000 ó 3500 metros de profundidad, ya que al escogerlas por sus propiedades mecánicas también se satisface el requerimiento de la resistencia a la fragilización por H<sub>2</sub>S.

Pero no sucede lo mismo en pozos más profundos ya que es forzoso usar -- aceros cuya resistencia máxima a la tensión dentro del límite elástico está limitada y donde la temperatura mínima continua juega un papel de máxima importan

cia. Esto obliga a examinar muy cuidadosamente las posibles etapas durante toda la vida del pozo para que en ninguna ocasión se pueda presentar un medio corrosivo que no puede ser resistido por los aceros empleados en las tuberías.

El diseño de la tubería de producción en un pozo profundo puede llegar a ser mucho más complicado que el de la última tubería de revestimiento cementada porque la temperatura mínima continúa baja de los 65°C al bombearse un fluido desde la superficie a través de ella y porque el acero de mayor resistencia que puede usarse es el L-80. A veces la única solución es usar un diámetro mayor en la parte superior de la sarta, en relación con el diámetro de la parte inferior, pero siempre habrá forma de lograr un diseño adecuado.

### 3.5 Métodos para detectar y evaluar problemas de corrosión.

La identificación de la corrosión como un problema de perforación es a menudo obscurecido por otros factores que influyen la durabilidad de la sarta de tubería; deben tomarse en cuenta los siguientes factores cuando se evalúa la corrosión como problema.

1. Edad de la tubería de perforación.
2. Condiciones de uso (velocidad rotaría, peso sobre la barrena, etc.)
3. Imperfecciones de la tubería (maras de maquinación, escama, etc.)
4. Historia de las fallas (falla en la parte de arriba o en el fondo del pozo).

En muchos casos, el reconocimiento inicial de que existe la corrosión -- puede hacerse por observación directa de la tubería, por lo tanto, ésta será -- inspeccionada para tener evidencias de la corrosión localizada (en grietas o en hoyos) cuando se sospecha que hay corrosión.

Ocasionalmente, al principio de un problema de corrosión coincidirá con un cambio drástico en las propiedades del lodo; sin embargo, en muchos casos, -- el aumento en la corrosividad del lodo será un cambio súbito o gradual y requerirá de pruebas especiales para su detección.

Existen disponibles un número de herramientas para la determinación de la corrosividad de los fluidos de perforación, tanto para evaluaciones de laboratorio como de campo, la corrosión superficial puede evaluarse durante la operación de perforación colocando "cupones" (pedazos de tuberías de perforación) en la sarta. Los grados de corrosión se determinan a partir del cambio en el peso de los mismos. Los datos del grado de corrosión sin embargo no siempre se relacionan con el daño de la sarta de tubería, por tanto un alto grado de corrosión en un cupón puede estar presente con un ataque corrosivo menos severo, --- mientras que a bajos grados la corrosión pueden presentarse con un ataque localizado; por lo tanto, se deberá poner un interés considerable sobre el tipo de ataque corrosivo observado sobre el cupón para evaluar la severidad de dicho ataque.

Los cupones pre-reforzados son una herramienta importante para la detección de la tendencia al debilitamiento por un fluido de perforación; este cupón es un cojinete cilíndrico que ha sido sometido a un esfuerzo bajo una carga de 40,000 lb/pg<sup>2</sup>.

Los medios promotores de fragilidad, son indicados cuando la inmersión -- en el fluido de perforación da por resultado fracturamiento del cupón a la largo de las áreas sometidas a esfuerzo, además, la tendencia del fluido a promover la corrosión superficial puede ser detectada por un examen cuidadoso del -- cupón.

Los cojinetes sometidos a esfuerzo pueden ser usados efectivamente en -- pruebas piloto para inhibidores o tratamientos al lodo para control de corrosión.

Existen dos pruebas para identificar el ácido sulfhídrico como agente -- corrosivo en un fluido de perforación, estas son:

1. Solución detectora de Sulfuro de Hierro.
2. Prueba del Sulfuro Hach (colorímetro).

El ataque del sulfuro a un metal, deja un depósito de sulfuro de fierro sobre la superficie del mismo. Este depósito se identifica por el uso de la solución detectora de sulfuro de fierro, la cual da un precipitado amarillo al contacto, esta prueba tan simple se usa para determinar si el ácido sulfhídrico es o no la causa de cualquier ataque corrosivo sobre un cupón o tubería.

La presencia de ácido sulfhídrico contaminante se detecta usando la prueba Hach, en esta prueba el sulfuro soluble e insoluble de la muestra de lodos es despedido como gas  $H_2S$  y pasado a través de papel impregnado de acetato de plomo, la presencia de sulfuro en la muestra de lodo queda indicada por un precipitado negro de sulfuro de plomo sobre el papel; el sulfuro soluble puede verificarse de la misma manera en el filtrado del lodo.

Los aditivos de lodo, tales como almidones y dispersantes orgánicos, -- sirven como fuentes nutrientes para el desarrollo o crecimiento de los microbios; -- los productos del metabolismo bacteriano (como ácidos orgánicos,  $CO_2$  y  $H_2S$ ) originan que un lodo llegue a ser corrosivo.

La actividad bacteriana en los lodos y la eficacia de los tratamientos biocidas pueden verificarse a través del uso de botellas de suero rojo fenol, estas botellas de prueba contienen soluciones indicadoras esterilizadas ácido base y nutrientes para el sustento del crecimiento bacteriano, el cual es indicado en las botellas de rojo fenol en un cambio de colores de rojo al amarillo, los productos ácidos de metabolismo bacteriano causan el cambio de color en el indicador ácido-base.

La estimación de la población bacteriana puede hacerse usando las botellas de suero rojo-fenol y técnicas de dilución seriada, la cual se efectúa en el laboratorio.

3.6. Recomendaciones de Tuberías que proporciona la Compañía Kawasaki (OCTG Oil Country Tubular Goods).

El API y OCTG kawasaki Stel fabrican tuberías resistentes a alto esfuerzo, mayor esfuerzo de cedencia, así como también para altas presiones en pozos de gas, también se fabrican tubulares para emplearse en ambientes amargos así

como en zonas frías.

Estos productos disponibles como serie KO-OCTG son distribuidos mayormente en el mercado, debido a que son hechos en mayores tamaños y grados para -- cada condición de uso, se tiene un amplio rango en la selección de estos productos.

La serie KO de tuberías se rige por el API de acuerdo a OCTG, las cuales son clasificadas de acuerdo a sus características como sigue:

- 1.) KO-95 T y 105 T Con alta resistencia al colapso valores si milares que C-95.
- 2.) KO-125V y 150V OCTG con alto esfuerzo a la cedencia como los grados P.
- 3.) KO-80S - 95 S OCTG para ambientes amargos con alta resis  
85S - 90 S tencia a SSC en operaciones continuas a --  
temperatura mínima de 149°F (65°C).
- 4.) KO-85SS y 90SS OCTG para ambientes amargos severos con alta  
concentración de H<sub>2</sub>S.
- 5.) KO-80L - 125 L OCTG con buenas propiedades para bajas tem  
peraturas en zonas frías.
- 6.) KO - 70 Grado intermedio entre J-55 y N-80

## B I B L I O G R A F I A

1. Benítez M.A., Garaicochea F., Reyes C. : "Apuntes de Fluidos de Perforación", Fac. de Ingeniería U.N.A.M. 1986.
2. Bradley B.W. : "Cause of Drill Pipe Corrosión", Petroleum Engineer. Houston, Texas, 1970.
3. Hamby, T.W. : "Deep High-Pressure Sour Gas is Challenge", New Orleans, -- 1975. The Oil and Gas Journal May. 12, 1975.
4. Hudgens. C.M. : "Hydrogen Sulfide Corrosion Can be Controlled", Petroleum Engineer. Houston, Texas. December, 1970.
5. Manual de Tecnología de Lodos, IMP. México, 1979.

C A P I T U L O 4  
TERMINACION DE POZOS.

Introducción.

- 4.1 Definición de Terminación de un Pozo Petrolero
- 4.2 La Tubería de Revestimiento en la Terminación.
  - 4.2.1 Clasificación de las Tuberías de Revestimiento.
  - 4.2.2 Agentes Generadores de Corrosión en Tuberías de Revestimiento.
  - 4.2.3 Métodos para Controlar la Corrosión en la T.R.
  - 4.2.4 Evaluación de la Corrosión en la T.R.
    - a) Registro de Calibración.
    - b) Registro de Espesores de la T.R.
    - c) Análisis químico de los Fluidos.
  - 4.2.5 Cementación de Tuberías de Revestimiento.
- 4.3 Fluidos de Terminación y Empacadores para Prevenir la Corrosión.
- 4.4 Disparos en la T.R.
- 4.5 Accesorios y Herramientas Empleadas en la Terminación.
- 4.6 Tipos de Terminaciones.
- 4.7 Taponamiento de Pozos con Contenido de  $H_2S$  y  $CO_2$ .

Bibliografía.

## Introducción.

La terminación de los pozos es un factor de vital importancia para la vida productiva, en estas instalaciones se presentan los efectos de la corrosión y está en función de las técnicas de terminación, materiales empleados, fluidos empacadores y de producción. En este capítulo se muestran las causas, los efectos y los posibles métodos de control para proteger el equipo y las instalaciones de producción contra la corrosión.

Al disminuir las fallas debidas a la corrosión, se prolonga mas la vida productiva del pozo, debido a que se reducen las intervenciones de reparación. Por todo lo anterior el ingeniero petrolero es el responsable del diseño adecuado del equipo subsuperficial y de los fluidos empacadores para controlar los efectos de la corrosión.

### 4.1 Definición de Terminación de un Pozo Petrolero.

Es el conjunto de operaciones que se realizan, para comunicar a la formación productora con la superficie, mediante la perforación de la tubería de revestimiento, que es la que aísla la formación productora. El objetivo principal de la terminación es, obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo posible para esto deben emplearse técnicas y equipos adecuados a las características del yacimiento y a los fluidos por producir, el diseño de los materiales y la protección que se le proporcione el equipo subsuperficial determinarán la vida productiva.

### 4.2 La tubería de revestimiento en la terminación.

Para que un pozo petrolero permita extraer con eficiencia los hidrocarburos se utiliza un revestimiento metálico diseñado de acuerdo a los diversos esfuerzos que se presentan como; tensión, presión interior, colapso, compresión, torsión, etc. En este diseño debe considerarse también la metalurgia adecuada para ambientes corrosivos.

La industria petrolera se enfrenta al problema de falla por agrietamiento en tuberías de alta resistencia sometidos a trabajos en ambientes amargos, estas fallas incrementan los costos por la reparación a efectuar.

Debido a que los pozos cada día son más profundos se requiere de tuberías más resistentes, sin embargo los aceros de alta resistencia son más susceptibles a la fragilización cuando se encuentra  $H_2S$ ; es por ello que los diseños se deben realizar considerando todos los aspectos antes mencionados, finalmente se menciona a continuación los factores que interactúan para propiciar la corrosión de la T.R.

- a) Susceptibilidad del material al agrietamiento.
- b) Severidad del medio ambiente.
- c) Esfuerzos a los que se encuentra sometida.

#### 4.2.1 Clasificación de las Tuberías de Revestimiento.

Se mencionan brevemente los cinco principales tipos, la tubería de explotación es la de mayor interés, aunque las otras también son importantes, -- cada una tiene su profundidad de colocación y sus funciones.

- a) Tubería conductora.- Su función es conducir el fluido de perforación a las presas de asentamiento y succión, su instalación va de 0 a 20m.
- b) Tubería Superficial.- Sus funciones son:
  - Servir de base para los primeros controles del pozo.
  - Sostener las siguientes T.R'S que se introducirán.
  - Aislar formaciones delesnables y acuíferos superficiales.

Su profundidad de colocación va de 0 a 300 m.

- c) Tubería Intermedia.- Es la segunda tubería de revestimiento que se introduce al pozo y tiene como función.
  - Aislar la formación perforada.
  - Proteger la T.P. en caso de problemas.
  - Anclar la siguiente T.R. que se introduce al pozo.

Su profundidad de colocación va de 1500 a 4000 m.

- d) Tubería de explotación.- Es la tercer tubería que se introduce al -- pozo, ésta determina la vida productiva del pozo y sus funciones -- son;

- Tener control del yacimiento por explotar.
- Explotar el pozo.
- Anclar herramientas.

Su profundidad de colocación vá de 3000 a 5000 m.

e) Tubería corta.- Sus principales funciones son:

- Permitir incrementar la densidad del lodo en zonas geopresionadas.
- Revestir pozos que se perforan con menor diámetro.
- Evitar problemas de pérdidas de fluido en formaciones.

#### 4.2.2 Agentes Generadores de Corrosión en Tuberías de Revestimiento.

Existen diferentes elementos que pueden generar la corrosión y son considerados de mayor interés los siguientes:

a) Oxígeno.-Es el principal contribuyente a generar la corrosión mediante la oxidación, esto se presenta en las partes externas de la tubería después de cementarse, si el contacto con el oxígeno es nulo, la oxidación del tubo no se presenta.

b) Dióxido de Carbono.- Aunque el efecto corrosivo del  $CO_2$  es menor al del oxígeno, éste es más probable que se presente sobre todo en yacimientos -- con gas, su daño se presenta cuando se mezcla con el agua formando ácido carbónico.

c) Presencia de ácidos.- La acción corrosiva de los ácidos está en función de su tipo y concentración, así como de la composición del acero de la tubería. Los factores que aceleran o disminuyen sus efectos son: La temperatura y el tiempo de exposición, el principal ácido proveniente de la formación es - el  $H_2S$ , éste también resulta de la aceleración térmica de los componentes orgánicos del azufre, el  $H_2S$  es altamente corrosivo y se manifiesta con la fragilización de la estructura del acero.

d) Otros Factores en la Corrosión de la T.R.

- Acción galvánica (por materiales disímiles).
- Fricción, cuando se sacan ó introducen tuberías, éstas se recargan en

la pared de la T.R. desgastando el acero y propiciando la corrosión.

- Abrasividad, cuando se produce por espacio anular y el fluido contiene arena la cual daña la pared interior de la T.R.
- Ácidos, la utilización de éstos en actividades posteriores a la terminación como son; las estimulaciones con ácido y fracturamientos.

#### 4.2.3 Métodos para Prevenir la Corrosión en la T.R.

El daño a la T.R. por corrosión es debido a la combinación de los diversos factores ya mencionados, estos daños se pueden presentar en la parte interna o externa, en la parte externa se atribuye al agua de formación. La corrosión se controla mediante los siguientes métodos.

##### a) Protección catódica en T.R.

Se puede aplicar con corriente eléctrica y un rectificador o con ánodos de sacrificio, su función es estabilizar el flujo anómalo de corriente que se presenta en las superficies metálicas, generalmente este flujo ocurre a lo largo de la parte exterior de la tubería, si la sartade T.R. es del mismo grado y peso, la resistencia es constante y la caída de voltaje es proporcional al flujo de corriente, cuando la protección catódica ha sido aplicada, la corriente no deja a la tubería en ningún punto, por lo tanto, ésta se protege completamente.

El flujo de corriente en ocasiones se origina en las tuberías superficiales dirigiéndose hacia el pozo; se le da protección contra este flujo mediante recubrimientos de plástico, que aisle la corriente de las líneas superficiales y la T.R., esta protección se coloca en la cabeza del pozo.

La corriente anómala fluye hacia la cabeza del pozo, continúa por la T.R. y entra a la formación en algún punto donde exista menor resistencia, como es el caso donde se encuentra el agua salada, la fig. 4.1 muestra este flujo. Si esta corriente es relativamente pequeña de 0.1 ampere o menos y sale de la T.R. sobre un área grande, el tiempo requerido para generar las fugas es mayor; sin embargo, si la corriente es de 1 ampere o más y deja a la T.R. en un área pequeña, las fugas se presentarían en un periodo de tiempo menor, generalmente la corrosión en las T.R.'S, es con una velocidad de 20 lb de Fe por año por ampere

de corriente. Una protección catódica para los T.R'S, se muestra en la fig. - 4.2 la cual consiste de un rectificador conectado a una fuente de energía ---- eléctrica. También esta protección se puede proporcionar con ánodos de sacrificio si no se dispone de otra fuente de energía.

En pozos poco profundos, es preferible usar ánodos de sacrificio para eliminar la necesidad de fuente de energía externa, el desgaste de estos ánodos, esta - en función de su material, por ejemplo;

Zinc	26 lb/ampere/año.
Magnesio	16 a 18 lb/ampere/año.

Cuando en la instalación se utiliza un rectificador éste puede ser ajustado de 6 a 24 volts, por lo que respecta a la instalación de los ánodos, deben ser colocados cerca de la cabeza del pozo, para una mejor distribución de corriente sobre la T.R.

b) Cementación adecuada.- Es usada para proteger la T.R. de la corro-- sión, la permeabilidad del cemento (0.01 mD) es baja y la circulación de los - fluidos a través del exterior de la T.R. se nulifica y por lo tanto la corro-- sión disminuye. Por otro lado el pH del agua en contacto con el cemento es -- cerca de 12, lo que resulta una capa alcalina protectora sobre el exterior de la tubería.

c) Eliminación del oxígeno.-Para combatir con mayor facilidad los efec-- tos del oxígeno en la corrosión, se debe realizar los siguiente:

- Nulificar la entrada de aire al espacio anular, esto se logra median-- te un adecuado empacamiento en la cabeza del pozo.
- Cuando el oxígeno se encuentra dentro del sistema, se debe aplicar -- secuestrantes de oxígeno para eliminarlo del sistema.
- Se elimina también por medios mecánicos, mediante la agitación, esto cuando se introduce algún fluido al pozo.

d) Diseños de ingeniería.-Corresponde principalmente a la selección del equipo y accesorios, así como, su adecuada instalación, por ejemplo cuando se realizan operaciones en el pozo se debe, colocar anillos protectores a la T.P. para evitar desgaste de la T.R. por rozamiento, cabe mencionar que la selec---

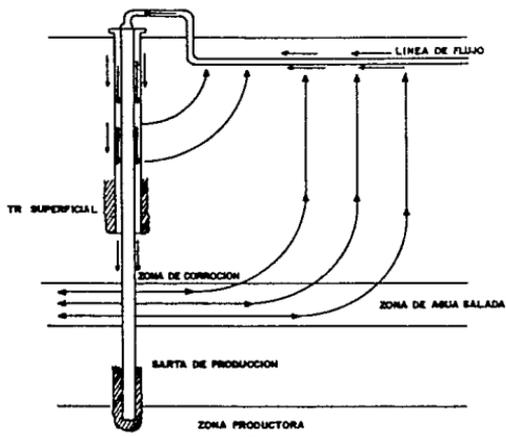


FIG. 4.1 FLUJO DE CORRIENTE ENTRE LA LINEA DE FLUJO Y UNA T.R.

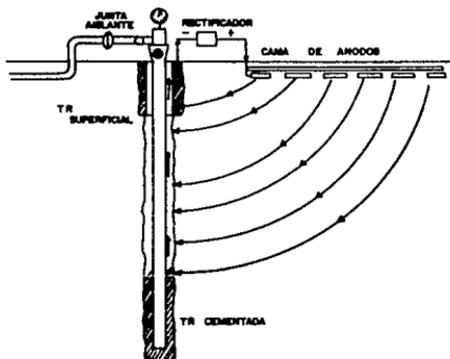


FIG. 4.2 INSTALACION TIPICA DE PROTECCION CATORICA PARA UNA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

ción de materiales semejantes en la serie galvánica disminuirán la corrosión, otro punto importante es evitar al máximo las turbulencias en el flujo, es por esto, que los diseños juegan un papel importante en la terminación de pozos.

e) Inhibidores de corrosión.- Estos generalmente son colocados en el -- espacio anular que forma la superficie exterior de la tubería de revestimiento y el pozo, así como también en el espacio anular entre T.P. y T.R., esta aplicación de inhibidores se detalla más en el capítulo 5.

f) Selección de materiales para las condiciones donde se prevé una corrosión más intensa, es conveniente seleccionar adecuadamente los metales y ma teriales por emplear, como es el acero inoxidable (Cr 12 % ) para condiciones amargas y si éstas son muy extremas se puede utilizar k-monel, los grados de - aceros para tuberías recomendadas para ambientes corrosivos se muestran en el capítulo 2.

Cada problema de corrosión debe tratarse como un caso individual y se - debe intentar la solución con base a los factores de corrosión conocidos y a - las condiciones de operación.

#### 4.2.4 Evaluación de la Corrosión en la T.R.

Existen algunos métodos importantes para evaluar la corrosión, entre -- ellos están los siguientes:

a) Registro de calibración.-Es corrido por el interior de la T.R. y mediante una señal eléctrica y un graficador indicará donde se presenta la corro sión y el grado de pérdida del metal.

b) Registro de espesores de la T.R.- Este registro proporciona el espesor total del metal de la T.R., si la pérdida de metal sobre la superficie interna la proporciona el registro de calibración, entonces, en la parte externa es calculado con el registro de espesores. Las pequeñas picaduras pueden no - detectarse, pero donde existe una fuga, la localiza con certeza. La fig.4.3, muestra simultáneamente los dos registros anteriores.

c) Análisis químico de los fluidos.- Este análisis proporciona el contenido de fierro, no siempre resulta con precisión este método, debido a que el fluido de la formación pudiera tener fierro disuelto, en la fig. 4.4 se presenta la determinación de la pérdida de fierro debida a la corrosión.

#### 4.2.5 Cementación de Tuberías de Revestimiento.

Una operación importante para realizar una terminación exitosa, es la cementación primaria de la tubería, la susceptibilidad de los cementos a la corrosión es alta, cuando se presenta agua de formación conteniendo sulfato de sodio o sulfato de magnesio, estos sulfatos son considerados como las sustancias mas corrosivas al cemento, reaccionan con la cal y con el aluminato tricalcico, para formar grandes cristales de sulfoaluminato de calcio. Estos cristales requieren de mayor espacio de poro, por esto causan expansión excesiva y deterioran poco a poco el cemento, propiciando canalizaciones y flujo de fluidos corrosivos por el espacio anular comprendido entre T.R. y pared del pozo. Este ataque del sulfato al cemento endurecido es más pronunciado, a temperaturas de 80 a 120°F, para evitar estos problemas se deben diseñar las cementaciones con los cementos y aditivos adecuados. Como casos particulares se tienen los cementos manejados por compañías de servicio, con alta resistencia al sulfato.

- Hasta una profundidad de 1830 m. se recomiendan los cementos clase B y clase C.
- Para profundidades de 1830 a 3050 m. con presión y temperatura moderadas se recomienda el cemento clase D.
- Para profundidades de 3050 a 4270 m. con alta presión y temperatura se recomienda el clase E.
- En profundidades de 3050 a 4880 m. bajo condiciones extremadamente altas de presión y temperatura se recomienda el cemento clase F.

El componente del cemento que lo hace susceptible al sulfato, es el aluminato tricalcico ( $C_3A$ ), para ser clasificado como cemento resistente al sulfato debe contener 3% o menos de  $C_3A$ . Cabe mencionar que los cementos son fabricados con el mismo proceso y con los mismos componentes solo que en diferentes proporciones, según sean los requerimientos.



FIG. 4.3 REGISTRO DE ESPESORES DE LA TR.

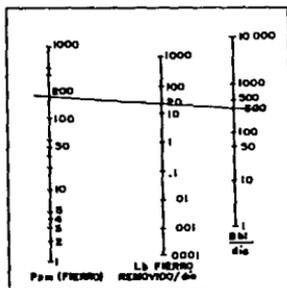


FIG. 4.4 NOMOGRAMA PARA DETERMINAR LA PERDIDA DE FIERRO.

#### 4.3 Fluidos de Terminación y Empacadores para Prevenir la Corrosión.

Los fluidos utilizados en la terminación incluyen lodos, ácidos, líquidos desplazadores, limpiadores químicos, solventes, cual sea el tipo de fluido seleccionado, debe estar limpio y libre de sustancias extrañas en suspensión, deben satisfacerse dos objetivos principales:

- a) Proteger de todo daño a la formación productora.
- b) Controlar el pozo durante las operaciones.

Estos fluidos deben tener características anticorrosivas, estabilidad y no conductores.

Características de los fluidos empacadores. Es de particular importancia que los fluidos empacadores tengan inhibidores de corrosión, además que, - su pH sea lo mas alto posible para disminuir la acidez que se pudiera presentar.

a) Fluidos no conductivos.- Previenen la corrosión minimizando las reacciones electro-químicas, proporcionando mayor estabilidad al fluido empacador, es por esto recomendable, utilizar fluidos base aceite para el control de la corrosión, éstos proporcionan estabilidad en el fondo del pozo con temperaturas que exceden los 500 °F.

b) Fluidos no generadores de  $H_2S$ .- Se debe tener un especial cuidado en los aditivos que se agregan a estos fluidos, para no generar reacciones que -- originen  $H_2S$ , como es el caso de los lignosulfonatos, que con la acción de las bacterias forman el gas amargo, en altas temperaturas éstos también se degradan (inestabilidad 400°F), formando  $H_2S$ .

c) Presencia de Agua en estos fluidos.- Se debe minimizar el agua en -- los fluidos empacadores, por sus características conductivas de corriente, además de ser corrosiva (como cantidad máxima de agua permisible se tiene un 20% en volumen).

d) Acidez o alcalinidad del fluido.- Los fluidos empacadores se ven --- afectados en la contaminación debido a los fluidos de la formación, ejem--- plos de problemas son los siguientes:

- Bajo pH (menor a 7), condiciones propicias para originar la corrosión y se soluciona, agregando sosa cáustica, y si el pH es bajo por el flujo de -- agua salada, agregar sosa cáustica e inhibidor de corrosión.

- Alto pH (mayor de 9.5), para el caso de contrarestar la corrosión es adecuado pero sí es necesario por alguna razón bajar este valor se adicionará bicarbonato de sodio.

4.4 Disparos en la T.R.- Disparar es la más importante de todas las opera-- ciones en la terminación de un pozo petrolero con revestimiento, para evaluar y optimizar la producción de cada intervalo es esencial obtener una comunica-- ción adecuada, entre el yacimiento y la tubería de producción, se presentan -- los siguientes métodos de disparo:

a) Disparos con bala.-La velocidad de la bala en el cañón es aproxima-- damente 3300 pie/seg. y su efectividad está en función del clavo de disparo.

b) Disparos a chorro.- Es por medio de un detonador eléctrico que ini-- cia una reacción en cadena, que detona sucesivamente, el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal, es un chorro de partículas en forma de agujas a una velocidad aproximada de 20000 pie/seg. en su punta, con una presión estimada de 5 millones de lb/pg<sup>2</sup>.

c) Pistolas hidráulicas.- Se lanza un chorro de fluido, cargado con --- arena, a través de un orificio, contra la T.R. la penetración se reduce gra--- dualmente a medida que aumenta la presión en el pozo.

El objetivo de cualquier método, es obtener la mejor comunicación entre yacimiento y T.P. Los principales problemas que se presentan son; el probable taponamiento por arenas presentes en los fluidos de producción, también por el mismo material resultante de los orificios. En la corrosión de los disparos - los factores que mayormente afectan son; el flujo con alto contenido de sólidos

altas velocidades del fluido en flujo y los componentes de los fluidos producidos ( $CO_2$ , Agua,  $H_2S$ , etc.).

#### 4.5 Accesorios y Herramientas Empleadas en la Terminación.

a) Arbol de válvulas.- Es un equipo de válvulas superficiales conectadas a la T.R. y T.P, proporciona un sello entre estas sartas de revestimiento y producción, además en él, se instala el empaque aislante de flujo de corriente eléctrica corrosiva, que va de las líneas superficiales a las subsuperficiales. La selección del cabezal por instalar está en función de las presiones esperadas así como de la composición del fluido por producir, cuando la producción es amarga es conveniente instalar un cabezal de acero inoxidable, - inconel X-750, monel-500. Los árboles de válvulas se ven afectados por la turbulencia y velocidad de flujo, se afecta principalmente, el cuerpo de la válvula, la acción del oxígeno origina gran deterioro para controlar estos efectos corrosivos, se aplica principalmente la protección catódica y las pinturas anticorrosivas. La cantidad de sólidos en el fluido juega un papel importante en el deterioro de las paredes internas, es por esto necesario, reducir al máximo la producción de sólidos, la fig. 4.5, muestra un típico árbol de válvulas.

b) Empacadores.- Es una herramienta con la finalidad de permitir el flujo de fluido por el interior de la tubería de producción, aislando el espacio anular, evitando daños a la T.R. por fluidos corrosivos provenientes del yacimiento, además aísla las presiones de formación evitando con ello la fatiga de la T.R., sus principales funciones son:

- 1) Eliminar presión en la T.R.
- 2) Aislar la T.R. de fluidos corrosivos.
- 3) Aislar estratos invadidos de agua, la cual genera corrosión.
- 4) Permitir alojar fluidos empacadores tratados, para proteger la T.R. contra la corrosión.

Estos empacadores se clasifican en: Permanentes, semipermanentes y recuperables.

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

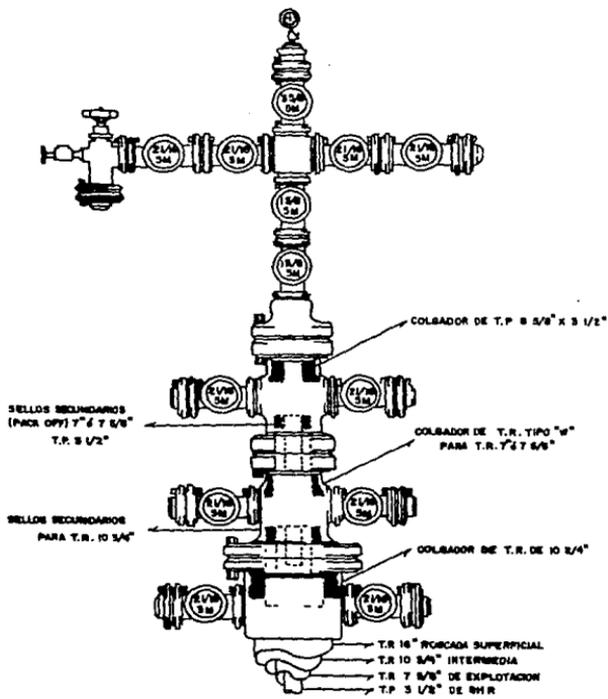


FIG. 4.5 ARBOL DE VALVULAS 16" 10 3/4" X 7 5/8" X 3 1/2"

Permanentes.- Como su nombre lo indica son permanentes ya que después de su anclaje no se pueden recuperar completos, se le conoce también como empacadores perforables, éstos permanecen anclados independientemente del peso o tensión aplicada a la T.P., se emplean en pozos donde existen altas presiones diferenciales o grandes variaciones de carga de la tubería de producción, donde se necesita un máximo de seguridad de sello éstos también son empleados, -- donde el anclaje del empacador sea crítico. La fig. 4.6 muestra este tipo de empacador.

Dentro de este empacador permanente es colocado el niple de sello o multi "v" que es un accesorio, el cual debe seleccionarse cuidando que tenga el mayor -- diámetro interior posible con relación a la tubería de producción y accesorios que se utilicen en el aparejo. En la fig. 4.7 se muestra su lugar de colocación. Los niples selladores completos, están formados por, unidades de sello, cuñas y por conexión superior.

Unidades de Sello.- Para lograr el sello entre el espacio anular y el -- interior de la tubería de producción, se utiliza un niple sellador que se ajusta a la camisa pulida en el interior del empacador, este niple logra el sello por el contacto hule-metal, existen principalmente cuatro unidades de sello.

- Normal.- Es el más empleado, tiene cinco empaques hacia arriba y cinco hacia abajo, para soportar presiones en ambas direcciones, no se debe utilizar a temperaturas mayores de 163°C, ni donde exista  $H_2S$ .
- Premium.- La distribución de los empaques es similar al anterior, pero la calidad de los materiales lo hace resistente al  $H_2S$  y puede ser utilizado hasta una temperatura de 176 °C. En la fig. 4.8, se muestra este tipo.
- Fijador.- El empaque fijador de esta unidad está compuesto de nitrilo y vitron, lo que permite soportar la presencia de  $H_2S$  y temperatura no mayor a 176°C, este tipo de sello, por su material vulcanizado puede entrar y salir varias ocasiones con -- deterioro mínimo. Se muestra en la fig. 4.9

-K-Ryte.- La distribución de los empaques soporta las presiones de arriba y de abajo del empacador, es resistente a la corrosión de  $H_2S$  y  $CO_2$  a temperaturas hasta de  $260^\circ C$  y presiones de  $1054 \text{ kg/cm}^2$ . ver fig. 4.10

Empacador Semipermanente.- Se fijan a la pared de la T.R. por medio de cuñas, no son de material perforable, pueden ser recuperados con la T.P. sin ser destruidos, éstos deben estar contruidos y diseñados para resistir la corrosión, son protegidos también con el tratamiento de inhibidores.

Empacadores recuperables.- Se les conoce con este nombre a los empacadores que se introducen al pozo, anclándose y recuperándose aplicando rotación-peso, o rotación-tensión. Su recuperación es para darle mantenimiento preventivo o correctivo cuando han sido afectados por la corrosión, éstos no son recomendables para pozos con alta presión y alta temperatura ni cuando se produce gas.

Los tres tipos de empacadores, deben ser colocados y protegidos contra la corrosión, se debe considerar principalmente en su selección, el material y los posibles efectos galvánicos con otras herramientas cercanas para evitar la migración de cargas eléctricas.

c) Junta de expansión.-Su función es absorver las contracciones y elongaciones de la tubería de producción, sujeta a tratamientos en el pozo y a rímos altos de producción, esto evita que se tengan esfuerzos extremos sobre el empacador y la misma tubería, se coloca arriba del empacador y su longitud está determinada por las elongaciones y contracciones esperads, por lo que respecta a su material, se selecciona con base a los fluidos por producir y a las condiciones de presión y temperatura en el fondo del pozo, al igual que las otras herramientas, se protege con inhibidores de corrosión, así como con una selección adecuada del material para su ambiente de operación, la fig. 4.11 muestra una junta de expansión.



FIG. 4.6 EMPACADOR PERMANENTE

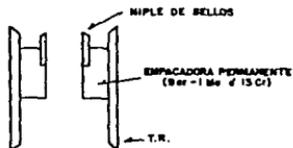


FIG. 4.7 EMPACADOR PERMANENTE CON NIPLE DE SELLOS

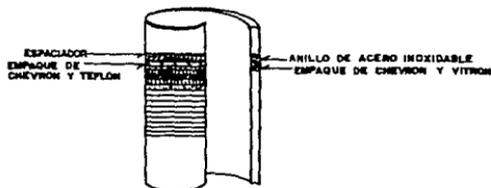


FIG. 4.8 UNIDAD DE SELLOS TIPO PREMIUM.

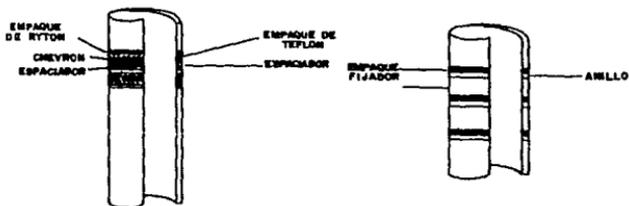


FIG. 4.10 UNIDAD PARA SELLOS K-RYTE

FIG. 4.9 UNIDAD DE SELLOS TIPO FIJADOR

d) Juntas de abrasión.- Son juntas protectoras que se colocan frente al intervalo productor, para oponer resistencia a la acción de chorro del flujo, sobre el aparejo, se instalan cuando se prevee una abrasión extrema, por la --- aportación de arena con los fluidos producidos, esta junta se muestra en la -- fig. 4.12.

e) Junta de seguridad.- Se utiliza en terminaciones sencillas o bien en terminaciones dobles, su función es, desconectar la tubería de producción de - los empacadores.

f) Niples de Asiento.- Su función es alojar y asegurar herramientas y - tales como; estranguladores de fondo, válvulas de contrapresión, válvulas de - seguridad, etc., estos niples varían en construcción y diseño dependiendo de - la necesidad por cubrir, se instalan con línea de acero, su selección debe ser cercana en la serie galvánica a la tubería donde se anclará, se muestra en la fig. 4.13.

g) Coples de flujo.- Su función es evitar la erosión por turbulencia en la T.P. arriba del niple de asiento, se instala en puntos críticos, es de diámetro regulado y su espesor de pared es casi del doble del espesor de la T.P., se muestra en la fig. 4.14.

h) Válvula de circulación.- Comunica el espacio interior de la T.P. y - el espacio anular con la T.R., se utiliza para efectuar tratamientos con ácido Se encuentra instalada en la parte inferior de la sarta de producción, ésta -- consta de una camisa interior deslizable, que se acciona con una herramienta a través del equipo de línea, se muestra en la fig. 4.15.

i) Estrangulador de fondo.- Se coloca con equipo de línea, en la parte inferior del aparejo, su función es, controlar los ritmos de producción, así - como propiciar la caída de presión, donde se libera mayor cantidad de gas ---- disuelto, aligerando la columna e incrementando la velocidad de flujo.

j) Válvula de seguridad.- Se instala a una profundidad somera y se acciona desde las superficie con tubería de menor diámetro, su función es cerrar el pozo cuando se requiere, se llama también válvula de tormenta.

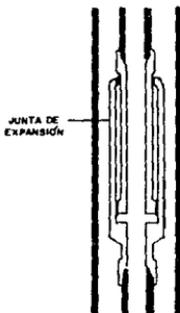


FIG. 4.11 JUNTA DE EXPANSIÓN



FIG. 4.12 JUNTA DE ABRASIÓN

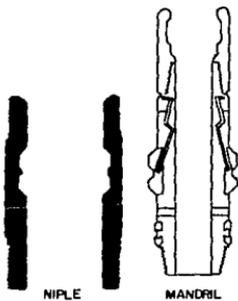


FIG. 4.13 NIPLE DE ASIENTO SELECTIVO

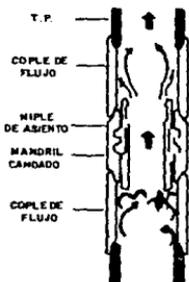


FIG. 4.14 COUPLE DE FLUJO INSTALADO EN LOS PUNTOS CRITICOS

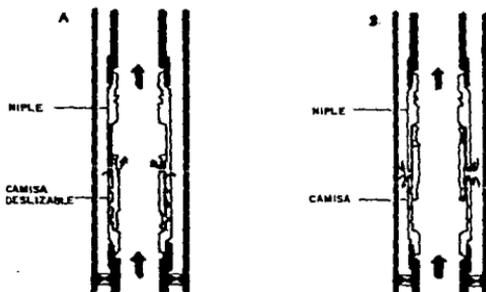


FIG. 4.15 VALVULA DE CIRCULACION EN POSICION CERRADA (A)  
VALVULA DE CIRCULACION EN POSICION ABIERTA (B)

Se han mencionado brevemente los componentes principales de la sarta de producción que son instalados durante las operaciones de terminación, cada una de estas herramientas se encuentran expuestas a las condiciones corrosivas y - son protegidas principalmente con diseños adecuados, selección de materiales - para las condiciones del pozo, también se protegen con los tratamientos de inhibidores.

#### 4.6 Tipos de terminaciones.

Se mencionan brevemente para generalizar los posibles ataques de la corrosión en cada una de ellas.

##### a) Terminación sencilla con T.P. franca.

La tubería de explotación está en contacto con los fluidos producidos y si estos son corrosivos, propician el daño sobre la pared interior de la T.R., ésta se ve afectada por el flujo de arena proveniente de la formación, también la T.R. está sujeta a la presión del yacimiento, la cual tiende a fatigarla y propiciar su falla en corto tiempo. La fig. 4.16 muestra esta terminación.

##### b) Terminación sencilla en agujero descubierto, con T.P., empacador y - accesorios.

En este tipo de terminación los efectos de la presión y los fluidos producidos no afectan a la T.R. así que solamente se verán afectadas las herramientas subsuperficiales y la T.P. por la corrosión, la fig. 4.17 muestra esta terminación.

##### c) Terminación sencilla con agujero adecuado y T.P. franca.

Este tipo de terminación es igual a la descrita en el inciso a) solo - que en ésta se deben realizar disparos sobre la T.R. para comunicar el yacimiento con el interior del pozo, las principales desventajas con los efectos corrosivos son los mismos que para el inciso a). La fig. 4.18, muestra este tipo de terminación.

d) Terminación sencilla en agujero adecuado con T.P. y empacador.

El yacimiento puede tener contactos gas-aceite, aceite-agua, ya que con la cementación de la T.R. se puede seleccionar el intervalo por producir, sus desventajas de ésta terminación con respecto a la corrosión, son las mismas -- que para el inciso b). Solamente difieren que en ésta se realizan disparos -- sobre la T.R., ver fig. 4.19.

#### 4.7 Taponamiento de pozos conteniendo $H_2S$ y $CO_2$ .

a) Debe colocarse tapones de cemento, abajo de la base de los disparos y arriba de la cima, la longitud de estos tapones es aproximadamente de 30 m. para evitar fugas hacia otros estratos.

b) Cuando la T.R. esté libre, se recuperará colocándose un tapón de 30m de cemento arriba y abajo del corte efectuado.

c) Debe probarse los espacios anulares, con presión, tomando en cuenta la resistencia de presiones internas y externas de la T.R. en caso de aceptar presión, se cementará nuevamente. Después de cementado se prueban los tapones con peso mínimo de 6 toneladas y - presión de  $105 \text{ kg/cm}^2$  durante 15 minutos, si resiste la prueba, se dejará el -- pozo lleno con diesel y secuestrante de  $H_2S$ . Para el caso en que el cemento - no resista la prueba, se procederá nuevamente a efectuar la operación de cemen tación.

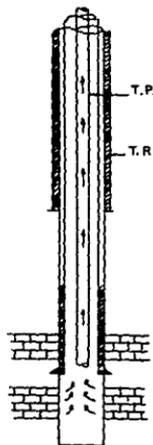


FIG. 4.16 TERMINACIÓN SENCILLA CON T.P. FRANCA

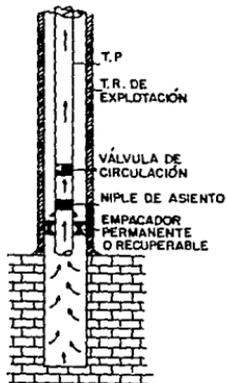


FIG. 4.17 TERMINACIÓN SENCILLA EN AGUERO DESCUBIERTO CON T.P. EMPACADOR Y ACCESORIOS



FIG. 4.18 TERMINACIÓN SENCILLA CON AGUERO ADEMADO Y T.P. FRANCA

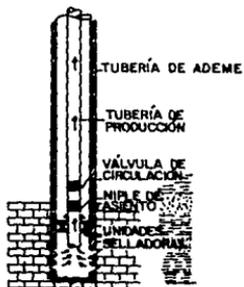


FIG. 4.19 TERMINACIÓN SENCILLA EN AGUERO ADEMADO CON T.P. Y EMPACADOR

## B I B L I O G R A F I A

1. Benitez H.M.A y Garaicochea P.F.: "Apuntes de Fluidos de Perforación" Facultad de Ingeniería U.N.A.M., 1986.
2. Viktor M.H.: "Deep European H<sub>2</sub>S is Hand Led With" Oil and Gas Journal, Jun. 1979.
3. Benitez H.M.A. y Garaicochea P.F. : "Apuntes de Terminación de Pozos" Facultad de Ingeniería. U.N.A.M. 1983.
4. Martínez G.R. y Islas J.S. "Diseño de Tuberías de Revestimiento", --- Instituto Mexicano del Petróleo, Nov. 1988.
5. Patlán R.S.: "Problemas de la Corrosión en las Instalaciones de Pozos - Petroleros", Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1981.
6. Instituto Mexicano del Petróleo. "Manual de Tecnología de Lodos", 1979.

## C A P I T U L O 5

### PRODUCCION DE POZOS

#### Introducción.

- 5.1 Principales Factores que Propician la Corrosión en Operaciones de Producción.
- 5.2 Determinación y Control de la Corrosión.
  - a) Corrosión y Protección en Tanques de Almacenamiento.
  - b) Utilización de Inhibidores de Corrosión durante la Producción.
  - c) Tratamientos de Inhibición en Pozos de Gas.
  - d) Métodos para Inhibición en Pozos de Aceite.
  - e) Inhibición en Tanques de Almacenamiento.
  - f) Protección a Registradores de Flujo.
- 5.3 Problemas que se Presentan Durante la Producción en Pozos de gas Manejando altos Contenidos de  $H_2S$ .
  - 5.3.1 Solución al Problema de Taponamiento por Sulfuro.
- 5.4 Deshidratación y Endulzamiento del Gas Amargo Producido.
  - a) Deshidratación.
  - b) Endulzamiento.

#### Bibliografía.

## INTRODUCCION.

Las operaciones de producción en los pozos petroleros presentan en la actualidad, serios problemas debido a la corrosión, que tiende a incrementar los costos en mantenimiento tanto en instalaciones superficiales como subsuperficiales. Las principales causas son por la presencia de los agentes corrosivos, que se mencionan a continuación.

### 5.1 Principales factores que propician la corrosión en operaciones de producción.

La corrosión es generada principalmente por los siguientes factores:

- Acido Sulfhídrico ( $H_2S$ ).
- Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ).
- Presencia de Oxígeno ( $O_2$ ).
- Actividad Bacteriana.
- Acción Galvánica.
- Erosión Corrosiva.

Cada uno de estos factores se describe más ampliamente en los capítulos anteriores. Estos causan los mismos problemas y daños corrosivos en la vida productora del pozo.

### 5.2 Determinación y Control de la Corrosión.

Para la determinación de la corrosión, se presentan los siguientes métodos:

- Inspección visual.
- Pruebas de Bacterias (número de colonias por volumen de líquido).

- Pruebas electroquímicas (estabilidad eléctrica).
- Pruebas por cupones, etc.

Estos son algunos de los métodos utilizados, pero cabe mencionar que -- existen muchos otros, mencionados anteriormente.

Por lo que respecta al control de la corrosión, existe una variedad de métodos utilizados en operaciones de producción entre ellos sobresalen: selección de materiales, protección catódica, inhibidores de corrosión, ingeniería de diseños y protección por recubrimientos; éstos ya se describieron anteriormente, pero como caso particular se mencionan algunas aplicaciones importantes en las instalaciones de producción.

#### a) Corrosión y Protección en Tanques de Almacenamiento.

##### - Corrosión Externa.

La magnitud de la corrosión en las partes externas del tanque varía de del lugar. La corrosión en la parte inferior del tanque se debe a los componentes del suelo, en ocasiones el material empleado en su construcción de la base donde se coloca el tanque posee compuestos corrosivos donde su efecto se incrementa con la presencia del agua, es por esto recomendable que la base del tanque sea construída con el material poroso y de buen drene de manera que no favorezca la acumulación de líquidos que pudieran funcionar como electrolito.

##### - Corrosión Interna.

Está en función del material empleado en su construcción así como de -- las características del fluido almacenado, los revestimientos o forros del tan que deben ser resistentes a la acción corrosiva de los fluidos almacenados, -- por lo que respecta a la corrosión en la parte superior y en la tapa generalmente es provocada por vapores, oxígeno,  $H_2S$ , vapor de agua o sus combinaciones, en la parte intermedia del tanque donde se encuentra ocupada por los lí-quidos, aquí la corrosión se origina por las sales ácidas y otros componenetes sulfúricos. En la parte baja del tanque, los efectos corrosivos son propicia-

dos por la presencia de agua. Finalmente se mencionan los factores que afectan en la corrosión de tanques de Almacenamiento:

- Gases Libres y Disueltos ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{O}_2$ ).
- Temperatura interior y exterior.
- Medio Ambiente.
- Composición de los fluidos.
- Frecuencia de carga y descarga del tanque.

La fig. 5.1, muestra una típica instalación de protección catódica para un tanque de almacenamiento.

b) Utilización de Inhibidores de Corrosión durante la producción.

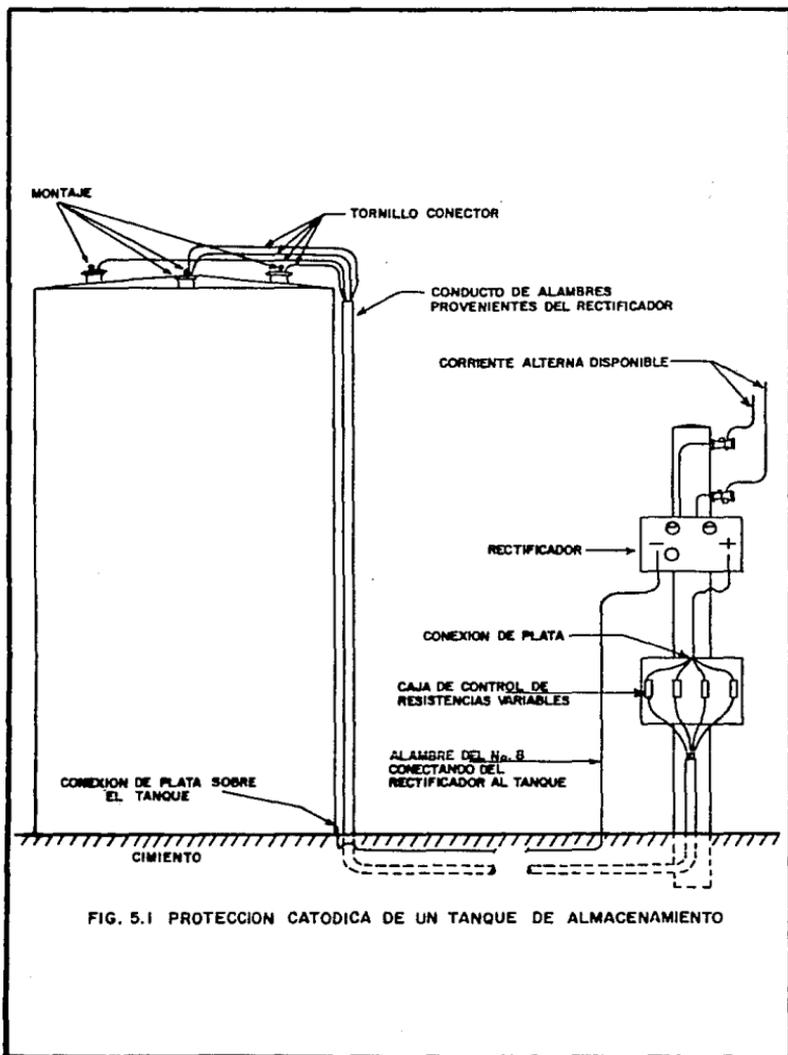
El inhibidor es una sustancia química o una mezcla de ellas las cuales reducen la corrosión, se utilizan frecuentemente para proteger tanques de almacenamiento, T.P'S, T.R'S, líneas de flujo, etc.

Existen principalmente dos tipos de inhibidores basados en la composición química.

Inorgánicos: Cromatos, Fosfatos, Nitratos.

Orgánicos: Amplia variedad de compuestos de alto peso molecular, tiene mayor aplicación en operaciones de producción de aceite, también proporcionan un método efectivo para controlar la corrosión en pozos de gas y condensado, además son utilizados para proteger las instalaciones en caso de estimulación con ácido.

Los inhibidores inorgánicos, comunmente se emplean para pintar las superficies del metal, esta protección puede quedar únicamente o acompañada de algún recubrimiento en el caso de condiciones corrosivas severas.



La composición del inhibidor dependerá de las causas específicas para las que se utilizará, su selección debe ser a partir de pruebas de laboratorio cada problema por resolver.

Los inhibidores proporcionan la protección mediante una capa que se adhiere a la pared del metal y la eficiencia de ésta, depende de la concentración del inhibidor y del tiempo de contacto con la superficie metálica.

En el mercado existe una gran variedad de compañías que fabrican estos inhibidores tales como:

- Kontol Co.
- Quimi - KAO.
- Petrolite.
- Nalcomex.
- Esso-Mex.

Todos estos inhibidores, se encuentran en una variedad de compuestos químicos y formas (líquidos, barras, gránulos, etc.). Se clasifican en:

Soluble en aceite - Insoluble en agua  
Soluble en aceite - Dispersable en agua  
Insoluble en aceite - Soluble en agua

c) Tratamientos con inhibidores en Pozos de Gas.

c.1) Tratamiento por Baches bajo T.P.

La tubería es tratada con 0.3 galones de inhibidor efectivo por cada 1000 pie de superficie metálica. La solución del inhibidor en agua o en aceite se bombea a través de toda la tubería y el pozo se cierra 24 hrs. Este método se utiliza preferencialmente en pozos de baja presión de fondo donde no es conveniente ejercer contrapresión alta para que el pozo pueda fácilmente desalojar el fluido.

c.2) Método de Desplazamiento a través de la T.P.

Consiste en llenar completamente la tubería con una solución de aceite y el inhibidor al 2%, el pozo se cierra por 4 hr., este método es más efectivo y permite la presencia de una capa de mayor duración.

c.3) Inyección de Nitrógeno.

Cuatro barriles o más de solución al 25% de inhibidor soluble en aceite es atomizado con una corriente de gas de nitrógeno. La espuma atomizada del inhibidor es desplazada con nitrógeno a través de la T.P., se cierra el pozo - 12 hrs. y luego el nitrógeno es desplazado a la atmósfera. Este tratamiento - tiene mayor costo por su aplicación, es efectivo para pozos de baja productividad que no permiten contrapresiones mayores que por el método de Bacheo.

d) Métodos para Inhibición en Pozos de Aceite.

d.1) Método de Baches.

Este método es utilizado en pozos de bajo volumen de producción (gasto menor a 100 barriles por día) y con nivel de fluido pequeño, menor a 700 pie - arriba de la bomba y con baja presión de formación.

Con este tratamiento 1 ó 2 galones de inhibidor soluble en agua son introducidos por gravedad en el espacio anular T.P., T.R. Es desplazado con medio barril de agua por cada 1000 pie de tubería.

d.2) Método de Circulación.

Es utilizado en niveles de fluidos bajos y moderados donde los volúmenes de producción son mayores de 50 barriles por día. Con este método una -- espuma de 305 galones de inhibidor es inyectado en el espacio anular, la concentración del inhibidor será mayor 1000 ppm. El volumen requerido de inhibidor y el tiempo de circulación estará en función del nivel del fluido de trabajo. Grandes volúmenes son utilizados para pozos de alto nivel de fluido.

#### d.3) Inyección Contínua.

Es frecuentemente empleada en pozos de alto nivel de fluido, una pequeña cantidad de inhibidor es inyectado continuamente dentro del espacio anular y desplazado con 1 ó 2 barriles de fluido producido.

#### d.4) Inyección Forzada.

Es empleada si la T.P. tiene empacador, una cantidad de inhibidor es seleccionada para rendir una concentración promedio de 20 ppm., el pozo se cierra 24 hrs. Para permitir se adsorba en la T.P. y el sobrante salga junto con el fluido producido a la superficie protegiendo las instalaciones superficiales (bombas, tanques, líneas de flujo).

#### d.5) Método por Goteo.

Involucra el goteo de un material pesado conteniendo inhibidor de corrosión, este producto cae al fondo a través de la columna del fluido después es acarreado lentamente para permitir concentraciones de 25 ppm protegiendo instalaciones subsuperficiales y continuando con las superficiales.

Cada método por aplicar se debe diseñar en base al método de tratamiento y la cantidad de inhibidor requerida, la frecuencia de estos tratamientos se encuentra en función de la velocidad de corrosión.

#### e) Inhibición en Tanques de Almacenamiento.

Por lo que se refiere a la inhibición en tanques de almacenamiento se utilizan principalmente tres tipos de productos.

Inhibidores orgánicos convencionales, solubles en agua tales como nitratos, polifosfatos, estos se adicionan a la fase agua; el tratamiento se realiza frecuentemente cuando una capa de agua es deliberadamente mantenida dentro del tanque.

Inhibidores orgánicos solubles en aceite, para adicionarse a la fase -- aceite dentro del tanque.

Inhibidores con aminas volátiles, para proteger el techo y la pared que está -- sobre la interface gas-aceite. La fig. 5.2 muestra la distribución del fluido en el tanque.

f) Protección a los Registradores de Flujo.

Es necesario mantener en buen estado los registradores de flujo para -- obtener la medición de los fluidos producidos con mayor exactitud, al igual -- que todas las instalaciones, también éstos se ven afectados por la corrosión, se recomiendan sellos para evitar el contacto directo de los fluidos en medi-- ción con los mecanismos del registrador; este tipo de sello por emplear se de-- termina por la naturaleza del líquido y por las condiciones climatológicas.

El sello debe ser de fácil fluidez pero no volátil, tampoco debe ser -- miscible con los fluidos por medir, para cuando se tengan fluidos con sustan-- cias corrosivas se usen líquidos para mantener fuera de contacto con el aparato Comumente se utiliza ftalato de dibutilo, también Kerosena neutra cuando no -- existe vapor de agua presente.

5.3 Problemas que se presentan durante la producción en pozos de gas mane-- jando altos contenidos de  $H_2S$ .

Simultáneamente se encuentran asociados los problemas de corrosión con -- problemas de taponamiento, tanto en la tubería de producción como en las insta -- laciones superficiales, debido al alto contenido de gas amargo durante la pro-- ducción.

Este taponamiento es ocasionado por la precipitación de Sulfuro, debi-- do a altas concentraciones de  $H_2S$  y bajas temperaturas de flujo.

Además, contribuyen al taponamiento, los inhibidores degradados que pre -- viamente se introdujeron al pozo para controlar la corrosión.

### 5.3.1 Solución al problema de taponamiento por Sulfuro.

Esta solución se basa principalmente en mantener la temperatura del sistema por arriba del punto de derretimiento del Sulfuro. Se logra mediante el suministro de solventes, con temperaturas superiores de 250°F.

El suministro de solvente se hace mediante un ciclo de circulación inyectado de la superficie al fondo del pozo y retornando para posteriormente -- ser separado.

El equipo de inyección debe contemplar líneas de alta presión con aislamiento térmico adecuado para evitar al máximo la pérdida de temperatura.

El fluido utilizado en este sistema de circulación generalmente es --- aceite ligero refinado a una temperatura aproximada de 400°F, variándose ésta, dependiendo del porcentaje de gas amargo en el fluido producido. Además, se agrega al sistema de inyección inhibidores de corrosión.

Equipo Superficial de Inyección, ver fig. 5.4

El equipo superficial para la inyección de solvente se compone principalmente de una unidad de calentamiento, dos separadores de alta presión, un separador de baja presión, líneas de alta presión y quemadores portátiles principalmente, estos últimos son para quemar el  $H_2S$ , que es separado.

Equipo Subsuperficial de Inyección.

El equipo subsuperficial de inyección de solvente, se compone principalmente de tuberías concéntricas telescopiadas, adecuadas para ambientes amargos un empacador permanente resistente a altas temperaturas, ver. fig. 5.3.

Los problemas que se presentan principalmente en este equipo son:

- a) Problemas en el estrangulador en la cabeza del pozo, debido al calor suministrado.

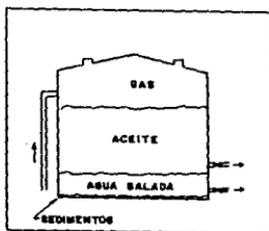


FIG. 5.2 DISTRIBUCION DE FLUIDOS EN EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO

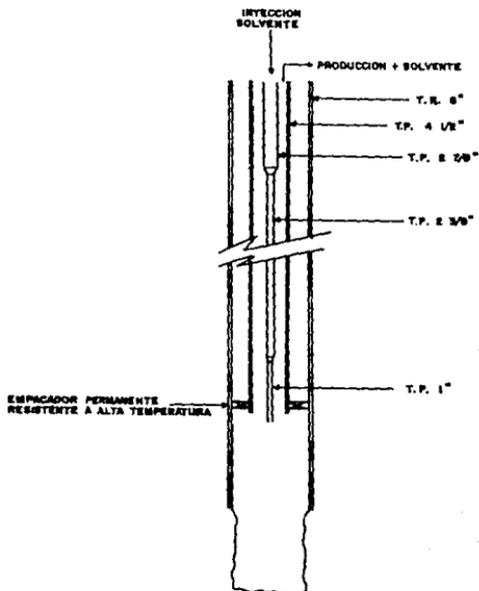


FIG. 5.3 INSTALACION SUBSUPERFICIAL DEL SISTEMA DE INYECCION DE SOLVENTE

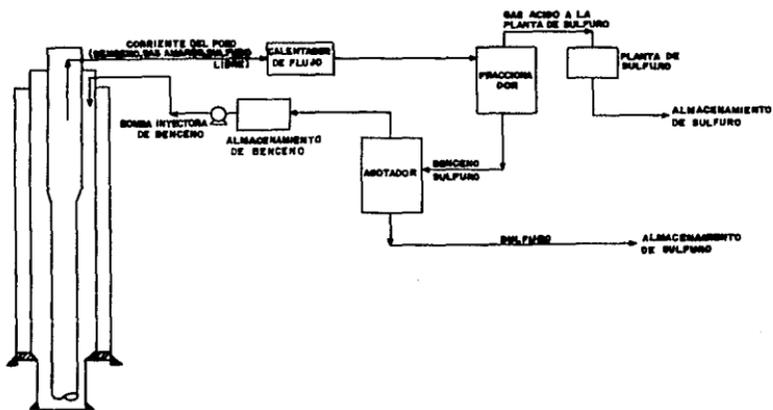


FIG. 5.4 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE CIRCULACION CON BENCENO

- b) Cedencia de bridas por incompatibilidad de materiales brida-esparragos, debido a las altas temperaturas y presiones utilizadas.

Objetivo de inyección.

Los principales objetivos que se pretenden realizar son:

- Mantener un flujo de circulación del solvente a alta temperatura (Benceno, aceite refinado, etc.), para evitar taponamiento.
- La determinación de la composición de los fluidos producidos en la superficie.
- Establecer el potencial del pozo.
- Determinación de la cantidad de Sulfuro en el fluido de formación.

Se incluye un diagrama del método de circulación, fig. 5.4, utilizando como fluido solvente el Benceno.

Ventajas en la utilización del Benceno como solvente.

- La solubilidad del Sulfuro en Benceno es alta, ver tabla 5.1.
- El Benceno no reacciona con el Sulfuro.
- Es químicamente estable en el medio que lo rodea.
- El riesgo en su utilización no es excesiva.
- Es de costo razonable.

El Benceno es separado del sulfuro libre e inhibidores de corrosión en un equipo de vapor.

TABLA 5.1

Solubilidad del Benceno comparado con otros solventes.

Solubilidad (lb/bl)

Temperatura	Aceite ligero	Terminol FR-2	Benceno
100	6.7	8.0	9.7
125	9.8	15.0	15.0
150	16.0	29.0	23.0
175	27.0	56.0	34.0
200	45.0	110.0	53.0

#### 5.4 Deshidratación y Endulzamiento del Gas Amargo Producido.

Es conveniente mencionar brevemente los tratamientos al gas, que siguen después de ser extraído del subsuelo, es necesario realizar procesos de deshidratación, endulzamiento y recuperación de hidrocarburos pesados, para el caso de control de la corrosión. Corresponde revisar los dos primeros procesos en la fig. 5.5 se generaliza estos procesos.

##### a) Deshidratación.

Resulta favorable extraer el agua de los hidrocarburos y en especial -- del gas con esto resulta menor riesgo de ácidos lo cual ayuda a prevenir la corosión y posibles incrustaciones de sales que se pudieran precipitar sobre -- las instalaciones. Principalmente se utilizan las plantas de glicol o etilenglicol, el proceso es aplicar una corriente contraria al flujo de gas húmedo -- como se muestra en la fig. 5.6.

En las torres de destilación se separa el glicol y vuelve al sistema de recirculación.

b) Endulzamiento.

Es llamado al proceso de remover el  $H_2S$  al gas disminuyendo con esto la corrosión y fragilización del acero en las instalaciones petroleras, además el azufre recuperado es industrializado, para este proceso se utilizan aminas.

Monoetanol - Amina : MEA;  $(CH_2CH_2OH)NH_2$

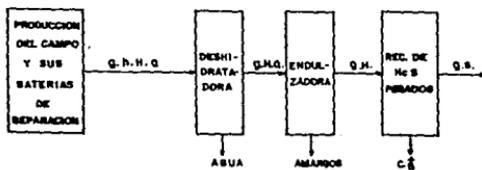
Dietanol - Amina : DEA;  $(CH_2CH_2OH)_2NH$

Trietanol - Amina : TEA;  $(CH_2CH_2OH)_3N$

Sus propiedades son:

PESO MOLECULAR	DENSIDAD RELATIVA (AIRE = 1.0 )	VISC. ABS. (cp a 68°F)	
MEA	61.08	1.0179	24.1
DEA	105.14	1.0919	380.0
TEA	149.19	1.1258	1013.0

La utilización de una u otra está determinada por la concentración de amargos, en la fig. 5.7 se muestra este proceso.



- h: HUMEDAD POR VAPOR DE AGUA
- h: HUMEDAD POR Hcs C<sub>2</sub>
- g: DULCE
- g: AMARRO (H<sub>2</sub>S)
- o: SECO
- o: GAS

FIG. 5.5 DIAGRAMA GENERAL DE PROCESOS REALIZADOS AL GAS

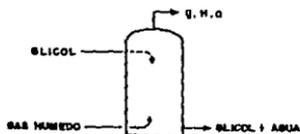


FIG. 5.6 PROCESO DE DESHIDRATACION UTILIZANDO GLICOL

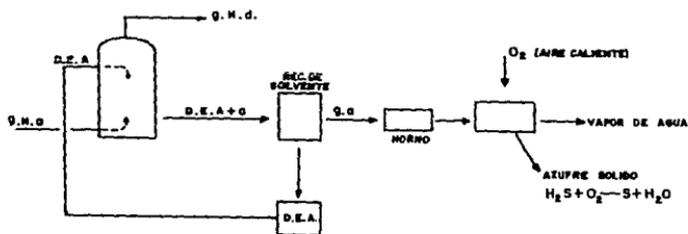


FIG. 5.7 DIAGRAMA DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO

## B I B L I O G R A F I A

1. Gómez C.J.A. : "Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie"  
Facultad de Ingeniería. U.N.A.M., 1978.
2. Imco Services a División: "Inhibidores de Corrosión". Of Halliburton --  
Company, 1978.
3. Exxon Chemicals Company.: "Oil Production Chemicals"  
Houston, Texas U.S.A., 77029, 8230 Stedman Street.
4. Grizzaffi L.P., and Thompson B.M.: "Drilling and Testing Deep Well With  
High H<sub>2</sub>S Concentration in Southern Mississippi". Drilling and Produc--  
tion Practice, 1970.
5. Patlán R.S.: "Problemas de Corrosión en las Instalaciones de Pozos Pe--  
troleros", Tesis, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1981.

## C A P I T U L O 6

### SEGURIDAD DEL PERSONAL

- 6.1 Detección del ácido Sulfhídrico.
  - a) Dispositivo de alarma.
  - b) Prueba Hach.
  - c) Prueba del tren de gas.
  - d) Prueba del nivel de tolerancia.
  - e) Detector de MSA.
  
- 6.2 Planeación previa de la perforación de pozos con  $H_2S$ .
  
- 6.3 Prevención y control de operaciones en presencia de  $H_2S$ .
  - 6.3.1 Programas de Contingencia.
  - 6.3.2 Preparación del Lugar Recomendaciones A.P.I.
    - a) Localización del equipo en zonas ilimitadas.
    - b) Localización del equipo en zonas limitadas.
  
- 6.4 Equipo de protección para el personal e información de riesgos en el manejo de  $H_2S$ .
  
- 6.5 Uso de amoniaco para neutralizar el  $H_2S$

Bibliografía.

## 6.1 Detección del Acido Sulfhídrico.

### a) Dispositivo de alarma.

En cada equipo se instala un detector y una sirena en un lugar apropiado. Los dispositivos de alarma son a prueba de explosión y se activan con el equipo detector de  $H_2S$  cuando la concentración excede de 10 ppm, detectan un mínimo de 5 ppm en la atmósfera. Este mecanismo se instala en áreas dentro -- del equipo, donde es probable la presencia de este ácido.

Cuando se accionan las alarmas, la persona designada responsable, informa al personal acerca del nivel de peligro y les da instrucciones apropiadas de protección.

Este equipo para la detección del  $H_2S$ , se calibra diariamente y para una zona donde se esté trabajando en presencia de sulfhídrico la calibración será cuando menos cada 8 hrs.

### b) Prueba Hach.

Es muy simple y es aplicable tanto al lodo como a los filtrados. Una muestra de lodo o de filtrado es acidificada y luego se le hace burbujear, añadiendo para ello bicarbonato de sodio en un pequeño recipiente con un tapón o tapa que sostiene un papel tratado con acetato de plomo. El gas que se libera y pasa a través del papel de acetato de plomo. Comparando el grado de oscurecimiento del papel con un patrón estándar se tiene una idea aproximada de la cantidad de sulfuros.

### c) Prueba del tren de gas.

Esta es una forma más sofisticada de medir los sulfuros en lodos o filtrados. Puede ser muy conveniente cuando la cantidad de ácido sulfhídrico que se ha introducido en el fluido es muy pequeña. Los sulfuros se detectan con este método a concentraciones menores que con la prueba Hach.

d) Prueba del nivel de tolerancia.

Una muestra de lodo recibe un rocío de  $H_2S$  mientras que se agita. El producto así obtenido es rociado en una solución de acetato de plomo que se emplea como un detector. El nivel de ácido sulfhídrico que el lodo absorbe puede calcularse. Si esta prueba se ejecuta diariamente, se puede decir si se ha reducido el nivel de tolerancia.

e) Detector MSA.

Este instrumento da lecturas precisas de la concentración del gas presente, expresada en porcentaje, 0.0025 % ó 25 ppm hasta 0.04% ó 400 ppm.

Consiste de un bulbo, un tubo detector y una escala que proporciona las lecturas en porcentajes y en ppm. El gas reacciona con un producto químico que se oscurece si el  $H_2S$  está presente.

Siempre que la lectura indique 0.005% ó 50 ppm active los ventiladores para dispersar el gas y comunique al personal los riesgos para que se tomen inmediatamente las medidas correspondientes.

## 6.2 Planeación previa de la perforación de pozos con $H_2S$ .

La localización debe planearse de tal manera que se obtengan las máximas medidas de seguridad consistentes con la configuración de la perforadora, la profundidad del pozo, el terreno, los vientos dominantes, etc. En la instalación sobre el sitio de perforación debe hacerse lo siguiente para evitar la necesidad de relocalizar el equipo.

1. La perforadora debe quedar en una localización tal que los vientos dominantes soplen de la perforadora hacia las presas de desperdicio.

2. La localización debe ser más amplia que lo usual para llevar a cabo cada trabajo dentro de las condiciones de seguridad, es decir espacio suficiente para la tubería, área de maniobras y espacio libre alrededor de la perforadora.

3. Deben diseñarse como área de instrucción tres zonas libres por lo -- menos a 225 pies de los preventores. De estas áreas, la que quede directamente contra el viento, siempre se llamará "área de instrucciones de seguridad". --- El equipo de protección contra gas se conservará en estas áreas y siempre deberá moverse de acuerdo con la variación de la dirección del viento. Durante una emergencia el personal se reunirá en esta área.

4. Por lo menos tres indicadores de la dirección del viento se colocan -- rán sobre postes, (flamas, banderas, etc.); uno a la altura de los árboles --- otro al nivel del malacate y otro a 8 pies sobre el nivel del terreno.

5. Todos los indicadores de la dirección del viento estarán iluminados durante la noche.

6. Las unidades de registro se situarán a una distancia mínima de 125 - pies desde la zona de preventores para eliminar congestiones y por seguridad - de los operadores de registro.

7. Los tanques de lodo deben situarse lejos de la estructura para facilitar el movimiento de aire fresco alrededor del área de la infraestructura.

8. Los generadores de fuerza eléctrica se localizarán por lo menos a -- 150 pies de los preventores para reducir los riesgos de explosión.

9. Todos los cableados eléctricos, accesorios movidos por electricidad y lamparas se revisarán y se harán a prueba de gases para reducir las posibilidades de una explosión. Los calentadores que se usen en la plataforma de la - perforadora y en la cabina de perforación deben ser a prueba de flama y deben apagarse en cuanto se encuentre  $H_2S$ .

10. Todos los rompevientos y cortinas de la perforadora deben bajarse - cuando la perforación se acerque a las zonas productoras de gas ácido.

11. Debe tenerse en la perforadora comunicaciones telefónicas o de radio.

12. Debe tenerse tres ventiladores.

- a) Uno de ellos para desplazar a través de la estructura del equipo --- hacia las presas de desperdicio.
- b) Otro para desplazar a través de la mesa rotatoria.
- c) Uno más sobre la plataforma del mastil, para alejar los gases posi--- bles, del ayudante de perforación.

13. Debe tenerse un mapa que muestre todos los edificios situados den--- tro de un radio de 3 millas alrededor del sitio del pozo. Todos los edificios ocupados deben marcarse con el número de personas que generalmente ocupan cada uno de ellos. Debe tenerse los nombres y estar en contacto después de la ini--- ciación de la perforación para exponer los riesgos y explicar que en caso de - que se presentará alguna emergencia, podría ser necesario evacuar los edifi--- cios. El hecho de que haya una zona boscosa tras de la Torre de perforación - no quiere decir que no existan casas, ganado, etc.

14. La planeación del pozo debe incluir la utilización de inhibidores - en el lodo de perforación como carbonato de cobre, etc., para reducir la reac--- ción del  $H_2S$  sobre la sarta de perforación, las partes de la bomba en contacto con el flujo, los estranguladores y la tubería. Los inhibidores reducen tam--- bién la cantidad de  $H_2S$  que llega a la superficie, reducen su olor y su agre--- sividad y hacen posible que las cuadrillas trabajen más eficientemente sin más caras. Trabajos como la extracción de un núcleo y algunas otras operaciones - peligrosas exigen el uso del equipo contra gas aunque no se haya observado en la superficie el olor de  $H_2S$ .

15. Cuando se usan máscaras deben tener una ayuda adicional, por ejem--- plo, que la gente trabaje por parejas, esto es necesario en el caso de fuertes concentracioens de gas, cuando un trabajador puede perder el sentido por el -- gas en un lugar en el que nadie lo notaría. La ayuda debe tener lugar en un - corto periodo de tiempo, ya que en caso contrario el afectado sufriría efectos posteriores.

16. Después de iniciarse la perforación es necesario estar en contacto con las autoridades civiles, ambulancia, hospital y doctores para informarles del peligro y de la acción que puede preverse en caso de desarrollarse alguna emergencia. La mayoría de los médicos nunca han tratado casos de afectados por  $H_2S$ , y la primera visita que se haga al médico deberá incluir toda la información con respecto a este gas.

17. Los trabajadores que hayan tenido oídos reventados no deben estar - autorizados para trabajar, el gas puede entrar al organismo a través de este - pasaje. Si está dañado verificar estos detalles con su personal, los exámenes médicos deben cubrir este aspecto.

18. Debe tenderse una línea para controlar el pozo desde un punto seguro.

19. Las presas de los quemadores deben quedar situados de tal manera -- que uno quede frente al otro para que un cambio de la dirección del viento reduzca el peligro desviando el flujo de una presa a otra. El gas busca las --- áreas más bajas.

- Precauciones para las Operaciones de la Perforadora en trabajos de -- servicio o rehabilitación.

a) El jefe de perforación o algún otro supervisor a cargo de la perforadora debe ser el responsable de revisar todas estas medidas de protección.

b) Todas las líneas, conexiones, válvulas, etc., deben ser instaladas y mantenidas de tal manera que se eliminen las fugas de gas o de aceite.

c) Debe tenerse a la mano equipo respiratorio autosuficiente para poder auxiliar en condiciones de seguridad a la persona o personas rescatadas. No - se condiscernieron adecuadas las mascarillas sin filtro.

d) Las mascarillas deben colocarse en un sitio limpio y estar a disposición inmediata para usarse cuando se necesiten, deben limpiarse y esterilizarse de acuerdo con la práctica sanitaria.

e) No trabajar ni permanecer en dirección donde el gas sea arrastrado.

f) Si el viento es casi nulo, usar mascarillas.

g) El  $H_2S$  es más pesado que el aire, por lo tanto, toda persona que deba trabajar en una zona baja o cualquier excavación, sitios en los que exista posibilidades de que se acumule el gas, debe usar una mascarilla y con vigilancia permanente para cuando requiera ayuda.

### 6.3 Prevención y Control de Operaciones en Presencia de $H_2S$ .

Las actividades petroleras manejando sulfhídrico, ya sea de los fluidos provenientes de la formación, por la degradación de los fluidos de control o por la acción bacteriana que produce este gas, presentan problemas tanto para los materiales como para el personal trabajador. Estas operaciones pueden ser realizadas en condiciones de seguridad si todos los trabajadores están informados y capacitados para afrontar la presencia de  $H_2S$ , éste es un gas muy tóxico que puede afectar la salud del personal e incluso puede provocar la muerte en concentraciones sumamente bajas.

Otros de los daños que propicia es la falla prematura de los aceros de alta resistencia y de otros metales. Esto implica que todo el personal debe estar totalmente familiarizado con los reglamentos y procedimientos de seguridad adecuados para usarse en servicio de gas amargo, para lograr que los trabajos realizados en estos ambientes sean lo mas seguros.

En zonas donde por pruebas de producción se ha detectado la presencia de sulfhídrico que potencialmente puede resultar en concentraciones de 20 ppm, se realizan programas de contingencia.

#### 6.3.1 Programas de contingencia.

Estos programas consisten principalmente en notificar a la gente que vive cerca del área de riesgo, debido a los descontrolos que se pudieran presentar.

Estas medidas deben revisarse periódicamente por los cambios poblacionales que se presenten.

Cuando los datos son insuficientes para determinar el área de riesgo la Texas Railroad Commission considera un radio de seguridad de 3000 pie para una concentración de 100 ppm.

También se puede determinar esta área de riesgo mediante la siguiente ecuación. Para determinar el radio de exposición del  $H_2S$  a una concentración de 100 ppm.

$$X = ( (1.589) (H_2S) (Q) )^{0.6258}$$

Para una concentración de 500 ppm se tiene:

$$X = (0.4546) (H_2S) (Q) ^{0.6258}$$

Donde;

X = Radio de exposición (pie)

Q = Máximo gasto que pudiera escapar a la atmósfera (pie<sup>3</sup>/día)

$H_2S$  = Fracción mole de  $H_2S$  en la mezcla gaseosa que pudiera escapar a la atmósfera.

Si la concentración del gas amargo en el aire resulta un riesgo para la gente y para el ganado, será necesario quemarlo para disminuir el peligro.

### 6.3.2 Preparación del Lugar. Recomendaciones A.P.I.

La localización del equipo es programada considerando el terreno y los vientos dominantes para obtener la máxima seguridad en éste y en el personal - que labora.

Todos los accesorios del equipo deben estar en buenas condiciones y a - distancias adecuadas (equipo de generación eléctrica se debe localizar por lo menos a 150 pie para reducir los riesgos de explosión, las casetas de los operadores también deben estar a una distancia adecuada así como también los quemadores).

Los equipos de inhaloterapia y de comunicación con el exterior deben -- estar en lugares accesibles y seguros. Para la instalación del equipo debe -- también considerarse suficiente espacio para maniobrar y vías de acceso al -- equipo sin obstrucciones.

Los tipos de localizaciones se clasifican principalmente en dos:

- a) Localización del equipo en zonas ilimitadas, ver fig. 6.1
- b) Localización del equipo en zonas limitadas, ver fig. 6.2

En ambas instalaciones es necesario colocar indicadores de la dirección del viento en varias partes del área, suelo, estructura, torre, con la finalidad de determinar áreas de reunión del personal por si se presenta el  $H_2S$ , las cuales se localizarán directamente contra la dirección del viento a una distancia por lo menos de 225 pie del equipo.

Los ventiladores que se colocan son con la finalidad de dispersar el -- gas amargo reduciendo con ello su poder tóxico con la reducción de su concen-- tración.

También las tuberías del quemador se colocarán perpendicularmente a la dirección del viento prevaleciente a una distancia de 300 pie del pozo, estas líneas con sus válvulas correspondientes para aprovechar la dirección cambiante del viento y debe hacerse todos los esfuerzos necesarios para mantenerlos - encendidos en todo momento, esto se puede lograr utilizando mecheros o pilotos de propano.

Todos los accesorios eléctricos se revisarán periódicamente y se harán a prueba de gases para reducir las posibilidades de explosión.

6.4 Equipo de protección para el personal e información de los riesgos en - el manejo de  $H_2S$ .

- a) Propiedades físicas y características del ácido sulfhídrico, ver tabla 6.1
- b) Relación de concentraciones y efectos del  $H_2S$ , como se indican en la tabla 6.2 y 6.3.

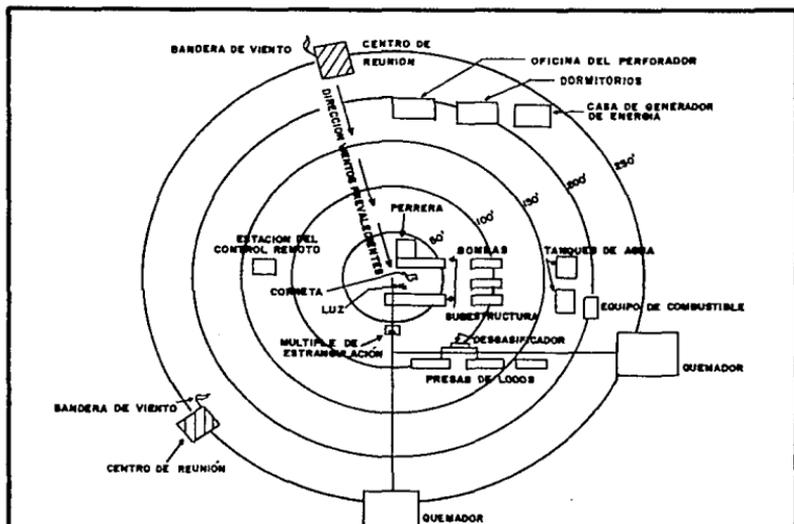


FIG. 6.1 LOCALIZACIÓN DEL EQUIPO EN ZONAS ILIMITADAS

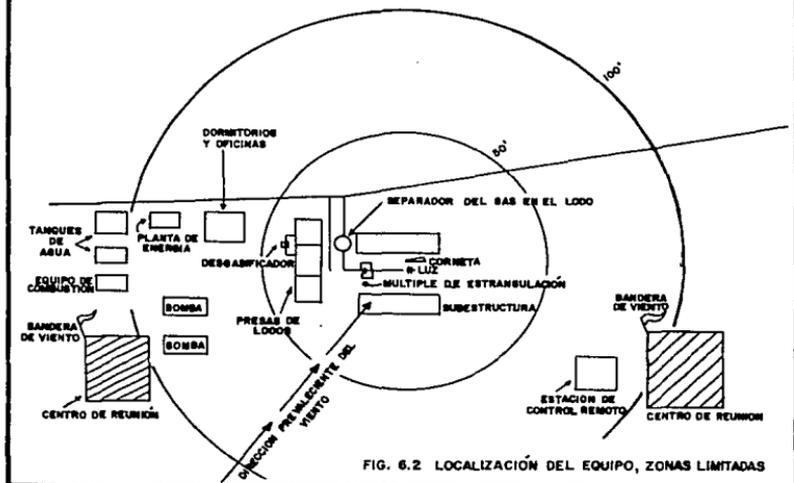


FIG. 6.2 LOCALIZACIÓN DEL EQUIPO, ZONAS LIMITADAS

c) Precauciones que deben tomarse cuando se sospecha la presencia de --  
H<sub>2</sub>S.

a) Propiedades físicas y características del ácido sulfhídrico.

TABLA 6.1

Nombres Comunes	Gas agrio, gas ácido, gas sulfuroso.
Fórmula química	H <sub>2</sub> S
Peso molecular	34.08
Densidad relativa	1.1893 a 25°C (aire = 1.0)
Presión de vapor	19.6 atm a 25°C
Color	Ninguno
Temperatura de autoignición	482°C, se quema con una flama azul y produce dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )
Límites explosivos	4.3 a 46% por volumen de aire
Olor	Comparado con huevos podridos
Corrosividad	Reacciona con metales
Potencial Hidrógeno	Es de 3, disuelto en agua.
Solubilidad	Es soluble en agua, esta solubilidad disminuye al aumentar la temperatura del agua.
Concentraciones permisibles	10 ppm en 8 hrs. de exposición, es 6 veces -- más tóxico que CO <sub>2</sub> .

b) Relación de Concentraciones y efectos del H<sub>2</sub>S indicados en la tabla 6.2.

TABLA 6.2

Vol. de H <sub>2</sub> S en el aire (%).	Partes por millón (ppm)	Efectos producidos por exposición.
0.001	10	Concentración máxima permisible para 8 hrs. de exposición.
0.005	50	Conjuntivitis, ligera irritación del aparato respiratorio.
0.01	100	Después de 1 hr. de exposición, -- irritación de los ojos, pérdida -- del sentido del olfato después de 2 a 15 min. de 15 a 30 min. mareos y dolor de ojos. Para una hora de exposición irritación en la garganta.
0.02	200	Conjuntivitis marcada e irritación del aparato respiratorio.
0.05	500	Pérdida de la conciencia y posiblemente la muerte en media hora.
0.07	700	Rápidamente se produce inconsciencia acompañada del cese de la respiración.
0.50	5000	Fatal
1.00	10000	Fatal

La susceptibilidad al envenenamiento por H<sub>2</sub>S varía según el número de exposiciones que haya sufrido un individuo. Una segunda exposición es más peligrosa que la primera y así sucesivamente.

Por lo que se refiere a la comparación del sulfhídrico con otros gases se presenta la tabla 6.3, la cual indica la peligrosidad de este gas ácido.

TABLA 6.3

Nombre común	Fórmula	Densidad Relativa (aire=1)	Límite (ppm)	Límite riesgo (ppm/hr)	Concentración mortal (ppm)
Cianuro de Hidrógeno	HCN	0.94	10	150	300
Acido sulfhídrico	H <sub>2</sub> S	1.19	10	250	600
Dióxido de Azufre	SO <sub>2</sub>	2.21	5	---	1000
Cloro	Cl <sub>2</sub>	2.45	1	4	1000
Monóxido de Carbono	CO	0.97	50	400	1000
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	1.52	5000	5%	10%

c) Precauciones que deben tomarse cuando se sospecha la presencia de --  
H<sub>2</sub>S.

1. Es necesario informar a todos los trabajadores sobre las características del sulfhídrico y sobre los riesgos, así como los procedimientos de seguridad que deben aplicarse cuando se encuentra o sospecha su presencia.

2. Debe darse a todos los trabajadores instrucciones sobre la utilización del equipo de protección existente, además serán informados de la localización de aparatos para la protección de la respiración, detectores de sulfhídrico y sus alarmas, equipo de ventilación, áreas de reunión, sistemas de alerta, procedimientos de evacuación; también deben estar bien informados sobre la dirección de los vientos prevalecientes en el área. Se debe efectuar sesiones de entrenamiento y simulacros por si se presenta el gas ácido.

3. Al entrar a una zona en la que se sospecha la existencia de H<sub>2</sub>S debe hacerse una prueba para determinar si el gas está presente y cual es su concentración.

4. No intentar determinar su presencia por medio del olfato, puesto que este sentido queda rápidamente paralizado por este gas, de 2 a 15 min. de exposición a bajas concentraciones y en 60 seg. para concentraciones elevadas.

5. El personal debe cuidarse entre sí, siempre que sea posible deben -- trabajar en parejas.

6. Los cuartos de vivienda deben estar suficientemente retirados.

7. La ventilación debe ser adecuada para eliminar el gas del área de -- trabajo, hasta donde sea posible.

8. Nunca entre en un sitio cerrado en el que pueda haberse acumulado -- ácido sulfhídrico sin llevar el equipo de protección adecuado, así como en los días cuando no haya viento use las mascarillas. Para la extracción de núcleos exija el uso del equipo contra el  $H_2S$  aunque no se haya observado en la superficie. Si el trabajador está fuera del alcance debe llevar un cinturón de seguridad fijo a un cable, que debe ser sujeto a una persona responsable situada en un lugar fuera de peligro.

9. El equipo de protección, resucitadores, mascarillas, oxígeno, etc. - deben tenerse fácilmente disponibles para cuando se requiera.

10. Los primeros auxilios para las víctimas del  $H_2S$  se basan principalmente en la ayuda de respiración, incluyendo lo siguiente:

a) Mueva de inmediato a la víctima al aire fresco y puro, no ponga en - peligro su propia seguridad. Use equipo de protección.

b) Si la víctima está inconciente y no respira, aplique de inmediato la respiración artificial y continúela sin interrupción hasta que restablezca su respiración normal.

c) Llame al doctor.

Recomendación: Practique las nueve primeras indicaciones y probablemente nunca necesitará la décima por envenenamiento.

#### 6.5 Uso del amoniaco para neutralizar el $H_2S$ .

El uso de una solución de Hidróxido de Amonio propicia un control parcial sobre el  $H_2S$  presente en las tuberías. Después de haber sido extraídas y permaneciendo aún en el piso del equipo se vierte esta solución de Amoniaco en el Cuerpo del Tubo.

En estas y en otras condiciones el amoniaco no representa riesgo de envenenamiento para el personal, sin embargo no se puede respirar durante períodos prolongados, sus concentraciones peligrosas se detectan con su olor agudo y picante.

##### Procedimiento.

La mezcla de amoniaco y agua en partes iguales debe vaciarse al tubo inmediatamente después de retirarse del pozo. Debe agregarse una cantidad suficiente 50/50 para neutralizar, use aproximadamente 1/2 galón de mezclas por línea.

Posteriormente si el detector sigue indicando la presencia perjudicial de  $H_2S$ , puede volverse a tratar a la tubería y en caso necesario aumentar la cantidad para el tratamiento. En clima muy frío la cantidad de Amoniaco gaseoso que se desprende de la solución 50/50 será reducida, por lo tanto en invierno en zonas frías debe ser vaciado por la tubería antes de que se enfríe. Este método para neutralizar  $H_2S$  es seguro únicamente cuando esté presente gas en la tubería y cuando se encuentre líquido será necesario que la cuadrilla se proteja con equipo de respiración.

B I B L I O G R A F I A

1. Bill Goolsby.: "How to Drill Efficiently Safely in Sour Gas Areas", Delta Drilling Co. Tyler, Texas. World Oil, Aug. 1977.
2. Recommended Practices.: " Safe Drilling of Wells Containing Hydrogen -- Sulfide", A.P.I. Dallas, Texas. 1974.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Es importante que el Ingeniero Petrolero tenga conocimientos desde un nivel microscópico, sobre los fundamentos de las causas de la corrosión y su origen para un debido control. Esto permite preservar la vida útil del equipo así como la seguridad del personal.
2. El avance de la corrosión sin control provoca un desgaste acelerado y -- como consecuencia una disminución en la resistencia de materiales y es -- conocido que en la Industria Petrolera las condiciones de operación son severas puesto que se manejan presiones y temperaturas elevadas que exigen el uso de materiales altamente resistentes.  
  
Como consecuencia de esto, en el capítulo 2 se mencionan los pasos a seguir para lograr una selección adecuada del tipo de material por usarse, durante las diferentes etapas de la explotación.
3. En el capítulo tres, referente a la perforación se concluye que es de -- gran importancia la selección de materiales, así como los fluidos utilizados para mantener un adecuado control sobre los efectos corrosivos y -- disminuir al máximo las fallas de materiales que se presentan.
4. La terminación de los pozos es una de las principales actividades por -- realizar durante la explotación del petróleo, es por esto que se debe -- realizar un diseño adecuado tanto de herramientas subsuperficiales como fluidos empacadores para contrarrestar el efecto corrosivo.
5. La producción de hidrocarburos debe ser realizada bajo condiciones de -- operación adecuadas y debe tomarse en cuenta a los fluidos producidos -- así como los métodos de inhibición adecuados para cada condición de operación en particular.

6. Uno de los aspectos más importantes dentro de la Industria Petrolera es la seguridad de personal donde existe el riesgo de fallas de material debido a la corrosión.

Por todo esto es necesario realizar programas de capacitación de personal, mantenimiento y suministro del equipo adecuado de protección, para laborar en condiciones favorables.

Las recomendaciones que se presentan en este trabajo deben ser consideradas para obtener una mayor seguridad durante las operaciones por realizar.

- El personal responsable de las instalaciones y equipos, debe estar continuamente actualizado en los avances técnicos de origen y control de la corrosión.
- Es importante conocer a fondo los posibles agentes corrosivos así como la intensidad con que se presentan, para realizar los diseños adecuados de materiales y métodos de protección convenientes.
- Realizar inspecciones periódicas del avance de la corrosión, así como de la eficiencia del método utilizado para prevenirla.
- El mantenimiento y protección de las instalaciones debe realizarse continuamente dependiendo de los resultados de inspección de avance de la corrosión.
- La seguridad del personal debe ser adecuada, cuando se labora en instalaciones con presencia de gases amargos.