

UNAM



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Corrosión en tuberías de revestimiento

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Miguel Ángel Hernández Nava

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Daniel Marure Valdez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

UNAM

Agradecimientos

Quiero comenzar este agradecimiento con mi director de tesis, el Ing. Daniel Marure Valdez, gracias por tu tiempo y por todo el apoyo que me brindaste para realizar esta tesis, eres un excelente ingeniero petrolero y un gran amigo, espero trabajar contigo algún día. Agradezco también a cada uno de mis sinodales, al Ing. Agustín, al M.I. Oswaldo, al Ing. Mario y al Ing. Francisco por apoyarme en la revisión de este trabajo y darme un poco de su tiempo.

Gracias a todos mis amigos que hice a lo largo de la universidad, en especial a Israel, Reyna y Alexander por todos los momentos juntos y por brindarme su amistad desde el primer semestre, espero que nunca se pierda.

A mis hermanos César y Eliza por ser las personas que han estado conmigo siempre, en las buenas y en las malas, gracias por todo, soy muy afortunado de tenerlos como hermanos. A mi padre, por las veces que me apoyó. A mi mejor amigo y mi amistad más larga hasta ahora, mi tercer hermano Martín por todos los buenos momentos.

Gracias a la vida, por todo lo que me ha dado, no cambiaría nada de ella.

Para terminar, quiero agradecer a la persona más importante para mí, a mi madre Alicia Nava Martínez, gracias infinitas por todo lo que me has dado, eres la mujer más fuerte y hermosa que conozco, sin ti no sería el hombre que soy ahora. Gracias por siempre estar ahí, porque esto es el reflejo de 19 años de estudio, agradezco mucho que aún sigas a mi lado. Este logro es de los dos y solo nosotros sabemos todo lo que tuvimos que pasar para llegar hasta este momento.....yo siempre estaré para ti, desde este momento no te volverá a faltar nada, es una promesa.

22 de abril 2019

ÍNDICE

Agradecimientos	3
Resumen	8
CAPÍTULO 1. Fundamentos de la corrosión	9
1.1 Definición de corrosión	9
1.2 Cationes y aniones	9
1.3 Reacciones de oxidación-reducción	9
1.4 Corrosión electroquímica	10
1.5 Energía libre de Gibbs	11
1.6 Corrosión química	11
1.7 Formas de corrosión	13
1.7.1 Corrosión general	13
1.7.2 Corrosión atmosférica	14
1.7.3 Corrosión galvánica	14
1.7.4 Agrietamiento por tensocorrosión (SCC)	15
1.7.5 Corrosión localizada	15
1.7.6 Corrosión por picadura (Pitting corrosion)	16
1.7.7 Corrosión por grietas (Crevice corrosion)	16
1.7.8 Corrosión influenciada microbiológicamente (MIC)	17
1.7.9 Lixiviación selectiva	18
1.7.10 Erosión-Corrosión	18
1.8 Parámetros que afectan el efecto corrosivo	19
1.8.1 El pH	19
1.8.2 Sales disueltas	20
1.8.3 Presión	20
1.8.4 Efecto de flujo	20
1.8.5 Temperatura	21
1.8.6 Esfuerzos	22
1.8.7 El material	22
CAPÍTULO 2. Corrosión en tuberías de revestimiento	23
2.1 Tuberías de revestimiento	24
2.1.1 TR Conductora	24

2.1.2 TR Superficial	25
2.1.3 TR Intermedia	25
2.1.4 TR de Producción	26
2.1.5 Liner	26
2.1.6 Tieback string	26
2.2 Cementación	27
2.3 Fabricación de TR's	28
2.3.1 Acería	29
2.3.2 Revestimiento sin costura	29
2.3.3 Revestimiento soldado (con costura)	31
2.3.4 Química de los revestimientos	33
2.4 Aleaciones resistentes a la corrosión	34
2.4.1 Acero al carbono y aceros inoxidable	34
2.4.2 Aleaciones resistentes a la corrosión (CRA's)	34
2.5 Corrosión en TR's	35
2.5.1 Agentes corrosivos en la perforación y producción de fluidos	35
2.5.2 Corrosión externa en TR's	35
2.5.3 Corrosión interna en TR's	35
2.6 Herramientas para la inspección de la corrosión	36
2.6.1 Herramientas electromagnéticas	36
2.6.1.1 Herramienta de detección de pérdida de flujo	36
2.6.1.2 RFEC (Remote-Field Eddy-Current)	39
2.6.2 Calibrador de brazos múltiples	40
2.6.3 Herramienta acústica ultrasónica	42
2.7 Protección del revestimiento contra la corrosión	43
2.7.1 Cementación del revestimiento	43
2.7.2 Fluidos de terminación	43
2.7.3 Protección catódica del revestimiento	44
2.7.4 Grados de acero	44
CAPÍTULO 3. Corrosión por H₂S y CO₂ en TR's	45
3.1 Corrosión por H ₂ S	45
3.2 Química de la corrosión por H ₂ S	45
3.3 Agrietamiento bajo tensión por sulfuro (Sulfide Stress Cracking, SSC)	46

3.4 Bacterias productoras de H ₂ S (Sulphate Reducing Bacteria, SRB)	47
3.5 Factores que afectan la corrosión por H ₂ S	48
3.5.1 Efecto del pH	48
3.5.2 Efecto de la concentración de H ₂ S	48
3.5.3 Efecto de la temperatura	48
3.5.4 Presión parcial del H ₂ S	49
3.6 Producto de corrosión: película de sulfuro de hierro (FeS)	49
3.7 Corrosión por CO ₂	50
3.8 Química de la corrosión por CO ₂	50
3.9 Factores que afectan la corrosión por CO ₂	51
3.9.1 Efecto del pH	51
3.9.1.1 Estabilización por pH	51
3.9.2 Efecto de la temperatura	52
3.9.3 Presión parcial de CO ₂	52
3.10 Producto de corrosión: película de carbonato de hierro (FeCO ₃)	53
3.11 Selección de TR´s en ambientes con H ₂ S	54
3.12 Corrosión combinada por H ₂ S y CO ₂	55
3.13 Selección de tuberías en ambientes con H ₂ S y CO ₂	57
CAPÍTULO 4. Diseño de TR´s en ambientes corrosivos (H₂S y CO₂)	58
4.1 Resistencia al colapso	58
4.2 Resistencia al estallido (Presión interna)	59
4.3 Resistencia a la tensión/compresión	59
4.4 Factores de diseño	60
4.5 Diseño por CO ₂ y H ₂ S	60
4.6 Ejemplo: Diseño de una TR por corrosión	62
4.6.1 Diseño por presión interna	64
4.6.2 Diseño por colapso	66
4.6.3 Diseño por tensión-compresión	68
4.6.4 Diseño por corrosión	69
CAPÍTULO 5. Inhibidores de corrosión	72
5.1 Inhibidor de corrosión	72
5.2 Clasificación de los inhibidores	73
5.2.1 Clasificación por su efecto en la reacción electroquímica	73

5.2.1.1 Inhibidores anódicos.....	73
5.2.1.2 Inhibidores catódicos	73
5.2.1.3 Inhibidores mixtos	73
5.2.2 Clasificación por su mecanismo de reacción.....	74
5.2.2.1 Adsorción.....	74
5.2.2.2 Pasivadores	74
5.2.2.3 Secuestradores (scavengers).....	75
5.3 Inhibidores inorgánicos	75
5.4 Inhibidores orgánicos.....	75
5.5 Factores que afectan la eficiencia de inhibición	76
5.5.1 Concentración del inhibidor	76
5.5.2 Compatibilidad del inhibidor	76
5.5.3 Factores de entorno.....	77
5.5.4 Factores relacionados con el metal	77
5.5.5 Pre-corrosión.....	78
5.6 Inhibidores de corrosión en ambientes con H ₂ S.....	79
5.6.1 Inhibidores de corrosión para SRB.....	79
5.7 Inhibidores de corrosión en ambientes con CO ₂	80
Conclusiones	81
Anexo A. Tuberías utilizadas en el diseño de TR.....	82
Anexo B. Aditivos utilizados en la industria	83
PRODUCTOS DE HALLIBURTON	86
PRODUCTOS DE SCHLUMBERGER.....	100
Nomenclatura.....	114
Glosario	115
Índice de figuras	116
Bibliografía	118
Referencias de imágenes	122

Resumen

La corrosión es un proceso natural al que está sometida toda actividad humana, una tendencia natural de los materiales a volver a su estado termodinámico más estable.

Este fenómeno está presente en todos los procesos de la industria petrolera, desde la perforación hasta la distribución de hidrocarburos en superficie, lo que hace indispensable su prevención y el monitoreo constante en todas las etapas de explotación de los yacimientos. Se estima que este problema genera costos del orden de millones de dólares por año para la industria.

Este trabajo está enfocado en los mecanismos de corrosión electroquímicos. Para la industria petrolera los tipos más comunes de corrosión son por ácido sulfhídrico (H_2S), por dióxido de carbono (CO_2) y por oxígeno (O_2).

Se desarrolla este trabajo en las tuberías de revestimiento, dado lo extenso que es dentro de la industria petrolera. Se dedica un capítulo completo a la corrosión por H_2S y CO_2 debido a su importancia en los campos petroleros del país, muchos de ellos productores de gas con altas concentraciones de H_2S y presencia de CO_2 .

Se presenta otro capítulo importante en el cual se va a desarrollar el diseño por corrosión de una tubería de revestimiento con el fin de mostrar cómo se puede prevenir este problema desde el inicio de la perforación.

Finalmente, en el último capítulo se muestran los diferentes tipos de inhibidores utilizados en la industria para minimizar el efecto corrosivo en las TR's, sus mecanismos de inhibición y los factores que afectan su eficiencia.

Considero que un buen conocimiento de este tema en la industria puede generar ahorros económicos en todo el proceso de explotación de un campo, mantener la integridad de las instalaciones y la seguridad del personal.

CAPÍTULO 1. Fundamentos de la corrosión

1.1 Definición de corrosión

La definición de corrosión puede darse desde diferentes perspectivas, como sugiere Shreir (1994), en el caso de materiales no metálicos define el término corrosión como el deterioro de un material por causas químicas, mientras que en materiales metálicos lo define como la interacción de un metal con su ambiente (causando un efecto negativo en sus propiedades).

Desde un punto de vista termodinámico, la corrosión puede verse como una liberación de energía almacenada que ocurre espontáneamente, una tendencia natural de los materiales a volver a su estado termodinámico más estable a través de su reacción con el medio (Abdallah, y otros, 2013).

Por otro lado, la NACE (National Association of Corrosion Engineers) define de manera simple el término corrosión como el deterioro de un material causado por su ambiente.

1.2 Cationes y aniones

El núcleo de un átomo no cambia en los procesos químicos ordinarios pero puede ganar o perder electrones, así, si a un átomo neutro se le quita o se le agrega electrones se forma una partícula cargada llamada *ion*. Un ion con carga positiva se denomina *cación*, uno con carga negativa es un *anión*.

Por ejemplo, el átomo de sodio (Na) que tiene 11 protones y 11 electrones, pierde con facilidad un electrón, el catión resultante tiene 11 protones y 10 electrones, y por tanto una carga neta de +1. La carga neta de un ion se representa con un superíndice: +, 2+, 3+ que indica una carga neta resultado de la pérdida de uno, dos o tres electrones, respectivamente. Los superíndices negativos (-, 2-, 3-) representan cargas netas que resultan de la ganancia de uno, dos o tres electrones, respectivamente. Esta transferencia de cargas entre el ánodo y el cátodo se lleva a cabo por medio de una solución conocida como *electrolito* (Brown, LeMay, Bursten, & Burdge, 2004).

1.3 Reacciones de oxidación-reducción

Cuando un metal se corroe pierde electrones y forma cationes.

Cuando un átomo, ion o molécula adquiere una carga más positiva (es decir, cuando pierde electrones), decimos que se oxida. La pérdida de electrones por parte de una sustancia se denomina oxidación. [...]. Cuando un átomo, ion o molécula adquiere una carga más negativa (gana electrones), decimos que se reduce. La ganancia de electrones por parte de una sustancia se denomina reducción. Si un reactivo pierde electrones, otro debe ganarlos; la oxidación de una sustancia siempre va acompañada por la reducción de otra al transferirse electrones de una a la otra [...] (Brown, LeMay, Bursten, & Burdge, 2004, pág. 128).

Las reacciones de oxidación-reducción (*redox*) son reacciones químicas en las que se transfieren electrones del átomo que se oxida al átomo que se reduce. Las reacciones de corrosión son consideradas reacciones redox espontáneas.

1.4 Corrosión electroquímica

La corrosión de los metales y las aleaciones en un medio iónicamente conductor ocurre por mecanismos electroquímicos. Como menciona Papavinasam (2014), para que ocurra una reacción de corrosión electroquímica se requieren de cuatro elementos: un ánodo, un cátodo, un conductor metálico y un conductor electrolítico.

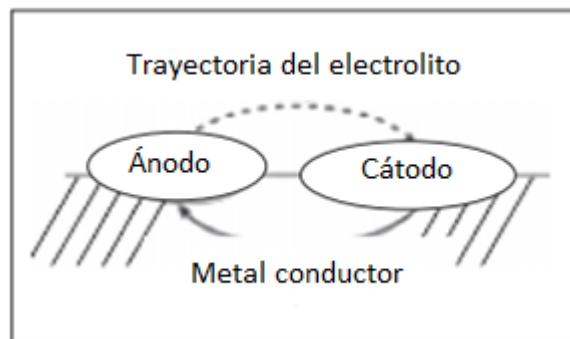


Figura 1.1 Elementos básicos para que la corrosión electroquímica ocurra (Papavinasam, 2014). Modificado.

Así, la ausencia de cualquiera de estos elementos previene este tipo de corrosión.

La reacción química de corrosión puede describirse de la siguiente manera: en el ánodo, un ion metálico sale de la superficie del metal y se va a la solución (un electrolito iónicamente conductor), dejando electrones en esa superficie, dando como resultado que el metal se oxide, es decir, pierda electrones en el ánodo. Este proceso es la corrosión. Una reacción anódica típica (corrosión) puede escribirse:



- Donde M representa el átomo que se ioniza y n el número de electrones que perdió.

Esta solución transporta los iones metálicos del ánodo al cátodo, estos electrolitos (la solución) son en su mayoría líquidos. Un electrolito contiene dos tipos de iones: aniones y cationes. Mientras más cantidad de iones contenga será un mejor electrolito.

En algunos casos los iones metálicos pueden dejar la solución y depositarse en el cátodo. En este proceso se obtiene el electrón de la superficie del metal, ocurriendo una reacción catódica que puede ser escrita como:



- Donde M representa el átomo que se ioniza y n el número de electrones que ganó.

Al existir los cuatro elementos para que ocurra la corrosión, la velocidad de la reacción anódica es igual a la de la reacción catódica (Papavinasam, 2014).

1.5 Energía libre de Gibbs

En un proceso que se lleva a cabo a temperatura constante, el cambio de energía libre de Gibbs del sistema (ΔG) está dado por la expresión:

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \dots\dots\dots (1.3)$$

- Donde T es la temperatura, ΔH el cambio de entalpía y ΔS el cambio de entropía.

La energía libre de un sistema químico disminuye hasta alcanzar un valor mínimo, cuanto menor es esta energía más estable es el estado al que se llega. Esta tendencia se define por el cambio de *energía libre de Gibbs*. Si el cambio de energía es negativo como resultado de un proceso o reacción el resultado estará en un estado de energía más bajo que el material de partida, es más estable y por lo tanto el proceso tiene lugar espontáneamente. Si el cambio de energía libre es positivo, entonces la reacción no ocurre espontáneamente (Papavinasam, 2014).

Así, el cambio en la energía libre de Gibbs (ΔG) para una reacción química indica la tendencia de la reacción a continuar. Las reacciones ocurren en la dirección que disminuye la energía libre de Gibbs. Cuanto más negativo sea el valor de ΔG , mayor será la tendencia de la reacción a ir.

Hablar brevemente de este tema es importante debido a que, para elaborar un metal este debe de pasar por un proceso en el que se le añade energía, lo que significa que tiene que regresar a su estado de energía original más bajo, es decir, tiende a corroerse. Por ejemplo, el magnesio tiene una mayor tendencia a corroerse debido a la gran cantidad de energía utilizada para extraerlo del mineral, mientras que el oro tiene una menor tendencia a corroerse debido a la menor cantidad de energía utilizada.

1.6 Corrosión química

La corrosión química ocurre en ambientes no electrolíticos, los cuales son principalmente gases. En la industria petrolera este tipo de corrosión ocurre por la presencia de las siguientes sustancias (Brondel, y otros, 1994):

Sulfuro de hidrógeno, polisulfuros y ácidos sulfhídricos (H_2S): cuando se disuelven en agua son un ácido débil y por lo tanto son una fuente de iones de hidrógeno y son corrosivos; los efectos son mayores en pozos profundos debido a la reducción del pH por la presión. El sulfuro de hierro (FeS), forma una película que a bajas temperaturas puede actuar como una barrera contra la corrosión, pero a altas temperaturas ocurre todo lo contrario.



Figura 1.2 Corrosión por sulfhídrico a alta temperatura (Groysman, 2017).

Dióxido de carbono (CO₂): es un gas débilmente ácido que se vuelve corrosivo cuando se disuelve en agua. El producto de este tipo de corrosión es una película de siderita (FeCO₃) que es un material no conductor. La turbulencia es a menudo el factor crítico en la producción o retención de este tipo de películas protectoras. El dióxido de carbono también puede causar fragilidad y en consecuencia agrietamiento por corrosión bajo tensión.

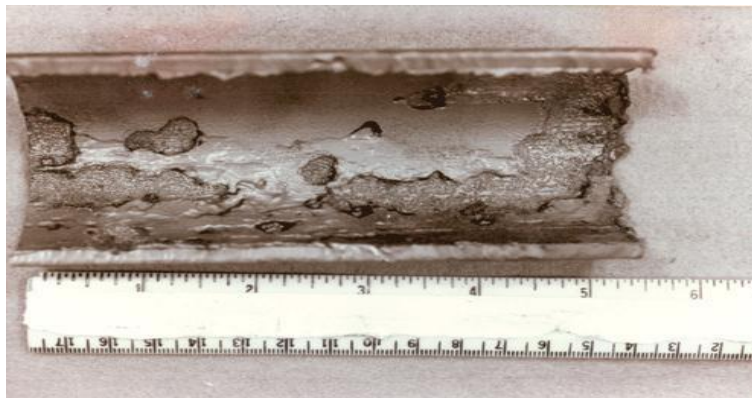


Figura 1.3 Corrosión por CO₂ en una tubería petrolera (Rosas, 2019).

Ácidos fuertes: los ácidos fuertes son a menudo bombeados dentro de los pozos para estimular la producción mediante el incremento de la permeabilidad de la formación en la región cercana a la frontera del pozo. Generalmente se utiliza ácido clorhídrico (HCl).

El control de la corrosión en este tipo de escenarios se logra mediante el uso de inhibidores por un periodo de tiempo que va de 2 a 24 horas.

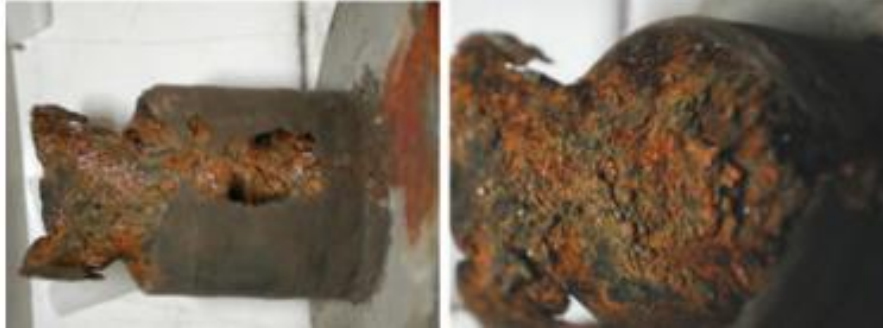


Figura 1.4 Corrosión ácida en el tubo de aire acondicionado de una torre de benceno (Groysman, 2017).

Salmueras: las salmueras de haluro densas de cationes de calcio, zinc y más raramente de magnesio son utilizadas a veces para controlar las presiones de formación. Todo esto puede ser corrosivo debido al oxígeno disuelto o al aire arrastrado. Además, estas salmueras pueden ser corrosivas debido a la acidez generada por la hidrólisis de iones metálicos.

Efectos biológicos: el efecto biológico más importante es la generación de H_2S por bacterias reductoras de sulfato. Estas bacterias anaeróbicas metabolizan iones de sulfato y producen sulfuro de hidrógeno.



Figura 1.5 Corrosión por bacterias en tubo de planta petroquímica (Groysman, 2017).

1.7 Formas de corrosión

1.7.1 Corrosión general

Este tipo de corrosión afecta a las superficies metálicas o aleaciones expuestas al ambiente. En estos escenarios, el ambiente actúa como electrolito y puede ser líquido, gas o un híbrido. Un ejemplo de corrosión general en la industria petrolera es la corrosión de tuberías (acidificadas) en presencia de ácido clorhídrico.

Muchos factores pueden convertir este tipo de corrosión en corrosión localizada, incluyendo la variación de capas superficiales de corrosión, materiales extraños, velocidad y metalurgia. Por ejemplo, el rompimiento de la película de sulfuro de hierro que se genera en la superficie de la tubería en un ambiente con presencia de H_2S puede provocar una corrosión localizada severa en dicho punto (como; picaduras o agujeros).

1.7.2 Corrosión atmosférica

La corrosión atmosférica es un proceso electroquímico complicado que se lleva a cabo en celdas de corrosión. Estas consisten en una base de metal, productos de corrosión metálicos, electrolitos superficiales y la atmósfera.

Muchas variables influyen la corrosión atmosférica, como la humedad, la temperatura, el polvo, impurezas en el aire, la localización geográfica e incluso la posición del material expuesto. Debido a que es un proceso electroquímico, un electrolito debe estar presente en la superficie del metal para que la corrosión tenga lugar (la humedad es por lo general el electrolito en la corrosión atmosférica).

Todos los tipos de corrosión pueden tomar lugar dependiendo de los contaminantes específicos presentes y el material (Schweitzer, 2010).

1.7.3 Corrosión galvánica

Cuando dos materiales conductores distintos en contacto eléctrico entre sí se exponen a un electrolito, una corriente (llamada corriente galvánica) fluye de uno a otro; la corrosión galvánica se produce en el miembro anódico de dicho par y está se relaciona directamente con la corriente galvánica (Zhang, 2011).

Pérez (2004) sostiene que un acoplamiento galvánico puede ser utilizado como *protección catódica*, donde el metal con el potencial estándar más bajo actúa como el ánodo (se corroe).

En la protección catódica el metal que se oxida protegiendo el cátodo se conoce como *ánodo de sacrificio*. Se suele proteger las tuberías subterráneas contra la corrosión convirtiendo la tubería en el cátodo de una *celda voltaica*, esto se logra enterrando trozos de un metal activo (que sirve de ánodo) a lo largo de la tubería y conectándolos a ella mediante un alambre.



Figura 1.6 Ánodos sacrificio en la pierna y el tanque de carga de una plataforma (Brondel, 1994).

1.7.4 Agrietamiento por tensocorrosión (SCC)

También conocida como Stress Corrosion Cracking, es una forma de corrosión que provoca la rotura de un material y es causada por la acción simultánea de esfuerzos de tensión y corrosión (la ausencia de uno de los dos factores es condición suficiente para que este fenómeno no se presente). Este tipo de corrosión sucede con mucha frecuencia en aleaciones.

En presencia de un esfuerzo de tensión aplicado o residual, los aceros inoxidable pueden agrietarse de manera transgranular cuando se exponen a ciertos ambientes. Los ambientes que pueden causar el agrietamiento (*cracking*) pueden diferir para los distintos tipos de aceros inoxidable. Por ejemplo, para los aceros austeníticos los dos iones más dañinos son el hidroxilo y el cloruro (Winston & Uhlig, 2008).



Figura 1.7 Stress Corrosion Cracking en una tubería petrolera (Rosas, 2019).

Las variables que afectan la SCC son la temperatura, la composición de la solución, la composición y estructura del metal, y el esfuerzo aplicado. Este tipo de corrosión se puede prevenir reduciendo el esfuerzo por debajo del margen previsible, cambiando el tipo de aleación o de recubrimientos.

1.7.5 Corrosión localizada

Como su nombre lo indica, la corrosión localizada ocurre en una parte específica de un área superficial expuesta a un electrolito. Esta forma de corrosión es más difícil de controlar que la corrosión general, además, es la de mayor daño para las tuberías de revestimiento en ambientes con H_2S y/o CO_2 .

1.7.6 Corrosión por picadura (Pitting corrosion)

Se caracteriza por una alta pérdida localizada de metal. En el caso extremo se manifiesta como un profundo y delgado agujero. El principal factor que provoca y acelera las picaduras es el contacto eléctrico entre metales distintos o entre celdas de concentración, lo que causa una diferencia de potencial. El inicio de una picadura también está asociado con la ruptura de la película protectora sobre la superficie del metal.

La profundidad del agujero puede llegar a penetrar el espesor del metal. Las picaduras pueden causar falla estructural debido al debilitamiento localizado en el metal, incluso pueden contribuir a otro tipo de corrosión, como SCC.

La corrosión por picaduras es difícil de detectar debido a que el producto de corrosión puede cubrir las picaduras, además, la pérdida de peso del metal es casi insignificante.

Los aceros inoxidable, el aluminio y sus aleaciones son particularmente susceptibles a picaduras. El acero al carbono es más resistente a las picaduras que el acero inoxidable. Por otro lado, el titanio y sus aleaciones proporcionan una excelente resistencia (Schweitzer, 2010).



Figura 1.8 Corrosión por picadura en una línea de producción (Pan American Energy, 2007).

1.7.7 Corrosión por grietas (Crevice corrosion)

Es un tipo de corrosión localizada que ocurre dentro o adyacente a espacios estrechos o aberturas formadas por el contacto metal-metal o metal-no metal. Puede ser resultado de diferencias locales en las concentraciones de oxígeno, depósitos en la superficie del metal, grietas, etc.

La corrosión por grietas puede tener lugar en cualquier metal y en cualquier ambiente corrosivo, sin embargo, metales como el aluminio y aceros inoxidable que dependen de su película de óxido superficial para resistir la corrosión, son particularmente propensos a este tipo de corrosión (Schweitzer, 2007).



Figura 1.9 Corrosión por grietas debajo de la correa de restricción de una tubería (Lund, Enning, & Lee, 2017).

1.7.8 Corrosión influenciada microbiológicamente (MIC)

También conocida como Microbiologically Influenced Corrosion, es un fenómeno de corrosión en el que los microorganismos actúan directamente en el metal cuando se depositan en él o indirectamente por medio de las sustancias provenientes de su metabolismo. La composición química del medio es un factor muy importante, especialmente el contenido de azufre. Para algunos microorganismos los compuestos de azufre funcionan como aceptadores de electrones, transformándolo en ácido sulfhídrico, el cual puede modificar el pH del medio (Díaz, y otros, 2000).

La MIC puede resultar de la producción de ácido sulfhídrico por bacterias, por la producción de sulfuro de hidrógeno por SRB, por producción de ácidos orgánicos, de ácido nítrico y de amoníaco. Se cree que este tipo de corrosión está asociada principalmente a la biopelícula que se forma en la superficie del metal, actuando como un área perfecta para el crecimiento de bacterias y reacciones químicas.



Figura 1.10 MIC en la superficie interna de una tubería.

1.7.9 Lixiviación selectiva

La remoción de uno de los componentes de una aleación por la corrosión se denomina lixiviación selectiva. Generalmente el componente menos noble de una aleación es el elemento que es removido.

La siguiente tabla proporciona información respecto a algunas aleaciones que son susceptibles a este tipo de corrosión (Schweitzer, 2010).

Tabla 1.1 Aleaciones susceptibles a lixiviación selectiva (Schweitzer, 2010).

Aleación	Ambiente	Elemento removido
Aluminio	Soluciones de ácido fluorhídrico y ácido clorhídrico	Aluminio
Bronce	Agua	Zinc
Altas aleaciones de Níquel	Sales fundidas	Cromo, Hierro, Molibdeno, Tungsteno
Aleaciones de Hierro y Cromo	Atmósferas oxidantes a alta temperatura	Cromo
Aceros de medio y alto Carbono	Atmósferas oxidantes, hidrógeno a alta temperatura	Carbón
Aleaciones de níquel y Molibdeno	Oxígeno a altas temperaturas	Molibdeno

1.7.10 Erosión-Corrosión

Es un problema en flujo de fluidos multifásicos y está asociada a velocidades de flujo de fluidos con partículas sólidas (como arena), aunque se ha encontrado que las gotas de líquido y la cavitación también pueden contribuir. La velocidad y los patrones de flujo son factores que afectan a este tipo de corrosión. Éste fenómeno se puede controlar utilizando aleaciones más duras o CRA's (Lund, Enning, & Lee, 2017).



Figura 1.11 Erosión corrosión por CO₂ en una TP (Pan American Energy, 2007).

1.8 Parámetros que afectan el efecto corrosivo

La corrosión es el resultado de una gran cantidad de factores involucrados y depende de una compleja interacción entre ellos. A continuación se mencionan los factores más importantes que afectan la tasa de corrosión.

1.8.1 El pH

A pH bajos (ácidos) la superficie metálica se expone al medio ambiente y la corrosión se produce rápidamente. Los ambientes intermedios tienen tasas de corrosión más bajas debido a la película pasiva que se forma en la superficie del metal. A pH más altos, la mayoría de los minerales son relativamente insolubles y las incrustaciones minerales del ambiente se depositan en la superficie y reducen aún más las tasas de corrosión (Lund, Enning, & Lee, 2017). La siguiente figura muestra el efecto del pH sobre la corrosión del hierro y el acero al carbono.

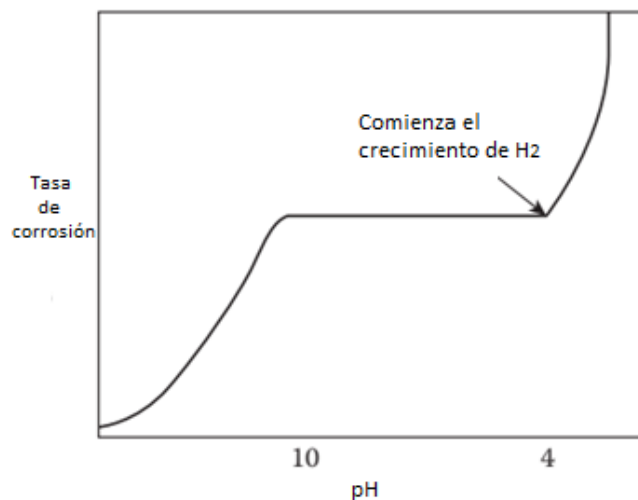


Figura 1.12 Efecto del pH sobre la tasa de corrosión del hierro a temperatura ambiente (Lund, Enning, & Lee, 2017). Modificado.

Normalmente un pH de 9.5 a 10.5 es adecuado para reducir la mayoría de los casos de corrosión. En algunos casos, un pH alrededor de 12 puede ser necesario. Altos valores de pH (>10.5) neutralizan los gases ácidos y reducen la solubilidad de los productos de corrosión.

1.8.2 Sales disueltas

Las sales disueltas aumentan la conductividad del agua y la posibilidad de velocidades de corrosión más altas. Debido a esto, se debe prestar atención a las salmueras y los fluidos de terminación durante las actividades de perforación.

El agua de formación también contiene sales disueltas y su contenido de sal dependerá del tipo de formación, puede ir desde 10,000 ppm a más de 200,000 ppm. Su composición química también determinará la tendencia a incrustaciones (Olsen & Koren, 2015).

1.8.3 Presión

La presión afecta la corrosión aumentando la solubilidad de los gases corrosivos. La siguiente figura muestra el efecto de la presión (y la temperatura) en la solubilidad del oxígeno en agua dulce. La presión está asociada directamente con la tasa de corrosión, en particular, las presiones parciales del CO₂ y H₂S son factores muy importantes que se consideran para la selección de tuberías.

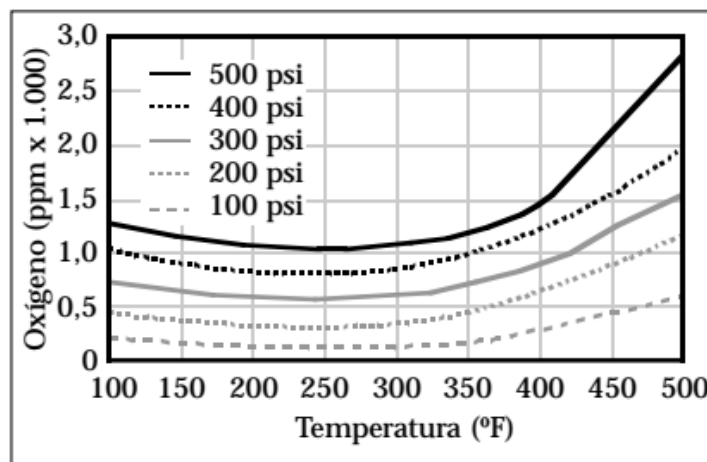


Figura 1.13 Efecto de la presión sobre la solubilidad del O₂.

1.8.4 Efecto de flujo

El efecto de flujo en la corrosión es complejo y variado. La variable clave que define el efecto de flujo sobre la corrosión es la turbulencia, una alta turbulencia puede generar *corrosión influenciada por flujo*, *corrosión-erosión* o *cavitación*. Por otro lado, una baja turbulencia puede ocasionar *corrosión bajo depósitos*.

La corrosión influenciada por flujo se refiere al incremento en la corrosión resultado de una alta turbulencia del fluido, mientras que la corrosión bajo depósito se refiere al aumento en la corrosión que ocurre por depósito de sólidos debido a la baja turbulencia de flujo (Efird, 2011).

Las altas velocidades de flujo también pueden afectar las películas protectoras que se forman en la superficie de la tubería. Como se muestra en la figura siguiente, las bajas velocidades de flujo y la presencia de una película protectora sobre la superficie del metal están asociadas a bajos niveles de corrosión, sin embargo, el aumento en la velocidad de flujo remueve esta película protectora lentamente, acelerando la tasa de corrosión.

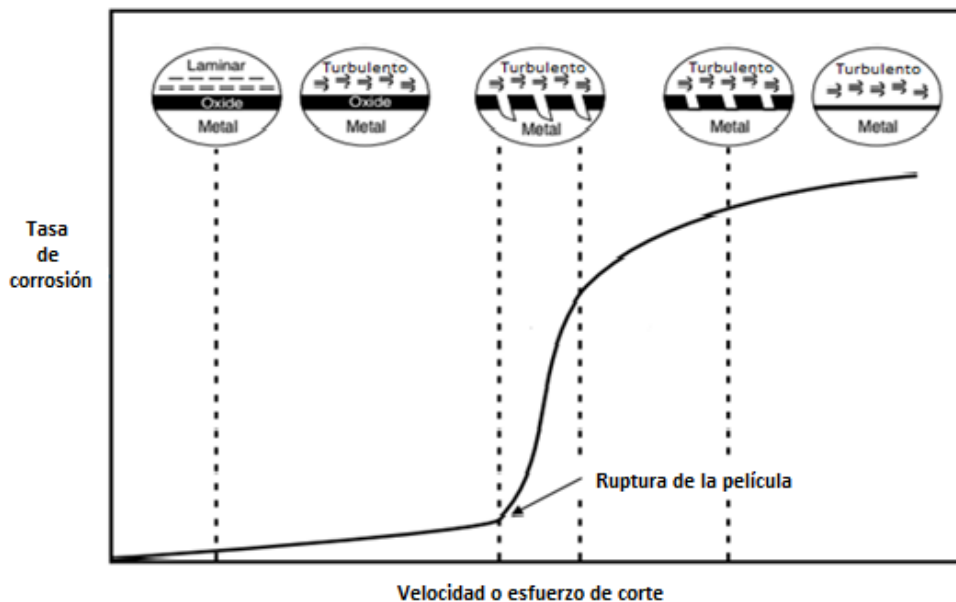


Figura 1.14 Gráfica que ilustra los cambios en la tasa de corrosión como función de la velocidad del fluido (Roberge, 2007). Modificado.

1.8.5 Temperatura

Los metales (y muchos otros materiales) pueden ser muy afectados al aumentar la temperatura cerca o por encima de su límite de estabilidad.

Algunas veces se llega a presentar la *corrosión a alta temperatura* (conocida también como corrosión seca), que no requiere la presencia de un electrolito líquido.

Roberge (2007) declara que en ambientes acuosos la temperatura afecta las velocidades de reacción, el flujo de calor y la transferencia química del gradiente de temperatura. En la mayoría de las reacciones químicas, un incremento en la temperatura es acompañado de un aumento en la velocidad de reacción.

Este autor nos da un dato interesante:

“Una regla general sugiere que la velocidad de reacción se duplica por cada 10° Celsius (°C) de aumento de temperatura. Aunque existen numerosas excepciones a esta -regla-, es importante tomar en cuenta la influencia de la temperatura cuando analizamos por qué los materiales fallan, y en el diseño para evitar la corrosión” (Roberge, 2007, pág. 8).

No solo la temperatura del entorno es la que afecta la tasa de corrosión; el cambio en la temperatura de una solución puede influir también.

Se debe de tomar en cuenta que existe un punto en las tuberías petroleras en el cual la tasa de corrosión disminuye al aumentar la temperatura, esto es atribuido a la formación de películas protectoras sobre la superficie del metal.

1.8.6 Esfuerzos

Este punto se refiere al agrietamiento por corrosión que sufren algunos materiales y que es causado ya sea por el esfuerzo al que está sometido, por fatiga o por fragilización por hidrógeno.

1.8.7 El material

La corrosión puede prevenirse desde un principio si se conocen los materiales que serán utilizados y se evalúa si son aptos para trabajar bajo ese ambiente corrosivo.

Roberge (2007) sugiere un proceso completo de definición del material que involucra conocer la composición de la aleación, sus impurezas, proceso de fabricación, estructura, superficie y propiedades mecánicas del material. Una mala aleación del material y/o la presencia de soldaduras generan zonas de descomposición que son atacadas de manera más fácil por la corrosión.

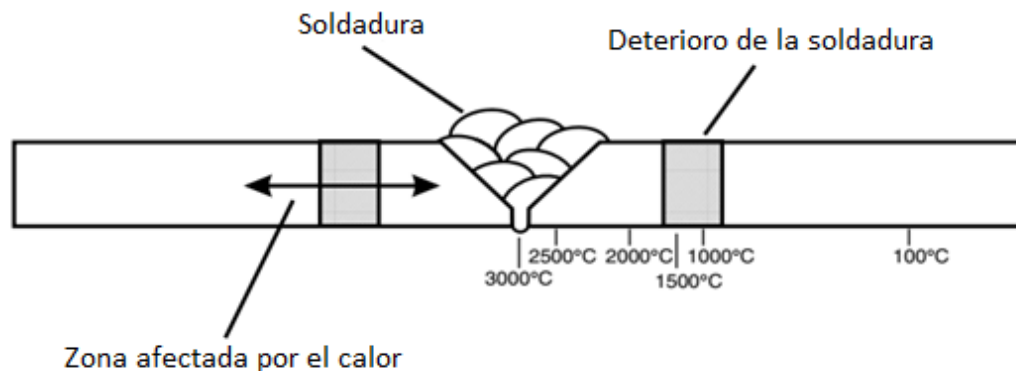


Figura 1.15 Zona de descomposición de la soldadura como una función de la temperatura de soldadura del acero (Roberge, 2007). Modificado.

CAPÍTULO 2. Corrosión en tuberías de revestimiento

El propósito básico del revestimiento es:

- Sellar las formaciones superiores para que el pozo pueda ser perforado más profundo
- Proporcionar un medio para controlar los fluidos de la formación (controlar reventones) durante la perforación
- Actuar como un conducto o tubería para el flujo de aceite y gas del yacimiento a la superficie durante la producción
- Controlar la presión y la tasa de flujo
- Mantener la integridad estructural del agujero

El tamaño del revestimiento, el peso, el grado y la resistencia son muy importantes en el diseño del revestimiento.

El revestimiento de un campo petrolero se conoce como tubería de revestimiento. Este tubo tiene un cuerpo con conectores tipo tornillo en cada extremo, comúnmente un macho que se conecta en la parte inferior y una hembra que se conecta en la parte superior del tubo. Varios tipos de conectores son utilizados en los extremos del revestimiento, pero el más común es el roscado y acoplado. Cuando un número de tuberías de revestimiento han sido roscadas juntas y corridas en el agujero se le conoce como sarta de revestimiento.

Al proceso de roscar las tuberías de revestimiento juntas, correrlas dentro del agujero perforado y cementar el revestimiento en el lugar se conoce como revestir el agujero.

Las dimensiones y resistencias del revestimiento han sido estandarizadas por el API. El revestimiento es identificado al principio por su diámetro externo (OD, por sus siglas en inglés), medido en pulgadas. El rango de tamaños del revestimiento va de 4 ½" a más de 30" de OD. La longitud del revestimiento generalmente se suministra en tres rangos, el rango 1 va de 19 - 26 ft (5.8 - 7.9 m), el rango 2 de 26 - 32 ft (7.9 - 9.8 m) y el rango 3 de 32- 42 ft (9.8 - 12.8 m), siendo las más comunes de 31 a 42 ft. Las tuberías de revestimiento más grandes son más utilizadas ya que es más económico, hay menos conexiones y menos puntos de posible fallo.

Algunos de los tipos anteriores de revestimiento son en espiral o soldadas por vuelta, pero todos los revestimientos actualmente utilizados en operaciones de campos petroleros son sin costura y tiene un grosor de cuerpo uniforme y constante.

Las tuberías de revestimiento (TR de ahora en adelante) también se clasifican por su peso y grado. El peso de la TR es dado en libras por cada pie (lb/ft) con el peso extra del acoplamiento promediado sobre la tubería. Por ejemplo, una TR de 5 ½" puede pesar de 13 a 26 lb/ft. Al variar el peso de la tubería el OD no cambia, es así como el ID es el que varía. Es muy importante el ID de una TR para la selección tuberías de producción y de herramientas que se correrán en su interior. Las TR's más pesadas son también más fuertes y resistentes a la tensión y colapso.

El *colapso* en una tubería ocurre cuando las fuerzas externas y las presiones causan que los lados de la tubería se aplanen y se aprieten juntos. La resistencia a la *tensión* es una medida de la resistencia actual del acero de la tubería, el cual muestra cuánto peso o carga puede soportar.

Por otro lado, el *grado* especifica la composición del acero o el material con el que está fabricada la tubería. Así, un grado bajo de tubería tiene una baja calidad de acero y consecuentemente una menor resistencia a la tensión. Los grados más comunes de tuberías de revestimiento son H-40, JK-55, C-75, N-80, C-95, P-110, TRC-95 y TAC-110. El número se refiere a la resistencia a la tensión del acero, en miles de libras por pulgada cuadrada, es decir, la tubería de revestimiento de grado H-40 tiene una resistencia a la tensión de 40,000 psi.

La resistencia a la tensión está normalmente basada en la mínima *cedencia* del acero. Si la carga es aumentada por encima de la resistencia a la tensión, el acero comenzará a ceder (alargarse) y continuará haciéndolo mientras sigamos añadiendo carga hasta que llegará un punto en el cual la tubería falle (a su máxima resistencia a la tensión).

2.1 Tuberías de revestimiento

Cuatro TR's son utilizadas en la perforación: conductora, superficial, intermedia y de producción. Dependiendo de la profundidad del agujero y las condiciones de la formación, estas pueden ser corridas a diferentes profundidades en diferentes áreas. Una o más de las TR pueden ser omitidas y dos o más del mismo tipo de TR pueden ser utilizadas (por ejemplo dos intermedias). También pueden ser corridas como *liners*, en combinación con liners o como liners y *tieback* liners (una sarta de revestimiento auxiliar dejado para hacer una conexión luego). A continuación se describirán a detalle cada una de las TR's utilizadas en la industria petrolera.

2.1.1 TR Conductora

Es la primera sección del agujero perforado. El conductor es corrido y cementado dentro del agujero, es la primera TR que se introduce y por lo tanto debe ser la de mayor diámetro. Puede ir de 8 5/8" a más de 30" de OD, y puede correrse en profundidades de 10 a más de 1,000 ft (3 a más de 305 m).

Su principal objetivo es soportar las formaciones superficiales no consolidadas y evitar que derrumben el agujero. También proporciona una trayectoria de flujo para el lodo de perforación que será utilizado para seguir perforando por debajo del conductor. Este lodo fluye hasta el espacio anular entre la tubería de perforación (TP) y la TR, y regresa a las presas de lodo que están en superficie.

Un conductor más profundo puede también proporcionar un sostén parcial para suspender el peso de otra TR que se corre después.

2.1.2 TR Superficial

El revestimiento superficial es la segunda tubería que se corre en el agujero, por lo que tiene un OD menor al ID de la TR conductora.

Acuíferos poco profundos y gas son algunas veces encontrados mientras se perfora por debajo del conductor, por lo que se debe de tener mucho cuidado, especialmente con los flujos de gas que pueden destruir una sarta en minutos. La TR superficial a menudo está equipada con una cabeza rotatoria (*diverter*) o un dispositivo de desviación similar por encima de la salida de la línea de flujo para evitar este problema. Estas herramientas desvían el flujo de lodo y otros fluidos lejos de la sarta.

Esta sección es normalmente perforada a través del resto de las formaciones no consolidadas y en formaciones más consolidadas. Al igual que la TR conductora, la superficial retiene las formaciones no consolidadas menos profundas y previene su derrumbe dentro del agujero. Puede servir también para aislar zonas someras de agua y así evitar que fluyan dentro del pozo y contaminen el fluido de perforación (o viceversa).

Esta TR está diseñada para tener una presión interna superior a cualquier presión que se espere encontrar mientras se perfora por debajo de esta tubería.

Sirve también como una base para sostener los preventores de reventones (BOP's). Esta combinación permite al operador controlar cualquier reventón que pueda ocurrir mientras se perfora más profundo para el siguiente revestimiento.

También actúa como una base para soportar el peso suspendido de todas las TR's siguientes que serán corridas. En algunas operaciones puede proporcionar una presión de respaldo o una salida de alivio para la siguiente tubería en caso de que esta se rompa (por lo general, como resultado de un exceso de presión).

Este tipo de tubería puede ir de 7" a más de 18" de OD y puede asentarse a profundidades de 300 a 5,000 ft (92 a 1524 m).

2.1.3 TR Intermedia

Después de que se ha perforado más profundo, la TR intermedia es corrida a través de la TR superficial hasta el fondo del agujero y es cementada. El OD de esta tubería es ligeramente menor al diámetro de la barrena utilizada para perforar esta sección y menor que el ID de la TR superficial.

Algunas veces es llamada revestimiento protector debido a que muchas veces es colocada para proteger el agujero superior y permitir perforar más profundo.

A menudo es utilizada para aguantar cavernas, lutitas no consolidadas y para aislar agua y flujos de gas que puedan impedir seguir perforando. Uno de los objetivos más comunes de la TR intermedia es aislar las zonas de pérdida de circulación, especialmente cuando se esperan presiones más altas en zonas más profundas. Este revestimiento también es utilizado para reducir la cantidad de agujero descubierto, especialmente si una sección grande debe ser perforada antes de que la siguiente TR sea corrida y donde los problemas de formación son esperados.

Esta tubería también puede ser utilizada como parte del revestimiento de terminación cuando un liner de producción es utilizado. Una TR intermedia también puede ser utilizada como liner, especialmente cuando dos TR's intermedias son necesarias (a menudo ocurre en agujeros más profundos) o puede utilizarse como un apoyo para la TR de producción.

2.1.4 TR de Producción

Después de que se ha perforado más profundo, la TR de producción (o tubería larga) es colocada hasta la formación productiva prospectiva. En agujero abierto o terminaciones sin revestimiento, la tubería generalmente es colocada inmediatamente por encima o a pocos metros de la parte superior de la formación.

Esta tubería está diseñada con la suficiente resistencia a la deformación para contener la máxima presión de fondo de la formación productora.

En los casos en que una TR de producción pesada y muy larga es corrida, la mitad inferior de la tubería puede ser corrida como liner y la mitad superior como un tieback (una TR corta conectada en la parte superior del liner extendido de nuevo a la superficie). Cuando una TR intermedia profunda ha sido corrida como un liner de perforación, un liner de producción puede ser corrido y colgado en la parte superior del liner de perforación. El liner de perforación es extendido de nuevo a la superficie con revestimiento de terminación tieback. El liner de perforación llega entonces a ser parte del revestimiento de terminación.

2.1.5 Liner

El liner es una TR que no se extiende hasta la cabeza del pozo, sino que es colgado de otra TR. Los liners son utilizados en vez de una TR completa para reducir costos, mejorar el rendimiento hidráulico cuando se perfora más profundo, permitir el uso de tuberías más grandes por encima de la parte superior de él y no representa una limitación de tensión para un aparejo. Los liners pueden ser una TR intermedia o de producción. Suelen cementarse en toda su longitud (Lake & Mitchell, 2006).

2.1.6 Tieback string

Es una TR que proporciona integridad de presión adicional desde la parte superior del liner a la cabeza del pozo (complemento). Un tieback intermedio es utilizado para aislar una TR que no puede soportar las posibles cargas de presión si se continúa con la perforación (generalmente debido al desgaste excesivo o a presiones más altas de las anticipadas). De forma similar, un tieback de producción aísla una TR intermedia de las cargas de producción. Los tiebacks pueden estar sin cementar o cementados parcialmente (Lake & Mitchell, 2006).

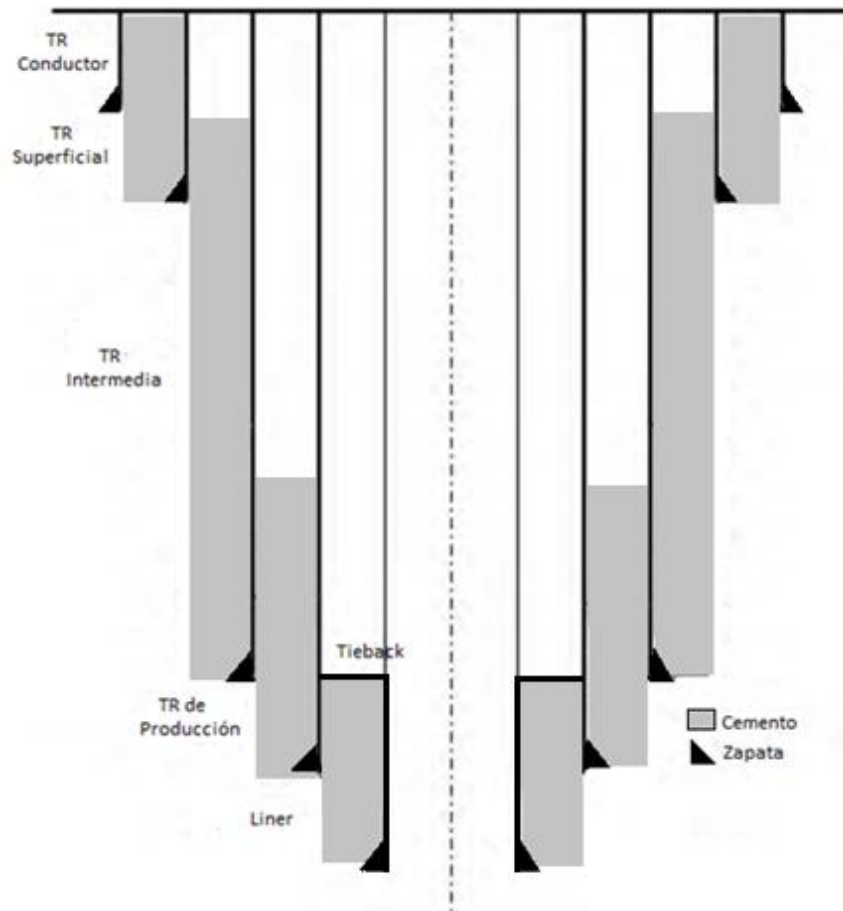


Figura 2.1 Programa de revestimiento típico (Lake, 2006). Modificado.

2.2 Cementación

Una vez que el agujero ha sido perforado y revestido, el siguiente paso es cementar el revestimiento. El revestimiento es cementado para mantenerlo en su lugar y evitar la migración de los fluidos de la formación en el espacio anular (entre la pared exterior de la TR y el pozo). Cuando una sección del agujero ha sido revestida y cementada se considera segura debido a que se disminuye casi por completo el riesgo de perder el agujero por derrumbe, las pérdidas de circulación y es capaz de soportar las zonas de alta presión (Short, 1993).

Algunas veces la TR conductora puede ser cementada con concreto (una mezcla de cemento y arena, y a veces grava), sin embargo, todas las otras TR's son cementadas con *lechada de cemento* (comúnmente llamado cemento en la industria) que es una mezcla de cemento puro y agua.

El cemento está hecho de materiales calcáreos (limestone, tiza y desperdicio alcalino) y roca arcillosa (arcilla, lutita, pizarra y ceniza). Químicamente consiste de carbonatos y silicatos. El cemento es utilizado también para soportar cargas verticales y radiales sobre el

revestimiento, para aislar formaciones, para sellar las corrientes de fluidos subterráneas y para proteger el revestimiento de la corrosión (Papavinasam, 2014).

Existen varios tipos de cemento, dependiendo de su uso están los cementos ligeros, resistentes a la acción química, resistentes a altas temperaturas, etc.

Los cementos petroleros tienen una composición química y un tamaño de partícula cuidadosamente controlados. Esto es importante para el tiempo de bombeo y la máxima dureza del cemento.

El *tiempo de bombeo* es la cantidad de tiempo que la lechada de cemento permanece líquida y bombeable antes de endurecerse, este tiempo debe ser el suficiente para que la lechada sea bombeada al fondo del pozo y se desplace dentro del espacio anular.

También existen varios aditivos para el cemento, por ejemplo, los retardadores o aceleradores de fraguado, controladores de pérdidas de fluido, geles, reductores de densidad y otros para propósitos más específicos.

Se tiene que calcular un programa de cementación para cada TR, donde el primer paso es calcular la cantidad de espacio anular que será llenado con cemento. Este volumen es calculado con el diámetro estimado del agujero, el OD de la TR y la longitud de la sección que será llenada con cemento. Sin embargo, normalmente se utiliza más volumen de cemento que el requerido (Short, 1993).

Es requerido equipo de flotación para el trabajo de cementación, el cual desplazará la lechada y evitará que se cimente dentro de la TR.

El volumen de cemento considerado en el programa de cementación es utilizado como una guía, los volúmenes reales de cemento son calculados del *registro caliper* después de que la sección del agujero ha sido perforada. Los diámetros reales del agujero pueden ser leídos de este registro para dar un volumen de cemento más preciso.

El cemento también ofrece un grado de protección al revestimiento de la acción corrosiva del agua de formación; en algunas áreas, el alto contenido de sulfato en el agua de formación hace la resistencia a la corrosión un factor importante para la selección del cemento (debido a que se puede deteriorar en tales ambientes). Las altas temperaturas pueden mitigar este problema, por lo que los pozos poco profundos son los que más problemas presentan (Gatlin, 1960).

2.3 Fabricación de TR's

Por necesidad, todos los tubulares utilizados en el campo petrolero están estandarizados. Actualmente el API (*American Petroleum Institute*) y la ISO (*International Organization for Standardization*) son quienes se encargan de hacer estos estándares de calidad.

Todos los revestimientos deben cumplir con los estándares de calidad para poder ser utilizados con completa seguridad. Algunos revestimientos en el mercado no están cubiertos por los estándares API o ISO, por ejemplo, aquellos utilizados en altas presiones, altas y bajas temperaturas, y para algunas aplicaciones en ambientes corrosivos (Byrom, 2015).

2.3.1 Acería

Este proceso consta de tres etapas: fusión, afinación y vaciado. La materia prima utilizada es básicamente 30% hierro esponja (hierro natural) y 70% chatarra.

- **Fusión:** la materia y ferroaleaciones se calientan hasta alcanzar una temperatura cercana a los 1620°C, el acero se encuentra en estado líquido dentro de la olla de fusión y se le inyecta argón para homogeneizar su composición química.
- **Afinación:** el acero es vaciado de la olla de fusión a la olla de afinación, en esta etapa se adicionan aleaciones al acero para obtener el grado requerido.
- **Vaciado:** posteriormente, el acero de la olla de afinación es llevado y vaciado al distribuidor para obtener la colada continua. En el distribuidor de la colada continua se obtienen barras de sección redonda que finalmente son recortadas en secciones de longitud conocida, dependiendo del diámetro de la tubería que se fabricará. Esta sección de acero se conoce como *tocho* (billet).



Figura 2.2 Flujo del proceso de acería: horno de fusión, horno de afinación y vaciado del acero, respectivamente (Pemex).

2.3.2 Revestimiento sin costura

Son los más utilizados en la industria petrolera. Cada junta es fabricada en un molino de tubos a partir del tocho obtenido del proceso de acería. El tocho es de tamaño tal que su volumen es igual al de la junta de tubería que se fabricará con él (Byrom, 2015). El proceso de fabricación involucra:

Laminado: el tocho entra al horno giratorio, donde se alcanzan temperaturas de 1,200 °C. Al salir del horno se envía al descamador para eliminar la oxidación que sufre al contacto con la atmósfera y se procede a perforarlo. El objeto cilíndrico obtenido es enviado al mandril que contiene un lubricante, el cual es introducido al laminador continuo, que pasa a través de siete jaulas y calibradores. Ahí es donde se hace el tubo. Se obtienen longitudes de hasta 30 m, con diámetros precisos. Su diámetro y ovalidad son verificados con rayo

láser y posteriormente es enviado a las cortadoras para dar el rango solicitado. Por último, el tubo se envía al piso de enfriamiento.

Tratamiento térmico: existen tres tipos de tratamientos térmicos que son temple, revenido y normalizado.

- Tratamiento de temple: el tubo es llevado a un horno, modificando la estructura molecular del acero a una austenita. Posteriormente, el tubo se sumerge en agua (40 °C), alterando su estructura molecular a una martensita.
- Tratamiento de revenido: la tubería también es introducida en un horno, convirtiendo su estructura molecular en una martensita revenida, que es dura y dúctil. Al final, es recalibrado y enderezado en caliente.
- Tratamiento normalizado: el tubo es calentado sin llegar a la austenización de la estructura molecular del acero. Es usado en grados de tubería como H40, J55 y K55.

Acabado del tubo:

- Inspección electromagnética: aquí se mide su espesor de pared y se compara el grado de acero, además, se pueden detectar defectos longitudinales, transversales, internos y externos. Después se cortan los extremos del tubo y se le maquinan los biselados. Para eliminar la rebaba se sopla el interior del tubo y se introduce el calibrador (mandril o drift) a lo largo del tubo.
- Inspección electromagnética método de vía húmeda: debido a que en los extremos la tubería llevará la mayor carga, ambos extremos son inspeccionados por el método de partículas magnéticas para determinar posibles defectos.
- Roscado: se lleva a cabo con las normas del API y son verificadas con calibradores.
- Prueba hidrostática: el tubo se sumerge en una tina que contiene fluido y se colocan elastómetros en ambos extremos del tubo, donde se aplica una presión interna del 80% de su capacidad durante 5 segundos.
- Control final y embarque: finalmente, el tubo se pesa y se mide. Así se tiene toda la información completa de rastreabilidad del tubo para ser estarcido, estampado, barnizado y embarcado. El control final es la última inspección detallada, este control puede ser inspección electromagnética y prueba ultrasónica (Pemex).



Figura 2.3 Proceso de fabricación sin costura (Pemex). Modificado.

2.3.3 Revestimiento soldado (con costura)

El proceso de fabricación para el revestimiento soldado es bastante diferente del revestimiento sin costura. El proceso también comienza con una losa de acero caliente que tiene forma rectangular. Se utiliza una losa relativamente pequeña que se enrolla en una placa plana y se recorta al tamaño para una sola junta de tubería. Luego se enrolla en la forma de tubo y los dos bordes se sueldan eléctricamente entre sí para formar un solo tubo.

Otro proceso utiliza la soldadura de resistencia eléctrica como un proceso continuo en una cinta larga de acero de una bobina grande. La primera etapa de este proceso es una línea de molienda en la acería:

- Una gran losa calentada se enrolla en una placa plana larga o cinta de espesor uniforme.
- La placa se enrolla en una bobina al final de la línea de fresado.

Las grandes bobinas de “cinta” de acero se envían a la segunda etapa del proceso, llamada línea de formación.

- El acero se saca de la bobina y el espesor es dimensionado.
- El ancho está dimensionado para proporcionar el tubo de diámetro adecuado.
- La cinta de acero dimensionada se forma a una figura tubular con rodillos.
- La costura se fusiona usando una corriente de inducción eléctrica.
- La zona soldada se limpia.
- La soldadura recibe una inspección ultrasónica.
- La costura se trata con calor para normalizar.
- El tubo se enfría.
- El tubo tiene un tamaño externo con rodillos.
- El cuerpo completo de la tubería es inspeccionado ultrasónicamente.
- El tubo se corta en las longitudes deseadas.
- Los tubos individuales se enderezan con rodillos.

El revestimiento soldado ha estado disponible durante muchos años, pero hubo una renuncia inicial por muchos a utilizarlo debido al proceso de soldadura. Puede ser utilizado para casi todas las aplicaciones, excepto para aplicaciones de alta presión y/o alta temperatura (Byrom, 2015).

Este autor también indica algunas de las ventajas de este tipo de fabricación: espesor de pared uniforme, menos costosa que el revestimiento sin costura, el proceso de fabricación es más fácil, y al inspeccionarse se pueden eliminar las secciones defectuosas.

Por otro lado, algunas desventajas son: las altas temperaturas del proceso de soldadura, posible variación de las propiedades del material causada por la soldadura, posibles soldaduras defectuosas y posibles fallas en la soldadura.

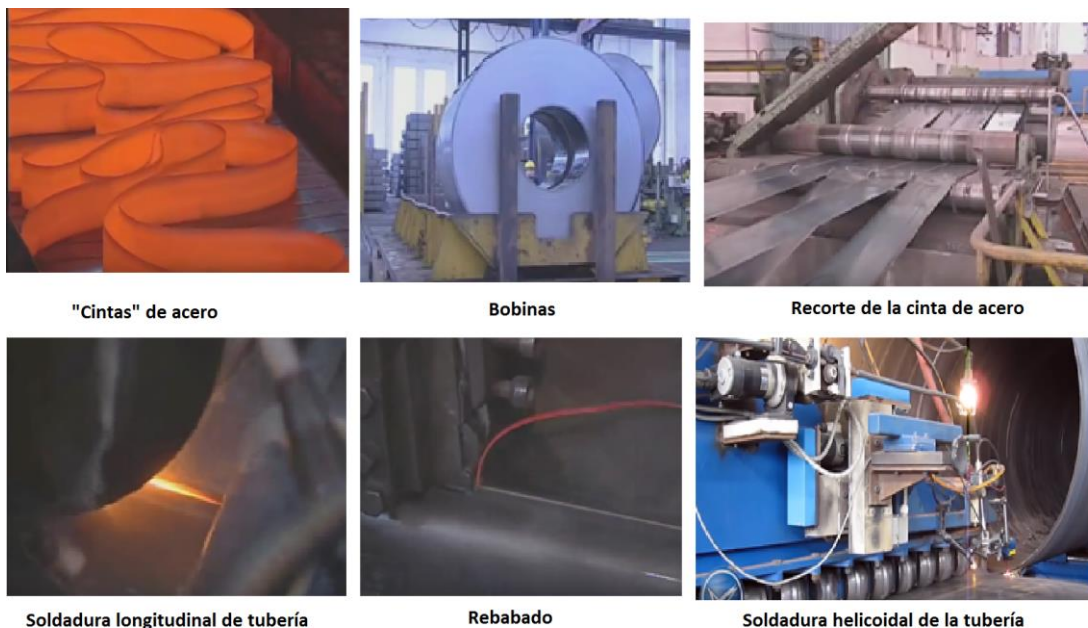


Figura 2.4 Proceso de revestimiento soldado (se ilustran dos tipos de soldadura) (AFTA, 2012).

2.3.4 Química de los revestimientos

Otro elemento importante en la fabricación de los revestimientos es la química del acero. La siguiente tabla muestra los elementos requeridos mínimos y máximos para cada grado. Como podemos apreciar, algunos grados tienen dos, tres o cuatro tipos con características diferentes (Chevron, 2005).

Tabla 2.1 Requerimientos químicos para TR's y TP's (Chevron, 2005).

Grp	Grado	Carbón			Manganeso		Molibdeno		Cromo		Ni	Cu	P	S	Si
		Tipo	Min	Máx	Min	Máx	Mi.	Máx	Min	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx	Máx
1	H40												0.03	0.03	
	J55												0.03	0.03	
	K55												0.03	0.03	
	N80												0.03	0.03	
2	L80	1		0.43		1.9					0.25	0.25	0.03	0.03	0.45
	L80	9Cr		0.15	0.3	0.6	0.9	1.1	8	10	0.5	0.25	0.02	0.01	1
	L80	13Cr	0.15	0.22	0.25	1.00			12	14	0.5	0.25	0.02	0.01	1
	C90	1		0.35		1.00	0.25	0.75		1.2	0.99		0.03	0.01	
	C90	2		0.50		1.90		N.L.		N.L.	0.99		0.03	0.01	
	C95			0.45		1.90							0.03	0.03	0.45
	T95	1		0.35		1.20	0.25	0.85	0.4	1.5	0.99		0.02	0.01	
	T95	2		0.50		1.90					0.99		0.03	0.01	
3	P110												0.03	0.03	
4	Q125	1		1.00		1.00		0.75		1.2	0.99		0.02	0.01	
	Q125	2		1.00		1.00		N.L.		N.L.	0.99		0.02	0.02	
	Q125	3		1.90		1.90		N.L.		N.L.	0.99		0.03	0.01	
	Q125	4		1.90		1.90		N.L.		N.L.	0.99		0.03	0.02	

Por ejemplo, el grado L-80 tiene 3 tipos, pero cada uno tiene un propósito específico:

- El tipo 1 es un acero resistente a SSC
- El tipo 2 tiene 9% de cromo añadido para resistir a la corrosión por CO₂
- El tipo 3 tiene 13% de cromo añadido para mayor resistencia a la corrosión por CO₂

2.4 Aleaciones resistentes a la corrosión

2.4.1 Acero al carbono y aceros inoxidables

Aleaciones de hierro con carbono (generalmente de 0.2 a 1%) forman acero, un metal más fuerte que el hierro, lo que lo hace adecuado para utilizarse en campos petroleros. Además, otros componentes pueden ser añadidos al hierro para mejorar sus propiedades de resistencia a la corrosión.

El *acero al carbono* es utilizado en la mayoría de los revestimientos, sin embargo, cuando este no es efectivo; *tuberías de baja aleación de acero* (que contienen cromo y molibdeno) y *aceros inoxidables* son utilizados en ambientes más corrosivos (Sabbah, 2016).

Los *aceros inoxidables* están basados en aleaciones que contiene un mínimo de aproximadamente 10.5% de cromo, también contienen níquel en exceso de 6% y molibdeno. El cromo aumenta la resistencia a la corrosión, el níquel mejora las propiedades mecánicas y de fabricación, y el molibdeno aumenta la resistencia a las picaduras y a las altas temperaturas.

La resistencia a la corrosión de los aceros inoxidables se debe a la formación de una película de óxido que separa al metal del entorno circundante. La presencia de oxígeno es esencial para la resistencia a la corrosión de los aceros inoxidables (Papavinasam, 2014).

Cuatro clases de aceros inoxidables son reconocidos en la industria (Sabbah, 2016):

- Aceros inoxidables austeníticos
- Aceros inoxidables ferríticos
- Aceros inoxidables dúplex
- Aceros inoxidables martensíticos

Dependiendo de las condiciones del ambiente se toma la decisión de utilizar revestimientos diferentes, por ejemplo, los aceros inoxidables dúplex son más resistentes a la corrosión bajo tensión (SCC) que otros aceros inoxidables.

2.4.2 Aleaciones resistentes a la corrosión (CRA's)

Las aleaciones de cobre, los aceros inoxidables, las aleaciones de níquel y las aleaciones de titanio se conocen en la industria petrolera como aleaciones resistentes a la corrosión (Corrosion Resistant Alloys). Las CRA's son utilizadas en ambientes donde la tasa de corrosión del acero al carbono es alta incluso con la implementación de estrategias de mitigación.

El revestimiento CRA no es económico; pero se puede utilizar acero al carbono revestido con CRA (Papavinasam, 2014).

2.5 Corrosión en TR's

2.5.1 Agentes corrosivos en la perforación y producción de fluidos

En el pozo, las tuberías de acero pueden estar expuestas a un ambiente corrosivo por el fluido de perforación y de la formación. El tratamiento químico del fluido de perforación o el agregado de una capa protectora a la superficie del acero puede disminuir el efecto corrosivo de estos fluidos (WCI, 2011).

La presencia de O_2 , CO_2 y H_2S dentro del fluido de perforación causará o acelerará el proceso corrosivo en la TP y la TR. EL O_2 es la sustancia que más contribuye a la corrosión, entrando al fluido de perforación por diferentes operaciones en superficie. Por otro lado, el CO_2 se disuelve dentro del fluido de perforación, actuando como un ion ácido, disminuyendo el pH del fluido. Además, durante la perforación el lodo puede encontrarse también con H_2S . Debido a que la ionización del H_2S es una función del pH, el mejor método para controlarlo es manteniendo alcalinidades altas en el fluido de perforación (Benitez, Garaicochea, & Reyes, 1988).

2.5.2 Corrosión externa en TR's

La corrosión externa del revestimiento puede ser causada por uno o una combinación de los siguientes factores:

- Agua de formación corrosiva (teniendo alta salinidad)
- Bacterias generadoras de H_2S (SRB)
- Corrientes eléctricas
- Fluidos de terminación corrosivos
- La corrosión electrolítica es la principal fuente de corrosión en el revestimiento (Rahman & Chilingarian, 1995).

2.5.3 Corrosión interna en TR's

Según Goodnight & Barrett (1956), la corrosión interna de un revestimiento puede ser causada por CO_2 , H_2S y ácidos orgánicos. En general, la principal causa de ataque interno al revestimiento es por H_2S , por lo que la corrosión se manifiesta como picaduras en la superficie interna de la TR.

Estos autores también afirman que el mecanismo de ataque por sulfuro de hidrógeno que provoca corrosión interna en la TR ocurre de la siguiente manera: en la ausencia de un empacador, el espacio anular está expuesto a los gases del yacimiento (que contienen H_2S), el gas está saturado con agua a condiciones de yacimiento. A medida que el gas entra por el agujero, el agua se condensa en la superficie del revestimiento en áreas que se enfrían por debajo del punto de rocío. El H_2S se disuelve en las gotas de agua y se inicia la corrosión. Debido a que hay poco o ningún flujo a través del espacio anular, la película de sulfuro de hierro formada no es removida, provocando una acción galvánica que acelera la corrosión. La mayoría de veces la superficie externa de la TP también mostrará los efectos corrosivos por H_2S (picaduras).

La corrosión interna en TR's se puede prevenir utilizando empacadores y llenando el espacio anular con un aceite dulce o un inhibidor; el método más utilizado es circular inhibidores por el pozo.

2.6 Herramientas para la inspección de la corrosión

Varias herramientas han sido desarrolladas para evaluar y monitorear la corrosión en tuberías. Estas se dividen en tres grupos (Brill, Le Calvez, Demichel, Nichols, & Bermudez, 2011):

- Herramientas electromagnéticas (de fuga de flujo y RFEC)
- Herramientas mecánicas (calipers)
- Herramientas ultrasónicas

2.6.1 Herramientas electromagnéticas

Las herramientas electromagnéticas que se utilizan hoy en día se basan en dos principios físicos: pérdida de flujo (flux leakage tool) e inducción electromagnética.

2.6.1.1 Herramienta de detección de pérdida de flujo

Esta herramienta utiliza un electroimán para magnetizar la tubería. Cerca de una picadura, agujero o zona de corrosión, parte del flujo magnético se pierde fuera del metal, siendo detectado por las bobinas de los sensores de la herramienta montados sobre patines. Es capaz de detectar los defectos presentes en el interior o exterior de la TR (aunque requiere extraer la TP del pozo). También puede medir los cambios repentinos de espesor, pero carece de eficacia si la corrosión es constante o varía lentamente a lo largo de un tramo de tubería.



Figura 2.5 Herramienta electromagnética de Schlumberger (Acuña, y otros, 2010).

El diámetro interno de la tubería es obtenido por la herramienta con la siguiente expresión matemática:

$$\tau = \frac{1}{\mu_0} \frac{1}{ID} \sqrt{\frac{\mu}{\omega \sigma}} \dots \dots \dots (2.1)$$

- Donde τ es una cantidad que es función del diámetro interno de la tubería (ID), la frecuencia angular ω , y las propiedades electromagnéticas de la tubería: la permeabilidad μ y la conductividad σ . El término μ_0 es la permeabilidad constante del espacio libre.

El espesor promedio (d) de la tubería es determinado a partir del transmisor de baja frecuencia (T_L), ubicado en la parte central de la herramienta, junto con dos receptores por encima y por debajo del transmisor.

Esta herramienta también puede proporcionar una medición del espesor 2D de la tubería, esto se logra con los 18 brazos de los calibradores que presionan los receptores de patines contra el interior de la tubería y con la señal de baja frecuencia del transmisor (Acuña, y otros, 2010).

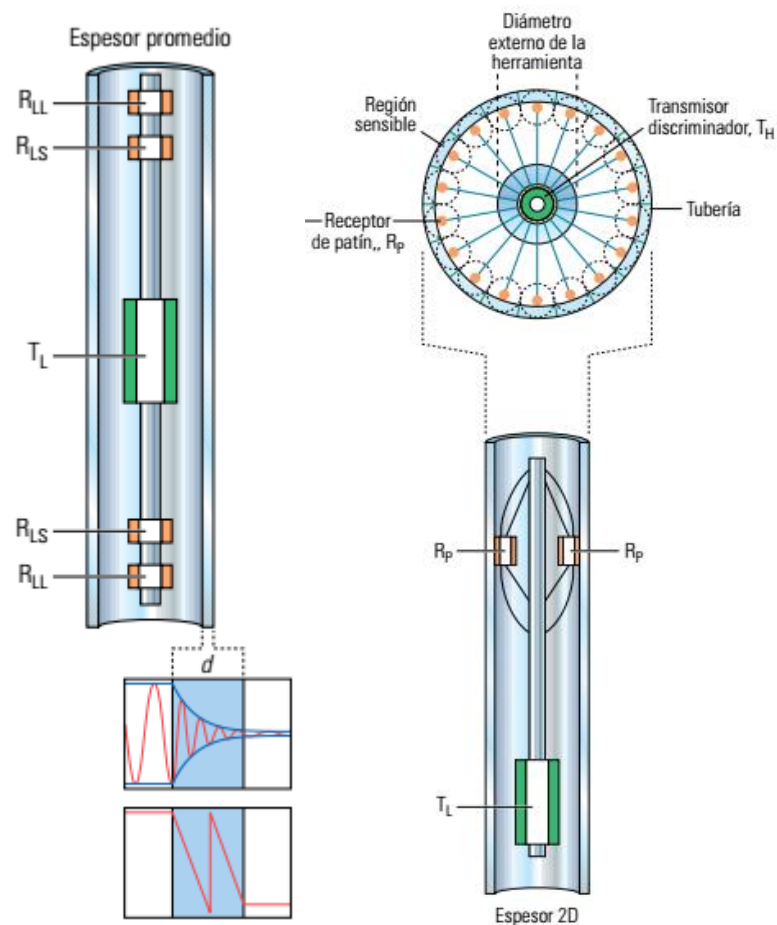


Figura 2.6 Imagen ilustrativa de la herramienta EM dentro del pozo (Acuña, y otros, 2010).

La herramienta proporciona un juego de registros. En la figura debajo se muestra un ejemplo, en él podemos apreciar que el registro en el carril 6 muestra una pérdida de metal (color rojo), mientras que el registro en el carril 7 muestra la presencia de los disparos (café fuerte). Esto indica que la pérdida se produce en la pared externa de la tubería de revestimiento y se debe a la corrosión.

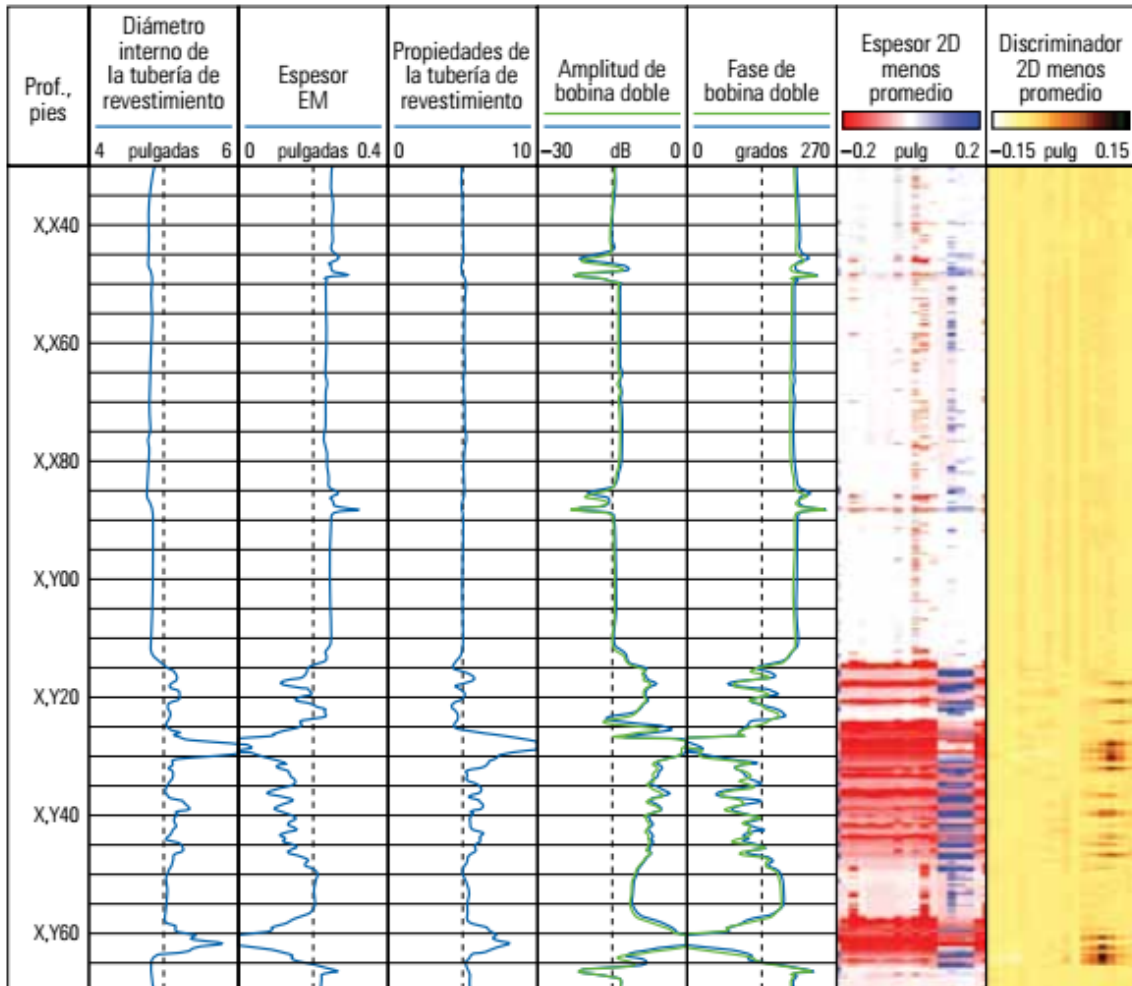


Figura 2.7 Registros obtenidos con la herramienta EM (Acuña, y otros, 2010).

2.6.1.2 RFEC (Remote-Field Eddy-Current)

Esta herramienta mide la respuesta del campo electromagnético que transmite. Su principio de funcionamiento es el siguiente:

La herramienta excita las corrientes de Foucault en las tuberías por medio de un transmisor selenoidal de baja frecuencia. La distribución y fuerza de estas corrientes depende de las propiedades geométricas del revestimiento, sus propiedades electromagnéticas y presencia de defectos. Las bobinas de la herramienta son las que proporcionan el espesor del metal, mientras que sus sensores de almohadilla generan una imagen de la pared de la tubería (2D) (Brill, Le Calvez, Demichel, Nichols, & Bermudez, 2011).

Estas herramientas son buenas para detectar la corrosión a gran escala, divisiones verticales y grandes orificios en la tubería. Además, no es necesario extraer la TP del pozo.

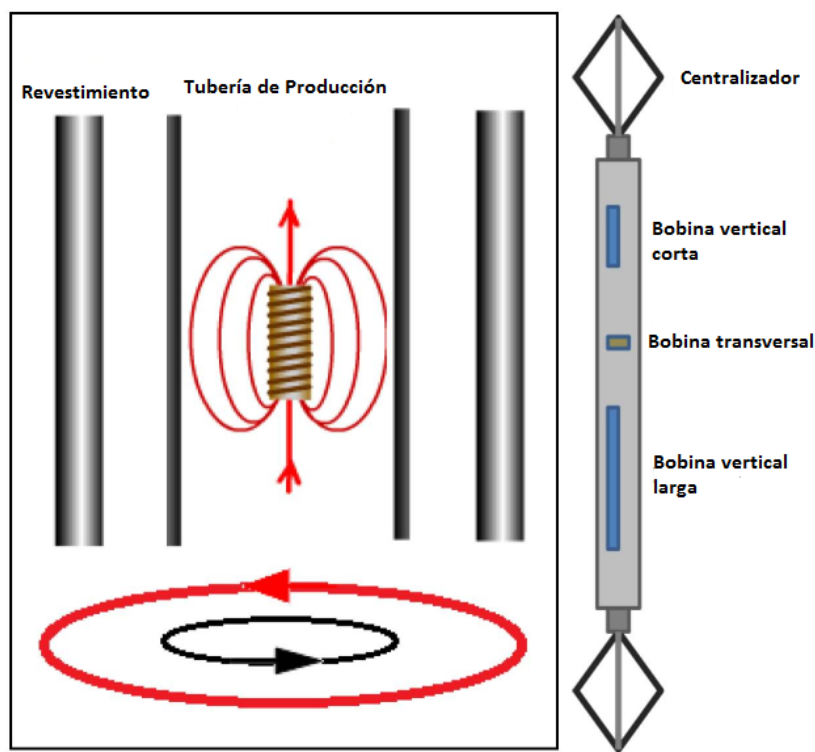


Figura 2.8 Herramienta RFEC (Al Macki, y otros, 2017). Modificado.

La imagen de arriba ilustra la inducción del campo magnético a través de la excitación de la bobina de la herramienta y la formación de corrientes de Foucault longitudinales que después se disipan y forman un campo electromagnético que es capturado por la bobina.

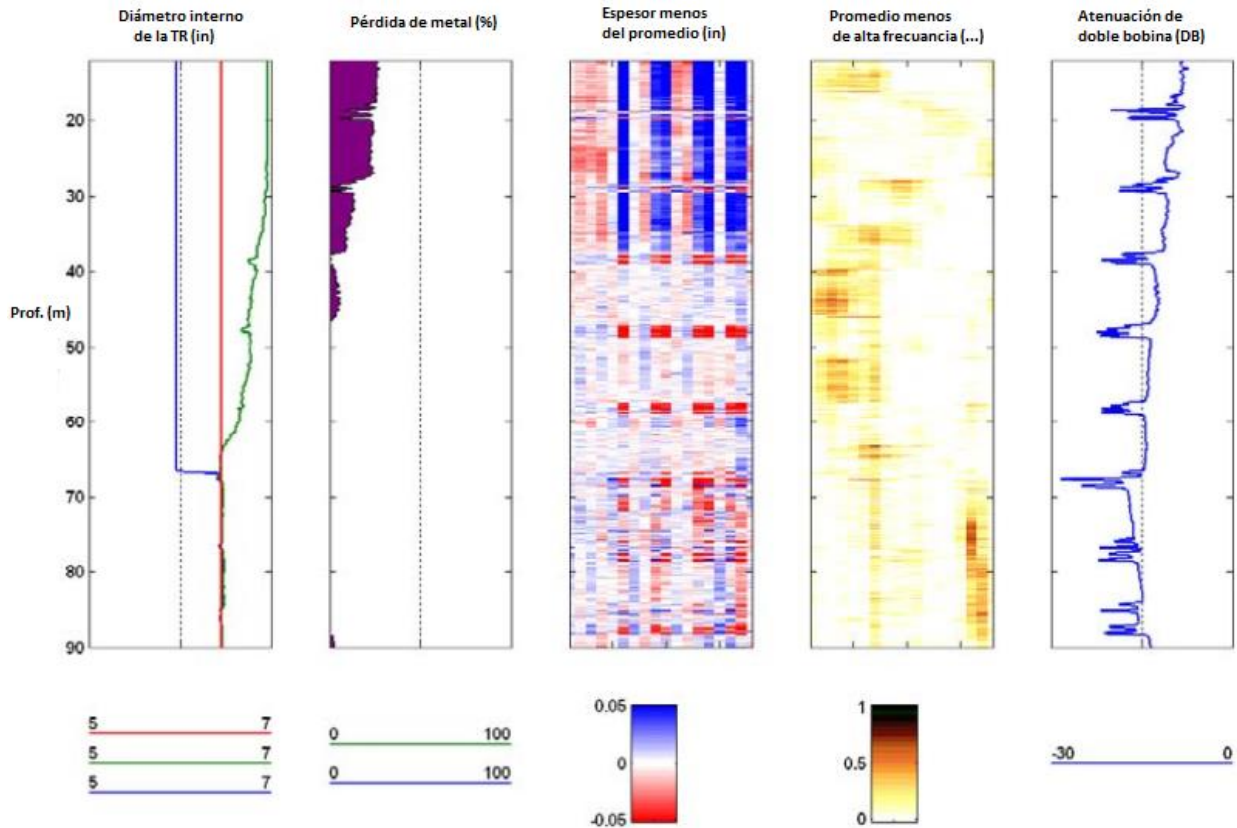


Figura 2.9 Registro RFEC corrido en un pozo con una configuración de doble revestimiento (Brill, Le Calvez, Demichel, Nichols, & Bermudez, 2011). Modificado.

La figura de arriba muestra un juego de registros obtenido con esta herramienta. Se corrió dentro de dos TR's de 7" y 9 5/8" de OD, el primer carril muestra una disminución en el ID de la TR de 7" (curva verde), esto también se ve reflejado en el segundo carril como un aumento en la pérdida del metal (sombreado púrpura). Esta zona del pozo fue reparada con un liner que se extiende hasta 67 m (el nuevo liner se indica con la recta azul en el primer carril).

2.6.2 Calibrador de brazos múltiples

Esta herramienta opera de la siguiente manera: mientras el registro pasa, los brazos medidores se mueven radialmente a lo largo del interior del revestimiento o de la pared de la tubería, detectando cualquier cambio de diámetro. Esto produce un registro de alta resolución de la geometría de la tubería que puede ser presentado como un registro convencional, una sección transversal o una imagen 3D. La herramienta también puede ser utilizada para medir el crecimiento de incrustaciones, parafinas u otros minerales depositados en el pozo; así como detectar componentes de completación (Saada, y otros, 2018).

Una desventaja de esta herramienta es que solo puede proporcionar datos de la pared interna de la TR. Puede utilizarse en diámetros de TR entre 1 ¼" hasta 14". En general, los calibradores de brazos múltiples cuentan con un número variable de brazos, actualmente existen herramientas con 24, 40 y 60 brazos (Abdallah, y otros, 2013).

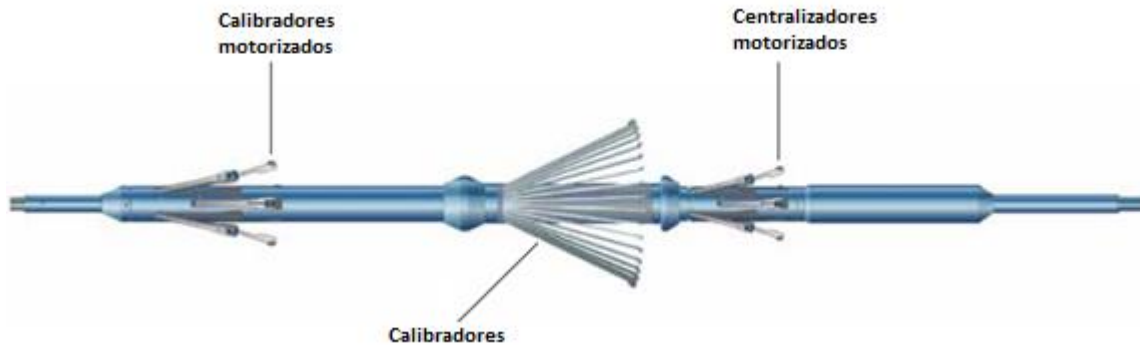


Figura 2.10 Calibrador de brazos múltiples (de 40 brazos) (Abdallah, y otros, 2013). Modificado.

La figura 2.11 muestra un juego de registros obtenidos con la herramienta. El registro del carril 1 incluye una medición de radios y excentricidad, el carril 2 es una traza de cada calibrador, el carril 3 es un registro de imagen de la pérdida de espesor de la TR, donde el azul oscuro indica la presencia de incrustaciones, el azul al blanco indica una pérdida de espesor del 0-20%, el blanco al rosado representa una pérdida del 20-40% y el anaranjado al rojo indica una pérdida del 40-80%; el rojo puro indica una pérdida del 100% y la presencia de un agujero en la TR.

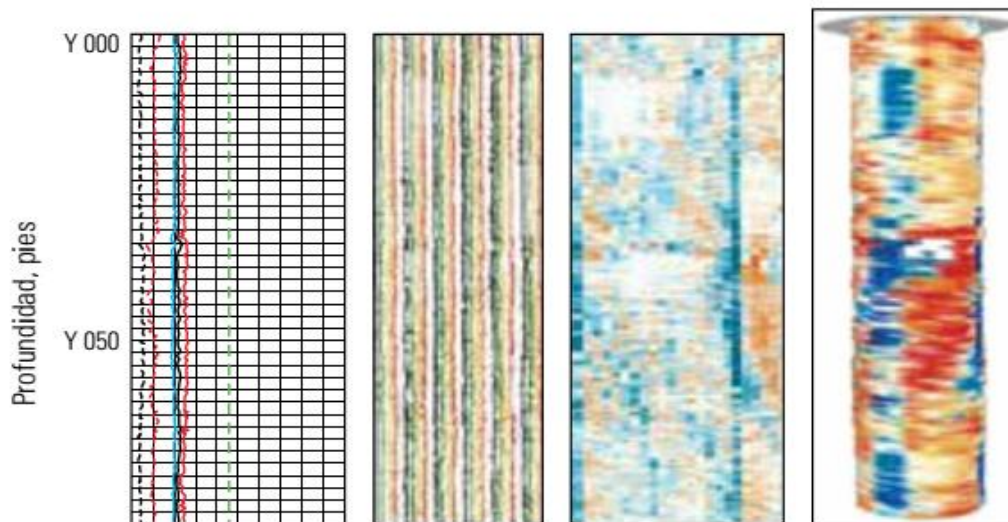


Figura 2.11 Registros de corrosión obtenidos con un calibrador de brazos múltiples (Abdallah, y otros, 2013).

2.6.3 Herramienta acústica ultrasónica

Esta herramienta hace uso de un transductor que emite y recibe la señal emitida. Su principio de funcionamiento es el siguiente (NDTGlobal, 2019):

La herramienta requiere de un medio líquido monofásico adecuado y los sensores deben acoplarse perpendicularmente a la pared de la tubería. Un número suficiente de sensores cubren la circunferencia total de la tubería. El transductor emite un pulso corto de energía ultrasónica que es reflejado por la pared interna de la tubería. Una porción de esta señal entra a la pared de la tubería y es reflejada por la pared exterior de la tubería. La herramienta mide entonces el tiempo de vuelo de estas ondas y es capaz de detectar si la falla (como pérdida de metal) en la tubería es interna o externa.

Como lo hace notar Abdallah, y otros (2013), las mediciones que se pueden obtener con esta herramienta incluyen la evaluación del cemento, la generación de imágenes en agujero descubierto y la generación de imágenes de la corrosión.

Algunas desventajas de la herramienta son que se limita a operaciones en las que el fluido del pozo consiste en salmuera, petróleo y lodos base aceite o agua. Tampoco puede operar en pozos de gas ni a través de restricciones estrechas y sus mediciones pueden ser alteradas por la rugosidad de la tubería.

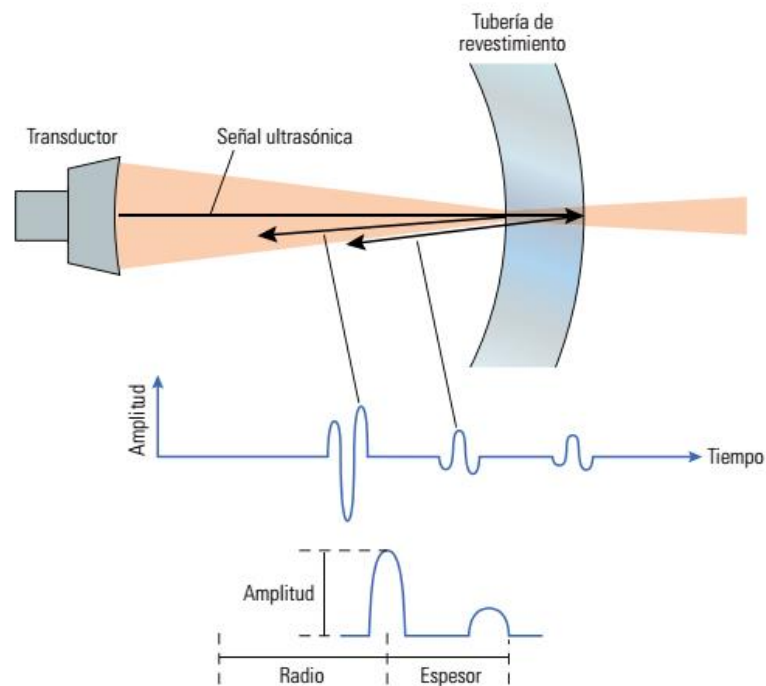


Figura 2.12 Principio de funcionamiento de la herramienta ultrasónica (Abdallah, y otros, 2013).

2.7 Protección del revestimiento contra la corrosión

El revestimiento puede protegerse con uno o una combinación de las siguientes técnicas:

- Cementación.
- Colocación de fluidos de terminación alrededor del revestimiento que no se haya cementado (estos fluidos deben estar libres de oxígeno, deben tener un pH alto y deben de ser tixotrópicos).
- Protección catódica
- Selección de grados de acero adecuados

2.7.1 Cementación del revestimiento

Si bien no consiste normalmente una solución tecnológica de avanzada, el cemento colocado en el espacio anular entre la TR y la formación puede actuar como un revestimiento inorgánico para impedir la corrosión (Asrar, y otros, 2016).

La mayoría de las investigaciones demuestran que una capa uniforme de cemento fraguado ofrece una protección excelente contra la corrosión electrofónica de la TR (Garaicochea & Benitez, 1985).

2.7.2 Fluidos de terminación

También conocidos como fluidos empacantes. Estos fluidos se utilizan en la etapa final de la terminación del pozo y se colocan en el espacio anular con el objetivo de proteger la TP y la TR de los efectos de la corrosión y facilitar la recuperación de los aparejos de producción.

Los fluidos empacantes pueden ser base agua o aceite. Los base agua requieren de agentes químicos especiales (como inhibidores de corrosión). De hecho, para que el fluido de terminación (agua o salmuera) cumpla con sus propiedades requeridas, se le agregan aditivos químicos como inhibidores de corrosión de película, secuestradores de gases (CO_2 , H_2S y O_2) y bactericidas.

El cuidado del pH de este fluido es sumamente importante para prevenir la corrosión.

2.7.3 Protección catódica del revestimiento

La corrosión electroquímica en el revestimiento se debe a la corriente eléctrica inducida de forma natural que fluye como resultado de una diferencia de potencial entre dos puntos del revestimiento. La corriente fluye fuera del revestimiento hacia áreas de mayor potencial llamadas ánodos (causando una pérdida de metal). La corriente fluye a través de la tierra y regresa a áreas de menor potencial sobre el revestimiento (cátodos). Estos dos puntos pueden estar separados por cientos de metros o solo por unos pocos centímetros.

Como su nombre lo indica, la protección catódica protege las áreas catódicas de la corriente que entra al revestimiento. Por lo tanto, transfiere la corrosión del revestimiento al ánodo sacrificio.

La protección parcial del revestimiento del pozo por este método es común, sin embargo, es difícil asegurar su adecuada distribución a lo largo de toda la tubería (Dennis, 1990).

Los revestimientos de pozos generalmente utilizan un sistema de corriente impresa en lugar de un ánodo sacrificio debido a que la alta cantidad de protección de corriente (10 amperes) excede la capacidad de los ánodos sacrificio, además, el acero y particularmente el acero al carbono son relativamente metales activos y por lo tanto serán anódicos en la mayoría de las celdas de corrosión galvánica o en su propia estructura cristalina (Winning, Taylor, & Ronceray, 2010).

2.7.4 Grados de acero

La selección de un grado adecuado de TR en un campo es muy importante para prevenir la corrosión, esta decisión se basa principalmente en el tipo de ambiente esperado (amargo o dulce) y presión (interna y de colapso). Una buena elección del grado del revestimiento (junto con una buena aleación) puede prevenir algunos tipos de corrosión, como la corrosión bajo tensión (SCC).

CAPÍTULO 3. Corrosión por H₂S y CO₂ en TR's

3.1 Corrosión por H₂S

El sulfuro de hidrógeno o ácido sulfhídrico cuya fórmula química es H₂S, es un gas inflamable y tóxico que es más pesado que el aire y algunas veces encontrado en las operaciones de producción de aceite, gas y en el procesamiento de gas.

Los yacimientos amargos son responsables de la generación de ácido sulfhídrico, aquellos que han sido sometidos a producción por inyección de agua son más propensos a aumentar su concentración de H₂S. Por esta razón, la corrosión por H₂S es conocida como corrosión amarga.

La principal causa de que un yacimiento sea considerado amargo es el crecimiento de bacterias reductoras de sulfato (SRB, por sus siglas en inglés) en la zona donde el agua de mar se mezcla con el agua de formación, debido a que aquí se encuentran las condiciones para la existencia de estas bacterias (Ligthelm, de Boer, & Brint, 1991).

Durante la corrosión por presencia de H₂S, el sulfuro de hierro que se produce en la reacción química se adhiere a la superficie del acero en forma de polvo negro o incrustación.

El H₂S reacciona con el agua bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, que generan la disociación de los átomos de hidrógeno. Una vez separado el hidrógeno a nivel atómico, este se introduce en el acero, iniciando su difusión a través del espesor del cuerpo del tubo. Esta difusión puede continuar si no existe algo que lo detenga; en el acero se encuentran incrustaciones no metálicas como el sulfuro de manganeso (MnS), silicatos (SiO₃)⁻² o alúmina (Al₂O₃), por lo que el hidrógeno atómico se detiene y empieza a acumularse.

La acumulación de este hidrógeno molecular va aumentando la presión en los espacios intragranulares del acero, generando pequeñas fisuras. Las fisuras intragranulares se empiezan a propagar, uniéndose entre sí, dando lugar a fisuras escalonadas y finalmente la separación del acero por planos (TenarisTamsa, 2011).

Es importante mencionar que, la tasa de corrosión por H₂S depende principalmente de 4 factores: la concentración de H₂S, el pH del medio y la condición de temperatura y presión del ambiente. Se hablará de cada uno de estos factores más adelante.

3.2 Química de la corrosión por H₂S

La corrosión del hierro en la presencia de ácido sulfhídrico y agua depende de la disociación de la molécula de H₂S. El hierro se oxida a la forma ferrosa en el ánodo y el ácido sulfhídrico sufre una disociación de dos etapas en el cátodo. Tung, y otros (2001) proponen las siguientes reacciones de equilibrio:

- En el ánodo:



El hierro reacciona con el electrolito (se disuelve), se ioniza en Fe²⁺ y libera dos electrones.

Y en el cátodo se produce hidrógeno y entra en el acero o forma gas hidrógeno y burbujea:

- Si el H₂S está presente:



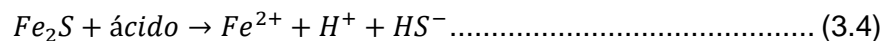
- Si el H₂S no está presente:



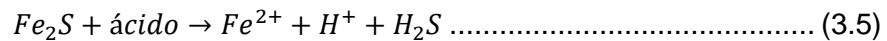
El hidrógeno entra al acero primero por adsorción en la interfaz agua-acero y luego al ser absorbido por el acero como hidrógeno. La cantidad de hidrógeno que entra depende de la velocidad de corrosión de la superficie del acero y la concentración de aniones, como el HS⁻, que reduce la tendencia a producir gas hidrógeno (H⁰) y promueve que el hidrógeno entre al acero.

La concentración de ácido, típicamente relacionada con el pH, influye en la cantidad de daño por corrosión:

A un pH>4



A un pH<4



Que luego conduce a la carga de hidrógeno del acero con hidrógeno o a la evolución del gas de hidrógeno (Tung, Hung, Tien, & Loi, 2001).

Como también señalan Kermani, Martin & Esakul (2006), el anión HS⁻ se disocia aún más a S²⁻ y H⁺, posteriormente el ion de S²⁻ reacciona con el hierro (Fe) para formar el producto negro de la corrosión comúnmente encontrado en servicio (FeS).

En contraste con la precipitación de carbonato de hierro en la corrosión de CO₂ puro, en un entorno con H₂S pueden formarse muchos tipos de sulfuro de hierro, como el sulfuro ferroso amorfo, mackinawita, itritita, pirrotita, troilita y pirita. Se considera que la mackinawita se forma primero en la superficie del acero por una reacción superficial directa (Koteeswaran, 2010).

3.3 Agrietamiento bajo tensión por sulfuro (Sulfide Stress Cracking, SSC)

Podría decirse que es la forma más conocida y riesgosa de corrosión debida a H₂S. Este ataque es definido como el agrietamiento de un metal bajo la acción combinada de un esfuerzo de tensión y corrosión en presencia de agua y H₂S. Varios factores se deben presentar para que el SSC ocurra, estos factores son:

- Un material susceptible
- Esfuerzo de tensión
- Ácido sulfhídrico
- Agua

Si cualquiera de estos factores no está presente, el SSC no puede ocurrir (Ogden, 2005).

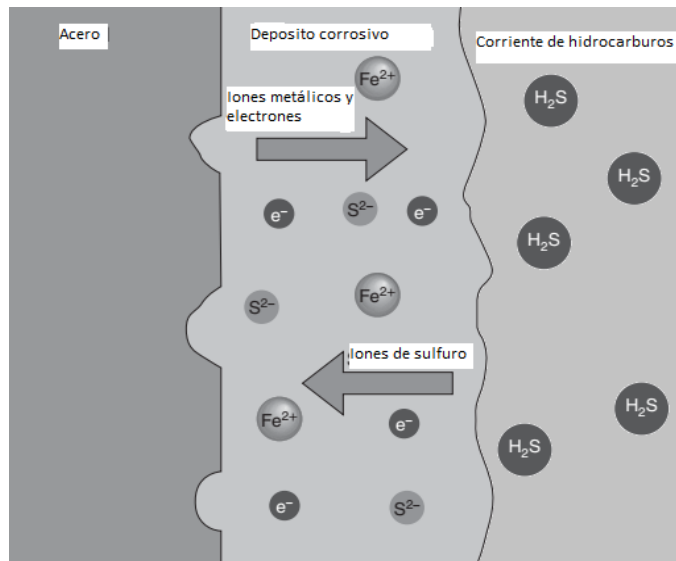


Figura 3.1 Mecanismo del SSC (Bahadori, 2014). Modificado.

3.4 Bacterias productoras de H_2S (Sulphate Reducing Bacteria, SRB)

Las Bacterias Reductoras de Sulfato son responsables de la generación de sulfuro por reducción de sulfato disimilatoria. El sulfuro puede reaccionar con las superficies metálicas, causando despolarización del hierro y posteriormente la corrosión. El sulfuro puede ser reoxidado a azufre o sulfato por bacterias oxidantes de sulfuro como thiomicrospira, formando azufre y polisulfuros, que también son corrosivos.

El sulfuro de hierro también forma celdas galvánicas sobre la superficie del metal, lo que resulta en un ataque galvánico localizado sobre la superficie del hierro adyacente a los depósitos de sulfuro de hierro (Lund, Enning, & Lee, 2017).

En los yacimientos, las SRB ingieren sulfato y ácidos grasos, excretando H_2S (Ligthelm, de Boer, & Brint, 1991). Este tipo de bacterias no se comen al metal, pero pueden colonizar y establecer celdas de concentración donde la corrosión puede acelerarse.



Figura 3.2 Efecto de la corrosión por SRB (Martin, Stegmann, & Sookprasong, 2016).

3.5 Factores que afectan la corrosión por H₂S

3.5.1 Efecto del pH

El control del pH es uno de los métodos más utilizados para minimizar la corrosión. La naturaleza protectora y la composición del producto de corrosión dependen en gran medida del pH de la solución. A valores bajos de pH (<2) el hierro se disuelve y el sulfuro de hierro no se precipita sobre la superficie del metal debido a una muy alta solubilidad de las fases de sulfuro de hierro.

En este caso, el H₂S exhibe solo el efecto de aceleración en la disolución del hierro. A valores de pH de 3 a 5, se observa un efecto inhibitor del H₂S debido a la formación de una película protectora de sulfuro ferroso (FeS) en la superficie del electrodo (Koteeswaran, 2010).

Además, dependiendo del pH, el ácido sulfhídrico puede estar presente en una de tres formas: H₂S molecular, que está presente a bajos valores de pH, sulfuro de hidrógeno iónico (HS⁻) y sulfuro (S²⁻) que están presentes a valores altos de pH. Cada una de las tres especies es estable en un cierto rango de pH y están relacionadas entre sí como se describe en la siguiente ecuación (Tung, Hung, Tien, & Loi, 2001):



Para el H₂S un pH de 12 convierte la mayor parte del sulfuro de hidrógeno en iones bisulfuro y sulfuro. Al mantener valores de pH en este rango también se pueden controlar las bacterias reductoras de sulfato.

3.5.2 Efecto de la concentración de H₂S

La concentración de H₂S tiene una influencia muy importante en la capacidad protectora de la película de sulfuro formada. A medida que aumenta la concentración de H₂S, la película formada se vuelve poco firme incluso a un pH de 3-5, por lo que no contribuye al efecto inhibitor de la corrosión (Koteeswaran, 2010).

En un cierto rango de concentración de H₂S, el agrietamiento por estrés de sulfuro y la corrosión electroquímica de las herramientas de perforación aumentan a la vez que aumenta la cantidad de sulfuro en el lodo.

3.5.3 Efecto de la temperatura

La dependencia de la temperatura de la corrosión por H₂S es muy débil para la exposición a corto plazo y no parece tener un efecto en tiempos de exposición más prolongados. Esto sugiere que la tasa de corrosión está controlada predominantemente por la presencia de incrustaciones de sulfuro de hierro (Koteeswaran, 2010).

La norma NACE TM0177 menciona que la corrosión por H₂S se inicia a temperaturas de 65° C. Sin embargo, cuando la temperatura se incrementa, la tasa de corrosión se reduce debido a que disminuye la solubilidad del H₂S en el agua de formación, así como la velocidad de reacción provocada por el ingreso del hidrógeno a la red metálica.

Algunos autores sugieren que para evitar problemas de corrosión por efecto del H₂S se deben considerar los diseños de tuberías hasta un rango máximo de temperatura de 93° [C] (TenarisTamsa, 2011).

3.5.4 Presión parcial del H₂S

La presión parcial del H₂S es otro parámetro que afecta la velocidad de corrosión y se calcula:

$$p_{H_2S} = p \times \text{mol}\% H_2S \dots\dots\dots (3.7)$$

- Donde p es la presión en el pozo, p_{H_2O} la presión parcial del H₂S y $\text{mol}\%$ la concentración de H₂S en la mezcla, medido en por ciento mol.

De la ecuación 3.7 se observa que la p_{H_2O} es directamente proporcional a la presión en el pozo y a la concentración de H₂S en la solución. Esta presión parcial a su vez es proporcional a la velocidad de corrosión, es decir, a una mayor p_{H_2O} tendremos una mayor tasa de corrosión.

3.6 Producto de corrosión: película de sulfuro de hierro (FeS)

Kvarekval (2012) realizó un experimento de laboratorio en el que observó el efecto que tuvo el pH en la corrosión interna (picaduras) de una tubería de acero, bajo un ambiente con presencia de H₂S y CO₂. El experimento lo hizo de dos maneras, en la primera utilizó una técnica llamada *estabilización por pH* que consiste en agregar químicos alcalinos al medio corrosivo con el fin de incrementar su pH y así mejorar las propiedades protectivas de las películas de corrosión, sin embargo, notó que los resultados fueron contrarios a los esperados, esta técnica contribuyó al aumento de la corrosión (aún con un pH de 7). El experimento realizado sin esta técnica (a un pH de 5) tuvo mucho mejores resultados, una pérdida de metal mucho menor, en comparación con el primer experimento.

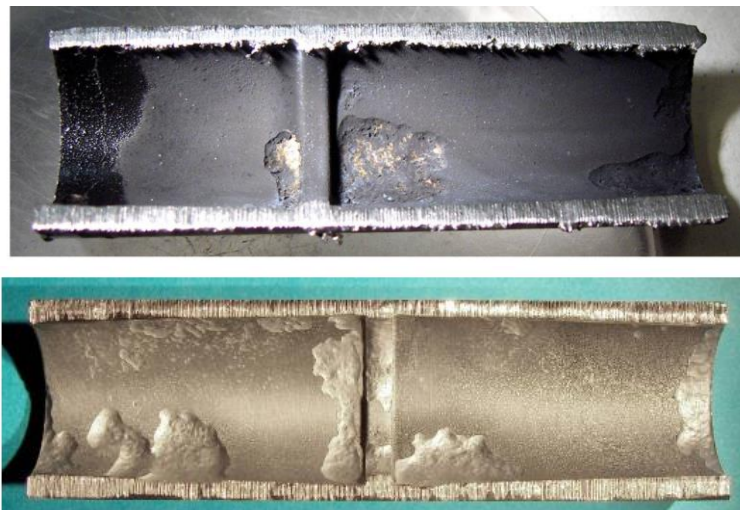


Figura 3.3 Película de FeS en la superficie de la tubería de acero (arriba) y remoción de la misma (abajo), expuesta por 52 días (Kvarekval J. , 2012).

Cabe destacar que, aunque hubo presencia de CO₂, el producto de corrosión dominante fue de FeS. El experimento mostró que la corrosión que se presentó fue de grandes y amplios agujeros. El producto de corrosión tuvo buena adherencia en la superficie de la tubería que no presentó corrosión, mientras que en las áreas que presentaron pérdida de metal la película de FeS fue fácilmente removida y muy delgada.

3.7 Corrosión por CO₂

Aproximadamente el 60% de las fallas en campos petroleros está relacionada con la corrosión por CO₂ (también conocida como *corrosión dulce*). El CO₂ puede provocar no solo corrosión general sino también corrosión localizada (que es más severa).

Por sí solo el CO₂ no es corrosivo para los aceros y aleaciones a condiciones de fondo, sin embargo, cuando se disuelve en el agua producida o condensada por el yacimiento se vuelve muy corrosivo, pudiendo provocar tasas de corrosión muy altas. El pH final de esta solución dependerá de la temperatura y presión parcial del CO₂ (Pérez T. E., 2013).

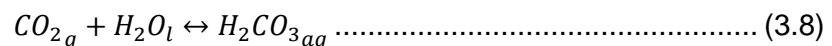
La corrosión por CO₂ se manifiesta principalmente como picaduras sobre la tubería.



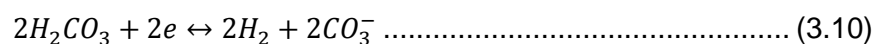
Figura 3.4 Corrosión por CO₂ (Martin, y otros, 2016).

3.8 Química de la corrosión por CO₂

El CO₂ se disuelve en la fase acuosa (asociada con la producción de hidrocarburos), formando ácido carbónico:



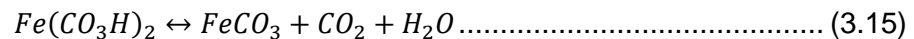
- Tres reacciones catódicas ocurren:



- Y una reacción anódica:



Durante este proceso de corrosión, se puede formar carbonato de hierro (FeCO₃) sobre la superficie del acero (de acuerdo a las ecuaciones 3.13, 3.14 y 3.15) si el límite de solubilidad del FeCO₃ es logrado (el cual depende del pH de la solución, la presión parcial del CO₂ y la temperatura). Este precipitado puede actuar como una capa protectora que reduce la corrosión del acero, sin embargo, bajo ciertas condiciones esta capa es parcialmente destruida, teniendo lugar la corrosión localizada (Pérez T. E., 2013).



3.9 Factores que afectan la corrosión por CO₂

3.9.1 Efecto del pH

La tasa de corrosión del acero en una solución acuosa depende del pH. En la región donde el pH de la solución es menor a 4, la tasa de corrosión incrementa extremadamente conforme el pH disminuye. En la región de pH entre 4-10, la tasa de corrosión es independiente del pH debido a la formación de una película pasiva sobre la superficie del metal. Por lo tanto, mantener un pH alto es una de las estrategias contra la corrosión (Waseda & Suzuki, 2006).

Sin embargo, debido a la hidrólisis de iones metálicos, existe un punto donde el pH tiende a disminuir cuando la corrosión sigue creciendo.

Además, Nyborg (2010) sostiene que el pH puede cambiar considerablemente si la composición del agua cambia por la presencia de agua de formación, resultando también en un cambio considerable en la tasa de corrosión.

3.9.1.1 Estabilización por pH

Es una técnica utilizada para controlar la corrosión por CO₂ en tuberías que transportan gas húmedo o gas y condensado. Este método se basa en el incremento del pH de la fase acuosa y puede combinarse con un inhibidor. Un incremento en el pH reducirá la tasa de corrosión del acero y promoverá la formación de películas protectoras. El principal reto de este método es el riesgo de crecimiento de incrustaciones de carbonatos que puede ocurrir (principalmente) por la presencia de sal en el agua de formación. Debido a esto, el método de estabilización por pH es aplicable solo en sistemas con muy poca producción de agua de formación.

Puede utilizarse una estabilización de pH parcial o completa, al igual que el uso de un inhibidor (para controlar la formación de incrustaciones en caso de producción inesperada de agua de formación) (Olsen & Koren, 2015).

3.9.2 Efecto de la temperatura

Estudios de laboratorio han mostrado que la velocidad de corrosión incrementa hasta los 70°C debido probablemente al incremento de la transferencia de masa y la velocidad de transferencia de carga. Por arriba de esta temperatura la velocidad de corrosión comienza a disminuir. Este hecho se atribuye a la formación de una película protectora generada por la disminución en la solubilidad del carbonato de hierro (Bahadori, 2014).

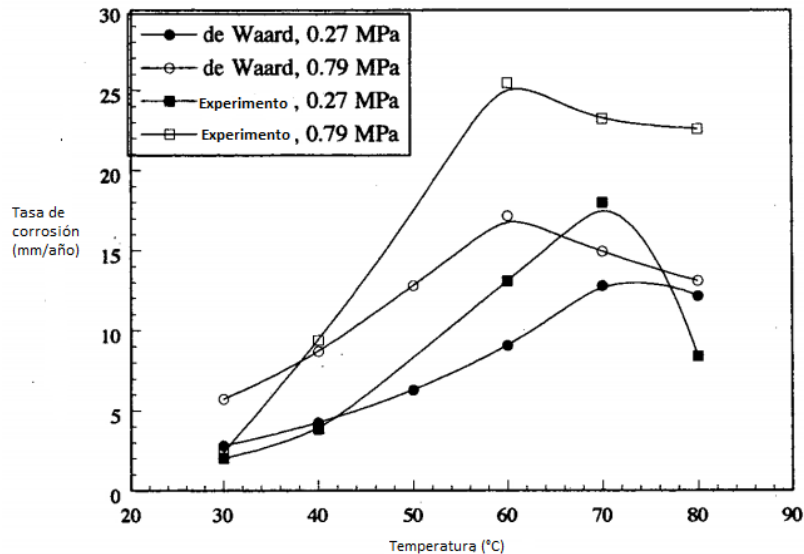


Figura 3.5 Efecto de la temperatura en la corrosión dulce en una tubería de acero al carbono (Vuppu & Jepson, 1994). Modificado.

En el gráfico de la figura 3.5 los autores presentaron sus resultados experimentales y los compararon contra las predicciones hechas con la ecuación de Waard. Podemos notar que ambos gráficos siguen la misma tendencia, un aumento en la tasa de corrosión hasta llegar aproximadamente a los 70°C, por arriba de esta temperatura la tasa de corrosión comienza a disminuir.

3.9.3 Presión parcial de CO₂

La presión parcial del CO₂ es otro factor importante que afecta la velocidad de corrosión y se calcula:

$$p_{CO_2} = p \times \text{mol}\% CO_2 \dots\dots\dots (3.16)$$

- Donde p es la presión en el pozo, p_{CO_2} la presión parcial del CO₂ y $\text{mol}\%$ la concentración de CO₂ en la mezcla, medido en por ciento mol.

El aumento de la velocidad de corrosión es proporcional a la presión parcial del CO₂ (que a su vez es directamente proporcional a la presión en el pozo), es decir, a mayores p_{CO_2} se presentarán mayores tasas de corrosión.

- Presiones parciales por arriba de 30 psi generalmente indica alto riesgo de corrosión.
- Presiones parciales de 3 a 30 psi puede indicar alto riesgo de corrosión.
- Presiones parciales menores a 3 psi generalmente no se considera corrosivo.

3.10 Producto de corrosión: película de carbonato de hierro (FeCO₃)

Por lo general, en la industria petrolera el uso de tuberías de acero al carbono está limitado a ambientes corrosivos dulces. La película protectora que se forma en este ambiente es de carbonato de hierro. Esta película puede formarse en sistemas mojados y saturados de CO₂ a cualquier temperatura, siempre que el pH y la concentración de carbonato de hierro disuelto sea lo suficientemente alta (el aumento de carbonato de hierro es un proceso lento dependiente de la temperatura) (Dugstad, 1999).

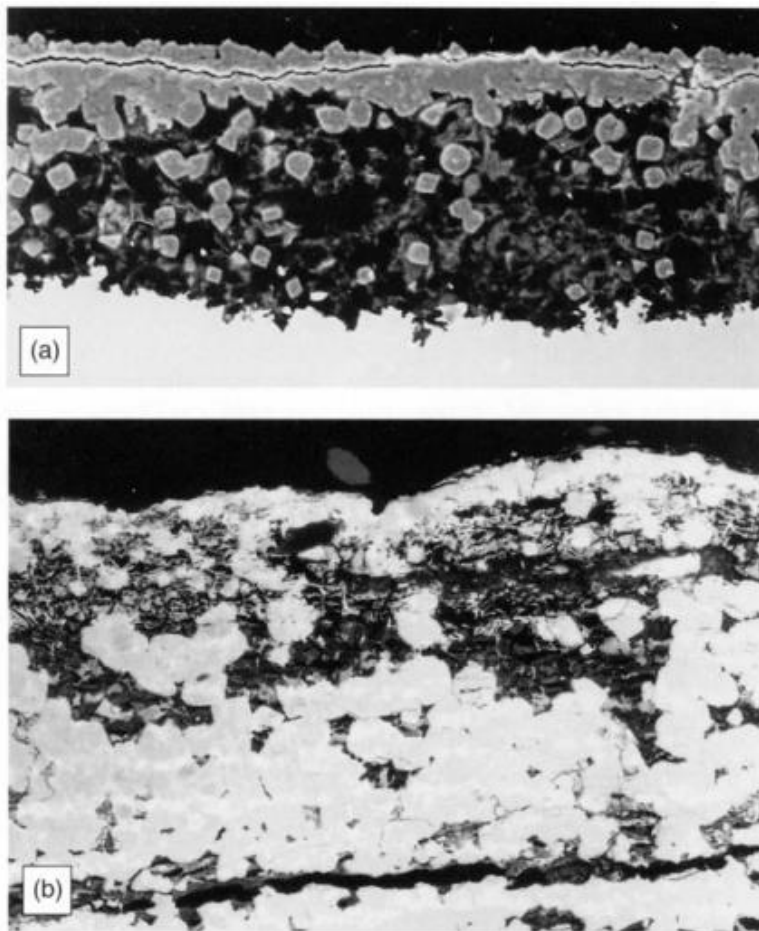


Figura 3.6 (a) Fotografía (ampliada x450) de una película protectora formada en un experimento de laboratorio. (b) Fotografía (ampliada x120) de una película protectora formada en una línea de flujo (Dugstad, 1999).

Ambas fotografías muestran una película de producto de corrosión rellena con carbonato de hierro, sin embargo, tienen un aspecto diferente debido a que, en el caso de la imagen (b) la tubería está sometida a mayores condiciones de humedad.

Dugstad también encontró que a bajas temperaturas la película formada es muy porosa y da poca protección contra la corrosión, además, la película de carbonato de hierro puede ser rellenada por sustratos esqueléticos (carburos de hierro, cromos, óxidos y carburos).

3.11 Selección de TR's en ambientes con H₂S

Con respecto al H₂S, la selección del material se lleva a cabo primordialmente para evitar SSC. Las tuberías de acero al carbono y las tuberías de acero con baja aleación de carbono es la primera alternativa considerada en la selección del material, no solo por su costo, también por su disponibilidad.

Cuando el ambiente es demasiado agresivo para las tuberías, se utilizan inhibidores. Sin embargo, bajo ambientes altamente agresivos, tuberías más caras deben ser utilizadas, tales como aleaciones resistentes a la corrosión (Corrosion Resistant Alloys, CRAs).

La NACE (2001) MR0175/ISO15156 parte 1 menciona que en ambientes con presencia de H₂S, tuberías de acero al carbono y tuberías de baja aleación de acero resistentes a SSC pueden ser utilizadas. De igual manera, CRA's resistentes a SSC y SCC pueden ser utilizadas.

La NACE MR0175/ISO15156 parte 2 da algunos requerimientos y recomendaciones para la selección de materiales en presencia de H₂S. Presenta dos opciones diferentes para seleccionar el material:

- La primera de ellas menciona que en ambientes con $p_{H_2S} \geq 0.05 \text{ psi}$, tuberías de acero resistentes al SSC deberán ser utilizadas.
- La segunda opción permite al usuario calificar y seleccionar los materiales resistentes a SSC para aplicaciones específicas en ambientes amargos o para rangos determinados. Esta decisión se realiza con el siguiente gráfico:

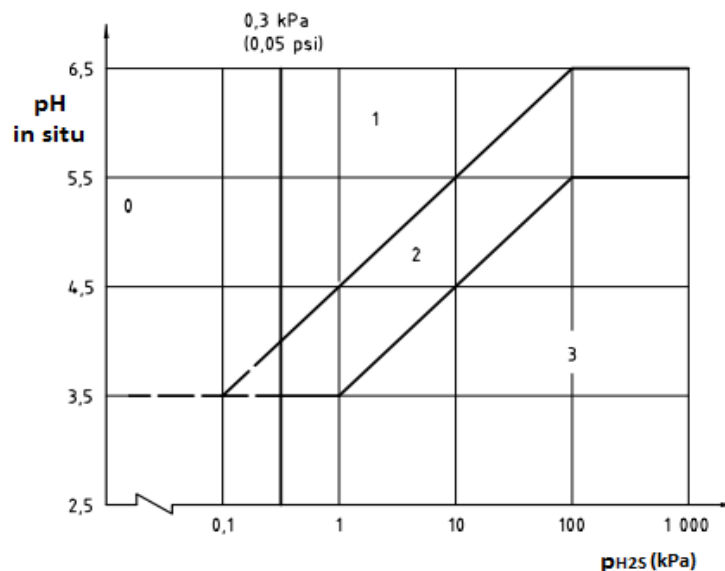


Figura 3.7 Regiones de SSC (NACE, 2011). Modificado.

Región 0: En esta región no hay precauciones requeridas para la selección de aceros bajo estas condiciones (ambiente con muy poco contenido de H₂S).

Región 1 y 2: En estas regiones pueden utilizarse grados de acero (ISO) del L245 hasta el L450. Con respecto al API, los grados A y B, así como X-42 hasta X-65 pueden ser utilizados.

También, los siguientes grados pueden ser utilizados a cualquier temperatura y en ambientes propensos a SSC: H40, J55, K55, M65, L80, C90 y T95.

Región 3: En esta región pueden utilizarse grados de acero (ISO) del L245 hasta el L450. Con respecto al API, los grados A y B, así como X-42 hasta X-65 pueden ser utilizados.

3.12 Corrosión combinada por H₂S y CO₂

La combinación de H₂S y CO₂ modifica significativamente las características de corrosión en comparación con la sola presencia de H₂S o CO₂.

En presencia de H₂S y CO₂, el H₂S puede promover o disminuir la corrosión dulce. Kermani, Martin & Esaklul (2006) plantean que las instalaciones petroleras podrían presentar menores velocidades de corrosión en un ambiente amargo en comparación con un ambiente dulce debido a que el sulfuro de hidrógeno es aproximadamente tres veces más débil que los ácidos carbónicos, pero el H₂S es cerca de tres veces más soluble en la fase hidrocarburo que el CO₂.

La naturaleza de la interacción entre el H₂S y CO₂ es compleja y las investigaciones limitadas. La mayoría de la literatura indica que la tasa de corrosión por CO₂ se reduce en la presencia de H₂S a temperaturas ambiente.

Estos mismos autores mencionan que, como regla general, la presencia de H₂S en un ambiente que contiene CO₂ puede:

- Incrementar el riesgo de corrosión por la formación preferencial de sulfuro de hierro como producto de corrosión, el cual es menos protector que el carbonato de hierro (producto de corrosión de un ambiente dulce).
- Disminuir el riesgo de corrosión por la formación de una capa protectora de sulfuro de hierro y carbonato de hierro.

También afirman que el proceso de corrosión en presencia de ambos gases está gobernado por el gas dominante (el que se encuentra en mayor concentración).

Por otro lado, Pots y otros (2002) introdujeron una relación CO₂/H₂S que considera tres diferentes dominios de corrosión (tabla 3.1).

Tabla 3.1 Relación de CO₂/H₂S propuesta por Pots, y otros, (2002).

Relación	Corrosión dominante	Producto de corrosión
CO ₂ /H ₂ S < 20	H ₂ S	Principalmente FeS
20 < CO ₂ /H ₂ S < 500	Mezcla de CO ₂ /H ₂ S	Mezcla de FeS y FeCO ₃
CO ₂ /H ₂ S > 500	CO ₂	Principalmente FeCO ₃

Esta tabla es de gran apoyo para conocer en qué región estamos y cuál es el mecanismo de corrosión dominante, siendo también de gran ayuda para la selección de la tubería a utilizar en dicho ambiente.

La siguiente imagen muestra la cantidad de películas protectoras generadas sobre la superficie de una tubería de acero al carbono bajo un ambiente con presencia de H₂S y CO₂.

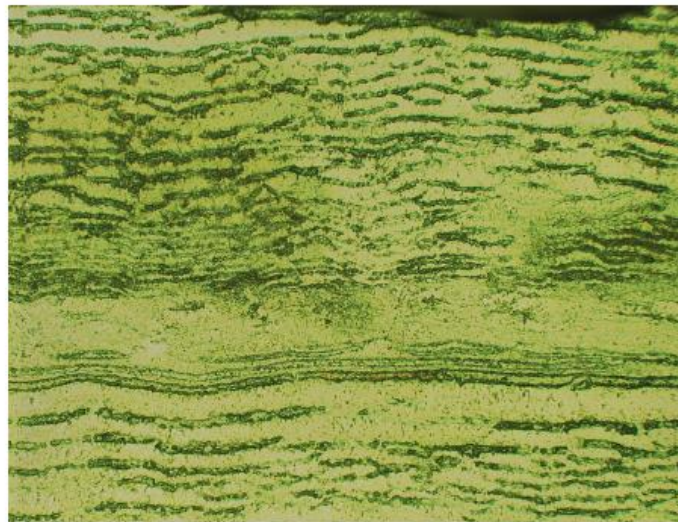


Figura 3.8 Productos de corrosión en un ambiente combinado con múltiples capas de compuestos de sulfuro de hierro (Choi & Al-Ajwad, 2008).

Kvarekval (1999) también llevo a cabo una investigación en la que estudió el efecto que tienen las pequeñas concentraciones de H₂S sobre la corrosión por CO₂, en acero al carbono y hierro. Encontró que el efecto que tuvo el H₂S fue (a bajos pH) acelerar la tasa de corrosión en un factor 4-6, comparado con la sola presencia de CO₂. Sin embargo, a altos pH el efecto del H₂S fue insignificante. Además, afirma que en el material de hierro corroído el producto de corrosión dominante es el sulfuro de hierro.

En un trabajo elaborado por Choi & Al-Ajwad hecho en un campo de gas que presentaba presencia de H₂S y CO₂ encontraron que dos tipos de corrosión en la TP fueron los que se presentaron: corrosión general y corrosión por picaduras (2008).

Al igual que en la sola presencia de H₂S y CO₂, los factores clave que influyen en la corrosión por CO₂/H₂S son (Kermani, Martin, & Esaklul, 2006):

- Temperatura.
- Química del fluido (química del agua, pH, ácidos orgánicos, corte de agua, relación de fases, etc.).
- La fase de hidrocarburos.
- Las características y velocidad de flujo.
- Superficie del acero, incluyendo productos de corrosión, incrustaciones, asfaltenos y ceras.
- Química del acero.
- Relación CO₂/H₂S.

3.13 Selección de tuberías en ambientes con H₂S y CO₂

Kvarekval (1999) menciona que la selección de materiales para las instalaciones que manejan fluidos con H₂S y CO₂ está dictada solo por la concentración de H₂S existente.

Las aleaciones de 9Cr-1Mo han sido exitosamente utilizadas en equipos de fondo de pozo contra la corrosión por CO₂, mostrando también una buena resistencia contra la SSC.

Por otro lado, Chen (1992) afirma que los tubulares hechos con 13% de Cromo (13Cr) son la CRA menos cara que puede ser utilizada para combatir la corrosión por H₂S y CO₂ (sin un tratamiento inhibidor).

Un reciente experimento de laboratorio mostró que el acero inoxidable con 17Cr es una excelente opción para los ambientes susceptibles a la corrosión dulce y amarga, con aplicaciones límite de 230 °C, 10 MPa de CO₂ y 0.01Mpa de H₂S (Ishiguro, y otros, 2013).

CAPÍTULO 4. Diseño de TR's en ambientes corrosivos (H₂S y CO₂)

El diseño del revestimiento consiste en una comparación de los escenarios de carga más razonables que debe de resistir la tubería. Se hace para cada una de las TR's que serán asentadas dentro del pozo.

Como se verá más adelante en este capítulo, existe el diseño por corrosión en el que se considera la presencia de CO₂ y H₂S para seleccionar el revestimiento.

4.1 Resistencia al colapso

Es la capacidad del revestimiento para resistir una presión diferencial externa. La resistencia al colapso es calculada utilizando el procedimiento recomendado por el API. Los datos de entrada necesarios son: presión interna, esfuerzo de cedencia, diámetro externo, espesor y grado de la tubería.

La API presenta 4 fórmulas para definir la resistencia al colapso de una tubería para cuatro tipos de colapso (Chevron, 2005).

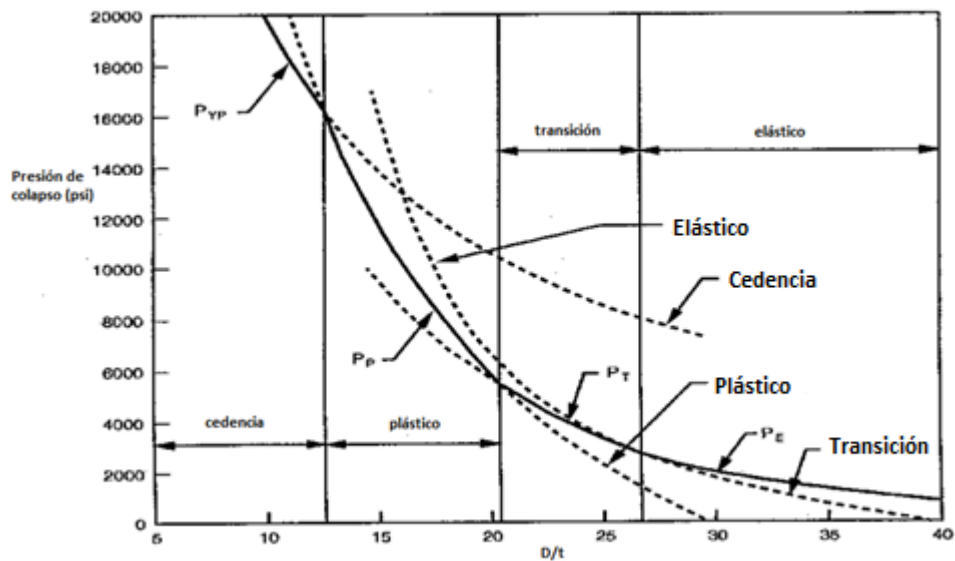


Figura 4.1 Curvas de presión de colapso API para una TR grado P-110 (Chevron, 2005). Modificado.

Para saber en qué tipo de colapso estamos solo necesitamos la relación entre el diámetro externo de la tubería y su espesor, una vez obtenido ese valor entramos al gráfico e intersectamos con la curva.

$$P_{cedencia} = 2\sigma_y \left(\frac{(D/t)-1}{(D/t)^2} \right) \dots\dots\dots (4.1)$$

$$P_{plástico} = \sigma_y \left(\frac{A}{D/t} - B \right) - C \dots\dots\dots (4.2)$$

$$P_{transición} = \sigma_y \left(\frac{F}{D/t} - G \right) \dots\dots\dots (4.3)$$

$$P_{elástico} = \frac{46.96 \times 10^6}{(D/t)(D/t-1)^2} \dots\dots\dots (4.4)$$

- Donde σ_y es el esfuerzo de cedencia (psi), D el diámetro externo de la tubería, t su espesor y A, B, C, F, G variables que se calculan de la siguiente manera:

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} \sigma_y + 0.21301 \times 10^{-10} \sigma_y^2 - 0.53132 \times 10^{-16} \sigma_y^3 \dots\dots\dots (4.5)$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} \sigma_y \dots\dots\dots (4.6)$$

$$C = -465.93 + 0.030867 \sigma_y - 0.10483 \times 10^{-7} \sigma_y^2 + 0.36989 \times 10^{-13} \sigma_y^3 \dots\dots\dots (4.7)$$

$$F = \frac{46.95 \times 10^6 \left(\frac{3B/A}{2+B/A} \right)^3}{\sigma_y \left(\frac{3B/A}{2+B/A} - B/A \right) \left(1 - \frac{3B/A}{2+B/A} \right)^2} \dots\dots\dots (4.8)$$

$$G = \frac{FB}{A} \dots\dots\dots (4.9)$$

Una vez conocido el tipo de colapso en el que nos encontramos y calculada su correspondiente presión de colapso, la presión externa necesaria para causar el colapso de la tubería es calculada:

$$P_o = P_{colapso} + \left(1 - \frac{2}{D/t} \right) P_{interna} \dots\dots\dots (4.10)$$

4.2 Resistencia al estallido (Presión interna)

La resistencia al estallido de una tubería mide la resistencia estructural de una sección transversal a una presión diferencial interna. Se calcula utilizando el procedimiento recomendado por la API y los datos de entrada necesarios son diámetro externo de la tubería, espesor de la tubería y esfuerzo de cedencia.

La presión interna se calcula de la siguiente manera (Chevron, 2005):

$$p_{interna} = 0.875 \left(\frac{2\sigma_y t}{D} \right) \dots\dots\dots (4.11)$$

4.3 Resistencia a la tensión/compresión

La resistencia a la tensión mide la resistencia estructural de una sección transversal de tubería a una carga axial de tensión/compresión que causa cedencia al cuerpo del tubo.

Se calcula utilizando el procedimiento recomendado por la API y los datos de entrada necesarios son diámetro externo e interno de la tubería y esfuerzo de cedencia.

La tensión se calcula de la siguiente manera (Chevron, 2005):

$$T = \frac{\pi\sigma_y}{4} (D^2 - d^2) \dots\dots\dots (4.12)$$

4.4 Factores de diseño

Los factores de diseño son utilizados para considerar las incertidumbres en las propiedades de los materiales, incertidumbres en las tolerancias dimensionales del revestimiento e incertidumbres en las cargas del revestimiento.

A estos factores se les suele llamar factores de seguridad. El rango comúnmente utilizado de factores de diseño en la industria es el siguiente (Byrom, 2007):

- Colapso: 1.0 – 1.125
- Estallido: 1.0 – 1.25
- Tensión: 1.6 – 2.0

En Alberta, Canadá hay muchos pozos que tiene altas concentraciones de H₂S y CO₂ en los fluidos producidos, debido a esto, factores de diseño mínimos son requeridos por regulación. Estos factores de diseño mínimos para pozos en Alberta se presentan en la tabla siguiente a modo ilustrativo:

Tabla 4.1 Factores de diseño mínimos para pozos en Alberta, Canadá (Byrom, 2007).

	p_{H_2S}		p_{H_2S}	p_{CO_2}
	<0.34 kPa	>0.34 kPa	>500 kPa	>2000 kPa
Colapso	1.00	1.00	1.00	1.00
Estallido	1.00	1.25	1.35	1.35
Tensión	1.60	1.60	1.60	1.60

4.5 Diseño por CO₂ y H₂S

El diseño por corrosión se realiza con los valores de presiones parciales de ambos gases. La siguiente tabla resume brevemente el tipo de corrosión esperada con base en las presiones parciales del H₂S y CO₂ (López, 2004).

Tabla 4.2 Tuberías recomendadas en función de presiones parciales (UNAM, 2004).

	Presiones parciales (psi)	Corrosión esperada	Acero recomendado
CO ₂	≥ 30	Alta	TRC – 95
	3 – 30	Media	TRC – 95, L – 80
	< 3	No se presenta	Cualquier grado
H ₂ S	> 1.5	Alta	TRC – 95
	0.05 – 1.5	Media	TRC – 95, L – 80
	< 0.05	No se presenta	Cualquier grado

De la tabla 4.2 podemos notar que las presiones parciales de CO₂ esperadas son mucho mayores que las presiones parciales de H₂S. Además, las tuberías recomendadas son las mismas para ambos casos (corrosión dulce y amarga).

Un gráfico más detallado (figura 4.2), igualmente basado en las presiones parciales es utilizado para determinar el tipo de tubería a utilizar bajo esas condiciones.

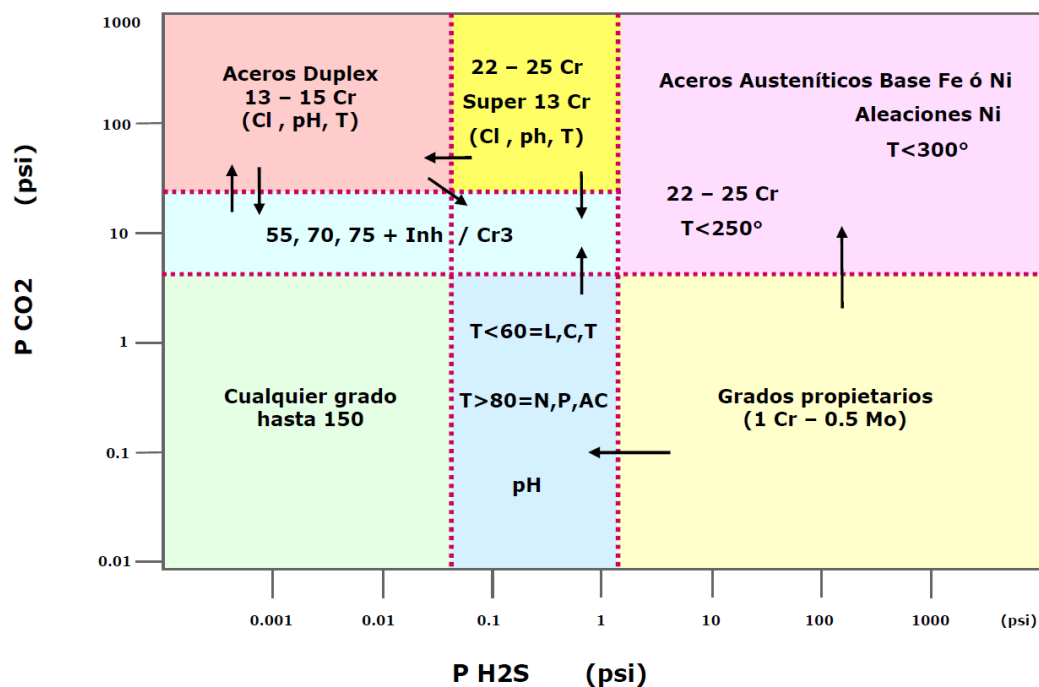


Figura 4.2 Gráfico para determinar el tipo de tubería a utilizar en ambientes corrosivos (CO₂ y H₂S) (TenarisTamsa, 2011). Modificado.

En la industria petrolera se han detectado condiciones que favorecen la corrosión y es muy importante tomarlas en cuenta para el diseño por gases amargos (Facultad de ingeniería, 2018):

- Profundidades mayores a 1500 metros
- Temperatura superior a 70 °C
- Presiones mayores a 100 kg/cm² (1420 psi)
- Producción de gas superior a 2 MMpcd
- Presión parcial de CO₂ mayor a 30 psi
- Presión parcial de H₂S mayor a 1.5 psi
- pH del agua producida menor a 5.5

4.6 Ejemplo: Diseño de una TR por corrosión

El diseño se llevará a cabo para la TR intermedia de 13 5/8" del pozo A1 con los siguientes datos:

Peso= 88.2 lb/ft

Profundidad de asentamiento= 2,875 (mv)

Se utiliza TRC95 @ 1,700 md (1,688 mv), posteriormente TAC-110 @ 2,980 md (2,875 mv)

Espesor= 0.625 plg

Diámetro interno= 12.375 plg

Área transversal= 25.525 plg²

Densidad de lodo para perforar= 1.46 gr/cc

Densidad de fractura= 1.99 gr/cc

T_{sup estática}= 35°C

T_{fondo}= 131.7 °C

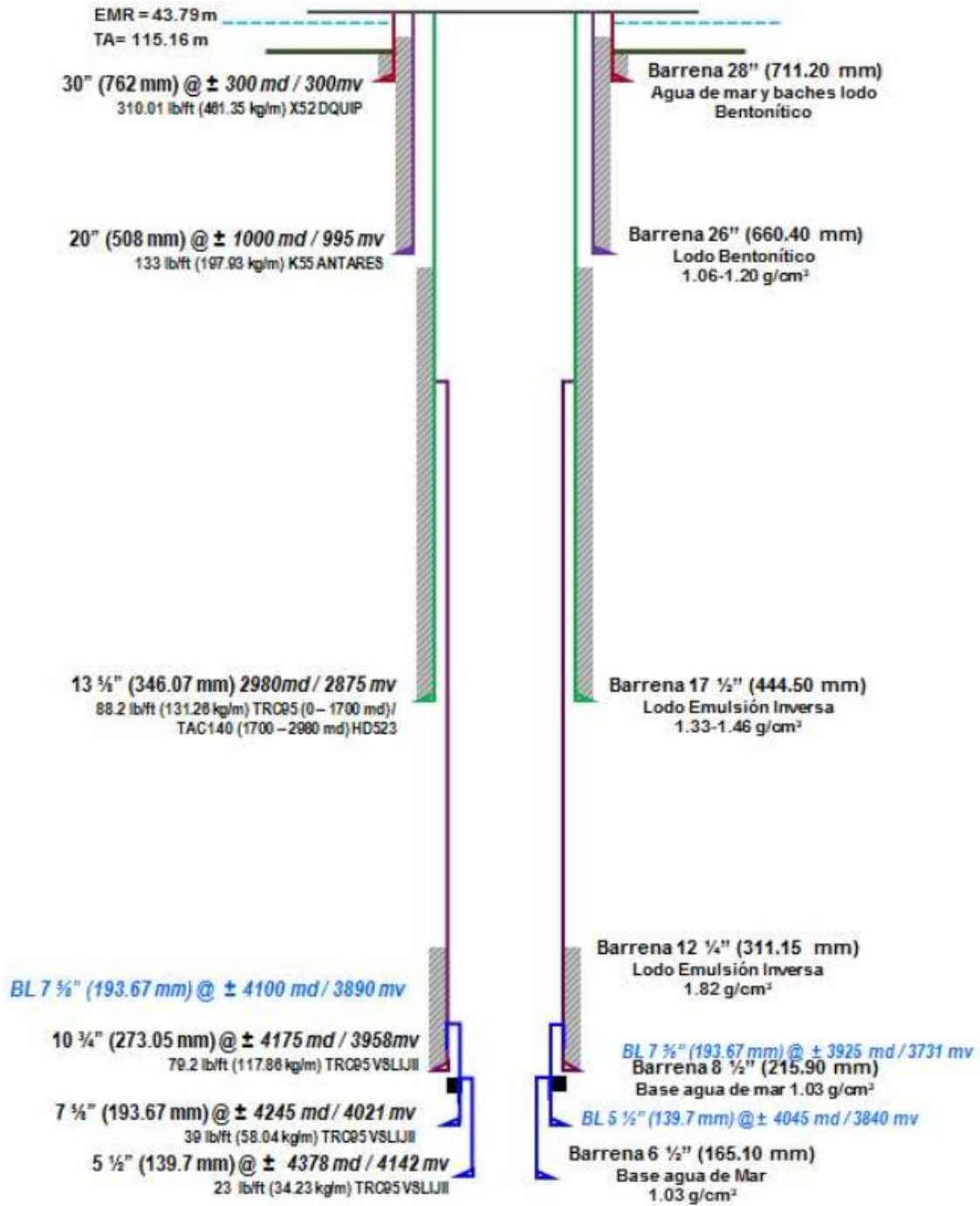


Figura 4.3 Estado mecánico del pozo A1.

4.6.1 Diseño por presión interna

- Datos:

Profundidad TR= 2,875 m

$$G_{fractura} = 1.99 \text{ gr/cc}$$

$$\rho_{lodo} = 1.46 \text{ gr/cc}$$

$$\rho_{lodo \text{ sig etapa}} = 1.82 \text{ gr/cc}$$

$$\rho_{gas} = 0.26 \text{ gr/cc}$$

$$p_{BOP} = 5,000 \text{ psi}$$

$$G_{poro@superficie} = 0$$

$$G_{poro@1502m} = 1.032 \text{ gr/cc}$$

$$G_{poro@2875m} = 1.28 \text{ gr/cc}$$

$$\text{Factor de seguridad} = 1.125$$

- Del diseño por presión interna se obtienen los siguientes resultados:

$$p_{inyección} = \frac{(1.99 \text{ gr/cc} + 0.12) * 2875 \text{ m} * 14.22}{10} = 8,626.2 \text{ psi}$$

$$p_{gas} + p_{lodo} = 3,626.2 \text{ psi}$$

$$h_{gas} = \frac{2550 \text{ m} - 4197 \text{ m}}{0.26 \frac{\text{gr}}{\text{cc}} - 1.46 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}} = 1,372.9 \text{ m}$$

$$h_{líquido} (\text{Interfase}) = 2875 \text{ m} - 1372.9 \text{ m} = 1,502.1 \text{ m}$$

- Las alturas de líquido y gas son necesarias para saber en dónde se encuentra la interfase gas-líquido.

$$p_{h@1502m} = 1.46 \frac{\text{gr}}{\text{cc}} * 1502.1 \text{ m} * 1.422 = 3,118.2 \text{ psi}$$

$$p_{gas} + p_{lodo} = p_{inyección} - p_{BOP} = 3707.9 \text{ psi}$$

$$p_{inyección} - p_{BOP} = 8626.2 - 5000 = 3626.2 \text{ psi}$$

$$p_{interfase} = 8626.2 - 3118.2 = 5,507.6 \text{ psi}$$

$$p_{respaldo \text{ superficie}} = 0$$

$$p_{respaldo \text{ interfaz}} = 1.031 \frac{\text{gr}}{\text{cc}} * 1502.1 \text{ m} * 1.422 = 2,202.3 \text{ psi}$$

$$P_{\text{respaldo zapata TR}} = 1.28 \frac{gr}{cc} * 2875 m * 1.422 = 5,232.9 \text{ psi}$$

$$P_{\text{resultante superficie}} = 5000 - 0 = 5,000 \text{ psi}$$

$$P_{\text{resultante interfaz}} = 5507.6 - 2202.3 = 3,305.3 \text{ psi}$$

$$P_{\text{resultante zapata TR}} = 8626.2 - 5232.9 = 3,393.2 \text{ psi}$$

$$P_{\text{diseño superficie}} = P_{\text{resultante superficie}} * 1.125 = 5,625 \text{ psi}$$

$$P_{\text{diseño interfaz}} = P_{\text{resultante interfaz}} * 1.125 = 3,718.5 \text{ psi}$$

$$P_{\text{diseño zapata TR}} = P_{\text{resultante zapata TR}} * 1.125 = 3,817.4 \text{ psi}$$

- Resumiendo los datos que se van a graficar:

Tabla 4.3 Diseño por presión interna

	Presión (psi)	Presión de respaldo (psi)	Presión resultante (psi)	Presión de diseño (psi)	Presión interna TRC-95 (psi)
Superficie	5,000.0	0	5,000	5,625	7,630
Interfase	5,507.6	2,202.3	3,305.3	3,718.5	7,630
Zapata TR	8,626,2	5,233.0	3,393.2	3,817.4	7,630

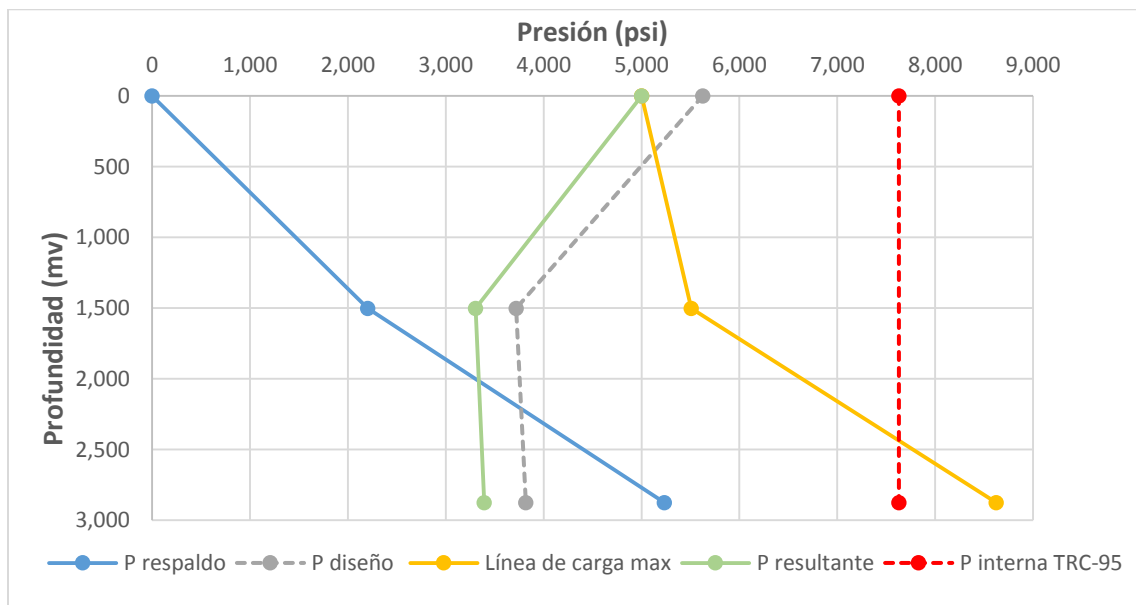


Figura 4.4 Diseño por presión interna.

Como la gráfica de presión interna no intersectó con la de diseño (líneas punteadas), la TR ha pasado el diseño por presión interna. Sin embargo, más adelante se hará el diseño por corrosión, por lo que esta gráfica cambiará.

4.6.2 Diseño por colapso

- Datos

$$G_{poro} = 1.045 \text{ gr/cc}$$

$$\rho_{lodo TR} = 1.46 \text{ gr/cc}$$

$$G_{poro@3958mv} = 0.9 \text{ gr/cc}$$

$$\rho_{lodo sig etapa} = 1.82 \text{ gr/cc}$$

$$H_{TR sig etapa} = 3,958 \text{ mv}$$

$$\text{Factor de seguridad} = 1.125$$

- Cálculos

$$\Delta p = 3958 \text{ m} * \left(1.82 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}\right) * 1.422 = 5,178 \text{ psi}$$

$$h_{liquido} = \frac{5178 \text{ psi}}{1.422 * 1.82 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}} = 2,000.7 \text{ mv}$$

$$\text{Nivel Estático de fluidos (NEF)} = 3958 \text{ m} - 2000.7 \text{ m} = 1,957.3 \text{ mv}$$

$$LCM_{superficie} = 0$$

$$LCM_{NEF} = 1.46 \frac{\text{gr}}{\text{cc}} * NEF * 1.422 = 4,603.5 \text{ psi}$$

$$LCM_{zapata TR} = 1.46 \frac{\text{gr}}{\text{cc}} * 2875 \text{ m} * 1.422 = 5,968.8 \text{ psi}$$

$$p_{respaldo superficie} = 0$$

$$p_{respaldo NEF} = 0$$

$$p_{respaldo zapata TR} = 1.82 \frac{\text{gr}}{\text{cc}} * (2875 \text{ m} - 1957.3 \text{ m}) * 1.422 = 2,375.2 \text{ psi}$$

$$p_{resultante superficie} = 0$$

$$p_{resultante NEF} = 4603.5 - 0 = 4,603.5 \text{ psi}$$

$$p_{resultante zapata TR} = 5968.8 - 2375.2 = 3,593.7 \text{ psi}$$

$$p_{diseño} = 0$$

$$p_{\text{diseño NEF}} = 4603.5 * 1.125 = 4,571.4 \text{ psi}$$

$$p_{\text{diseño zapata TR}} = 3593.7 * 1.125 = 4,042.9 \text{ psi}$$

- Resumiendo los datos que se van a graficar:

Tabla 4.4 Diseño por colapso

	Línea de carga máx (psi)	Presión de respaldo (psi)	Presión resultante (psi)	Presión de diseño (psi)	Presión colapso TRC-95 (psi)
Superficie	0	0	0	0	4,260
NEF	4,063.5	0	4,063.5	4,571.4	4,260
Zapata TR	5,968.8	2,375.2	3,593.7	4,042.9	4,260

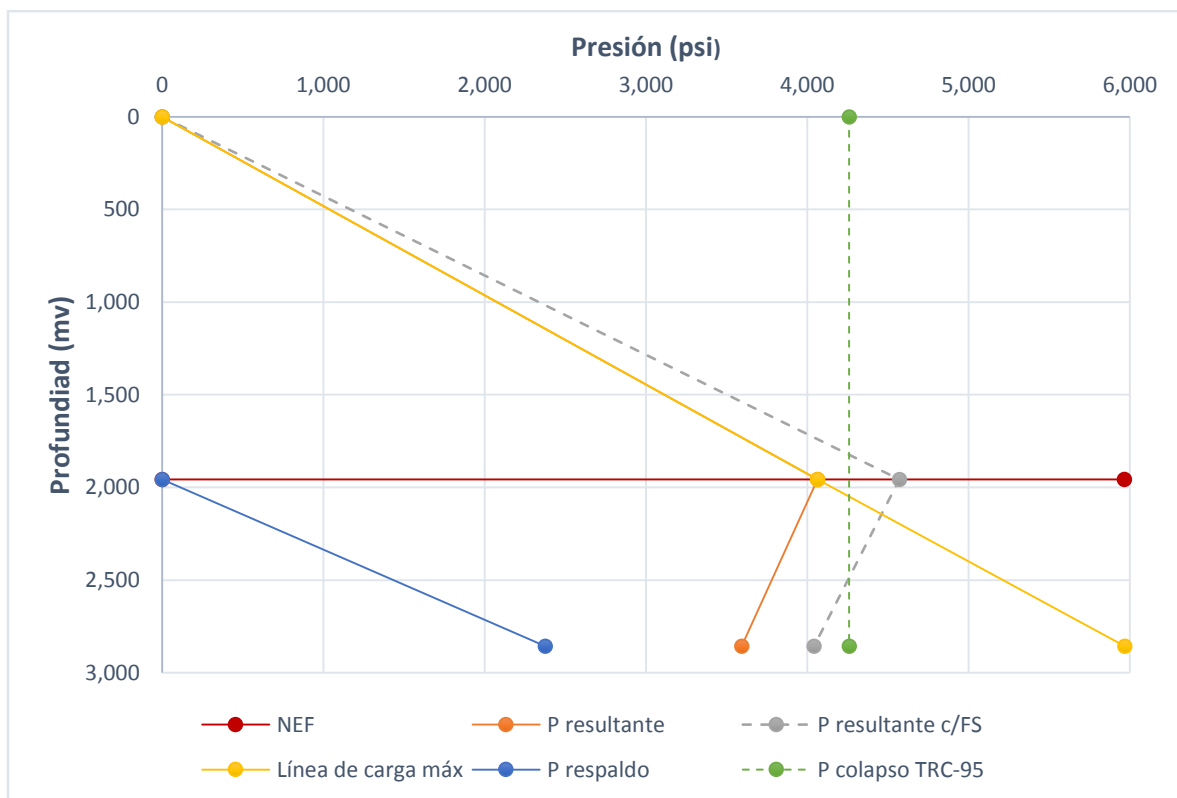


Figura 4.5 Diseño por colapso.

La gráfica de presión de colapso de la TR intersectó con la gráfica de presión resultante (líneas punteadas), por lo que no pasó el diseño por colapso. Sin embargo, aún se debe determinar a qué profundidad se cambiará de tubería debido a la corrosión y al aumento del colapso.

4.6.3 Diseño por tensión-compresión

- Datos

Libraje = 88.2 lb/ft

Longitud = 2,875 m

$\rho_{lodo} = 1.46 \text{ gr/cc}$

$\phi_{externo} = 13.625''$

$\phi_{interno} = 12.375''$

$$\text{Factor de flotación} = 1 - \frac{1.46 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}}{7.85 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}} = 0.81$$

$$W_{flotado} = 88.2 * 2875 \text{ m} * 3.28 * 0.81 = 677,035.6 \text{ lb}$$

$$p_h = 1.46 \frac{\text{gr}}{\text{cc}} * 2875 \text{ m} * 1.422 = 5,968.8 \text{ psi}$$

$$A_T = \left(\frac{\pi}{4}\right) (13.625^2 - 12.375^2) = 25.53 \text{ pg}^2$$

$$F_{compresión} = (5968.845 \text{ psi} * 25.53 \text{ pg}^2) * (-1) = -152,357.4 \text{ lb}$$

$$F_{tensión} = W_{flotado} = 677,035.6 \text{ lb}$$

$$\text{Punto neutro} = (-1) \left(\frac{-152357.4}{\frac{88.2}{3.28}} \right) = 526.6 \text{ m}$$

$$\text{Punto neutro} = 2875 \text{ m} - 526.6 \text{ m}$$

- Resumiendo los datos que se van a graficar:

Tabla 4.5 Diseño por tensión-compresión.

W_{flotado} (lb)	P_h (psi)	A_T (pg ²)	$F_{\text{compresión}}$ (lb)	$F_{\text{tensión}}$ (lb)	Punto neutro (mv)
677,035.6	5,968.8	25.53	-152,357.4	677,035.6	2,348.4

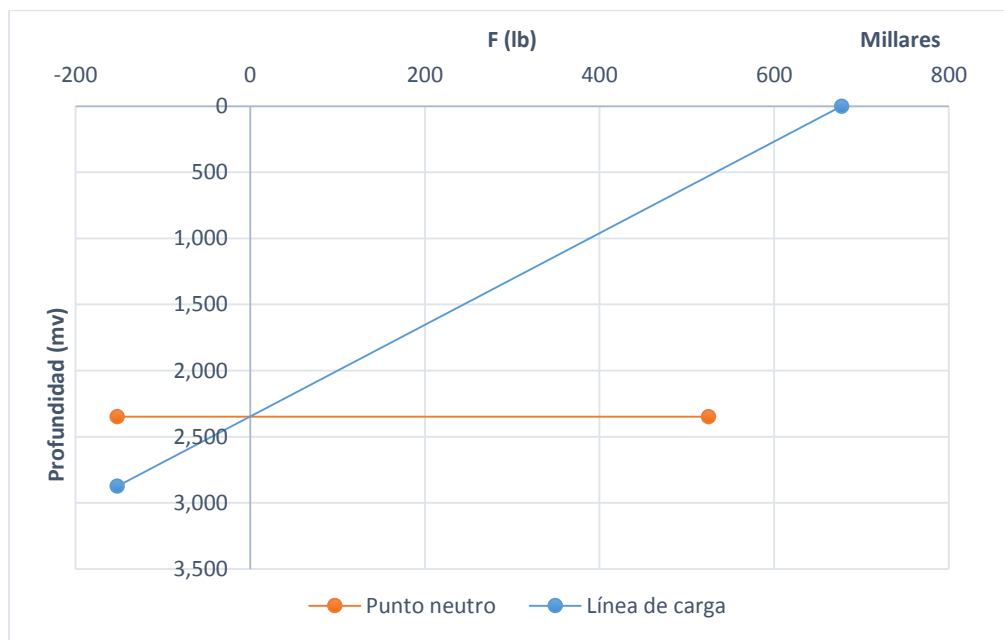


Figura 4.6 Diseño por tensión-compresión.

4.6.4 Diseño por corrosión

$T_{\text{sup estática}} = 35^{\circ}\text{C}$

$T_{\text{fondo}} = 99^{\circ}\text{C}$

Profundidad total = 2,980 md

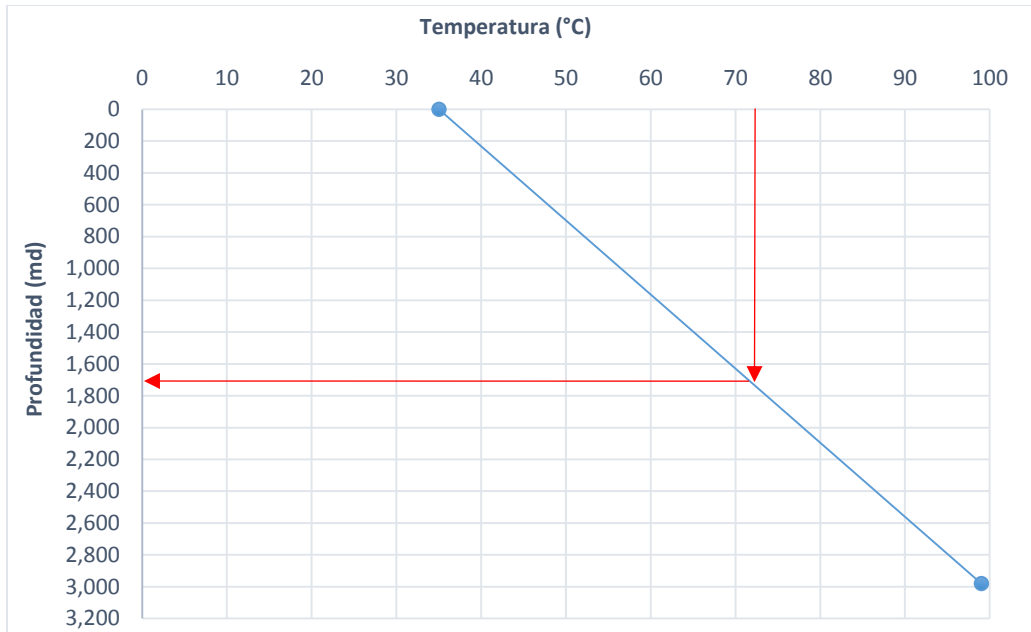


Figura 4.7 Diseño por corrosión.

Una vez graficado el gradiente de temperatura estático desde superficie hasta el asentamiento de la TR 13 5/8 (2,980 md), se trazó una recta a 72°C (que es aproximadamente la temperatura a la cual se comienzan a liberar los gases que corroen a la tubería), donde intersecta esta recta con la gráfica de gradiente estático se traza otra recta en dirección al eje "y" (profundidad), con esto se obtiene la profundidad a la que se requiere tubería resistente a la corrosión (aproximadamente de 0 a 1,700 md) y tubería resiste al colapso (de 1,700 a 2,980 md).

Tomando en cuenta los resultados anteriores: TRC-95 de 0 a 1,688 mv y TAC-110 de 1,688 a 2,875 mv, las gráficas de diseño quedan de la siguiente manera:

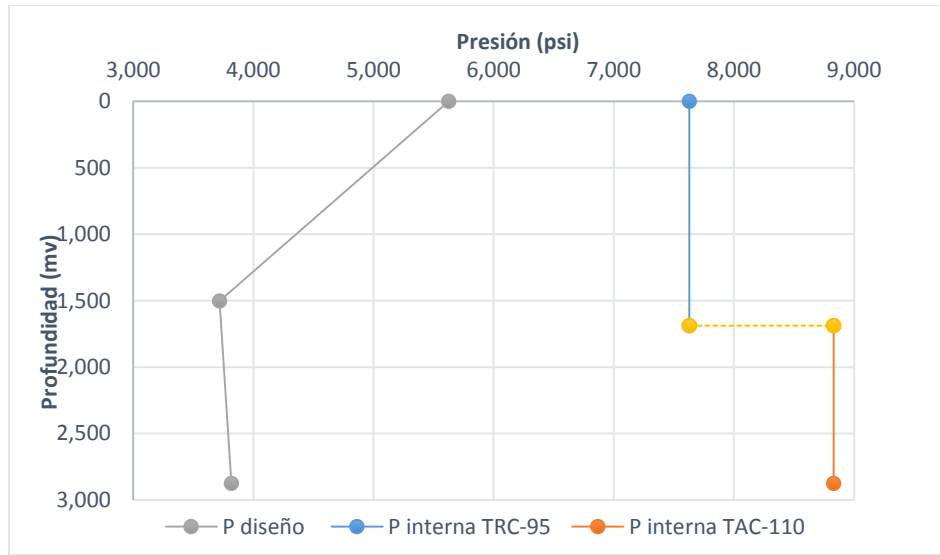


Figura 4.8 Diseño por presión interna después de seccionar la TR.

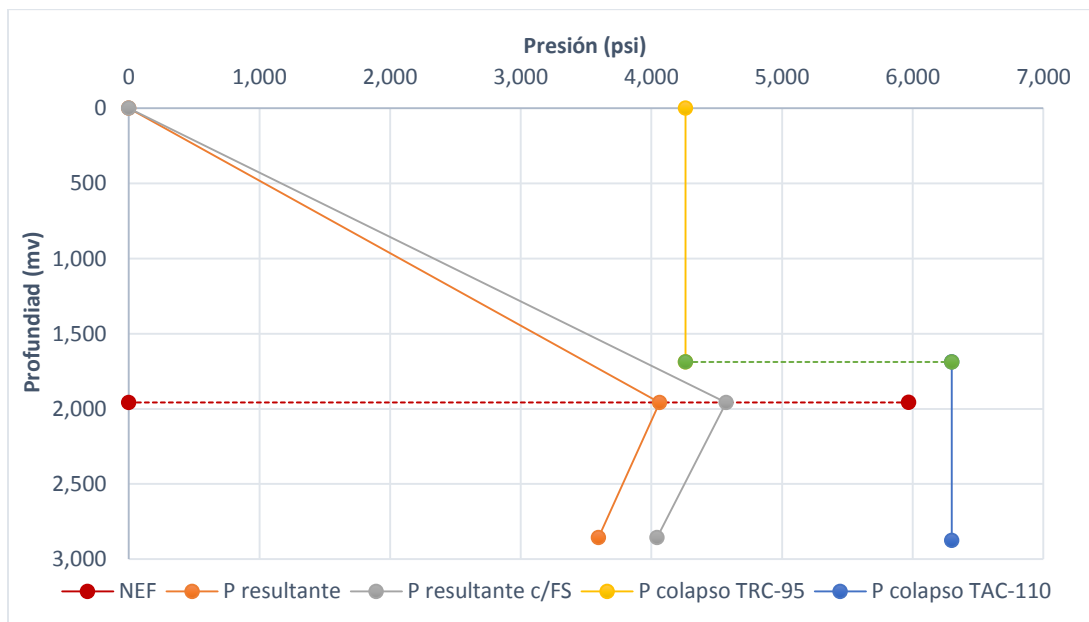


Figura 4.9 Diseño por colapso después de seccionar la TR.

Al seccionar la TR el diseño por colapso quedó arreglado. Quedó comprobado por qué se utilizó TRC y TAC para el pozo A1 a esas profundidades. El diseño por corrosión tiene gran importancia en el revestimiento del pozo, como ya se mencionó, una de la mejores maneras de prevenir la corrosión en la TR es elegir el tipo de tubería adecuada desde el inicio. Es importante señalar que, en el diseño por corrosión se escogió una temperatura de 72 °C para hacerlo, sin embargo, se puede utilizar una temperatura diferente (por lo general mayor).

CAPÍTULO 5. Inhibidores de corrosión

5.1 Inhibidor de corrosión

Entre los diferentes métodos que existen para combatir la corrosión en la industria petrolera, los inhibidores son uno de los más utilizados y económicos.

Un inhibidor es un compuesto químico que cuando es añadido a un fluido o gas, disminuye la velocidad de corrosión de un metal o una aleación. Los inhibidores son una de las mejores maneras para reducir los problemas de corrosión y evitar la degradación del metal de las tuberías petroleras (Rostami & Nasr-El-Din, 2009).

La mayoría de los inhibidores de corrosión utilizados en la industria son mezclas químicas que contienen surfactantes, mejoradores de películas, demulsificadores, o secuestradores de oxígeno, además del resto del inhibidor. La mayoría de los inhibidores actuales tienen moléculas que contiene nitrógeno.

La selección del inhibidor debe tomar en cuenta aspectos como el ambiente en el que se usará (debe ser compatible), sus propiedades físicas y químicas (composición, viscosidad, concentración, densidad, etc.), su costo, que no afecte el proceso o las operaciones, entre otros factores (Rahuma & Kannan, 2014).

Sastri (2011) sostiene que un inhibidor puede mitigar la corrosión de dos maneras: interactuando con las especies corrosivas (hacer el ambiente menos corrosivo o mitigarlo) o interactuando con la superficie de metal (generando películas).

En general, los inhibidores crean una capa protectora sobre la superficie del metal o facilitan su pasivación, impidiendo la interacción entre el metal y el ambiente; y por lo tanto las reacciones electroquímicas que provocan la corrosión. Además, todos los inhibidores son compuestos orgánicos o inorgánicos. La mayoría de ellos son efectivos sólo para un determinado tipo de metal o para determinado grupo de metales (a excepción de los cromatos, que pasivan la mayoría de los metales) (Brzeszcz & Turkiewicz, 2015).

Como afirman Abbasov, y otros (2013), los inhibidores de corrosión comerciales consisten en al menos uno de los siguientes surfactantes: ácidos grasos, aminas, aminas grasas, diaminas, imidazolinas, aminas cuaternarias, otros derivados de aminas y compuestos que contienen oxígeno, azufre o fósforo.

Landolt (2007) propone una expresión matemática para medir la eficiencia de un inhibidor, esta ecuación indica hasta qué punto la velocidad de corrosión se ralentiza por la presencia del inhibidor:

$$R_I = \frac{v_0 - v}{v_0} \dots\dots\dots (5.1)$$

- Donde v_0 y v indican la velocidad de corrosión en la ausencia y presencia de un inhibidor, respectivamente.

Esta eficiencia de inhibición depende de un número de parámetros como la velocidad de flujo, la concentración del inhibidor, el ambiente, etc.; de estos parámetros se hablará a detalle más adelante.

5.2 Clasificación de los inhibidores

Los inhibidores pueden clasificarse en tres grandes grupos (Landolt, 2007):

- Por su campo de aplicación: ácidos, soluciones neutras, pinturas, fase gaseosa, etc.
- Por su efecto en la reacción electroquímica: anódicos, catódicos y mixtos
- Y por su mecanismo de reacción: adsorción, pasivación, precipitación de la película y por eliminación de oxígeno (secuestradores).

En este trabajo se obviará su clasificación por campo de aplicación, por lo que no se hablará más a detalle de esta.

5.2.1 Clasificación por su efecto en la reacción electroquímica

5.2.1.1 Inhibidores anódicos

Este tipo de inhibidores afectan la reacción anódica y su curva de polarización. El potencial cambia a una dirección más positiva (dirección anódica) como resultado de un pequeño flujo de corriente. Ejemplos de este tipo de inhibidores son: iones de cromato, molibdato, nitrito y fosfato. Compuestos orgánicos tales como formaldehído, piridina y polímero polietileno utilizado para inhibir la corrosión del acero también son considerados inhibidores anódicos.

5.2.1.2 Inhibidores catódicos

Los inhibidores catódicos influyen en la reacción catódica y la curva de polarización catódica. El potencial cambia hacia valores más negativos (dirección catódica). También son considerados “inhibidores seguros” debido a que proporcionan una inhibición de la reacción catódica incluso con bajas concentraciones. Algunos ejemplos son: polifosfato, tripolifosfato de sodio, arseniatos, sulfuros y compuestos orgánicos como imidazol y bencimidazol.

5.2.1.3 Inhibidores mixtos

Finalmente, los inhibidores mixtos funcionan tanto en la reacción catódica como la anódica. Ejemplos de este tipo son: benzotriazol, thiourea, aminas, amidas y acridinas (Arora, Pandey, & Gandhi, 2012).

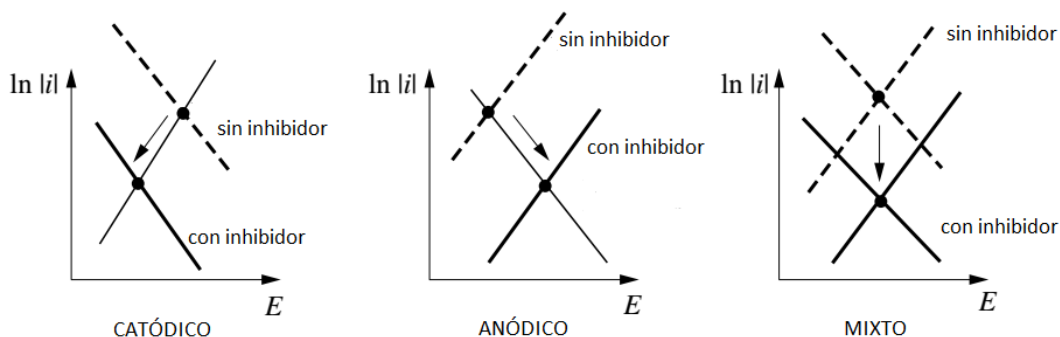


Figura 5.1 Diagramas de Evans que muestran el cambio en el potencial de corrosión debido a la presencia de un inhibidor (Landolt, 2007). Modificado.

5.2.2 Clasificación por su mecanismo de reacción

5.2.2.1 Adsorción

La adsorción es el fenómeno en el cual las moléculas de un soluto (en nuestro caso un inhibidor) se concentran en una superficie sólida (la tubería de acero) por la acción de fuerzas intermoleculares entre el soluto y el sólido (inhibidor y tubería).

La adsorción de un inhibidor sobre la superficie del metal reduce la velocidad de corrosión debido a la formación de una barrera física que obstruye las reacciones electroquímicas y bloquea la interacción entre el metal y el ambiente. Este tipo de inhibidores son compuestos orgánicos y afectan la reacción catódica y anódica (Rostami & Nasr-El-Din, 2009).

Este proceso también es acompañado por un cambio en la diferencia de potencial entre el electrodo de metal y la solución, debido a la distribución no uniforme de las cargas eléctricas en la interfaz. Esta interfaz metal-electrolito posee una doble y a veces triple capa eléctrica (Sastri, 2011).

Brzeszcz (2015) argumenta que la efectividad de los inhibidores que funcionan bajo este mecanismo depende en gran medida del grado de adsorción que se logre sobre la superficie del metal, a mayor aislamiento del metal por la barrera protectora menor tasa de corrosión.

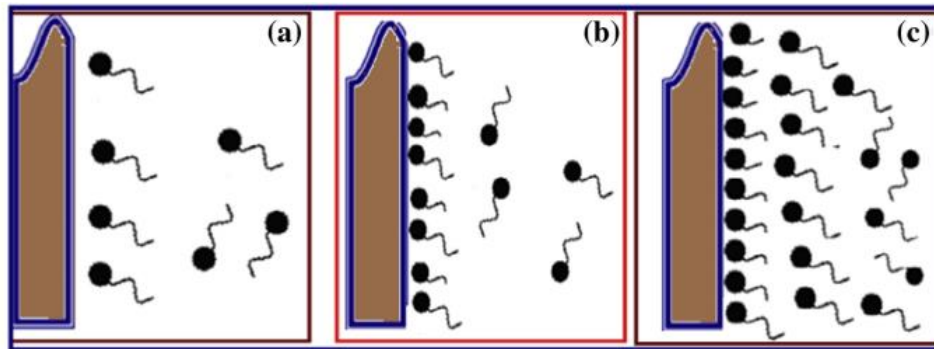


Figura 5.2 Representación esquemática de la adsorción de un inhibidor sobre la superficie de un acero suave (Abbasov, y otros, 2013).

5.2.2.2 Pasivadores

Los inhibidores que trabajan bajo este mecanismo reaccionan con los elementos corrosivos del medio acuoso, formando precipitados protectores (Taghavikish & Dutta, 2017).

Por lo general, los pasivadores son sustancias oxidantes inorgánicas (como cromatos, nitritos y molibdatos) que pasivan el metal y desplazan el potencial de corrosión en la dirección noble.

Este tipo de inhibidores reducen la tasa de corrosión a valores muy bajos, siendo en algunos casos la mejor opción a utilizar (Winston & Uhlig, 2008).

5.2.2.3 Secuestradores (scavengers)

Este mecanismo se basa en la eliminación del agente oxidante, es decir, eliminan el oxígeno del sistema (secuestradores de oxígeno), al hacerlo también se elimina la corrosión.

La hidracina y el sulfato de sodio entran en esta categoría ya que unen las moléculas de oxígeno y las eliminan del medio ambiente (actualmente son los inhibidores más utilizados de este tipo) (Brzeszcz & Turkiewicz, 2015).

Los dos principales tipos de secuestradores químicos utilizados son secuestradores de oxígeno y secuestradores de ácido sulfhídrico, aunque este último no es muy común. Por lo general, los secuestradores de oxígeno se basan en bisulfito de amonio (NH_4HSO_3) debido a que reacciona con el oxígeno y lo reduce a sulfato. Los proyectos de inyección de agua utilizan este tipo de secuestradores (Winning, Taylor, & Ronceray, 2010).

5.3 Inhibidores inorgánicos

Por lo general, estos inhibidores consisten en sales cristalinas como el cromato de sodio, boratos o fosfatos. Los aniones negativos de estos compuestos son los que están involucrados en la reducción de la corrosión del metal (Almagro & Pilay de la A, 2013).

Actualmente este tipo de inhibidores están siendo reemplazados por “verdes”, amigables con el medio ambiente.

5.4 Inhibidores orgánicos

Debido a la toxicidad de los inhibidores inorgánicos, una variedad de compuestos orgánicos han sido utilizados como inhibidores de corrosión, siendo mejores para proteger el acero en medios ácidos.

Los inhibidores orgánicos trabajan bajo el mecanismo de adsorción, protegiendo al metal de tres maneras:

- Adsorción física: resulta de una atracción electrostática entre el inhibidor y la superficie del metal, sin embargo, los inhibidores que trabajan bajo este mecanismo se eliminan fácilmente de la superficie del metal.
- Adsorción química: los inhibidores que funcionan bajo este mecanismo son los más efectivos. La quimisorción resulta de compartir carga o de la transferencia de carga entre las moléculas inhibidoras y la superficie del metal. La adsorción química es más lenta que la física.
- Formación de películas: este mecanismo se basa en las reacciones superficiales de las moléculas inhibidoras y en la formación de una película delgada en la superficie del metal que bloquea las áreas anódicas y catódicas (Taghavikish & Dutta, 2017).

5.5 Factores que afectan la eficiencia de inhibición

5.5.1 Concentración del inhibidor

Se ha encontrado que la velocidad de corrosión disminuye con el incremento de la concentración del inhibidor, esto se debe a que se logra una mayor adsorción del inhibidor en la superficie del metal, es decir, una mayor extensión de superficie cubierta por el inhibidor, haciendo más difícil futuros ataques corrosivos por la solución electrolítica (Rajeev, Surendranathan, & Murthy, 2012).

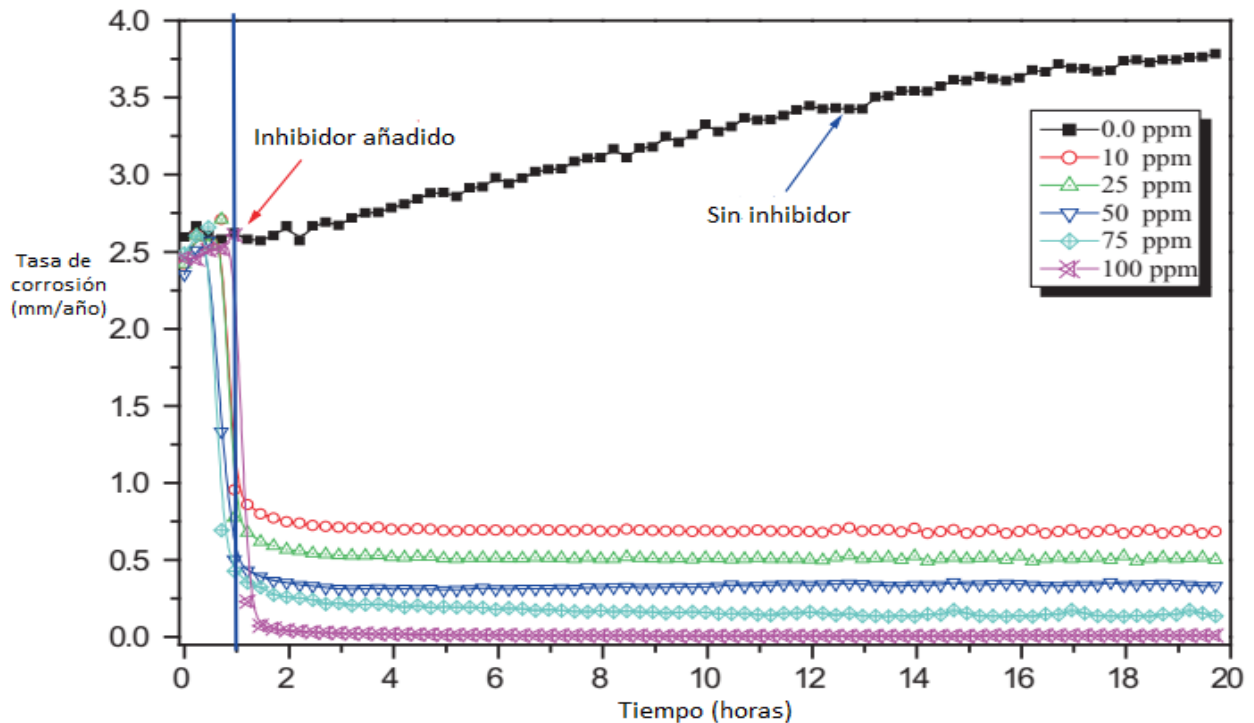


Figura 5.3 Variación de la tasa de corrosión con el tiempo para un acero suave en un medio con CO_2 a diferentes concentraciones de inhibidor (Abbasov, y otros, 2013). Modificado.

5.5.2 Compatibilidad del inhibidor

Los inhibidores de corrosión deben de ser compatibles con el entorno en el que estarán en contacto, es decir:

- Con el sistema de inyección: válvulas, bombas, juntas;
- Con otros tratamientos químicos utilizados: biocidas, secuestradores de oxígeno, desemulsificadores;
- Con el ambiente: deben tener baja toxicidad y no contaminar (cumplir con regulaciones ambientales).

Una manera de evitar problemas de compatibilidad entre inhibidores y otros químicos es priorizar sustancias químicas dependiendo del problema que va a solucionar o utilizar productos combinados (como inhibidores de corrosión y de incrustaciones) (Palmer, Hedges, & Dawson, 2004).

5.5.3 Factores de entorno

Algunos autores postulan que la eficiencia de un inhibidor es afectada por los siguientes factores:

- **Temperatura:** altas temperaturas influyen en la película formada en la superficie del metal y en la tasa de corrosión, pudiendo disminuir también la capacidad de adsorción del inhibidor. Sastri (2011) describe la influencia de la temperatura como un proceso complejo, sostiene que un cambio de temperatura puede afectar la cinética y el mecanismo de disolución del metal y de formación de óxidos, al igual que el fenómeno de adsorción. Debido a lo anterior, la temperatura puede incrementar, disminuir o no tener efecto sobre el inhibidor de corrosión.
- **Presiones parciales:** como se mencionó en capítulos anteriores, las presiones parciales del H₂S y del CO₂ influirán en la selección de la tubería y en este caso, también en la selección del tipo de inhibidor a utilizar. De los inhibidores de corrosión para ambientes amargos y dulces se hablará más adelante en este capítulo.
- **Composición del fluido producido:** el corte de agua, de gas y condensado, así como la densidad y viscosidad del fluido influyen en la conductividad, retención y humedad de la superficie del acero, afectando directamente el desempeño del inhibidor.
- **Condiciones de flujo:** altas velocidades de flujo o flujo turbulento pueden dañar la barrera protectora generada por el inhibidor, afectando directamente su eficacia.
- **Costo y disponibilidad del inhibidor.**
- **Tipo de ambiente (amargo o dulce).**
- **Tipo de problema a controlar:** acidificación, inyección de fluidos (Palmer, Hedges, & Dawson, 2004).

5.5.4 Factores relacionados con el metal

Los inhibidores de corrosión son, en general, específicos para actuar en metales. La efectividad de la inhibición depende totalmente de la naturaleza del metal. La tabla debajo proporciona una guía general que indica el rendimiento relativo de los inhibidores de corrosión para metales, en soluciones casi neutrales (Sastri, 2011):

Tabla 5.1 Desempeño de inhibidores de corrosión en un rango de pH de 5-9 (Sastri, 2011).

Metal (aleación)	Inhibidor						
	Cromatos	Nitratos	Benzoatos	Boratos	Fosfatos	Silicatos	Taninos
Acero suave	Bueno	bueno	bueno	bueno	bueno	relativamente bueno	relativamente bueno
Hierro fundido	Bueno	bueno	pobre	-	bueno	relativamente bueno	relativamente bueno
Zinc y aleaciones	Bueno	pobre	pobre	bueno	-	relativamente bueno	relativamente bueno
Cobre y aleaciones	Bueno	parcialmente bueno	parcialmente bueno	bueno	bueno	relativamente bueno	relativamente bueno
Aluminio y aleaciones	Bueno	parcialmente bueno	parcialmente bueno	variable	variable	relativamente bueno	relativamente bueno
Uniones soldadas de plomo estaño	-	agresivo	bueno	-	-	relativamente bueno	relativamente bueno

5.5.5 Pre-corrosión

Los inhibidores de corrosión a menudo son probados en especímenes nuevos, sin embargo, en los campos petroleros los inhibidores se encuentran con superficies de aceros que han sido cubiertas con diferentes productos de corrosión. Estos productos pueden afectar el desempeño del inhibidor, al igual que el tiempo transcurrido antes de la inhibición (Gulbrandsen, y otros, 1999).

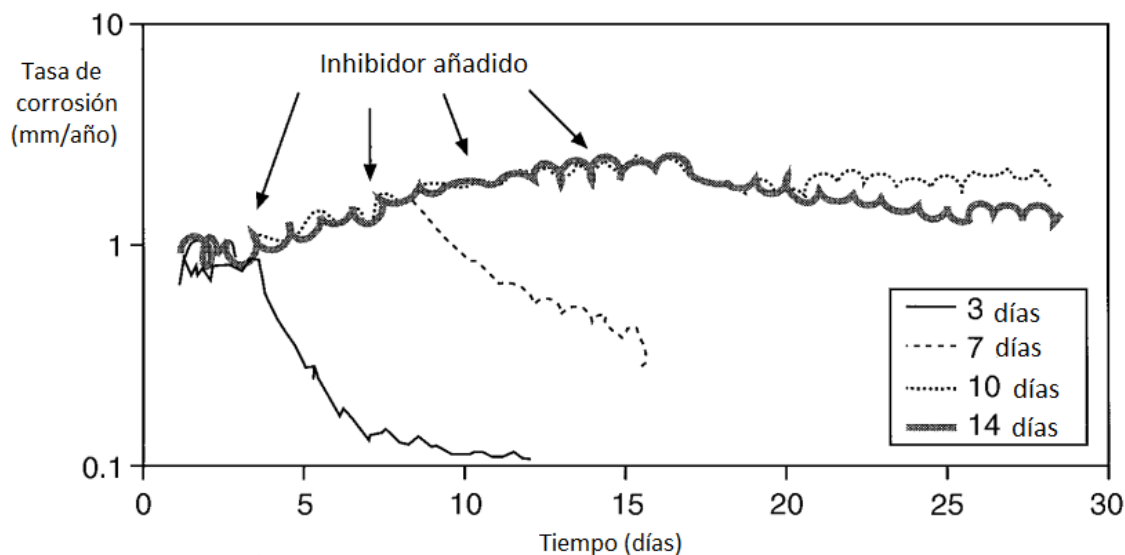


Figura 5.4 Tasa de corrosión en un acero St52 vs tiempo (Gulbrandsen, y otros, 1999). Modificado.

Los tiempos de pre-corrosión son dados en la leyenda, las flechas indican los puntos del tiempo cuando el inhibidor fue añadido a las muestras.

De la figura 5.4 es evidente que la eficiencia del inhibidor disminuyó fuertemente con el incremento en el tiempo de pre-corrosión.

5.6 Inhibidores de corrosión en ambientes con H₂S

Este gas está presente como gas libre en pozos de aceite amargo y en varios pozos de gas y condensado. Este tipo de pozos son por lo general los más corrosivos.

Como se mencionó en capítulos anteriores, el sulfuro de hierro se forma en la superficie de la tubería como producto de la corrosión del acero al carbono en un ambiente que contiene H₂S. El sulfuro de hierro disminuye la eficiencia del inhibidor de corrosión debido a la adsorción del inhibidor sobre las partículas de sulfuro de hierro (y no sobre la superficie del metal) (Prabha, y otros, 2014).

El control de H₂S puede lograrse con secuestradores de sulfhídrico y/o biocidas. Sin embargo, estos químicos son costosos y pueden contaminar los fluidos producidos, por esta razón los nitratos (NO₃) han sido utilizados como agentes para controlar el H₂S en aplicaciones de campo (Sturman & Goeres, 1999).

5.6.1 Inhibidores de corrosión para SRB

Una alternativa es la inyección de nitrato. Al ser inyectado, las bacterias reductoras de nitrato (NRB, por sus siglas en inglés) lo reducen a nitrito, que es un inhibidor de SRB, inhibiendo así la producción de sulfuro. Sin embargo, algunas veces la reacción química entre nitrito y sulfuro puede generar polisulfuro de azufre, que puede acelerar la corrosión, en estos casos es necesario el uso de desulfuromonas (Prabha, y otros, 2014).

Los *biocidas* son inhibidores utilizados cuando se busca controlar el crecimiento de bacterias, por ejemplo, en presencia de la MIC. El cloro es un biocida utilizado en sistemas de inyección de agua de mar. En aplicaciones donde se requieren biocidas orgánicos pueden utilizarse aldehídos, aminas y THPS (Winning, Taylor, & Ronceray, 2010).

5.7 Inhibidores de corrosión en ambientes con CO₂

El CO₂ está casi siempre presente en los yacimientos, su efecto en la corrosión es debido principalmente a la disminución que provoca en el pH de la fase acuosa (por debajo de 6). Este gas promueve la corrosión de zonas afectadas por el calentamiento alrededor de las soldaduras.

Los inhibidores de corrosión para CO₂ son a menudo moléculas orgánicas que consisten de aminas, diaminas e imidazolininas.

Burchard, Valand & Kvarekval (1999) realizaron un experimento en una tubería de bajo acero al carbono, en un medio con presencia de CO₂, encontrando que las diaminas contribuyeron ligeramente en disminuir la tasa de corrosión y afectaron el mecanismo de adsorción. Es importante notar que, por sí solas las diaminas no son completamente inhibidores, aunque son componentes de muchos inhibidores base aminas.

Hu, Mohd & Neville (2013) argumentan que los inhibidores para ambientes dulces son a menudo una mezcla de un químico adsorbente que (por lo general) consiste de aminas, amidas, imidazolininas, sal de moléculas nitrogenadas, cuaternarios de nitrógeno, entre otros.

Mencionan también que la sinergia entre el carbonato de hierro (producto de corrosión de un ambiente dulce) y el inhibidor, ofrece una protección contra la corrosión, además, dependiendo del tipo de inhibidor el carbonato de hierro puede cambiar la morfología cristalina de la película para ser más protectora. Los inhibidores de corrosión dulce también son capaces de prevenir la corrosión general, bajo depósito y por picaduras.

Conclusiones

El mecanismo de corrosión electroquímica es el más común en la industria petrolera, en especial, la corrosión por bacterias (MIC), la corrosión por picaduras (pitting) y el agrietamiento bajo tensión por sulfuro (SSC) son las más comunes en el fondo del pozo.

Las herramientas electromagnéticas son la mejor opción para medir la corrosión en el pozo.

La corrosión por H_2S parece ser más común y perjudicial en comparación con la corrosión por CO_2 .

El proceso corrosivo en ambientes con H_2S y CO_2 es muy complejo. Es difícil concluir cuál es el factor que más influye en la velocidad de corrosión de las tuberías de revestimiento, sin embargo, las presiones parciales (que son función de la concentración de cada uno de los gases) parece ser el más determinante.

El acero al carbono es la tubería preferida en la industria para ser utilizada en el pozo bajo ambientes con presencia de H_2S y/o CO_2 , seguida de los aceros inoxidables y las CRA's. La selección de tuberías está basada prácticamente en las presiones parciales.

Los inhibidores son la mejor manera de combatir la corrosión pero, la comprensión del proceso corrosivo y su identificación previa a la perforación es la mejor manera de prevenirla.

Anexo A. Tuberías utilizadas en el diseño de TR

TUBO DE REVESTIMIENTO												FLUENCIA		RESISTENCIA													
CASING												Kgsd	Kgsd	Kgsd	Kgsd	Kgsd	Kgsd	Kgsd	Kgsd	Kgsd	Kgsd	Kgsd					
D.E.	PESO	DIMENSIONES						PROPIEDADES MECANICAS		GRADO DE ACERO																	
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT AREA	ALT.	TRANS.			API												ALTO COLAPSO				RESISTENTE A LA CORROSION	
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²	Colapso	psi	H40	J55	K55	M65	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125	TAC80	TAC95	TAC110	TAC140	TRC80	TRC95	TRC95HC	TRC110
1338	77.00	0.550	12.275	12.119		22.160	Colapso	psi					3.100	3.100	3.270	3.340	3.340	3.490	3.550	4.360	4.580	4.980	5.320	3.100	3.340	4.580	3.490
							Tensión	lbx1000	1.773	1.773	1.994	2.105	2.105	2.438	2.770					1.773	2.105	2.438	3.102	1.773	2.105	2.105	2.438
							P. Interna	psi	5.760	5.760	6.480	6.840	6.840	7.920	9.000					5.750	6.840	7.920	10.070	5.760	6.840	6.840	7.920
							P. Prueba	psi	5.300	5.300	5.900	6.300	6.300	7.200	8.200					5.300	6.300	7.200	9.200	5.300	6.300	6.300	7.200
	85.00	0.608	12.159	12.003		24.386	Colapso	psi	3.870	3.870	4.060	4.180	4.180	4.480	4.690					5.670	5.970	6.460	7.020	3.870	4.180	5.970	4.480
							Tensión	lbx1000	1.951	1.951	2.195	2.317	2.317	2.682	3.084					1.951	2.317	2.682	3.414	1.951	2.317	2.317	2.682
							P. Interna	psi	6.360	6.360	7.160	7.560	7.560	8.750	9.940					6.360	7.560	8.750	11.140	6.360	7.560	7.560	8.750
							P. Prueba	psi	5.800	5.800	6.500	6.900	6.900	8.000	9.100					5.800	6.900	8.000	10.000	5.800	6.900	6.900	8.000
	1358	88.20	0.625	12.375	12.219	25.525	Colapso	psi	2.800	3.360	3.360	3.660	3.980	3.980	4.130	4.260	4.260	4.570	4.800					3.980	4.260		4.570
							Tensión	lbx1000	1.021	1.404	1.404	1.659	2.042	2.042	2.297	2.425	2.425	2.808	3.191					2.042	2.425		2.808
							P. Interna	psi	3.210	4.420	4.420	5.220	6.420	6.420	7.220	7.630	7.630	8.830	10.030					6.420	7.630		8.830
							P. Prueba	psi	2.200	3.000	3.000	4.800	5.700	5.700	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000					5.700	6.000		6.000
	16	65.00	0.375	15.250	15.063	18.408	Colapso	psi	630																		
							Tensión	lbx1000	736																		
							P. Interna	psi	1,640																		
							P. Prueba	psi	1,100																		

Anexo B. Aditivos utilizados en la industria

Tabla de Inhibidores obtenida del Manual de fluidos BAROID de Halliburton

Producto	Función	Descripción	Tratamiento
Aldacide G	Microbiocida	Solución de glutaraldehido	0.2–0.5 lb/bbl (0.6–1.4 kg/m ³)
Baracor 44	Secuestrante de sulfuro de hidrógeno	Compuesto de zinc en polvo	Tratamiento previo con 2-5 lb/bbl; tratamientos adicionales según se requiera (6-14 kg/m ³)
Baracor 95	Agente de control de alcalinidad	Compuesto de amina líquida	0.25-1.4 lb/bbl (0.7-4 kg/m ³)
Baracor 100	Inhibidor de corrosión	Amina formadora de película	Agua dulce o salada transparente: 21-42 gal/100 bbl de fluido Salmuera pesada: 0.5-2 % en volumen (5-10 L/m ³)
Baracor 450	Inhibidor de corrosión	Compuesto inorgánico con base de cianógeno	0.2-0.4 & en peso
Baracor 700	Inhibidor de corrosión	Mezcla de fosfonatos y alquilfosfatos	0.5-1.5 lb/bbl (1.4-4 kg/m ³)
Barafilm	Inhibidor de corrosión	Amina que forma película	1.5-2 gal/1000 pies de tubo, cada 1-4 horas (1.9-2.5 L/100m)
Barascav D	Secuestrante de oxígeno Extensor térmico para polímeros	Sulfato de sodio en polvo	0.5-1 lb/gal de agua dulce (1.4-2.9 kg/m ³)
Barascav L	Secuestrante de oxígeno Extensor térmico para polímeros	Bisulfito de amonio líquido	Inicialmente 0.1-0.5 lb/bbl (0.3-1.4 kg/m ³)
No-sulf	Secuestrante de sulfuro de hidrógeno	Mezcla de compuestos de zinc	Tratamiento previo con 0.1-5 lb/bbl (0.3-14 kg/m ³)
Stabilite	Diluyente/inhibidor de incrustaciones	Organofosfonato	0.1-1 lb/bbl (0.3-3 kg/m ³)
Barabrine SI	Acondicionador de salmueras	Inhibidor de incrustaciones para uso en salmueras de zinc y de calcio	0.1 % por volumen Si se utiliza con Baracor 450: 0.2-0.4 % por peso
Baracor W-476	Inhibidor de corrosión formador de película	Amina. Soluble en agua y efectivo en salmueras libres de sólidos y fluidos empacantes.	0.5-1 % por volumen
Sourscav	Secuestrador de H ₂ S	Adecuado para fluidos de perforación base agua y no acuosos.	N/D
Starcide	Biocida	Adecuado para fluidos de perforación base agua, compatible con todos los tipos de salmuera y es efectivo contra bacterias. No compatible con secuestradores a base de sulfito y bisulfito.	Para fluidos de perforación base agua: 0.3-1.4 kg/m ³ (0.1-0.5 lb/bbl) Para salmueras: 1-1.44 kg/m ³ (0.35-0.5 lb/bbl)
Oxigon scavenger	Secuestrador de O ₂	Puede remover el O ₂ de fluidos de perforación, terminación y empacantes.	Para fluidos empacantes: 0.1 lb/bbl (0.29 kg/m ³) T > 121°C: 0.5 lb/bbl

Tabla de inhibidores de Schlumberger

Producto	Función	Descripción	Tratamiento
Conqor 404 EH	Inhibidor de corrosión tipo pasivador	Inhibidor a base de fosfato, altamente efectivo contra la corrosión por oxígeno.	1.5 galUS/ 100 bbl (0.6 L/m ³) Para altas tasas de corrosión: 7 galUS/ 100 bbl (1.7 L/m ³)
Conqor 404 WH	Inhibidor de corrosión tipo pasivador	Inhibidor de corrosión para todos los fluidos de perforación base agua, salmuera, espumas y aireados.	2-4 gal/100 bbl (0.5-1.0 L/m ³) Para altas tasas de corrosión: 7 gal/ 100 bbl (1.7 L/m ³) Para sistemas aireados: 12 gal/100 bbl (2.9 L/m ³)
Conqor 303A	Inhibidor de corrosión	Aditivo tipo amina, ayuda a prevenir la corrosión general en TR, TP y herramientas de fondo. Diseño para utilizarse en salmueras y en fluidos de terminación o perforación viscosos.	55 gal/100 bbl de salmuera (208 L/15.9 m ³) Puede ser añadido directamente a la salmuera sin equipo especial de mezclado.
Conqor 202B	Inhibidor de corrosión orgánico base amina, formador de película	Soluble en aceite, ligeramente dispersable en agua, compatible con todos los lodos base agua. Bueno para aplicarse en presencia de CO ₂ o H ₂ S.	Se recomienda aplicación periódica tipo bache. 1.5-2 gal/1,000 ft de sarta de perforación (5.6-7.5 L/305 m)
Sulfatreat DFS	Secuestrador de H ₂ S	Bajo condiciones propicias puede absorber hasta 2,000 mg/L de sulfuro por cada libra de producto. Funciona extremadamente bien a pH bajos y neutrales, así como por debajo y por encima de 9. Si es utilizado en fluidos base agua con pH mayor que el neutral o en fluidos no acuosos (NAF) se debería utilizar en conjunto con zinc o secuestrador base orgánico.	Se recomienda 20 lb/bbl para lodos en servicio de gas amargo.
OS-1L	Secuestrador de O ₂	Solución de bisulfito de amonio utilizado para remover el oxígeno de fluidos de perforación y terminación.	1-2.5 gal/hora (3.8-9.5 L/hora) en la bomba de succión.
Citric acid	Controlador de alcalinidad	Reduce el pH y remueve el calcio.	0.45 kg de producto remueve 0.53 lb (0.24 kg) de exceso de limo
BaSOL scale	Inhibidor de incrustaciones	Sales orgánicas y polímeros biodegradables que disuelven incrustaciones de la tubería.	N/D
Safe-scale pro	Inhibidor de incrustaciones	Mejora el control de incrustaciones en fluidos de completación. Puede ser utilizado en todo tipo de salmueras y fluidos empacantes.	N/D
Zinc oxide	Secuestrador de H ₂ S	No es dependiente del pH, disminuye la posibilidad de picaduras por H ₂ S	1-2 lb/bbl (3-6 kg/m ³) Posteriormente: 1 lb/bbl por cada 600 mg/L de sulfuros detectados

Zinc carbonate	Secuestrador de H ₂ S	Efectivo en fluidos base agua, aceite o sintéticos.	Inicialmente: 1.5-3 lb/bbl (3.75-8 kg/m ³) Posteriormente: 1 lb/bbl porcada 800 mg/L de sulfuros dectados
-----------------------	----------------------------------	---	---

PRODUCTOS DE HALLIBURTON


PRODUCT DATA SHEET

SOURSCAV®

SCAVENGER

Product Description

SOURSCAV® scavenger is a water soluble hydrogen sulfide scavenger suitable for use in non-aqueous and water-based drilling fluids. The solubility of SOURSCAV scavenger aids its availability and reaction rate. Sulfide removal using SOURSCAV is faster and more thorough than using insoluble scavengers.

Applications/Functions

- » Sour drilling
- » Completion fluids
- » Waste disposal

Advantages

- » Environmental profile
- » High solubility
- » Zinc free

Typical Properties

- » Appearance: Grey to green powder
- » pH (1% solution): 4.5
- » Specific gravity: 0.7

Recommended Treatment

Operational conditions such as the fluid type, circulation rate, temperature and rate of hydrogen sulfide influx will impact the rate and extent of the scavenging reaction. Prior to drilling a sour section the sulfide loading should be anticipated and the SOURSCAV concentration and treatment rate should be calculated.

Packaging

SOURSCAV scavenger is packaged in 55-lb (25-kg) bags and pails.

SOURSCAV is a registered trademarks of Halliburton. © 2018 Halliburton. All rights reserved. Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

halliburton.com/baroid

HALLIBURTON | Baroid


PRODUCT DATA SHEET

BaraCor® W-476

CORROSION INHIBITOR

Product Description

BaraCor® W-476 corrosion inhibitor is a film forming amine that is water soluble and effective for use in solids-free brines and packer fluids. It can be used in a wide variety of monovalent and divalent brines. BaraCor W-476 corrosion inhibitor is ideally suited for use in the North Sea because of its Yellow environmental rating.

Applications/Functions

- » Effective corrosion inhibitor in solids-free packer fluids and other oil and gas industry applications
- » Effective at temperatures up to 194°F (90°C) in monovalent (sodium and potassium) brines and up to 338°F (170°C) in divalent brines
- » Typical results show over ninety percent corrosion inhibition

Advantages

- » Yellow classification in Norway and North Sea applications
- » Effective in small concentrations
- » Easily dispersed in water

Typical Properties

- » Form: Clear liquid
- » Specific gravity: 1.1
- » Flash point: >212°F (100°C)
- » pH, (1% aqueous): 11 to 12
- » Solubility: Water soluble

Recommended Treatment

The normal concentration of BaraCor W-476 corrosion inhibitor is 0.5%-1% by volume.

Packaging

BaraCor W-476 corrosion inhibitor is packaged in 264-gal (1000-L) IBC's and 55-gal (208-L) drums.

BaraCor is a registered trademark of Halliburton. © 2017 Halliburton. All rights reserved. Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

halliburton.com/baroid

HALLIBURTON | Baroid


PRODUCT DATA SHEET

STARCIDE™

BIOCIDE

Product Description

STARCIDE™ biocide is suitable for use in water-based drilling and packer fluids, is compatible with all brine types and is effective against bacteria, moulds and yeasts. STARCIDE biocide is not registered under FIFRA and should not be imported, used or distributed in the USA. STARCIDE biocide may be used with OXYGON™ scavenger, but is not compatible with sulphite and bisulfite based scavengers.

Applications/Functions

- » Drilling fluids
- » Packer fluids
- » Waste water treatment
- » **Use biocides safely. Always read the label and product information before use.**

Advantages

- » Compatible with a range of water-based drilling fluids
- » Completely soluble in water
- » Effective in small concentrations

Typical Properties

- » Appearance: Colorless to pale yellow liquid
- » Specific gravity: 1.05
- » Flash point: >100°C (>212°F)

Recommended Treatment

For water-based drilling fluids, add 0.3-1.4 kg/m³ (0.1-0.5 lb/bbl) of STARCIDE directly to the circulating system.

Microbial growth is prevented by regular additions of STARCIDE.

For brines, add 1.0-1.44 kg/m³ (0.35-0.5 lb/bbl) of STARCIDE directly to the circulating system.

NOTE: For hazard instructions and safety information, please refer to the safety data sheet (SDS).

Packaging

STARCIDE biocide is packaged in 25 kg (55 lb) pails and in 1000 kg (2204 lb) IBCs.

STARCIDE and OXYGON are trademarks of Halliburton © 2016 Halliburton. All rights reserved. Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

halliburton.com/baroid

HALLIBURTON | Baroid


PRODUCT DATA SHEET

ALDACIDE® G

BIOCIDE

Product Description

ALDACIDE® G biocide is suitable for use in water-based drilling fluids and packer fluids. ALDACIDE G biocide is effective against aerobic and anaerobic bacteria and is compatible with all brine types. Use of ALDACIDE G biocide in conjunction with sulphite oxygen scavengers is not recommended.

Applications/Functions

- » Water-based drilling fluids
- » Completion and packer fluids
- » Aqueous waste treatment
- » Used as part of corrosion control systems

Advantages

- » Effective against a broad range of microbes, bacteria and fungi
- » Effective in small concentrations
- » Compatible with most water-based drilling fluids

Typical Properties

- » Appearance: Transparent liquid
- » Specific gravity: 1.06
- » pH: 3.1 - 4.5

Recommended Treatment

Initial additions around 0.4 lb/bbl (1.1 kg/m³) will achieve effective antimicrobial action. Packer fluids should be treated with ALDACIDE G along with other corrosion control additives. Circulating fluids require regular additions of ALDACIDE G in order to maintain protection.

Caution: ALDACIDE G biocide is incompatible with BARASCAV™ D and BARASCAV L oxygen scavengers.

Packaging

ALDACIDE G biocide is packaged in 5-gal (18.9-l) pails and 55-gal (208-l) drums.

ALDACIDE is a registered trademark of Halliburton. BARASCAV is a trademark of Halliburton. © 2016 Halliburton. All rights reserved. Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

halliburton.com/baroid

HALLIBURTON | Baroid

BARACOR® 95

PRODUCT DATA SHEET

Corrosion Inhibitor

Product Description

BARACOR® 95 corrosion inhibitor is amine-based and water soluble. It is effective in drilling fluids, solids-free brines and packer fluids. It can be used in a range of mono- and divalent brines. BARACOR 95 provides protection for drillpipe, casing and other tubulars in drilling and completion systems. Corrosion protection can be maintained at temperatures up to 375°F (190°C).

Applications/Functions

- Water-based drilling fluids
- Completion fluids
- Brine packer fluids

Advantages

- Easily dispersed in water
- Effective at low concentrations
- High temperature corrosion control
- Granted the best possible environmental rating

Typical Properties

- | | |
|---------------------|--------------|
| • Appearance: | Clear liquid |
| • Specific gravity: | 1.02 |
| • Flash point: | 205°F (96°C) |
| • pH (1% aqueous): | 12 |

Recommended Treatment

Corrosion can be controlled and limited with the addition of up to 0.4% v/v BARACOR 95. Additions to divalent brines should be limited in order to control precipitation. BARACOR 95 should be used as part of a corrosion control program including biocide and appropriate scavengers.

Packaging

BARACOR 95 corrosion inhibitor is packaged in 55 gallon (208 l) drums and 5 gallon (19 l) cans.

BARACOR 95 is a registered trademark of Halliburton © 2016 Halliburton. All rights reserved. Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

www.halliburton.com
HALLIBURTON

Baroid

OXYGON™ Scavenger

PRODUCT DATA SHEET

Fluid Additive

Product Description

OXYGON™ is a non-sulfite oxygen scavenger used to minimize the corrosive effects of soluble oxygen. Dissolved oxygen can be removed from drilling, completion and packer fluids. OXYGON works in conjunction with inhibitors, other scavengers and biocides to minimize corrosion and avoid damage to drilling and completion equipment.

Applications/Functions

- Removes soluble oxygen from drilling, completion and packer fluids
- Compatible with fresh water, mono- and divalent brines
- Used as part of corrosion control systems

Advantages

- Effective at low concentrations
- Rapid removal of dissolved oxygen
- Stable in solution to 250°F (121°C)
- Stability can be extended up to 500°F (260°C)

Typical Properties

- Appearance: White granular powder
- Solubility: Water Soluble
- Specific Gravity: 1.2

Recommended Treatment

Packer fluids should be treated with 0.1 lb/bbl (0.29 kg/m³) OXYGON, along with other corrosion control additives. Circulating fluids require regular additions of OXYGON. Service at temperatures above 250°F (121°C) requires treatment with 0.5 lb/bbl (1.45 kg/m³) CFS-635 OXYGON stabilizer.

Packaging

OXYGON is packed in 50lb and 25kg pails.

© 2014 Halliburton. All rights reserved. Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however. OXYGON is a trademark of Halliburton © 2014 Halliburton. All Rights Reserved

HALLIBURTON

Baroid

BARAFILM™

Corrosion Inhibitor

Product Data Sheet

Product Description

BARAFILM™ corrosion inhibitor is a filming amine corrosion inhibitor that physically and chemically absorbs on metal to help protect it from hydrogen sulfide, carbon dioxide, and oxygen corrosion. BARAFILM corrosion inhibitor can be used in two ways. First, it can be sprayed on dry drill pipe and other tubulars to protect from atmospheric corrosion or in preparation for use down hole. Second, it can be used in a fluid system. It is suitable for use in all brines and water-based drilling fluid systems. When used in a fluid system, BARAFILM corrosion inhibitor is most effective as a slug treatment. BARAFILM corrosion inhibitor is particularly useful to help protect metal surfaces in air, mist, and foam drilling operations.

Applications / Functions

- Inhibits hydrogen sulfide, carbon dioxide, or oxygen corrosion attack of metal surfaces
- Protects drillpipe in the hole when used as a slug treatment
- Inhibits formation of corrosion cells in air, foam or mist drilling, low-solids and weighted drilling fluids

Advantages

- Mixes quickly with oil and/or solvents
- Helps provide effective corrosion inhibitor for all water-based drilling fluids
- Effective in small concentrations
- Solubilizes in oil allowing for efficient and even application of inhibitor
- Helps maintain stability at temperatures above 300°F (149°C)

Typical Properties

- | | |
|---------------------|-----------------------|
| • Appearance | Brown or black liquid |
| • Flash point, PMCC | 140°F (60°C) |
| • Specific gravity | 0.92 |
| • Solubility | Oil soluble |

www.halliburton.com/baroid

Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

BARAFILM is a trademark of Halliburton © 2010 Halliburton All Rights Reserved

9/3/2010

Recommended Treatment

1. Blend BARAFILM corrosion inhibitor in a hydrocarbon carrier between the following treatment ratios:
 - Maximum treatment - 1:6 14 gal BARAFILM corrosion inhibitor/86 gal oil
 - Minimum treatment - 1:13 7 gal BARAFILM corrosion inhibitor/93 gal oil
2. Apply the resultant mixture directly onto metal surfaces, coating all exposed surfaces inside and outside the pipe
3. Run tests using corrosion coupons to monitor the effectiveness of treatment levels

Note: Reduced inhibitor concentrations will usually require more frequent treatments

4. Mix slug treatment of drillpipe in the hole
 - Initial treatment: Add 1-2 bbl (0.16- 0.32 m³) directly
 - Continuous treatment: Add 3-5 gal (11-19 l) every 24 hours

Note: The inhibitor should be applied to the drillpipe rather than mixed into the drilling system. This can help permit better control of drilling fluid properties and can help avoid excessive corrosion inhibitor costs.

Packaging

BARAFILM corrosion inhibitor is packaged in 55-gal (208-l) drums

www.halliburton.com/baroid

Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

BARAFILM is a trademark of Halliburton © 2010 Halliburton All Rights Reserved

9/3/2010

BARACOR® 700E

Corrosion Inhibitor

Product Data Sheet

Product Description

BARACOR® 700E corrosion inhibitor is specifically designed to prevent oxygen corrosion in monovalent brines, aerated drilling fluids, and air rich drilling fluid systems such as mist or foam drilling applications. BARACOR 700E corrosion inhibitor helps prevent oxygen pitting and protect drillpipe, casing, and other downhole tubulars. It is specially formulated for use in the North Sea.

Applications / Functions

- Helps to protect drillpipe, casing and stainless steel tubing

Advantages

- Reduces corrosion rates in monovalent brines significantly
- Compatible with all monovalent brine types
- Does not affect drilling fluid properties

Typical Properties

• Appearance	Yellow to brown liquid
• Specific Gravity	1.339 to 1.363
• pH (neat)	7.5 to 8.5

Recommended Treatment

Add 0.5 – 1.5 lb/bbl (1.4 – 4.3 kg/m³) of BARACOR 700E corrosion inhibitor directly to the system

Packaging

BARACOR 700E corrosion inhibitor is packaged in 272-kg drums

www.halliburton.com/baroid

Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

BARACOR is a registered trademark of Halliburton © 2010 Halliburton All Rights Reserved

3/24/2010

BARACOR® 100

Corrosion Inhibitor

Product Data Sheet

Product Description

BARACOR® 100 corrosion inhibitor is a film forming amine that is water soluble and effective for use in solids-free brines and packer fluids. BARACOR 100 corrosion inhibitor is effective up to 400°F (204°C) in monovalent brines and up to 300°F (149°C) in calcium and zinc brines.

Applications / Functions

- BARACOR 100 corrosion inhibitor is an effective corrosion inhibitor in solids-free packer fluids and other oil and gas industry applications. BARACOR 100 corrosion inhibitor is effective at temperatures up to 400°F (204°C) in monovalent (sodium and potassium) brines and up to 300°F (149°C) in divalent (calcium and zinc) brines. Typical results show over ninety percent corrosion inhibition.

Advantages

- Effective at low concentrations
- Convenient and easy to use
- Economical

Typical Properties

• Appearance	Dark liquid
• Flash point, TCC	92°F
• Flash point, TCC	33°C
• pH, (1% aqueous solution)	10.5
• Pour point	-10°F
• Pour point	-23°C
• Specific gravity	1

Recommended Treatment

Treatment recommendations should be based on area histories which indicate a need for an inhibited packer fluid and compatibility test of BARACOR 100 corrosion inhibitor with the packer fluid. Many producing companies require the use of inhibited packer fluids in areas known to have corrosion problems. This is low-cost insurance for production strings.

The suggested treatment for solids-free freshwater or brine packer fluids is 0.5%-1% by volume. BARACOR 100 inhibitor should be mixed with the packer brine after filtration, then spotted in the hole.

Packaging

BARACOR 100 corrosion inhibitor is packaged in 55-gal (208-l) drums containing 462-lb (210-kg) net weight.

www.halliburton.com/baroid

Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

BARACOR is a registered trademark of Halliburton © 2010 Halliburton All Rights Reserved

8/31/2010

BARASCAV™ D

Scavenger

Product Data Sheet

Product Description

BARASCAV™ D scavenger is a dry powder oxygen scavenger used for corrosion control or thermal extension of water-based fluids. Applications include oxidative corrosion control in down-hole tubulars and reduction of the conditions that promote thermal degradation of organic materials. BARASCAV D scavenger is suitable for use in fresh water and monovalent brines. Use in divalent brines is not recommended.

Applications / Functions

- Helps remove soluble oxygen from water-based drilling fluids and monovalent brines

Advantages

- Extends the life of organic polymers and other organic materials, especially at elevated temperatures
- Minimizes oxygen corrosion cell formation
- Helps lower mud maintenance costs
- Effective in small concentrations

Typical Properties

• Appearance	White to off-white powder
• pH, (1% aqueous solution)	9.4
• Specific gravity	2.63

Recommended Treatment

For initial treatment, add 0.1-0.5 lb/bbl (0.29-1.43 kg/m³) of BARASCAV D scavenger.

Note: Regulate treatments by maintaining sulfite residuals of 20-100 mg/l in saturated salt water and up to 300 mg/l in fresh water systems.

Warning: BARASCAV D scavenger contains sulfite and is incompatible with ALDACIDE® G and STARCIDE™ biocides, DEXTRID® filtration control agent, and formaldehyde/ paraformaldehyde.

Packaging

BARASCAV D scavenger is packaged in 50-lb (22.7-kg) sacks.

www.halliburton.com/baroid

Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

BARASCAV and STARCIDE are trademarks of Halliburton • ALDACIDE and DEXTRID are registered trademarks of Halliburton © 2010 Halliburton All Rights Reserved

5/19/2010

NO-SULF®

Scavenger

Product Data Sheet

Product Description

NO-SULF® scavenger is a hydrogen sulphide scavenger suitable for use in oil and water based fluid that is a solid and water insoluble. Reaction with hydrogen sulphide is relatively slow and is limited to the surface layer of each particle. NO-SULF scavenger contains zinc and therefore is unsuitable for use in certain regions.

Applications / Functions

- Helps remove hydrogen sulfide
- Helps prevent sulfide stress corrosion cracking of the drillpipe
- Helps protect rig personnel from sulfide gases

Advantages

- Will not adversely affect drilling fluid properties
- Effective in water-based and oil-based drilling fluids
- Reacts readily with hydrogen sulfide

Typical Properties

• Appearance	White powder
• Bulk density	35lb/ft ³
• Bulk density	561kg/m ³
• Specific gravity	4.5

Recommended Treatment

Operational conditions such as fluid type, circulation rate, temperature, and rate of hydrogen sulfide influx will impact the rate and extent of scavenging reaction.

The amount of gas intrusion into the wellbore should be monitored carefully both by surface equipment and routine measurements of the sulfide concentration in the drilling fluid.

One-tenth of a pound (0.1 lb) NO-SULF scavenger can remove approximately 60 mg/L sulfide from one barrel of aqueous drilling fluid.

Maintaining an excess of NO-SULF scavenger in the system is recommended during intervals of hydrogen sulfide intrusion.

Packaging

NO-SULF scavenger is packaged in 50-lb (22.7-kg) and 55.1-lb (25-kg) sacks.

www.halliburton.com/baroid

Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

NO-SULF is a registered trademark of Halliburton © 2010, 2007 Halliburton All Rights Reserved

3/26/2010

BARABRINE® SI

Brine Conditioner

Product Data Sheet

Product Description

BARABRINE® SI scale inhibitor is designed to prevent alkaline earth metal scale deposition in calcium and zinc brines. Scale prevention helps permit higher reservoir productivity, minimize production downtime and reduce the risk of localized corrosion.

Applications / Functions

- BARABRINE SI scale inhibitor is designed to work in all brines that contain zinc to help prevent the deposition of scale
- BARABRINE SI scale inhibitor is specifically formulated to work with BARACOR® 450 corrosion inhibitor to prevent corrosion cell formation on unprotected metal exposed to high density brines.
- BARABRINE SI scale inhibitor exhibits the threshold effect in which large numbers of multivalent cations are kept in solution by a small concentration of an inhibitor. The threshold effect exhibited by BARABRINE SI scale inhibitor helps prevent the initial scale deposition on unprotected metal
- BARABRINE SI scale inhibitor remains effective long enough to allow a companion product, BARACOR 450 corrosion inhibitor, to fully coat the clean metal surface and helps prevent long term corrosion

Advantages

- Allows clean coating of corrosion inhibitor onto metal surfaces
- Easily added to high density brines
- Low levels of use (0.1% by volume)
- No flocculation or precipitation of scale inhibitor product
- Low pour point allows use in cold climates

Typical Properties

• Appearance	Amber liquid
• Flash point, PMCC >	200°F
• Flash point, PMCC >	93.3°C
• pH, (1% solution)	1.5
• Pour point	10°F
• Pour point	-12°C
• Specific gravity	1.36
• Kinematic viscosity	20 to 40 cps

Recommended Treatment

BARABRINE SI scale inhibitor 0.1% by volume

Note: To be used only in conjunction with BARACOR 450 corrosion inhibitor

BARACOR 450 corrosion inhibitor 0.2-0.4% by weight

www.halliburton.com/baroid

Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

BARABRINE and BARACOR are registered trademarks of Halliburton © 2010 Halliburton All Rights Reserved

3/24/2010

Packaging

BARABRINE SI scale inhibitor is packaged in 55-gal (208-l) drums containing approximately 572-lb (259-kg) net weight.

BARABRINE SI: Corrosion Data					
Brine density, lb/gal	Inhibitor	Temperature, °F (°C)	Corrosion rate, mpy		
			Seven days	Thirty days	Sixty days
16.3 (1953kg/m ³)	No inhibitor	350 (185)	43.7	19.8	11
16.3 (1953kg/m ³)	BARACOR 450	350 (185)	2.3	5.5	2.3
16.3 (1953kg/m ³)	BARACOR 450+ BARABRINE SI	350 (185)	0.9	1	0.3
17.3 (2073kg/m ³)	No inhibitor	350 (185)	68.4	31.2	14.1
17.3 (2073kg/m ³)	BARACOR 450	350 (185)	23.9	9.8	7.9
17.3 (2073kg/m ³)	BARACOR 450+ BARABRINE SI	350 (185)	3.7	5.4	5.3

Notes:
 • Brine: CaBr₂/ZnBr₂; 20 cc brine/in² coupon
 • Coupon: Carbon Steel 1010
 • BARABRINE SI: 0.1 % by volume
 • BARACOR 450: 0.2 % by weight

www.halliburton.com/baroid

Because the conditions of use of this product are beyond the seller's control, the product is sold without warranty either express or implied and upon condition that purchaser make its own test to determine the suitability for purchaser's application. Purchaser assumes all risk of use and handling of this product. This product will be replaced if defective in manufacture or packaging or if damaged. Except for such replacement, seller is not liable for any damages caused by this product or its use. The statements and recommendations made herein are believed to be accurate. No guarantee of their accuracy is made, however.

BARABRINE and BARACOR are registered trademarks of Halliburton © 2010 Halliburton All Rights Reserved

3/24/2010

PRODUCTOS DE SCHLUMBERGER



CONQOR 404 EH

Phosphate-base corrosion inhibitor

ADVANTAGES

- Compatible with anionic foamers
- Highly effective against oxygen corrosion caused by dissolved oxygen
- Low toxicity
- Minimum impact on fluids rheology
- Effective in waters from fresh to saturated salt water
- Effective in aerated fluids such as those used in air-drilling operations
- Effective to temperatures in excess of 350 degF [177 degC]
- Does not require an oxygen scavenger

CONQOR 404 EH* phosphate-base corrosion inhibitor is an all-purpose, water-soluble organophosphate compound. It is a passivating type of corrosion inhibitor used to prevent corrosion on metal surfaces.

CONQOR 404 EH inhibitor is used as a corrosion inhibitor for low solids, no-dispersed water-base polymer drilling fluids, brine water systems, as well as air, mist, and foam fluids. It is effective at relatively low concentrations such as 2.5 galUS/100 bbl [0.6 L/m³]. CONQOR 404 EH inhibitor is well suited for applications where calcium scale deposition is a problem, and is especially effective in highly aerated fluids such as underbalanced drilling operations.

Typical recommended treatment of CONQOR 404 EH inhibitor is 2.5 galUS/100 bbl [0.6 L/m³] of makeup fluid depending on anticipated conditions, other chemicals used in the system, and the corrosive environment (e.g., salinity, pH, temperature, oxygen content, and acid gases). If the corrosion rate is unacceptably high, the concentration should be increased to at least 7 galUS/100 bbl [1.7 L/m³]. For aerated systems, an initial treatment of 12 galUS/100 bbl [2.9 L/m³] is recommended. The product should be evenly dispersed throughout the circulating mud system and can be added either through the chemical barrel or directly to the mud pits wherever good agitation occurs.

The corrosion rates should be monitored at all times with corrosion coupons and treatments should be adjusted according to their analysis. A good corrosion-control program includes a thorough makeup-water analysis, chemical treatments for corrosive contaminants, and an adequate bacterial control for systems that contain biodegradable additives.

Typical Physical Properties

Physical appearance	Clear yellow liquid
Specific gravity	1.43–1.44
pH of 5% solution	7–8.5
Flash point	>200 degF [–93 degC]
Pour point	–10 degF [–23 degC]

Limitations

- Not compatible with formate brines or fluids
- Not compatible with soluble hardness
- Should not be used in packer fluids or other situations where the fluid will not be circulated nor on racked pipe.
- Should not be diluted with alcohol.

Toxicity and handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Packaging and storage

CONQOR 404 EH inhibitor is packaged in 55-galUS [208-L] epoxy-lined steel drums and in 5 galUS plastic pails. It is not a DOT regulated material.

Store in a dry, well-ventilated area. Keep container closed. Keep away from heat, sparks and flames. Store away from incompatibles. Follow safe warehousing practices regarding palletizing, banding, shrink-wrapping, and/or stacking.

*Mark of M.I.L.L.C., a Schlumberger company
Copyright © 2017 M.I.L.L.C. All rights reserved. 17-MI-307495

CONQOR 404 WH

CONQOR 404 WH[†] corrosion inhibitor is an all-purpose, water-soluble organophosphate compound.

A passivating inhibitor used to prevent corrosion on metal surfaces.

Typical Physical Properties

Physical appearance	Clear yellow liquid
Specific gravity.....	1.435-1.445
pH of 5% solution	7.0-8.0
Flash point	>200 degF (>93 degC)
Pour point	-10 degF (-23 degC)

Applications

CONQOR 404 WH inhibitor is used as a corrosion inhibitor in all water-base drilling fluids, brine water systems and air/mist/foam fluids. CONQOR 404 WH additive at relatively low concentrations is particularly effective against oxygen corrosion in aerated muds used in under balanced drilling operations and low solids non-dispersed water-base fluids.

Typical recommended treatment of CONQOR 404 WH inhibitor is 2-4 gallons for every 100 barrels (0.5-1.0 L/m³) of make-up fluid depending on anticipated conditions, other chemicals used in the system, and the corrosive environment, i.e., salinity, pH, temperature, oxygen content and acid gases. If the corrosion rate is unacceptably high, the concentration should be increased to at least 7 gallons/100 barrels (1.7 L/m³). For aerated systems, an initial treatment of 12 gal/100 bbl (2.9 L/m³) is recommended. The product should be evenly dispersed throughout the circulating mud system and can be added either through the chemical barrel or directly to the mud pits wherever good agitation occurs.

The corrosion rates should be monitored at all times either directly or with corrosion coupons and treatments should be adjusted according to their analysis. A good corrosion-control program includes a thorough make-up-water analysis, chemical treatments for corrosive contaminants and an adequate bacterial control for systems that contain biodegradable additives.

Advantages

- Compatible with anionic foamers
- Highly effective against oxygen corrosion caused by dissolved oxygen
- Low toxicity
- Minimum impact on fluids rheology
- Effective in fresh to saturated salt water
- Effective in aerated fluids such as those used in air-drilling operations
- Effective to temperatures in excess of 350 degF (177 degC)
- Does not require an oxygen scavenger

Limitations

- Should not be used in packer fluids or other situations where the fluid will not be circulated nor on racked pipe.
- Should not be diluted with alcohol.
- Less effective when calcium exceeds 200 mg/L, increased product concentration required.
- Not compatible with formate brines or fluids.

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Packaging and Storage

CONQOR 404 WH additive is packaged in 55-gal (208-L) epoxy lined steel drums and in 5 gallon plastic pails. It is not a DOT regulated material.

Store in a dry, well-ventilated area. Keep container closed. Keep away from heat, sparks and flames. Store away from incompatibles. Follow safe warehousing practices regarding palletizing, banding, shrink-wrapping and/or stacking.



P.O. Box 42842
Houston, Texas 77242-2842
www.miswaco.slb.com
Email: questions@miswaco.slb.com

This information is supplied solely for informational purposes and M-I SWACO makes no guarantees or warranties, either expressed or implied, with respect to the accuracy and use of this data. All product warranties and guarantees shall be governed by the Standard Terms of Sale. Nothing in this document is legal advice or is a substitute for competent legal advice.

©2015 M-I LLC. All rights reserved. *Mark of M-I LLC
FPB.0362.1501.R1 (E)

CONQOR 303A

CONQOR[®] 303A corrosion inhibitor is a modified, amine-type additive designed to protect all oilfield tubular goods.

CONQOR 303A inhibitor helps prevent general corrosion attack on casing, tubing and downhole tools in contact with clear completion brines.

Typical Physical Properties

Physical appearance	Dark brown liquid
Specific gravity	1.10
Flash point	305°F (151.6°C) (PMCC)
Pour point	<11°F (-12°C)
Viscosity at 77°F (25°C).....	4 cP

Applications

CONQOR 303A additive controls corrosion of tubing and casing strings when used in workover or packer brines, including sodium chloride, calcium chloride, sodium bromide, calcium bromide and zinc bromide. CONQOR 303A corrosion inhibitor is designed for use in clear brines but can be used in viscosified completion or drilling fluids. Pilot testing for compatibility is recommended for this application.

For treatment of clear brine fluids, one 55-gal (208-L) drum of CONQOR 303A corrosion inhibitor should be added to 100 barrels (15.9 m³) of brine. This is equal to 0.55 gal/bbl (13.1 L/m³) or 5 lb/bbl (14.3 kg/m³). CONQOR 303A corrosion inhibitor can be added directly to the brine without special mixing equipment or agitation.

Advantages

- Protects metal surfaces in both the shallow, upper part of the well and in the deeper, hotter areas. At the recommended concentration, CONQOR 303A corrosion inhibitor provides protection at bottomhole temperatures up to 350°F (177°C).
- Protects both tubular goods and completion tools exposed to workover or clear completion brines
- Compatible with sodium chloride, potassium chloride, calcium chloride, sodium bromide, calcium bromide and moderate-density zinc bromide brine fluids

Limitations

- When applied to zinc bromide fluids, recommendations should be obtained from the M-I SWACO Completion Fluids Technology Group.
- Designed for application in clear brine fluids. If used in a viscosified completion or drilling fluid, pilot testing for compatibility is recommended.

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

CONQOR 202B

CONQOR* 202B corrosion inhibitor is an oil-soluble, slightly water-dispersible, film-forming organic amine.

It effectively protects the drillstring by forming a tough, persistent film on metal surfaces. It is compatible with all types of water-base muds, both weighted and unweighted. It is most applicable when severely corrosive conditions are anticipated, such as when utilizing air-drilling techniques, or in the presence of carbon dioxide or hydrogen sulfide gases.

Typical Physical Properties

Physical appearance	Dark brown liquid
Specific gravity	0.888-0.9
pH (5% solution)	8.4-8.6
Solubility in water	Insoluble
Flash point	172°F (78°C) (PMCC)

Applications

CONQOR 202B protects steel equipment by adsorbing onto surfaces, forming a filming barrier to corrosive conditions. The recommended application is to use periodic “slug” or “batch” treatments pumped down the drill pipe.

The recommended treatment is 5 to 15 gal (19 to 56.7-L) slugs of CONQOR 202B while making up connections or every 4 hr, and prior to pumping the slug on trips. This slug volume should be selected to be about 1.5 to 2 gal (5.6 to 7.5-L) of CONQOR 202B for each 1,000 ft (305 m) of drillstring.

When tripping out of hole, CONQOR 202B can be sprayed, painted or mopped on the outside of the pipe.

Advantages

- Reduces the potential for corrosion in air, mist, foam or aerated mud drilling, and in all water-base muds
- Coats and protects the drillstring with a persistent amine film which can protect against carbon dioxide or hydrogen sulfide corrosion
- Temperature-stable and functional to temperatures of more than 300°F (149°C)

Limitations

- Should not be used in packer fluids or other situations where the fluid will not be circulated

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Packaging and Storage

CONQOR 202B is packaged in 55-gal (208-L) drums.

Store in a dry, well-ventilated area. Keep container closed. Keep away from heat, sparks and flames. Store away from incompatibles. Follow safe warehousing practices regarding palletizing, banding, shrink-wrapping and/or stacking.



SULFATREAT DFS

SULFATREAT* DFS scavenger is a chemically engineered additive for drilling fluid that quickly and effectively removes deadly hydrogen sulfide (H₂S) gas.

Under proper conditions, it can absorb up to 2,000 mg/L of dissolved sulfide per pound of product. SULFATREAT DFS H₂S scavenger works exceedingly well at low and neutral pH, and less so at pH 9 and above. When used in water-base fluids with pH greater than neutral or in non-aqueous fluids (NAF), it should be used in conjunction with zinc- or organic-base scavengers to assure a complete treatment range.

Typical Physical Properties

Physical appearance	Black granular
Specific gravity	4.4 - 4.5
Solubility in water	Insoluble
Bulk density	1,800-2,100 kg/m ³ (110-130 lb/ft ³)
Dry screen analysis, passing 300 mesh.....	>90%

Applications

SULFATREAT DFS scavenger is an iron-oxide scavenger that can be used in combination with zinc- or organic-based scavengers to provide high H₂S scavenging capacity with minimal impact on fluid properties. It can be used in both water and NAF systems. One pound per barrel removes approximately 2,000 mg/L of dissolved sulfides under ideal conditions.

An initial treatment of 20 lb/bbl is recommended for most mud systems to be used in sour gas service. Lower concentrations may be used where encountering H₂S is less likely. Because of its high density, SULFATREAT DFS scavenger will add to the density of the mud. Use MUDCALC or PCMOD to assure proper formulation. Aside from increasing density, the product has minimal impact on rheology and fluid loss control in most water and NAF systems. Pilot test before first use.

When H₂S is encountered, treat the system with enough SULFATREAT DFS scavenger so that the flow line returns contain at least half the level of unreacted product measured in the suction pit. If soluble sulfides are still present, then apply a zinc or organic scavenger. Contact Technical Services for a field method to monitor SULFATREAT DFS product concentration.

SULFATREAT DFS scavenger can be readily mixed into drilling fluid. In emergency situations, it can be added to the mud pits and then stirred into suspension hydraulically or mechanically. It is not necessary to mix through the mud hopper.

SULFATREAT DFS scavenger is less than one-half as abrasive as barite by API test method. The product has a porous, honeycomb structure that collapses and deforms rather than abrades.

Advantages

- SULFATREAT DFS scavenger is iron-base, and is not a heavy metal like zinc
- The product has little effect on most ecological toxicity tests, unlike zinc and organic scavengers
- SULFATREAT DFS scavenger has little effect on NAF (SBM and OBM) rheology and fluid loss, and can easily be added at 5 lb/bbl as insurance against large kicks
- Unlike zinc, the product has little effect on clay- or xanthan-viscosified WBM

Limitations

- SULFATREAT DFS scavenger reacts with H_2S when the pH drops to 7 or below, as happens when large acid gas influxes enter the drilling fluid system. It is much less reactive at higher pH. This can be problematic at pH 11, the value recommended for mud systems used in sour gas service. Because of this pH sensitivity, the product should be used in conjunction with zinc- or organic-base scavengers. Proper zinc scavengers include zinc carbonate or zinc oxide. Organic, triazinebase SAFE-SCAV HS scavenger also works well.
- SULFATREAT DFS scavenger is denser than barite, and should not be used in unviscosified and non-suspending systems. Normally a mud that will support barite will support the product. Settling may be a problem in low-viscosity systems.
- SULFATREAT DFS scavenger is easily removed by desilters and desanders because of its density.
- SULFATREAT DFS is magnetic and may interfere with magnetic instruments. The product will also cling to permanent and electromagnets.

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Packaging and Storage

SULFATREAT DFS scavenger is packaged in 23 kg (50 lb) paper sacks.

SULFATREAT DFS scavenger can be kept for an indefinite period of time under normal storage conditions without loss of effectiveness. It can be stored outside if protected from direct weather elements. No special handling or environmental inventory is required because the product is nonhazardous and non-toxic.



SULFATREAT
A business unit of M-I L.L.C.
17998 Chesterfield Airport Road
Suite 215
Chesterfield, MO 63005
www.sulfatreat.com
E-mail: info@sulfatreat.com

This information is supplied solely for informational purposes and M-I SWACO makes no guarantees or warranties, either expressed or implied, with respect to the accuracy and use of this data. All product warranties and guarantees shall be governed by the Standard Terms of Sale. Nothing in this document is legal advice or is a substitute for competent legal advice.

©2011 M-I L.L.C. All rights reserved. *Mark of M-I L.L.C.
TPB.1902.1107.R2 (E) Litho in U.S. A.

OS-1L

OS-1L* oxygen scavenger is an ammonium bisulfite solution used to remove entrained oxygen from drilling and completion fluids.

The product is injected at the pump suction on a continuous basis to minimize atmospheric contact. OS-1L oxygen scavenger functions as a corrosion inhibitor by removing oxygen from the drilling or completion fluid while circulating.

Typical Physical Properties

Physical appearance	Yellow liquid
Specific gravity	1.3

Applications

Traces of oxygen dissolved in the water can cause corrosion problems in the drillstring.

OS-1L oxygen scavenger is injected continuously at the pump suction by a specialized, metered pump that permits injection into the downhole fluid with minimal atmospheric contact. This is important because the ammonium bisulfite would be rapidly spent by atmospheric contact.

The sulfite ion is monitored at the flowline using an excess sulfite test to determine if sufficient scavenger remains available. When the fluid returns to the surface, it once again comes in contact with the atmosphere and begins to pick up oxygen causing the effective concentration of OS-1L scavenger to drop. Samples should be collected as close to the bell nipple as practical.

CONDOR* 404 corrosion inhibitor is often used with OS-1L oxygen scavenger in drilling fluids to assist in complete corrosion control. OS-1L scavenger is also used with CONDOR 303-A or SAFE-COR* corrosion inhibitors in completion fluids.

Initially, the oxygen scavenger is injected at a rate of between 1 and 2.5 gal (3.8 and 9.5 L) per hour at the pump suction. Sulfite determinations are made with fluid collected at the flowline, and the injection rate is adjusted upwards or downwards depending on the detected sulfide test results.

The desired excess sulfite content is 100–300 mg/L at the flowline. This level assures that there is sufficient sulfite in the drilling fluid to remove oxygen to the desired low level.

Often, corrosion rings are used to monitor corrosion rates over several days of drilling to evaluate the overall corrosion program.

Advantages

Continuous injection of OS-1L oxygen scavenger is an important step in a comprehensive corrosion program. Significant factors affecting corrosion are as follows:

- Temperature—most corrosion rates increase with increasing temperature
- Fluid velocity—corrosion is accelerated by the erosive effect of moving fluid
- pH—in the presence of oxygen, corrosion rates increase rapidly as pH decreases from neutral, and generally decrease as the pH increases from neutral
- High stress—highly stressed areas usually corrode faster than areas of lower stress, eg., tubular pins and boxes
- Dissolved salts—salts will initially increase rates of corrosion, but as saturation is approached, corrosion rates decrease

Limitations

- OS-1L oxygen scavenger is sensitive to calcium content in the fluid. Hardness must be kept below 2,000 mg/L.
- CAUTION: OS-1L oxygen scavenger should not be added to containers with caustic soda. This will release ammonia gas and can cause an explosion.
- If the pH is above 10, ammonia gas may be released from the drilling fluid. Avoid very high pH levels.
- OS-1L oxygen scavenger is incompatible with glutaraldehyde-base biocides. Biocide may be applied before use, but biocidal activity is lost upon addition of OS-1L oxygen scavenger.

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Packaging and Storage

OS-1L oxygen scavenger is packaged in 5-gal (18.9-L) cans and 55-gal (208-L) drums.

Store in a dry, well-ventilated area. Keep container closed. Keep away from heat, sparks and flames. Store away from incompatibles. Follow safe warehousing practices regarding palletizing, banding, shrink-wrapping and/or stacking.

This document is supplied solely for informational purposes and M-I SWACO makes no guarantees or warranties, either expressed or implied, with respect to the accuracy and use of this data. All product warranties and guarantees shall be governed by the Standard Terms of Sale. Nothing in this document is legal advice or is a substitute for competent legal advice.

©2009 M-I L.L.C. All rights reserved. * Mark of M-I L.L.C.
FPB.1560.0903.R1 (E)



P.O. Box 42842
Houston, Texas 77242-2842
Tel: 281-561-1300
Fax: 281-561-1441
www.miswaco.com
E-mail: questions@miswaco.com

CITRIC ACID

CITRIC ACID ($C_6H_8O_7$) is a commercial chemical used to reduce pH, precipitate soluble calcium and sequester iron.

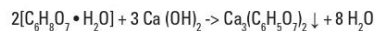
It is used to reduce pH and remove calcium when drilling cement, to reduce the potential of crosslinking polymers (xanthan and others) from iron and to prevent fish-eyes when mixing polymers. CITRIC ACID is an organic acid and is less reactive than sulfuric or hydrochloric acid, thereby being somewhat safer to handle. CAUTION: See product handling information.

Typical Physical Properties

Physical appearance	Opaque to white granules
Specific gravity	1.542
Solubility @ 68°F (20°C)	169 g/100 ml water

Applications

CITRIC ACID is used to reduce pH and remove calcium when treating cement contamination. This chemical reaction forms calcium citrate, a very low solubility (0.085 g/100 ml) precipitate, as follows:



When using CITRIC ACID to treat cement contamination:

$$CITRIC\ ACID\ (lb/bbl) = Excess\ lime\ (lb/bbl) \times 1.893 \times Fw$$

Where:

$$Fw = Water\ fraction\ from\ retort\ analysis\ (\% \text{ water}/100)$$

One pound (0.45 kg) of CITRIC ACID removes 0.53 lb (0.24 kg) of excess lime which is roughly equivalent to 0.78 lb (0.35 kg) of cement. When formulating polymer fluids, such as the FLOPRO* system or other xanthan-containing systems in oilfield waters with soluble iron contents above 40 mg/l, it is recommended to pretreat the water with 0.25 to 0.50 lb/bbl (0.7 to 1.43 kg/m³) of CITRIC ACID, reducing the pH to the 4.0 to 5.0 range, to sequester the iron and prevent fish-eyes. Pretreatment will prevent crosslinking and excess gelation of the polymer system. CITRIC ACID chelates iron at a ratio of 3.5:1 or 35 ppm CITRIC ACID to chelate 10 ppm Fe²⁺.

Advantages

- Widely available, multifunctional acid
- Reduces pH and removes calcium to pretreat or remedy cement contamination
- Sequesters soluble iron to prevent polymer crosslinking
- As compared to alternative acids, less reactive and safer to handle, i.e., better health, safety and environmental considerations

Limitations

- More expensive than other more reactive acids
- Supply is occasionally limited
- Requires higher treatments than alternative chemicals

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Avoid exposure and handle only when fully protected. CITRIC ACID can burn eyes, skin and respiratory tract and can react violently with other chemicals, especially strong alkalies such as caustic soda or lime.

CITRIC ACID should be added slowly to the mud system through a properly designed mud hopper. Do not mix CITRIC ACID with other chemicals or through a chemical barrel which is used to mix caustic soda or other strong alkalies.

Packaging and Storage

CITRIC ACID is usually packaged in 50- and 100-lb (22.7- and 45.4-kg), or 55-lb (25-kg), multi-wall, paper sacks; numerous other sack sizes are used.

Store in a dry area away from water and alkaline materials. Keep all containers sealed. Once a container is opened it should be used immediately. CITRIC ACID is reactive and can be corrosive to certain materials. Spills should be cleaned up using protective equipment as described on the MSDS and with the utmost care.



This document is supplied solely for informational purposes and M-I SWACO makes no guarantees or warranties, either expressed or implied, with respect to the accuracy and use of this data. All product warranties and guarantees shall be governed by the Standard Terms of Sale. Nothing in this document is legal advice or is a substitute for competent legal advice.

©2007 M-I L.L.C. All rights reserved.* Mark of M-I L.L.C.
XPB.3013.0702.R1 (E)

P.O. Box 42842
Houston, Texas 77242-2842
www.miswaco.com
E-mail: questions@miswaco.com

SAFE-SCALE PRO

Specially formulated divalent brine scale inhibitor

APPLICATIONS

- All types of brines
- Packer fluids
- P&A fluids

BENEFITS

- Improves scale control in completion fluids
- Prevents scale growth
- Reduces risk of scale deposition

FEATURES

- Scale particle structure alteration
- Crystal inhibition

The SAFE-SCALE PRO* specially formulated divalent brine scale inhibitor is designed to improve scale control in completion fluids. This inhibitor alters the structure of scale particles to prevent scaling caused by calcium carbonate, calcium sulfate, and barium sulfate. The SAFE-SCALE PRO inhibitor is designed for use in all types of brines, packer fluids, and P&A fluids, and is useful only when a risk of scale deposition is likely to occur. The recommended concentration for using this scale inhibitor is 0.4 to 1.3 galUS/100 bbl [0.1 to 0.3 L/m³].

Toxicity and Handling

Handle the SAFE-SCALE PRO inhibitor as an industrial chemical, wear protective equipment, and observe the precautions described in the Material Safety Data Sheet.

Packaging and Storage

The SAFE-SCALE PRO inhibitor is packaged in 52.8-galUS [200-L] drums or in bulk. The inhibitor should be stored in a dry, well-ventilated area, and the container must be kept closed and away from heat, sparks, flames, or any other incompatibles. Safe warehousing practices should be followed regarding palletizing, banding, shrink wrapping, and stacking.

Typical Physical Properties

Physical appearance	Yellowish liquid
Specific gravity	1.19 to 1.22
Melting point	10.4 to 21.2 degF [-12 to -6 degC]
pH (concentrate)	2 to 2.6

ZINC OXIDE

ZINC OXIDE sulfide scavenger contains a high-quality ZINC OXIDE.

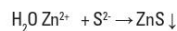
The very fine particle-size of ZINC OXIDE scavenger results in a maximum amount of surface area for fast, efficient sulfide scavenging. It reacts with sulfides (see APPLICATIONS below) to form ZnS. This precipitate is an insoluble, inert, fine solid that remains harmlessly in the mud system or is removed by the solids-control equipment.

Typical Physical Properties

Physical appearance	White to off-white powder
Specific gravity	5.4 – 5.6
Bulk density	164 lb/ft ³ (2627 kg/m ³)

Applications

Under operating conditions, ZINC OXIDE scavenger reacts with sulfides to form ZnS, as shown in these equations:



ZINC OXIDE scavenger is effective at the pH levels found in drilling fluids. It is recommended that a pH above 11 be maintained whenever H₂S is expected. This high alkalinity converts the dangerous H₂S gas to less toxic bisulfide (HS⁻) and sulfide (S²⁻) ions. The alkaline pH (>11) allows an extra margin of safety.

The initial treatment of ZINC OXIDE scavenger is usually 1 to 2 lb/bbl (3 to 6 kg/m³). Subsequent field treatments should be based on approximately 1 lb/bbl (3 kg/m³) of ZINC OXIDE scavenger per 600 mg/L of sulfides detected. On a stoichiometric basis, 1 lb/bbl (3 kg/m³) of ZINC OXIDE scavenger removes 1100 mg/L of sulfides. Removal is less effective under actual field conditions. Use a Garrett Gas Train and proper Dräger tubes to measure the sulfide content. ZINC OXIDE scavenger should be added through the hopper.

Advantages

- Has a higher percentage of zinc (>80% by weight) compared to competitive sources of zinc, such as basic zinc carbonate, zinc sulfate or zinc chromate
- Is not pH-dependent; it is effective at very alkaline pH, such as 11.5 to 12.5, whereas iron materials are less so
- Helps remove the hazard of dangerous H₂S gas escaping at the surface
- Lessens the possibility of hydrogen embrittlement occurring on downhole tubulars
- ZINC OXIDE scavenger can be used in oil- and synthetic-base fluids, but pilot testing is recommended

Limitations

- Flocculation can occur in lightly-treated water-base mud systems
- While ZnS is inert to most drilling and completion environments, concentrated HCL can cause the release of H₂S

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Zinc and other heavy metals present may impact waste disposal. Check with local environmental staff before use.

Zinc Carbonate

Zinc carbonate sulfide scavenger contains a high-quality Zinc carbonate.

The fine particle-size-distribution of zinc carbonate results in a maximum amount of surface area for fast, efficient sulfide scavenging and is effective in water-base and oil- or synthetic-base fluids.

Typical Physical Properties

Physical appearance	White powder
Specific gravity	3.5
Zinc content	55% minimum
Solubility in water	Insoluble

Applications

Under operating conditions, zinc carbonate reacts with sulfides to form zinc sulfide (ZnS), which has an extremely low solubility in water (0.0096 g/mL). Drilling fluids should not be acidified; otherwise, hydrogen sulfide could be liberated.

zinc carbonate is effective as a scavenger at the pH levels found in drilling fluids. It is recommended that a pH above 10 be maintained whenever H₂S is expected. This high alkalinity converts the dangerous H₂S gas to less toxic bisulfide (HS⁻) and sulfide (S²⁻) ions. The alkaline pH (>10) allows an extra margin of safety.

The initial treatment of zinc carbonate is usually 1.5 to 3 lb/bbl (3.75 to 8.0 kg/m³), depending on requirements. Subsequent field treatments should be based on approximately 1 lb/bbl (2.85 kg/m³) of zinc carbonate per 800 mg/L of sulfides detected.

One hundred kilograms (kg) of zinc carbonate reacts with approximately 25 kg of hydrogen sulfide. Use a Garrett Gas Train and proper Dräger tubes to measure the sulfide content. Zinc carbonate scavenger should be added through the hopper.

The product has a fine particle size and good dispersibility which minimizes reaction time. The use of excessively high pH (>11.5) should be avoided when using zinc carbonate scavenger in water-base fluids, as extreme viscosity increases are likely.

Advantages

- Is not pH-dependent; it is effective at alkaline pH, such as 10 to 11, whereas iron materials are less so
- Helps remove the hazard of dangerous H₂S gas escaping to the surface
- Lessens the possibility of hydrogen embrittlement occurring on downhole tubulars
- zinc carbonate can be used in oil- and synthetic-base fluids, but pilot testing is recommended

Limitations

- Flocculation can occur in lightly treated water-base mud systems

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Packaging and Storage

zinc carbonate is packaged in multi-wall, paper sacks; packing container sizes will vary based on local area of purchase.

Store in a dry location away from sources of heat or ignition, and minimize dust.

Nomenclatura

TR	Tubería de Revestimiento
TP	Tubería de Producción
SRB	Sulphate Reducing Bacteria, Bacterias Reductoras de Sulfato
SCC	Stress Corrosion Cracking, Agrietamiento por TensoCorrosión
SSC	Stress Sulphide Cracking, Agrietamiento bajo Tensión por Sulfuro
CRA	Corrosion Resistent Alloy
OD	Outside Diameter, Diámetro externo
ID	Internal Diameter, Diámetro interno
H ₂ S	Ácido sulfhídrico
CO ₂	Dióxido de carbono
RFEC	Remote Field Eddy Current
TRC	Tubería Resistente a la Corrosión
TAC	Tubería Alto Colapso
BOP	Blowout Preventer, Preventor de reventones

Glosario

Martensita: Es un compuesto ferrítico sobresaturado en carbono. Los aceros con microestructura martensítica son los más duros y mecánicamente resistentes, pero también los más frágiles y dúctiles. La dureza de estos aceros depende del contenido de carbono.

Austenización: Es la operación de calentamiento más crítica ejecutada en los aceros. En este proceso se da la partición final entre la matriz austenítica (que se transformará en martensita) y el carburo retenido.

Elastómetro: Compuesto que incluye no metales en su composición y que muestra un comportamiento elástico. Pueden ser estirados más allá de su propia longitud y luego recuperar su forma original sin una deformación permanente.

Corrientes de Foucault: También conocida como corrientes torbellino o eddy current en inglés. Se producen cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable o viceversa. El movimiento relativo causa una circulación de electrones o corriente inducida dentro del conductor. Estas corrientes circulares de Foucault crean electroimanes con campos magnéticos que se oponen al efecto del campo magnético aplicado.

Adsorción: Acumulación de una sustancia en una determinada superficie interfásica. El resultado es la formación de una película líquida o gaseosa en la superficie de un cuerpo.

Índice de figuras

Figura 1.1 Elementos básicos para que la corrosión electroquímica ocurra	10
Figura 1.2 Corrosión por sulfhídrico a alta temperatura	12
Figura 1.3 Corrosión por CO ₂ en una tubería petrolera.....	12
Figura 1.4 Corrosión ácida en el tubo de aire acondicionado de una torre de benceno.....	13
Figura 1.5 Corrosión por bacterias en tubo de planta petroquímica	13
Figura 1.6 Ánodos sacrificio en la pierna y el tanque de carga de una plataforma	14
Figura 1.7 Stress Corrosion Cracking en una tubería petrolera	15
Figura 1.8 Corrosión por picadura en una línea de producción.....	16
Figura 1.9 Corrosión por gritas debajo de la correa de restricción de una tubería	17
Figura 1.10 MIC en la superficie interna de una tubería	17
Figura 1.11 Erosión corrosión por CO ₂ en una TP.....	12
Figura 1.12 Efecto del pH sobre la tasa de corrosión del hierro a temperatura ambiente	19
Figura 1.13 Efecto de la presión sobre la solubilidad del O ₂	20
Figura 1.14 Gráfica que ilustra los cambios en la corrosión como función de la velocidad del fluido	21
Figura 1.15 Zona de descomposición de la soldadura como una función de la temperatura de soldadura del acero	22
Figura 2.1 Programa de revestimiento típico	27
Figura 2.2 Flujo del proceso de acería: horno de fusión, horno de afinación y vaciado del acero, respectivamente	29
Figura 2.3 Proceso de fabricación sin costura	31
Figura 2.4 Proceso de revestimiento soldado.....	32
Figura 2.5 Herramienta electromagnética de Schlumberger	36
Figura 2.6 Imagen ilustrativa de la herramienta EM dentro del pozo	37
Figura 2.7 Registros obtenidos con la herramienta EM.....	38
Figura 2.8 Herramienta RFEC.....	39
Figura 2.9 Registro RFEC corrido en un pozo con una configuración de doble revestimiento	40
Figura 2.10 Calibrador de brazos múltiples (40 brazos)	41
Figura 2.11 Registros de corrosión obtenidos con un calibrador de brazos múltiples	41

Figura 2.12 Principio de funcionamiento de la herramienta ultrasónica	42
Figura 3.1 Mecanismo del SSC	47
Figura 3.2 Efecto de la corrosión por SRB	47
Figura 3.3 Película de FeS en la superficie de la tubería de acero (arriba) y remoción de la misma (abajo) 49	
Figura 3.4 Corrosión por CO ₂	50
Figura 3.5 Efecto de la temperatura en la corrosión dulce de una tubería de acero al carbono	52
Figura 3.6 Fotografía (ampliada x450) de una película protectora formada en un experimento de laboratorio. (b) Fotografía (ampliada x120) de una película protectora formada en una línea de flujo.....	53
Figura 3.7 Regiones de SSC	54
Figura 3.8 Productos de corrosión en un ambiente combinado con múltiples capas de compuestos de sulfuro de hierro	56
Figura 4.1 Curvas de presión de colapso API para una TR grado P-110.....	58
Figura 4.2 Gráfico para determinar el tipo de tubería a utilizar en ambientes corrosivos (CO ₂ y H ₂ S)	61
Figura 4.3 Estado mecánico del pozo A1	63
Figura 4.4 Diseño por presión interna	65
Figura 4.5 Diseño por colapso.....	67
Figura 4.6 Diseño por tensión-compresión.....	69
Figura 4.7 Diseño por corrosión.....	70
Figura 4.8 Diseño por presión interna después de seccionar la TR	71
Figura 4.9 Diseño por colapso después de seccionar la TR.....	71
Figura 5.1 Diagramas de Evans que muestran el cambio en el potencial de corrosión debido a la presencia de un inhibidor.....	73
Figura 5.2 Representación esquemática de la adsorción de un inhibidor en la superficie de un acero.....	74
Figura 5.3 Variación de la tasa de corrosión con el tiempo para un acero suave en un medio con CO ₂ a diferentes concentraciones de inhibidor	76
Figura 5.4 Tasa de corrosión de un acero St52 vs tiempo	78

Bibliografía

- Abbasov, V. M., Abd El-Lateef, H. M., Aliyeva, L. I., Qasimov, E. E., Ismajilov, I. T., & Khalaf, M. M. (2013). A study of corrosion inhibition of mild steel C1018 in CO₂ saturated brine using some novel surfactants based on corn oil. *Egyptian Journal of Petroleum*, 451-470.
- Abdallah, D., Fahim, M., Al-Hendi, K., Al-Muhailan, M., Jawale, R., Al-Khalaf, A. A., . . . Benslimani, A. (2013). Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos. *Oilfield Review*, 19.
- Acuña, I., Monsegue, A., Brill, T., Graven, H., Mulders, F., Calvez, J.-L., . . . Sofronov, I. (2010). Detección de la corrosión en el fondo del pozo. *Oilfield Review*, 47.
- Al Macki, A., Al Salmi, A., Duggan, T., Delgado, E., Kechichian, J., Busaidi, A., . . . Al Azri, N. (2017). Electromagnetic corrosion logs, insights from yard test . *International Petroleum Exhibition & Conference* (pág. 3). Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers.
- Almagro, M., & Pilay de la A, C. (2013). *Tesis: Utilización de inhibidores orgánicos en operaciones de estimulación de pozo para extender la vida útil de la tubería de revestimiento*. La libertad, Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Arora, A., Pandey, S., & Ghandhi, R. (2012). Review on materials for corrosion prevention in oil industry. *SPE International Conference and Exhibition on oilfield corrosion* (pág. 11). Aberdeen, UK: Society of Petroleum Engineers.
- Asrar, N., MacKay, B., Birketveit, Ø., Stipanicev, M., Jackson, J., Jenkins, A., . . . Vittonato, J. (2016). La corrosión: La lucha más extensa. *Oilfield Review*, 43.
- Bahadori, A. (2014). *Corrosion and materials selection: A guide for the chemical and petroleum industries*. Australia: John Wiley & Sons.
- Benitez, M., Garaicochea, F., & Reyes, C. (1988). *Apuntes de fluidos de perforación*. Ciudad de México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Brill, T., Le Calvez, J., Demichel, C., Nichols, E., & Bermudez, Z. (2011). Electromagnetic casing inspection tool for corrosion evaluation . *International Petroleum Technology Conference* (págs. 2-4). Bangkok, Thailand: IPTC.
- Brondel, D., Edwards, R., Hayman, A., Hill, D., Mehta, S., & Semerad, T. (1994). Corrosion in the oil industry. *Oilfield Review*, 9.
- Brown, T. L., LeMay, H. E., Bursten, B., & Burdge, J. (2004). *Química: La ciencia central (9th ed.)*. México: Pearson.
- Brzeszcz, J., & Turkiewicz, A. (2015). Corrosion inhibitors: Applications in oil industry. *NAFTA-GAS*, 71-72.
- Burchardt, T., Valand, T., & Kvarekval, J. (1999). The effect of diamines on CO₂ corrosion of low carbon steel. *Advances in corrosion control nad materials in oil and gas production*, 410-416.
- Byrom, T. G. (2007). *Casing and liners for drilling and completion*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- Byrom, T. G. (2015). *Casing and liners for drilling and completion. (2nd ed.)*. USA: Elsevier.
- Chevron. (2005). *Casing/Tubing design manual*.

- Choi, H. J., & Al-Ajwad, H. A. (2008). Flow dependency of sweet and sour corrosion of carbon steel downhole production tubing in Khuff gas wells. *Corrosion 2008: Conference & Expo* (págs. 1-3). Houston, Texas: NACE International.
- Dennis, B. (1990). Casing corrosion evaluation using wireline techniques. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 100-103.
- Díaz, A., Arganis, C., Ayala, V., Gachuz, M., Merino, J., Suárez, S., . . . P., L. (2000). *Evaluación de la corrosión microbiológica en un acero al carbono haciendo uso de técnicas electroquímicas*.
- Dugstad, A. (1999). Formation of protective corrosion films during CO₂ corrosion of carbon steel. *Advances in corrosion control and materials in oil and gas production*, 71-76.
- Efird, K. D. (2011). Flow effects on corrosion. En W. Revie, *Uhlig's corrosion handbook* (págs. 203, 204). Ontario, Canada: Wiley A John Wiley & Sons.
- Facultad de ingeniería, U. (15 de noviembre de 2018). *Apuntes manejo de la producción en superficie*. Obtenido de Apuntes manejo de la producción en superficie: http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomez/materias/ARCHIVOS_CONDUCCION/CAPITULO%20II.pdf
- Garaicochea, F., & Benitez, M. (1985). *Apuntes de terminación de pozos*. Ciudad de México: Facultad de ingeniería, UNAM.
- Gatlin, C. (1960). *Petroleum Engineering: Drilling and well completions*. New Jersey: Prentice Hall Inc.
- Goodnight, R., & Barrett, L. (1956). Oil well casing corrosion. (págs. 343-345). Texas: American Petroleum Institute.
- Gulbrandsen, E., Sundfaer, B., Hesjevik, S. M., Skjerve, S., Nestic, S., & Burchard, T. (1999). Effect of pre-corrosion on the performance of inhibitors for CO₂ corrosion of carbon steel. *Advances in corrosion control and materials in oil and gas production*, 417-423.
- Hu, X., Mohd, I., & Neville, A. (2013). Investigation of pitting corrosion and inhibition in sweet conditions. *Corrosion Conference & Expo* (pág. 2). UK: NACE international.
- INTERNATIONAL, N. (2001). *NACE MR0175/ISO15156*.
- Kermani, B., Martin, J., & Esaklul, K. (2006). Materials design strategy: Effects of H₂S/CO₂ corrosion on materials selection. *Corrosion NACE Expo 2006: 61st annual conference & exposition* (págs. 4-6). Houston, Texas: NACE International.
- Koteeswaran, M. (2010). *Tesis de Maestría: CO₂ and H₂S corrosión in Oil Pipelines*. Noruega: University of Stavanger.
- Kvarekval, J. (1999). The influence of small amounts of H₂S on CO₂ corrosion of iron and carbon steel. *Advances in corrosion control and materials in oil and gas production*, 114-119.
- Kvarekval, J. (2012). Corrosion layer breakdown and localized corrosion in CO₂/H₂S environments. *NACE Corrosion Conference & Expo 2012* (págs. 2-24). USA: NACE International.
- Lake, L. W., & Mitchell, R. F. (2006). *Petroleum Engineering Handbook*. USA: Society of Petroleum Engineering.
- Landolt, D. (2007). *Corrosion and surface chemistry of metals*. Italia: CRC Press.

- Ligthelm, D., de Boer, R. B., & Brint, J. F. (1991). Reservoir souring: An analytical model for H₂S generation and transportation in an oil reservoir owing to bacterial activity . *Offshore Europe Conference* (págs. 1-3). Aberdeen : Society of Petroleum Engineers.
- López, J. (Septiembre de 2004). Diseño de aparos de producción. *Diseño de aparos de producción [diapositivas de porwerpoint]*. Ciudad de México, México: Posgrado facultad de ingeniería,UNAM.
- Lund, T. S., Enning, D., & Lee, J. (2017). *Microbiologically Influenced Corrosion in the Upstream Oil and Gas Industry*. U. S: Taylor & Francis Group.
- Martin, R. L., Stegmann, D. W., & Sookprasong, P. A. (2016). Oilfield corrosion failures analysis: Lessons learned from pitting morphologies. *International Petroleum Technology Conference* , 1-6.
- NDTGlobal. (26 de Enero de 2019). *UT corrosion inspection technology*. Obtenido de <https://www.ndt-global.com/about/our-technology/ut-corrosion-inspection-technology>
- Nyborg, R. (2010). CO₂ Corrosion models for oil and gas production systems. *Corrosion 2010 Conference & Expo* (págs. 8-17). Kjeller, Norway : Nace International.
- Ogden, B. L. (2005). Sulfide Stress Cracking-Practical Application to the Oil and Gas Industry. Texas : Texas University.
- Olsen, S., & Koren, A. M. (2015). Corrosion control by pH stabilization. *Corrosion Conference & Expo 2015* (págs. 1-4). Norway: NACE International.
- Palmer, J. W., Hedges, W., & Dawson, J. L. (2004). *The use of corrosion inhibitors in oil and gas production*. London: European Federation of Corrosion Publications.
- Papavinasam, S. (2014). *Corrosion control in the oil and gas industry*. USA: Elsevier.
- Pérez, N. (2004). *Electrochemistry and corrosion science*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Pérez, T. E. (2013). Corrosion in the Oil and Gas Industry: A increasing challenge for materials. . (pág. 1037). Buenos Aires: JOM.
- Pots, F. M., John, R. C., Rippon, I. J., Thomas, S., Kapusta, S. D., & Girgis, M. M. (2002). Improvements on De Waard-Williams corrosion prediction and applications to corrosion management. *NACE Annual Corrosion Conference* (pág. 3). Nace International.
- Prabha, S., Ratish, J., Dorothy, R., Brindha, G., Pandiarajan, M., Al-Hashem, A., & Rajendran, S. (2014). Corrosion problems in petroleum industry and their solution. *European Chemical Bulletin*, 301,305.
- Rahman, S. S., & Chilingarian, G. V. (1995). *Casing design: theory and practice*. Amsterdam: Elsevier.
- Rahuma, M., & Kannan, B. (2014). Corrosion in oil and gas industry: A perspective on Corrosion inhibitors. *Journal of material sciences & engineering*, 1.
- Rajeev, P., Surendranathan, A. O., & Murthy, C. S. (2012). Corrosion mitigation of the oil well steels using organic inhibitors . *Journal of Materials and Environmental Science*, 861.
- Roberge, P. R. (2007). *Corrosion inspection and monitoring*. Canadá: John Wiley & Sons Inc.
- Rostami, A., & Nasr-El-Din, H. (2009). Review and evaluation of corrosion inhibitors used in well stimulation. *SPE International Symposium on Oil Field Chemistry* (pág. 17). Texas: Society o Petroleum Engineers.

- Saada, M., Ismail, M., Lu, Y., Zhang, W., Rourke, M., & Abdelmoula, M. (2018). Measure the effectiveness of frac sleeves integrity in multi-stage completions using multifinger caliper and acoustic flow-analyzer. *Annual Technical Symposium and Exhibition* (págs. 1,3). Dammam, Saudi Arabia: Society of Petroleum Engineers.
- Sabbah, M. M. (2016). Corrosion in petroleum industry [diapositivas de Powerpoint].
- Sastri, V. S. (2011). *Green corrosion inhibitors: Theory and practice*. New Jersey: A John Wiley & Sons.
- Schweitzer, P. A. (2007). *Fundamentals of metallic corrosion: Atmospheric and media corrosion of metals. (2nd ed.)*. USA: Taylor & Francis Group.
- Schweitzer, P. A. (2010). *Fundamentals of corrosion: Mechanisms, causes and preventative methods (2nd ed.)*. USA: Taylor & Francis Group.
- Short, J. A. (1993). *Drilling: A source book on oil and gas well drilling from exploration to completion*. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
- Shreir, L. L., Jarman, R. A., & Burstein, G. T. (1994). *Corrosion Volume 1: Metal / Environment Reactions (3th ed.)*. England: Butterworth-Heinemann.
- Sturman, P. J., & Goeres, D. M. (1999). Control of hydrogen sulfide in oil and gas wells with nitrite injection. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pág. 1). Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Taghavikish, M., & Dutta, N. a. (2017). Emerging corrosion inhibitors for interfacial coating. *MDPI Journal*, 2-3.
- TenarisTamsa. (2011). Corrosión en tuberías por H₂S y CO₂. Factores a considerar para el diseño y selección de tuberías.
- Tung, N., Hung, P., Tien, H., & Loi, C. (2001). Study of Corrosion Control Effect of H₂S Scavengers in Multiphase Systems. (págs. 1-2). Houston, Texas: SPE Journal.
- Waseda, Y., & Suzuki, S. (2006). *Characterization of corrosion products on steel surfaces*. Japón: Springer.
- WCI, W. C. (2011). *Manual de Control de pozos*. Buenos Aires, Argentina: Artes gráficas Buschi.
- Winning, I. G., Taylor, A., & Ronceray, M. (2010). Corrosion mitigation: the corrosion engineers options. *SPE international Conference on Oilfield Corrosion* (págs. 4,5). Aberdeen, UK: Society of Petroleum Engineers.
- Winston, R., & Uhlig, H. H. (2008). *Corrosion and corrosion control: An introduction to corrosion science and engineering. (4th ed.)*. New Jersey: John Wiley & Sons.
- Zhang, X. G. (2011). Galvanic corrosion. En W. Revie, *Uhlig's corrosion handbook* (pág. 123). Ontario, Canada: Wiley and John Wiley & Sons.

Schlumberger. Recuperado el 6 de abril de 2019 de https://www.slb.com/services/drilling/drilling_fluid/df_products.aspx

Halliburton. Recuperado el 6 de abril de 2019 de https://www.halliburton.com/en-US/ps/baroid/fluid-services/fluid-additives/corrosion_control.html?nodeid=hfjyrsc4&seq=8&contentType=Data%20Sheets&index=0&comp=C#

Referencias de imágenes

Papavinasam, S. (2014). *Figura 1.1 Elementos básicos para que la corrosión tenga lugar*. [Figura]. Recuperado de Corrosion control in the oil and gas industry, p 256.

Groysman, Alec (2017). *Figura 1.2 Corrosión por sulfhídrico a alta temperatura*. [Fotografía]. Recuperado Corrosion problems and solutions in oil refining and petrochemical industry, p 44.

Rosas, Mario (2019). *Figura 1.3 Corrosión por CO₂ en una tubería petrolera*. [Fotografía]. Recuperado de Presentaciones de power point.

Groysman, Alec (2017). *Figura 1.4 Corrosión ácida en el tubo de aire acondicionado de una torre de benceno*. [Fotografía]. Recuperado Corrosion problems and solutions in oil refining and petrochemical industry, p 120.

Groysman, Alec (2017). *Figura 1.5 Corrosión por bacterias en tubo de planta petroquímica*. [Fotografía]. Recuperado Corrosion problems and solutions in oil refining and petrochemical industry, p 184.

Brondel, D., Edwards, R., Hayman, A., Hill, D., Mehta, S., & Semerad, T. (1994). *Figura 1.6 Ánodos sacrificio en la pierna y el tanque de carga de una plataforma*. [Figura]. Recuperado de Corrosion in the oil industry. Oilfield Review, p 7.

Rosas, Mario (2019). *Figura 1.7 Stress Corrosion Cracking en una tubería petrolera*. [Fotografía]. Recuperado de Presentaciones de power point.

Pan American Energy (2007). *Figura 1.8 Corrosion por picadura en una línea de producción*. [Fotografía]. Recuperado de Manual de producción PAE Argentina, p 4-XIII.

Lund, T. S., Enning, D., & Lee, J. (2017). *Figura 1.9 Corrosión por grietas debajo de la correa de restricción de una tubería*. [Fotografía]. Recuperado de Microbiologically Influenced Corrosion in the Upstream Oil and Gas Industry, p 16.

Figura 1.10 MIC en la superficie interna de una tubería.

Pan American Energy (2007). *Figura 1.11 Erosión corrosión por CO₂ en una TP*. [Fotografía]. Recuperado de Manual de producción PAE Argentina, p 6-XIII.

Lund, T. S., Enning, D., & Lee, J. (2017). *Figura 1.12 Efecto del pH sobre la tasa de corrosión del hierro a temperatura*. [Fotografía]. Recuperado de Microbiologically Influenced Corrosion in the Upstream Oil and Gas Industry, p 9.

Figura 1.13 Efecto de la presión sobre la solubilidad de O₂. [Ilustración].

Roberge, P. R. (2007). *Figura 1.14 Gráfica que ilustra los cambios en la tasa de corrosión como función de la velocidad del fluido*. [Figura]. Recuperado de Corrosion inspection and monitoring, p 7.

Roberge, P. R. (2007). *Figura 1.15 Zona de descomposición de la soldadura como una función de la temperatura de soldadura del acero*. [Figura]. Recuperado de Corrosion inspection and monitoring, p 20.

Lake, L. W., & Mitchell, R. F. (2006). *Figura 2.1 Programa de revestimiento típico*. [Ilustración]. Recuperado de Petroleum Engineering Handbook. USA: Society of Petroleum Engineering, p 289.

Pemex. *Figura 2.2 Flujo del proceso de acería: horno de fusión, horno de afinación y vaciado del acero, respectivamente*. [Fotografía]. Recuperado de Un siglo de perforación en México.

Pemex. *Figura 2.3 Proceso de fabricación sin costura*. [Fotografía]. Recuperado de Un siglo de perforación en México.

Pemex. *Figura 2.4 Proceso de revestimiento soldado (se muestran dos tipos de soldadura)*. [Fotografía]. Recuperado de Un siglo de perforación en México.

Acuña, I., Monsegue, A., Brill, T., Graven, H., Mulders, F., Calvez, J.-L., . . . Sofronov, I. (2010). *Figura 2.5 Herramienta electromagnética de Schlumberger*. [Ilustración]. Recuperado de Detección de la corrosión en el fondo del pozo. *Oilfield Review*, p 51.

Acuña, I., Monsegue, A., Brill, T., Graven, H., Mulders, F., Calvez, J.-L., . . . Sofronov, I. (2010). *Figura 2.6 Imagen ilustrativa de la herramienta EM dentro del pozo*. [Ilustración]. Recuperado de Detección de la corrosión en el fondo del pozo. *Oilfield Review*, p 51.

Acuña, I., Monsegue, A., Brill, T., Graven, H., Mulders, F., Calvez, J.-L., . . . Sofronov, I. (2010). *Figura 2.7 Registros obtenidos con la herramienta EM*. [Ilustración]. Recuperado de Detección de la corrosión en el fondo del pozo. *Oilfield Review*, p 53.

Al Macki, A., Al Salmi, A., Duggan, T., Delgado, E., Kechichian, J., Busaidi, A., . . . Al Azri, N. (2017). *Figura 2.8 Ilustración de la inducción del campo magnético a través de la excitación de la bobina de la herramienta y formación de corrientes de Foucault longitudinales que después se disipan y forman un campo electromagnético capturado por la bobina*. [Ilustración]. Recuperado de Electromagnetic corrosion logs, insights from yard test.

Brill, T., Le Calvez, J., Demichel, C., Nichols, E., & Bermudez, Z. (2011). *Figura 2.9 Registro RFEC corrido en un pozo con una configuración de doble revestimiento* (Brill, Le Calvez, Demichel, Nichols, & Bermudez, 2011). [Figura]. Recuperado de Electromagnetic casing inspection tool for corrosion evaluation.

Abdallah, D., Fahim, M., Al-Hendi, K., Al-Muhailan, M., Jawale, R., Al-Khalaf, A. A., . . . Benslimani, A. (2013). *Figura 2.10 Calibrador de brazos múltiples (de 40 brazos)*. [Ilustración]. Recuperado de Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos. *Oilfield Review*, p 26.

Abdallah, D., Fahim, M., Al-Hendi, K., Al-Muhailan, M., Jawale, R., Al-Khalaf, A. A., . . . Benslimani, A. (2013). *Figura 2.11 Registros de corrosión obtenidos con un calibrador de brazos múltiples*. [Figura]. Recuperado de Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos. *Oilfield Review*, p 27.

Abdallah, D., Fahim, M., Al-Hendi, K., Al-Muhailan, M., Jawale, R., Al-Khalaf, A. A., . . . Benslimani, A. (2013). *Figura 2.12 Principio de funcionamiento de la herramienta ultrasónica*. [Figura]. Recuperado de Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos. *Oilfield Review*, p 23.

Rahman, S. S., & Chilingarian, G. V. (1995). *Figura 2.13 Herramienta de perfil de potencial del revestimiento y ejemplo de datos graficados*. [Ilustración]. Recuperado de *Casing design: theory and practice*, p 326.

Bahadori, A. (2014). *Figura 3.1 Mecanismo del SSC*. [Ilustración]. Recuperado de Corrosion and materials selection: A guide for the chemical and petroleum industries, p 71.

Martin, R. L., Stegmann, D. W., & Sookprasong, P. A. (2016). *Figura 3.2 Efecto de la corrosión por SRB*. [Fotografía]. Recuperado de Oilfield corrosion failures analysis: Lessons learned from pitting morphologies, p 6.

Kvarekval, J. (2012). *Figura 3.3 Película de FeS en la superficie de la tubería de acero (arriba) y remoción de la misma (abajo), expuesta por 52 días*. Recuperado de Corrosion layer breakdown and localized corrosion in CO₂/H₂S environments, p 4.

Martin, R. L., Stegmann, D. W., & Sookprasong, P. A. (2016). *Figura 3.4 Corrosión por CO₂*. [Fotografía]. Recuperado de Oilfield corrosion failures analysis: Lessons learned from pitting morphologies, p 3.

Vuppu, A. K., & Jepson, W. P. (1994). *Figura 3.5 Efecto de la temperatura en la corrosión dulce en una tubería de acero al carbono*. [Ilustración]. Recuperado de The effect of temperature in sweet corrosion of horizontal multiphase carbon steel pipelines, p 640.

Dugstad. (1999). *Figura 3.6 Fotografía (ampliada x450) de una película protectora formada en un experimento de laboratorio. (b) Fotografía (ampliada x120) de una película protectora formada en una línea de flujo*. [Fotografía].

NACE International (2001). *Figura 3.7 Regiones de SSC*. [Figura]. Recuperado de NACE MR0175/ISO15156, p 2.

Choi, H. J., & Al-Ajwad, H. A. (2008). *Figura 3.8 Productos de corrosión en un ambiente combinado con múltiples capas de compuestos de sulfuro de hierro*. [Fotografía ampliada]. Recuperado de Flow dependency of sweet and sour corrosion of carbon steel downhole production tubing in Khuff gas wells. Corrosion 2008: Conference & Expo, p 9.

Chevron. (2005). *Figura 4.1 Curvas de presión de colapso API para una TR grado P-110*. [Figura]. Recuperado de Casing/Tubing design manual, p 57.

TenarisTamsa. (2011). *Figura 4.2 Gráfico para determinar el tipo de tubería a utilizar en ambientes corrosivos (CO₂ y H₂S)*. [Figura]. Recuperado de Corrosión en tuberías por H₂S y CO₂. Factores a considerar para el diseño y selección de tuberías, p 30.

Pemex Exploración y producción (2018). *Figura 4.3 Estado mecánico del pozo A1*. [Ilustración].

Landolt, D. (2007). *Figura 5.1 Diagramas de Evans que muestran el cambio en el potencial de corrosión debido a la presencia de un inhibidor*. [Ilustración]. Recuperado de Corrosion and surface chemistry of metals, p 546.

Abbasov, V. M., Abd El-Lateef, H. M., Aliyeva, L. I., Qasimov, E. E., Ismajilov, I. T., & Khalaf, M. M. (2013). *Figura 5.2 Representación esquemática de la adsorción de un inhibidor sobre la superficie de un acero suave*. [Ilustración]. Recuperado de A study of corrosion inhibition of mild steel C1018 in CO₂ saturated brine using some novel surfactants based on corn oil, p 462.

Abbasov, V. M., Abd El-Lateef, H. M., Aliyeva, L. I., Qasimov, E. E., Ismajilov, I. T., & Khalaf, M. M. (2013). *Figura 5.3 Variación de la tasa de corrosión con el tiempo para un acero suave en un medio con CO₂ a diferentes concentraciones de inhibidor*. [Figura]. Recuperado de A study of corrosion inhibition of mild steel C1018 in CO₂ saturated brine using some novel surfactants based on corn oil, p 457.

Gulbrandsen, E., Sundfaer, B., Hesjevik, S. M., Skjerve, S., Nestic, S., & Burchard, T. (1999). *Figura 5.4 Tasa de corrosión en un acero St52 vs tiempo*. [Figura]. Recuperado de Effect of pre-corrosion on the performance of inhibitors for CO₂ corrosion of carbon steel, p 419.