



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“PERFORACIÓN DE POZOS CON ALTO CONTENIDO DE H₂S Y CO₂”

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

CRUZ DÍAZ JESÚS

PALLARES LEÓN HUMBERTO

DIRECTOR DE TESIS

ING. AGUSTÍN VELAZCO ESQUIVEL



MÉXICO, D.F. 2013

ÍNDICE

RESUMEN	1
I.- INTRODUCCIÓN	3
I.1 Definición y Objetivos de la Perforación con alto contenido de H₂S y CO₂.....	3
I.2 Corrosión	4
I.3 Fisuración por Acción del Sulfuro de Hidrógeno bajo Tensión (SSC).....	4
I.4 Sulfuro de hidrógeno	5
I.5 Bióxido de carbono	8
I.5.1 Efectos a la exposición de CO ₂	8
I.5.2 Efectos a la exposición respiratoria causado por el dióxido de carbono.....	8
I.6 Austenizado	10
I.7 Recocido (Annealing)	10
I.8 Normalizado (Normalizing).....	10
I.9 Templado (Quenching)	10
I.10 Revenido (Tempering)	10
I.11 Fluencia	11
I.12 Dureza Rockwell	11
I.13 Aceros propietarios	11
II.- TIPOS DE HERRAMIENTAS	12
II.1 TUBERIAS DE PERFORACIÓN Y HERRAMIENTAS DE FONDO (BHA) PARA MANEJO DE H₂S Y CO₂	12
II.2 Sulfide Stress Cracking (SSC).....	18
II.3 IRP y NACE	19
II.4 NACE MR0175/ISO 15156-1	23
II.5 Material AISI 4145	28
II.6 Material AISI 1340	30
II.7 Microestructura de los Materiales	30
II.8 Análisis de SSC en Material AISI 4145.....	33
II.9 Análisis de SSC en Material AISI 1340.....	34

II.10	Parámetros de Prueba para SSC	34
II.11	Resultados de las Pruebas de SSC.....	36
II.12	Resultados del SSC.....	39
II.13	Química Mejorada.	39
II.14	Preventores	42
II.14.1	Descripción del preventor anular (esférico).....	42
II.14.2	Componentes	43
II.14.2.1	Cuerpo.....	44
II.14.2.2	Cabeza	44
II.14.2.3	Pistón	45
II.14.2.4	Cámara de apertura y cierre	45
II.14.2.5	Unidad de empaque	45
II.14.2.6	Sellos	47
II.14.3	PRINCIPIOS OPERACIONALES.....	48
II.14.3.1	Cierre.....	48
II.14.3.2	Apertura	48
II.14.4	El preventor ciego ó de corte.....	50
II.15	Detección del ácido sulfhídrico.....	51
II.15.1	Dispositivo de alarma	51
II.15.2	Detector MSA	51
III.-	FLUIDOS.....	52
III.1	Tipos de fluidos que se ocupan	52
II.1.1	Fluidos base aceite	52
III.1.2	Composición del fluido	54
III.1.2.1	Base Aceite	54
III.1.2.1	Aceite	54
III.1.2.2	Emulsificante	54
III.1.2.3	Humectante.....	55
III.1.2.4	Cal hidratada	56
III.1.2.5	Arcilla Organofílica	56
III.1.2.6	Controlador de filtrado	57
III.1.2.7	Agua	57

III.1.2.8 Sal.....	58
III.1.2.9 Material densificante.....	61
IV.-SEGURIDAD	62
IV.1 Cuidado del personal y manejo de estos gases	62
IV.2 Prevención y control de operaciones	64
IV.3 El como deshacernos de estos gases	64
IV.3.1 Procesos de Absorción Química	65
IV.3.2 Procesos de Absorción Física	66
IV.3.3 Procesos Híbridos	67
IV.3.4 Procesos de Conversión Directa	67
V.- Conclusiones	68
Recomendaciones.....	70
VI.- Nomenclatura	74
VII. Anexo A	76
VII.1 Figura D.1 pH de agua condensada bajo presión de CO ₂ y H ₂ S	76
VII.2 Figura D.2 pH de agua condensada (gas húmedo) o agua de formación que contiene bicarbonato (sobresaturado de CaCO ₃) bajo presión de CO ₂ y H ₂ S.....	77
VII.3 Figura D.3 pH del agua de formación (sobresaturado con CaCO ₃) (estequiométrico o no estequiométrico) bajo presión de CO ₂ y H ₂ S a 20 °C	78
VII.4 Figura D.4 pH del agua de formación (sobresaturado con CaCO ₃) (estequiométrico o no estequiométrico) bajo presión de CO ₂ y H ₂ S a 60 °C	79
VII.5 Figura D.5 pH del agua de formación (sobresaturado con CaCO ₃) (estequiométrico o no estequiométrico) bajo presión de CO ₂ y H ₂ S a 100 °C	80
VIII.- BIBLIOGRAFIA.....	81

RESUMEN

La Perforación de pozos es una disciplina de suma importancia en la Ingeniería Petrolera. Su potencial como proceso de trabajo es enorme, puesto que con ella es posible llevar a cabo una buena explotación de los yacimientos y por lo tanto obtener una buena producción de hidrocarburos.

Este trabajo tiene como objetivo presentar los fundamentos de la Perforación de Pozos con alto contenido de H_2S y de CO_2 . No se pretende abarcar todo lo que se conoce sobre este tipo de perforación, sino dar los conceptos básicos para que se puedan tener un mejor manejo y cuidado en pozos de este tipo, así como iniciar a las personas que trabajen en esta área, a entender el estudio de Pozos más complicados en la Industria petrolera.

Los modernos y agresivos programas actuales de perforación requieren perforar a través de formaciones que contienen gases corrosivos para alcanzar las reservas de hidrocarburos. Esto ha expuesto serias limitaciones en los materiales tradicionalmente utilizados en la fabricación de herramientas de fondo (BHA) y ha generado la necesidad de desarrollar materiales más adecuados para operar bajo estas condiciones severas. Niveles bajos de ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), así como condiciones de alta temperatura y bajos esfuerzos han ayudado a que las operaciones de perforación se realicen con mínimos incidentes.

Esta tesis presenta resultados comparativos de varias aleaciones con materiales tradicionales API. Estos muestran una mínima mejoría a la resistencia en ambientes corrosivos bajo condiciones mínimas de H_2S . Bajo condiciones altas, se observa una mínima o ninguna mejoría. La tesis también presenta nuevas aleaciones de acero y procesos avanzados de tratamiento térmico que dan como resultado materiales excepcionalmente adecuados para aplicaciones severas de ácido sulfhídrico. Estos materiales exhiben una excelente resistencia al SSC (Sulfide Stress Cracking) y han sido utilizados en zonas del mundo con medios

ambientes altamente corrosivos. Estos materiales mejorarán la eficiencia en la perforación considerablemente al eliminar el riesgo de falla por medio de exposición al H₂S y al CO₂.

Este trabajo está organizado de la siguiente manera: el Capítulo I es una introducción a la Perforación de Pozos y las definiciones de los gases que se mencionan en esta tesis (H₂S y CO₂). En el Capítulo II se introduce al lector en temas como el tipo de herramienta que deben utilizarse para la medición, la detención de estos gases, además de ver el tipo de material con que deben de estar constituidas las herramientas de trabajo para la corrosión que estos pozos tienen por el alto contenido de H₂S y de CO₂. En el Capítulo III se mostraran los tipos de fluidos de perforación que se ocuparan además de ver su composición de dicho fluido. En el Capítulo IV se incorpora el manejo y seguridad que se deberá tener para el uso de estos gases, el cuidado del ambiente y del personal así de poder ver también como podemos deshacernos de los gases.

I.- INTRODUCCIÓN

Este capítulo contiene algunos puntos importantes para entender en forma general los conceptos para la perforación de pozos con un alto nivel de H₂S y de CO₂, y su papel dentro de la industria petrolera, específicamente en el proceso de la perforación dentro del activo petrolero.

I.1 Definición y Objetivos de la Perforación con alto contenido de H₂S y CO₂.

El objetivo de la perforación es construir un pozo útil: un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible.

El diseño de un pozo incluye un programa detallado para perforarlo con las siguientes características:

- Seguridad durante la operación (personal y equipo).
- Costo mínimo.
- Pozo útil de acuerdo a los requerimientos de producción y yacimientos (profundidad programada, diámetro establecido, etcétera).

Cumpliendo con lo siguiente:

- ❖ Seguridad
- ❖ Ecología
- ❖ Costo mínimo
- ❖ Utilidad.

I.2 Corrosión

La corrosión es el deterioro de una sustancia (generalmente un metal) o de sus propiedades, causada por una reacción con su ambiente.

Aunque parezca que la corrosión ocurre sin distinción, en realidad cuatro componentes deben estar presentes para que el proceso de corrosión pueda ocurrir. Los cuatro componentes necesarios para la corrosión son:

- ❖ 1.- Un ánodo
- ❖ 2.- Un cátodo
- ❖ 3.- Un electrolito
- ❖ 4.- Un medio conductivo

Con la tubería de perforación la corrosión puede ocurrir de una manera similar a la de una pila. Ánodos y cátodos existen en la misma sección de tubería y están conectados a través del metal. Cuando se coloca la tubería dentro de un medio conductivo (fluido de perforación), puede producirse corrosión. Para parar completamente la corrosión, el fluido de perforación debería ser totalmente no conductivo o la tubería debería estar totalmente aislada por una película o un revestimiento protector (inhibidor de corrosión). Estas opciones no son prácticas en un ambiente hostil de perforación. La velocidad de corrosión también puede ser reducida cambiando la metalurgia a una aleación más resistente a la corrosión u otra que no sea tan propensa al tipo de corrosión en particular que está ocurriendo.

I.3 Fisuración por Acción del Sulfuro de Hidrógeno bajo Tensión (SSC).

Rotura por fragilidad de los aceros de alta resistencia al fisurarse bajo la acción combinada del esfuerzo de tensión y de la corrosión en presencia de agua y sulfuro de hidrógeno. Esta rotura es catastrófica y puede ocurrir sin advertencia.

I.4 Sulfuro de hidrógeno

El sulfuro de hidrógeno, denominado ácido sulfhídrico en disolución acuosa (H_2S_{aq}).

El gas sulfhídrico (H_2S) está compuesto por dos moléculas de Hidrogeno y una molécula de azufre, este se forma por la descomposición de la materia orgánica, es por eso que lo encontramos en la industria petrolera.

Este gas es más pesado que el aire, es flamable, incoloro, tóxico, odorífero: el gas de sulfuro de hidrógeno a bajas concentraciones tiene un olor fétido a huevos podridos y no se puede oler a altas concentraciones. Además se agrega al gas domestico como indicador de detención para fugas.

Formula química	H_2S
Peso molecular	34.08
Densidad relativa	1.1893 a 25 °C (aire=1.0)
Color	Ninguno.
Temperatura de autoignición	482 °C se quema con una flama azul y produce dióxido de azufre (SO_2).
Limites explosivos	4.3 a 46% por volumen de aire.
Corrosividad	Reacciona con metales.
Solubilidad	Es soluble en agua, esta solubilidad disminuye al aumentar la temperatura del agua.

Este gas ácido altamente reactivo es peligroso para los trabajadores y perjudicial para los equipos de perforación, incluso a bajas concentraciones. El H_2S tiende a acumularse en áreas bajas al ser descargado. Los compartimientos cerrados y tanques de almacenamiento son especialmente peligrosos. El H_2S también puede

acumularse en la parte superior de los tanques de lodo, cuando hay poco viento o movimiento de aire.

Cada vez que el H_2S está presente o que hay alguna posibilidad de que esté presente, se debería advertir a todo el personal del equipo de perforación para que no se acerquen a los tanques de lodo. El gas es muy flamable y forma una mezcla explosiva con el aire. Incluso cortos periodos de exposición al sulfuro de hidrógeno pueden matar o lesionar gravemente a los seres humanos y causar roturas catastróficas de los materiales tubulares de acero.

I.4.1 Efectos físicos de la exposición al sulfuro de hidrógeno tomándose en cuenta lo que podríamos definir como alto grado de H_2S :

10 ppm	Olor obvio y desagradable; exposición repetida sin efectos perjudiciales.
15 ppm	Límite de exposición a corto plazo (15 min).
20 ppm	Irritación de los ojos y de las vías respiratorias (1 hora).
50 ppm	Pérdida del olfato (15 min); dolor de cabeza, mareo y tambaleo (1 hora).

<p style="text-align: center;">100 ppm</p>	<p>Tos, irritación de los ojos y pérdida del olfato (3 a 15 min); dificultad para respirar, dolor de los ojos y somnolencia (15 a 20 min); irritación de la garganta (1 hora).</p>
<p style="text-align: center;">200 ppm</p>	<p>Atenuación rápida del olfato, irritación de los ojos y la garganta.</p>
<p style="text-align: center;">500 ppm</p>	<p>La pérdida de conocimiento ocurre después de una exposición corta y la víctima deja de respirar, si no recibe un tratamiento rápido; mareo, pérdida de la razón y del equilibrio; las víctimas requieren administración inmediata de reanimación cardiopulmonar por ventilación artificial.</p>
<p style="text-align: center;">700 ppm</p>	<p>La pérdida de conocimiento ocurre rápidamente; la víctima se muere si no es rescatada y tratada a tiempo.</p>
<p style="text-align: center;">1.000 ppm</p>	<p>La pérdida de conocimiento ocurre inmediatamente, seguida por muerte en pocos minutos.</p>

I.5 Bióxido de carbono

El Bióxido de Carbono (CO_2) es un gas incoloro y no combustible, aunque también puede encontrarse como líquido o en estado sólido. Las principales fuentes de CO_2 son la oxidación de la materia orgánica dispersa (MOD), la maduración de la MOD húmica, la termodescomposición y el termometamorfismo de las rocas carbonatadas.

En las condiciones ambientales el CO_2 es un gas incoloro, de olor picante y tóxico cuando su contenido en la atmósfera alcanza un valor de 10 %.

Su masa molecular es de $44.01 \frac{g}{mol}$ y tiene una densidad con respecto al aire de 1.529 a condiciones normales ($1.033 \frac{kg}{cm^3}$ y $0^\circ C$). Su temperatura y presión crítica es de $31^\circ C$ y $73.87 \frac{kg}{cm^2}$, respectivamente.

El CO_2 tiene una distribución irregular en la cubierta sedimentaria, siendo sus factores condicionantes las siguientes: fuentes múltiples, alta solubilidad en los fluidos de formación y alta reactividad química.

I.5.1 Efectos a la exposición de CO_2

El dióxido de carbono (CO_2) es un gas tóxico en altas concentraciones, así como también asfixiante (debido a la reducción de oxígeno). Solamente en altas concentraciones produce irritación en los ojos, nariz y garganta. Los umbrales de concentración para efectos a la salud se detallan en la tabla siguiente.

I.5.2 Efectos a la exposición respiratoria causado por el dióxido de carbono

Debido a los altos niveles de CO_2 requeridos para causar daño, las

concentraciones de CO₂ se expresan frecuentemente, en contraste con otros gases, como un porcentaje del gas en el aire por volumen (1% = 10,000 ppmv).

LIMITES DE EXPOSICIÓN (EN % DE AIRE)	EFFECTOS EN LA SALUD
2-3	Imperceptible en reposo, pero en actividad marcada falta de aliento.
3	Respiración se hace notoriamente más profunda y más frecuente durante el reposo.
3-5	Aceleramiento del ritmo respiratorio. Repetida exposición provoca dolor de cabeza.
5	Respiración extremadamente dificultosa, dolor de cabeza, transpiración y pulso irregular.
7.5	Respiración acelerada, promedio cardíaco aumentado, dolor de cabeza, transpiración, mareos, falta de aliento, debilidad muscular, pérdida de habilidades mentales, somnolencia y zumbido auricular.
8-15	Dolor de cabeza, vértigo, vómitos, pérdida de conciencia y posible muerte si el paciente no recibe oxígeno inmediatamente.
10	Agotamiento respiratorio avanza rápidamente con pérdida de conciencia en 10 – 15 minutos.
15	Concentración letal, la exposición por encima de este nivel es intolerable.
25+	Convulsiones y rápida pérdida de conciencia luego de unas pocas aspiraciones. Si se mantiene el nivel, deviene la muerte.

I.6 Austenizado

Consiste en crear austenita en la estructura del acero. La austenita se utiliza para ser transformada en otras fases en un tratamiento térmico posterior.

I.7 Recocido (Annealing)

Consiste en enfriar muy lentamente a un acero austenizado con el propósito de generar las fases de equilibrio en el material. Los aceros recocidos tienen la menor resistencia y dureza, y la mayor ductilidad posibles.

I.8 Normalizado (Normalizing)

El acero austenizado se somete a un enfriamiento moderado con el propósito de formar bainita o perlita muy fina.

I.9 Templado (Quenching)

El acero austenizado se enfría rápidamente con el propósito de generar martensita en su microestructura.

I.10 Revenido (Tempering)

La martensita es una fase demasiado frágil. Su presencia en un acero lo convierte en un material quebradizo. El revenido consiste en recalentar a un acero templado con el propósito de incrementar su ductilidad sin reducir significativamente su resistencia. Las propiedades finales del acero revenido dependen de la temperatura a la que se recalentó el metal, la cual se llama temperatura de revenido.

I.11 Fluencia

La fluencia (límite elástico) la deformación que se produce en un período de tiempo cuando un material está sometido a un esfuerzo constante y a temperatura constante.

I.12 Dureza Rockwell

La dureza Rockwell o ensayo de dureza Rockwell es un método para determinar la dureza, es decir, la resistencia de un material a ser penetrado. El ensayo de dureza Rockwell constituye el método más usado para medir la dureza debido a que es muy simple de llevar a cabo y no requiere conocimientos especiales. Se pueden utilizar diferentes escalas que provienen de la utilización de distintas combinaciones de penetradores y cargas, lo cual permite ensayar prácticamente cualquier metal o aleación (Escala = C, Penetrador = Diamante, Carga mayor=150 kg y aplicaciones= aceros tratados térmicamente).

I.13 Aceros propietarios

Existen aceros que se fabrican con especificaciones propias de los fabricantes y que no adoptan en su totalidad las especificaciones estipuladas por el API. A este tipo de aceros se les conoce comúnmente como aceros propietarios o grados propietarios, o simplemente grados NO-API. Sin embargo, tratan de seguir la misma nomenclatura adoptada por el API para especificar la fluencia del material.

II.- TIPOS DE HERRAMIENTAS

II.1 TUBERIAS DE PERFORACIÓN Y HERRAMIENTAS DE FONDO (BHA) PARA MANEJO DE H₂S Y CO₂

Los modernos y agresivos programas de perforación han alcanzado los límites operacionales de las herramientas de perforación especialmente en las aplicaciones para ambientes corrosivos (presencia de H₂S y CO₂). Actualmente la industria utiliza aleaciones tradicionales de acero para la fabricación de herramientas de fondo (BHA) con aceros de alta resistencia con contenido bajo de carbono, las cuales fueron desarrolladas varias décadas atrás. Tanto el American Petroleum Institute (API) como la International Organization for Standardization (ISO) no cuentan con especificaciones para tubería de perforación y componentes a operar en ambientes corrosivos.

Las organizaciones que regulan las operaciones de perforación en ambientes corrosivos como la National Association of Corrosion Engineers (NACE) se enfoca solamente en componentes tales como tubería de producción y casing y no hacen mención de tubería para perforación o de herramientas de fondo.

Como consecuencia, la industria ha tenido que responder desarrollando especificaciones independientes para tubería de perforación en ambientes corrosivos así como para Heavy Weight Drill Pipe (HWDP). Aun no existe una especificación que combine ambas. La industria ha tenido que desarrollar y probar nuevas aleaciones de acero así como emplear tratamientos térmicos mejorados para poder satisfacer los estrictos requerimientos de fabricación de herramientas de fondo (BHA) aptas para ambientes corrosivos que puedan tolerar los modernos y agresivos programas de perforación.

El uso de tubería HWDP es el resultado de prácticas modernas de perforación para mejorar la eficiencia de la sarta de perforación.

La tubería HWDP tiene dos funciones principales: Primero, proporcionar peso sobre la barrena y segundo, reducir los esfuerzos de pandeo entre los componentes rígidos del portabarrenas y la tubería de perforación flexible. También, sirve como el lugar ideal para localizar el punto neutral de la sarta; es decir el lugar donde se ubica la transición entre esfuerzos de tensión y de compresión en la sarta.

Actualmente tanto API como ISO no cuentan con especificaciones para tubería de perforación a operar en ambientes corrosivos. Por tal motivo la industria ha tenido que desarrollar sus propios requerimientos operacionales para este ambiente. En 1999 se creó en Canadá el Industry Recommended Practices (IRP), un comité conformado por una comisión regulatoria, operadores, contratistas de perforación, fabricantes y compañías de alquiler de tubería.

El cual su función es la de establecer requerimientos y recomendaciones para componentes de perforación a utilizarse en aplicaciones donde el H_2S está presente. Estos lineamientos son el resultado de extensa experiencia de campo en condiciones severas de H_2S .

El IRP incluye recomendaciones de composición química de acero, y especificaciones para dureza, fluencia de materiales, y procesos de tratamiento térmicos para herramientas en aplicaciones de ambientes corrosivos. Las especificaciones de propiedades mecánicas y recomendaciones de aleaciones de material están listadas en la Tabla 1(pág. 14) y Tabla 2(pág. 14).

	Esfuerzo de Fluencia psi (MPa)	Esfuerzo de Tensión psi (MPa)	Dureza max. Prom. (HRC)	Impacto min. LCVN
SS75 TUBO	75,000 – 95,00 (517.11 – 655)	95,000 – 115,000 (655 – 792.9)	22	50
SS95 TUBO	95,000 – 110,00 (655 – 758.42)	105,000 – 130,000 (723.95 – 896.32)	25	59
SS105 TUBO	105,000 – 120,000 (723.95 – 827.37)	115,000 – 140,000 (792.9 – 965.27)	28	59
SS110 CONEXIONES	110,000 – 125,000 (758.42 – 861.84)	125,000 – 145,000 (861.84 – 999.74)	30	66 prom. FS

Tabla 1- Especificaciones mecánicas de IPR para componentes de grado SS.

	C	Mn	Cr	Mo	S	P
SS75 TUBO	0.38 max.	1.6 max.	N/A	N/A	0.01 max.	0.015 max.
SS95 TUBO	0.25 – 0.35	0.4 – 1	0.9 – 1.3	0.3 – 0.6	0.01 max.	0.015 max.
SS105 TUBO	0.25 – 0.35	0.4 – 1	0.9 – 1.3	0.3 – 0.6	0.01 max.	0.015 max.
SS110 CONEXIONES	0.25 – 0.35	1 max.	0.7 -1.3	0.4 – 0.7	0.01 max.	0.015 max.

Tabla 2- Recomendaciones químicas IRP para componentes grados SS en % de peso.

Históricamente la industria ha utilizado materiales como el AISI 4145 (4145 mod) y el AISI 1340 (1340 mod) en la fabricación de componentes HWDP. Esta es una manera económica de ofrecer los beneficios de peso sobre la barrena así como un elemento de transición sin necesidad de requerimientos especiales. Estos materiales operan sin mayores consecuencias en ambientes carentes de H₂S y CO₂, sin embargo cuando se utilizan en ambientes corrosivos poseen desventajas significantes.

Debido a esto tanto API como ISO hacen fuertes recomendaciones en el uso de medidas correctivas para reducir el impacto de SSC (Sulfide Stress Cracking) sobre los componentes de HWDP cuando se opera en ambientes corrosivos. Algunas de las recomendaciones se presentan a continuación:

- ❖ Controlar el pH del lodo de perforación por arriba de 10.
- ❖ Mantener densidades de fluido adecuadas para evitar la perforación bajo balance de la formación.
- ❖ Uso de inhibidores y limpiadores.

Estas son algunas de las recomendaciones más importantes para operaciones en medios ambientes corrosivos de H₂S. Existen más recomendaciones listadas en ambas especificaciones. Limitantes: La industria de la perforación se caracteriza como una industria lenta en aceptar el cambio. Los avances tecnológicos suelen tomar años o incluso décadas antes de ser completamente aceptados y avalados.

Normalmente se requiere de largos periodos de pruebas así como del respaldo de organizaciones regulatorias como API o ISO antes de que los cambios sean aceptados. Como ejemplo de esto son los materiales tradicionales que se utilizan en la industria, los cuales fueron desarrollados décadas atrás mientras que los

modernos programas de perforación han ido evolucionando a condiciones más agresivas y proyectos mucho más ambiciosos.

Los componentes de HWDP son expuestos a condiciones severas de desgaste al estar localizados cercanos a la barrena. La dureza alta es una de las características principales para un funcionamiento apropiado y evitar el desgaste. El uso de materiales blandos solo incrementa la rapidez de desgaste. Este es uno de los principales problemas en el desarrollo de herramientas de fondo resistentes a ambientes corrosivos. Los materiales requieren propiedades altas en características que se encuentran en lados opuestos del espectro, resistencia al H₂S y dureza alta.

Propiedades que no se pueden alcanzar con materiales y tratamientos térmicos convencionales. Las condiciones de fondo de pozo han favorecido en gran parte al desempeño de herramientas de fondo en ambientes corrosivos. La alta temperatura y los esfuerzos relativamente bajos (de compresión) en el fondo del pozo han contribuido a que los efectos del H₂S y CO₂ sean minimizados para estos componentes.

Existen diferentes opiniones acerca de la concentración de los esfuerzos en los componentes de perforación: en las conexiones o en los cuerpos de tubo, y la localización de fallas en los HWDP. La falta de especificaciones solo ayuda a incrementar esta confusión.

Existe un número limitado de análisis enfocados en determinar la localización de esfuerzos y su correlación con las fallas. Las pruebas de laboratorio solo recrean un número limitado de variables.

En condiciones reales existen un sin número de variables adicionales que son imposibles de recrear mediante modelos en el laboratorio. Desde el punto de vista de diseño, las conexiones son consideradas como los componentes con más altos esfuerzos. Las conexiones exhiben los esfuerzos más altos en las fibras exteriores

del diámetro exterior. También son sujetas a altos esfuerzos debido al apriete. La geometría más gruesa en las conexiones hace más susceptible las fallas en los cuerpos de tubo los cuales cuentan con diámetros más pequeños.

Aun cuando los cuerpos de tubo en componentes HWDP son de mayor espesor comparados con tubería de perforación convencional, estos siguen siendo menores que los diámetros de las conexiones haciendo más factible una falla en el cuerpo del tubo que en la conexión.

No existe un estudio estadístico en cuanto al número de fallas en componentes HWDP, si ocurren en el cuerpo del tubo o en la conexión. Basados en observación limitada de fallas de campo se puede argumentar que la frecuencia de las fallas ocurridas en los cuerpos de tubo tanto como en las conexiones para componentes de HWDP es el mismo bajo diferentes condiciones. La mayoría de las fallas ocurren en la sección de transición del recalque (upset) entre la conexión y el cuerpo del tubo. Estas fallas ocurren en su mayoría debido a la fatiga durante las operaciones de perforación. Esta distribución de fallas de 50/50 en los componentes sugiere que los productos HWDP están adecuadamente balanceados y que no tienen variaciones extremas entre los componentes flexibles y los rígidos.

De acuerdo a las recomendaciones de API, IRP, y NACE, la industria utiliza como estándar un límite de 105,000 psi (723.9497 MPa) como fluencia máxima para materiales en aplicaciones de ambientes corrosivos. Se utilizan dos tipos de materiales en la fabricación de tubería HWDP: para conexiones y para tubos. Las conexiones de los HWDP tienen propiedades mecánicas muy similares a las de herramientas de fondo como lo son los portabarrenas.

De hecho, los HWDP tienen su origen en material de portabarrena corto como resultado de múltiples reparaciones que terminaban en secciones cortas y tubos gruesos que al soldarlos resultaban en un nuevo producto que ofrece peso sobre la barrena y flexibilidad.

De acuerdo a las especificaciones de API se requiere una fluencia mínima de material de 110,000 psi (758.435 MPa) para los portabarrenas de tamaños menores a 7-in (177.8 mm) de diámetro y de 100,000 psi (689.5 MPa) para portabarrenas con tamaños de 7-in (177.8 mm) de diámetro o mayores. Como resultado, las conexiones de los HWDP tienen propiedades mecánicas muy similares a estos productos.

No existe la necesidad de incrementar la resistencia del material debido a la ubicación de estos componentes en la sarta. Lo que se busca es agregar peso sobre la barrena y al mismo tiempo ofrecer un componente de transición con flexibilidad.

Debido a la demanda actual de componentes, la mayoría de los fabricantes han optado por utilizar un material con grado estándar de 120,000 psi (827.4 MPa) para la fabricación de portabarrenas independiente del tamaño. Esta es otra muestra de estándares anticuados y requerimientos de material modernos. Es más conveniente el mantener en inventario un solo grado de material que puede ser utilizado para la fabricación de portabarrenas o para conexiones de HWDP que mantener varios grados de material en diferentes tamaños.

Los cuerpos de tubo para HWDP son fabricados de material 1340 modificado con una fluencia mínima de material de 55,000 psi (379.2 MPa). A estos niveles de fluencia (los cuales son directamente proporcionales a la dureza) los materiales no requieren de pruebas para demostrar resistencia a ambientes corrosivos de acuerdo a NACE.

II.2 Sulfide Stress Cracking (SSC)

El SSC (Fisuración por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión) es un mecanismo de corrosión que se caracteriza por exposición al H₂S. Afecta al material y lo hace fallar por medio de una combinación de corrosión y esfuerzos de tensión en presencia de agua y H₂S. La falla se manifiesta en forma de fractura

por esfuerzos debido al hidrogeno.

El ácido sulfhídrico se combina con el hierro y produce una reacción química que da como productos sulfatos de hierro e iones de hidrogeno como lo muestra la Ecuación 1: Los iones de hidrogeno se recombinan produciendo gas hidrogeno. Ecuación 2: El material se vuelve frágil al absorber el hidrogeno difuso que se incrementa con la presencia de sulfatos. Esta difusión reduce la ductilidad del material y aumenta la susceptibilidad del material a la fractura. Los materiales con durezas altas son más susceptibles al SSC.



H^0Penetra el acero.



II.3 IRP y NACE

En Canadá, en 1999 se creó el comité IRP, el cual es conformado de diversos organismos incluyendo representantes de: The Alberta Energy and Utilities Board, operadores, contratistas de perforación, compañías de alquiler y fabricantes de tubería de perforación. El objetivo de este comité es el de establecer recomendaciones para herramientas de perforación para utilizarse en ambientes corrosivos. Este comité también desarrollo recomendaciones mucho más estrictas para aplicaciones critico-amargo de bajo balance que sobrepasan todos los requerimientos conocidos.

NACE estableció recomendaciones para materiales a usarse en operaciones en ambientes corrosivos para petróleo y gas desde 1975. En la actualidad este documento ha evolucionado hasta convertirse en parte de ISO bajo la especificación dual compartida de NACE MR0175/ISO 15156-1(NACE/ISO).

Esta especificación establece criterios para materiales a operar en ambientes

corrosivos pero su enfoque es en componentes de tubería de producción y casing. Las herramientas de sarta para perforación no son incluidas en esta especificación.

Debido a esto existe una gran incógnita en cuanto a dirección de que materiales utilizar para herramientas de perforación y más en específico para tubería HWDP para ambientes corrosivos.

La metodología que NACE/ISO emplea para determinar estos materiales, se basa en la concentración de H₂S, CO₂ y las presiones parciales en el fondo del pozo. Partiendo de estos parámetros se calcula una intensidad de exposición la cual determina el nivel de resistencia requerido para el material. Tanto el H₂S como el CO₂ influyen en la severidad del medio ambiente.

El factor principal para controlar la resistencia en ambientes corrosivos es la dureza del material (que está directamente relacionada a la fluencia del material).

NACE establece varios métodos para medir la resistencia de un material al SSC. La instrucción NACE TM0177 establece 4 métodos los cuales son: A, B, C, y D. Cada uno de estos métodos ofrece ciertas cualidades y se enfocan en evaluar características específicas de los materiales.

Dos de estos métodos son utilizados principalmente en la industria: los métodos A y D.

El método A se caracteriza por ser una prueba cualitativa de pasa/no pasa. Se utilizan muestras de tensión que se someten a un esfuerzo de tensión específico llamado Specific Minimum Yield Strength (SMYS) o esfuerzo mínimo de fluencia específico al mismo tiempo que se circula gas H₂S alrededor de la muestra por un periodo de 720 hrs. Las probetas son pequeñas muestras de tensión de 1-in (25.4 mm) de longitud en el área de exposición y 0.250-in (6.35 mm) de diámetro, como lo muestra la Figura 1 (pág. 21).

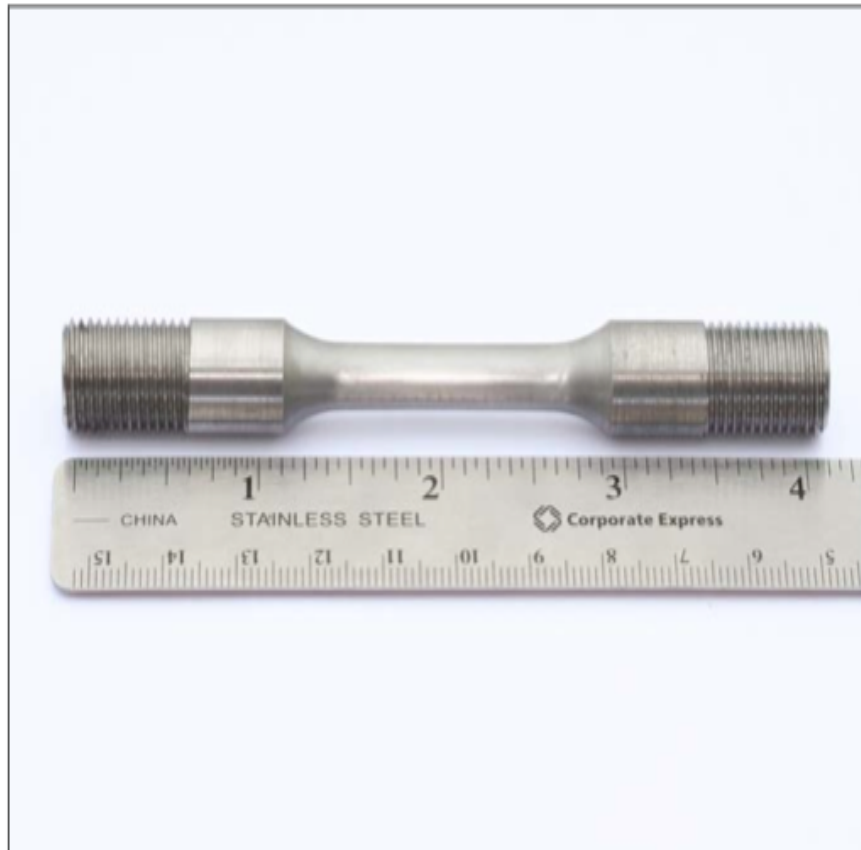


Figura 1 – Espécimen para prueba NECE Método A.

Las muestras son tensionadas a una determinada carga, un porcentaje del SMYS (NACE recomienda 85% del SMYS para calificar materiales como resistentes al SSC), al mismo tiempo que son sumergidas en una solución acuosa (solución A) por la cual se aplica un burbujeo constante de gas H_2S . La Figura 2 (pág. 22) muestra un ejemplo de una cámara de exposición para estas pruebas.



Figura 2 – Cámara de prueba para NACE Método A (Foto cortesía de Honeywell).

Una prueba pasa cuando después de 720 horas de exposición al H_2S no se muestra separación, o al término del tiempo se inspecciona visualmente a 10X y no se observan fracturas en la superficie de la muestra. Este método es más aceptable pues da una representación cualitativa de la resistencia del material. Se pueden ajustar los niveles de tensión, la solución de inmersión, así como la concentración del gas para probar los materiales a determinadas condiciones específicas. El **método D** utiliza muestras llamadas double cantilever beam (DCB) (doble barra de flexión) para determinar la resistencia al SSC como se observan en la Figura 3 (pág. 23).

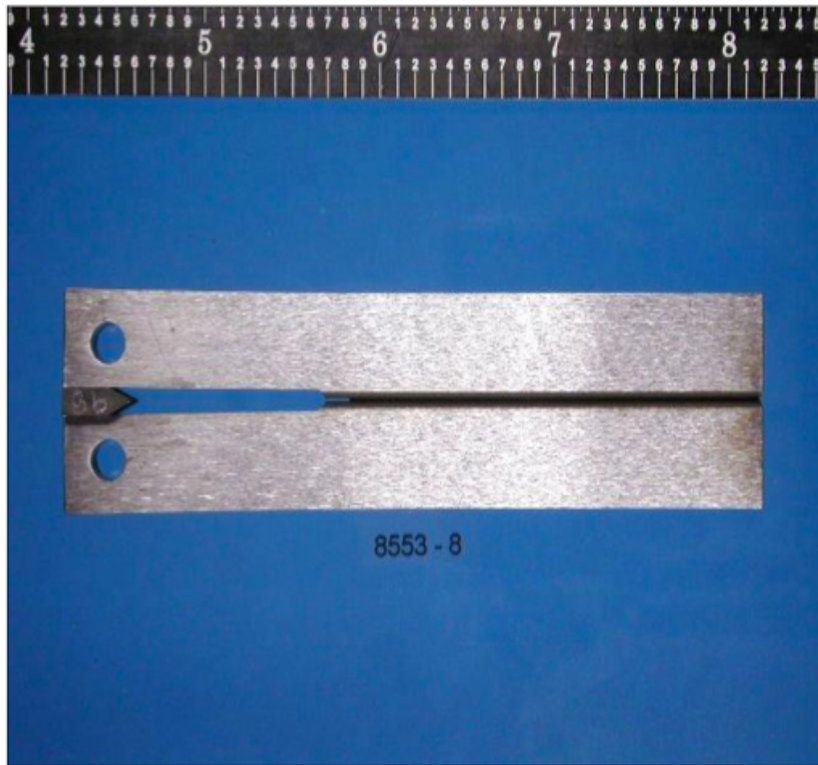


Figura 3 – Muestra para prueba NACE Método D (Foto cortesía de Honeywell).

La prueba consiste en aplicar un esfuerzo a la muestra, la cual tiene una fractura pre-maquinada, y sumergida en la solución tipo A por un periodo de 14 días. De igual manera que el método A (pág. 20), se circula gas H_2S a la muestra mediante un burbujeo. Al término de la prueba se mide la propagación de la fractura y se calcula un factor de intensidad de esfuerzo crítico KISSC. Este factor es una medida cuantitativa de la susceptibilidad del material al SSC. No existe mucha información entre la correlación de estos dos métodos.

II.4 NACE MR0175/ISO 15156-1

NACE/ISO considera cuatro regiones de operación amarga para aceros al carbono (C) y de baja aleación. Las regiones son: 0, 1, 2, y 3. Estas regiones de severidad se determinan por medio de la presión parcial de H_2S y el nivel de pH, la cual va

de menor en la región 0 hasta la más severa en la región 3.

A continuación se describe la metodología de la especificación NACE MR0175/ISO 15156-1 para la determinación de región amarga. Primero se considera la presión parcial de H₂S en el fondo del pozo para el proyecto específico.

La presión parcial se calcula utilizando la formula de acuerdo ha NACE/ISO que a continuación se presenta (Ecuación 3):

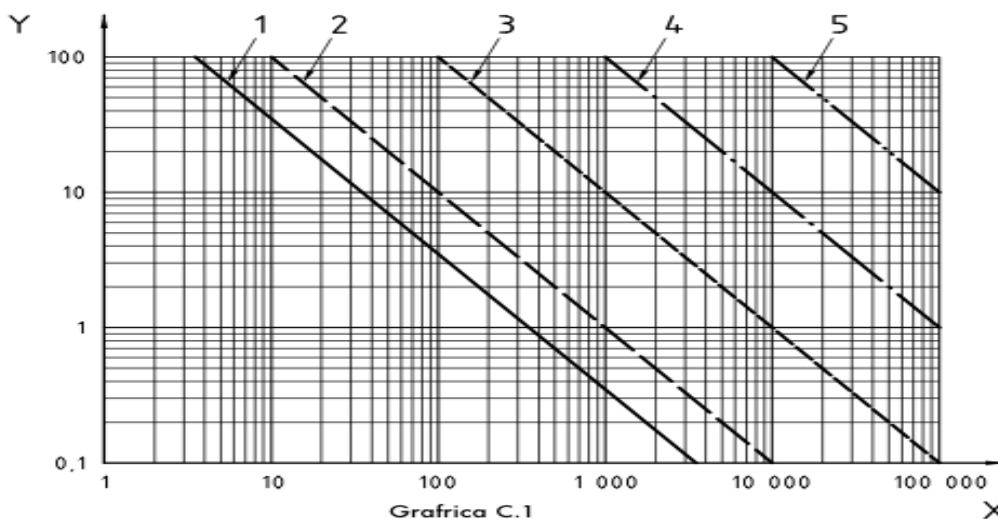
$$p_{H_2S} = p * (x_{H_2S}/100) \dots\dots\dots \text{(Ecuación 3)}$$

p_{H₂S} = presión parcial de H₂S en psi (MPa).

p = presión absoluta total del sistema en psi (MPa).

x_{H₂S} = fracción molar del H₂S en el gas (%).

Como ejemplo, un sistema de fase gaseosa de 10,000 psi (68.95 MPa) con una fracción molar 10% de H₂S tiene como presión parcial 1,000 psi (6.895 MPa). Si se conocen la presión total del sistema y la concentración de H₂S también se puede calcular con la presión parcial utilizando la figura C.1 en NACE 0175/ISO 15156-1.



Donde:

X: Fracción molar de H₂S en gas, % 10⁴ (partes por millon).

Y: Presión absoluta total, Mpa.

1: $p_{H_2S} = 0.3kPa$

2: $p_{H_2S} = 1kPa$

3: $p_{H_2S} = 10kPa$

4: $p_{H_2S} = 100kPa$

5: $p_{H_2S} = 1000kPa$

La presión parcial se puede calcular utilizando la ecuación 3 (pág. 24) partiendo de un porcentaje molar (% mol) o de partes por millón (ppm). Se multiplica la presión absoluta del sistema por la fracción molar (o su equivalente en ppm) de H₂S en fase gaseosa. Si se conoce la presión total del sistema y la concentración de H₂S se puede aproximar a la presión parcial por medio de la grafica C.1 (pág. 24) NACE MR0175/ISO 15156-1. Si la presión parcial se puede calcular utilizando información real entonces no hay necesidad de utilizar la grafica.

Si se desconoce el nivel de pH en el pozo este se puede aproximar utilizando las graficas D1 a la D5 en NACE MR0175/ISO 15156-1 (Anexo A).

Estas graficas proporcionan valores de pH partiendo de presiones parciales de H₂S y CO₂ en agua o en bicarbonato (CaCO₃) para varias temperaturas. Este método se debe utilizar en caso de que no existan valores reales calculados o técnicas de medición de valores in-situ confiables. Para determinar el valor de pH es necesario calcular los valores de presión parcial y de otras sustancias primero.

Una vez que se tienen los valores de presión parcial y de pH se puede determinar

la región de severidad en ambiente corrosivo en el que se espera operar.

Para esto se requiere utilizar la Figura 4 de NACE MR0175/ISO 15156-1. La Figura 4 representa las diferentes regiones de operación SSC. A continuación se presentan las regiones:

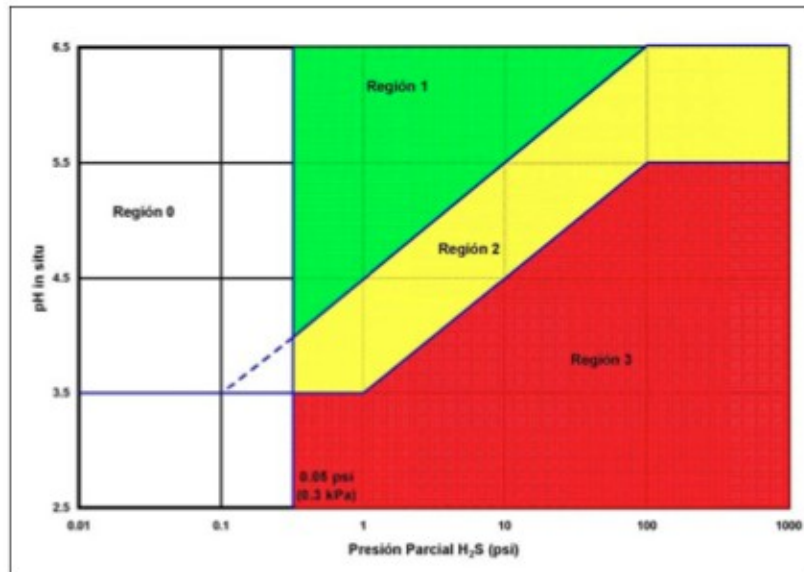


Figura 4 – Ubicación de regiones SSC (Grafica reproducida en parte de NACE MR0175/ISO 15156).

- ❖ Región 0 – No hay requerimientos especiales para los materiales a utilizarse en esta región. Es importante considerar los factores que puedan afectar la eficiencia de la operación en esta región tomando en cuenta las recomendaciones de control de pozo de NACE/ISO (Área blanca en la Figura 4) (pág. 26).
- ❖ Región 1 – Se pueden utilizar materiales aptos para las regiones 2 y 3 en esta región. Los aceros de la serie 4100 pueden ser utilizados en esta región siempre y cuando sean tratados térmicamente por los procesos de austenizado, templado y revenido y que tengan una dureza no mayor a los 30 HRC (dureza Rockwell en escala C), una fluencia de material que no exceda los 130,000 psi (896.3 MPa) y un valor SMYS (Specified Minimum

Yield Strength) de 110,000 psi (758.4 MPa).

La resistencia al SSC del material deberá ser demostrada para las regiones 2 y 3 (por medio de pruebas NACE) (Área color verde en la Figura 4).

- ❖ Región 2 – Materiales aptos para la región 3 pueden ser utilizados en esta región. Los aceros de la serie 4100 pueden ser utilizados siempre y cuando no excedan una dureza de 27 HRC (dureza Rockwell en escala C), una fluencia de material actual de 110,000 psi (758.4 MPa), y un SMYS de 80,000 psi (551.6). Si los materiales no satisfacen los requerimientos operacionales para la región 3, la resistencia al SSC deberá ser demostrada. (por medio de pruebas NACE) (Área color amarillo en la Figura 4).
- ❖ Región 3 – Aceros austenizados, T y R, al carbono, y de baja aleación con un máximo de dureza de 22 HRC son permitidos. Los aceros de la serie 4100 pueden ser utilizados siempre y cuando no excedan una dureza de 30 HRC, una fluencia máxima de material de 110,000 psi (758.4) con una máxima resistencia de tensión no mayor de 15,000 psi (103.4 MPa) del SMYS. La resistencia del material al SSC deberá ser demostrada (por medio de pruebas NACE). A una dureza máxima de 26 HRC la resistencia al SSC podría ser demostrada (Área roja en la Figura 4) (pág. 26).

Los materiales aptos para regiones más severas pueden ser utilizados en regiones menos severas. Los aceros austenizados, T y R, al carbono y de baja aleación con dureza no mayor a los 22 HRC no requieren de análisis.

Se recomienda que los materiales con dureza máxima de 26 HRC sean analizados pero no es obligatorio y los materiales con dureza máxima de 30 HRC son permitidos siempre y cuando su fluencia de material no exceda los 110,000 psi (758.4 MPa) y a demás se tiene que comprobar resistencia al SSC de acuerdo

con las especificaciones de NACE/ISO.

Esta metodología no toma en consideración factores importantes observados durante la operación como lo son: tiempo de exposición, esfuerzos, condiciones de pozo u otros factores importantes. Estas reglas no se enfocan a tubería de perforación sino a componentes estacionarios, estáticos que se encuentran bajo condiciones totalmente diferentes a las de la tubería de producción.

Como se puede observar la metodología para seleccionar materiales para operar en ambientes corrosivos es complicada. La mayoría de las veces los perforadores se ven obligados a ignorar estas recomendaciones debido a la falta de disponibilidad o de información y utilizan la mejor protección posible en sus proyectos. A fin de cuentas, el usuario es el que decide que herramientas va a utilizar para sus proyectos.

II.5 Material AISI 4145

Por años la industria ha utilizado el acero AISI 4145 o alguna de sus modificaciones para fabricar conexiones para tubería HWDP. Las Tabla 3 (pág. 28) y Tabla 4(pág. 29) presentan la composición química y propiedades mecánicas estándar para estas uniones respectivamente.

Aleación de Acero	C	Mn	Cr	Mo
AISI 4145	0.43 – 0.48	0.75 – 1	0.8 – 1.1	0.15 – 0.25
AISI 1340	0.38 – 0.43	1.6 – 1.9	N/A	N/A
AISI 4130	0.28 – 0.33	0.4 – 0.6	0.8 – 1.1	0.13 – 0.2

Tabla 3- Composición química para componentes típicos HWDP en porcentaje de peso.

Material	Esfuerzo de Fluencia psi (MPa)	Esfuerzo de Tensión psi (MPa)	Dureza	Elongación (%)	Impacto min. (ft-lbs)
AISI 4145 Mod (conexión)	120,000 min. (827.37 min)	140,000 min. (965.27 min)	285-331 BHN	13 min.	40
AISI 1340 Mod (tubo)	55,000 min. (379.21 min)	95,000 min, (655 min)	285 BHN max.	18 min.	N/A
AISI 4130 Mod (conexión)	100,000 - 115,000 (689.48 – 792 .9)	120,000 min. (827.37min)	28 HRC max.	13 min.	65
AISI 4130 Mod (Tubo)	90,000 – 105,000 (620.52 - 723.95)	100,000 min. (689.48 min)	22 HRC max.	13 min.	100

Tabla 4 – Propiedades mecánicas de aleaciones para componentes de HWDP.

Los aceros de la serie 4100 requieren elementos de aleación de Cromo (Cr) y Molibdeno (Mo). El contenido de carbono en estos aceros es relativamente alto comparado con otros aceros utilizados para herramientas en la industria. Para el 4145 en específico, el rango es de 0.43% wt a 0.48% wt de carbono, y se recomienda un tratamiento térmico de T y R.

Desde el punto de vista de porcentaje de carbono del material, la dureza podría ser de hasta 54 HRC. Lo que indica que en teoría se podría alcanzar una dureza de hasta 200,000 psi (1379 MPa) (esto con pérdida de ductilidad e impacto) si las condiciones no son controladas. A estos niveles altos de esfuerzo, los materiales son mucho más susceptibles a la falla por medio de mecanismos de SSC.

La resistencia a la corrosión se obtiene al reducir los elementos nocivos como lo son el Azufre (S) y el Fósforo (P), e incrementar los niveles de Cromo (Cr) y

Molibdeno (Mo). Además se requiere de procesos de tratamiento térmico más avanzados.

Los requerimientos establecidos limitan la dureza de los materiales a utilizarse en ambientes corrosivos, la cual es directamente relacionada a la fluencia del material. El uso de materiales estándar como el AISI 4145 que tiene alto contenido de carbón por ende trae consigo una dureza alta lo cual los hace no indicados para aplicaciones en ambientes corrosivos.

La alta dureza y la resistencia al SSC son propiedades altamente deseadas para herramientas de fondo de manera que las fallas debido al SSC se reduzcan. Estas son dos propiedades opuestas en el espectro lo que significa que cuando se obtiene una se pierde la otra. La única manera de obtener ambas propiedades es la de modificar los elementos de la aleación en el material y al mismo tiempo cerrar y mejorar los parámetros de tratamiento térmico. Esto no solamente ayudara a incrementar la dureza del material sino también incrementara la resistencia al SSC sin reducir las demás propiedades mecánicas.

II.6 Material AISI 1340

Los cuerpos de tubo de los HWDP han sido fabricados de acero 1340 modificado. Es un acero de relativamente alto contenido de carbón (entre los 0.38% wt. y 0.43% wt. de carbono) que se compone principalmente de Manganeso (Mn). La Tabla 3 (pág. 28) muestra la composición química estándar de este material. Este ofrece una dureza económica con resistencia a la corrosión relativamente baja. Las propiedades mecánicas estándar de estos materiales se pueden observar en la Tabla 4 (pág. 29).

II.7 Microestructura de los Materiales

La microestructura de los materiales tradicionales depende de dos factores importantes:

1) La composición química y

2) El tratamiento térmico.

Estos dos factores afectan tanto las propiedades mecánicas y de impacto así como la resistencia al SSC. El contenido de carbón, los elementos de aleación y sus concentraciones, y el tipo de tratamiento térmico se reflejan en la microestructura de los materiales.

La Figura 5 (pág. 32) muestra una comparación de los aceros 1340 bajo tratamiento térmico de normalizado (Figura 5A) (pág. 32), 4145 austenizado, T y R (Figura 5B) (pág. 32), y 4130 bajo tratamiento térmico propietario (Figura 5C) (pág. 32).

Como se puede observar, la microestructura del acero 1340 (Figura 5A) (pág. 32) muestra una morfología de grano de tipo esférico de tamaño grande. Se pueden observar diferentes fases de materiales, las zonas de colores gris, café y blanco. Todas estas características se derivan del contenido de carbón bajo, el Manganeso como elemento único de aleación y el tratamiento térmico básico de normalizado. Como se observo anteriormente este material no posee propiedades mecánicas o de impacto excepcionales debido a estos factores.

La Figura 5B (pág. 32), presenta la microestructura del 4145, la cual tiene un contenido de carbono más alto que el del 1340, posee elementos de aleación de Cromo y Molibdeno a demás del Mn y ha recibido un tratamiento térmico de austenizado, T y R. La microestructura presenta una morfología de grano significativamente refinada a comparación del 1340 normalizado. Las estructuras de aguja elongadas son de martensita templada, la microestructura con dureza más alta para aceros de carbón.

Estos factores son los que proporcionan las propiedades mecánicas y de impacto que caracterizan a estos materiales.

Finalmente, la Figura 5C (pág. 32), muestra la microestructura del material 4130. Esta microestructura como se puede observar se deriva de un contenido de carbono más reducido que el del 4145 y del 1340, cuenta con elementos de aleación similares a los del 4145 y posee el tratamiento térmico propietario que es más elaborado y estricto que un T y R estándar. Esta microestructura refleja las mejoras del material: incremento en las propiedades mecánicas y de impacto, y al mismo tiempo mayor resistencia a la falla por medio de H_2S . Esta es la microestructura mas refinada de los materiales comparados.

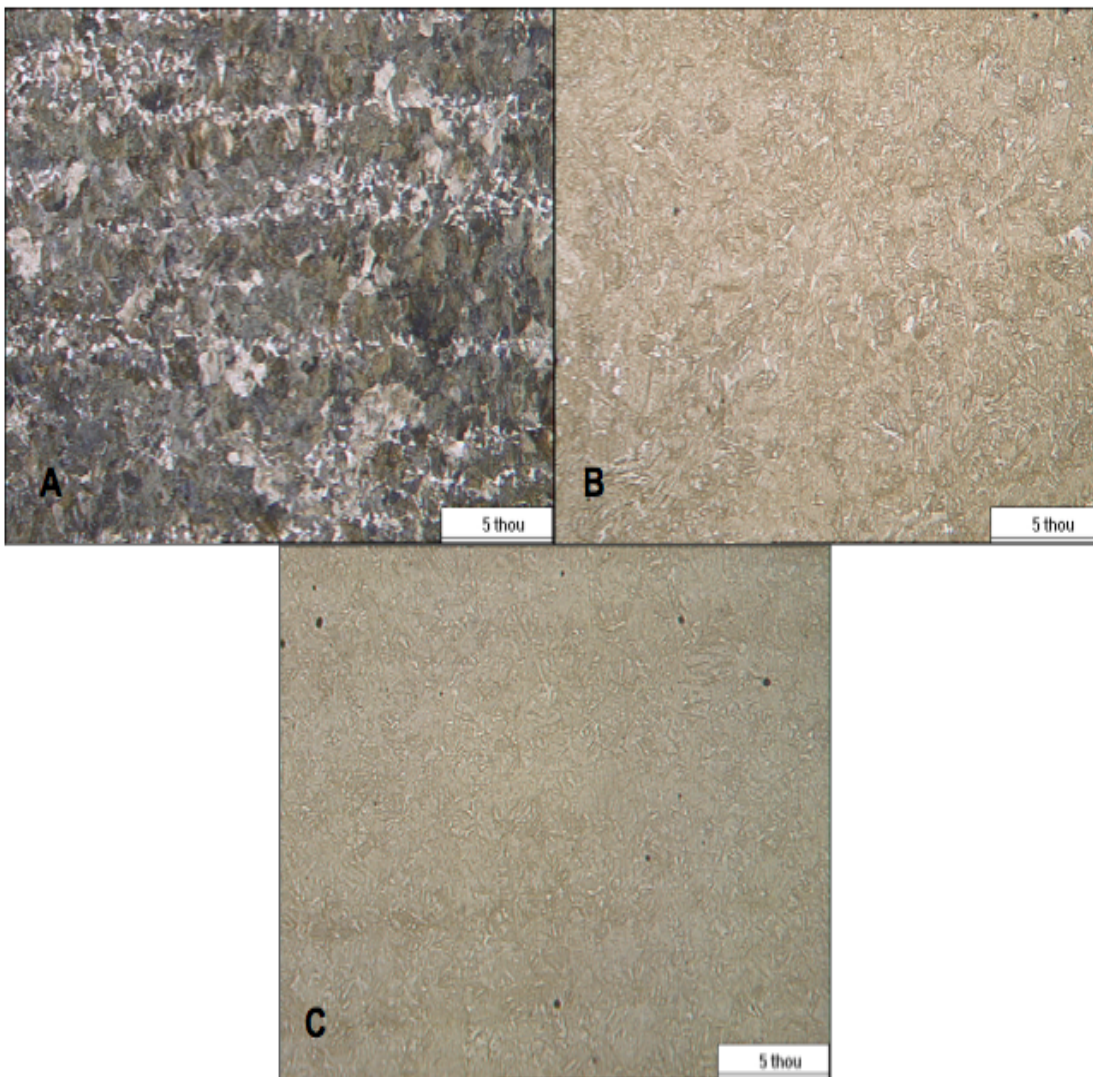


Figura 5. Comparación de microestructuras de acero 1340 normalizado, 4145 austenizado, T y R, y 4130 bajo tratamiento térmico propietario.

Como se puede observar, la composición química y el tratamiento térmico influyen en las propiedades mecánicas, de impacto, y de resistencia al SSC. Es necesario mejorar estos parámetros de manera que se obtengan valores de fluencia alta de materiales con excelente resistencia al SSC.

II.8 Análisis de SSC en Material AISI 4145

Previos intentos de calificar material estándar 4145 para aplicaciones de SSC han resultado en fracaso. La alta dureza inherente de los materiales con una fluencia por arriba de 105,000 psi y su alto contenido de carbón han ayudado a demostrar las limitaciones de este material.

Al incrementar los niveles de los elementos de aleación y utilizar prácticas limpias de producción de acero (inyección de Calcio) se ha logrado producir materiales más resistentes al SSC. Sin embargo debido al alto contenido de carbón y sus limitados elementos de aleación, aun siguen teniendo limitaciones en su eficiencia al SSC.

Se realizaron varias pruebas utilizando una variación de material estándar 4145. La inyección de Calcio (Ca) en el proceso de fabricación de acero también llamado “práctica limpia de acerería” es utilizado para controlar la morfología de las inclusiones a partículas esféricas, además ayuda a controlar el tamaño y la distribución de estas. Estos controles de tamaño, morfología, y distribución, ayudan a restringir los esfuerzos residuales provocados por las inclusiones en el material y ayudan a resistir la propagación de fracturas debido a la exposición al H_2S .

A niveles bajos de H_2S y CO_2 estos materiales funcionan adecuadamente. En niveles altos, no muestran ninguna mejoría.

II.9 Análisis de SSC en Material AISI 1340

Se analizaron varias aleaciones de material estándar 1340 con elementos como Niobio (Nb) (también conocido como Columbio) y Cromo (Cr) para determinar resistencia al SSC. Este material no posee tanto características mecánicas ni resistencia al SSC excepcionales. Es una forma económica de proporcionar un material que ofrezca flexibilidad en la transición de la sarta al BHA (ensamblajes de fondo) y peso sobre la barrena.

II.10 Parámetros de Prueba para SSC

Se analizó material para tubería HWDP para determinar su resistencia al SSC. Se utilizaron 6 materiales; 2 tipos de acero 4145 modificado, 3 tipos de 1340 modificado y un 4130 bajo diferentes condiciones. La Tabla 5 (pág. 34), muestra los parámetros de prueba de estos materiales así como el proceso de tratamiento térmico, SMYS, %SMYS, y la mezcla de gas utilizados.

Grupo	Aleación	Tratamiento Térmico	SMYS psi	(MPa)	% SMYS	Mezcla de Gas
1	4145 Ca	T y R	115,000	792.89	50, 60, 70, 80, 90	Estándar
2	4145 Ca	T y R	115,000	792.89	50, 60, 70, 80, 90	3% H ₂ S, 1.67% CO ₂
3	1340	Normalizado	75,000	517.1	50, 60, 70, 80	Estándar
4	1340 CaNb	Normalizado	84,000	579.15	60, 70, 80, 90	Estándar
5	1340 CaNb	Normalizado	84,000	579.15	60, 70, 80, 90	3% H ₂ S, 1.67% CO ₂
6	4130	T y R propietario	107,000	737.73	100	Estándar

Tabla 5 – Parámetros de Prueba

El acero 4145 modificado fue procesado mediante un tratamiento térmico de austenizado, T y R, con propiedades mecánicas listadas en la Tabla 4 (pág. 29). El material 1340 modificado solo presenta un proceso térmico de normalizado. Los

materiales fueron analizados según los requerimientos de NACE TM0177 método A, a diferentes niveles porcentuales de SMYS. También se utilizaron variaciones en las concentraciones de los niveles de gas.

Una prueba se conformo de tres muestras para cada condición a evaluar y para cada nivel de SMYS. Se considero una prueba satisfactoria aquella en la que las tres muestras sobrevivieron las 720 hrs de la prueba.

El grupo 1 consistió en material AISI 4145 procesado bajo inyección de Calcio y fue evaluado de 50% SMYS a 90% SMYS utilizando una Solución de Prueba tipo A (pág. 20), y gas estándar. El grupo 2 utilizo el mismo material, se modifico la mezcla de gas a 3% mol de H_2S y 1.67% mol de CO_2 . El valor del SMYS vario igual de 50% a 90%.

El grupo 3 consistió de material AISI 1340 con aleación de Cr y se probó a un rango de SMYS de 50% a 80% bajo condiciones normales. El grupo 4 utilizo un material AISI 1340 con aleación de Nb con inyección de Calcio utilizando una solución de Prueba Tipo A (pág. 20), y concentración de gas estándar. El grupo 5 utilizo el mismo material del grupo 4 con variación en la concentración del gas a 3% mol de H_2S y 1.67% mol de CO_2 .

II.11 Resultados de las Pruebas de SSC

Aleación (Composición de Gas)	SMYS		% SMYS	Esfuerzo de Resistencia		Tiempo (hrs)		
	psi	MPa		psi	MPa	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3
4145 Ca (estándar)	115,000	792.35	50	57,500	396.45	720	720	720
	115,000	792.35	60	69,000	475.73	720	720	720
	115,000	792.35	70	80,500	555.02	720	720	255
	115,000	792.35	80	92,000	634.31	720	16	53
	115,000	792.35	90	103,500	713.60	15	16	24
4145 Ca (3% H ₂ S, 1.67% CO ₂)	115,000	792.35	50	57,500	396.45	720	720	720
	115,000	792.35	60	69,000	475.73	720	720	720
	115,000	792.35	70	80,500	555.02	720	720	720
	115,000	792.35	80	92,000	634.31	720	720	720
	115,000	792.35	90	103,500	713.60	720	720	320
1340 (estándar)	75,000	516.75	50	37,500	258.55	720	720	720
	75,000	516.75	60	45,000	310.26	720	720	720
	75,000	516.75	70	52,500	361.97	720	720	720
	75,000	516.75	80	60,000	413.68	720	720	720
1340 CaNb (estándar)	84,000	578.76	60	50,400	347.49	11	12	20
	84,000	578.76	70	58,800	405.41	6	12	21
	84,000	578.76	80	67,200	463.32	7	12	12
	84,000	578.76	90	75,600	521.24	4	5	11
1340 CaNb (3% H ₂ S, 1.67% CO ₂)	84,000	578.76	60	50,400	347.49	720	720	720
	84,000	578.76	70	58,800	405.41	58	84	87
	84,000	578.76	80	67,200	463.32	57	90	620
	84,000	578.76	90	75,600	521.24	15	102	102
4130 (estándar)	90,000	620.10	85	76,500	527.44	720	720	720
	116,000	799.24	85	98,600	679.82	720	720	720
	107,000	737.23	100	107,000	737.73	720	720	720

Tabla 6 – Resultados de pruebas NACE método A para las diferentes aleaciones.

La Tabla 6 (pág. 36), muestra los resultados de los análisis de las diferentes aleaciones. Para el grupo 4145 Ca (estándar) se observa que el nivel aceptable para pasar la prueba NACE fue de 60% de SMYS, o 69,000 psi (475.73 MPa). Arriba de este nivel las muestras empiezan a fallar aleatoriamente. Esto nos puede indicar que existen otros mecanismos adicionales al material y al tratamiento térmico que influyen en el comportamiento.

Es importante observar que aunque las pruebas son consideradas como falladas,

algunas de las muestras dentro del grupo si pasan las pruebas. Este comportamiento se debe al parámetro inicial de requerir 3 muestras positivas para calificar la prueba como adecuada.

El grupo 4145 Ca (3% H_2S , 1.67% CO_2) con una concentración de gas modificada, incremento el nivel de resistencia al 80% de SMYS o 92,000 psi (634.31 MPa). A un nivel de 90% SMYS solo una muestra de las tres fallo.

Para el grupo 1340 (estándar), se analizo el material para cuerpo de tubo de HWDP. Todos las muestras pasaron la prueba NACE a todos los niveles con un SMYS de 75,000 psi (517.1 MPa).

En el grupo 1340 CaNb (estándar) todas las muestras fallaron a todos los niveles de SMYS. El nivel de SMYS mínimo analizado fue de 50,400 psi (347.49 MPa).

El grupo 1340 CaNb (3% H_2S , 1.67% CO_2) tuvo un nivel de aceptación de 60% de SMYS o 50,400 psi del material con nivel de esfuerzo de fluencia de 84,000 psi (578.76 MPa).

Para el grupo 4130 (estándar) se observa que el nivel aceptable para pasar la prueba NACE fue de 100% de SMYS, o 107,000 psi (737.73 MPa).

Los resultados nos muestran que para el material 4145 modificado procesado bajo prácticas limpias de acerería y expuesto a la concentración normal de H_2S la resistencia al SSC es cerca de 69,000 psi (475.7 MPa). A niveles por arriba de este valor el material empieza a mostrar degradación y los resultados comienzan a fluctuar. Para el mismo material bajo condiciones reducidas de corrosión: es decir de 3% mol de H_2S y 1.67% mol de CO_2 , se puede observar que el nivel de resistencia se incrementa a 92,000 psi (634.3 MPa), de nuevo a valores mayor que este número los resultados comienzan a variar de manera negativa.

Se observaron resultados similares en el material para tubos de HWDP. El material AISI 1340 Cr mostró una resistencia al SSC de 60,000 psi (413.7 MPa)

bajo condiciones normales de H₂S. No se hicieron pruebas para determinar la resistencia del material a niveles reducidos de H₂S.

Para el material AISI 1340 Nb procesado bajo prácticas limpias de acerería, en condiciones normales de H₂S no hay resistencia al H₂S a ningún nivel por arriba de los 50,400 psi (347.5 MPa). El mismo material probado bajo condiciones modificadas de gas el nivel de resistencia se ubico en 50,4000 psi (347.5 MPa). La Figura 6 (pág. 38) muestra una grafica comparativa de los niveles de esfuerzo alcanzados por cada aleación segregados por concentración de gas.

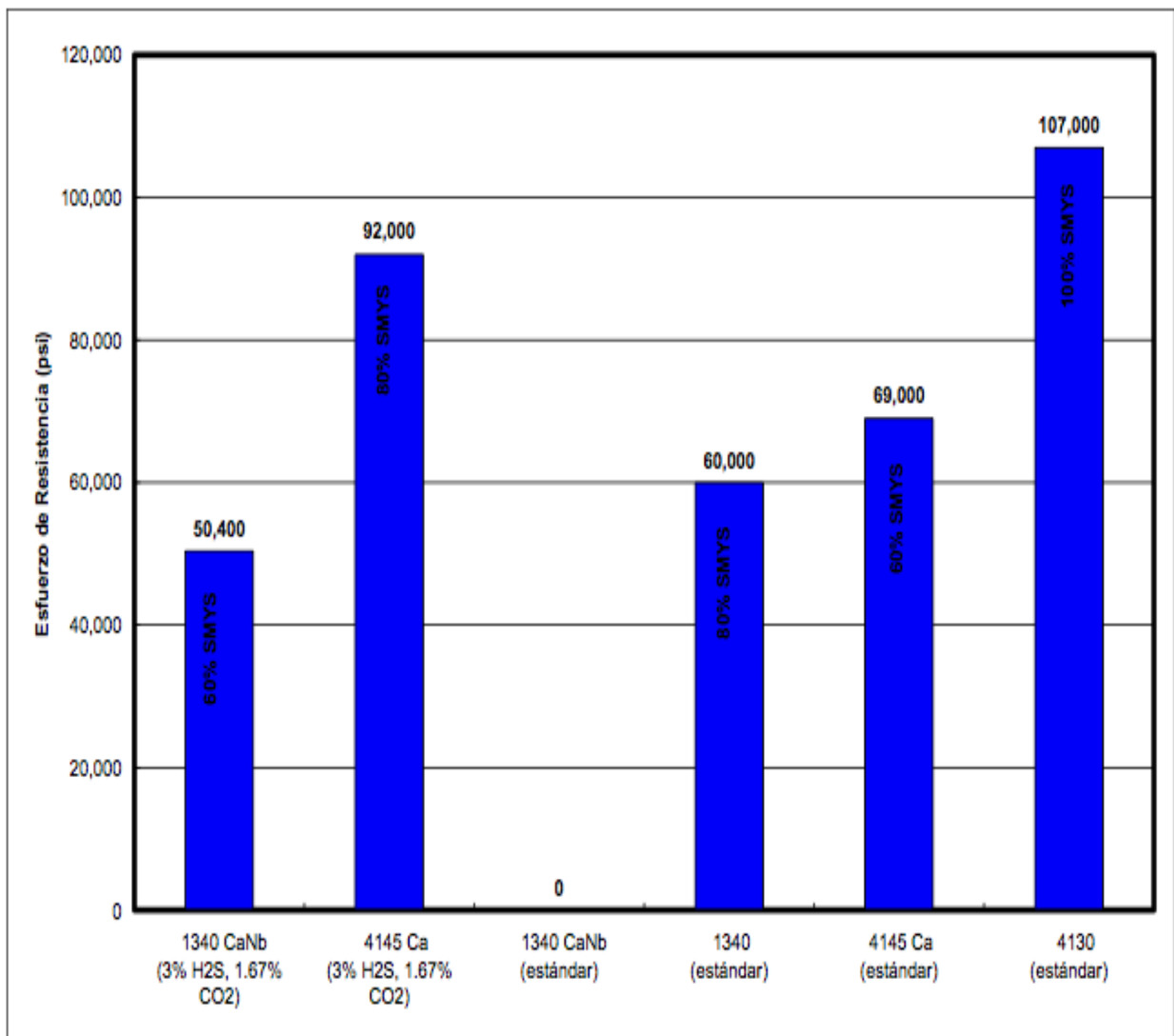


Figura 6 – Niveles de resistencia para los diferentes materiales bajo diversas condiciones de gas.

II.12 Resultados del SSC

Los resultados indican que para el material 4145 modificado, la resistencia al SSC se encuentra cerca de los 69,000 psi (475.73 MPa) para condiciones normales de H₂S. En condiciones modificadas, el valor fue de 92,000 psi (634.3 MPa).

Para el material 1340 modificado Cr, el valor de resistencia bajo condiciones normales de H₂S fue de 60,000 psi (413.68 MPa). La variación de Nb no mostró alguna resistencia en ningún nivel. Bajo condiciones reducidas de H₂S y CO₂ se observó una resistencia de 50,400 psi (347.5 MPa).

Considerando que los requerimientos típicos para tubería HWDP son de alrededor de 100,000 psi (689.5 MPa), los materiales no ofrecen una resistencia adecuada al SSC cuando son expuestos a niveles altos de H₂S y CO₂. En condiciones bajas de concentración los materiales exhiben una mejoría pero siguen operando por debajo de los valores recomendados de fluencia.

Para los tubulares de HWDP el comportamiento es muy similar. Los requerimientos típicos son de 55,000 psi (379.2 MPa). Para aceros de Cr los niveles de resistencia son mayores. Aunque no se hicieron pruebas utilizando mezcla de gas reducida, se considera que los materiales exhibirán una protección adecuada al SSC a estos niveles bajos ya que proporcionaron una excelente resistencia cuando son expuestos a niveles normales. Para los materiales con Nb no se observó ninguna mejoría en condiciones normales o bajas de corrosión.

II.13 Química Mejorada.

Para poder alcanzar los niveles de resistencia al SSC y ofrecer propiedades mecánicas elevadas en las herramientas de BHA se desarrolló una química modificada que se desvía de las aleaciones tradicionales. Una aleación basada en un AISI 4130 (4130 mod) se utilizó en estas aplicaciones. Las especificaciones mecánicas son presentadas en la Tabla 4 (pág. 29).

La química modificada reduce el contenido de carbono, incrementa el contenido de Cr y Mo y al mismo tiempo reduce los elementos nocivos como lo son el S y el P.

IRP recomienda un valor máximo de carbono de 0.38% wt. para los cuerpos de tubo para tubería de perforación, y un nivel de 0.35% wt. para los cuerpos de tubo en tubería de perforación grados SS95 y SS105, así como para todas las conexiones grado SS como se muestra en la Tabla 2 (pág. 14). La química mejorada tiene niveles de carbono por debajo de estos requerimientos.

Estas recomendaciones son un claro reconocimiento de que es necesario reducir los niveles de carbono para los componentes a ser utilizados en ambientes corrosivos así como para incrementar la resistencia al SSC.

Esta química mejorada ha sido utilizada en la fabricación de tubería HWDP en grado de 90,000 psi (620.5 MPa) con conexiones de grado 100,000 psi (689.5 MPa) como se muestra en la Tabla 4 (pág. 29). Para ordenes de producción estándar este material ha pasado consistentemente los requerimientos de 85% de SMYS (recomendado por NACE/ISO), o un nivel de resistencia de 76,500 psi (527.4 MPa). Además, se ha empleado en la fabricación de componentes que satisfacen los estrictos requerimientos de IRP para ambientes corrosivos (como lo son las conexiones de tubería de perforación). Niveles altos de hasta 100% SMYS se han logrado y niveles de resistencia de hasta 107,000 psi (737.7 MPa) se han alcanzado satisfactoriamente bajo pruebas NACE método A (pág. 20). Estos valores son comparados en la Tabla 6 (pág. 36) y en la Figura 7 (pág. 41), la cual grafica todos las muestras individuales analizadas. Esto es una inmensa mejoría sobre los materiales tradicionales cuando se considera que los niveles obtenidos para un acero AISI 4145 bajo las mismas condiciones fueron de cerca de 69,000 psi (475.7 MPa). Una mejoría de 55%.

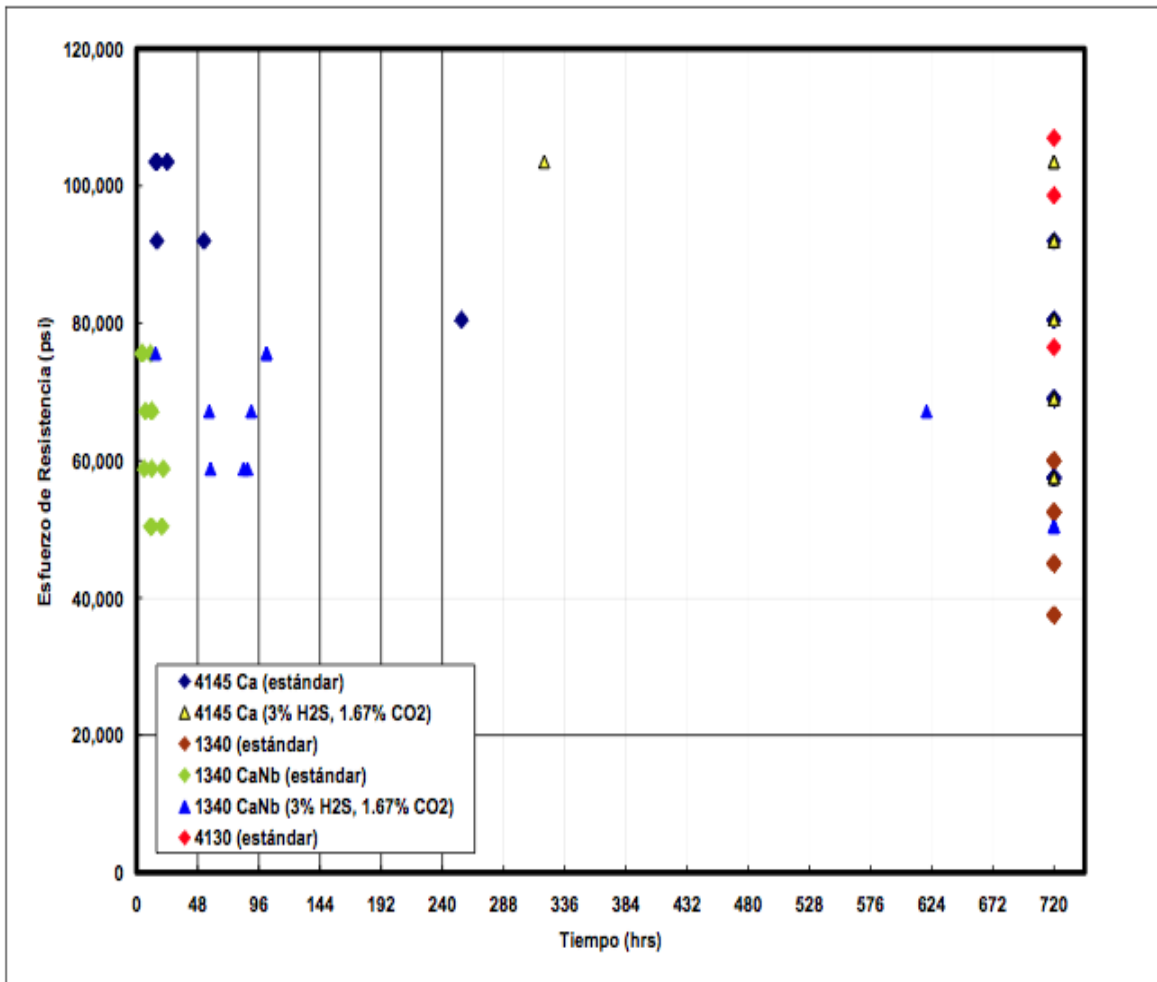


Figura 7 – Esfuerzo de resistencia para NACE Método A de las diferentes aleaciones.

Los cambios realizados en los porcentajes de composición de los elementos de aleación han contribuido de manera significativa pero estos solo son una parte de la mejoría final. Para poder alcanzar estos niveles de resistencia al SSC es necesario proporcionar una mejoría en el tratamiento térmico de estos materiales. Las operaciones de tratamiento térmico tradicionales requieren de un proceso de austenizado, templado y revenido (T y R). El proceso de T y R transforma la austenita en una martensita de grano fino, esto resulta en una microestructura final altamente refinada. Esta nueva química no solo es tratada térmicamente a temperaturas y tiempos con tolerancias más reducidas, sino que también recibe un tratamiento térmico de T y R Propietario.

Al someter esta química a este proceso propietario de T y R el material es sujeto a un proceso que homogeniza y refina la microestructura al mismo tiempo que reforma y refina las posibles inclusiones sin sacrificar las propiedades mecánicas y de impacto. Estas mejoras de proceso son la otra mitad que complementa la habilidad del material para ofrecer una resistencia mejorada al SSC.

Estos componentes de BHA han sido utilizados en Canadá, el Medio Oriente, Kazajstán, el Mar del Norte y en los Estados Unidos de América. Todas estas áreas son conocidas por sus medios ambientes corrosivos. A la fecha no hay reportes de incidentes específicos relacionados con estos productos.

El objetivo es el de ofrecer niveles de resistencia al SSC aun mayores a niveles más altos de esfuerzo sin afectar las propiedades mecánicas.

II.14 Preventores

- ❖ Uso de partes compatible para ambiente H₂S – unidad de empaque.
- ❖ Sellos
- ❖ Uso prevetores de Corte/Ciego.

II.14.1 Descripción del preventor anular (esférico)

Se le denomina con este nombre a la unidad que forma parte del conjunto de preventores, y tiene como principal característica, efectuar cierres herméticos a presión sobre cualquier forma o diámetro o herramienta que pueda estar dentro del pozo. Este preventor jamás deberá estar cerrado si no hay tubería dentro del pozo.

Estos preventores se emplean con el uso de un elemento grueso de hule sintético que se encuentra en el orificio interno del mismo y al operarlo, se deforma concéntricamente hacia el interior del preventor, ocasionando el cierre parcial o total del pozo. El hule estando en posición abierta tiene el mismo diámetro de paso del preventor. Además permite el paso o giro de tuberías aún estando cerrado (esta operación se debe efectuar regulando la presión de trabajo a su mismo valor de sello).

Al detectar un brote con tubería dentro del pozo, se cerrará el preventor adecuado (de arietes o anular esférico).

El preventor anular esférico deberá ir colocado en la parte superior de los preventores de arietes, debiendo ser de las mismas características. Los más usados son de 21¼, 16¾, 13 5/8, 11 y 7 1/6", con presiones de trabajo de 2000 a 10,000 lb/pg².

Generalmente el primer preventor que hay que cerrar cuando ocurre un brote es el anular.

Tiempo de cierre (regulaciones API RP 53):

- para 20" de diámetro o más grande: menos de 45 segundos.

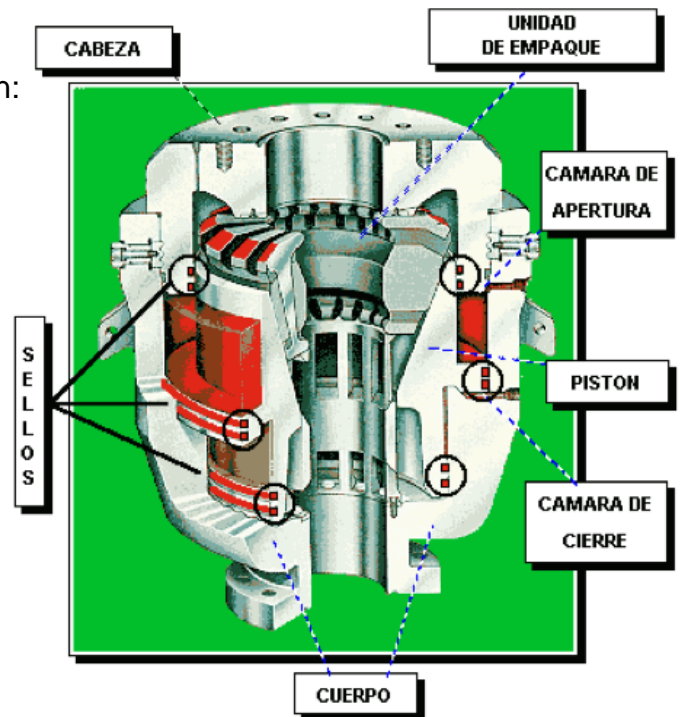
- para diámetros menores de 20": menos de 30 segundos.

II.14.2 Componentes

Los preventores anulares cuentan con un pistón de cierre del aparato que es operado hidráulicamente mediante la aplicación de presión en las cámaras para el cierre y la apertura.

Los principales componentes del preventor son:

- ❖ cuerpo
- ❖ cabeza
- ❖ pistón
- ❖ cámara de cierre y apertura
- ❖ unidad de empaque
- ❖ sellos



II.14.2.1 Cuerpo

El cuerpo ha sido diseñado para soportar altas presiones y está hecho de acero forjado. Es sometido a pruebas acústicas para chequear la homogeneidad del acero y luego a pruebas hidráulicos.

Dentro del cuerpo están las cámaras de apertura y cierre y los orificios roscados tipo API para la conexión de las líneas de apertura (top) y las líneas de cierre (bottom).

II.14.2.2 Cabeza

La cabeza da acceso a la unidad de empaque del preventor durante la inspección y operación de mantenimiento. Los preventores anulares pueden contar con tres diferentes tipos de cabeza, dependiendo del procedimiento de remoción:

1. *SCREWED HEAD*

Se conecta al cuerpo a través de una sección de hilos cuadrados y se sella con un empaque. Una desventaja posible es que la operación de desenroscado puede resultar difícil.



2. *LATCHED HEAD*

Se conecta al cuerpo a través de un conjunto de cerrojos que son controlados por apropiados tornillos de cierre. Se usa generalmente en caso de grandes diámetros y valores de alta presión.



3. *BOLTED HEAD*

Se conecta al cuerpo a través de un conjunto de tornillos



de cierre. Se usa generalmente con valores de presión inferiores a 5.000 psi.

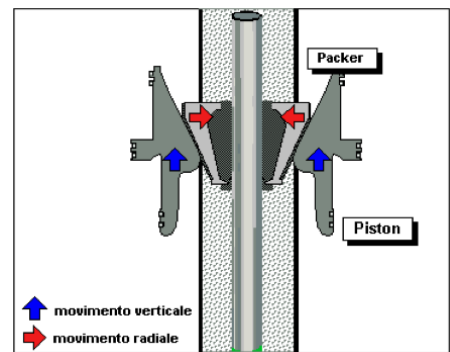
Nota: Algunos modelos cuentan con un plato de desgaste en la parte superior interna de la cabeza, entre la unidad de empaque y la cabeza misma, para evitar el desgaste posterior. Los platos se desgastan por la fricción de las partes de hierro de la unidad de empaque y así protegen el cuerpo del preventor. Además, los platos instalados permiten evitar el tratamiento duro en la superficie de la cabeza, lo cual volvería inapropiado su uso ante H₂S.

II.14.2.3 Pistón

Gracias a su inclinación el pistón vuelve a transformar el movimiento vertical en movimiento radial.

Durante las operaciones de cierre su movimiento ascendente determina el cierre del empacador alrededor del tubo.

El sellado hidráulico entre el pistón y el cuerpo es asegurado por sellos apropiados.



II.14.2.4 Cámara de apertura y cierre

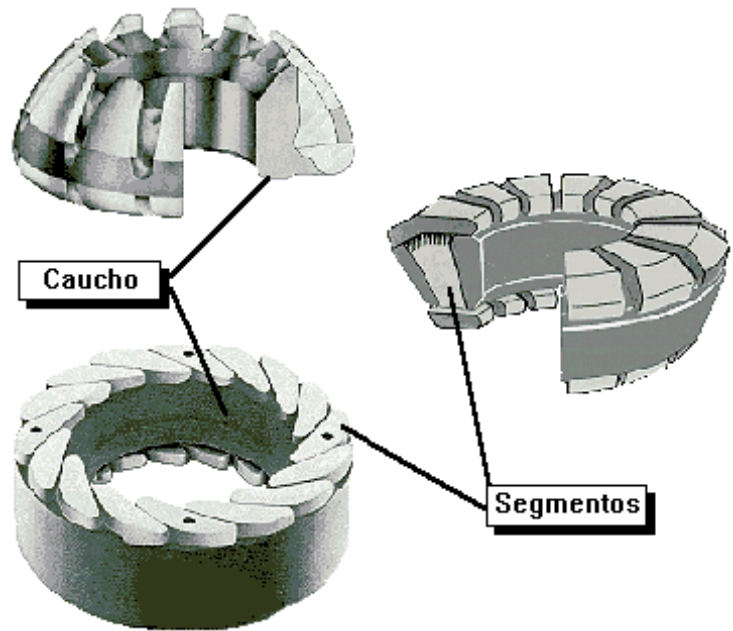
Los preventores anulares tienen dos cámaras donde circula el fluido que trabaja, éste controla el movimiento del pistón y por lo tanto la apertura y el cierre del preventor. Algunos modelos tienen una tercera cámara para reducir el efecto de la presión del pozo en el pistón del preventor.

II.14.2.5 Unidad de empaque

La unidad de empaque constituye el componente que actúa el sellado y es una estructura de caucho con reforzamiento de acero (segmentos). La parte de caucho es deformable para llevar a cabo el sellado, mientras los segmentos de acero

aseguran solidez previniendo así la extrusión de los cauchos y reduciendo la fricción con la cabeza del preventor.

Este es el componente más crítico del preventor y tiene que ser chequeado periódicamente. Deben adoptarse procedimientos adecuados para limitar el desgaste especialmente en ambientes de H₂S.



Las unidades de empaque son diferentes dependiendo de:

- ❖ tipo de caucho
- ❖ tipo de preventor donde deben instalarse
- ❖ diámetro nominal del preventor
- ❖ presión de trabajo del preventor.
- ❖ Los componentes de caucho están marcados e identificados con zonas coloreadas y códigos impresos durante su fabricación. Los códigos de identificación de acuerdo con el reglamento API RP 53 constan de dos partes:

1. Dureza

2. Código componente del fabricante

Tipo de caucho	Lodo	Temperatura	Dureza	Código ASTM	Color
Natural (Hydril)	Base agua	-35 - 107 C	70-75	NR	Negro
Natural (Shaffer)	Base agua	-35 - 107 C	65-75	NR	Negro

Nitrilo(hydril)	Base aceite	-7 - 88 C	70 - 75	NBR	Rojo
Nitrilo (Shaffer)	Base aceite	-7 - 88 C	70 - 82	NBR	Rojo
Neopreno(hydril)	Base aceite	-35 - 77 C	0 - 75	CR	verde
Neopreno(Shaffer)	Base aceite	-35 - 77C	0 - 75	CR	verde

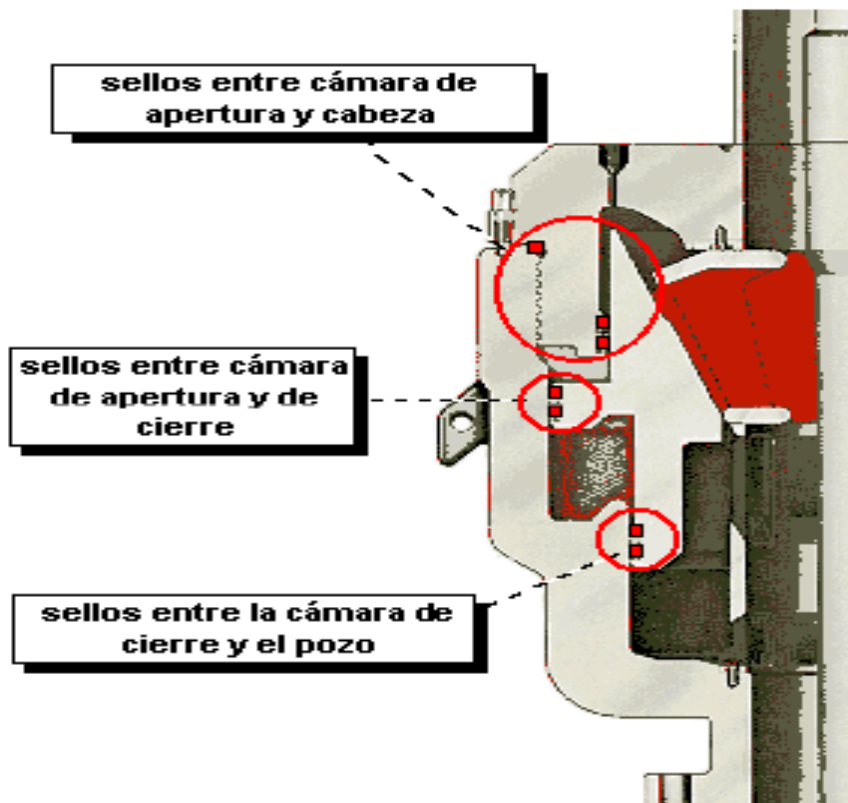
Nota: El caucho de neopreno mantiene mejor elasticidad que el de nitrilo a bajas temperaturas, pero sometido a altas temperaturas tiene una peor deterioración. Todas las unidades de empaque son diseñadas para trabajar con bajos niveles de H₂S y CO₂. La exposición a H₂S a altas concentraciones puede afectar seriamente la elasticidad del caucho. También la temperatura afecta substancialmente las propiedades del caucho: a mayor exposición a altas temperaturas, menor durabilidad del caucho.

DEFINICIÓN DE TEMPERATURA	F	C
STANDARD	0 - 250	-17 - 121
HIGH	250 - 350	121 - 177
ARTIC	-75 - 20	-59 - -29

II.14.2.6 Sellos

Generalmente hay 6 sellos ubicados entre:

- ❖ la cámara de apertura y la cabeza
- ❖ la cámara de apertura y la cámara de cierre
- ❖ la cámara de cierre y el pozo



II.14.3 PRINCIPIOS OPERACIONALES

II.14.3.1 Cierre

Cuando el preventor empieza a cerrar, el fluido de trabajo entra en la cámara de cierre y empuja el pistón hacia arriba. En consecuencia la unidad de empaque aprieta más y más alrededor del centro del preventor, sellándolo.

II.14.3.2 Apertura

Durante la apertura, el fluido de trabajo entra en la cámara de apertura y empuja el pistón hacia abajo (la cámara de cierre debe estar descargada). La unidad de empaque regresa a su posición original abriendo el preventor.

Presión de cierre

Los preventores anulares se caracterizan por:

- ❖ Presión de apertura/cierre.
- ❖ máxima Presión de Trabajo (WP) Un adecuado valor de presión de apertura y cierre dentro de las cámaras le permite al pistón moverse y variar de acuerdo a la tipología del preventor.

En la mayoría de los casos oscila entre 700 y 1500 psi (50 - 105 kg/cm²). La máxima presión de trabajo es la presión máxima del pozo que el preventor puede soportar y controlar en condiciones de trabajo.

El sistema de control de preventores se puede accionar de dos maneras:

- ❖ Hidráulicamente.- El accionamiento hidráulica se realiza mediante la Bomba koomey que es la encargada de proporcionar la presión necesaria para accionar el sistema de cierre o apertura de los preventores.
- ❖ La bomba koomey tiene dos sistemas de control; uno instalado al lado izquierdo del perforador y el otro en la misma unidad de la bomba.
- ❖ Manual.- Utilizando un volante con una espiga larga para facilitar su operación.

Nota: El anillo de las juntas de los asientos son acabados con acero inoxidable para asegurar el sellado y la resistencia al H₂S.

II.14.4 El preventor ciego ó de corte

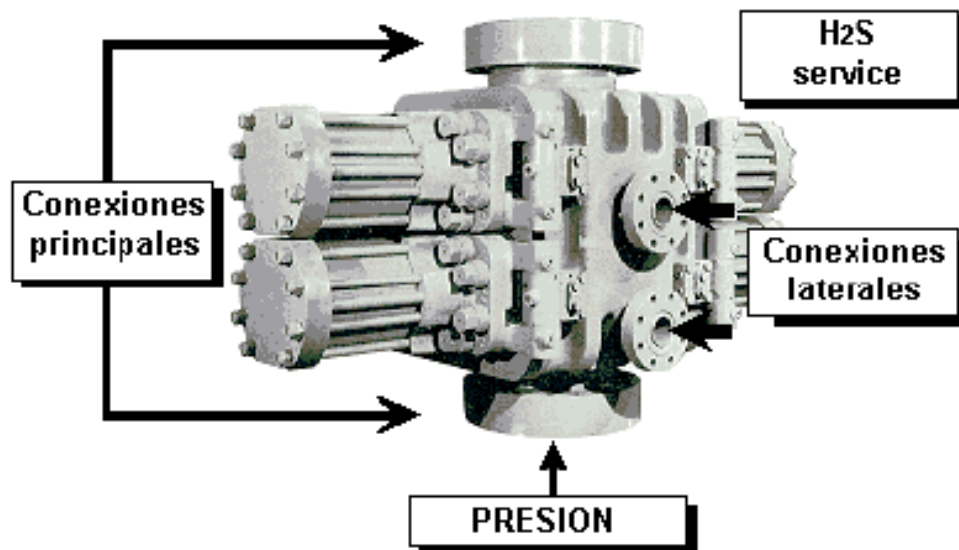
Este elemento cuando es accionado corta la tubería que se encuentre en ese momento dentro del pozo sin importar su diámetro.

Los preventores ciegos o de corte pueden ser de tipo sencillo, doble o triple y tiene que contar con un mecanismo manual que con un ariete hidráulico pueda bloquear el sistema.

Cuentan con conexiones principales y laterales con bridas o empalmadas con abrazaderas, salvo pocas excepciones, para servicio H₂S.

Son particularmente apropiados para las operaciones de stripping, pero no pueden utilizarse solos.

Durante el stripping a altas presiones, pueden combinarse sea con preventores anulares y preventores ciegos o de corte.



II.15 Detección del ácido sulfhídrico

II.15.1 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 H₂S. Cuando la concentración excede de 10 ppm, detectan un mínimo de 5ppm en la atmósfera. Este mecanismo se instala en áreas dentro del equipo, donde es probable la presencia de H₂S.

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 H₂S, se calibra diariamente y para una zona donde se esté trabajando en presencia del ácido sulfhídrico, la calibración será cuando menos cada 8 hrs.

II.15.2 Detector MSA

Este instrumento da lecturas precisas de la concentración del gas presente, expresada en porcentaje, 0.0025 % o 25 ppm hasta 0.04 % o 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 H₂S está presente.

Siempre que la lectura indique una concentración mayor o igual que 0.005% o 50 ppm, activará los ventiladores para dispersar el gas y comunicará al personal los riesgos para que se tomen inmediatamente las medidas correctivas.

III.- FLUIDOS

III.1 Tipos de fluidos que se ocupan

III.1.1 Fluidos base aceite

En términos muy generales, los lodos base aceite son aquellos en los cuales la fase continua es el aceite, y si hablamos de emulsiones inversas (agua en aceite) el agua es la fase dispersa.

Los lodos base aceite tienen una gran cantidad de ventajas que no pueden ofrecer los lodos base agua, como son, menos sensibles a las temperaturas y presiones por ende son aplicables a grandes profundidades sin que estos pierdan sus propiedades, además son utilizados cuando estamos perforando zonas con arcillas hidratables, cuando se está perforando formaciones sujetas al obstáculo de presiones diferenciales.

En los lodos 100% aceite no hay contenido de agua y básicamente el aceite utilizado como fase continua puede ser el aceite mineral este tipo de aceite es un destilado de petróleo altamente refinado. Químicamente está compuesto de hidrocarburos alifáticos y aromáticos. El contenido de aromáticos está alrededor del 20%, lo cual es relativamente bajo comparado con el diesel que se utilizaba como fase continua en lodos base aceite, el aceite mineral es menos irritante cuando es operado por el personal del pozo.

Los aceites minerales son estables a altas temperaturas, su naturaleza inhibitoria y no dispersante estabiliza las lutitas que son sensibles al agua, y difíciles de perforar, disminuyen los problemas asociados con pozos direccionales de alta inclinación ya que le proporcionan al fluido de perforación una buena capacidad de lubricidad. Este tipo de aceite es ideal para perforar zonas que contengan H₂S y

CO₂ ya que su alto contenido de cal, estabiliza y neutraliza el sistema contra la acción de estos gases ácidos.

En la tabla 3.1 (pág. 55), se muestran los valores de las propiedades del aceite mineral usado para la formulación de lodos base aceite.

Tabla 3.1 Propiedades del Aceite Mineral

COLOR	INCOLORO
Gravedad Específica	0,8-0,9
Punto de Inflamación	150°F
Contenido de Aromáticos	<20%
Punto de Anilina	302°F

Otro tipo de aceite utilizado como fase continua es el aceite vegetal, este tipo de aceite es una mezcla de esteres cuya materia prima es la palma africana, caracterizándose por ser biodegradable.

El aceite vegetal es una buena alternativa para trabajar en perforaciones sin afectar su entorno ambiental, debido a que no contiene aromáticos, por esto se diseñó este tipo de aceite que mantiene características técnicas similares a los preparados con aceite mineral, pero con la ventaja de que el aceite vegetal es biodegradable tanto en condiciones aeróbicas como anaeróbicas. En la tabla 3.1.2 (pág. 56), se muestra las propiedades del aceite vegetal.

Tabla 3.1.2 Propiedades del Aceite Vegetal

COLOR	VINO TINTO
Gravedad Específica	0,86
Punto de Inflamación	363°F
Contenido de Aromáticos	0
Punto de Anilina	547°F

III.1.2 Composición del fluido

III.1.2.1 Base Aceite

En la elaboración de los fluidos base aceite se utiliza una gran variedad de aditivos químicos, los cuales cada uno cumple una función específica dentro del sistema, a continuación se indicará cada uno de estos aditivos.

III.1.2.1 Aceite

El aceite constituye la fase continua de los fluidos base aceite, en la actualidad existen una variedad de tipos de aceite, los cuales son aceites sintéticos, aceite mineral, aceite vegetal los cuales ya fueron mencionados en la sección anterior.

III.1.2.2 Emulsificante

El emulsificante permite que el agua se emulsione en el aceite, formando un sistema estable entre el agua y el aceite que originalmente son dos fluidos inmiscibles.

Los emulsificantes que son utilizados en la preparación de los lodos base aceite deben ser solubles tanto en el agua como en el aceite.

La presencia del calcio soluble, el cual es suministrado por la cal, permite la activación de un detergente que emulsiona las gotas de agua en la fase continua. Por tal motivo los jabones a base de calcio son emulsificantes primarios que son usados con mucha frecuencia en los lodos base aceite.

El agente emulsificante, es un surfactante líquido orgánico a base de jabones de calcio que se forma por la reacción de ácidos orgánicos de un alto peso molecular, tal como el ácido esteárico, derivados de aminas y ácidos grasos. Dichos ácidos orgánicos reaccionan con la cal y pasan a ser solubles tanto en agua como en aceite. Ellos intervienen en la estabilidad térmica del fluido de perforación (hasta 450°F) y lo estabilizan frente a la contaminación con sólidos.

Los emulsificantes se concentran en la interfase aceite/agua y separan ambas fases, por tal motivo hay menos posibilidades de que las gotitas más pequeñas coalezcan cuando chocan entre sí. Se forma una película molecular alrededor de cada gotita de agua para prevenir la coalescencia, de ahí la necesidad de que estén presentes los emulsificantes.

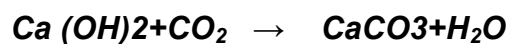
III.1.2.3 Humectante

Los productos químicos humectantes en aceite son las poliamidas, las aminas, los fosfatos orgánicos, los cuales son utilizados en los lodos base aceite para mantener humedecidos los sólidos con el aceite. Por lo general estos humectantes son también utilizados como emulsivos de tal manera que complementan el desempeño del emulsificante primario. Este aditivo imparte estabilidad al lodo de emulsión inversa a alta temperatura.

III.1.2.4 Cal hidratada

La cal hidratada tiene como función primaria hacer más efectiva la acción del emulsificante y como función secundaria actuar como secuestrador de gas sulfhídrico (H₂S), y anhídrido carbónico (CO₂).

La reacción química que se produce con los gases H₂S y CO₂ es la siguiente:



El contenido de cal, para las operaciones rutinarias de perforación debe ser de 3 a 5 lb/bbl, pero como protección contra las posibles arremetidas de H₂S, los límites de 5 a 15 lb/bbl son prácticos y seguros en la gran mayoría de los lodos base aceite. Cuando ocurre una contaminación muy severa de H₂S y/o CO₂ se consumirán grandes cantidades de cal y se generaran pequeñas cantidades de CaS y/o CaCO₃ como productos sólidos resultado de la reacción.

Por este motivo, cuando existen problemas de presencia de H₂S y CO₂, se debe mantener una mayor concentración de cal que permita su remoción.

III.1.2.5 Arcilla Organofílica

Los lodos base aceite, aunque por lo general son viscosos, posee una baja capacidad suspensiva en comparación con los fluidos base agua. Esto contribuye a acelerar el asentamiento del material densificante, particularmente si está humedecido por agua. Cabe señalar que la viscosidad no previene el asentamiento, solo lo hace más lento.

La capacidad de suspensión es función de la resistencia de gel y la capacidad de limpieza es función del punto cedente.

Para aumentar la capacidad suspensiva de los lodos base aceite es necesario el uso de la arcilla organofílica, la cual además de aumentar la resistencia de gel, aumenta la viscosidad y el punto cedente. Estas arcillas necesitan de un activador polar para desarrollar un máximo rendimiento. Entre los activadores polares más comunes se encuentran el agua, metanol, carbonato de propileno y la glicerina, siendo el metanol el más utilizado en los sistemas 100% aceite.

Las arcillas organofílicas son capaces de desarrollar buenos geles en sistemas base aceite, esto ocurre mediante un proceso de intercambio catiónico, la arcilla que es hidrofílica reacciona con las sales de amina, formando un producto que se dispersa en aceite. Esta arcilla organofílica se puede preparar a partir de bentonita o atapulgita. Las arcillas organofílicas son capaces de aumentar las propiedades reológicas y de suspensión aún a temperaturas muy altas.

III.1.2.6 Controlador de filtrado

Estos son agentes que disminuyen la cantidad de filtrado que es capaz de pasar hacia la formación, cuando el lodo es sometido a cierta presión diferencial. Es un coloide orgánico dispersable en aceite, usado para controlar el filtrado de los lodos base aceite, también ayuda a la suspensión de sólidos y provee estabilidad a alta temperatura.

Aunque el controlador ayudará a la emulsificación, es primordialmente un agente de control de filtrado y requiere la presencia de emulsificante para trabajar adecuadamente. Los materiales utilizados como controladores de filtrado son los polímeros que están siendo usados con mucho éxito en los fluidos base aceite, ya que presentan una buena estabilidad a altas temperaturas.

III.1.2.7 Agua

Esta forma parte de los lodos base aceite, consiste en pequeñas gotas que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite, actuando cada una de ellas como una

partícula sólida. La adición de emulsificantes hace que el agua se emulsifique en el aceite, formando así un sistema estable.

La dilución con agua en los lodos de emulsión inversa ayuda a aumentar la viscosidad y la fuerza de gel, así como también a controlar el filtrado. Esto se debe a que el agua actúa como un sólido en el sistema. Además el agua permite la solubilización del cloruro de calcio utilizado para lograr el equilibrio de actividad entre el lodo y la formación.

Durante la agitación inicial, el agua es separada en pequeñas gotitas y se dispersa en el aceite. A medida que aumenta la agitación, las gotas se hacen más pequeñas y la emulsión se hace más estable. Igual sucede cuando se adiciona aceite, hay más estabilidad en la emulsión por que aumenta la distancia entre las gotas de agua. Entre más pequeñas sean las gotas de agua mayor será el área superficial y, por lo tanto el área de contacto agua/aceite.

La emulsión resulta menos estable cuando se agrega agua, porque la distancia entre gotas disminuye. Mientras más agua mayor es la tendencia de que las gotas se junten y coalezcan. Las gotas más grandes coalescerán más fácilmente que las más pequeñas. Es obvio que los lodos base aceite son más estables mientras menos agua contengan. El agua emulsionada en pequeñas gotas produce viscosidad, da mejor capacidad de suspensión y permite un mejor control de filtrado.

La solubilización de las sales en el agua es conocida como salmuera, la salmuera produce un potencial osmótico para deshidratar y prevenir la migración de agua del lodo a la formación, inhibiendo así la inestabilidad de las formaciones lutíticas, ya que se reduce la capacidad de hidratación de las lutitas.

III.1.2.8 Sal

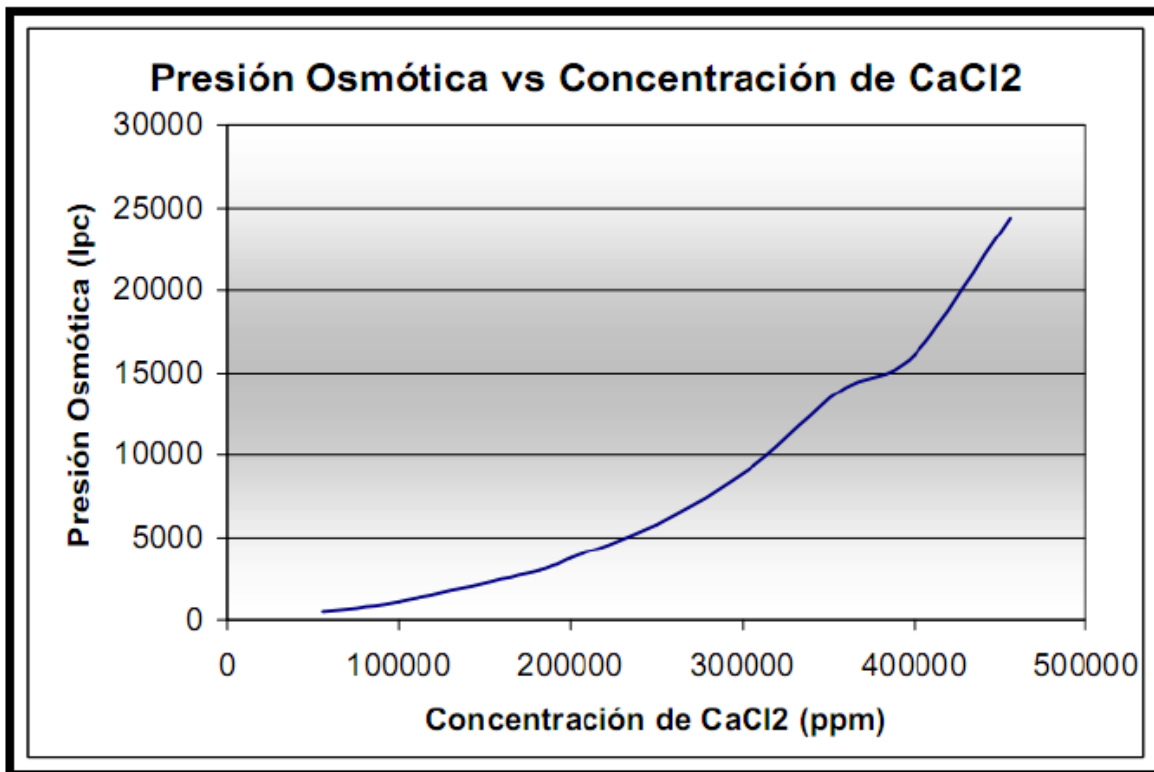
Los lodos base aceite tienen la habilidad de desarrollar fuerzas osmóticas de gran magnitud para deshidratar o balancear formaciones sensibles al agua. Este

fenómeno ocurre cuando la salinidad del lodo es mayor a la de la formación. Es un hecho bien conocido que el agua migra de una solución menos salina hacia otra de mayor salinidad, si está presente una membrana semipermeable, producida por el jabón de alto peso molecular.

Es debido a este fenómeno que un lodo base aceite puede realmente deshidratar formaciones lutíticas o arcillosas. Durante la perforación de formaciones lutíticas se trata de lograr un equilibrio de actividad, es decir, se trata de perforar con la misma concentración de sal contenida en la formación.

Para desarrollar fuerzas osmóticas en los lodos base aceite se utilizan sales de cloruro de calcio (CaCl_2), cloruro de sodio (NaCl) y cloruro de potasio (KCl) que son disueltas en el agua de los lodos base aceite de emulsión inversa y que se conocen como salmueras. De todas estas sales la que más se usa es la de cloruro de calcio, debido a que desarrolla una mayor fuerza osmótica.

En la figura 3.2 (pág. 60) se ilustra el comportamiento de la presión osmótica para distintas concentraciones de CaCl_2 .



La cantidad de sal que se debe suministrar para controlar la actividad del lodo no debe llegar al nivel de saturación, ya que causaría problemas muy graves de humectabilidad, y en consecuencia, la precipitación del material densificante. La concentración óptima dependerá de los requerimientos de la perforación. De todas maneras, nunca se debe formular un sistema con más del 35% por peso de cloruro de calcio.

Tanto el cloruro de calcio como el cloruro de sodio pueden obtenerse fácilmente y ninguno de ellos causa efectos notables en la reología del fluido de perforación ya que ellas están disueltas en la fase acuosa del lodo y no en la fase líquida total. Por eso es recomendable diluir estas sales por periodos de tiempo de más de 30 minutos antes de ser agregadas al sistema.

III.1.2.9 Material densificante

Son materiales que cuando son suspendidos en un fluido de perforación, incrementan la densidad del fluido, permitiendo así un mejor control de la presión de la formación que está siendo perforada. La presión hidrostática es función directa de la densidad del lodo, por ende al aumentar la densidad del lodo, aumenta la presión hidrostática ejercida por el fluido.

Cualquier sustancia que posea una densidad más alta que la del agua y se pueda incluir en el sistema, sin que se afecte en forma adversa sus propiedades puede ser utilizado como material densificante.

IV.-SEGURIDAD

IV.1 Cuidado del personal y manejo de estos gases

La seguridad del personal es importante en toda industria, y la industria petrolera no es la excepción; el personal encargado debe estar consciente del riesgo que corre si no efectúa adecuadamente los procedimientos aplicando las normas y estándares de seguridad que se tienen en las instalaciones, pues esto no sólo afecta a la persona que ocasiona el problema, sino también a terceros y a las instalaciones mismas.

La susceptibilidad al envenenamiento por H₂S varía según el número de exposiciones que haya sufrido un individuo. Una segunda exposición es más peligrosa que la primera y así sucesivamente. El equipo de protección y precauciones que deben tomarse cuando se sospecha la presencia de H₂S, es:

1. Informar previamente a todos los trabajadores sobre las características del ácido sulfhídrico y sobre los riesgos, así como los procedimientos de seguridad que deben aplicarse cuando se encuentra o se 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 respiratoria, detectores de ácido sulfhídrico y sus alarmas, equipo de ventilación, áreas de reunión de seguridad, sistemas de alerta, procedimientos de evacuación.

También deben estar bien informados sobre la dirección de los vientos prevalecientes en el área. Se deben efectuar sesiones de entrenamiento y simulacros, por si se presenta el gas ácido.

3. Al entrar a una zona en donde se sospecha la existencia del ácido sulfhídrico, debe hacerse una prueba para determinar si el gas está presente y determinar 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 segundos para altas concentraciones.

5. El personal debe cuidarse entre sí, siempre que sea posible deben de 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 mismo, en días cuando no haya viento, debe usar las mascarillas.

9. Para la extracción de núcleos de la formación, exija el uso del equipo contra el H₂S, aunque no se haya percibido con anterioridad en la superficie. Sí el trabajador está fuera del alcance, debe de llevar un cinturón de seguridad fijo a un cable, que debe ser sujeto a una persona responsable, situada en un lugar fuera de peligro.

10. El equipo de protección, resucitadores, mascarillas, oxígeno, etc. debe tenerse fácilmente disponible para cuando se requiera.

11. Los primeros auxilios para las víctimas del H₂S se basan principalmente en la ayuda de respiración, incluyendo los siguientes:

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 inconsciente y no respira, aplique de inmediato la respiración artificial y continúela sin interrupción hasta que restablezca su respiración normal.
 - c) Llame al médico.

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

IV.2 Prevención y control de operaciones

Las actividades petroleras manejando ácido 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, presenta problemas tanto para los materiales como para el personal. Estas operaciones pueden ser realizadas en condiciones de seguridad si todos los trabajadores están informados y capacitados para afrontar la presencia de H₂S, ya que éste es un gas muy tóxico que puede afectar la salud del personal e incluso puede provocar la muerte en concentraciones relativamente bajas.

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

IV. 3 El como deshacernos de estos gases

A este tipo de gas que contiene productos sulfurosos se le conoce como gas amargo, y para eliminarlos es necesario tratar el gas con hidróxido de calcio, hidróxido de sodio o carbonato de sodio. Otros de los procesos que se aplican para eliminar H₂S y CO₂ se pueden agrupar en cuatro categorías de acuerdo a su tipo y pueden ser desde demasiado sencillos hasta complejos dependiendo de si

es necesario recuperar o no los gases removidos y el material usado para eliminarlos.

Las cuatro categorías son:

IV.3.1 Procesos de Absorción Química

Estos procesos se caracterizan porque el gas amargo se pone en contacto en contracorriente con una solución en la cual hay una sustancia que reacciona con los gases ácidos.

El contacto se realiza en una torre conocida como contactora en la cual la solución entra por la parte superior y el gas entra por la parte inferior. Las reacciones que se presentan entre la solución y los gases ácidos son reversibles y por lo tanto la solución al salir de la torre se envía a regeneración. Los procesos con aminas son los más conocidos de esta categoría y luego los procesos con carbonato.

El punto clave en los procesos de absorción química es que la contactora sea operada a condiciones que fueren la reacción entre los componentes ácidos del gas y el solvente (bajas temperaturas y altas presiones), y que el regenerador sea operado a condiciones que fueren la reacción para liberar los gases ácidos (bajas presiones y altas temperaturas), algunos de los procesos son los siguientes:

- ❖ Procesos con aminas
- ❖ La capacidad relativa se toma con respecto a la de MEA para absorber H₂S
- ❖ Procesos con carbonato
- ❖ Dimensionamiento

IV.3.2 Procesos de Absorción Física

La absorción física depende de la presión parcial del contaminante y estos procesos son aplicables cuando la presión del gas es alta y hay cantidades apreciables de contaminantes.

Los solventes se regeneran con disminución de presión y aplicación baja o moderada de calor o uso de pequeñas cantidades de gas de despojamiento.

En estos procesos el solvente absorbe el contaminante pero como gas en solución y sin que se presenten reacciones químicas; obviamente que mientras más alta sea la presión y la cantidad de gas mayor es la posibilidad de que se disuelva el gas en la solución.

Los procesos físicos tienen alta afinidad por los hidrocarburos pesados. Si el gas a tratar tiene un alto contenido de propano y compuestos más pesados el uso de un solvente físico puede implicar una pérdida grande de los componentes más pesados del gas, debido a que estos componentes son liberados del solvente con los gases ácidos y luego su separación no es económicamente viable.

El uso de solventes físicos para endulzamiento podría considerarse bajo las siguientes condiciones:

- 1.- Presión parcial de los gases ácidos en el gas igual o mayor de 50 lb/pg².
- 2.- Concentración de propano o gases más pesados baja el H₂S.
- 3.- Solo se requiere remoción global de los gases ácidos (No se requiere llevar su concentración a niveles demasiado bajos) Se requiere remoción selectiva de H₂S, algunos de los procesos son:

- ❖ Proceso Selexol
- ❖ Proceso de Lavado con Agua

IV.3.3 Procesos Híbridos

Los procesos híbridos presentan un intento por aprovechar las ventajas de los procesos químicos, alta capacidad de absorción y por tanto de reducir los niveles de los contaminantes, especialmente H_2S , a valores bajos, y de los procesos físicos en lo relativo a bajos niveles de energía en los procesos de regeneración.

IV.3.4 Procesos de Conversión Directa

Estos procesos remueven el H_2S y lo convierten directamente a azufre elemental sin necesidad de unidad recuperadora de azufre. Estos procesos utilizan reacciones de oxidación – reducción que involucran la absorción de H_2S en una solución alcalina.

V.- Conclusiones

- ❖ Los materiales estándar utilizados en la fabricación de herramientas para BHA como lo son el 4145 mod y el 1340 mod proporcionan una mínima resistencia al SSC en medios ambientes donde se encuentran presentes H₂S y CO₂.
- ❖ Prácticas de limpieza utilizadas en la fabricación de estos materiales muestran una mejoría en la resistencia al SSC a niveles bajos de H₂S y de CO₂ pero muestran una mínima mejoría en concentraciones elevadas.
- ❖ Aleaciones con carbono reducido o aleaciones 4130 mod combinadas con practicas avanzadas de T y R demuestran una mejoría significativa en la resistencia al SSC aun en medios ambientes con niveles elevados de H₂S y de CO₂.
- ❖ Estos materiales mejorados pueden ayudar a explotar las reservas de hidrocarburos de manera segura en formaciones con concentraciones altas de H₂S y de CO₂.
- ❖ Para los diseños de las tuberías de perforación, deberán realizarse bajo los procedimientos de diseño de cargas mecánicas (cargas máximas) utilizando los criterios de diseño establecidos; pero ahora también hay que involucrar los factores más relevantes que influyen en el fenómeno de la corrosión por ácido sulfhídrico y bióxido de carbono, para aquellos proyectos que lo requieran y que este quede diseñado en óptimas condiciones para que esté en funcionamiento durante toda su vida productiva.

❖ Los problemas de corrosión en la industria petrolera han sido atacados desde hace muchos años por la industria de los inhibidores, selección de material, protección catódica, recubrimientos en las tuberías, control del medio ambiente.

❖ Para hacer la selección de tuberías que van a estar en ambiente corrosivo por H_2S y CO_2 , se maneja al concepto de presión parcial, que se define como el contenido del gas, ya sea CO_2 o H_2S en fracción molar multiplicado por la presión de cierre en la cabeza del pozo. Esta presión parcial se calcula con unidades prácticas que se menciona en la tesis (ecuación 3 pag. 24).

La presencia de agua; como ya se menciona el CO_2 y H_2S por si solos no son corrosivos, se requiere la presencia de agua para formular soluciones ácidas que corroen los metales. Si en alguna forma se puede variar la presencia de agua o si se neutraliza la acidez de los fluidos, se reduce la corrosividad de estos gases.

❖ Es evidente que la cantidad presente de CO_2 y H_2S en los fluidos de perforación, de control y de producción, incluyen en el avance de la corrosión de las tuberías y conexiones. La cantidad de estos gases corrosivos se combinan con otros factores como la presencia de agua, la presión, el tipo de metal para producir el SSC (Sulfide Stress Cracking).

También mientras más presión tenga el sistema, mayor será el avance de la corrosión.

El concepto que relaciona la cantidad de CO_2 y H_2S con la presión de un sistema, es la presión parcial que ya fue definida anteriormente.

-
- ❖ En la corrosión por H₂S, la temperatura es uno de los parámetros que más influyen en el proceso de corrosión. Como regla general, las tuberías son más resistentes al fenómeno SSC en temperaturas altas.
 - ❖ Los esfuerzos de tensión están involucrados en el fenómeno SSC y hay que señalar que a mayor esfuerzo mayor riesgo de falla en las tuberías, la compresión reduce este efecto.
 - ❖ Para el H₂S los aceros de alta resistencia son más susceptibles al fenómeno SSC, los de baja aleación son aceptables para ambientes corrosivos. Los aceros inoxidable se comportan bien en medios ácidos debido a la composición de sus aleaciones. Como el agua salada contiene cloruros, hay que considerar su concentración, y mencionar que los aceros al carbón y baja aleación no son susceptibles a problemas de cloruros.

Recomendaciones

- ❖ Cuando se presente ausencia de una opción conveniente para la selección de materiales, se podrán probar y calificar en laboratorios aceros al carbono y de baja aleación para usarse en condiciones específicas de una región de servicio amargo SSC o también se podrá usar como base la experiencia de campo documentada.

Para este caso particular se incurre en ausencia de una opción conveniente en la selección del material, debido que hasta hoy Pemex no tiene la experiencia de pruebas de laboratorios y manejos de campos.

- ❖ Dada la posibilidad de falla súbita de los equipamientos fragilizados por determinada exposición a ambientes con presencia de H₂S y CO₂, es indispensable que se analice cada situación y se utilicen materiales resistentes en los casos en que sea necesario (NACE MR-01-75).
-

-
-
- ❖ Debido a que el sulfuro de hidrógeno es un gas ácido, el pH del lodo se reduce rápidamente por la neutralización de OH⁻; por lo anterior, el pH debe ser aumentado hasta un valor mínimo de 11 a 12 mediante la adición de sosa cáustica en el lodo, para después amortiguar el pH con cal y comenzar a tratar el lodo con óxido de zinc (ZnO) para eliminar los sulfuros solubles al sistema. El lodo de emulsión inversa protege más a la tubería de perforación contra la corrosividad del H₂S porque el aceite actúa como agente formador de película, evitando en parte, la ruptura por absorción de hidrógeno que es la causa de destrucción de los materiales. Por el contrario, es con los lodos base aceite donde se deben de tomar mayores precauciones que en los lodos base agua aunque en ambos el H₂S sea igual de tóxico, debido a la solubilidad del H₂S en el aceite. En síntesis, cuando el gas de sulfuro de hidrógeno pareciera que proviene o que fluye de la formación, la densidad del lodo deberá de aumentarse para interrumpir el flujo de gas dentro del pozo para después realizar las acciones descritas anteriormente para minimizar los efectos tóxicos de este gas altamente contaminante y corrosivo.

 - ❖ En una solución acuosa, el CO₂ formará ácido carbónico (H₂CO₃), el cual se convertirá en grupos de bicarbonatos (HCO₃) con valores de pH medios, y luego en grupos de carbonatos (CO₃) con valores de pH más altos. La contaminación de carbonatos/bicarbonatos se reconoce generalmente en la alta viscosidad de la línea de flujo, un alto punto cedente y esfuerzos de gel progresivos que pueden causar la solidificación del lodo. Cuando este tipo de contaminación sucede, se deben eliminar los carbonatos y/o bicarbonatos con cualquier fuente de calcio soluble con un pH constante o aumentando el pH con sosa cáustica, añadiendo cal (Ca(OH)₂) y/o yeso (2H₂O) ambos solubles de calcio (Ca), para la eliminación del carbonato de calcio (CaCO₃).
-
-

-
-
- ❖ Es responsabilidad de la Compañía Operadora informar fehaciente y anticipadamente a las Compañías de Servicio sobre las áreas o locaciones donde exista o se presuma que pueda producirse H₂S, como resultado de los trabajos a realizarse, proveyendo de esta manera la seguridad en la accesibilidad a las locaciones y la definición de los materiales y equipos a utilizar.

Esta información consiste en un mapeo donde se consigne la ausencia, presunción o presencia del gas.

El mapeo debe describir geográfica y urbanísticamente la zona, las condiciones climáticas correspondientes a las distintas épocas del año, incluyendo la dirección del viento predominante.

En el caso de existir presencia de H₂S, debe informarse el nivel registrado con anterioridad, considerándose condiciones normales de operación a valores hasta 10 ppm, y condiciones no rutinarias a aquellas mayores a 10 ppm.

Debe tenerse en cuenta que una eventual rotura puede generar un escape descontrolado de H₂S.

Deberá garantizarse el buen funcionamiento de cada equipo, a través de chequeos rutinarios antes de cada operación y calibraciones periódicas (conforme establezca el fabricante, pero al menos una vez por año), las que deberán quedar documentadas.

Debe asegurarse que los equipos de detección individual tengan el sensor expuesto al ambiente de trabajo.

Cuando se trabaje en pozos con presencia o con potencial de H₂S, tanto las compañías Operadoras como las de Servicios deberán contar con equipamiento para enfrentar emergencias.

Deberán estar disponibles en locación al menos dos equipos de respiración autónomos de 30 minutos, con el fin de intervenir en acciones de socorro y/o aseguramiento de las maniobras que sean necesarias para poder abandonar temporariamente el pozo (ej. parada de bombas).

El aseguramiento del ajuste de las máscaras a las características individuales de los usuarios de los equipos, a través de pruebas específicas, debe garantizar que el sello sea perfecto. Debe considerarse siempre que la barba y los anteojos son condicionantes para el uso de las máscaras.

Dadas las características de explosividad del H₂S en un rango amplio de altas concentraciones, debe tenerse en cuenta que las instalaciones y equipos eléctricos, llama abierta, escapes de motores o cualquier posible fuente de ignición, debe evitarse.

VI.- Nomenclatura

% mol = Porcentaje de Concentración Molar.

% wt. = Porcentaje de Peso.

AISI = American Iron and Steel Institute.

API = American Petroleum Institute.

BHA = Bottom Hole Assembly.

BHN = Dureza en Escala Brinell.

C = Carbono.

Ca = Calcio.

CaCO₃ = Bicarbonato.

CO₂ = Dióxido de Carbono.

Cr = Cromo.

DCB = Double Cantilever Beam.

ft-lbs = Pie-Libra.

H₂S = Acido Sulfídrico.

HRC = Dureza Rockwell en Escala C.

hrs = Horas.

HWDP = Heavy Weight Drill Pipe.

in. = Pulgada.

IRP = Industry Recommended Practices.

ISO = International Organization for Standardization.

KISSC = Factor de Intensidad de Esfuerzo Critico (mide la *resistencia a la fractura*).

LCVN = Prueba Longitudinal Charpy V-Notch (Este método de ensayo trata con el procedimiento de muestreo estándar para las pruebas de impacto en la estructura

del acero).

MEA (monoetanolamina) = Solución Acuosa ocupada en el proceso para lavar el gas amargo.

Mn= Magnesio.

Mo = Molibdeno.

MSA = Análisis de Sistemas de Medición

SMYS = Specified Minimum Yield Strength(Resistencia de fluencia mínima).

NACE = The National Association of Corrosion Engineers.

Nb = Niobio también conocido como Columbio.

P = Fósforo.

pH = Factor de Acidez o Alcalinidad.

ppm = Partes por millón.

psi = Libras por Pulgada Cuadrada.

S = Azufre.

SS = Servicio Amargo.

SSC = Sulfide Stress Cracking.

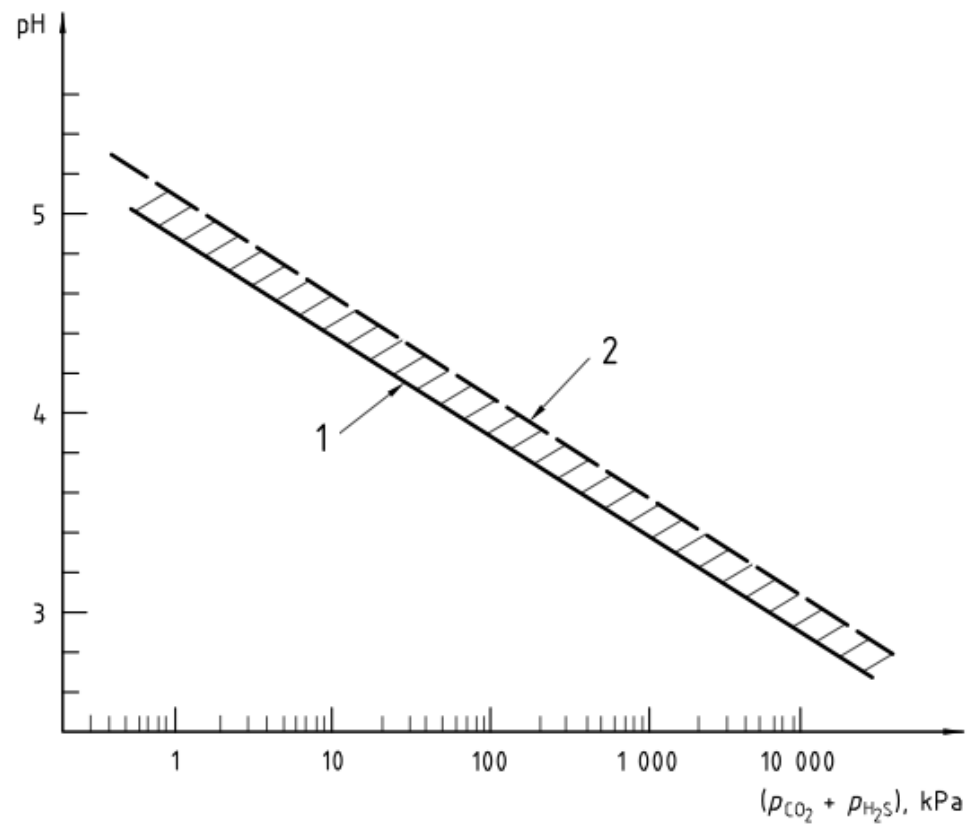
Stripping = Extracción de las tuberías de un pozo con la varillas de succión.

T y R = Templado y Revenido.

UPSET TUBING = tubos con paredes de mayor espesor en los extremos.

VII. Anexo A

VII.1 Figura D.1 pH de agua condensada bajo presión de CO₂ y H₂S

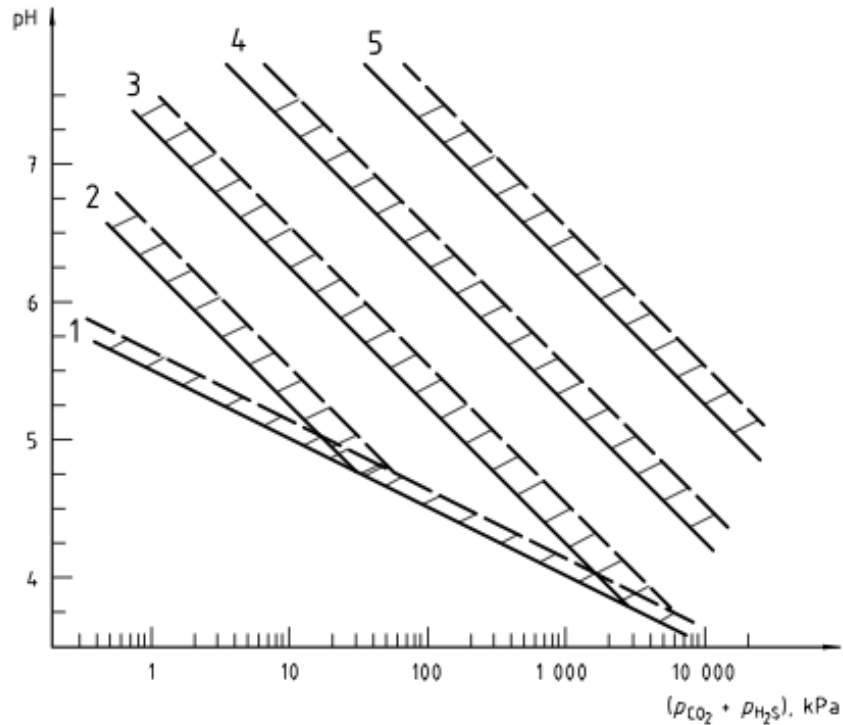


Key

- 1 temperature = 20 °C
- 2 temperature = 100 °C

Figure D.1 — The pH of condensed water under CO₂ and H₂S pressure

VII.2 Figura D.2 pH de agua condensada (gas húmedo) o agua de formación que contiene bicarbonato (sobresaturado de CaCO_3) bajo presión de CO_2 y H_2S

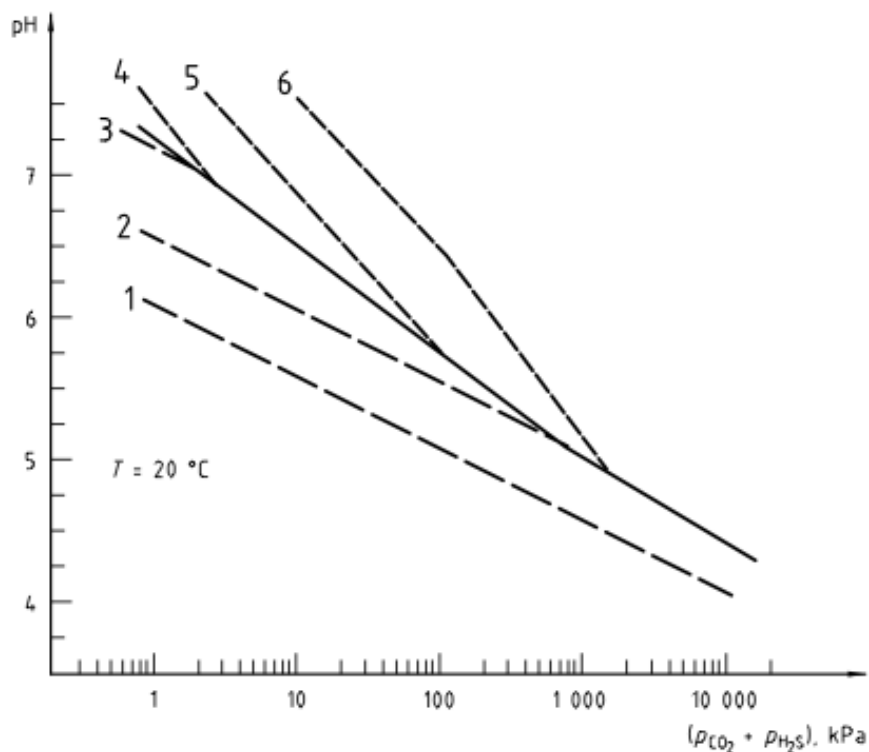


Key

- 1 $\text{HCO}_3^- = 0$ meq/l
- 2 $\text{HCO}_3^- = 0,1$ meq/l
- 3 $\text{HCO}_3^- = 1$ meq/l
- 4 $\text{HCO}_3^- = 10$ meq/l
- 5 $\text{HCO}_3^- = 100$ meq/l
- $T = 100^\circ\text{C}$
- $T = 20^\circ\text{C}$

Figure D.2 — The pH of condensate water (wet gas) or formation waters containing bicarbonate (undersaturated in CaCO_3) under CO_2 and H_2S pressure

VII.3 Figura D.3 pH del agua de formación (sobresaturado con CaCO₃) (estequiométrico o no estequiométrico) bajo presión de CO₂ y H₂S a 20 °C

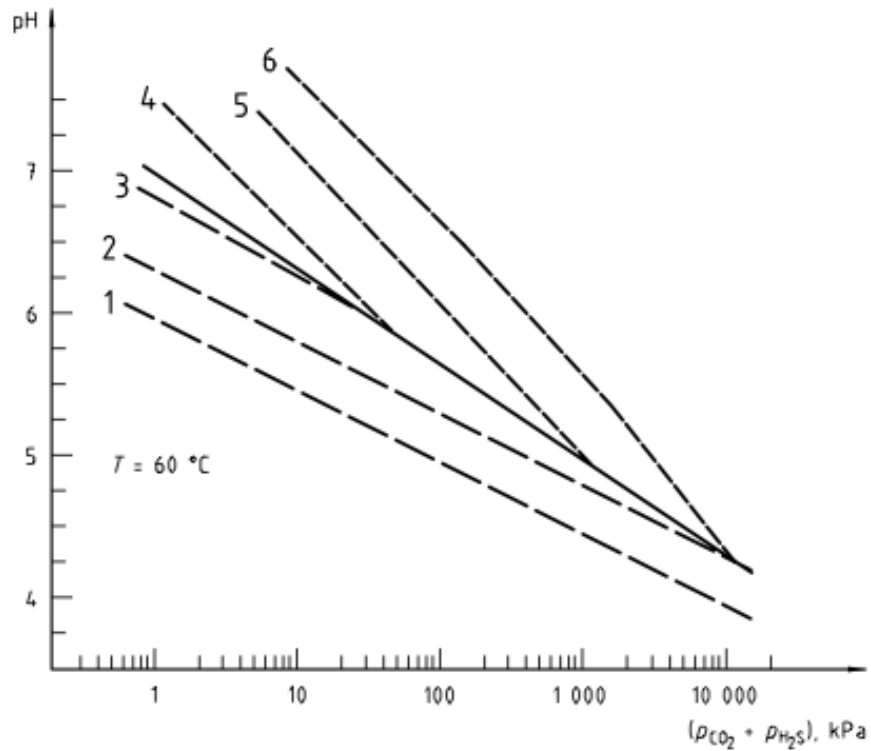


Key

- 1 Ca²⁺ = 1 000 meq/l
- 2 Ca²⁺ = 100 meq/l
- 3 Ca²⁺ = 10 meq/l
- 4 HCO₃⁻ = 10 meq/l
- 5 HCO₃⁻ = 30 meq/l
- 6 HCO₃⁻ = 100 meq/l
- Ca²⁺ < HCO₃⁻
- Ca²⁺ = HCO₃⁻
- · - · Ca²⁺ > HCO₃⁻

Figure D.3 — The pH of formation waters (super)saturated in CaCO₃ (stoichiometric or non-stoichiometric) under CO₂ and H₂S pressure at 20 °C

VII.4 Figura D.4 pH del agua de formación (sobresaturado con CaCO₃) (estequiométrico o no estequiométrico) bajo presión de CO₂ y H₂S a 60 °C

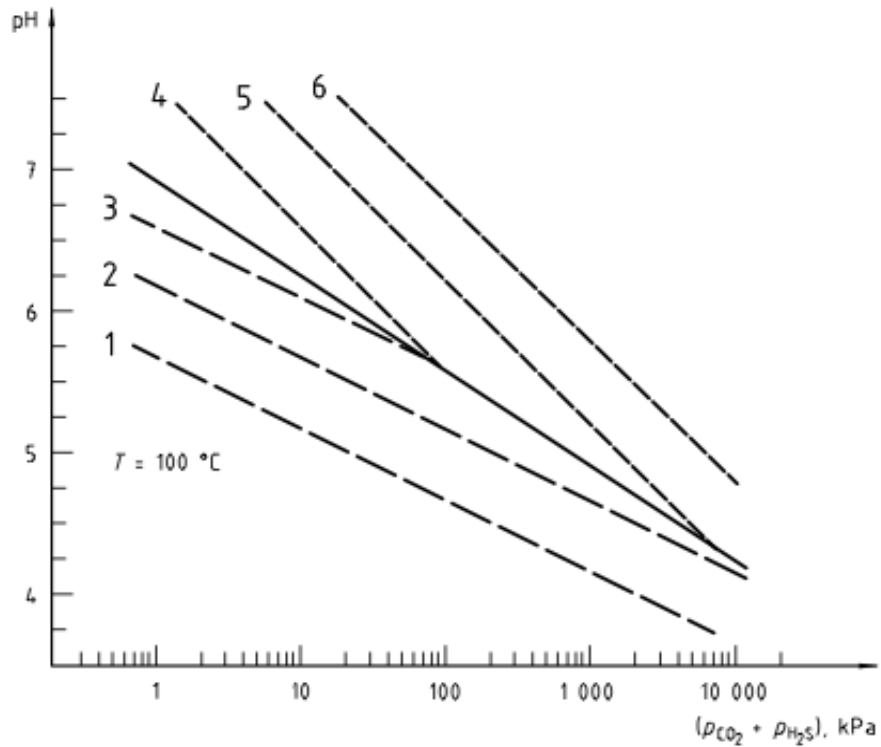


Key

- 1 Ca²⁺ = 1 000 meq/l
- 2 Ca²⁺ = 100 meq/l
- 3 Ca²⁺ = 10 meq/l
- 4 HCO₃⁻ = 10 meq/l
- 5 HCO₃⁻ = 30 meq/l
- 6 HCO₃⁻ = 100 meq/l
- Ca²⁺ < HCO₃⁻
- Ca²⁺ = HCO₃⁻
- Ca²⁺ > HCO₃⁻

Figure D.4 — The pH of formation waters (super)saturated in CaCO₃ (stoichiometric or non-stoichiometric) under CO₂ and H₂S pressure at 60 °C

VII.5 Figura D.5 pH del agua de formación (sobresaturado con CaCO_3) (estequiométrico o no estequiométrico) bajo presión de CO_2 y H_2S a 100 °C



Key

- 1 $\text{Ca}^{2+} = 1\ 000\ \text{meq/l}$
- 2 $\text{Ca}^{2+} = 100\ \text{meq/l}$
- 3 $\text{Ca}^{2+} = 10\ \text{meq/l}$
- 4 $\text{HCO}_3^- = 10\ \text{meq/l}$
- 5 $\text{HCO}_3^- = 30\ \text{meq/l}$
- 6 $\text{HCO}_3^- = 100\ \text{meq/l}$
- $\text{Ca}^{2+} < \text{HCO}_3^-$
- $\text{Ca}^{2+} = \text{HCO}_3^-$
- · - · - $\text{Ca}^{2+} > \text{HCO}_3^-$

Figure D.5 — The pH of formation waters (super) saturated in CaCO_3 (stoichiometric or non-stoichiometric) under CO_2 and H_2S pressure at 100 °C

VIII.- BIBLIOGRAFIA

- ✚ Glossary of the petroleum industry, Second Edition, Compiled by the staff of Petr leo Internacional, PennWellBooks, Tulsa, Oklahoma, 1992.
- ✚ Manual de well control, International Well Control Forum, Petrex Saipem Group, Eni Group, Argentina, 2010.
- ✚ NACE MR0175/ISO 15156-1, Petroleum and Natural Gas Industries – Materials for use in H₂S-Containing Environments in Oil and Gas Production – Part 1 Cracking-Resistant Carbon and Low Alloy Steels, and the Use of Cast Irons, First Edition, NACE International, Houston, TX, December 2003
- ✚ YACIMIENTOS DE CO₂ EN MEXICO, ALTERNATIVA VIABLE PARA PROGRAMAS DE RECUPERACION TERCIARIA, Heron Gachuz Muro, Pemex E & P, México 2005
- ✚ Recommended Practice for Drilling and Well Servicing Operations Involving Hydrogen Sulfide, API Recommended Practice 49, Third edition, may 2001, reaffirmed, march 2007.
- ✚ Prediction of CO₂ + H₂S Corrosion on Carbon Steel Pipelines, Scientia et Technica A o XIII, No 36, Septiembre de 2007. Universidad Tecnol gica de Pereira. ISSN 0122-1701.
- ✚ New Tool Alloy Steel Bottom outperform traditional materials sour service applications, Alvaro Chan, R. Brett Chandler, Grant Prideco; Workstrings; BluTech Co, 2007.
- ✚ IRP 6 Critical Sour Underbalanced Drilling, Volume 6 – 2004, Enform 1538 – 25 Avenue NE, Calgary Alberta
- ✚ NACE - TM0177-2005, Laboratory Testing of Metals for Resistance to Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H₂S Environments.
- ✚ API Standard RP 53 Recommended Practice For Blowout Equipment.
- ✚ Corrosión en tuberías por H₂S y CO₂. Factores a considerar para el diseño y selección de Tuberías, Tenaris Tamsa, M.I. David Hernandez Morales, Servicios Técnicos Petroleros, México 2005.

-
- ✚ Verónica Montserrat Ramírez Rodríguez “Recuperación de Hidrocarburos con CO₂, como proceso de recuperación mejorada, caso México” Tesis Licenciatura. Facultad de Ingeniería, 2012.

 - ✚ J.L Crolet. ELF, Which CO₂ Corrosion Hence. Which Production? in- Predicting CO₂ Corrosion in the oil and gas Industry The European Federation of Corrosion, N° 13, The Institute of Materials, 1994.

 - ✚ Pedro Jerónimo López “Tratamiento con solventes para el proceso de Endulzamiento de gas Natural” Tesina de Licenciatura Región Poza rica – Tuxpan, 2010.

 - ✚ PROYECTO F.33067 *“Soporte Técnico y Tecnológico Durante las Fases de Ingeniería, Procura, Construcción y Puesta en Operación del Nuevo Centro de Proceso de Hidrocarburos del Activo Integral Litoral de Tabasco, Primera Etapa”* IMP, 2011.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.