



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“EFECTO Y CONTROL DE LA CORROSIÓN POR H₂S EN TUBERÍAS DE
PRODUCCIÓN”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

SORIA RAMÍREZ RAFAEL EDMUNDO

DIRECTOR: ING. ROSAS RIVERO MARIO



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	7
CAPITULO 1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS GENERALES	8
TUBERÍAS	8
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	8
TUBERÍA DE PERFORACIÓN	8
APAREJOS DE PRODUCCIÓN	8
<i>Acero</i>	8
<i>Fabricación de tuberías</i>	10
<i>Tipos de tuberías</i>	11
<i>Características de las tuberías</i>	14
<i>Grados del acero y sus características</i>	16
<i>Tuberías de perforación</i>	17
<i>Condiciones de Falla en Tuberías</i>	18
<i>Conexiones o juntas</i>	18
<i>Estándares sobre tuberías</i>	20
CORROSIÓN.....	21
<i>Formas en las que se presenta la corrosión en tuberías de producción</i>	23
CAPITULO 2 CORROSIÓN POR H₂S	25
PH	25
SULFURO DE HIDROGENO H ₂ S.....	25
<i>Formación de H₂S</i>	26
CORROSIÓN AGRIA.....	26
<i>Presión parcial</i>	27
<i>Morfología de la corrosión agria</i>	31
CORROSIÓN POR PICADURAS EN PRESENCIA DE SULFUROS.....	32
CORROSIVIDAD DE LOS SULFUROS DE HIERRO.....	33
CAPAS SUPERFICIALES DE SULFUROS.....	33
<i>El efecto del pH</i>	33
<i>El efecto de la concentración de H₂S</i>	34
<i>El efecto de la temperatura</i>	34
<i>Reacciones en la corrosión interna del acero</i>	34
CORROSIÓN H ₂ S /CO ₂	35
<i>Formación de la capa en la tubería</i>	35
AGRIETAMIENTO POR ESFUERZO DEL SULFURO (SULFIDE STRESS CRACKING-SSC).....	37
AGRIETAMIENTO INDUCIDO POR HIDROGENO (HYDROGEN INDUCED CRACKING HIC).....	40
CAPITULO 3 PREDICCIÓN Y CONTROL DE LA CORROSIÓN POR H₂S	43
PREDICCIÓN DE NIVELES MÍNIMOS DE H ₂ S	43
CONTROL DE LA CORROSIÓN POR H ₂ S	45
<i>Inhibición de la corrosión en acero de carbón</i>	46
<i>Recubrimientos internos de plástico</i>	47
<i>Fibra de plástico reforzada (FRP por sus siglas en ingles)</i>	47

<i>Aleaciones resistentes a la corrosión (CRA por sus siglas en ingles)</i>	48
<i>Limites de aplicación para CRA en ambientes de producción</i>	48
SELECCIÓN DE CRA'S CON RESISTENCIA AL SSC Y HIC	49
REGIONES DE SEVERIDAD DEL SSC	50
OPCIONES DE FABRICACIÓN DE TUBERÍAS PARA SERVICIOS DE H ₂ S	52
CONCLUSIÓN	53
REFERENCIAS	54

Introducción

La tubería de producción es el conducto por el cual los fluidos son transportados del yacimiento a las instalaciones superficiales. La tubería de producción debe soportar la corrosión ocasionada por el hidrocarburo en cualquier fase así como los gases ácidos y sales. La corrosión en el acero por H_2S ha sido uno de los mayores problemas en la industria petrolera desde 1940, todo esto debido a la presencia de cantidades variables de gas y agua. La corrosión es un ataque destructivo de algún material por reacción a su ambiente y un riesgo potencial en la industria petrolera. Casi cualquier medio acuoso puede promover la corrosión, la cual ocurre en varias condiciones en la producción. Este proceso se compone de tres elementos: un ánodo, cátodo y un electrolito. El ánodo es el sitio donde se corroe el metal, el electrolito es el medio corrosivo el cual permite la transferencia de electrones del ánodo al cátodo, y el cátodo forma un conductor eléctrico en la celda el cual no es consumido por el proceso de corrosión. El aceite crudo y el gas natural llevan gran cantidad de productos de alta impureza los cuales son altamente corrosivos. En los pozos de gas y aceite existe una alta exposición a elementos corrosivos como el H_2S . La presencia de H_2S se debe a la producción de gas dulce de altas profundidades y al uso de técnicas de recuperación que se basan en la inyección de gases que contienen H_2S . La extracción continua de H_2S en componentes de gas y aceite afectan con el tiempo a la tubería de producción en la cual se ve el efecto en la parte interna de la tubería. En toda la tubería de producción se ve la degradación del acero debido a las variaciones de composición de fluidos, acidez de los pozos y cambio en las condiciones operativas de presión y temperatura. En esta degradación se ve afectada la pérdida de propiedades mecánicas como la fuerza, límite elástico, así como otras. Esto lleva a pérdida de acero de la tubería, reducción de grosor y a tiempos finales a fallas. Existe un punto donde la tubería se romperá totalmente y será necesaria una reparación. Para evitar llegar a este punto el control de la corrosión es esencial para mantener la producción y evitar este tipo de riesgos en el pozo.

Los materiales que se utilizan en el fondo del pozo deben de cumplir con los requerimientos de resistencia a la corrosión así como requerimientos mecánicos. Es posible establecer una serie lógica de pasos a seguir para la selección de materiales, incorporando el análisis del ambiente, velocidad de corrosión y selección de material por límites económicos establecidos. En años recientes muchos desarrolladores han refinado el cálculo de la tasa de corrosión por H_2S . Además la definición de servicio amargo ha sido reconsiderada y se ha ampliado su aplicación y la variedad de características y materiales a usar para las diferentes condiciones. La atención principal en el control es el costo de vida de cada material respecto a la producción en el proceso de selección de material.

Capitulo 1 Definiciones y conceptos Generales

Tuberías

Una tubería es una pieza cilíndrica hueca compuesta de acero, con una geometría y espesor de cuerpo definido.

Tubería de Revestimiento

Tubería de gran diámetro la cual se asienta y se inserta en una sección previamente perforada en un pozo, y típicamente se mantiene colocada con cemento

Tubería de perforación

Tubo de acero el cual viene con conexiones especiales en los extremos llamadas juntas. La tubería de perforación conecta el equipo superficial con el conjunto de fondo, para así poder bombear fluido de perforación a la barrena, también su función permite bajar, levantar y rotar el conjunto de pozo.

Aparejos de producción

Los aparejos de producción son el medio por el cual se transportan los fluidos del yacimiento a la superficie y pueden clasificarse dependiendo de las condiciones del yacimiento.

Para el diseño de un aparejo hay que considerar condiciones bajo las cuales va a trabajar (fluidos, presiones, temperatura y más) y de acuerdo a esto seleccionar bien los factores de diseño ya que cualquier programa sea una intervención, terminación y/o reparación se trabajara en diferentes condiciones como estimulaciones, inyecciones y fracturamientos.

Acero

El acero es metal refinado que contiene carbón en diferentes cantidades, desde 0.5% hasta 1.7% por unidad de peso, además puede contener otros elementos dependiendo del objetivo.

Existen dos principales tipos de acero:

1.- Ordinarios

Los aceros ordinarios se dividen en tres principales grupos: aceros de bajo contenido de carbono, de medio contenido de carbono y de alto contenido de carbono. Pero básicamente

en este tipo de aceros se encuentran tres elementos principales: hierro, carbono y manganeso.

2.-Especiales

Los aceros especiales son fabricados combinando aceros con uno o más elementos. Estos elementos son usualmente metales. Estos son intencionalmente añadidos para obtener propiedades que no se encuentran en los aceros ordinarios. Estos aceros pueden incrementar las siguientes propiedades:

- Dureza
- Maquinabilidad
- Fuerza en tratamiento de calor
- Dureza en la manufactura
- Resistencia a la corrosión
- Retención de dureza a altas temperaturas.

Propiedades mecánicas del acero

Las propiedades mecánicas describen el comportamiento del material cuando se somete a cargas. Estas propiedades afectan las características de funcionamiento de los miembros de los sistemas estructurales. Algunas de las propiedades mecánicas son:

- Resistencia: Esfuerzo máximo que un material puede soportar antes de que ocurra una falla.
- Rigidez: Propiedad de un cuerpo, elemento o estructura de oponerse a las deformaciones.
- Ductilidad: Capacidad de un material para soportar grandes deformaciones inelásticas antes de la fractura.
- Maleabilidad: Capacidad de soportar grandes deformaciones inelásticas antes de la fractura. Se asocia con los esfuerzos de compresión.
- Resiliencia: Capacidad de absorber energía en el intervalo elástico de esfuerzos.
- Dureza: Es una medida de la capacidad del material para resistir rayaduras. Puede modificarse mediante procesos de manufactura tales como tratamientos térmicos, trabajo frío, templado y revenido.

Dureza Rockwell

Para el estándar ASTM E18-03 se define la dureza Rockwell como un método de realizar una muesca por medio de una maquina calibrada con la cual se presiona un penetrador cónico-esferoidal de diamante o una bola de acero endurecido, bajo condiciones específicas hacia la superficie del acero, en dos operaciones y así medir la profundidad de la impresión del

penetrador a determinadas cargas. Este mismo estándar define el número de dureza Rockwell como un número derivado del incremento neto en la profundidad del penetrador cuando la fuerza en el penetrador es incrementada desde una fuerza previa, hasta una fuerza total y luego retornada al valor de fuerza previa.

La figura 1 muestra como se determina la dureza según Rockwell.

Al comienzo el penetrador entra un poco en la superficie de la muestra bajo la acción de la carga previa P_0 , la cual se mantiene hasta el final del ensayo. Esto garantiza una mayor exactitud del ensayo ya que excluye la influencia de las vibraciones y de las irregularidades de la capa superficial. Después se expone la probeta a la acción de la carga total $P_f = P_0 + P_1$, y la profundidad de penetración aumenta. Luego de retirada la carga principal P_1 , en el sistema probeta-penetrador ocurre una recuperación elástica, ya que sobre el actúa sólo la carga previa P_0 , siendo posible la medición de la profundidad de penetración h , la cual determina el número de dureza Rockwell (HR).

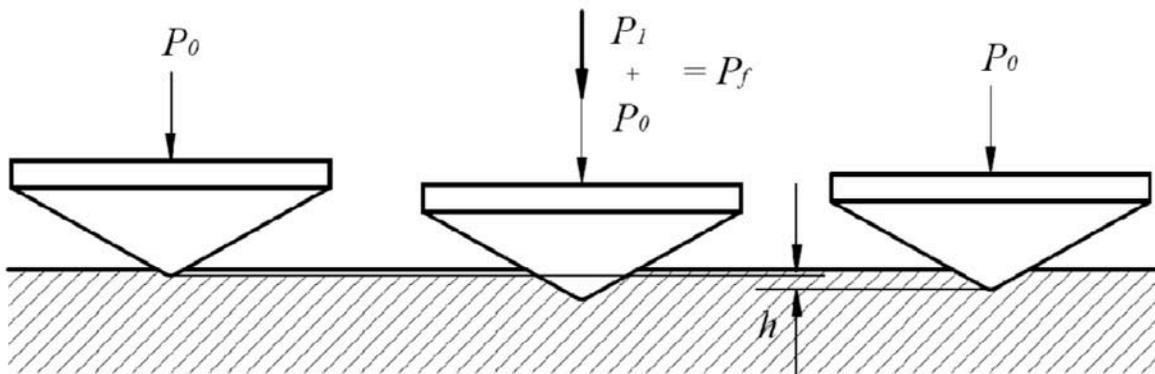


Figura 1 Determinación de dureza Rockwell

Fabricación de tuberías

Existen tres métodos de fabricación de tuberías:

- Costura longitudinal: Se parte de una lámina de chapa la cual se dobla para darle forma a la tubería. La soldadura que une los extremos de la chapa doblada cierra el cilindro. Esta soldadura será la parte más débil de la tubería.
- Soldadura helicoidal: La metodología es la misma que la anterior, con la diferencia que la soldadura no es recta si no que recorre la tubería siguiendo la tubería como si fuera roscada.
- Sin costura: La tubería es un lingote cilíndrico que se calienta en un horno antes de la extrusión (El material se empuja o se extrae a través de un troquel de una sección transversal deseada). En la extrusión se hace pasar por un dado cilíndrico y posteriormente se hace un agujero mediante un penetrador. La tubería sin

costura es la mejor para la contención de presión gracias a la homogeneidad en todas sus direcciones. Y es la mas utilizada en la industria petrolera.

Tipos de tuberías

En la industria petrolera el uso de tuberías es el principal tema ya que se utilizan para cualquier operación en pozo. Debido a que las tuberías cumplen diferentes funciones se manejan diferentes clasificaciones ya sea por su fabricación, objetivo o su función.

Clasificación por objetivo

Esta clasificación consiste en el uso que va a tener la tubería en la operación del pozo, se clasifican básicamente en tres:

Tuberías de revestimiento

Tubería de acero cementada durante el proceso de construcción para estabilizar al pozo. La tubería de revestimiento forma el principal componente en el pozo y es importante para muchas funciones como es prevenir la retención de la pared del pozo, aislar los fluidos de la formación y provee control de fluidos y presiones cuando se está perforando.

Además, las tuberías de revestimiento proporcionan el medio para instalar las conexiones superficiales de control, empacadores y tubería de producción.

Tuberías de producción

Las tuberías de producción son elemento a través del cual se conducen desde la superficie los fluidos producidos de un pozo, o bien, los luidos inyectados hasta la superficie hasta el yacimiento.

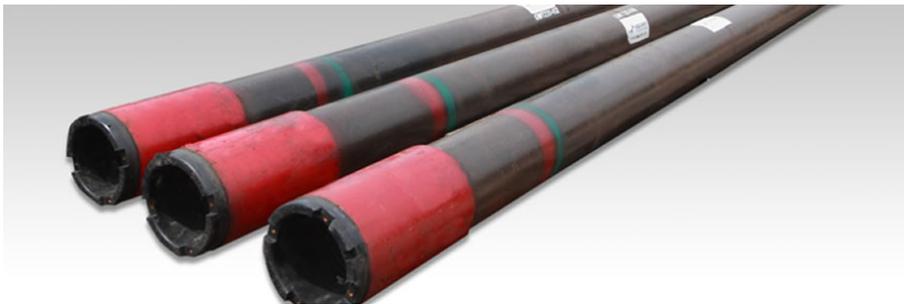


Figura 2 Tubería de producción

Tuberías de perforación

Las tuberías de perforación son las piezas utilizadas para llevar trabajos durante la operación de la perforación. Generalmente se les conoce como tuberías de trabajo, porque están expuestas a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo.



Figura 3 Tubería de perforación

Otras tuberías

Estas tuberías son variaciones a las clasificaciones antes mencionadas, por lo que no pertenecen a otra clasificación, pero es de interés saber de la existencia de estas.

Tubería flexible: Es un conducto tubular de gran longitud y flexibilidad su principal característica es que la tubería es continua, a diferencia de las tuberías convencionales que requieren un elemento conector para unir por tubo y lograr contar con una longitud apropiada para el trabajo a realizar. La tubería flexible es de dimensiones geométricas esbeltas, aunque actualmente existen de gran dimensión y la mayoría de las veces se utiliza como tubería de trabajo en procesos de recuperación avanzada durante la vida productiva del pozo.



Figura 4 Tubería flexible

Lastrabarrenas (drill collars): Los lastrabarrenas son tuberías utilizadas para auxiliar a la tubería de perforación a dar paso a la barrena durante las operaciones de perforación.

Tubería pesada (heavy weight): Esta tubería se utiliza como auxiliar entre la tubería de perforación y lastrabarrenas. Para evitar la fatiga de los tubos durante la perforación debido a sus grandes dimensiones geométricas.

Clasificación por su función

Las tuberías de revestimiento se clasifican por la función que desempeñan al colocarse en el interior de un pozo, esto es:

Conductora: Es la primer tubería de revestimiento que puede ser hincada o cementada en esta se coloca el primer cabezal en donde se conectan las diferentes conexiones superficiales, es la de mayor diámetro ya que por ella pasan las demás tuberías. En el mar, es la primera tubería que se extiende desde la plataforma hasta debajo del lecho marino.

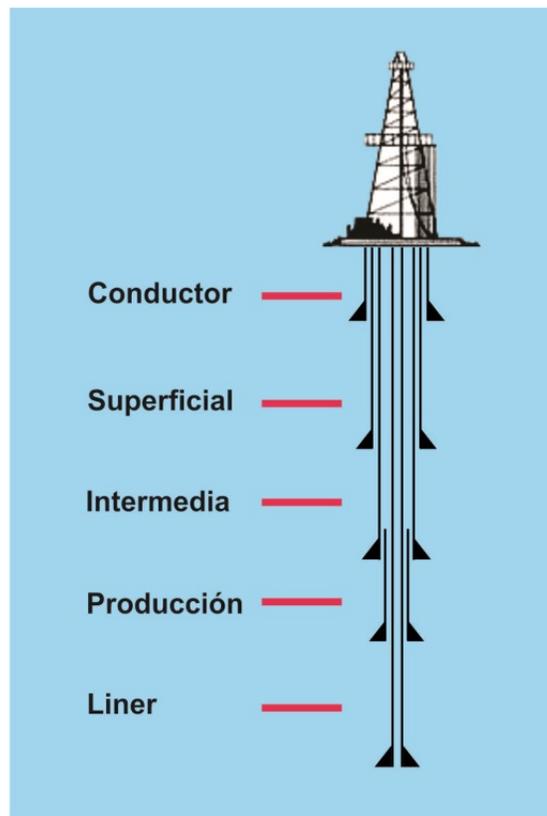


Figura 5 Clasificación de tuberías de revestimiento

Superficial: Es la tubería que sirve para asilar los acuíferos subsuperficiales o someros, así como manifestaciones de gas someros. Provee equipo de flotación, que permite realizar una buena cementación para continuar la perforación dentro de una zona de transición de alta presión. En pozos desviados, la superficie de la tubería debe cubrir toda la sección construida para prevenir derrumbes de la formación durante la perforación profunda. Esta sarta es cementada típicamente hasta la superficie o lecho marino y sostiene las conexiones superficiales de control definitivas.

Intermedia: Es la tubería que aísla zonas inestables del agujero, zonas con pérdidas de circulación de baja presión y zonas de producción. Se utiliza en la zona de transición de presión normal a presión anormal, la cima del cemento de esta tubería debe aislar cualquier zona de hidrocarburo. Algunos pozos requieren múltiples sargas intermedias.

De explotación: Es la tubería que aísla zonas de producción y debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora, tener resistencia a la corrosión así como resistir las presiones que se manejaran en caso de que el pozo se fracture para aumentar su productividad, el bombeo mecánico, la inyección de inhibidores de aceite. El buen trabajo de cementado primaria es crítico para esta sarta.

Tubería corta (liners): Es una sarta de tubería que no se extiende a la cabeza del pozo. En cambio, se sostiene por otra sarta. La tubería corta se usa para reducir costos y mejorar la hidráulica durante perforaciones profundas. La tubería corta puede ser usada tanto en la sarta intermedia como en la de explotación. La tubería corta es cementada típicamente a lo largo de toda su longitud.

Características de las tuberías

Las tuberías empleadas en la industria petrolera deben cumplir con ciertas características geométricas y mecánicas dependiendo de su uso. Es de esta forma que encontramos lo siguiente:

Diámetro nominal

Este es el diámetro exterior del cuerpo de la tubería o OD (por sus siglas en ingles), tradicionalmente expresado en pulgadas y fracciones de pulgada. La tabla 1 muestra los valores estándar.

In	1.315	1.669	1.9	2 3/8	2 7/8	3 1/2	4	4 ½
Mm	33	42	48	60	73	89	102	114

Tabla 1 Diámetros nominales estándar de tuberías

Diámetro interno y grosor

El diámetro interno (ID), este depende del diámetro nominal y del espesor del cuerpo de la tubería, este diámetro es el que se ocupa regularmente para calcular perdidas de presiones y velocidades.

Diámetro Drift

Este parámetro es de mucha importancia. Este es el diámetro garantizado que puede tener alguna herramienta (perforadores, registros, o pequeños tubos concéntricos) para pasar sin problemas en la tubería.

Diámetro externo máximo

Este corresponde al diámetro externo máximo(OD) de la conexión de la tubería, la cual depende del diámetro y el tipo de conexión. Este es un parámetro crítico cuando existen problemas de espaciamento en la tubería de revestimiento.

Longitud de la tubería

Dependiendo al tipo de empate que se tenga, cada tubería tiene una longitud específica mas adelante se especifica que rangos se manejan.

Peso nominal

Aparte de tener lo que es un diámetro nominal también se tiene un peso nominal el cual es el peso promedio entre la tubería y sus conexiones. Por lo que se puede tener una tubería del mismo grosor, pero de diferente peso nominal.

Grosor (mm)	(in)	Peso nominal(#)	
		Con conexión API NU	Con conexión API EU
6.45	0.254	9.20	9.3
9.52	0.375	12.70	12.95

Tabla 2 Pesos nominales con diferentes grosores

Mínimo esfuerzo de tensión

Es el esfuerzo en el cual la tubería se deforma de tal forma que aunque se le deje de aplicar este esfuerzo ya la tubería no regresara a su estado original.

Limite elástico

Cuando se habla de tuberías se habla de limite elástico mínimo y limite elástico máximo.

El límite elástico mínimo es el valor al cual al aplicar un esfuerzo el material va a tener una deformación pero si se deja de aplicar dicho esfuerzo el material regresa a su forma original. El límite elástico máximo es el valor al cual después de haberse deformado la tubería se llega a un punto de ruptura.

Grados del acero y sus características

Al existir diferentes condiciones de presión, temperatura, concentración de CO₂, H₂S, así como otras, existen diferentes tipos de grados de acero con el que se fabrican las tuberías para poder contrarrestar estas condiciones.

La mayoría de los fabricantes siguen la lista de la norma API estándar 5 CT, para la creación de los distintos grados. Los siguientes grados son incluidos en la lista API: H40, J55, C75, N80 y P105.

Las propiedades antes mencionadas están controladas por la composición química del acero utilizado, la misma que los grados API, en la tabla 3 se muestran los valores:

Grados de acero		C	Mn	Mo	Cr	Ni	Cu	P	S
H40	Min	-	-	-	-	-	-	-	-
	Max	-	-	-	-	-	-	0.03	0.03
J55	Min	-	-	-	-	-	-	-	-
	Max	-	-	-	-	-	-	0.03	0.03
K55	Min	-	-	-	-	-	-	-	-
	Max	-	-	-	-	-	-	0.03	0.03
N80	Min	-	-	-	-	-	-	-	-
	Max	-	-	-	-	-	-	0.03	0.03
C75	Min	0.15	0.3	0.15	0.8	0.25	0.25	-	-
	Max	0.75	1.9	1.1	14	0.99	0.35	0.02	0.01
P105	Min	-	-	-	-	-	-	-	-
	Max	-	-	-	-	-	-	0.04	0.06
P110	Min	-	-	-	-	-	-	-	-
	Max	-	-	-	-	-	-	0.04	0.06
Q125	Min	0.35	1	0.75	1.2	0.99	-	0.02	0.01
	Max	0.5	1.9	0.75	1.2	0.99	-	0.03	0.02

Tabla 3 Características químicas de los diferentes grados de acero

Las tuberías también debe de cumplir con ciertas condiciones de resistencia a los esfuerzos. A continuación en la tabla 4, se muestra un ejemplo de algunos grados con sus propiedades de resistencia a esfuerzos y su división de colores.

Sin embargo, eso no significa que sean las únicas, por ejemplo, la compañía Tenaris-Tamsa maneja adicionalmente diferentes tipos de aleaciones para contrarrestar diversos problemas de pozo como corrosión, alto colapso, bajas temperaturas, alta ductilidad, así como otras.

							
	H40	J55	C75	L80	N80	C90	P105
Identificación por bandas de color	1 negra	1 verde	1 azul	1 roja y 1 café	1 roja	1 morada	1 blanca
Limite elástico mínimo(psi)	40 000	55 000	75 000	80 000	80 000	90 000	105 000
Limite elástico máximo(psi)	80 000	80 000	90 000	95 000	110 000	105 000	135 000
Mínimo esfuerzo de tensión (psi)	60 000	75 000	95 000	95 000	100 000	100 000	120 000

Tabla 4 Identificación y propiedades de tuberías

Tuberías de perforación

Clase Nueva.- Se presenta en sus datos de tensión, torsión y presión interna y colapso.

Clase Premium.- Está basada en una tubería que tiene un uso uniforme y un mínimo de espesor de pared del 80%.

Clase 2.- Esta tubería tiene un mínimo de espesor de pared del 65%.

Clase 3.- Esta clase de tubería tiene un mínimo de espesor de pared del 55% con todo el uso de un solo lado.

Condiciones de Falla en Tuberías

El termino “falla” se entiende como sinónimo de “fractura”. Se dice que ocurre una falla cuando un miembro cesa de realizar satisfactoriamente la función para la cual estaba destinado.

Por lo tanto, una falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante la situación y exposición de una carga.

Las principales fallas de las tuberías son básicamente:

Cedencia

Cedencia o fluencia, es aquella propiedad o condición del material para soportar la deformación elástica, o bien, la resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga. Se dice que un material alcanza la cedencia o fluencia cuando experimenta una carga que le provoca una deformación permanente. Es decir, el material se comporta plásticamente o se dice que tiene fluencia. Antes de esta deformación, al liberar la carga, el material recupera su estado original. Se dice entonces que el material es elástico. El punto a partir del cual el material se fractura o se rompe, se dice que alcanza su ultimo valor de resistencia a la cedencia.

Colapso

La falla por colapso de una tubería es una condición mecánica. Esta sucede al aplastarse la tubería por una presión en las paredes externas, superior a la capacidad de resistencia.

Estallamiento

La falla por estallamiento de una tubería es una condición mecánica que se genera por la acción de cargas de presión actuando por el interior de la misma.

Tensión

La tensión es una condición mecánica (tensionada) de una tubería que puede ocasionar la falla o fractura de la misma. Se origina por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo. Las cargas dominantes en esta condición mecánica son los efectos gravitacionales, flotación, flexión y esfuerzos por deformación del material.

Conexiones o juntas

Las tuberías que se utilizan en los pozos están limitadas por diferentes gamas de longitudes API.

Gamas de longitudes API

Rango 1 -----	18 pies a 22 pies
Rango 2 -----	27 pies a 30 pies
Rango 3 -----	38 pies a 45 pies

En México de esta gama de longitudes la que se utiliza es el rango 2, debido a esto se necesita que las tuberías se unan cuando se introducen al pozo, estas al ser unidas deben de ser herméticas y deben ser capaces de resistir cualquier esfuerzo al que se le someterá a la tubería. A esto se le llama junta o conexión.

Una junta se constituye por dos o tres elementos los cuales son:

1. Piñón: Es el elemento el cual es roscado externamente.
2. Caja: Es el elemento el cual es roscado internamente
3. Rosca

Un cople funciona uniendo dos piñones, el cual es un pequeño tramo de diámetro ligeramente mayor, pero roscado internamente desde cada extremo. Los piñones pueden ser del mismo espesor del cuerpo del tubo (Non Upset), o de mayor espesor (Upset).

Clases de juntas.

Existen dos clases de juntas, de acuerdo con su forma de unión con la tubería.

1. Acopladas: Son las que integran un tercer elemento denominado cople, pequeño tramo de tubería de diámetro ligeramente mayor y roscado internamente, el cual, une dos tramos de tubería roscados exteriormente en sus extremos.
2. Integrales: Son las que unen un extremo de la tubería roscado interiormente como piñón y conectándolo en el otro extremo de la tubería roscado internamente como caja.

Clasificación de las juntas

Las juntas pueden clasificarse de acuerdo con el tipo de rosca: API y Premium API

Cabe señalar que la diferencia de estas es que en las roscas API el sello hermético lo hace la grasa que se pone al momento de enroscar, mientras que las roscas Premium su sello hermético lo hace el hombro de la rosca metal-metal.

De acuerdo con las especificaciones API de elementos tubulares, existen únicamente cuatro tipos de roscas:

- Tubería de lineal
- Butress
- Extreme line
- Premium

Son juntas mejoradas a las API y maquinadas por fabricantes que patentan el diseño en cuanto a cambios en la rosca y/o a la integración de elementos adicionales como sellos y hombros que le proporcionan a la junta características y dimensiones especiales para cubrir requerimientos específicos, tales como:

- Evitar el “brinco de roscas” (jump out) en pozos con alto ángulo de desviación.
- Mejorar la resistencia a presión interna y externa.
- Disminuir esfuerzos tangenciales en coples.
- Facilitar la introducción en agujeros reducidos.
- Evitar la turbulencia del flujo por cambio de diámetro interior. Múltiples conexiones y desconexiones en pozos de prueba.

Estándares sobre tuberías

A nivel mundial existen varias organizaciones e instituciones que estudian e investigan, todo lo concerniente al tema de tuberías utilizadas para la industria petrolera. Dichas instituciones se enfocan principalmente al establecimiento de estándares para la fabricación, uso y prueba de materiales, como un medio de coadyuvar a los ingenieros en la mejor toma de decisiones y establecer condiciones y recomendaciones para el adecuado aprovechamiento de las tuberías.

API

Una de las instituciones a nivel internacional y que ha trabajado para la industria petrolera desde 1919, es el American Petroleum Institute (API).

En esta institución se han forjado una serie de estudios e investigaciones que dieron lugar a lo que se conoce como boletines o recomendaciones API.

Los estudios sobre tuberías y conexiones que el API ha realizado, ha generado una gran cantidad de referencias, que en muchos de los casos, aplicamos en cada una de las etapas en las que se utilizan las tuberías. Es decir, primeramente los fabricantes producen las tuberías requeridas acorde a las especificaciones de fabricación y pruebas recomendadas por el API. Además, desde un punto de vista de diseño, se utilizan las condiciones de desempeño estipuladas en los boletines y finalmente, se aplican también las recomendaciones para el uso adecuado de las tuberías.

NACE

Del mismo modo, existe otra institución que se ha enfocado desde 1943 al estudio e investigación de los efectos de la corrosión sobre una diversidad de materiales, la National Association of Corrosion Engineering (NACE). Esta institución ha generado una serie de recomendaciones y boletines de pruebas de materiales que se aplican sobre elementos

tubulares. Generalmente esta institución emite cada año una revisión actualizada de sus referencias.

ISO

A nivel mundial, la International Standard Organization (ISO), organización enfocada a estandarizar procesos con calidad ha avalado o certificado algunos de las recomendaciones y boletines del API, a fin de generalizar su uso en cualquier país.

Cabe aclarar que el API es únicamente válido en el interior de los Estados Unidos. Algunos países y empresas como PEMEX lo adoptan como su estándar.

Corrosión

La corrosión es un ataque destructivo al metal por alguna reacción química o electroquímica en el ambiente. El deterioro por causas físicas no se le llama corrosión si no más bien erosión. En esta definición entran todos los materiales, incluyendo los naturales y los creados por el hombre así como plásticos, cerámicas y metales. Esta tesis se va a enfocar a la corrosión de metales con énfasis de corrosión de carbón y de aceros de baja aleación utilizado en tuberías. En algunas ocasiones el ataque químico va acompañado por un deterioro físico el cual se describe como corrosión-erosión.

La corrosión ocurre en muchas formas y muy variadas formas, pero su clasificación generalmente se basa en uno de los siguientes tres factores:

1. Naturaleza de la sustancia corrosiva. La corrosión puede ser clasificada como húmeda o seca, para la primera se requiere un líquido o humedad mientras para la segunda, las reacciones se desarrollan con gases a alta temperatura.
2. Mecanismo de corrosión. Este comprende las reacciones electroquímicas, o bien las reacciones químicas.
3. Apariencia del metal corroído. La corrosión puede ser uniforme y entonces el metal se corroe a la misma velocidad en toda su superficie, o bien, puede ser localizada, en cuyo caso solamente resultan afectadas áreas pequeñas.

La corrosión sucede por que los metales tienden a regresar a sus estados estables.

Por ejemplo el Fe es estable cuando reacciona con el oxígeno. Así que en presencia de un agente corrosivo el Fe tiende a separarse (descomponerse) del acero y reacciona con el oxígeno.

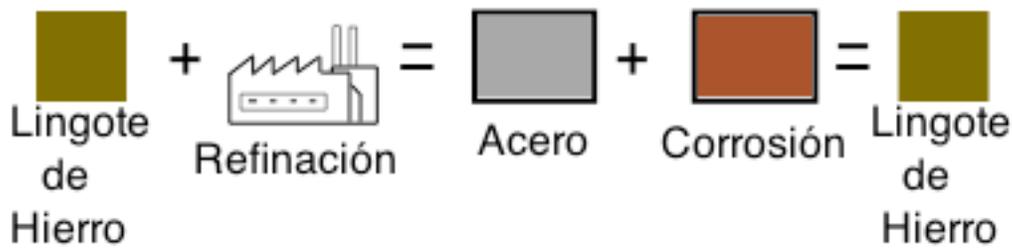
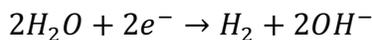
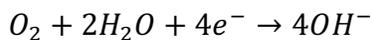
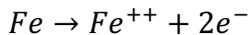


Figura 6 Ciclo del acero

Los procesos de corrosión envuelven lo que es la remoción de electrones (oxidación) del metal y el consumo de estos electrones por otras reacciones de reducción, como el oxígeno o reducción del agua.



La reacción de oxidación es comúnmente llamada reacción anódica y la reacción de reducción como reacción catódica. Ambas reacciones electroquímicas son necesarias para que ocurra la corrosión. La reacción de oxidación causa la pérdida del metal pero la reacción de reducción debe estar presente para consumir los electrones liberados por la reacción de oxidación, manteniendo la carga neutra. De otro modo una gran carga negativa podría rápidamente desarrollarse entre el metal y el electrolito cesando el proceso de corrosión.

La oxidación y reducción son reacciones que son algunas veces referidas como reacciones de media celda y pueden ocurrir localmente (en el mismo lugar que en el metal) o pueden ser físicamente separadas. Cuando las reacciones electrolíticas son separadas, el proceso se conoce como celda de corrosión diferencial. Un esquema de una corrosión diferencial es dado en figura 7. El sitio donde el metal comienza a ser oxidado se le da nombre de ánodo o sitio anódico. En este sitio una corriente eléctrica directa (definida como flujo positivo o carga) fluye de la superficie del metal, hacia el electrolito mientras los iones del metal dejan la superficie. Esta corriente fluye en el electrolito al sitio donde agua, oxígeno o otras especies comienzan a ser reducidas. A este sitio se le llama cátodo o sitio catódico. Hay cuatro componentes necesarios para la corrosión diferencial de una celda.

1. Debe de haber un ánodo
2. Debe de haber un cátodo
3. Debe de haber un conductor (normalmente, esta sería la tubería)

4. El ánodo y el cátodo deben de ser inmersos en un electrolito

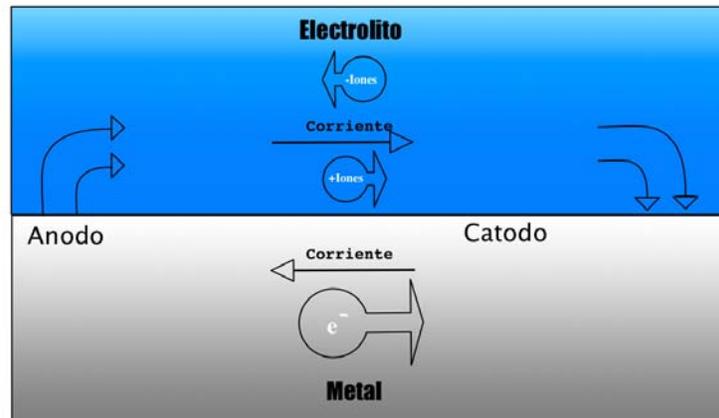


Figura 7 Esquema de corrosión diferencial

Formas en las que se presenta la corrosión en tuberías de producción

Picaduras

La picadura es una forma de ataque corrosivo localizado que produce hoyos pequeños agujeros en un metal. Este tipo de corrosión es muy destructivo para las estructuras de ingeniería si provoca perforación del metal. La picadura puede requerir meses o años para perforar una sección metálica. La picadura requiere un periodo de iniciación, pero una vez comenzada, los agujeros crecen a gran velocidad. La mayoría de estas se desarrollan y crecen en la dirección de la gravedad y sobre las superficies más bajas de los equipos de ingeniería.



Figura 8 Corrosión por picaduras

Corrosión intergranular

La corrosión intergranular es un deterioro por corrosión localizada y/o adyacente a los límites de grano de una aleación. Bajo condiciones ordinarias, si un metal se corroe uniformemente, los límites de grano serán sólo ligeramente más reactivos que la matriz. Sin embargo, bajo otras condiciones, las regiones de límite de grano pueden ser muy reactivas, resultando una corrosión intergranular que origina pérdida de la resistencia de la aleación e incluso la desintegración en los bordes de grano.

Agrietamiento por esfuerzo de corrosión (Stress corrosion cracking-SCC)

EL SCC es la acción conjunta de el esfuerzo y un ambiente corrosivo el cual lleva a la formación de una fractura la cual no se pudo haber formado por la acción o el ambiente por si solo

El Agrietamiento por esfuerzo del sulfuro es una forma de de corrosión el cual tiene que ver con el esfuerzo y el ambiente en un material. El esfuerzo puede ser residual o externamente aplicado o aun puede ser de ambas formas. El agrietamiento varia muy específicamente dependiendo del ambiente. La tabla 5 da ejemplos de que ambientes y factores pueden afectar el acero.

Material	Ambiente	Otros factores
Acero al carbono	Carbonatos en solidos	Temperatura + Protección catódica
Acero al carbono	Alcalinos fuertes	Temperatura
Acero al carbono	Sulfuro de hidrogeno	Dureza Rockwell>22
Acero inoxidable austenítico	Cloruro	Temperatura
Acero inoxidable duplex	Sulfuro de hidrogeno	Sensibilidad a la temperatura

Tabla 5 Ambientes y otros factores que pueden afectar a diferentes tipos de acero

Agrietamiento por esfuerzo del sulfuro (Sulfide stress cracking-SSC) y Agrietamiento inducido por hidrogeno.

En estas formas también se presenta la corrosión, pero son mas especificas al haber H₂S en el medio. De estas se va a hablar de forma mas especifica en el siguiente capitulo.

Capitulo 2 Corrosión por H₂S

Una de las corrosiones que más afecta a la industria petrolera por su alta concentración y existencia en los yacimientos petroleros es la corrosión por H₂S. El H₂S es un gas el cual aparte de tener un efecto nocivo para la salud en altas concentraciones, al estar en contacto constante con las tuberías de producción este gas tiende a ser altamente corrosivo. Para saber cómo controlar este ataque corrosivo se debe de tomar en cuenta las propiedades del H₂S.



Figura 9 Corrosión por H₂S en tubería de producción

pH

El pH se define como una medición de la concentración de iones hidrogeno. Soluciones con altas concentraciones de iones de hidrogeno tienen pH bajo y soluciones con bajas concentraciones de iones hidrogeno tienen alto pH.

La ecuación que define al pH es:

$$pH = -\log_{10} [H^+] \quad (2-1)$$

Sulfuro de hidrogeno H₂S

El sulfuro de hidrogeno es un gas altamente toxico y corrosivo, teniendo efectos en concentraciones de ppm. Es soluble en hidrocarburos y agua; y se va a separar en estos dependiendo en la presión, temperatura y pH locales. Otros factores que afectan la solubilidad son la cantidad de hidrocarburos aromáticos y alifáticos en el crudo y la salinidad

del agua. La solubilidad del H₂S en crudos altamente aromáticos es incrementado por el doble.

Cabe mencionar que el sulfuro de hidrogeno cuando se encuentra disuelto en fase liquida se le llama acido sulfhídrico(H₂S_{aq}).

Las propiedades físicas de este gas son:

Propiedades físicas del Sulfuro de hidrogeno	
Formula	H ₂ S
Peso Molecular (lb/mol)	34.08
Temperatura critica (°F)	212.8
Presión Critica (psia)	1306.5
Punto de ebullición (°F)	-74.9
Punto de fusión (°F)	-122.0
Psat @ 70°F (psia)	263.6
Densidad liquida @70°F (lb/ft ³)	48.52
Densidad de gas @70°F 1 atm (lb/ft ³)	0.0888
Volumen especifico @70°F 1 atm (ft ³ /lb)	11.26
Gravedad especifica	1.207
Calor especifico @ 70°F /Btu/lbmol-°F)	8.29

Tabla 6 Propiedades del sulfuro de hidrogeno

Formación de H₂S

Existen cuatro mecanismos posibles como responsables del fenómeno de agriamiento de los fluidos del yacimiento:

1. Reducción de los sulfatos del agua o del azufre por acción microbiana.
2. Reducción termoquímica de los sulfatos o azufre provocada por hidrocarburos.
3. Hidrolisis térmica de sulfuros inorgánicos.
4. Desorción de H₂S a partir de sedimentos.

Corrosión agria

La corrosión agria sucede en fluidos que contienen H₂S. El nivel de sulfuro al cual un fluido se le llama agrio depende de la presión parcial de H₂S.

Presión parcial

La presión parcial de un gas, sería aproximadamente la presión de dicho gas si se eliminaran repentinamente todos los demás componentes de la mezcla o solución y sin que hubiese variación de temperatura. La presión parcial de un gas en una mezcla es la medida de la actividad termodinámica de las moléculas de dicho gas y, por lo tanto, es proporcional a la temperatura y concentración del mismo.

Calculo de la presión parcial de H₂S para sistemas fase gaseosa

La presión parcial de H₂S puede ser calculada al multiplicar la presión total del sistema por la fracción mol de H₂S en la fase gaseosa.

$$p_{H_2S} = p \times \frac{x_{H_2S}}{100} \quad (2-2)$$

donde:

p_{H_2S} : es la presión parcial de H₂S, expresada en psi (MPa)

p : es la presión absoluta del sistema, expresada en psi (MPa)

x_{H_2S} : Es la fracción mol de H₂S en el gas, expresada en %

Si la presión total del sistema y la concentración de H₂S se conocen, las presiones parciales de H₂S se pueden estimar en la figura 10.

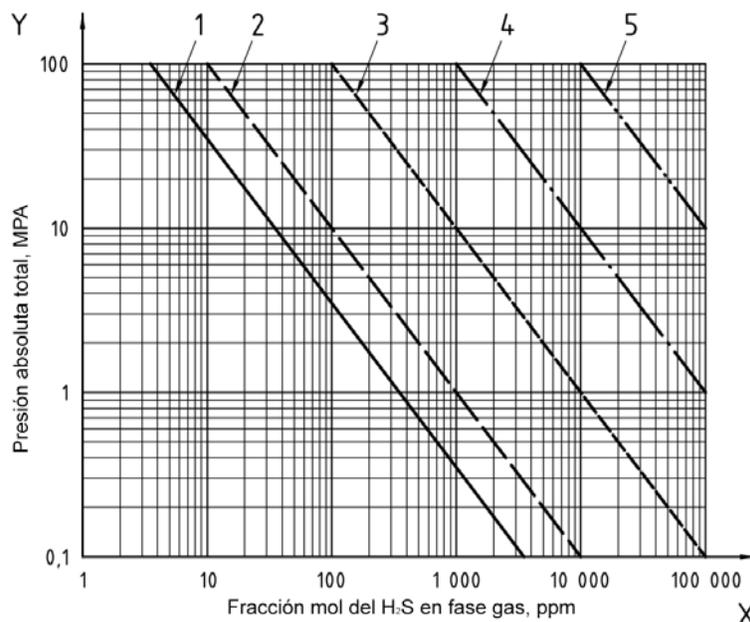


Figura 10 Grafica para calculo de presiones parciales de H₂S

donde:

X es la fracción mol del H₂S en el gas, % x 10⁴ (ppm por volumen)

Y es la presión absoluta total, MPa

1 $p_{H_2S} = 0.3$ kPa

2 $p_{H_2S} = 1$ kPa

3 $p_{H_2S} = 10$ kPa

4 $p_{H_2S} = 100$ kPa

5 $p_{H_2S} = 1000$ kPa

Ejemplo 1: Se tiene una presión total del gas de 70MPa y la fracción mol de H₂S del gas es del 10%, ¿Cuál sería la presión parcial de H₂S en el sistema?

Utilizando la ecuación 2-2 y sustituyendo datos:

$$p_{H_2S} = 70MPa \times \frac{10}{100} = 7 MPa$$

La presión parcial de H₂S del sistema sería 7 MPa

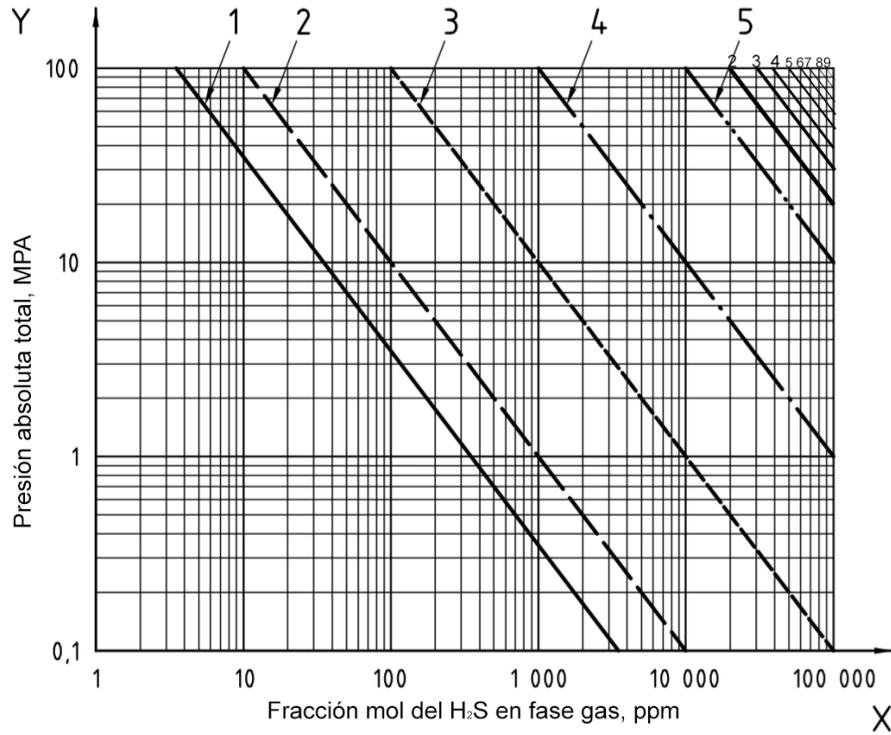
Ejemplo 2: Si se toman los mismos datos del ejemplo anterior pero ahora consideramos la presión total del gas como la presión absoluta total del sistema, se puede utilizar la figura 8 para el cálculo de la presión parcial de H₂S del sistema.

1.- Se preparan los datos para entrar a la grafica.

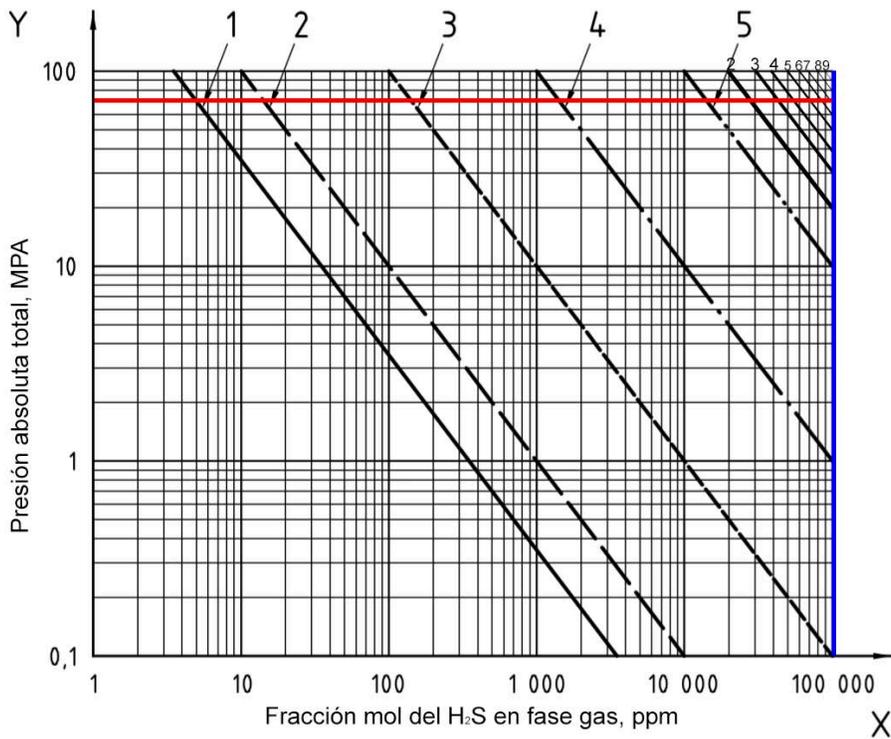
$$X = (10\% \times 10^4) = 100,000 \text{ ppm}$$

$$Y = 70 \text{ MPa}$$

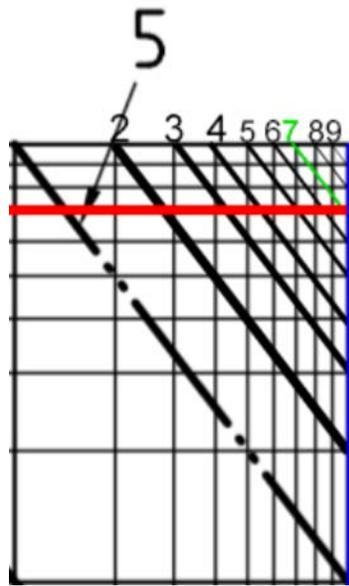
2.- Se trazan líneas paralelas a las isobaras de la grafica de la sección que queremos calcular. Por ejemplo si los datos van mas allá de la sección 5 ($p_{H_2S} = 1000$ kPa) se trazan líneas isobaras en cada valor de X y se enumeran, cada línea enumerada corresponde a los siguientes valores del inicio de la sección, 2. 2000kPa, 3. 3000kPa, 4. 4000kPa y así sucesivamente como se muestra a continuación:



3.- Se llevan los datos a la grafica trazando una recta en X y una en Y, para obtener un punto.



4.- Se observa que recta toca el punto y ese sería el valor de presión parcial de H₂S



5.- Por lo que el resultado sería 7000 kPa, o sea 7 MPa.

Calculo de la presión parcial de H₂S en un sistema líquido libre de gas

Para sistemas líquidos sin la fase de gas presente, la actividad termodinámica del H₂S puede calcularse utilizando la verdadera presión parcial de H₂S como se muestra a continuación.

- Medir la presión del punto de burbuja (p_b) del líquido a alguna temperatura, utilizando un método apropiado.
- Medir la fracción mol de H₂S en la fase gaseosa bajo la condición de punto de burbuja.
- Se calcula la presión parcial de H₂S en el gas a las condiciones de p_b con la siguiente ecuación:

$$p_{H_2S} = p_b \times \frac{x_{H_2S}}{100} \quad (2-3)$$

donde:

p_{H_2S} : es la presión parcial de H₂S, expresada en psi (MPa)

p_b : es la presión absoluta del sistema, expresada en psi (MPa)

x_{H_2S} : Es la fracción mol de H₂S en el gas, expresada en %

Ejemplo:

Calculo de la presión parcial de H₂S para sistema fase gaseosa

Se tiene que la presión absoluta en el fondo de pozo es de 10,000 psi y la fracción mol de H₂S en el sistema es del 0.0008%. ¿Cuál sería la presión parcial de H₂S del sistema?

Calculo de la presión parcial de H₂S para un sistema liquido libre de gas

Se tiene un liquido con una p_b de 3300 psi, una fracción mol de H₂S de 10% y el fondo de pozo tiene una presión de 1450.38 psi

Se calcula primero la presión parcial de H₂S en la presión de burbuja con la ecuación:

$$p_{H_2S} = p_b \times \frac{x_{H_2S}}{100}$$

sustituyendo:

$$p_{H_2S} = 3300 \times \frac{10}{100} = 330 \text{ psi}$$

Con eso se obtiene la presión parcial de H₂S al llegar a la presión de burbuja.

Morfología de la corrosión agria

La corrosión por sulfuro puede tomar varias formas:

- Ataque de picadura por depositación de sulfuros solidos
- Ataque de picadura en áreas de rompimiento de películas de sulfuro formadas en la superficie de la tubería.
- Agrietamiento por esfuerzo de sulfuro (SSC)
- Agrietamiento inducido por hidrogeno (HIC) y efecto abrazador
- Agrietamiento por esfuerzo direccionado inducido por hidrogeno (SOHIC)

Las interacciones de los sulfuros y los metales son complejos la figura 11 es un esquema de los diferentes tipos de agrietamiento por sulfuros.

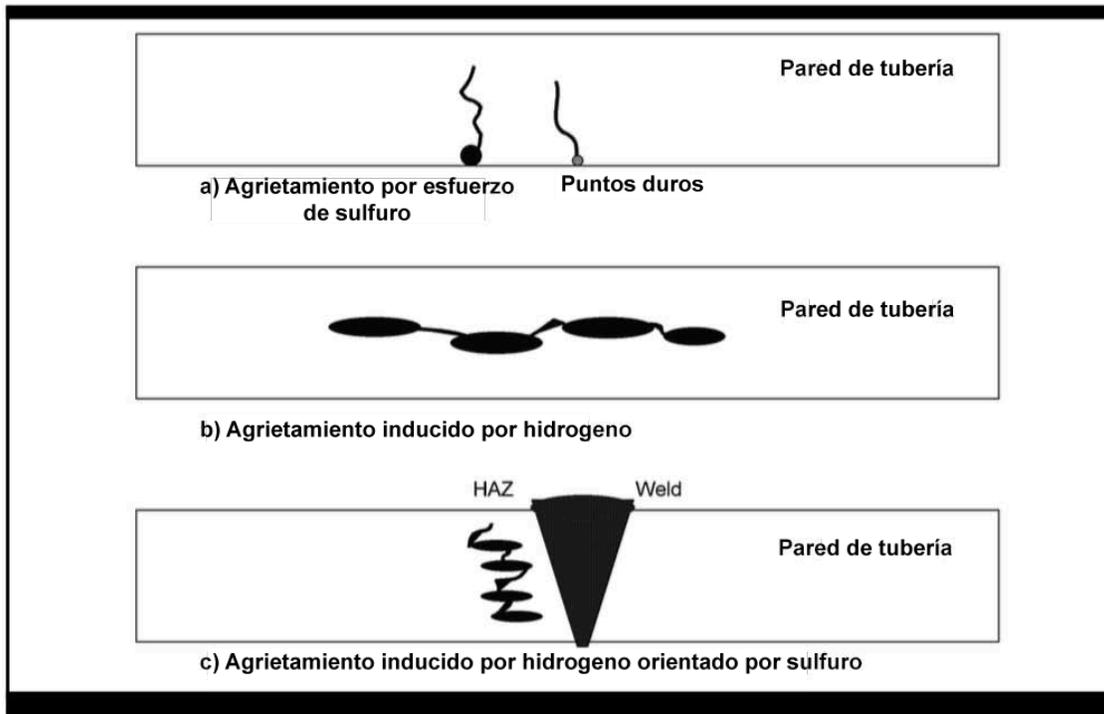


Figura 11 Morfología del agrietamiento por sulfuros

Corrosión por picaduras en presencia de sulfuros

Los sulfuros solidos son formados por la reacción de los fluidos con el acero ferroso que se forma durante la corrosión o por la reacción de metales pesados en los fluidos de producción, aunque el ultimo solo ocurre cuando los fluidos son mezclados. Casi siempre son por los sulfuros de hierro, pero el sulfuro de manganeso (rosa) y el sulfuro de zinc (blanco) pueden ocurrir en las tuberías y en el lodo de perforación. Cada uno de los sulfuros de hierro solidos tienen una forma de corroer acero característica, y dependiendo de la cantidad de cada uno es la cantidad y forma de corrosión que se puede presentar.

Después de que el sulfuro de hierro termino de corroer el acero, este permanece inactivo. Su supuesta inactividad resulta por la absorción de hidrogeno en la red del sulfuro y parcialmente de la formación de hidróxidos que incuban al sulfuro.

La corrosividad relativa de los diferentes sulfuros es dada en la tabla 7. El sulfuro de hierro expuesto a ambientes ácidos micro-aerobios pueden transformarse a formas de FeS_2 como la marcasita y la pirita; estos materiales son particularmente corrosivos.

Especie sulfuro	de	Corrosión (gm) por mol de sulfuro hierro	Corrosión (gm) por átomo de sulfuro	Formula	%S
Pirita		123.06	61.53	FeS ₂	52.5
Greigita		50.12	12.53	Fe ₃ S ₄	42.4
Smitita		78.04	19.51	Fe ₃ S ₄	42.4
Mackinawita		10.08	10.08	FeS _(1-x)	35
Pirrotita		6.39	6.39	Fe _(1-x) S	36

Tabla 7 Diferentes sulfuros que se forman en la corrosión del acero

Corrosividad de los sulfuros de hierro

El área de producción de los sulfuros pueden ir corriente arriba donde se depositan y causan corrosión.

Largas cantidades de los sulfuros pueden ser recuperados cuando están húmedos cuando las líneas amargas son limpiadas. Los cerdos de limpieza deben ser aseados para remover los sulfuros y evitar la corrosión por picaduras esto es severo cuando los sulfuros húmedos son expuestos al aire por que los sulfuros de oxidan y forman sulfuro y óxidos de hierro.

Los sulfuros solidos necesitan un cuidado para su almacenamiento debido a que son pirofóricos, esto es que espontáneamente se encienden cuando se encuentran secos. La mejor política para disponer de estos materiales es un almacenamiento bajo agua que permitan una lenta oxidación del sulfuro y los óxidos de hierro.

Capas superficiales de sulfuros

La formación de una capa superficial es uno de los factores gobernantes en la velocidad de corrosión. La formación de esta capa depende principalmente de a cinética de la formación de esta capa. En un ambiente de H₂S se pueden formar muchos tipos de sulfuro de hierro tales como la mackinawita, siderita, magnetita, troilita y/o pirrotina, de las cuales la mackinawita se considera que es la primera que se forma en la superficie del acero por reacción directa en la superficie de la tubería.

El efecto del pH

La naturaleza y composición del elemento corrosivo depende mucho del pH en la solución. A valores de pH < 2, el hierro se disuelve y el sulfuro de hierro no se precipita a la superficie del metal debido a una muy alta solubilidad del sulfuro de hierro. En valores de pH = 2 el

H₂S se exhibe solo acelerando el efecto de la disolución del hierro. A valores de 3 a 5 se observa un efecto de inhibición del H₂S debido a la formación de una capa en la superficie del metal de sulfuro de hierro.

El efecto de la concentración de H₂S

La concentración de H₂S tiene una inmensa influencia en la habilidad de protección en la capa del sulfuro de hierro. Mientras la concentración de H₂S incrementa, la capa formada no se adhiere bien al metal aun así tenga un pH de 3-5 y no contribuye al efecto inhibitorio de la corrosión.

El efecto de la temperatura.

La dependencia de la corrosión por H₂S debido a la temperatura, es muy débil a una exposición en poco tiempo y no parece tener un efecto a largos tiempos de exposición. Esto sugiere que la corrosión por H₂S es predominantemente controlada por la presencia de sulfuro de hierro. Sin embargo, la temperatura afecta en la formación de la capa de sulfuro de hierro creando sus diferentes tipos como la mackinawita que se forma a temperaturas hasta más de 90 °C o a más altas temperaturas se pueden observar la creación de troilita y/o pirrotina, marcasita o piritita.

Reacciones en la corrosión interna del acero

La corrosión interna del acero en presencia del H₂S representa un problema significativo para la industria, aunque la interacción de H₂S con aceros de poco carbón han sido publicados por varios autores, el entendimiento del efecto de la corrosión por H₂S sigue limitado por lo complicada que es la naturaleza de la interacción con el acero.

En presencia de H₂S, reacciones adicionales que ocurren en la solución incluyen:

Disociación de H₂S dada la siguiente ecuación:



Donde:

$$K_{H_2S} = \frac{[H^+][HS^-]}{[H_2S]} \quad (2-5)$$

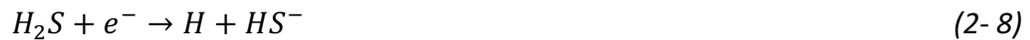
la disociación de ion HS es dada por la ecuación



Donde:

$$K_{HS^-} = \frac{[H^+][S^{2-}]}{[HS^-]} \quad (2-7)$$

En un sistema dominado por H₂S, el ácido disminuye el pH de la solución formando un ácido débil el cual provee una reacción catódica extra vista en la siguiente ecuación.



Sin embargo, esta reducción de H₂S solo es permitida si la cantidad de H₂S es suficientemente alta, lo cual significa que el sistema debe ser un sistema dominado por H₂S.

Corrosión H₂S /CO₂

La corrosión del acero en presencia de CO₂ y H₂S representa un gran problema para la industria petrolera. El H₂S es aproximadamente tres veces más soluble que el gas CO₂, el ácido creado por la disociación del H₂S es aproximadamente tres veces más débil que el ácido carbónico. Por lo que el efecto del gas H₂S en una solución de bajo pH es aproximadamente igual a la del gas CO₂.

A diferencia del CO₂, el H₂S disuelto no necesita el paso de baja hidratación para convertirse en ácido.

Cuando el H₂S está presente en baja concentración en un sistema dominado por CO₂, la capa de sulfuro de hierro interfiere con la formación de la capa de carbono. Esto es de interés debido a que la capa de sulfuro de hierro podría removerse rápidamente de la pared de la tubería a comparación de la capa de carbonato de hierro. Bajo condiciones turbulentas, la remoción de la capa protectora llevara a una rápida corrosión. La cinética de la formación de la capa en el sistema CO₂/ H₂S es complicado y no muy bien entendido. La formación de la capa bajo estas condiciones no va a solo depender de la química de la solución y de la solubilidad del sulfuro de hierro y del carbonato de hierro, sino también de la cinética de la formación de los dos mecanismos.

Formación de la capa en la tubería

La corrosión CO₂/ H₂S de la superficie del metal depende del tipo de capa que se forme en la superficie del metal durante el proceso de corrosión. La tasa de precipitación en la formación de estas capas depende de varios factores en el ambiente y también de la concentración de la mezcla. La estabilidad, protección y adherencia de estas capas

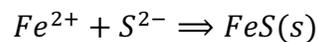
determina la naturaleza y la velocidad de la corrosión. Dependiendo de la composición, las capas de corrosión pueden presentarse en diferentes formas.

Carburo de hierro(Fe₃C)

El carburo de hierro es una componente del acero, el cual se separa de la corrosión del hierro en una estructura de acero. Las capas de carburo de hierro son conductivas eléctricamente, muy porosas y capas no protectoras que pueden afectar significativamente al proceso de corrosión tanto disminuyendo la velocidad de la corrosión por la formación de una barrera, o incrementando la corrosión al incrementar una barrera conductiva.

Sulfuro de hierro

La estructura y una composición de una capa protectora depende enormemente de la concentración de H₂S en el sistema. La naturaleza protectora de la capa depende principalmente del pH de la solución. En una solución de 3 y 7, con una pequeña concentración de H₂S, una capa de FeS inhibe la velocidad de corrosión del metal. En un pH casi neutro y a temperatura ambiente, se forman las capas de mackinawita por una reacción de estado sólido, mientras que a valores de pH entre 5 y 7, FeS amforoso se precipita. La cinética de la formación FeS es complicada a comparación de la capa de carburo de hierro. La reacción para la formación del sulfuro de hierro solido se encuentra en la siguiente formula:



Agrietamiento por esfuerzo del sulfuro (Sulfide stress cracking-SSC)

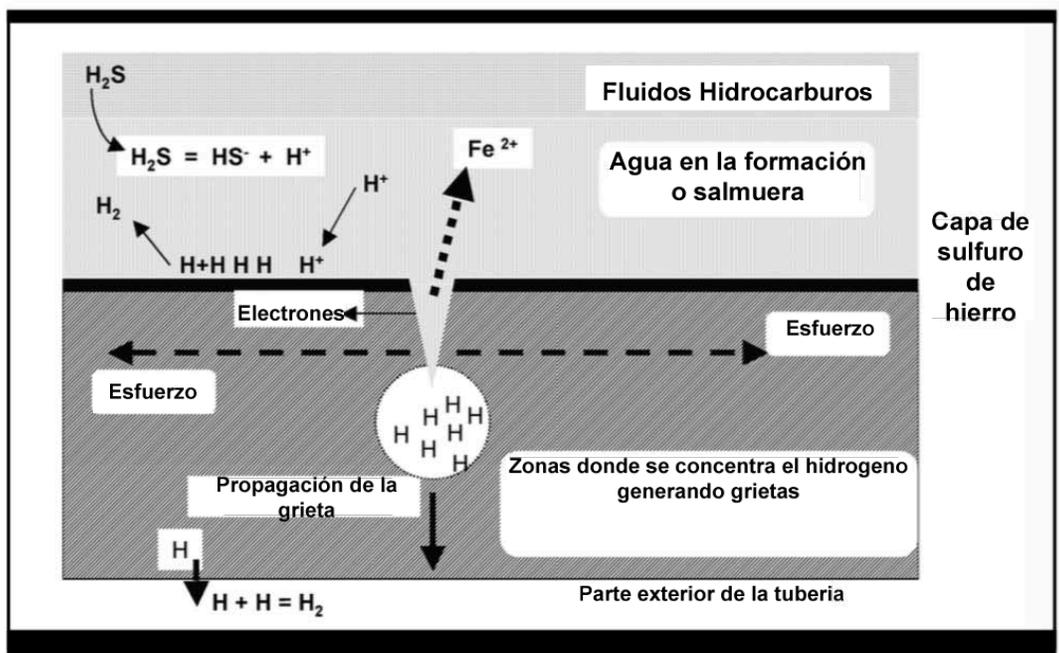


Figura 12 Formación del SSC

La figura 12 ilustra esquemáticamente como resulta el SSC por una acción combinada de los esfuerzos y la generación de hidrogeno en un ambiente agrio sobre la dureza de un material. La concentración mínima de H_2S para el SSC es empíricamente establecida como una presión parcial de 0.05 psia, aparte de que debe haber agua libre presente o 65 psia de gas. El SSC ocurre cuando la dureza del material esta por arriba de los 105 psi.



Figura 13 Corrosión por SSC

La temperatura donde se observa más severo el SSC es particularmente en el rango de 20 a 120 °F (-6 a 49°C). Debajo de 20°F (-6°C) la velocidad de difusión del hidrogeno es tan lenta que la concentración critica nunca se alcanza. Por arriba de los 120 °F (49 °C) la velocidad de difusión es tan rápida que los átomos del hidrogeno pasan por el metal de forma tan rápida que la concentración critica nunca es alcanzada.

Las reacciones de corrosión acida producen hidrogeno en la superficie del metal. El hidrogeno es formado de la siguiente forma:

- Difusión del ion de hidrogeno cargado en la superficie del metal
- Descarga del ion de hidrogeno por un electrón para formar un átomo de hidrogeno
- La migración en la superficie del átomo de hidrogeno
- La combinación de átomos de hidrogeno para formar la molécula de hidrogeno
- Difusión o solución de la molécula en el metal

Bajo condiciones normales, acerca del 98% de los átomos de hidrógenos generados se combinan para formar hidrogeno gaseoso en la superficie del metal, el 2% se difunde a través del metal hacia la otra superficie donde se combina y se disipa como molécula de hidrogeno. En superficies limpias de acero, la migración superficial y la combinación de hidrogeno es rápida.

Si existe capa de sulfuro de hierro en la superficie, el átomo de hidrogeno se mantiene en la superficie del metal, resultando arriba del 10% de difusión de átomos de hidrogeno en el acero. La tasa en la cual el hidrogeno se capta es principalmente determinada por la concentración del sulfuro de hidrogeno, el pH, y la temperatura. Otros parámetros incluyen contenido de dióxido de carbono (el cual afecta al pH) composición del agua, el gasto del fluido y la condición de la superficie (presencia de oxido, capas inhibidoras).

El átomo de hidrogeno migra al acero y se concentra en inclusiones y vacíos en el acero. Por vacíos se entienden como fallas en la red cristalina que pueden ser llenados por pequeños átomos intersticiales. La mayoría de los vacíos ocurren en puntos de alto esfuerzo donde el deslizamiento de los átomos metálicos se concentra en dislocaciones en la red cristalina como un resultado de la elasticidad del acero en puntos de alto esfuerzo.

El acero se vuelve frágil por que el hidrogeno actúa de forma similar que un elemento de aleación y evita la relajación de los esfuerzos al mover las dislocaciones. Le micro-elasticidad local no ocurre y el metal falla en forma de que se vuelve cristalizo una vez que el esfuerzo excede el valor critico.

El proceso de agrietamiento ocurre en dos etapas: iniciación y propagación. Desafortunadamente ningún proceso puede ser cuantificado de forma precisa. Para tuberías, los materiales de construcción y los métodos de fabricación son seleccionados para evitar materiales de alta dureza o áreas susceptibles al agrietamiento.

El nivel crítico de el H₂S esta definido como una presión parcial de 0.05 psia, así que la concentración es sensible para la presión total del sistema. A presiones bajas, el riesgo de SSC es pequeño. La grafica de la figura 14 indica las regiones de riesgo para el SSC para gas y sistemas multifásicos.(NACE MR 0175)

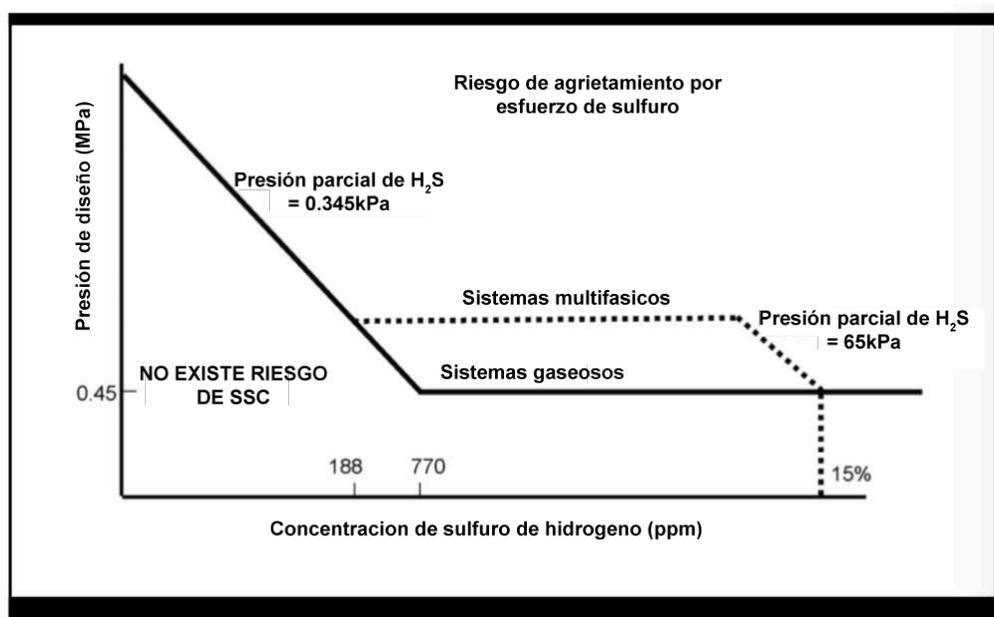


Figura 14 Regiones de riesgo de SSC

Según la norma ISO 15156 basada la Publicación 16 de la Federación Europea de la Corrosión (1995) da una evaluación menos conservadora. Donde NACE MR-0175 define el dominio de riesgo del SSC en términos de concentración de H₂S y la presión del sistema en cambio ISO 15156 lo define como en términos de presión parcial del H₂S y el pH. Como se muestra en la figura 15.

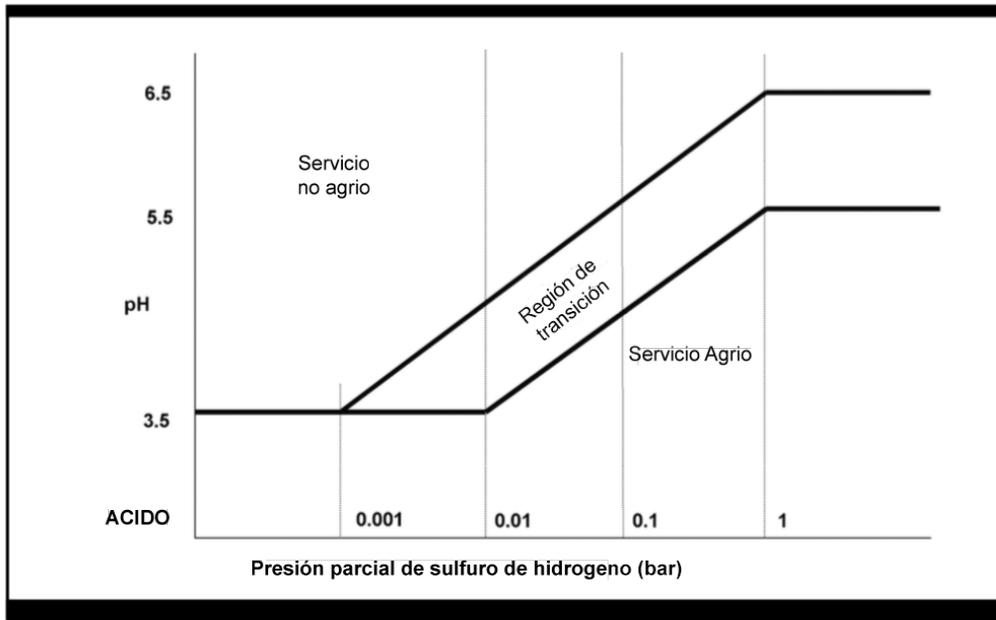


Figura 15 Regiones de riesgo de SSC

La fragilidad del acero por el hidrogeno es reducida a altas temperaturas de operación por que la difusividad del hidrogeno y la ductilidad del acero aumentan. El riesgo del SSC es reducido, pero esta reducción no puede ser tomada en cuenta para tuberías debido a que por operación luego se cierran, lo que ocasiona que la temperatura baje.

Agrietamiento inducido por hidrogeno (Hydrogen induced cracking HIC)

HIC es una forma de abrasión también llamada agrietamiento inducido por presión de hidrogeno, agrietamiento paso a paso, agrietamiento en escalera y agrietamiento Cotton. Cuando la corrosión ocurre los iones de hidrogeno son descargados en la superficie del metal para formar átomos de hidrogeno que se combinan para formar gas de hidrogeno. En presencia de capas de sulfato de hierro, la tasa de combinación del átomo de hidrogeno para formar gas de hidrogeno es reducida y toma arriba de 10 veces mas para que el átomo de hidrogeno se difunda en el acero.

Al fabricar acero se agrega manganeso y se agrega al acero para remover el oxigeno, sulfuros y mejorar la dureza. Pero aunque se tomen estas medidas, algunos sulfuros se mantienen en el acero combinados con manganeso, llamadas inclusiones de sulfuro de manganeso. Estas son incluidas en el acero. La fabricación estira estas inclusiones. Los átomos de hidrogeno difusos en todo el acero son absorbidos por las inclusiones y se combinan para formar gas hidrogeno. Al punto de que no puede escapar y se acumula y produce altas presiones las cuales agrietan el acero internamente. Las ampollas de hidrogeno crecen horizontalmente y se vuelven interconectadas por un agrietamiento

horizontal del acero. Bajo Microscopia de bajo poder, el agrietamiento por ampollas aparecen como pasos interconectados. Los agrietamientos pueden tomar varias formas, dependiendo de donde son las inclusiones. La figura 16 muestra morfologías típicas.

A diferencia del SSC (agrietamiento por esfuerzo de sulfuro), el HIC (agrietamiento inducido por hidrogeno) es una función de la metalurgia del acero y no es afectado por el nivel de esfuerzos que se le aplique. Sin embargo puede interactuar con el SSC debido a que al momento de que se produce HIC o un SSC llega a una ampolla, el ambiente agrio puede permear la ampolla y crear agrietamientos en otras ligaduras en el metal.

El daño por HIC ocurre con mucha rapidez si el acero es susceptible, típicamente gas amargo húmedo causa un agrietamiento extenso en las primeras 48 hrs. Después que se caen las ampollas el proceso continua pero a menor velocidad.

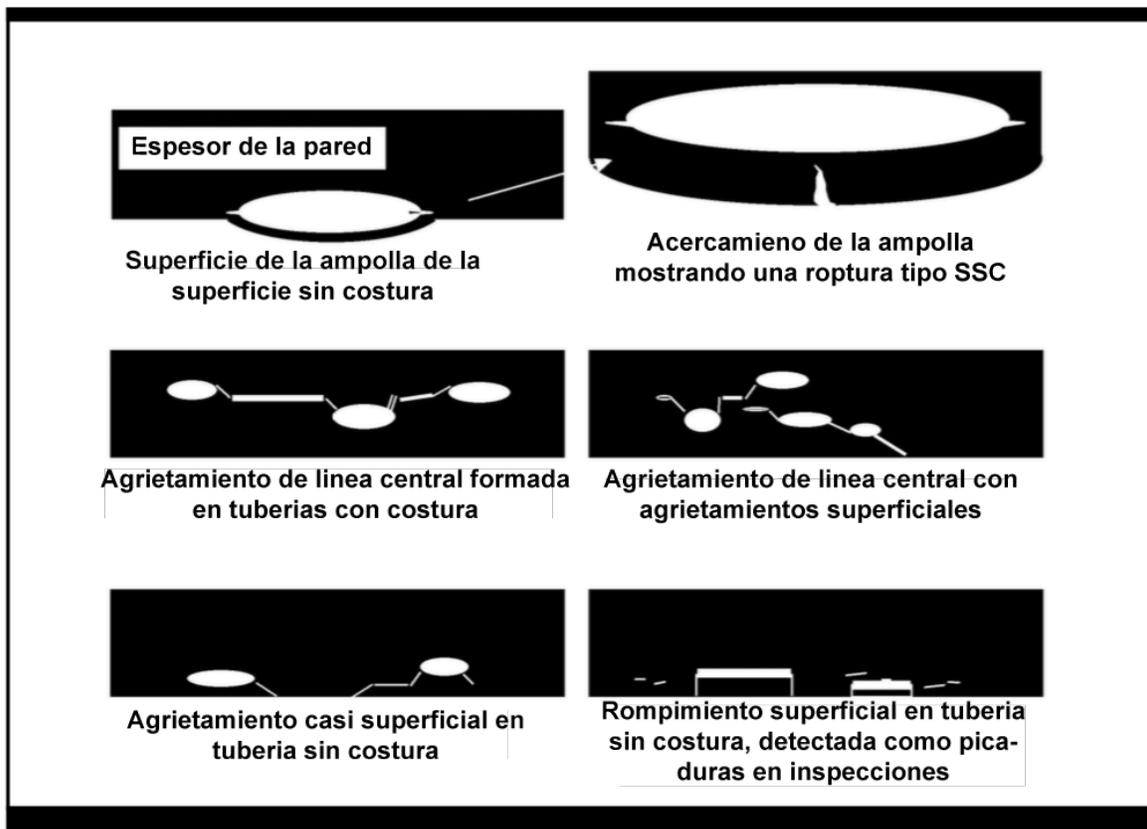


Figura 16 Diferentes morfologías de HIC

Una presión parcial de H₂S de 0.1 psia es generalmente tomada como valor al cual los aceros deben de resistir al HIC. La figura 17 es un esquema el cual indica los dominios de la

severidad del HIC para tuberías de aceite con fluido de pH >4.5 y tuberías de gas con fluido de pH <4.5. El riesgo y severidad del HIC incrementan con bajos pH. Agua condensada en tuberías de gas usualmente es mas acida que el agua de formación que se encuentra en las tuberías de aceite, todo esto con la misma presión parcial de H₂S y CO₂ debido a que el agua de formación contiene sales que amortigua el pH. El material utilizado para tuberías de servicios de gas agrio normalmente requiere mas resistencia al HIC que el material usado para tuberías de aceite en la misma condición.

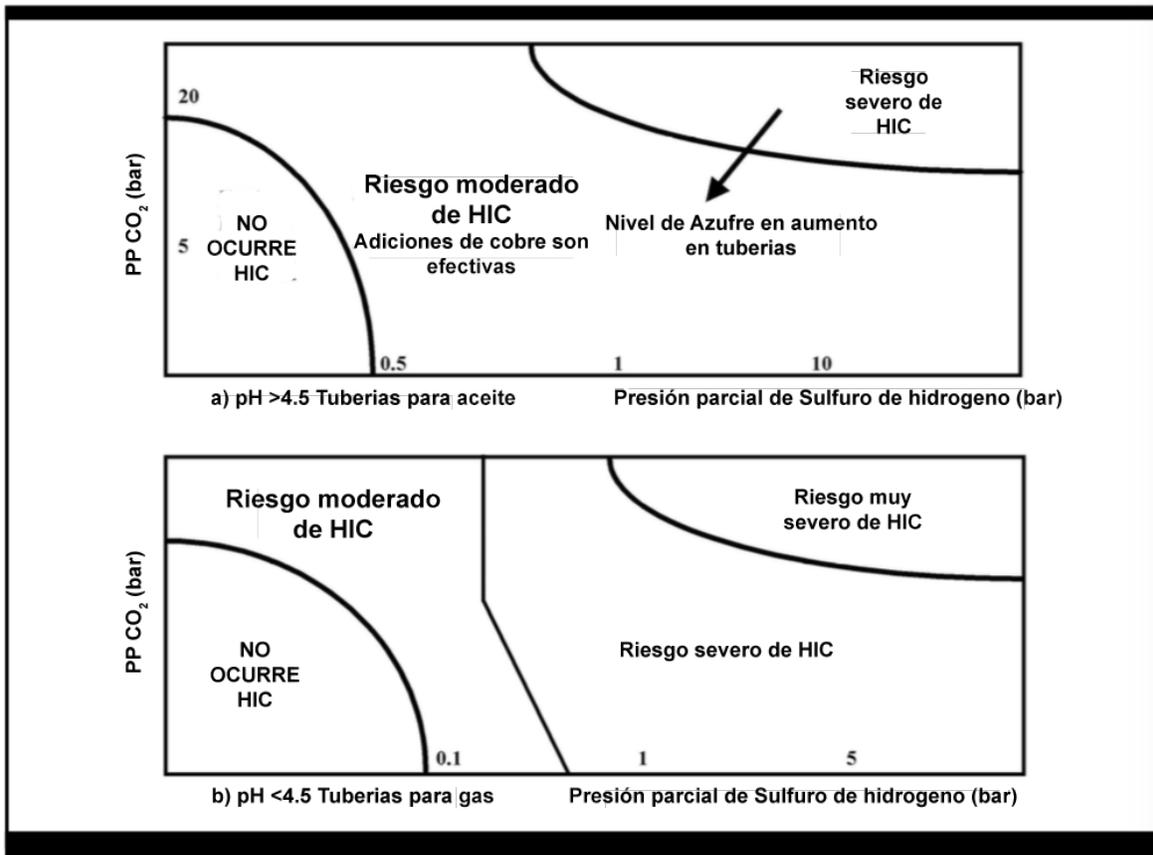


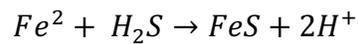
Figura 17 Dominio de severidad del HIC

Capítulo 3 Predicción y control de la corrosión por H₂S

Predicción de niveles mínimos de H₂S

Como se menciona en el anterior capítulo el sulfuro de hierro es un producto de la corrosión por H₂S y el conocimiento sobre su formación puede tener muchos beneficios en cuanto al control de la corrosión. Por lo que el conocimiento del mecanismo de la corrosión de la mackinawita es indispensable para su control. Se menciona el método publicado por Smith y Wright los cuales de los varios métodos que existen, este menciona el mínimo de H₂S necesario para que pase la corrosión.

Este método comienza en dividir las regiones de el acero(Fe₂) y el sulfuro de hierro que se forma(FeS) para esto se define la siguiente reacción:



La cual rige los límites de las regiones que se muestran en la figura 15:

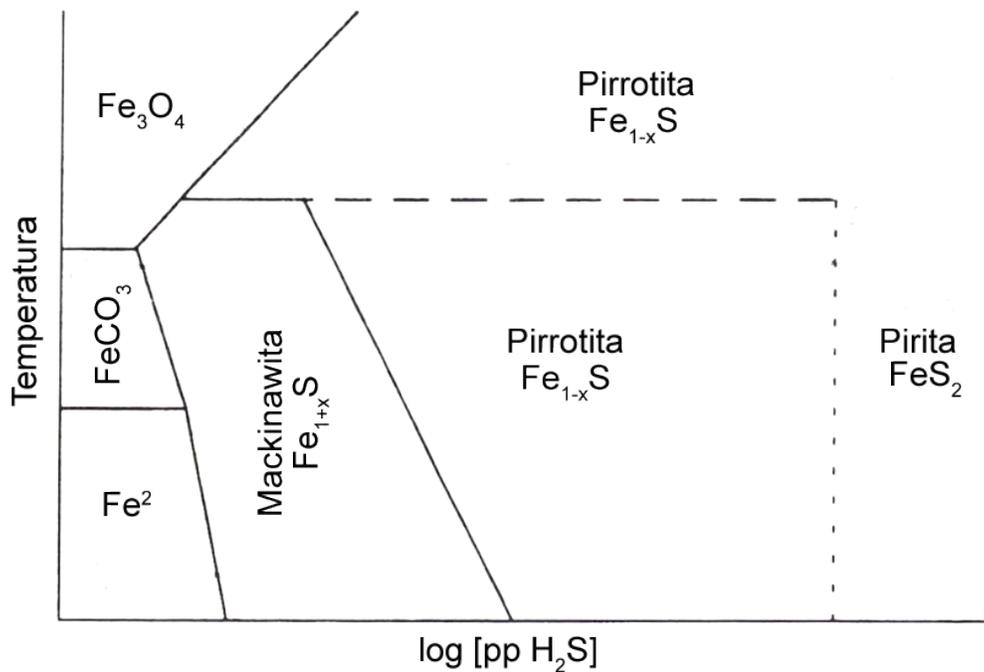


Figura 18 Regiones de formación de los diferentes sulfuros de hierro

La energía de esta reacción puede ser utilizada para formar un valor de constante de equilibrio K_{eq} como función de la temperatura. Para temperatura T y asumiendo una actividad molar de 1.0 de todos los reactivos y productos.

$$\Delta G_{reacción}^T = (G_{FeS}^T + 2 * G_{H^+}^T) - (G_{Fe^2}^T + G_{H_2S}^T) \quad (3-1)$$

$$\ln K_{FeS/Fe^2} = \frac{\Delta G_{reacción}^T}{-RT} \quad (3-2)$$

y ya al definir la constante de equilibrio K_{FeS/Fe^2} para productos y reactivos, se puede variar diferentes concentraciones.

$$K_{FeS/Fe^2} = \frac{(a_{FeS} * (a_{H^+})^2)}{(a_{Fe^2} * a_{H_2S_{liq}})} \quad (3-3)$$

Donde:

a_{FeS} : es la actividad FeS en la superficie del metal

a_{H^+} : es la actividad del H^+ de la solución

$a_{H_2S_{liq}}$: es la actividad del H_2S disuelto en la solución

a_{Fe^2} : es la actividad del Fe^2 en la solución

La cantidad de H_2S que se disuelve es proporcional a la fugacidad del H_2S en la mezcla gaseosa. La concentración del H_2S en la fase acuosa también depende de la temperatura.

El H_2S disuelto en la fase líquida está en equilibrio con el H_2S fase acuosa



$$K_{H_2S_{liq}/H_2S_{gas}} = \frac{a_{H_2S_{liq}}}{a_{H_2S_{gas}}} \quad (3-5)$$

Determinando la frontera de Fe^2/FeS en la ecuación 3, dado que $a_{FeS} \equiv 1.0$ para FeS sólido, $a_{H^+} \equiv 10^{-pH}$, y $a_{Fe^{2+}}$ se le asume una aproximación de 1.0 en la superficie metálica las ecuaciones (3-3 y 3-5) se pueden reducir a:

$$K_{FeS/Fe^{2+}} = \frac{(10^{-pH})^2}{K_{H_2S_{liq}/H_2S_{gas}} * a_{H_2S_{gas}}} \quad (3-6)$$

La cantidad de H_2S en la fase vapor esta gobernada por la ley de Henry y esta dada por:

$$a_{H_2S_{gas}} \equiv \gamma_{H_2S} [pp_{H_2S_{gas}}] \quad (3-7)$$

donde:

γ_{H_2S} : Coeficiente de fugacidad del H_2S en fase gaseosa.

$pp_{H_2S_{gas}}$: Presión parcial de H_2S en fase gaseosa

Al sustituir la ecuación 3-7 con la 3-6 se puede obtener

$$K_{FeS/Fe^{2+}} = \frac{(10^{-pH})^2}{K_{H_2S_{liq}/H_2S_{gas}} * \gamma_{H_2S} [pp_{H_2S_{gas}}]} \quad (3-8)$$

reacomodando para obtener la presión parcial de H_2S critica, la ecuación 3-8 se despeja a:

$$[pp_{H_2S_{gas}}] = \frac{(10^{-pH})^2}{K_{H_2S_{liq}/H_2S_{gas}} * \gamma_{H_2S} * K_{FeS/Fe^{2+}}} \quad (3-9)$$

Todos estos valores pueden ser tanto medidos como calculados de datos de campo.

Sin embargo se debe de tomar en cuenta como se menciona en el capítulo anterior los efectos de temperatura, pH y presión.

Control de la corrosión por H_2S

Como se menciona en el capítulo anterior en presencia de H_2S los materiales metálicos sufren corrosión la cual lleva a la generación de hidrogeno y subsecuentemente una variedad de hidrogeno induce problemas de fragilidad y ruptura.

Para aleaciones resistentes a la corrosión (CRAs) las cuales pueden fallar en servicio de H_2S en combinación de mecanismos que involucran al SSC (Agrietamiento por esfuerzo de

sulfuro) y SCC (Agrietamiento por esfuerzo de corrosión) no existen formas fáciles de determinar la presión parcial del H₂S que puedan ayudar a definir los límites de rompimiento. Cada tipo de aleación debe ser considerada individualmente.

Opciones de control de corrosión

Las soluciones con la cual una tubería de producción puede prevenir la corrosión se subdividen como:

- Inhibición de la corrosión en acero de carbón
- Recubrimiento interno de plástico
- Fibra de plástico reforzado (FRP por sus siglas en inglés)
- CRAs sólidos
- Revestimiento CRA

Para tener una selección de una opción más apropiada, se toman en cuenta guías para la selección de material, experiencia con en campo y el uso de técnicas como el LCC y análisis de riesgo.

Inhibición de la corrosión en acero de carbón

La inhibición de corrosión se usa de forma exitosa en varios campos. En algunos casos el éxito de la inhibición puede atribuirse a los campos con pozos de baja presión y aceite de baja temperatura con un poco de agua.

Existen dos métodos para inyectar un inhibidor a una tubería. El primero es inyectar un tratamiento dedicado para que se pueda lograr una inyección continua, y un segundo es aplicar la operación de “*bullhead*” a intervalos periódicos por la tubería con el pozo cerrado. Este método es por mucho el más efectivo y su uso es para pozos profundos, alta presión/alta temperatura y hostiles.

El principal problema asociado con los inhibidores tradicionales es que ellos no se condensan en la pared de la tubería hasta que se llega al nivel máximo de la tubería donde la temperatura baja al nivel óptimo.

Actualmente inhibidores orgánicos no son recomendables para temperaturas más allá de los 150 °C, pero en algunos casos para algunas pruebas estos pueden alcanzar 170 °C.

Los inhibidores para tratamiento de baches son disponibles pero no muy efectivos a altas temperaturas. En los problemas pueden existir aumento de la presión hidrostática, formación de espuma y problemas de emulsiones, principalmente en pozos de altas temperaturas.

El control de corrosión mediante el uso de inhibidores no es recomendado para pozos hostiles por que:

- Implica altos costos de operación y tiempo

- Existen dudas sobre en la eficacia de los inhibidores para controlar el SSC en aceros base carbón.

Recubrimientos internos de plástico

Existen varias aplicaciones del recubrimiento plástico , muchos de estos (particularmente en condiciones mas agresivas) con desafortunadamente poca duración. Pozos con bajos niveles de H₂S, 901b CO₂ y hasta 30 000 ppm de niveles de cloruro fueron terminados con tubería N-80. Aunque se tuvo un bache inhibidor, la tubería solo duro 19 meses antes de que se dañara, entonces fue cuando el programa de recubrimiento se tomo. Por que en la parte donde no se inyectó algún inhibidor solo duro también 19 meses. El recubrimiento plástico en la tubería N-80 con inhibidor y tratamiento de baches inhibidores cada 30 días dieron vida a la tubería de 7 años. El recubrimiento no siempre se logra, debido a que el 15% de la tubería se vio dañada a solo 30 días de producción.

El uso de recubrimiento plástico no es recomendado para terminaciones de pozo hostiles debido a:

- Existe un riesgo en una discontinuidad en el recubrimiento dejando zonas sin recubrir
- El recubrimiento solo esta fabricado hasta 200 °C y el grosor de la capa en altas presiones y temperaturas es muy critico; recubrimientos gruesos de 0-2 mm se pueden delaminar, especialmente con despresurización rápida; y recubrimientos delgados pueden causar discontinuidad en el recubrimiento
- Si existe una aumento en la difusión de gas en el recubrimiento a alta presión puede haber corrosión en el acero y puede haber fracturas en el.
- Existe poco seguimiento de información de toda la barrera del recubrimiento
- Las operaciones con caliper y wireline tienden a dañar el recubrimiento
- Los recubrimientos tienden a tener baja resistencia química a fluidos de limpieza y estimulación.

Fibra de plástico reforzada (FRP por sus siglas en ingles)

La fibra de plástico reforzada o fiberglass es un material favorito para la resistencia de la corrosión. Este tipo de tubería (API 15LR) tradicionalmente ha sido utilizada en tubería de conducción donde las presiones internas están por debajo de las 1000 psi.

A altas temperaturas la tubería esta propensa a la deformación, el cual resulta a una falla en la tubería antes de que llegue al tiempo a la cual se diseño. Esto es cierto en aplicaciones de alta temperatura debido a que la deformación es proporcional a la temperatura. La deformación también es una razón por la cual este material no es muy recomendado en operaciones cíclicas. Ha habido pruebas de FRP para tuberías de revestimiento y liners someros pero estos tienen problemas de corrosión entre la resina y el H₂S.

El uso de tubos de fiberglass en ambientes agresivos parecen de alguna manera una solución limitada y no es recomendado debido a que:

- La aplicación mas común es en pozos de baja corrosión y baja temperatura (menor a 120°C) y baja presión (menor a 5000 lb)
- Existe un problema en distintas partes como en las conexiones, certificaciones, compatibilidad con otros componentes y deformación.

El vidrio reforzado epoxy alineado con una tubería de baja aleación esta siendo muy utilizada. Este tipo de producto no tiene la limitante de la presión pero tiene un limite de temperatura de entre 80 °C y 120 °C, haciéndola poco útil para pozos de alta presión y temperatura.

Aleaciones resistentes a la corrosión (CRA por sus siglas en ingles)

El CRA mas utilizado en la actualidad es el acero inoxidable AISI 410 (13Cr). Otras aleaciones que han sido utilizadas para la tubería de producción incluyen aceros inoxidables dúplex, aleaciones 28, aleaciones 825, aleaciones G3 y C276. El cambio de una aleación a otra se realiza mediante manuales de rendimiento de estos materiales en ambientes de alta severidad. El objetivo de la selección aceros es escoger la aleación que mas barata y resistente a las condiciones a las cual opera en el pozo.

Las CRA que son seleccionadas de forma correcta no presentaran corrosión en general y no tendrá rompimiento la tubería. Las CRA han sido utilizadas para tuberías de producción en pozos de alta presión y temperatura. Debido a que las CRA son una opción recomendada para condiciones de pozo hostiles por que con la selección correcta de materiales:

- Todas las formas de corrosión son evitadas
- Existe experiencia en estas aleaciones
- Existe mucha disponibilidad de estos materiales
- La tecnología esta bien establecida
- Eliminan el trabajo de las correcciones por corrosión.

Un avance a las CRA es que al no utilizar inhibidores se reducen los costos de operación, el espacio requerido para un tanque inhibidor y la bomba así como la necesidad de operadores. Estos factores por aumentan el costo monetario por mucho a comparación de CRA.

Limites de aplicación para CRA en ambientes de producción

Mientras que los CRAs utilizados en la industria de gas y aceite tienden a ser resistentes a la corrosión en presencia de CO₂, estos tienen un limite máximo de temperatura a los cuales pueden ser expuestos antes de que ocurra algún caso de corrosión en presencia de H₂S. También existe el riesgo de rompimiento por esfuerzo cuando se superan los limites de H₂S, contenido de cloruro, Temperatura y pH todo esto dependiendo del tipo de aleación.

Debido a la interdependencia de varias variables, es más fácil representar condiciones de seguridad para el uso de materiales en forma gráfica.

En caso de CRA martensíticos son muy susceptibles a SSC a temperaturas ambiente lo cual puede determinar los límites permitidos de H₂S. Similarmente el acero inoxidable dúplex tiende a mostrar una susceptibilidad máxima al rompimiento alrededor de 80 +/- 10C (una combinación entre SSC y SCC) los cuales definen el nivel máximo de H₂S que puede ser tolerado por el límite de rompimiento a estas temperaturas.

Selección de CRA's con resistencia al SSC y HIC

Para poder seleccionar que tipo de tubería se necesita para evitar las diferentes formas de corrosión se tienen dos opciones.

La primera opción es la selección de aceros resistentes al SSC y de hierro fundido

Cuando se tiene una presión parcial de H₂S menor que 0.05 psi, la selección de materiales no se considera debido a la norma NACE MR0175 y la norma ISO 15156. Normalmente no se requieren precauciones especiales para seleccionar aceros en estas condiciones, aunque aceros muy susceptibles al H₂S se pueden agrietar.

Cuando se tiene una presión parcial de H₂S mayor o igual a 0.05 psi deben seleccionar conforme a 3 recomendaciones por NACE MR0175 las cuales son:

- 1.- Las tuberías de producción son aceptables a rangos de temperaturas dados en la tabla 8.
- 2.- Las tuberías hechas de aleaciones de Cr-Mo, son aceptadas si su dureza no excede los 30 HRC y los grados tienen límites elásticos mínimos de 690 MPa, 720 MPa y 760 MPa. El límite elástico máximo de cada grado no debe de sobrepasar más 103 MPa a comparación del mínimo.
- 3.- Las tuberías hechas de aleaciones de Cr-Mo, son aceptadas si su dureza no excede los 26 HRC.

Para todas las temperaturas	Para Temp. $\geq 65^{\circ}\text{C}$	Para Temp. $\geq 80^{\circ}\text{C}$	Para Temp. $\geq 107^{\circ}\text{C}$
Grados API 5CT H40 J55 K55 M65 L80 tipo 1 C90 tipo 1 T95 tipo 1	Grados API 5CT N80 tipo Q C95	Grados API 5CT N80 P110	Grados API 5CT Q125
Propiedad de los grados descrita en la tercera recomendación	Las propiedades de los grados Q y T deben de tener 760 MPa de máximo limite elástico	Las propiedades de los grados Q y T deben de tener 965 MPa de máximo limite elástico	
Las temperaturas dadas son las mínimas para permitir el SSC			

Tabla 8 Rangos de temperaturas para los diferentes grados de acero

La segunda opción es una selección de aceros dependiendo de que tan agrio es el ambiente en el que se van a utilizar.

Para poder utilizar esta opción se debe tomar en cuenta el pH in-situ y la presión parcial de H_2S y su variación con el tiempo.

Esta opción facilita utilizar otros materiales que no están descritos en la tabla 8 y debido a esto se pueden añadir otras características de resistencia, dureza, resistencia a altas presiones y cantidad de H_2S que puede resistir la tubería antes de algún problema.

Regiones de severidad del SSC

La severidad del ambiente en el que se encuentra el H_2S se puede determinar utilizando la norma NACE MR0175 y utilizando la figura 16

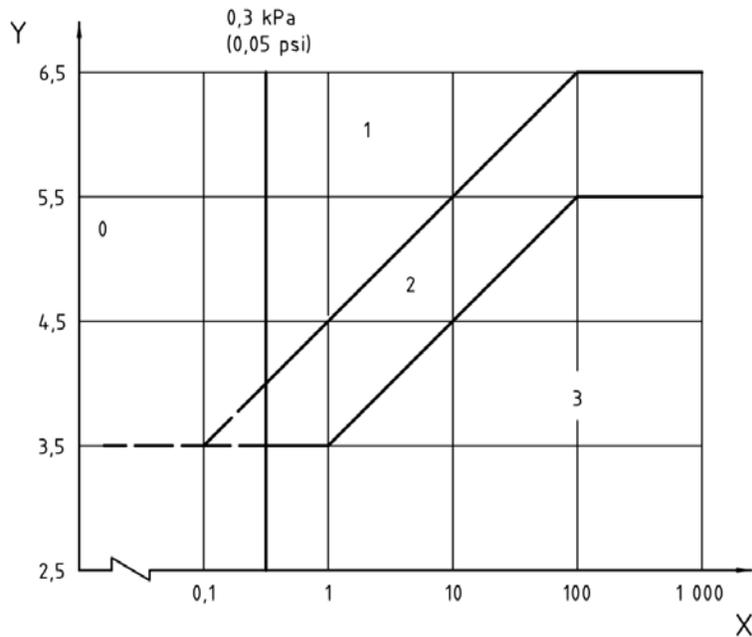


Figura 19 Regiones de severidad de SSC

Donde:

X: Presión parcial de H₂S, kPa

Y: pH in-situ

0: Región 0

1: Región de SSC 1

2: Región de SSC 2

3: Región de SSC 3

Región 0, Presión parcial de H₂S menos de 0.05psi

Normalmente no se requieren selección de aceros bajo estas condiciones si embargo varios factores pueden afectar el rendimiento del acero.

Regiones de SSC 1,2 y 3

La región 1 es el dominio donde el SSC es poco probable que ocurra y materiales homogéneos arriba de nivel de fuerza P110, expuestos a condiciones en este dominio no presentan restricciones especiales; la región 3 es el dominio donde el SSC puede ocurrir en materiales susceptibles y se requieren restricciones especiales y realizar las pruebas de dureza o fuerza o que tan calificados para la corrosión, siempre. La región 2 es la región de transición donde materiales que no son muy calificados para la para la corrosión pueden utilizarse.

La aplicación de materiales en la región 2 por medida de seguridad siempre se toma como región 3. En la ausencia de mediciones de campo para pH.

Opciones de fabricación de tuberías para servicios de H₂S

En particular las compañías fabricantes de tuberías manejan sus propias aleaciones para proteger las tuberías en contra de el gas amargo y específicamente para evitar la SSC.

Tenaris-Tamsa desarrollo una división para servicio del gas amargo. Para esto crearon un grado llamado Serie SS el cual su principal objetivo es la resistencia al SSC.

Como se ha mencionado en esta tesis una combinación de H₂S disuelto en agua, bajo pH, estructuras susceptibles y grandes cargas; pueden originar fracturas en la tubería, las cuales se pueden propagar hasta el rompimiento total de la tubería. Los parámetros que toma la empresa para la resistencia de SSC son:

- Acero limpio, con bajo nivel de elementos residuales de oxígeno para minimizar la cantidad de intrusión y evitar óxidos.
- Un diseño químico para asegurar gran dureza y creación de capa protectora.
- Microestructura de grano fino a través de rodillos y tratamiento de calor
- Tratamiento de calor que asegure una muy fina microestructura para disminuir sitios en la tubería de alta energía.

En la tabla 9 se muestran algunas tuberías del catalogo del fabricante:

Grado	Limite elástico mínimo (psi) x1000	Limite elástico máximo (psi) x1000	Mínimo esfuerzo de tensión (psi) x1000	Dureza HRC de (psi)
TN 80SS	80	95	95	22
TN 90SS	90	105	100	24
TN 95SS	95	110	105	25
TN 100SS	100	115	110	27
TN 110SS	110	125	115	29
TN 125SS	125	140	130	36
TN 80S	80	95	95	22
TN 90S	90	105	100	24
TN 95S	95	110	105	25

Tabla 9 Diferentes tuberías resistentes al SSC de Tenaris-Tamsa

Conclusión

La corrosión es un fenómeno estocástico y probabilístico que requiere de varios conceptos como metalurgia, electroquímica, termodinámica, mecánica, hidromecánica y química así como otros. No tener un conocimiento de los efectos de corrosión en las tuberías de producción pueden generar problemas a corto o largo plazo dependiendo del estado del yacimiento.

La industria petrolera pierde miles de millones de pesos en costos al año para tratar este problema, debido a que muchas ocasiones se desconoce el efecto de la corrosión y el tiempo en el cual puede actuar. Los diferentes tipos de corrosión deben de ser evitados desde el momento que se fabrica hasta que se pone en operación la tubería.

Cuando se elabora el diseño para un pozo hay que considerar la cantidad y la presión parcial de H_2S que se tiene en el hidrocarburo, y así realizar los cálculos para saber en que región de riesgo por SSC (Agrietamiento por Esfuerzo de Sulfuro) se encuentra el pozo, y así poder utilizar la tubería que cumpla las necesidades, y así se puede optar por tuberías de alta resistencia a la corrosión, pero siempre se debe de tomar en cuenta el factor económico.

Las instrucciones que se mostraron en esta tesis proveen una herramienta para establecer cual es la cantidad de H_2S para saber que tanto nos afecta y como contrarrestar el problema con diferentes tipos de tubería dependiendo de las condiciones en las cuales se encuentre el pozo. Siempre hay que considerar que aunque se trate de prevenir la corrosión esta siempre se presenta, pero lo que se puede hacer es retardar el efecto de ésta.

Al entender los principios de corrosión se pueden seleccionar efectivamente tuberías para diseñar, fabricar y utilizar aleaciones para un costo de vida de tubería óptimo y seguro en la industria petrolera. También se debe de comprender que todos los pozos son diferentes así que no siempre se puede encontrar una solución específica.

Referencias

- Perrin, D.1999. *Well Completion and Servicing*, Technip.
- Zheng, Y. Brown, B. y Netic.S.2013.*Electrochemical Study and Modeling of H₂S Corrosion of Mild Steel*, NACE.
- Sun, W. Marquez, A. I. y Botte, G. G. *Theoretical Investigation of H₂S Corrosion of Mild Steel*, Institute for Corrosion and Multiphase Technology, Ohio.
- Smith, S. N.2006. *Corrosion of Carbon Steel by H₂S in CO₂ Containing Oilfield Environments*,NACE.
- Koteswaran, M.2010. *CO₂ and H₂S Corrosion in Oil Pipelines*, University of Stavanger.
- Sun, W. Netic, S.2007. *A Mechanistic Model of H₂S Corrosion of Mild Steel*, NACE.
- Peabody, A.W.2001. *Control of Pipeline Corrosion*, Segunda edición, NACE.
- Jimenez, H. 2004. *Libro de Corrosion*, Instituto Universidad Politécnico Santiago Mariño, Venezuela.
- Bogaerts, W. Zheng, J.2001. *Corrosion Mechanisms : Some Basic Understanding*, NACE.
- AIPM.2000. *Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 05 Tuberías. Tomo 11 Terminación y mantenimiento de pozos*, PEMEX.
- Smith, L. 1998. *Control of corrosión in oil and Gas production tubing*, Intetech, Reino Unido.
- Revie, R. W. Uhlig, H. H.2008. *Corrosion and Corrosion Control*, Cuarta Edición, WILEY.
- Cholet, H. 2000. *Well production Practical Handbook*, Technip.
- Palmer, A. C. Y King, A. K.2006. *SubseaPipeline Engineering*, PennWell.
- Smith, S. N.1994. *Prediction of Minimum H₂S Levels Required for Slightly Sour Corrosion*,NACE.
- NACE. *Norma MR0175/ISO 15156-1*. NACE