

Descripción de los aspectos fundamentales de la corrosión generada por H₂S en tuberías de
producción en la industria del petróleo y gas natural

Arlon Yeison Carrillo Barajas y Juan Carlos Encinales Cifuentes

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Germán González Silva

Ph.D. en Ingeniería química

Codirector

Natalia Prieto Jiménez

Ph.D. en Ingeniería química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

Agradezco a Dios por guiar mis pasos cada día. A mis padres, Henry Carrillo y Maria Barajas, a mis hermanos, Slendy y Johany, y a mis sobrinos Alejandra, Sara, Santiago y Felipe, pues ellos han sido y serán siempre mi principal motivación.

A mis Tíos Pablo y Yazmin por siempre estar dispuestos a ayudarme, y animarme en los momentos más difíciles.

A mis amigos, Fabián, Juan José y María Paula, por ser parte de todo este camino y hacer de mi paso por la universidad una experiencia increíble.

A Juan Carlos, por ser un excelente compañero de estudio, compañero de tesis, y sobretodo un amigo incondicional

A cada uno de los Miembros de la Escuela de Ingeniería de Petroleos, de la Universidad Industrial de Santander, y a cada compañero que aportó en mi crecimiento personal y académico

Arlon Yeison

Dedicatoria

A Dios por permitirme llegar hasta acá y llenarme de bendiciones cada día, a mis padres Carlos y Kemberly, quienes son mi mayor ejemplo y la motivación para progresar; a mi hermana Marcela, por apoyarme en cada momento, los quiero un montón y siempre estaré agradecido por todo.

A María Paula, por su cariño, compañía y por motivarme durante toda mi carrera.

A Omar, por enseñarme el verdadero valor de la amistad.

A Arlon, por su amistad durante la vida universitaria y por ser el mejor compañero de tesis.

Juan Carlos

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander, por abrir sus puertas a nosotros y permitirnos progresar personalmente, y así mismo a cada uno de los maestros que nos formaron profesionalmente de manera íntegra.

Al Doctor Germán Gonzales, por la confianza brindada y por su dedicación a lo largo del desarrollo de nuestro proyecto.

A la Doctora Natalia Prieto por el tiempo brindado y su ayuda.

A todos nuestros amigos y compañeros, por su apoyo y compañía durante nuestra vida universitaria.

Muchas gracias, Arlon Yeison y Juan Carlos.

Contenido

	Pág.
Introducción.....	12
Planteamiento del problema.....	14
1. Objetivos.....	16
1.1 Objetivo general.....	16
1.2 Objetivos específicos.....	16
2. Conceptos teóricos.....	17
2.1 Corrosión.....	17
2.2 Mecanismos de corrosión.....	17
2.2.1 Corrosión química.....	17
2.2.2 Corrosión electroquímica.....	17
2.2.2.1 Polarización por activación.....	19
2.2.2.2 Polarización por concentración.....	19
2.3 Factores que influyen en la corrosión.....	21
2.3.1 pH de la solución.....	21
2.3.2 Velocidad de flujo.....	24
2.3.3 Temperatura.....	25
2.3.4 Gases disueltos.....	25
2.4 Formas de corrosión.....	26
2.4.1 Corrosión uniforme.....	27
2.4.2 Corrosión localizada.....	27
2.5 Tuberías.....	28
2.5.1. Características de las tuberías.....	28
2.5.2. Tuberías de revestimiento.....	30
2.5.3 Tuberías de perforación.....	31

2.5.3.1 Heavy – Weight	32
2.5.3.2 Drill collar.....	32
2.5.4 Arreglos de producción	33
2.5.5 Acero.....	33
2.5.5.1 Propiedades mecánicas del acero	34
2.5.5.2 Dureza de Rockwell	34
3. Mecanismos de degradación de materiales	35
3.1 Corrosión por erosión	36
3.1.1 Materiales afectados	36
3.1.2 Puntos críticos.....	37
3.1.3 Aspecto del daño	38
3.1.4 Prevención y control	39
3.1.5 Inspección.....	39
3.2 Corrosión microbiológica inducida (MIC).....	40
3.2.1 Materiales afectados	40
3.2.2 Puntos críticos.....	40
3.2.3 Aspecto del daño	41
3.2.4 Prevención y control	42
3.2.5 Inspección.....	43
3.3 Corrosión por CO ₂	43
3.4 Corrosión por H ₂ S	47
3.5 Corrosión por CO ₂ y H ₂ S	49
4. Inspección de tuberías afectadas debido a la corrosión por H ₂ S en sistemas de producción... 51	
4.1 Métodos para calcular la velocidad de corrosión	51
4.1.1 Uso de cupones	51
4.1.1.1 Ubicación de los cupones.....	53
4.1.1.2 Cupones convencionales de pérdida de peso	54
4.1.1.3 Interpretación avanzada de los cupones de pérdida de peso.....	54
4.1.2 Medición de espesores.....	57
4.1.2.1 Imprecisión en la medición de espesores a través de capas revestidas	58
4.2 Corrosión en tuberías por efecto del H ₂ S.....	59

4.3 Morfología de la corrosión por H ₂ S	61
4.3.1 Picaduras por deposición de sulfuros.....	61
4.3.2 Agrietamiento por esfuerzo de sulfuro (<i>Sulfide Stress Cracking – SSC</i>)	63
4.3.3 Agrietamiento inducido por hidrogeno (<i>Hydrogen Induced Cracking HIC</i>).....	64
4.4 Control de la corrosión por H ₂ S	65
4.4.1 Inhibidores de corrosión en acero al carbón.....	66
4.4.1.1 Métodos de aplicación de inhibidores.....	66
4.4.2 Recubrimientos internos de plástico.....	67
4.4.3 Fibra de plástico reforzada.....	67
4.4.4 Revestimiento CRA (<i>Aleaciones resistentes a la corrosión</i>)	68
5. Implicaciones de riesgo, seguridad y preservación de la integridad en los equipos e instalaciones de hidrocarburos asociados a la corrosión	69
5.1 Factores que causan corrosión.....	70
5.1.1 Naturaleza del material	71
5.1.2 Efectos químicos.....	71
5.1.3 Ambiente de la instalación.....	72
5.1.4 Actividades humanas.....	72
5.1.5 Diseño del sistema	73
5.2 Riesgos asociados a la corrosión en instalaciones de hidrocarburos.....	73
5.3 Control y mitigación de los riesgos asociados a la corrosión.....	74
5.4 Proceso de extensión de vida útil en los equipos y herramientas utilizadas en la industria petrolera	78
5.4.1 Revisión de la información existente, identificación de brechas e implementación de acciones correctivas	80
5.4.2 Plan de inspección y mantenimiento	82
5.4.3 Ejecución del plan de inspección y mantenimiento en conjunto con retroalimentación a la etapa de evaluación de envejecimiento.....	84
6. Conclusiones	85
7. Recomendaciones.....	86
Referencias bibliográficas.....	87

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Tipos de corrosión localizada.....	27
Tabla 2. Diámetros nominales.	28
Tabla 3. Características químicas de diferentes grados de acero.....	29
Tabla 4. Propiedades mecánicas del acero	34
Tabla 5. Propiedades físicas del H ₂ S.....	61
Tabla 6. Diferentes sulfuros que se forman en la corrosión del acero.	62
Tabla 7. Lista de procedimientos para el control y mitigación de riesgos por corrosión.	75
Tabla 8. Fases para la extensión de vida útil	79

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Diagrama de equilibrio potencial – pH	20
Figura 2. Solubilidad del oxígeno en agua, en equilibrio con aire	21
Figura 3. Influencia del pH en la velocidad de corrosión.	23
Figura 4. Efecto de la velocidad del fluido en la velocidad de corrosión	25
Figura 5. Clasificación de la corrosión según su morfología.	26
Figura 6. Esquema de ubicación de tubería de revestimiento.	31
Figura 7. Grafica de método de dureza de Rockwell.	35
Figura 8. Superficie interna con corrosión por erosión en codo.....	38
Figura 9. Biopelícula de picadura de corrosión microbiológica inducida.....	42
Figura 10. Efecto de la temperatura sobre la velocidad de corrosión en sistemas con presencia de CO ₂	45
Figura 11. Influencia de la temperatura en la formación de productos de corrosión por CO ₂	47
Figura 12. Efecto de la temperatura en la velocidad de corrosión en sistemas con presencia de H ₂ S.	49
Figura 13. Tipos de cupones.....	53
Figura 14. Corrosión por H ₂ S	60
Figura 15. Formación del agrietamiento por esfuerzo de sulfuros	63
Figura 16. Ejemplo de amortiguador para disminuir la vibración en tuberías	76
Figura 17. Líneas de flujo con daño en su recubrimiento	78
Figura 18. Pasos para la segunda fase del proceso de extensión de vida.....	82

Resumen

Título: Descripción de los aspectos fundamentales de la corrosión generada por H₂S en tuberías de producción en la industria del petróleo y gas natural*

Autores: Arlon Yeison Carrillo Barajas y Juan Carlos Encinales Cifuentes**

Palabras Clave: Corrosión, Tuberías, Producción, Riesgo.

Descripción:

Conocer puntualmente uno de los grandes problemas operacionales que se presenta en la industria de los hidrocarburos, como lo es la corrosión, y a partir de su entendimiento, proceder al estudio de los mecanismos que actúan sobre herramientas, equipos y sistemas, como requisito fundamental al momento de buscar la optimización en el desarrollo productivo de campos petroleros alrededor del mundo; así como la reducción en los servicios como costos de mantenimiento durante toda la vida útil del campo, los cuales representan un factor importante en la economía de las compañías.

Para esto, en el presente proyecto de grado se desarrolla la descripción de los aspectos fundamentales de la corrosión generada como producto de la presencia de H₂S en tuberías de producción en la industria del petróleo y gas natural. Esto con el fin de estudiar puntualmente y a profundidad cada uno de los mecanismos de degradación que actúan en el fenómeno de corrosión, puntualmente los relacionados con la presencia de H₂S durante la etapa de producción. Así mismo, el objetivo de la investigación es dar a conocer los diferentes procedimientos para inspeccionar y/o evaluar equipos, con la finalidad de posteriormente aplicar mantenimientos en los mismos y de esta manera se logre alargar su vida útil de los mismos y, a la vez, evitar problemas de seguridad, mediante la reducción significativa de probabilidades de fallas, durante las operaciones por medio de la evaluación de riesgos asociados a la corrosión.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Germán González Silva. Ph.D. en Ingeniería química. Codirector: Natalia Prieto Jiménez. Ph.D. en Ingeniería química.

Abstract

Title: Description of key aspects of corrosion generated by H₂S in production pipes in the petroleum and natural gas industry*

Authors: Arlon Yeison Carrillo Barajas y Juan Carlos Encinales Cifuentes**

Keywords: Corrosion, Pipes, Production, Risk.

Description:

Knowing one of the major operational problems that occurs in the hydrocarbon industry, such as corrosion, and from its understanding, proceed to the study of the mechanisms that act on tools, equipment and systems, as a fundamental requirement at the time to seek optimization in the productive development of oil fields around the world; as well as the reduction in services such as maintenance costs throughout the useful life of the field, which represent an important factor in the companies' economy.

For this, in this degree project the description of the fundamental aspects of the corrosion generated as a product of the presence of H₂S in production pipes in the oil and natural gas industry is developed. This in order to study each one of the degradation mechanisms that act in the corrosion phenomenon punctually and in profundity, specifically those related to the presence of H₂S during the production stage. Likewise, the objective of the investigation is to make known the different procedures for inspecting and / or evaluating equipment, in order to subsequently apply maintenance on them and in this way extend their useful life and, at the same time. On the other hand, avoid safety problems, by significantly reducing the probability of failures, during operations by assessing risks associated with corrosion.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director: Germán González Silva. Ph.D. in Chemical Engineering. Codirector: Natalia Prieto Jiménez. Ph.D. in Chemical Engineering.

Introducción

La tubería de producción es el conducto por el cual los fluidos son transportados del yacimiento a las instalaciones superficiales. La tubería debe soportar la corrosión ocasionada por el hidrocarburo, así como otros agentes corrosivos presentes como los gases ácidos y sales. La interacción de estos compuestos con una superficie metálica, generan la reacción química denominada corrosión.

La corrosión en el acero por reacción con H_2S ha sido un gran problema para la industria petrolera desde sus inicios, todo esto debido a la existencia variable de gas y agua. La corrosión es un ataque destructivo de algún material por reacción a su ambiente y un riesgo potencial en la industria petrolera. Casi cualquier medio acuoso puede promover la corrosión, la cual ocurre en varias condiciones en la producción. Este proceso se compone de tres elementos: un ánodo, cátodo y un electrolito. El ánodo es el sitio donde se corroe el metal, el electrolito es el medio corrosivo el cual permite la transferencia de electrones del ánodo al cátodo, y el cátodo forma un conductor eléctrico en la celda el cual no es consumido por el proceso de corrosión.

El petróleo y el gas natural llevan gran cantidad productos de alta impureza los cuales son altamente corrosivos. En los pozos de gas y aceite existe una alta exposición a elementos corrosivos como el H_2S . La presencia de H_2S se debe a la producción de gas dulce de altas profundidades. La extracción continua de H_2S en componentes de gas y aceite afectan con el tiempo a la tubería de producción en la cual se ve afectado el recubrimiento interno de la tubería. En toda la tubería de producción se ve la degradación del acero debido a las variaciones de composición de fluidos, acidez de los pozos y cambio en las condiciones operativas de presión y

temperatura. En esta degradación se ve afectada la pérdida de propiedades mecánicas como la fuerza, límite elástico, así como otras. Esto lleva a pérdida de acero de la tubería, reducción de grosor y posteriormente ruptura del cuerpo de la tubería, lo cual exigirá un reemplazo, además de los problemas operativos. Para evitar llegar a este punto el control de la corrosión es esencial para mantener la producción y evitar este tipo de riesgos en el pozo.

Los materiales que se utilizan en el fondo del pozo deben de cumplir con los requerimientos de resistencia a la corrosión, así como requerimientos mecánicos. Es posible establecer una serie lógica de pasos a seguir para la selección de materiales, incorporando el análisis del ambiente, velocidad de corrosión y selección de material por límites económicos establecidos. En años recientes muchos desarrolladores han refinado el cálculo de la tasa de corrosión por H_2S .

Además, la definición de servicio amargo ha sido reconsiderada y se ha ampliado su aplicación y la variedad de características y materiales a usar para las diferentes condiciones. Uno de los procedimientos más eficientes para mitigar la corrosión es el uso de inhibidores, los cuales están diseñados dependiendo del ambiente de exposición y el agente corrosivo. Dentro de los inhibidores más usados se encuentran los pasivantes, fílmicos, neutralizantes, entre otros. La atención principal en el control es el costo de vida de cada material respecto a la producción en el proceso de selección de material

Planteamiento del problema

Durante el paso del tiempo y en la medida en la que la industria de los hidrocarburos ha ido evolucionando, la corrosión ha sido y es uno de los problemas más frecuentes a los que nos vemos enfrentados en las operaciones como ingenieros de petróleos. Es por lo anteriormente dicho que la optimización de operaciones resulta fundamental al momento de obtener resultados beneficiosos económicamente para una compañía, y más puntualmente preservando las herramientas y equipos que disponen para la ejecución de proyectos en diversos campos a nivel mundial.

Una de las problemáticas o falla más significativa en la industria del petróleo y gas es la corrosión, representando alrededor de un tercio de los problemas comúnmente presentados en las locaciones de nuestra industria. Si este fenómeno no consigue ser controlado, los costos en la operación asociados a mantenimiento, reparación o reemplazo de las instalaciones resultan incrementados de manera innecesaria.

En los pozos petroleros, existen diferentes puntos variables que originan corrosión pasando por la arena, bacterias, H₂S, CO₂, entre otros. Por tal razón, resulta importante conocer las condiciones operacionales y las diferentes variables en los mecanismos de corrosión para de esta manera tomar medidas que permitan el mantenimiento de equipos y el control de la corrosión.

Es por esto que en el presente trabajo especial de grado se busca que como ingenieros de petróleos en la Universidad Industrial de Santander se amplíe el estudio de la corrosión, como fenómeno que afecta directamente los metales, resulta fundamental para incrementar la vida útil de los diferentes equipos que permiten el desarrollo de operaciones. Así mismo, la implementación

de mecanismos de tratamiento que reduzcan o inhiban este fenómeno deben ser aplicados a partir del conocimiento adquirido como estudiantes.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Describir los aspectos fundamentales de la corrosión generada por H₂S en tuberías de producción en la industria del petróleo y gas natural.

1.2 Objetivos específicos

Identificar los diferentes mecanismos de degradación en materiales que influyen directamente en la corrosión de los mismos.

Conocer los tratamientos y aplicaciones en metales, que permiten el íntegro mantenimiento e inspección de los equipos utilizados en la industria de los hidrocarburos.

Reconocer los riesgos, peligros y medidas de seguridad a evaluar e implementar en las instalaciones para manejo de petróleo y gas en la industria de los hidrocarburos.

2. Conceptos teóricos

2.1 Corrosión

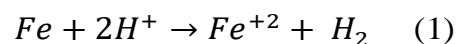
El fenómeno conocido como corrosión es básicamente la degradación de metales y aleaciones debido a las interacciones de tipo químico o electroquímico, con el medio ambiente que rodea dichos materiales. A partir de las interacciones los metales pasan a su forma más estable como los óxidos o sales, liberando una parte de su energía. De esta forma, tanto los metales como las aleaciones pierden de manera parcial o total sus propiedades mecánicas y físicas para lo cual habían sido diseñadas (Javaherdashti et al., 2013).

2.2 Mecanismos de corrosión

En los materiales, la corrosión de estos está relacionada con su oxidación y ésta puede producirse por diferentes mecanismos, pudiendo destacarse a nivel general dos tipos de corrosión, ya sea química o electroquímica.

2.2.1 Corrosión química

La corrosión química se presenta por interacción directa de diferentes sustancias sobre los metales, sin que se produzcan o generen corrientes eléctricas. Puede considerarse corrosión química, por ejemplo, a la interacción directa de un ácido sobre un metal, como ocurre con la producción de la siguiente reacción (Hernández, 2002):



Para este caso la oxidación del metal y la reducción del ácido se producen prácticamente en el mismo punto, presentando un contacto directo entre átomos y iones.

2.2.2 Corrosión electroquímica

La corrosión electroquímica se presenta cuando en una misma superficie metálica ocurre

una diferencia de potencial en zonas muy cercanas entre sí, en donde se establece salida electrónica desde aquella en que se verifica el potencial de oxidación más elevado, denominada área anódica hacia aquella donde se verifica el potencial de reducción más bajo, denominada área catódica.

Existen cuatro elementos fundamentales que hacen que se presente este tipo de corrosión los cuales son el ánodo, cátodo, electrolito y contacto metálico. Los ánodos, son áreas en el metal donde ocurren reacciones anódicas o de oxidación. Consiste en la pérdida de electrones de átomos metálicos eléctricamente neutros para producir iones. Por otra parte, los cátodos son áreas en el metal donde ocurren reacciones catódicas o de reducción química, es decir, aquellas que consumen electrones. Se tiene también que el electrolito es una solución que permite la transferencia de cargas en forma de iones entre el ánodo y el cátodo. Y, por último, el contacto metálico, el cual es básicamente el medio por el cual los electrones viajan del ánodo al cátodo. En el caso de un metal, el contacto metálico es el mismo metal (Javaherdashti et al., 2013).

Las reacciones químicas, como todos los procesos termodinámicos, están fundamentados por la energía libre de Gibbs. La variación de energía libre (ΔG), se define como la fracción de variación total de energía que es capaz de efectuar trabajo a medida que el sistema tiende al equilibrio, a presión y temperatura constantes. Dicho cambio de energía está representado por la siguiente ecuación: (Zumdahl, 1995)

$$\Delta G = \Delta H - T \cdot \Delta S \quad (2)$$

Donde:

ΔG : Variación de energía libre

ΔH : Variación de entalpía

ΔS : Variación de entropía

T: Temperatura absoluta (K)

Para reacciones electroquímicas, la variación de la energía puede ser calculada mediante la ecuación siguiente (Zumdahl, 1995):

$$\Delta G = -n.F.E \quad (3)$$

Donde:

n: Número de electrones transferidos.

F: 96.490 C/mol (Constante de Faraday)

E: Potencial de la celda.

Por otra parte, cuando los electrodos en una celda electroquímica (ánodo - cátodo) se contactan, los potenciales de los electrodos a circuitos abiertos modifican su potencial de equilibrio. El desvío del potencial de equilibrio se denomina polarización. Dicha polarización puede encontrarse de dos tipos (Fontana, 1985):

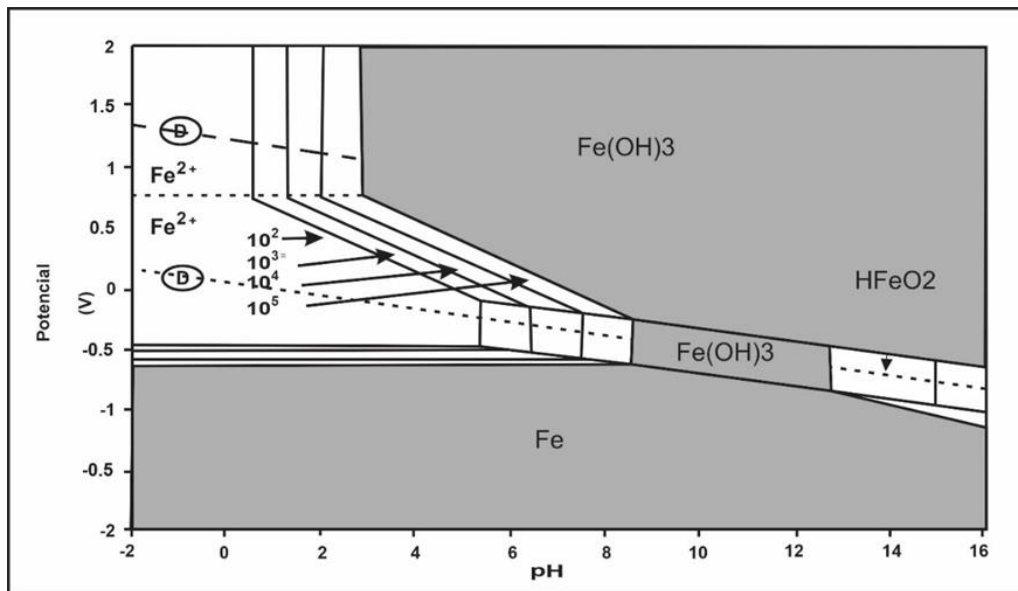
2.2.2.1 Polarización por activación. Es el proceso electroquímico que está controlado por la secuencia de reacciones que suceden en la interfase entre la superficie del metal y el electrolito.

2.2.2.2 Polarización por concentración. Está dada al momento en que la difusión de especies, que intervienen en las reacciones electroquímicas, es el factor limitante del proceso corrosivo (Fontana, 1985; Henthorne, 1971).

Por medio de los diagramas de Pourbaix, se pueden representar los datos termodinámicos correspondientes al desempeño de algún metal y especies asociadas en un ambiente determinado, en el cual se grafica el pH del medio con respecto a su potencial en voltios. En la Figura 1, se muestra el diagrama de equilibrio para el sistema Hierro – Agua, donde se observa la formación de Hidróxidos de Hierro para un amplio rango de pH. Las líneas punteadas (a y b) en el gráfico, representan el rango del potencial de estabilidad del agua (Pierre, 1999).

Figura 1.

Diagrama de equilibrio potencial – pH.



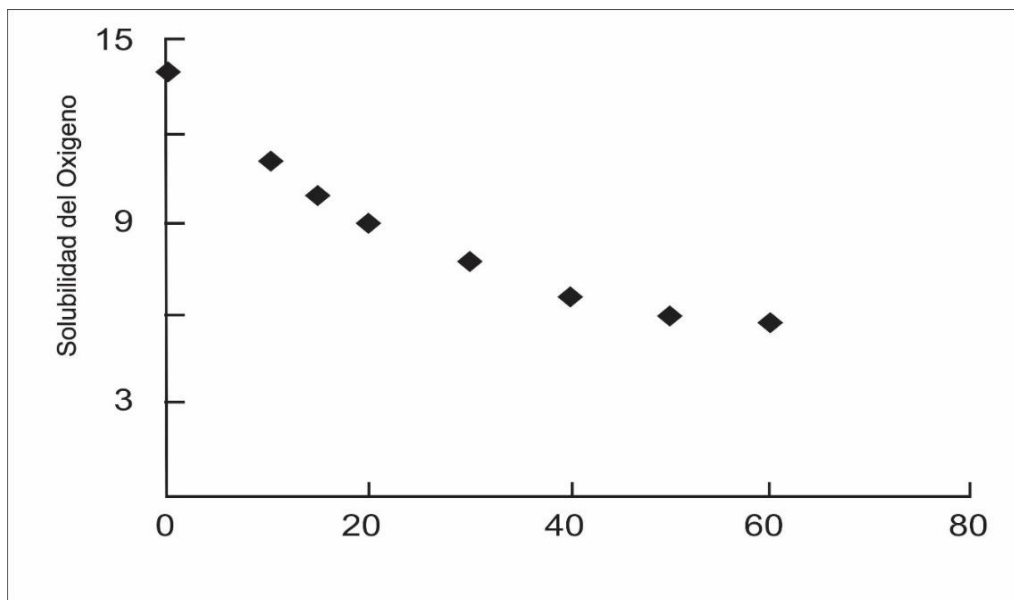
Nota: Diagrama para el sistema Hierro – Agua a 25 °C. Adaptado de Pierre, R. (1999). *Handbook of Corrosion Engineering*. Mc-Graw Hill.

La concentración de Oxígeno es un factor determinante en la velocidad de corrosión de los materiales, basado en la cinética. Con el incremento en la concentración del oxígeno en el medio, habrá un incremento en el potencial, lo que ocasionará una mayor tendencia a la formación de Hidróxido Férrico (Fe (OH)₃), el cual se observa como un sedimento de coloración rojiza o marrón (Pierre, 1999).

A pesar de lo anterior, resulta importante también considerar el comportamiento de la solubilidad del Oxígeno según la temperatura del medio, ya que, al aumentar la temperatura se disminuye la solubilidad. En la Figura 2 se puede observar esta tendencia (Pierre, 1999).

Figura 2.

Solubilidad del oxígeno en agua, en equilibrio con aire.



Nota: Evaluado a diferentes temperaturas. Adaptado de Pierre, R. (1999). *Handbook of Corrosion Engineering*. Mc-Graw Hill.

2.3 Factores que influyen en la corrosión

En el fenómeno de la corrosión, existen algunos factores o condiciones que son preponderantes para el desarrollo de este proceso, los cuales se presentan definidos de la siguiente manera:

2.3.1 pH de la solución

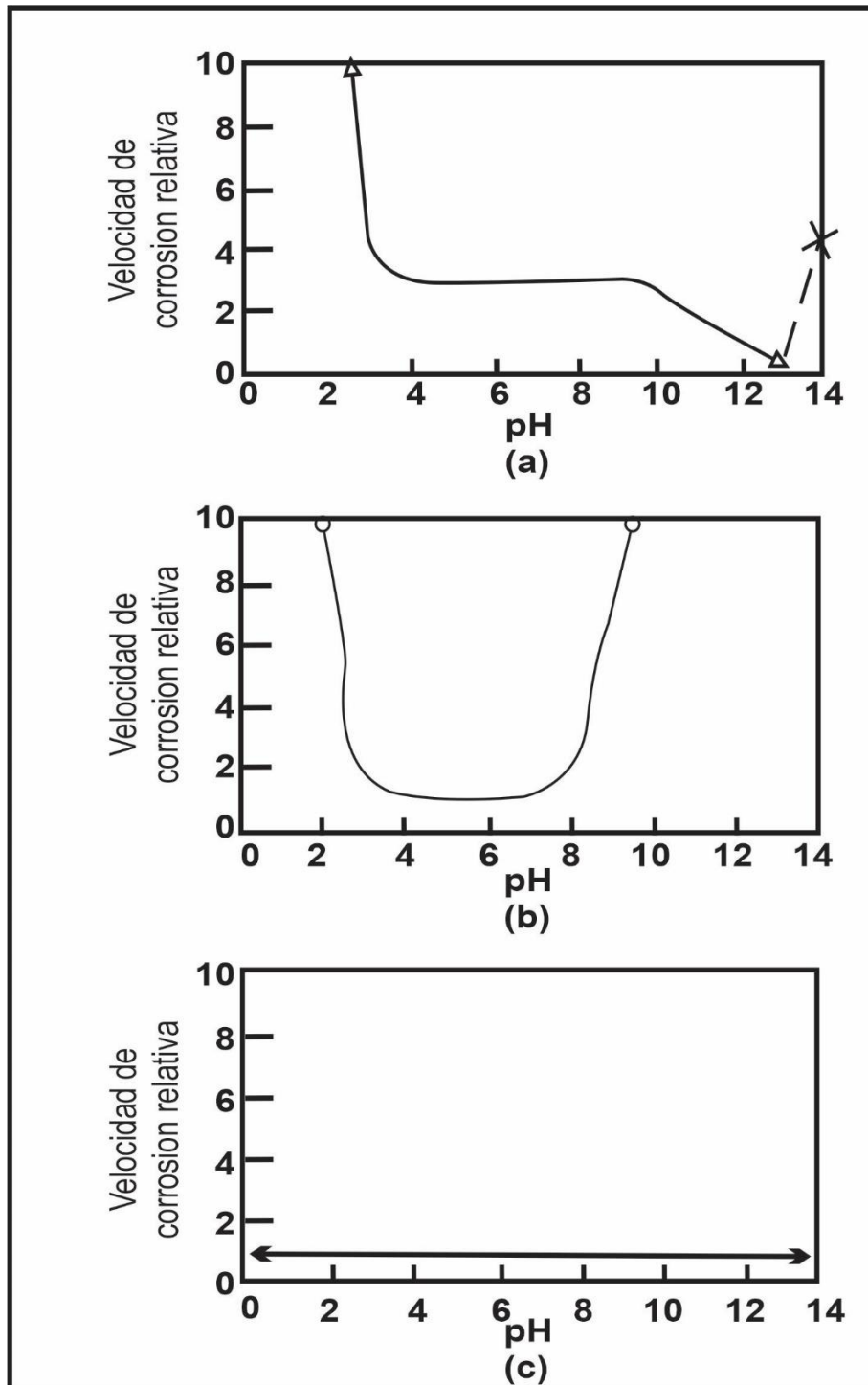
En la mayoría de los casos, la velocidad de corrosión en los metales está afectada directamente por el pH de la solución. A partir del pH como factor influyente en la corrosión, existe una relación que tiende a seguir uno de los siguientes tres puntos generales (Perry, 2007):

- I. Los metales solubles en ácido, como el hierro, presentan una relación como la que se muestra en la figura 3.a. En el nivel de pH medio, que está entre 4 y 10, la velocidad de

corrosión está controlada por la velocidad de transporte del oxidante (generalmente oxígeno) a la superficie metálica. A temperaturas muy altas, el hierro aumenta con el incremento de la basicidad, como muestra la línea punteada en la figura.

- II. Los metales anfóteros como el aluminio y el zinc presentan la relación que se muestra en la figura 3.b. Dichos metales se disuelven rápidamente en soluciones ya sean ácidas o básicas.
- III. Los metales nobles como el oro y el platino no son afectados significativamente por el pH, como se muestra en la figura 3.c.

A continuación, se presenta la figura 3, donde se puede observar el comportamiento de la velocidad de corrosión con base al pH del medio electrolítico.

Figura 3.*Influencia del pH en la velocidad de corrosión.*

Nota: Gráfica a: Hierro. Gráfica b: Metales anfóteros (aluminio, zinc). Gráfica c: Metales nobles. Adaptado de Perry.

(2007). *Manual del Ingeniero Químico*. McGraw-Hill.

2.3.2 Velocidad de flujo

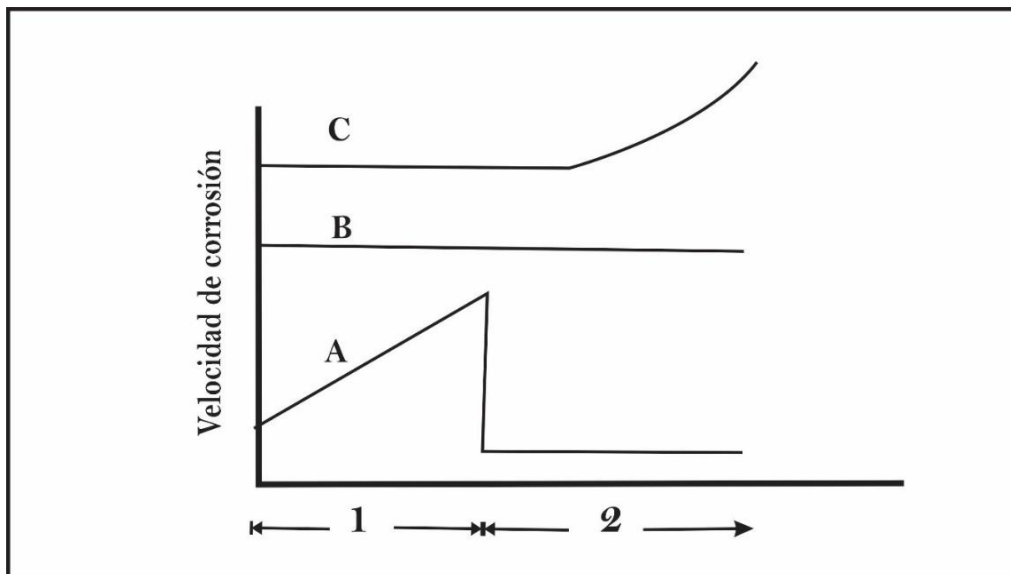
En los procesos de corrosión que son controlados por polarización por activación, la velocidad del fluido no presenta ningún efecto sobre la velocidad de corrosión (figura 4.b), sino que por el contrario, cuando el proceso de corrosión es controlado por polarización por concentración, éste sí se ve afectado de manera directa por la velocidad del fluido, donde al aumentar la velocidad del fluido, también aumenta la velocidad de corrosión para luego descender con la formación de una capa (figura 4.a) (Henthorne, 1971).

Existen algunos materiales que, bajo ciertas condiciones, forman películas protectoras en la superficie. Así mismo, hay velocidades de flujo a las cuales estas películas protectoras se deterioran y la velocidad de corrosión aumenta (figura 4.c). La velocidad de flujo que define este punto de incremento en la velocidad de corrosión se le denomina velocidad crítica o velocidad de erosión.

Esta velocidad crítica depende de las propiedades del producto de corrosión que forma la película protectora. En los casos en los que se utilizan inhibidores de corrosión, también existe una velocidad crítica sobre la cual, el inhibidor es removido dejando el metal expuesto al medio corrosivo (Sherik, 2017).

Figura 4.

Efecto de la velocidad del fluido en la velocidad de corrosión.



Nota: Tomado de Henthorne, M. (1971). *Fundamentals of Corrosion*. Chem. Eng, 1.

2.3.3 Temperatura

La temperatura resulta ser otro aspecto fundamental que afecta la corrosión, esto debido a que la velocidad en el desarrollo de este fenómeno tiende a aumentar conforme se eleva la temperatura. Esta última tiene además efectos secundarios mediante su influencia sobre la solubilidad de la sustancia oxidante. De la misma forma, la temperatura provoca también efectos específicos causando cambios de fase que introducen una segunda fase corrosiva (Perry, 2007). A lo largo del trabajo especial de grado se ampliará su efecto.

2.3.4 Gases disueltos

Los gases afectan de gran manera la velocidad en que se corroe una pieza metálica. La composición del gas es un factor a tener en cuenta, unos de los gases más corrosivos son: el oxígeno, el dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno; el oxígeno puede causar corrosión severa

incluso en concentraciones bajas, pues es un agente oxidante de efecto rápido; el dióxido de carbono forma ácido carbónico cuando se encuentra en presencia de agua, disminuyendo el pH y aumentando la corrosividad del medio; sulfuro de hidrógeno es soluble en agua a condiciones normales de operación, y generando corrosión localizada (Chilingar et al., 2008)

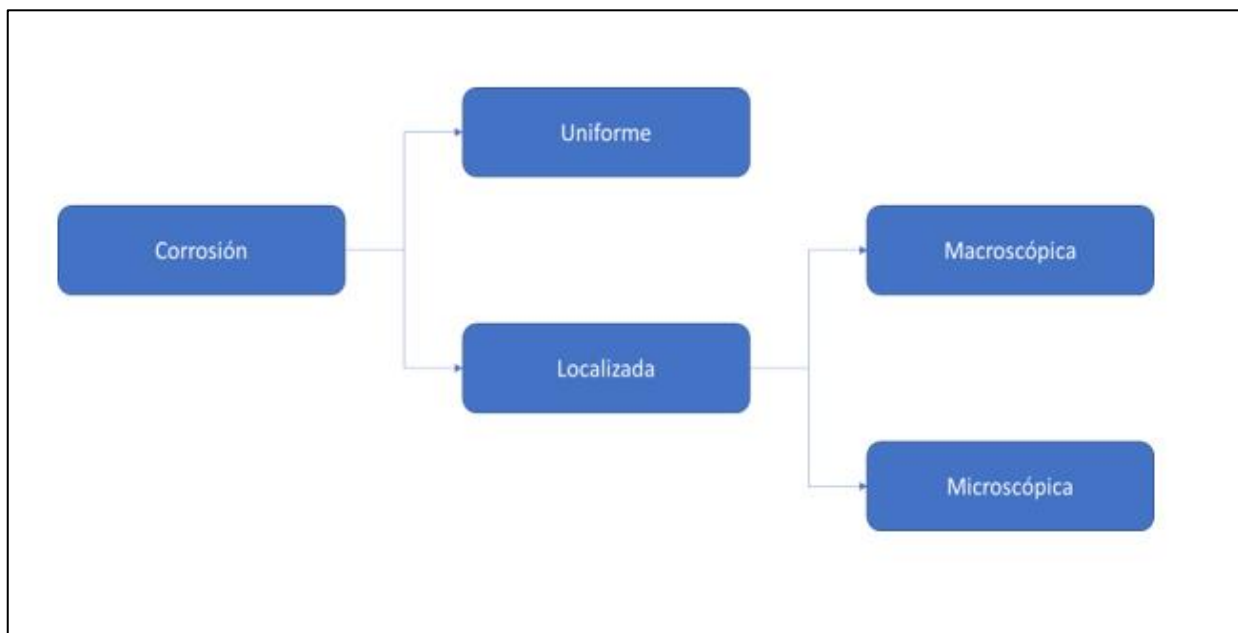
2.4 Formas de corrosión

La clasificación por morfología ya sea uniforme o localizada, es muy útil para un análisis preliminar que, en caso de requerirse de manera más completa, necesita del establecimiento y diferenciación entre la corrosión localizada de tipo macroscópico y microscópico local (Papavinasam, 2014).

Los diferentes tipos de corrosión se presentan en la Figura 5, mostrada a continuación en la que se enuncia cada una de estas formas (Papavinasam, 2014).

Figura 5.

Clasificación de la corrosión según su morfología.



2.4.1 Corrosión uniforme

En esta forma de corrosión la reacción química o electroquímica afecta toda la superficie metálica que interacciona con el medio corrosivo uniformemente. Se cataloga como el tipo de corrosión menos peligrosa, pues es fácilmente identificable y la reducción de la vida útil de los equipos no es tan drástica, por lo que técnicas de mantenimiento y prevención pueden ser aplicadas (Gil, 2005).

2.4.2 Corrosión localizada

En aquellos equipos que presentan zonas con mayor exposición, es común encontrar corrosión localizada. Un ejemplo de este tipo se produce cuando áreas discretas de un material son afectadas de forma más rápida mientras que el resto de la superficie permanece intacta, generando así pequeños agujeros en el material (NACE Internacional, 2003). Este tipo de corrosión se puede subdividir como se muestra en la siguiente tabla (Perry, 2007):

Tabla 1.

Tipos de corrosión localizada.

Tipo	Descripción
Erosión	Daño o destrucción del metal por la acción de la abrasión o la fricción causada por el flujo de líquido o gas.
Picadura	Se desarrollan en áreas muy localizadas sobre la superficie del metal. Esto da como resultado el desarrollo de cavidades o agujeros que van desde profundas cavidades de pequeños diámetros a otras muy pequeñas.
Fisura	Este tipo de corrosión ocurre en el lado o en el interior de un resquicio formado por el contacto del metal con otro metal, o de un material no metálico.
Intergranular	Se refiere a la corrosión selectiva en los límites de grano de un metal o aleación sin ataque significativo sobre los mismos granos o cristales.
Galvánica	Presenta alta velocidad de corrosión, y está asociada con el flujo de corriente que ocurre entre metales en contacto, a través de un mismo medio.
Por tensión	La corrosión puede ser acelerada debido a los esfuerzos, ya sea el esfuerzo interno del metal o algún esfuerzo aplicado desde el exterior de este.
Ataque por hidrógeno	Debido a altas temperaturas y presiones parciales, el hidrógeno penetra en el acero al carbono y reacciona con el carbón del acero para formar metano, generando presión que ocasiona fractura por agrietamiento en el acero.
Por metales en solución	Los metales líquidos también pueden causar fallos por corrosión. Los metales más dañinos son los líquidos que penetran en el metal a lo largo de los límites de grano.

Continuación tabla 1

Tipo	Descripción
Por rozamiento	Se genera cuando los metales se deslizan uno sobre otro, causando daños mecánicos en uno de ellos o en ambos materiales.
Por choque	Ocurre cuando el deterioro se acelera por la eliminación mecánica de los productos de corrosión (ejemplo: los óxidos).
Por fatiga	Es una reducción por corrosión de la capacidad de un metal para soportar esfuerzos repetitivos.
Cavitación	Se presenta por la formación de huecos o burbujas de vacío en una corriente de líquido que pasa sobre una superficie.

2.5 Tuberías

Es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero con una geometría definida por un diámetro y espesor del cuerpo que lo conforma. Se define mediante una geometría homogénea. Es decir, diámetro y espesor nominal constante en toda su longitud (Zheng et al., 2013).

2.5.1. Características de las tuberías

Diámetro nominal: representa el diámetro exterior de la tubería, internacionalmente se expresa en pulgadas y fracciones de pulgada. Valores mostrados en la Tabla 2.

Tabla 2.

Diámetros nominales.

In	1,315	1,669	1,9	2 3/8	2 7/8	3 1/2	4	4 1/2
Mm	33	42	48	60	73	89	102	114

Diámetro Interno ID: el diámetro interno depende del diámetro nominal y del espesor del cuerpo de la tubería, este diámetro es el que se ocupa regularmente para calcular pérdidas de presiones y velocidades.

Grados del acero: para la fabricación de tuberías, se utilizan diferentes aleaciones de acero, de manera que se acoplen a los requerimientos del campo. En la tabla 3, se muestran las composiciones químicas de los aceros más utilizados en la industria (Zheng et al., 2013).

Tabla 3.

Características químicas de diferentes grados de acero.

Grados de Acero		C	Mn	Mo	Cr	Ni	Cu	P	S
H40	Min								
	Max							0,03	0,03
J55	Min								
	Max							0,03	0,03
K55	Min								
	Max							0,03	0,03
N80	Min								
	Max							0,03	0,03
C75	Min	0,15	0,3	0,15	0,8	0,25	0,25		
	Max	0,75	1,9	1,1	1,4	0,99	0,35	0,02	0,01
P105	Min								
	Max							0,04	0,06
P110	Min								
	Max							0,04	0,06
Q125	Min	0,35	1	0,75	1,2	0,99		0,02	0,01
	Max	0,5	1,9	0,75	1,2	0,99		0,03	0,02

Las tuberías tienen diferentes clasificaciones dependiendo del uso que se le dé a las mismas, su diámetro y su forma de fabricación, sin embargo, el objeto de uso es la clasificación más importante pues las tuberías deben ser diseñadas de acuerdo con las condiciones a las que se van a exponer, de esta forma, podemos clasificar las tuberías en:

- I. Tubería de revestimiento.
- II. Tubería de perforación.
- III. Tubería de producción.

2.5.2. Tuberías de revestimiento

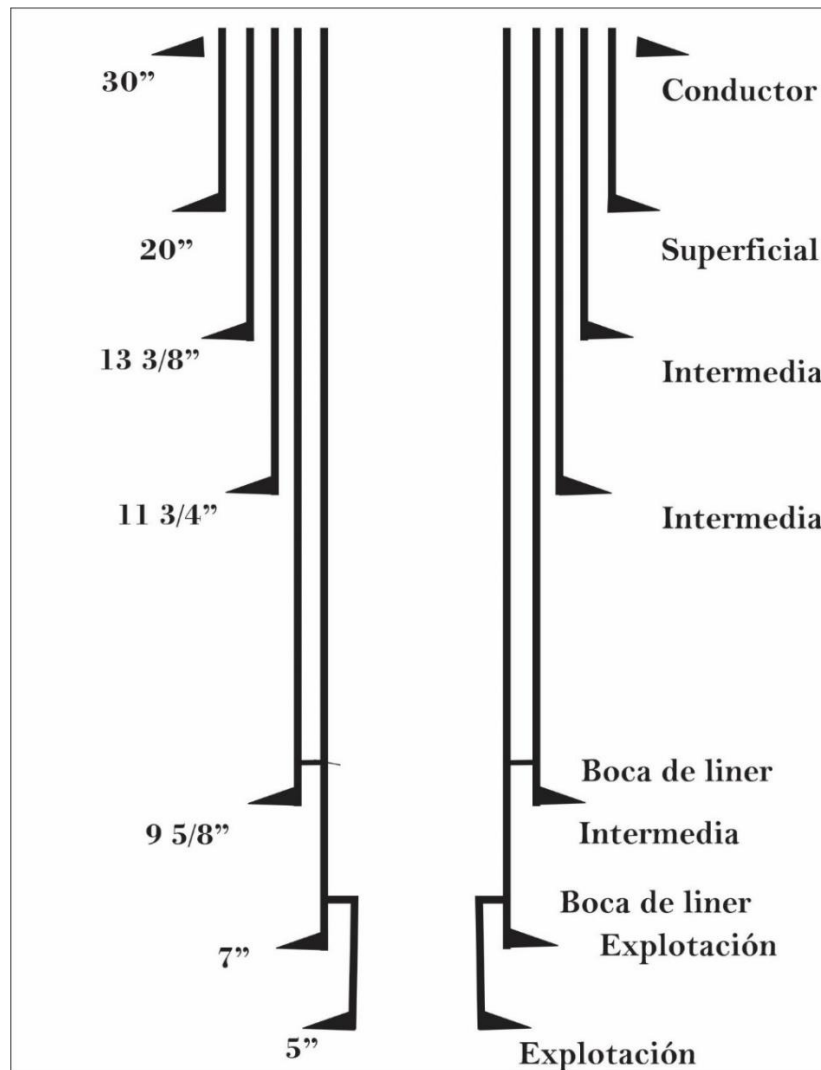
La Tubería de revestimiento se caracteriza por estar cementada durante el proceso de perforación para dar estabilidad al pozo. La tubería de revestimiento representa uno de los principales componentes en el pozo y es importante para muchas funciones como es dar soporte a la pared del pozo, aísla los fluidos de la formación y provee control de presiones cuando se está perforando. Así mismo, las tuberías de revestimiento son el medio que permite instalar las conexiones de control superficial, empaques y posteriormente la tubería de perforación (AIPM, 2000).

En términos generales las funciones de la del revestimiento son básicamente evitar derrumbes de las paredes del pozo, aislar acuíferos del pozo, para así evitar la contaminación de los depósitos de agua, permitir la producción selectiva de intervalos específicos y también para soportar en modo de base a los equipos de terminación y sistemas artificiales de producción.

De igual forma, las tuberías de revestimiento se pueden clasificar dependiendo de su posicionamiento en el pozo, tal y como se observa en la siguiente figura:

Figura 6.

Esquema de ubicación de tubería de revestimiento.



Nota: Adaptado de AIPM. (2000). *Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 05 Tuberías. Tomo 11 Terminación y mantenimiento de pozos*, PEMEX.

2.5.3 Tuberías de perforación

La tubería de perforación es el medio que transmite la energía proveniente del taladro hacia la barrena al fondo del pozo y a conducir el lodo de control al pozo, se conoce comúnmente como tubería de trabajo pues es quien realiza la mayor parte del esfuerzo en la perforación, además de

estar expuesta a condiciones bastante fuertes como lo son las altas presiones ocasionadas por las altas profundidades, los esfuerzos de tensión y compresión, las altas y bajas temperaturas dependiendo de las condiciones superficiales, el desgaste durante la operación y la corrosión (AIPM, 2000).

Así mismo, las tuberías de perforación se clasifican en dos principales grupos, caracterizadas por su función, uso y propiedades de la tubería. Estas son Tuberías pesadas o Heavy – Weight y los Drill Collars (AIPM, 2000).

2.5.3.1 Heavy – Weight. La tubería pesada (heavy - weight) es un elemento de gran peso, identificado por su gran espesor de la pared, uniones más largas y refuerzo en el centro del tubular en comparación con las tuberías de perforación, se utilizan como auxiliar a la sarta de perforación en la transmisión de esfuerzos entre la tubería de perforación y los Drill Collar (Zheng et al., 2013).

Las funciones principales del Heavy-Weight dentro del proceso de perforación son dar rigidez a la sarta de perforación, logrando de esta manera reducir la fatiga de las tuberías de menor peso. A la vez, por su gran peso y diámetro evita que la sarta de producción se pegue con los laterales del pozo, dando también peso a la sarta de perforación lo que permite el aumento de la velocidad de perforación. Y, por último, en la perforación direccional el peso permite la desviación de la sarta de perforación.

2.5.3.2 Drill collar. Son tuberías de gran espesor de pared con diámetros interiores, exteriores y roscas de sello. Proporcionan rigidez a la sarta de perforación, se utilizan para trabajar en altos esfuerzos de compresión, torsión; para dar peso a la barrena y tensión a la tubería de perforación durante las operaciones de perforaciones.

En la industria petrolera el drill collar se pueden clasificar en 2 tipos, el Drill collar con acabado de fábrica, con cuerpo liso, y los de diseño de espiral, los cuales por su forma reducen la posibilidad de pegues entre la tubería y el pozo (Zheng et al., 2013).

2.5.4 Arreglos de producción

Las tuberías de producción son las que permiten la salida de los fluidos producidos en el yacimiento a la superficie o bien el paso de los fluidos que se requiere ingresen al yacimiento y se inyectan desde superficie (para limpiezas o estimulaciones).

Este tipo de tuberías y/o arreglos se encuentran expuestas a condiciones que desafían su integridad, dentro de las que tenemos altas presiones, esfuerzos de tensión, desgaste durante la etapa productiva, fuertes cambios de temperatura y corrosión (Zheng et al., 2013).

2.5.5 Acero

El acero es el metal utilizado en la fabricación de las tuberías, dentro de su composición cuenta con porcentajes de carbono que pueden variar dependiendo del uso que se le piense dar al mismo.

De manera que los diferentes tipos de acero se pueden clasificar en 2 principales grupos los cuales son (Zheng et al., 2013):

- I. Aceros Ordinarios: los aceros ordinarios son aquellos que en su composición química están conformados por hierro, manganeso y carbono.
- II. Aceros especiales: se conocen como aceros especiales a aquellos que cuentan con características únicas gracias a la presencia de metales adicionados a su composición. Estos tipos de acero cuenta con mejoras es ciertas características como lo son la dureza, la resistencia a la corrosión, mayor tolerancia a altas temperatura, entre otras.

2.5.5.1 Propiedades mecánicas del acero. Las propiedades mecánicas describen el comportamiento del acero al ser sometido a esfuerzos. Algunas de las propiedades mecánicas de estos materiales se muestran en la tabla 4.

Tabla 4.

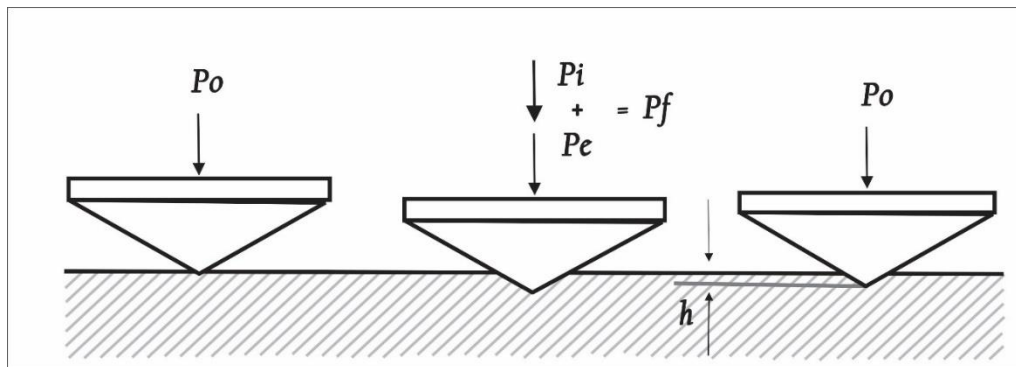
Propiedades mecánicas del acero.

Propiedad	Descripción
Resistencia	Máximo esfuerzo que soporta el material antes de sufrir un quiebre o daño en su forma.
Rigidez	Propiedad de un sólido que le permite mantener su forma.
Ductilidad	Capacidad de un material para soportar grandes deformaciones inelásticas antes de la fractura.
Maleabilidad	Capacidad de soportar grandes deformaciones inelásticas antes de la fractura.
Dureza	Es una medida de la capacidad del material para resistir ralladuras.

2.5.5.2 Dureza de Rockwell. La dureza Rockwell es un método de realizar una muesca por medio de una maquina calibrada con la cual se presiona un penetrador cónico esferoidal de diamante o una bola de acero endurecido, bajo condiciones específicas hacia la superficie del acero, en dos operaciones y así medir la profundidad de la impresión del 10 penetrador a determinadas cargas. Este mismo estándar define el número de dureza Rockwell como un número derivado del incremento neto en la profundidad del penetrador cuando la fuerza en el penetrador es incrementada desde una fuerza previa, hasta una fuerza total y luego retornada al valor de fuerza previa (AIPM, 2000).

Figura 7.

Grafica de método de dureza de Rockwell.



Nota: Adaptado de AIPM. (2000). *Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 05 Tuberías. Tomo 11 Terminación y mantenimiento de pozos*, PEMEX.

3. Mecanismos de degradación de materiales

Durante este capítulo se definen y explican los diferentes mecanismos que generan el deterioro de metales debido a la presencia de hidrocarburos en las tuberías, ya sea en los pozos o durante el transporte de fluidos en las facilidades de superficie. A partir del estudio de la corrosión, basándose en las fuentes de generación de este fenómeno, los mecanismos que infringen daño a metales y aleaciones de estos se clasificaron de la siguiente manera (Javaherdashti et al., 2013):

- I. Corrosión por erosión.
- II. Corrosión microbiológica inducida (MIC).
- III. Corrosión por H₂S.

IV. Corrosión por CO₂.

V. Corrosión por H₂S y CO₂.

A continuación, se desglosan los puntos más importantes para comprender las diferentes fuentes o mecanismos de deterioro de tuberías, por medio de la descripción del daño que generan, su forma visible al presentarse, los materiales que afecta y los factores a tener en cuenta para inspeccionar y controlar de manera precisa y adecuada la corrosión según sea el caso (Javaherdashti et al., 2013).

3.1 Corrosión por erosión

Para entender de manera adecuada este mecanismo de deterioro de materiales, resulta importante en primera instancia comprender lo que es la erosión. La erosión es básicamente el retiro o la sustracción mecánica de manera acelerada del material que se encuentra en la parte superficial de un objeto y que se obtiene como resultado del constante movimiento relativo en el medio, o del impacto ya sea de los sólidos, líquidos, del vapor o de cualquier combinación de ellos presentada en las zonas más cercanas del material (Papavinasam, 2014).

Ahora bien, el fenómeno conocido como erosión-corrosión se puede definir de manera clara y sencilla como el daño que ocurre cuando la corrosión contribuye a la erosión eliminando o quitando las láminas protectoras, y a su vez, exponiendo la superficie metálica del material a la corrosión adicional bajo acción combinada o simultánea de la erosión-corrosión (Papavinasam, 2014).

3.1.1 Materiales afectados

En cuanto a los materiales que afecta directamente este mecanismo, encontramos los materiales refractarios, los metales y las aleaciones de estos.

3.1.2 Puntos críticos

Para la mayoría de las ocasiones, la corrosión desempeña un papel fundamental de modo que la erosión pura, denominada también desgaste abrasivo, es muy poco frecuente. Igualmente, resulta vital e importante considerar el papel que juega la corrosión en estos casos (Heidersbach, 2018).

Las tasas de pérdida del metal están relacionadas con la velocidad de flujo y la concentración del material que se encuentran en el medio de afectación (más puntualmente partículas, gotas, líquidos, mezclas y flujo bifásico), el tamaño y la dureza de partículas que afectan el metal, la dureza y la resistencia del material a la corrosión relacionado con el ángulo de impacto y la erosión. Para metales con aleaciones más suaves como lo son el cobre y algunas aleaciones de aluminio que se usan frecuentemente, el daño mecánico puede estar relacionado con la pérdida en gran cuantía del metal bajo condiciones de muy alta velocidad de flujo.

Según sea el caso, para cada diferente combinación de material o metal utilizado y medio en el que se somete, existe normalmente un límite de velocidad en el cual los objetos vulnerables pueden producir una gran pérdida del metal presente. Así que, el aumento en dichas velocidades por encima del límite da lugar a un aumento en las tasas de pérdida del metal. El aumento en la dureza del material (metal) no es un buen indicador de resistencia a la erosión en todos los casos, ya sea resistencia natural o mejorada, especialmente en los lugares en los que la corrosión afecta significativamente. Así mismo, el tamaño, la forma, la densidad y la dureza del medio de afectación, genera una variación produciendo un aumento a la tasa de pérdida del metal (Heidersbach, 2018).

El incremento de la corrosividad del ambiente puede reducir la estabilidad de láminas o películas protectoras superficiales y de esta forma, aumentar la susceptibilidad a la pérdida del

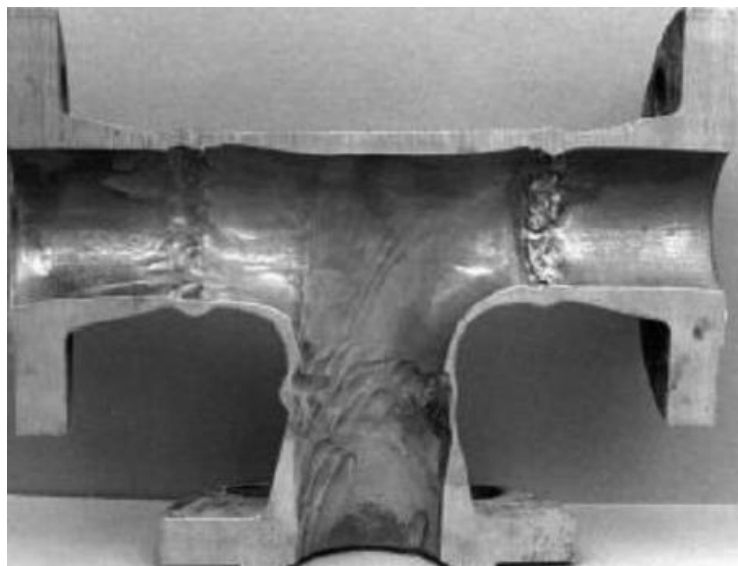
metal. Dentro de los factores que pueden contribuir al aumento en la corrosividad del ambiente se tiene al pH, la temperatura, entre otros, los cuales pueden modificar la susceptibilidad a la pérdida del metal.

3.1.3 Aspecto del daño

La erosión como tal y la erosión-corrosión están caracterizadas de manera general por una pérdida localizada en ciertos sitios puntuales bajo diferentes formas, ya sean ondas, hoyos, surcos, valles y agujeros con tendencias redondeadas. Dichas pérdidas en todos los casos evidencian normalmente un patrón de flujo direccional para su generación. A su vez, los daños o las fallas que se presentan pueden ocurrir relativamente en un periodo corto o muy corto de tiempo, esto quiere decir que al visualizar constantemente el material se puede llegar a inferir un posible daño por este tipo de mecanismo (Papavinasam, 2014).

Figura 8.

Superficie interna con corrosión por erosión en codo.



Nota: Tomado de Heidersbach, R. (2018). *Metallurgy and corrosion control in oil and gas production*. Second edition. Wiley.

3.1.4 Prevención y control

La erosión-corrosión es controlada de mejor manera utilizando diferentes aleaciones las cuales son más resistentes a la corrosión y, en algunos casos, realizando una modificación que altere el ambiente del proceso para reducir la corrosividad, como, por ejemplo, la adición de inhibidores.

De igual forma, es muy importante tener en cuenta que la resistencia a la corrosión no se mejora generalmente con una dureza cada vez mayor del substrato únicamente (Papavinasam, 2014).

Realizar mejoras en el diseño, implican en la mayoría de los casos, cambios en la selección de la forma, la geometría y de los materiales. Un ejemplo claro sería aumentar el diámetro de la tubería para disminuir la velocidad de flujo dentro de la misma; de igual manera aerodinamizar curvas para reducir el choque que se presente en los codos o conexiones de ellos y también realizando un aumento del grosor de pared. Para un caso más puntual, en los intercambiadores de calor se usan las placas del choque y las virolas del tubo para reducir al mínimo los problemas que pueden llegar a presentarse por erosión y posteriormente erosión-corrosión (Papavinasam, 2014).

3.1.5 Inspección

Al momento de presentarse este tipo de deterioros, una manera sencilla, practica y a su vez eficiente de inspeccionar los materiales es la examinación visual de áreas sospechosas o molestas que puedan a llegar a presentar daños y resultan en algunos casos tan buenas como las pruebas UT (Ultra Sonic Tool), de manera que se puede utilizar para detectar el grado de la pérdida del metal.

Por otra parte, Los cupones especializados en la corrosión interna deben ser utilizados en la mayoría de los casos sí es posible, debido a que con este sistema la detección e inspección de corrosión-erosión es eficaz (Papavinasam, 2014).

3.2 Corrosión microbiológica inducida (MIC)

La corrosión microbiológica inducida, conocida por sus siglas en inglés “MIC” (Microbiologically Influenced Corrosion), es una forma de corrosión causada principalmente por organismos o seres vivos tales como hongos, algas y bacterias.

Este tipo o mecanismo de corrosión es frecuentemente asociado a la presencia de tubérculos o sustancias orgánicas de características fangosas, las cuales se encuentre en el ambiente o medio donde se instalan y utilizan metales y aleaciones de estos (Almahamedh, 2014).

3.2.1 Materiales afectados

Dentro de los materiales que se ven afectados por este mecanismo de degradación, tenemos a la mayoría de los metales utilizados en construcción incluyendo los aceros muy poco o poco aleados y el carbón. Puntualmente afecta aleaciones del cobre, aluminio y de un poco de níquel (Javaherdashti et al., 2013).

3.2.2 Puntos críticos

Para la corrosión microbiológica inducida, se debe tener en cuenta que ésta se presenta normalmente en ambientes acuosos, es decir, donde la presencia de agua es constante en la zona. Generalmente este tipo de ambientes permiten y/o promueven el crecimiento y desarrollo de microorganismos debido a las condiciones estacionarias y de poco flujo del agua (Javaherdashti et al., 2013). Debido a que existen diferentes condiciones y los ambientes son variables, los microorganismos pueden crecer y sobrevivir a condiciones adversas, dentro de las que encontramos falta de oxígeno, falta de luz, presencia de alta salinidad, rangos variables de pH (0 a 12) y diferentes rangos de temperatura (-17 °C a 113 °C) (Heidersbach, 2018).

Las tuberías o herramientas pueden llegar a inocular a causa de la introducción de organismos que se reproducen y a la vez se propagan. Por dicha razón resulta fundamental

controlar este tipo de fenómenos. La generación de contaminantes a la salida de diferentes procesos, tales como el H₂S o hidrocarburos, puede llegar a generar un aumento notable en la acumulación de microorganismos (Biofouling) y por consiguiente de la corrosión (Almahamedh, 2014).

Diferentes organismos se desarrollan en diversos alimentos incluyendo las sustancias inorgánicas (por ejemplo., el amoníaco, H₂S) y las sustancias orgánicas (por ejemplo., hidrocarburos, ácidos orgánicos). Así mismo, todos los microorganismos requieren una fuente de carbono y de nitrógeno para su reproducción y crecimiento (Javaherdashti et al., 2013).

3.2.3 Aspecto del daño

La corrosión microbiológica inducida presenta generalmente una morfología de picaduras ubicadas normalmente debajo de los depósitos de microorganismos o de los tubérculos que envuelven dichos organismos.

Para identificar el daño generado por este mecanismo de degradación, es importante encontrar hoyos característicos en forma de platillo dentro del acero de carbón o cavidades en el acero inoxidable (Javaherdashti et al., 2013).

Figura 9.

Biopelícula de picadura de corrosión microbiológica inducida.



Nota: Tomado de Heidersbach, R. (2018). *Metallurgy and corrosion control in oil and gas production*. Second edition. Wiley.

3.2.4 Prevención y control

Como se mencionó anteriormente, debido a que los microbios requieren el agua para desarrollarse y reproducirse, los equipos o sistemas que contienen agua (agua de enfriamiento, los tanques de almacenamiento, etc.) se deben tratar con biocidas tales como bromo, ozono, clorina o luz ultravioleta con el fin de evitar la generación de microorganismos. Cabe mencionar que el uso apropiado de biocidas controlará, pero no eliminará en su totalidad los microbios; de modo que el tratamiento constante en la locación es fundamental (Javaherdashti et al., 2013).

Es importante mantener las velocidades de flujo sobre niveles muy cercanos al mínimo

posible en zonas de agua estancada con el fin de que no se presente estado estacionario y posteriormente acumulación de organismos. De igual forma, los equipos y sistemas que no están diseñados para contener o almacenar agua, deben mantenerse secos y limpios durante la operación si busca evitarse el deterioro por microbios (Javaherdashti et al., 2013).

Para mitigar tanto completa como eficazmente una acumulación de microorganismos, se requiere la remoción en su totalidad del depósito de estos mediante tratamiento con biocida, limpieza química y pigging. También es importante agregar el biocida, cuando se utilice, a la fase acuosa en tanques de almacenamiento (Javaherdashti et al., 2013).

3.2.5 Inspección

Para puntos en los que se encuentran circuitos de flujo de agua, como en los de agua de enfriamiento, la efectividad del tratamiento contra este mecanismo de degradación es monitoreada al medir la residual del biocida, las cantidades del microbio presentes y a la vez, el aspecto visual que se observe. Si llega a presentarse dentro del medio acuoso un olor o característica nauseabunda, se debe proceder inmediatamente a tratar el medio con el fin de evitar futuros daños del sistema (Javaherdashti et al., 2013).

3.3 Corrosión por CO₂

Como es conocido en la industria de los hidrocarburos, la corrosión en tuberías de transporte de crudo o gas está asociada principalmente al sulfuro de hidrogeno (H₂S) y/o al dióxido de carbono (CO₂) presente en las líneas de flujo. Por otro lado, se sabe también que, para aumentar la producción en los campos es muy común encontrarse con la aplicación de una recuperación o recobro secundario, en la cual normalmente se inyecta agua a presión con la finalidad de incrementar la presión en el fondo del pozo y, por ende, aumentar la producción de este (Heidersbach, 2018).

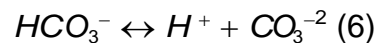
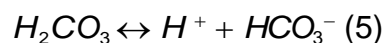
Otro punto fundamental para tener en cuenta en la corrosión en tuberías de transporte o producción es que tanto el sulfuro de hidrogeno como el dióxido de carbono, al estar disueltos en agua, aumentan de manera notable su corrosividad. Por dicha razón, se debe tener en cuenta que los gases disueltos son la principal causa de la mayoría de los problemas de corrosión en operaciones. De esta manera si se extraen los gases y se mantiene el agua con un pH neutro o mayor, se generarían menos problemas de corrosión (Heidersbach, 2018).

Ahora bien, cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua, se forma ácido carbónico (H_2CO_3), generando una reducción en el pH del medio acuoso y un aumento en la corrosividad. El mecanismo de corrosión por CO_2 envuelve una serie de reacciones las cuales se dividen en 3 fases (Romero, 1988):

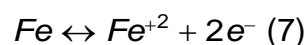
Fase I: disolución del dióxido de carbono en agua para la formación de especies que van a tomar parte en la reacción. El CO_2 se disuelve en agua formando ácido carbónico generando un medio altamente corrosivo.



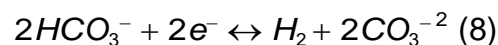
Debido a que el producto es un ácido débil, en este se genera una doble disociación formando primeramente iones bicarbonato y en segundo lugar iones carbonato:



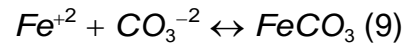
Fase II: en esta fase ocurren 2 reacciones de manera simultánea. Reacciones tanto anódica como catódica en la superficie del metal. El hierro, que representa el acero al carbono presenta oxidación (reacción anódica):



Los iones disociados se reducen (reacción catódica):



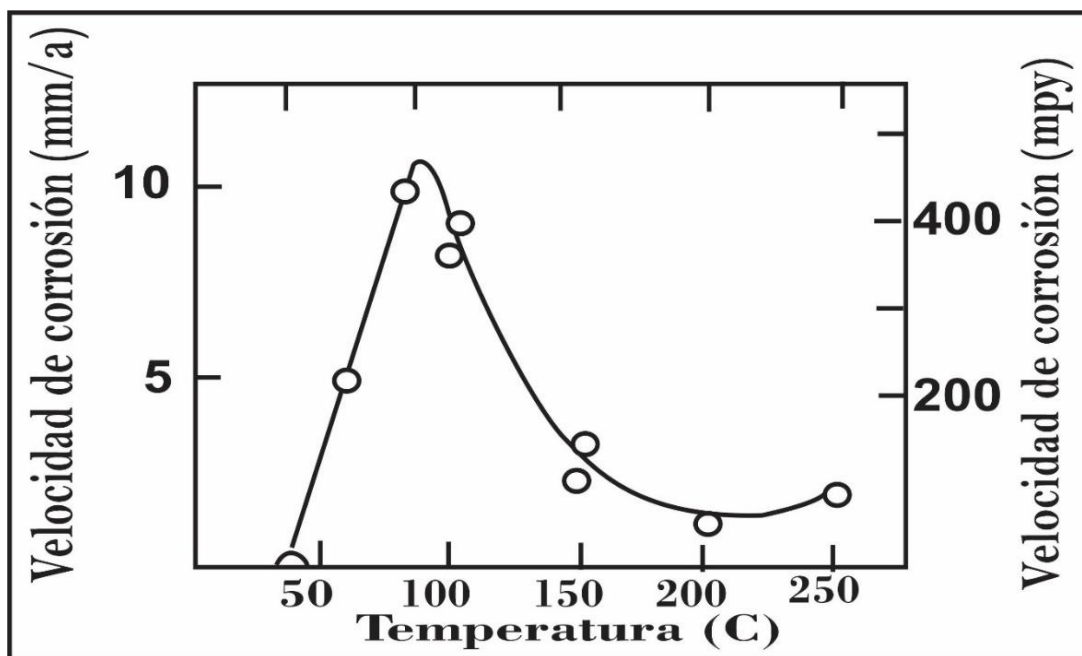
Fase III: al combinarse los iones carbonato producidos en la ecuación (6) con el ion ferroso de la reacción (7) forman el carbonato de hierro.



La velocidad de corrosión generada por dióxido de carbono es influenciada por la temperatura del medio. En la figura 10 se puede observar el comportamiento con base a la temperatura.

Figura 10.

Efecto de la temperatura sobre la velocidad de corrosión en sistemas con presencia de CO₂.



Nota: 3.0 MPa CO, 5% NaCl. adaptado de Ueda, M. (2006). 2006 F.N. Speller Award Lecture: Development of corrosion resistance alloys for the oil and gas industry – Based on spontaneous passivity mechanism. *Corrosion Houston, Tex*, 62(10).

La corrosión por dióxido de carbono se puede clasificar en tres tipos, basado en las

propiedades físicas del producto de la reacción y de la temperatura en la que empieza la corrosión en la superficie metálica (Ueda, 2006).

Corrosión homogénea (Tipo I): se presenta a temperaturas por debajo de los 60°C, en donde la presencia de hierros es baja. Pequeñas cantidades de FeCO_3 se forman en la superficie, creando capas de bajo grosor las cuales no se adhieren al metal. Debido al flujo de fluido, estas cantidades de carbonato de hierro no se precipita.

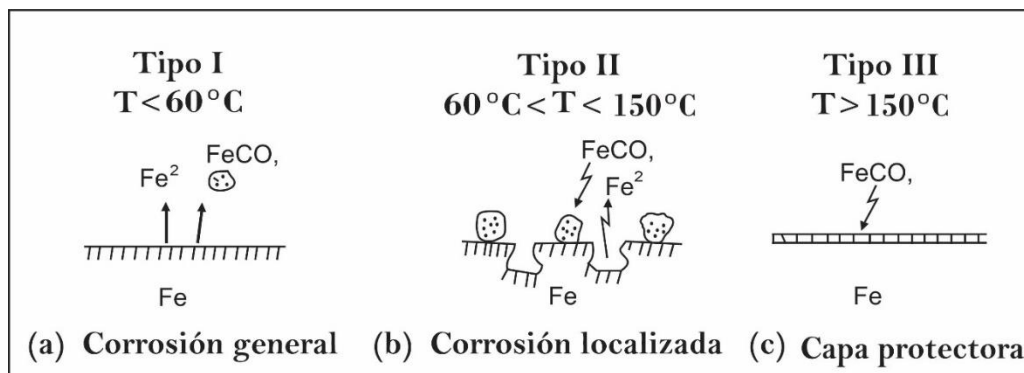
Corrosión localizada (Tipo II): esta se presenta en rangos de temperatura intermedia, cercanas a los 100°C. Dentro de estos límites de temperatura se genera la mayor tasa de corrosión y pueden llegar a observarse grandes picaduras en el metal. A la vez que esto ocurre, aumenta la cristalización del carbonato de hierro sobre la superficie metálica, creando consigo lugares de baja y alta densidad electrónica. De esta forma, la capa de FeCO_3 no será homogénea, de lento crecimiento y porosa. Dichos poros actuarán como superficie anódica en el proceso de corrosión, localizándola puntualmente en estas zonas.

Corrosión localizada de alta temperatura (Tipo III): generalmente ocurre a temperaturas altas, por encima de los 150°C. La corrosión en este punto se reduce debido a la formación de una capa homogénea de carbonato de hierro la cual se adhiere a la superficie. Tanto la velocidad de formación de FeCO_3 como la velocidad de disolución de hierro son altas, de manera que la cristalización sobre la superficie metálica es rápida y uniforme.

La siguiente imagen representa en resumen los tipos de corrosión definidos anteriormente.

Figura 11.

Influencia de la temperatura en la formación de productos de corrosión por CO₂.



Nota: Adaptado de Ueda, M. (2006). 2006 F.N. Speller Award Lecture: Development of corrosion resistance alloys for the oil and gas industry – Based on spontaneous passivity mechanism. *Corrosion Houston, Tex*, 62(10).

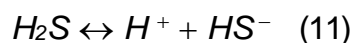
3.4 Corrosión por H₂S

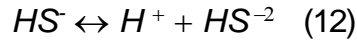
La presencia de sulfuro de hidrogeno como gas disuelto en un medio acuoso, generalmente en cantidades bajas, puede llegar a crear en la mayoría de los casos un medio altamente corrosivo el cual debe ser manejado adecuadamente. Para el fenómeno de corrosión, esto depende de la disociación de la molécula de H₂S en agua libre, donde el hierro presenta oxidación en el ánodo mientras que el sulfuro de hidrogeno sufre disociación de dos etapas en el cátodo. La reacción que representa la corrosión sulfhídrica, con la formación de sulfuros, es la que se muestra a continuación (Gerus, 1974):



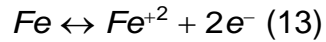
La manera de operar de este mecanismo de degradación de materiales consta de las siguientes 3 etapas:

Etapas I: reacciones catódicas en las que se presenta doble disociación del sulfuro de hidrogeno en agua.

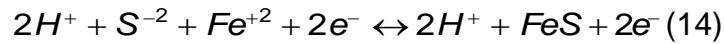




Etapa II: reacción anódica en la que se presenta oxidación del hierro.



Etapa III: combinación de los productos de las anteriores reacciones.

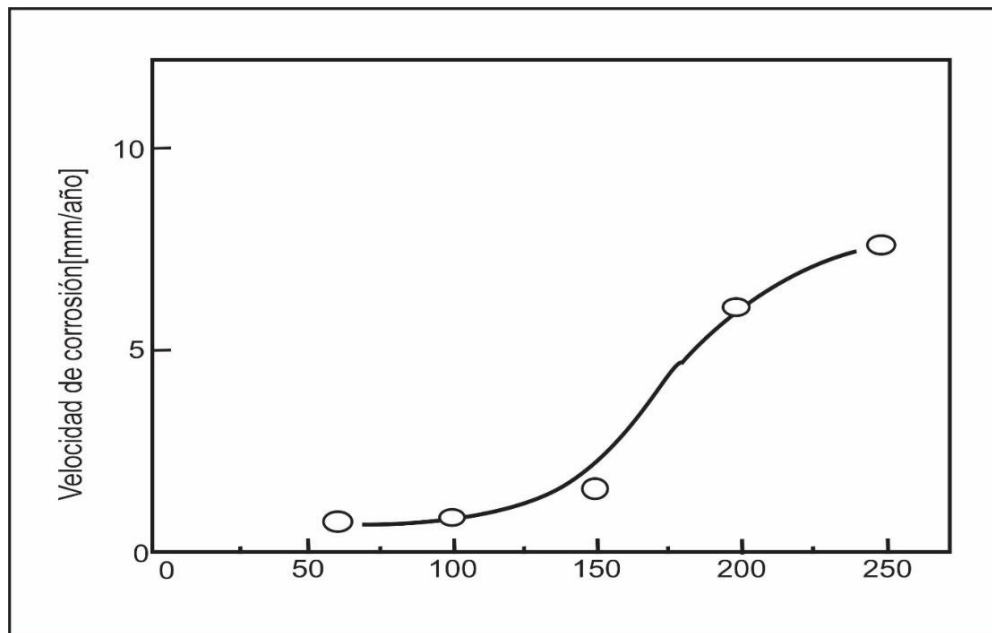


Según sean las condiciones del medio, tales como la presión parcial de H_2S y el pH, se pueden llegar a generar diversas láminas de Sulfuro de Hierro (FeS), las cuales son en menor o mayor grado compactas y, por lo tanto, más o menos protectoras. Un punto de análisis que se basa en las presiones parciales de H_2S , muestra que por debajo de 689 Pa (0,1 psi), se forman las capas más protectoras (FeS y FeS_2), mientras que, a presiones por encima de dicho valor, se forman otros productos menos resistentes (Fe_7S_8 y Fe_9S_8) que permiten la difusión de Fe^{+2} y, por consiguiente, son menos protectores. A modo de regla general, se asume que mientras mayor sea la relación S/Fe , el producto de corrosión se hace más compacto y funciona como mejor protector (Gerus, 1974).

Ahora bien, la velocidad de corrosión en sistemas que contienen presencia de H_2S , es relativamente baja cuando se encuentran a temperatura ambiente, esto gracias a la formación de la capa de sulfuro de hierro en la superficie metálica. Como es observado en la figura 12, la velocidad de corrosión en estos medios es baja a temperaturas por debajo de los $100^\circ C$, pero al contrario aumenta para temperaturas por encima de los $150^\circ C$ (Ueda, 2006).

Figura 12.

Efecto de la temperatura en la velocidad de corrosión en sistemas con presencia de H₂S.



Nota: 0,1 MPa H₂S, 5% NaCl. Adaptado de Ueda, M. (2006). 2006 F.N. Speller Award Lecture: Development of corrosion resistance alloys for the oil and gas industry – Based on spontaneous passivity mechanism. *Corrosion Houston, Tex*, 62(10).

3.5 Corrosión por CO₂ y H₂S

El efecto tanto del CO₂ como del H₂S en la corrosión de metales, especialmente de aceros al carbón, está relacionada con las condiciones del fluido, características del material y condiciones operacionales, las cuales posteriormente determinarían el tipo de ataque o daño que se presente en el metal. Sin embargo, la forma que tenga este ataque corrosivo depende de las características de los productos de corrosión y la presencia de elementos oxidantes y sales disueltas que puedan llegar a afectar de manera directa (Heidersbach, 2018).

Es importante tener en cuenta el efecto del H₂S en la corrosión por CO₂ y su comportamiento, debido a que pueden llegar a formarse láminas de productos de corrosión entre

los que tenemos sulfuro de hierro y carbonato de hierro, lo que por consiguiente, en función de la temperatura, presión y concentración del agente corrosivo, puede llegar a acelerar o disminuir la velocidad de corrosión, modificando también la forma de la misma; por lo que resulta importante determinar cuál de estos dos mecanismos de degradación es predominante antes de determinar la velocidad de corrosión en un medio puntual, logrando así estimar la magnitud del posible daño y la manera en que debe controlarse (Heidersbach, 2018). Para lo anteriormente dicho deben considerarse dos puntos fundamentales (Ueda, 2006; Kane, 1995):

- I. A diferencia del CO_2 , el H_2S puede promover la formación de una lámina de sulfuro de hierro (FeS) a bajas temperaturas (por debajo de 60°C), la cual puede ser protectora o no dependiendo del pH presente en la solución. Si el pH es menor que 4, la capa no es protectora. Para un rango de pH entre 4-6, la capa puede llegar a proteger en presencia de cloruros. Y, por último, para pH superior a 6, el producto puede proteger a bajas concentraciones de cloruros.
- II. Si la razón entre las presiones parciales de CO_2 y H_2S es menor que 200, puede haber una reducción en la velocidad de corrosión, aunque bajo estas condiciones la velocidad de corrosión puede aumentar si a la vez se incrementa la temperatura y para este caso la corrosión predominante es por H_2S . Por consiguiente, si la relación es mayor a 200 se observa una tendencia a la corrosión por CO_2 , lo que provoca un incremento de la velocidad de corrosión a temperaturas cercanas a los 100°C .

Ahora bien, entrando un poco en el ámbito del control de la corrosión, se pueden aplicar diferentes técnicas o mecanismos dentro de las que se encuentran la selección puntual de materiales y reducción de las condiciones de corrosión al momento de diseñar los equipos, modificación del ambiente, protección tanto anódica como catódica, aplicación de recubrimientos protectores e

inhibidores de protección. Mas adelante, en un capítulo posterior, se profundizará en algunas de estas técnicas.

4. Inspección de tuberías afectadas debido a la corrosión por H₂S en sistemas de producción

A continuación, se aborda con mayor profundidad el estudio de los diferentes métodos y aplicaciones que deben ser tenidas en cuenta para mantener la utilidad de los sistemas afectados por corrosión debido a la presencia de H₂S, utilizados en la industria de los hidrocarburos, así como la inspección que debe realizarse en los mismos con el fin de evaluar constantemente la integridad de los equipos y herramientas (Javaherdashti et al., 2013).

4.1 Métodos para calcular la velocidad de corrosión

Un punto fundamental en la producción de hidrocarburos es el correcto completamiento realizado en el pozo, de esta manera, con el fin de determinar el valor de la velocidad de corrosión en dichos completamientos existen diversos métodos de inspección como lo son el uso de cupones y la medición de espesores (Heidersbach, 2018).

4.1.1 Uso de cupones

Es importante saber primeramente que es un cupón, y este es básicamente una muestra de metal pequeña, rigurosamente pesada y medida, que se inserta en un sistema y se expone a ese ambiente por un periodo de tiempo específico. Los cupones vienen en diferentes formas y tamaños, y hay también muchos tipos de porta-cupones. Estos porta-cupones proporcionan un medio para

soportar el cupón en el sistema y aislarlo eléctricamente para que la corrosión galvánica no pueda ocurrir (Heidersbach, 2018).

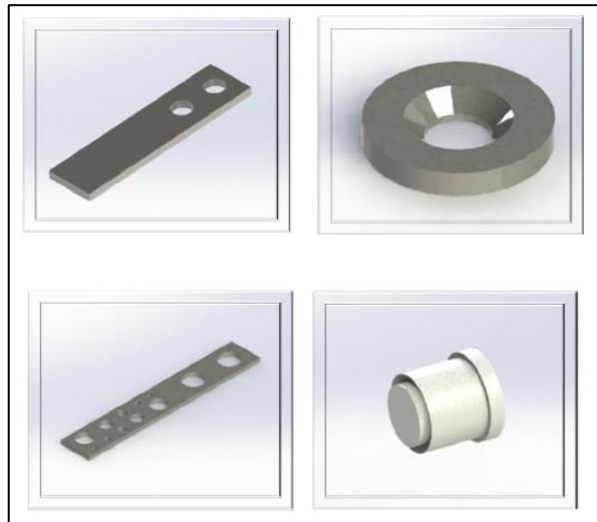
Ahora bien, el funcionamiento o método de uso de cupones es fácil de entender. Una vez que el cupón (pesado previamente) ha sido instalado y expuesto al ambiente interno en un punto particular de la instalación, la diferencia en el peso del cupón antes y después de la instalación se convierte en un cálculo proporcional de la corrosión. Esta proporción tiene como objetivo representar la tasa de corrosión en el punto particular del sistema donde se ubicó el cupón; aunque esta medida normalmente solo indica la pérdida de metal uniforme y es únicamente un dato para evaluar la corrosión en un sitio en particular.

También es importante mencionar que los montajes del cupón deben ser no metálicos o los cupones deben tener espaciadores no metálicos entre ellos y una varilla de soporte metálica. De igual forma, durante la instalación se deben tomar precauciones, ya que los cupones requieren estar sumamente limpios debido a que son muy sensibles a la contaminación (Heidersbach, 2018).

Cuatro tipos comunes de cupones se muestran en la imagen a continuación.

Figura 13.

Tipos de cupones.



Nota: De izquierda a derecha y de arriba abajo: Laminar, Flush Disc, Incrustación, Biocupón. Adaptado de Corporación para la investigación de la corrosión. (2016). *Sistema para monitoreo de corrosión interna*. Piedecuesta, Santander, Colombia. Recuperado de <http://www.corrosión.uis.edu.co>

4.1.1.1 Ubicación de los cupones. Los cupones deben ubicarse en lugares donde el fenómeno de corrosión se presente de manera severa y que a su vez este sitio resulte significativo. Muchas veces las condiciones operacionales y ambientales influyen en la selección óptima de los lugares para la instalación del cupón, por lo que estos factores deben ser tenidas en cuenta para todos los casos. Así mismo, estas herramientas de medición de corrosión pueden ubicarse en tuberías, separadores y tanques (Heidersbach, 2018).

Idealmente se busca ubicar los cupones cerca o en la posición a las seis horas en la mayoría de las tuberías horizontales. Estos también pueden instalarse en la posición a las 12 horas cuando se sabe que hay muy pocos o ningún líquido libre, pero hay contenido alto de agua en el gas, suficiente como para permitir que ocurra la condensación. En algunos casos el dispositivo puede instalarse sobre el tubo con un cupón que llegue hasta la parte inferior. Por lo tanto, la ubicación

del cupón es frecuentemente uno de los elementos más críticos para obtener información significativa de la de corrosión interna (Heidersbach, 2018).

4.1.1.2 Cupones convencionales de pérdida de peso. Una vez se haya retirado con cuidado un cupón de pérdida de peso para evitar daño mecánico, se debe inspeccionar de manera visual el cupón en busca de depósitos, daño y corrosión evidente. Posteriormente se ubica el cupón en su sobre original o en una botella de solución conservadora y se registra la fecha de cuando se quitó, el nombre de la persona que lo hizo y cualquier otra observación que se considere (Ueda, 2006; Kane, 1995).

La tasa de corrosión o la proporción corrosión de un cupón se expresa en miles de pulgadas pérdidas por año (mpa), o en mm por año; éste es el número para milésimos de pulgada de metal perdido de la superficie de un cupón durante un año.

Los pesos tanto iniciales como finales, el área superficial, la densidad y el tiempo de exposición se requieren para calcular los mpa, tal y como se observa a continuación (Ueda, 2006; Kane, 1995):

$$\text{Proporción de corrosión (mpa)} = \frac{22.5 * P}{D * A * T} \quad (16)$$

Dónde:

P = cambio de peso, mg

D = densidad de la muestra, g/cm³

A = área de la muestra, pulg²

T = tiempo de exposición, días

4.1.1.3 Interpretación avanzada de los cupones de pérdida de peso. Una vez se haya realizado la limpieza del cupón, el análisis visual puede brindar información útil sobre la manera

de controlar la corrosión. Las mediciones de las picaduras, como densidad, diámetro y profundidad son variables cuantitativas medidas por el técnico de laboratorio (Ueda, 2006; Kane, 1995).

Para la densidad de picadura, un cuadrante de un centímetro cuadrado se mira bajo el microscopio a 10x. Así mismo, las picaduras se cuentan manualmente en dicho cuadrante y se promedian con un cuadrante contado del lado opuesto del cupón. El diámetro máximo de la picadura se mide en milímetros bajo el microscopio a 40x. Es fundamental entender que cuando dos o más picaduras se traslapan, al momento de contarse, se consideran como una sola picadura.

La profundidad máxima de la picadura se mide a 100x usando un microscopio metalúrgico especial. Dicho dispositivo permite leer una escala cuando se enfoca sobre la superficie del cupón y de nuevo al enfocar el fondo de la picadura. La diferencia entre estas lecturas es la profundidad de la picadura en micras. La profundidad máxima de la picadura se usa para calcular la proporción de picaduras y la proporción de picaduras es la profundidad máxima de la picadura extrapolada en un periodo de un año (Ueda, 2006; Kane, 1995):

$$\text{Proporción de picadura (mpa)} = \frac{P_{max} * 0,0397 \left(\frac{\text{miles}}{\text{micras}} \right) * 365 \left(\frac{\text{días}}{\text{año}} \right)}{\text{Tiempo de exposición}} \quad (17)$$

Dónde:

P_{max} = Profundidad máxima de picadura (micras)

La severidad de la corrosión identificada desde la óptica se determina con un microscopio de luz a una amplificación de 10x. Este análisis cualitativo se basa en una escala "macro" y clasifica la severidad de la corrosión del cupón mediante una escala numérica de cero a cinco, siendo el cero equivalente a nada de corrosión y cinco es equivalente a corrosión sumamente alta. Si por alguna razón los resultados se encuentran entre dos números, se usan incrementos de 0.5; y también, si un cupón tiene corrosión severa (como picaduras profundas) en un área aislada del cupón, esa área se usa para identificar la severidad óptica del cupón.

- 0 = Casi un cupón nuevo; sin corrosión identificable
- 1 = Ataque muy ligero o pocas picaduras
- 2 = Picadura definida y/o picadura sobre algo de superficie (no es severa)
- 3 = Ataque y/o picadura sobre casi toda la superficie (significativa)
- 4 = Picaduras profundas y/o ataque fuerte. Queda poca superficie original
- 5 = Ataque muy severo

Al haber ya recopilado los datos del cupón, éstos se usan junto con otra información para desarrollar recomendaciones. La persona que revisa el cupón debe considerar variables como el sitio que se está supervisando, el análisis de réplica, las condiciones operacionales y la posición del cupón, antes de decidir si es necesaria la remediación; de ser así, debe determinarse qué tipo de remediación se necesita (Ueda, 2006; Kane, 1995).

En algunas ocasiones puede llegar a haber falta de información suministrada debido a la exposición más reciente del cupón para determinar si está ocurriendo la corrosión a un alto nivel suficiente para iniciar los procedimientos de la remediación. Si este es el caso, la información estadística de los datos del cupón recolectada anteriormente en el mismo sitio puede proporcionar información fundamental para determinar si se requiere remediación.

Para tener en cuenta en ciertos casos también es posible hacer correlaciones entre los datos del cupón y los datos obtenidos de los análisis en sitio de líquidos, gases o limpieza interior, que pueden proporcionar una visión objetiva del medio formado internamente de la tubería y puede brindar una recomendación más exacta. Por otra parte, debe ser tenido en cuenta que a veces la remediación no siempre es posible y por consiguiente, las recomendaciones pueden verse afectadas por ciertos criterios, como lo son la localización, las operaciones y las limitantes de la época del año (Ueda, 2006; Kane, 1995).

4.1.2 Medición de espesores

El proceso de medición de espesores se realiza básicamente con el objetivo de conocer el desgaste progresivo que se presenta en las tuberías, piezas y equipos utilizados en las operaciones, representando de esta manera la pérdida de espesor generada por la corrosión, erosión, entre otros (Palacios, 2002).

Inicialmente, la medición de espesores se realizaba mediante un sistema de resonancia, para lo cual se debían efectuar calibraciones sucesivas de acuerdo con los diferentes espesores a medir. Es importante recordar que el fenómeno de resonancia ocurre cuando el espesor del material es igual a un número entero en el que se repite la mitad de la longitud de onda.

$$e = \frac{n \cdot \lambda}{2} \quad (18)$$

Debido a esto, la medición de espesores durante la fabricación se hacía posible; pero, cuando los sistemas y herramientas habían sufrido desgaste irregular, tal como el producido por efectos corrosivos y erosivos, se hacía casi imposible su control y chequeo.

Tras el desarrollo tecnológico en cuanto a la medición de espesores, utilizando mecanismos ultrasónicos, basados en el sistema pulso-eco, se hizo posible la obtención de medidas de espesor más precisas y confiables. Ahora bien, en la actualidad la medición de espesores se realiza con palpadores “Emisor-Receptor”, con los que se logra una precisión de hasta 2mm.

Así mismo, en el mercado existen equipos ultrasónicos digitales diseñados especialmente para la medición de espesores. En estos se debe ajustar, digital o mecánicamente, el valor de la velocidad acústica longitudinal del material a ser medido.

Se debe tener en cuenta que en algunos casos los equipos ultrasónicos digitales presentan ciertas limitaciones, la más importante es que la ganancia no puede ser variada, por lo tanto, cuando la señal de respuesta no tiene intensidad requerida no se observara resultado alguno. Esto ocurre,

generalmente, cuando la pared posterior de la pieza bajo ensayo no es paralela a la superficie de contacto, o cuando el desgaste interior es bastante alto convirtiéndolo en irregular como para producir dispersión del haz ultrasónico. De esta manera, la porción del haz recibida por el cristal receptor del palpador es tan baja como para no superar el nivel umbral electrónicamente fijado en el equipo. En el caso en que no se posea equipos que permitan graduar el nivel de umbral, los ecos producidos causarían medidas y lecturas erradas (Palacios, 2002).

Ahora bien, para la medición de la velocidad de corrosión utilizando el método de medición de espesores con ultrasonido, se expresa su valor o medida en milésimos por año (mpa), o en mm por año; éste es el número que representa los milésimos de pulgada de metal perdido de la superficie de una tubería en un periodo de un año. Además, los espesores tanto iniciales como finales se usan para calcular la velocidad de corrosión con la ecuación (19).

$$V_c = \frac{h_{inicial} - h_{actual}}{365} * 100 \quad (19)$$

Dónde:

V_c = Velocidad de corrosión (mpa)

$h_{inicial}$ = espesor inicial (mp)

h_{actual} = espesor actual (mp)

4.1.2.1 Imprecisión en la medición de espesores a través de capas revestidas.

Normalmente, la medición de espesores por ultrasonido en superficies pintadas o revestidas se realiza asumiendo que la presencia de capas de pintura introduce un error prácticamente despreciable o mínimo. Sin embargo, la pintura en algunos casos produce efectos considerables en la sensibilidad y la precisión que deben ser tomados en cuenta de manera minuciosa. Primeramente, la pintura es un material amorfo que presenta una alta absorción ultrasónica. En segundo lugar, la diferencia entre las impedancias acústicas de la pintura y el material metálico

causa pérdidas de energía mayores a las que se presentarían de manera normal. Siendo así el valor de la impedancia acústica de la pintura, entre $1/4$ y $1/6$ que el de la mayoría de los metales, produciendo reflexiones en la interfase pintura-metal base, que resultarán en reducciones de la reflexión de fondo del metal. Ambos factores nombrados anteriormente, producen pérdidas que causan un aumento considerable en la ganancia del instrumento (Romero,1988).

Por otra parte, las pruebas de laboratorio han comprobado que los diferentes tipos de pintura y revestimiento epóxicos producen variaciones bastante considerables en la medición de espesores, por lo cual es recomendado durante la practica realizar la remoción y eliminación de pinturas y revestimientos antes de realizar cualquier tipo de prueba.

4.2 Corrosión en tuberías por efecto del H_2S

La corrosión por H_2S afecta de gran manera a la industria petrolera, pues la presencia de este gas es bastante común en los yacimientos, además de que incluso pequeñas concentraciones de H_2S pueden llegar a ser bastante perjudiciales para la integridad del acero. El H_2S es un gas que genera efectos nocivos para la salud en altas concentraciones, al estar en contacto constante con las tuberías de producción este gas tiende a ser altamente corrosivo (Palacios, 2002).

Figura 14.

Corrosión por H_2S .



Nota: Tomado de Palacios, A. (2002). *Evaluación y optimización de la inyección de químicos en el sistema de cabecera de la torre de destilación atmosférica N° 5 del CRP – Azuay* (trabajo especial de grado). Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

La corrosión por H_2S o también conocida como corrosión agria, es el deterioro físico del acero como causa de las reacciones químicas entre el gas H_2S que fluye o se transporta a través de tuberías.

La presión parcial de un gas sería aproximadamente la presión de dicho gas si se eliminaran repentinamente todos los demás componentes de la mezcla o solución y sin que hubiese variación de temperatura (Adelusi et al., 2020).

Tabla 5.*Propiedades físicas del H₂S.*

Propiedades físicas del H ₂ S	
Formula	H ₂ S
Peso Molecular (lb/mol)	34.08
Temperatura Crítica (°F)	212,8
Presión Crítica (psia)	1306,5
Punto de ebullición (°F)	74,9
Punto de Fusión (°F)	122,0
Psat @ 70°F (psia)	263,6
Densidad líquida @70°F (lb/ft ³)	48,52
Densidad gas @70°F 1 atm (lb/ft ³)	0,0888
Volumen específico @ 70°F 1 atm	11.26
Gravedad específica	1.207
Calor específico	8.29

4.3 Morfología de la corrosión por H₂S

La corrosión por sulfuro puede evidenciarse y adoptar diferentes formas, dentro de estas opciones podemos resaltar en particular las picaduras por deposición de sulfuro sólidos, agrietamientos por esfuerzos de sulfuro, y agrietamiento inducido por hidrogeno (Adelusi et al., 2020).

4.3.1 Picaduras por deposición de sulfuros

Los sulfuros solidos se forman por la reacción entre el acero ferroso con la solución producto de la corrosión o la reacción de metales con los fluidos de producción. Cada sulfuro de hierro solido genera una corrosión particular sobre el metal, y la forma en que afecta dependerá directamente de la concentración del sulfuro en la solución (Paul, 2019).

Una vez el sulfuro de hierro a corroído el acero, este permanece inactivo, esta terrible inactividad resulta por la absorción de hidrogeno en la red del sulfuro y parcialmente de la formación de hidróxidos que incuban al sulfuro.

El sulfuro de hierro expuesto a ambientes ácidos micro-aerobios pueden transformarse a formas de FeS_2 , un ejemplo claro de esto es la pirita; estos materiales son particularmente corrosivos (Koteeswaran, 2010).

Tabla 6.

Diferentes sulfuros que se forman en la corrosión del acero.

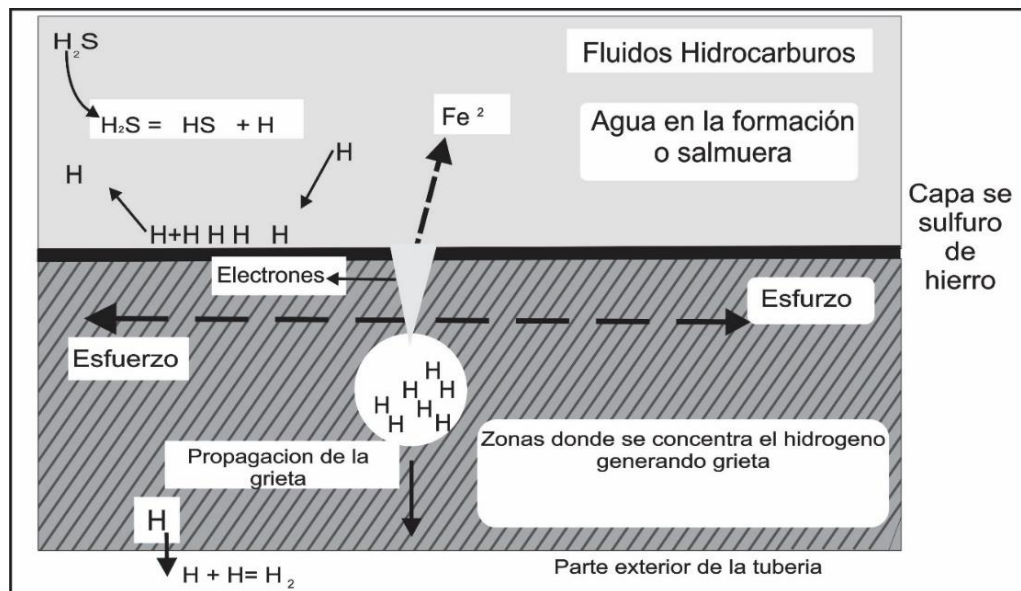
Especie de Sulfuro	Corrosión (gm) por mol de sulfuro de hierro
Pirita	123,06
Greigita	50,12
Smitita	78,04
Mackinawita	10,08
Pirrotita	6,39

La formación de una capa superficial es uno de los factores gobernantes en la velocidad de corrosión. La formación de esta capa depende principalmente de la cinética de la formación de esta capa. En un ambiente de H_2S se pueden formar muchos tipos de sulfuro de hierro tales como la mackinawita, siderita, magnetita, troilita y/o pirrotina, de las cuales la mackinawita se considera que es la primera que se forma en la superficie del acero por reacción directa en la superficie de la tubería (Paul, 2019).

4.3.2 Agrietamiento por esfuerzo de sulfuro (*Sulfide Stress Cracking – SSC*)

Figura 15.

Formación del agrietamiento por esfuerzo de sulfuros.



Nota: Tomado de Palacios, A. (2002). *Evaluación y optimización de la inyección de químicos en el sistema de cabecera de la torre de destilación atmosférica N° 5 del CRP – Azuay* (trabajo especial de grado). Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

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

Para los valores de temperatura donde el SSC se evidencia de una forma más severa es particularmente en el rango de 20 a 120 °F (-6 a 49°C). Debajo de 20°F (-6°C) el hidrogeno

presenta una velocidad de difusión tan baja que no alcanza el valor de concentración mínimo. Por arriba de los 120 °F (49 °C) la velocidad de difusión es tan rápida que los átomos del hidrogeno pasan por el metal de forma tan rápida que la concentración critica nunca es alcanzada (Zheng et al., 2013).

A condiciones normales, alrededor del 98% de los átomos de hidrógenos generados se combinan para formar hidrogeno gaseoso en la superficie del metal, el 2% se difunde a través del metal hacia la otra superficie donde se combina y se disipa como molécula de hidrogeno. La formación superficial y la combinación de hidrógenos se presentan con mayor facilidad en superficies limpias de acero. Si existe capa de sulfuro de hierro en la superficie, el átomo de hidrogeno se mantiene en la superficie del metal, resultando arriba del 10% de difusión de átomos de hidrogeno en el acero. La tasa en la cual el hidrogeno se capta es principalmente determinada por la concentración del sulfuro de hidrogeno, el pH, y la temperatura (Zheng et al., 2013).

El proceso de agrietamiento ocurre en dos etapas: iniciación y propagación. Sin embargo, no hay forma de cuantificar ninguno de estos procesos. Para tuberías, los materiales de construcción y los métodos de fabricación son seleccionados para evitar materiales de alta dureza o áreas susceptibles al agrietamiento. El nivel crítico de H₂S está definido como una presión parcial de 0.05 psia, así que la concentración es sensible para la presión total del sistema. A presiones bajas, el riesgo de SSC es pequeño (Pessu et al., 2019).

4.3.3 Agrietamiento inducido por hidrogeno (Hydrogen Induced Cracking HIC)

El agrietamiento inducido por hidrogeno (HIC), es una forma de corrosión también denominada agrietamiento inducido por presión de hidrogeno, agrietamiento paso a paso, agrietamiento en escalera y agrietamiento Cotton (Paul, 2019).

Cuando la corrosión ocurre los iones de hidrogeno se descargan en la superficie del metal para formar átomos de hidrogeno que se combinan para formar gas de hidrogeno. En presencia de capas de sulfato de hierro, la tasa de combinación del átomo de hidrogeno para formar gas de hidrogeno es reducida y toma arriba de 10 veces más para que el átomo de hidrogeno se difunda en el acero (Li et al., 2018).

Al fabricar acero se agrega manganeso y se agrega al acero para remover el oxígeno, sulfuros y mejorar la dureza. Aunque se tomen estas medidas, algunos sulfuros se mantienen en el acero combinados con manganeso, llamadas inclusiones de sulfuro de manganeso. Los átomos de hidrogeno difusos en todo el acero son absorbidos por las inclusiones y se combinan para formar gas hidrogeno. Al punto de que no puede escapar y se acumula y produce altas presiones las cuales agrietan el acero internamente (Pessu et al., 2019).

Las ampollas de hidrogeno crecen horizontalmente y se vuelven interconectadas por un agrietamiento horizontal del acero. Bajo Microscopia de bajo poder, el agrietamiento por ampollas aparece como pasos interconectados. Los agrietamientos pueden tomar varias formas, dependiendo de donde son las inclusiones. A diferencia del SSC (agrietamiento por esfuerzo de sulfuro), el HIC (agrietamiento inducido por hidrogeno) es una función de la metalurgia del acero y no es afectado por el nivel de esfuerzos que se le aplique. Sin embargo, puede interactuar con el SSC debido a que al momento de que se produce HIC o un SSC llega a una ampolla, el ambiente agrio puede permear la ampolla y crear agrietamientos en otras ligaduras en el metal (Paul, 2019).

4.4 Control de la corrosión por H₂S

Como se anunció en el capítulo precedente en aparición de H₂S los materiales metálicos padecen corrosión la cual lleva a la producción de hidrogeno y subsiguiente una diversidad de hidrogeno conlleva dudas de inconsistencia y ruptura (Zheng et al., 2013). Es por esto por lo que

conocer mecanismos los cuales permitan controlar y evitar la degradación de materiales a partir de la corrosión. Las soluciones mediante las cuales un oleoducto o gasoducto de logro puede evitar la corrosión se subdividen de la siguiente manera (Heidersbach, 2018):

- I. Inhibición de la corrosión en acero de carbón.
- II. Recubrimiento regional de plástico.
- III. Fibra de plástico reforzado.
- IV. Revestimiento CRA (Aleaciones resistentes a la corrosión).

Para haber una elección de una decisión más apropiada, se toman en cuenta guías para la selección de utillaje, vivencia con el ámbito y el uso de técnicas como el LCC y estudio de peligro.

4.4.1 Inhibidores de corrosión en acero al carbón

Es importante primeramente definir que son los inhibidores de corrosión, y no son más que básicamente aditivos químicos que se añaden en pequeñas concentraciones al flujo (o medio agresivo) y son capaces de contrarrestar las reacciones electroquímicas que ocurren sobre el metal expuesto a este medio. La mayoría de los inhibidores son como laminas o películas que se absorben física o químicamente al substrato, y que a su vez pueden formar de manera sencilla una barrera mecánica para evitar el proceso normal de corrosión (Palacios, 2002).

4.4.1.1 Métodos de aplicación de inhibidores. Dentro de los métodos de aplicación de inhibidores, existen dos que son los más comúnmente utilizados en la industria, los cuales son inyección continua y por baches.

Inyección continua: tal y como lo dice su nombre, en este modo de aplicación se inyectan volúmenes continuos de inhibidores en la tubería, reponiendo constante y continuamente la película protectora. Este tipo de tratamiento es efectivo cuando se inyectan inhibidores orgánicos

solubles, ya que estos forman láminas de protección de solo unas pocas moléculas de espesor y permanecen en un equilibrio absorción–desorción manteniendo la protección.

Inyección por baches (batch): para este modo de aplicación se inyecta una cantidad de inhibidor suficiente como para llenar la tubería y se deja por un período de tiempo bajo, durante el cual forma la película de protección en la superficie metálica. Comúnmente es empleado al inyectar inhibidores orgánicos insolubles, debido a que se dispersan en la fase líquida y se absorben sobre la superficie metálica y sobre sí mismos, lo cual ayuda a formar películas de varias milésimas de espesor.

4.4.2 Recubrimientos internos de plástico

Para tuberías de producción este método de control se encuentra con diversas aplicaciones, la mayor parte de estos siendo realizados en condiciones más agresivas, por lo cual su duración o efecto para contrarrestar la corrosión es muy corta (Zheng et al., 2013).

Algunas de las razones por las cuales el uso de recubrimiento plástico no es recomendado para terminaciones de pozo hostiles son el reconocimiento de que en algunos casos hay zonas que no se logran recubrir. También, su fabricación está pensada con un recubrimiento de hasta 200 °C y el grosor de la capa en altas presiones y temperaturas es decisivo; recubrimientos gruesos de 0-2 mm se pueden levantar, sobre todo con despresurización rápida; y recubrimientos delgados pueden llevar a la discontinuidad en el recubrimiento. Por otra parte, puede existir una corrosión en el acero y así mismo encontrar fracturas en él, esto por causa del aumento en la difusión de gas en el recubrimiento a alta presión.

4.4.3 Fibra de plástico reforzada

La fibra de plástico reforzada o fiberglass es un material favorito para la resistencia de la corrosión. Este tipo de tubería (API 15LR) tradicionalmente ha sido utilizada en tubería de

conducción donde las presiones internas están por debajo de las 1000 psi (Heidersbach, 2018).

A altas temperaturas la tubería esta propensa a la deformación, el cual resulta a una falla en la tubería antes de que llegue al tiempo a la cual se diseñó. Esto es cierto en aplicaciones de alta temperatura debido a que la deformación es proporcional a la temperatura. La deformación también es una razón por la cual este material no es muy recomendado en operaciones cíclicas. Ha habido pruebas de FRP para tuberías de revestimiento y liners someros, pero estos tienen problemas de corrosión entre la resina y el H₂S (Zheng et al., 2013).

El uso de tubos de fiberglass en ambientes agresivos parecen de alguna manera una solución limitada y no es recomendado debido a que la aplicación más común es en pozos de baja corrosión y temperatura (menor a 120°C) y baja presión (menor a 5000 lb). También existe un problema en distintas partes como en las conexiones, certificaciones, compatibilidad con otros componentes y deformación. Así mismo, el vidrio reforzado epoxy alineado con una tubería de baja aleación está siendo muy utilizada. Este tipo de producto no tiene la limitante de la presión, pero tiene un límite de temperatura de entre 80 °C y 120 °C, haciéndola poco útil para pozos de alta presión y temperatura.

4.4.4 Revestimiento CRA (Aleaciones resistentes a la corrosión)

Uno de los CRA más utilizado en la actualidad para controlar la corrosión es el acero inoxidable AISI 410 (13Cr). Otras aleaciones que han sido utilizadas para la tubería de producción incluyen aceros inoxidables dúplex, aleaciones 28, aleaciones 825, aleaciones G3 y C276. El cambio de una aleación a otra se realiza mediante manuales de rendimiento de estos materiales en ambientes de alta severidad. El objetivo de la selección de aceros es escoger la que sea más barata y resistente a las condiciones a las cual opera en el pozo (Zheng et al., 2013).

Las aleaciones resistentes a la corrosión que son seleccionadas de forma correcta no

presentaran corrosión en general y no mostraran rompimiento en la tubería. Las CRA también han sido utilizadas para tuberías de producción en pozos de alta presión y temperatura, ya que estas son una opción recomendada para condiciones de pozo hostiles porque en conjunto con la adecuada selección de materiales casi todas las formas de corrosión son evitadas debido a la experiencia que se tiene en dichas aleaciones. También, existe amplia disponibilidad de este tipo de materiales y su tecnología se encuentra bien establecida, eliminando así los trabajos posteriores de mantenimiento por corrosión.

Otro punto importante, es que las CRA presentan un avance, ya que al no utilizar inhibidores se reducen los costos de operación, el espacio requerido para un tanque inhibidor y la bomba, así como la necesidad de operadores. Estos factores pueden llegar a aumentar el costo monetario en gran manera por lo que siempre son tenidos en cuenta (Javaherdashti et al., 2013).

5. Implicaciones de riesgo, seguridad y preservación de la integridad en los equipos e instalaciones de hidrocarburos asociados a la corrosión

Como bien es sabido en el mundo, tanto el petróleo como el gas han sido los principales recursos que contribuyen energéticamente al mundo, y que, a su vez, son un pilar fundamental en el desarrollo continuo de la economía a nivel mundial en diferentes países. En los países donde el petróleo fue descubierto y desarrollado desde el campo productivo, se ha visto que el centro de los ingresos económicos en los mismos está basado en los ingresos generado por los hidrocarburos y sus derivados. Con el fin de que la economía en estos países se sostenga, las instalaciones utilizadas

tanto en la exploración como en la producción deben mantenerse en óptimas condiciones en todo momento.

Por dichas razones, la corrosión ha sido uno de los principales problemas operacionales de las empresas de exploración y producción por muchas razones. Al considerar el impacto negativo en la reputación, las finanzas y el medio ambiente de estas empresas que causa la corrosión debido a fugas, explosiones, contaminación ambiental, etc., se debe profundizar en el tema de la corrosión en las instalaciones de petróleo y gas para que las empresas de hidrocarburos sigan siendo consideradas fiables y respetables.

Durante este capítulo se busca abordar los diferentes factores que causan directamente la corrosión, así como los riesgos que estos traen, el control que debe tenerse para mitigar esta problemática y, no menos importante, la búsqueda de alargar la vida útil de los equipos y herramientas utilizadas en la producción de hidrocarburos.

5.1 Factores que causan corrosión

El fenómeno de la corrosión tiene muchos factores que no pueden pasarse por alto si se busca tomar las medidas adecuadas para frenar o minimizar su problemática durante las operaciones. Para que ocurra la corrosión, debe existir tanto el material (superficies metálicas) como el medio (mar, aire o suelo) donde se produce la corrosión.

Este desafío no es más que el resultado de factores mecánicos, químicos o ambientales, actividades humanas, diseño o una combinación de algunos o todos ellos. La corrosión en una instalación de petróleo y gas también puede ser el resultado de su antigüedad, pérdida de integridad o debido al deterioro y obsolescencia por el tiempo de uso que lleva operando, la naturaleza de los materiales utilizados, entre otros. Así mismo, la corrosión puede presentarse debido a que un material está cerca o al final de su vida útil requerida, ya que, en esa etapa, es probable que sus

propiedades se vean comprometidas debido a un uso continuo a lo largo de los años. A continuación se enuncian los principales factores que deben tenerse en cuenta para estudiar las causas de la corrosión (Javaherdashti et al., 2013):

5.1.1 Naturaleza del material

Uno de los factores principales es la naturaleza del material utilizado ya que ciertos materiales pueden soportar algunas condiciones que otros no y, como tal, su uso definiría la etapa en la que se produce la corrosión. Por esta razón, se debe considerar la naturaleza del lugar donde se ubica una instalación de petróleo y gas; trayendo a colación que la selección del material tiene un papel importante cuando se aborda en el estudio del control de la corrosión y a su vez las propiedades mecánicas deben considerarse en conjunto. Durante el transporte y principalmente en la producción de petróleo y gas, el flujo de hidrocarburos afecta la cantidad de vibración dentro de una instalación, lo que a su vez generaría desgaste como resultado de sus efectos continuos si no se controla adecuadamente, especialmente mediante la introducción de amortiguadores de movimiento en los lugares donde sea necesario. Incluso en posiciones donde las tuberías están sobre cuñas, el flujo continuo de aceite y gases provocaría el desgaste de esos lugares como resultado del efecto del movimiento del fluido que posteriormente resultaría en un desplazamiento en esos puntos. Los efectos de la corrosión causados por los medios anteriormente mencionados resultarían en rayones, corrosión externa y desgaste, y en sí, tienen un alto impacto en las tuberías si no se realizan inspecciones de rutina en las áreas más susceptibles.

5.1.2 Efectos químicos

Los efectos químicos son otro factor que debe ser considerado como uno de los que genera corrosión, ya que cuando se bombea petróleo crudo del yacimiento, que puede venir como hidrocarburos asociados o no asociados, los componentes químicos reaccionan de manera

diferente dentro de las tuberías y arreglos de producción. Si la composición del crudo no favorece a una instalación específica, entonces resultaría en una corrosión interna gradual que debe verificarse para determinar el nivel en el que los materiales de la instalación pueden perderse debido a la incompatibilidad con el hidrocarburo. Por ejemplo, el dióxido de carbono, que es un componente natural de los hidrocarburos que acompaña a otros como el helio, el nitrógeno, el sulfuro de hidrógeno y el agua. Este componente (CO_2) se puede disolver en agua para volverse corrosivo.

5.1.3 Ambiente de la instalación

Otro factor importante que afecta la corrosión es el entorno al que está expuesta una instalación. Por ejemplo, las tuberías se instalan en el subsuelo, sobre el suelo y a través del mar. La naturaleza del agua de mar contribuye a la corrosión dependiendo de si es agua salada o dulce, ya que cualquiera de las dos definitivamente tendrá un efecto diferente en una locación. Además, sobre el mar o a través o en el suelo, las actividades ambientales como la nieve, el rocío, el tipo de suelo y la temperatura también contribuyen a la corrosión en un arreglo de producción de hidrocarburos a lo largo del tiempo, considerando también la posibilidad de lluvia ácida en un área altamente industrializada.

5.1.4 Actividades humanas

Así mismo, las actividades del ser humano en y alrededor de las instalaciones de petróleo y gas también pueden provocar corrosión y estas actividades incluyen vandalizar las instalaciones o sentarse y orinar en las tuberías. Cuando las instalaciones son objeto de actividades vandálicas o terroristas y no se revisan y reparan adecuadamente, el área afectada puede perder una cantidad importante de revestimiento que podría ser el punto de partida de la futura corrosión. Por otra parte, si los peligros no se detallan adecuadamente, el hábito de sentarse en las tuberías puede

provocar el desgaste gradual de la superficie o los revestimientos de las instalaciones, y estas áreas al exponerse naturalmente al ambiente, reaccionarían con el oxígeno disuelto para formar óxido corrosivo, el cual como es sabido genera corrosión.

5.1.5 Diseño del sistema

Por último, uno de los principales factores que contribuyen a la corrosión es el diseño del arreglo o sistema. El diseño de las instalaciones de petróleo y gas puede contribuir en gran manera a la corrosión interna cuando están diseñadas para almacenar fluidos temporalmente, y las áreas estancadas ayudarían a la corrosión interna mientras que las protuberancias en la superficie o las abolladuras causarían corrosión externa con el tiempo. Las practicas adecuadas al momento de diseñar una facilidad de producción, por ejemplo, pueden reducir ampliamente los futuros problemas por corrosión.

5.2 Riesgos asociados a la corrosión en instalaciones de hidrocarburos

Existen diferentes riesgos relacionados con la eventualidad de corrosión en las instalaciones de petróleo y gas. Teniendo en cuenta las propiedades del hidrocarburo, como la presión, la temperatura, la velocidad de flujo y la volatilidad, los efectos de la corrosión pueden ser leves, moderados o severos según se trace en una matriz de riesgo con su probabilidad de ocurrencia. Básicamente el riesgo se ve como el producto de la probabilidad de falla y las consecuencias como resultado de dicha falla (Javaherdashti et al., 2013).

Por lo dicho anteriormente, en términos de corrosión, la probabilidad de falla se basaría en el daño esperado que ocurriría a estas instalaciones, mientras que las consecuencias de tal falla se medirían contra el impacto de la eventualidad de falla debido a la corrosión y serían con base en criterios como la seguridad y su impacto tanto en el medio ambiente como en las operaciones.

Ahora bien, el riesgo asociado a la corrosión en los sistemas e instalaciones de hidrocarburos se puede observar de las siguientes maneras (Javaherdashti et al., 2013):

- I. Explosión / fuego.
- II. Daño del ecosistema.
- III. Contaminación ambiental.

Cuando se produce corrosión y se genera una fuga en una instalación de petróleo y gas, existe la posibilidad de explosión o incendio dependiendo de si fue una liberación retardada o instantánea, y si esto sucede, tanto la instalación como el personal se verían afectados en algunos casos de manera fatal. El riesgo asociado a este evento se obtiene a partir de la probabilidad de que ocurra el evento y las consecuencias resultantes, que pueden ser daños a la instalación, pérdida de reputación de la compañía, pérdida de vidas, entre otras.

Sin embargo, existen situaciones en las que el resultado de la corrosión conduce a una fuga de petróleo o gas, y posteriormente el medio ambiente resulta contaminado y el ecosistema destruido a razón de la fuga de hidrocarburos. El riesgo en este punto también sería la probabilidad de que ocurra la fuga multiplicada por las consecuencias resultantes, que en esta situación podrían ser la destrucción de la vida animal o natural, la pérdida de vidas humanas como resultado de la alimentación directa de los organismos y el costo de limpieza de aceite y gases derramados en una zona determinada.

5.3 Control y mitigación de los riesgos asociados a la corrosión

A pesar de que el problema de la corrosión resulta difícil de tratar en muchos casos, cuando esta problemática se trata de forma eficaz, habrá reducción de fugas, menos paradas durante la producción y el transporte, y menos actividades de mantenimiento no planeadas para el desarrollo de las operaciones. Por lo dicho anteriormente, no se debe pasar por alto el control de este

fenómeno previamente en una instalación, y esto se puede lograr por medio de los procedimientos mostrados en la siguiente tabla (Javaherdashti et al., 2013):

Tabla 7.

Lista de procedimientos para el control y mitigación de riesgos por corrosión.

Procedimientos para el control y mitigación de riesgos por corrosión
Identificación de áreas susceptibles a la corrosión en tiempos tempranos.
Realización de inspecciones rutinarias en la instalación.
Utilizar materiales de revestimiento adecuados según sea el caso.
Uso de inhibidores de corrosión cuando sea necesario.
Uso de protección catódica cuando sea necesario
Realización de una campaña de ilustración para concientizar al personal sobre sus actividades en el entorno de la instalación.
Selección adecuada de materiales a utilizar.
Diseño de áreas que podrían ser mayormente afectadas por la corrosión.

Con el fin de controlar la corrosión, primero se deben determinar los factores que provocan la corrosión (los cuales fueron expuestos anteriormente). Hay tantos factores que pueden provocar la corrosión que es beneficioso detallarlos y a partir de su conocimiento plantear posibles soluciones sobre cómo eliminarlos, detenerlos o reducirlos al máximo. Durante el proceso de control de la corrosión, la atención debe centrarse en los factores mecánicos, químicos y ambientales, así como en las actividades humanas y la selección de materiales que provocan este problema (Javaherdashti et al., 2013).

En los casos en los que la corrosión es causada por factores mecánicos, tales como la vibración, todos los puntos notables en los que la vibración afectaría la instalación deben ser apoyados por el uso de amortiguadores para que la instalación no tenga rayones, que serían la principal fuente posterior de corrosión. En las uniones o conexiones y en los puntos donde se producirían aumentos repentinos de presión, se debe fomentar el uso de fuelles de expansión para permitir una presión alta en dichas zonas y evitar que pueda reventarse una tubería.

Figura 16.

Ejemplo de amortiguador para disminuir la vibración en tuberías.



Nota: Tomado de Heidersbach, R. (2018). *Metallurgy and corrosion control in oil and gas production*. Second edition. Wiley.

Ahora bien, con respecto a la corrosión que ocurre como resultado de productos químicos, los aspectos para tener en cuenta son el proceso de separación, inyección y composición químicas del hidrocarburo. En los hidrocarburos asociados, donde la composición de este podría ser dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, helio, nitrógeno, agua, etc., debe haber una separación efectiva de los diversos componentes y un mantenimiento adecuado en la unidad de tratamiento para frenar su efecto continuo desde la producción hasta la medición. Un ejemplo claro es cuando se presenta cierta cantidad de agua en el hidrocarburo a través de una tubería, las partículas de agua pueden provocar cavitaciones en la tubería, lo que ayudaría a la posterior corrosión en la zona que reside el flujo (Javaherdashti et al., 2013).

Otro punto importante es la corrosión basada en factores ambientales, en este caso es fundamental evitar su ocurrencia o minimizarla en primer lugar. La lluvia ácida, las tormentas eléctricas, los terremotos y los deslizamientos de tierra son algunas formas de factores ambientales

que podrían causar estragos en las tuberías, por lo que es importante protegerlas contra estos fenómenos naturales con el fin de evitar sus efectos devastadores. Para este caso se debe fomentar el uso de voltaje impreso, protección catódica / anódica para contrarrestar los efectos de las tormentas eléctricas, mientras que se debe instalar una barrera sólida para evitar el desplazamiento de tuberías o instalaciones en caso de deslizamientos de tierra. También deben revestirse las tuberías de manera adecuada para evitar que la lluvia ácida penetre. La selección del material correcto basado en la naturaleza del entorno o ambiente también contribuye en gran medida al control y/o prevención de la corrosión o incluso simplemente a minimizarla. Siempre que sea posible, se recomienda utilizar material de acero inoxidable como tubería en lugar del acero ordinario ya que presenta propiedades mejoradas (Javaherdashti et al., 2013).

También debe tenerse en cuenta el control de la corrosión desde el diseño de sistemas de producción. El diseño de las instalaciones de hidrocarburos debe realizarse de tal manera que no haya lugar para el estancamiento, especialmente en separadores, unidades de tratamiento o ductos, ya que las áreas estancadas contienen algunos materiales residuales que con el tiempo podrían causar corrosión interna por picaduras.

Tanto el control, la prevención y la mitigación de la corrosión debe ser planificado desde el inicio. Con el fin de detectar y controlar la corrosión, se deben utilizar diferentes métodos, mientras que la protección contra la corrosión se debe realizar por medio de la adición de inhibidores y el uso de revestimientos protectores. El examen visual, los métodos láser, el método de prueba de penetración de líquidos con microscopía de replicación, las pruebas de partículas magnéticas, la técnica de emisión acústica, los métodos térmicos de inspección y los métodos no destructivos son algunos de los mecanismos mediante los cuales se puede monitorear la corrosión de tuberías (Javaherdashti et al., 2013).

Figura 17.

Líneas de flujo con daño en su recubrimiento.



Nota: Tomado de Heidersbach, R. (2018). *Metallurgy and corrosion control in oil and gas production*. Second edition. Wiley.

5.4 Proceso de extensión de vida útil en los equipos y herramientas utilizadas en la industria petrolera

Tener en cuenta durante toda la fase operativa este proceso resulta fundamental al momento de buscar reducción de costos, reducción de pérdidas en el tiempo de operación y optimización de estos. El proceso de extensión de vida útil, que también se puede llamar recalificación, se desencadena debido a la búsqueda de continuar el funcionamiento del sistema más allá de la vida útil original. Operar el equipo más allá de la vida útil con la cual fue diseñado no quiere decir que ya no sea apto para el servicio y requiere un reemplazo. Al pasar de los años la experiencia sugiere que, en las condiciones adecuadas, la mayoría de los equipos pueden funcionar durante mucho más tiempo. Sin embargo, los operadores de equipos y sistemas se enfrentan al reto de mantener

la capacidad de producción frente a las cambiantes demandas operativas de manera que la operación en si sea rentable y a su vez, buscan mantener la integridad del equipo (Heidersbach, 2018).

Dentro del proceso de extensión de vida útil existe una metodología general para esta, la cual es la siguiente:

- a. Definir la operación, sistema o equipo que busca ser extendida e identifique posibles amenazas (temperatura, presión, cargas externas, nuevas regulaciones y factores humanos).
- b. Evaluar la integridad actual del sistema de manera que se pueda cuantificar la condición en la que se encuentra.
- c. Realizar una reevaluación del sistema en función de la información disponible. Esta nueva evaluación puede entregar información que indique que la integridad del sistema es suficiente para operar en un periodo extendido.

El procedimiento de extensión de vida útil que se presentará en esta sección es una metodología basada en el riesgo que se puede utilizar para identificar, monitorear y controlar el envejecimiento de los sistemas. Este proceso se puede implementar básicamente en 3 fases, las cuales se muestran en la siguiente tabla (Javaherdashti et al., 2013).

Tabla 8.

Fases para la extensión de vida útil.

Fase 1	Revisión de la información existente, identificación de brechas e implementación de acciones correctivas.
Fase 2	Plan de inspección y mantenimiento.
Fase 3	Ejecución del plan de inspección y mantenimiento en conjunto con retroalimentación a la etapa de evaluación de envejecimiento.

5.4.1 Revisión de la información existente, identificación de brechas e implementación de acciones correctivas

La primera fase de este proceso es en gran medida una revisión de escritorio mediante el uso de tantos datos existentes como sea posible. Dependiendo de la calidad y cantidad de datos de inspección y mantenimiento, la cantidad de inspecciones del sitio será diferente durante esta fase.

En la fase 1, se deben realizar las siguientes actividades enunciadas (Javaherdashti et al., 2013):

- I. Preparar una lista de elementos de los equipos a partir de diagramas de tuberías e instrumentación (P&ID). Así mismo, tener una lista completa de líneas de flujo y equipos es un factor clave en la evaluación del envejecimiento y la extensión de la vida.
- II. Examinar cada uno de los elementos del equipo. En la mayoría de las plantas, un gran porcentaje del riesgo total se concentrará en una sección relativamente pequeña de los equipos. Dichos elementos potenciales de alto riesgo deben recibir la mayor atención posible durante la evaluación de riesgos. En ocasiones, se lleva a cabo un examen de los elementos del equipo para identificar los elementos de mayor riesgo y llevarlos a otra evaluación de riesgos con mayor profundidad.
- III. Realizar una visita completa al sitio. En las primeras etapas de cualquier proyecto de extensión de vida útil, es necesario hacer una breve visita al sitio para realizar una inspección de alto nivel en los equipos, revisar la documentación y la base de datos de mantenimiento, hablar con el personal que se encuentra en operación y evaluar el estado general de la locación y su funcionamiento.
- IV. Revisar el diseño y especificación de equipos y materiales. El objetivo principal de este trabajo es establecer el nivel de confianza que tenemos en el equipo para realizar su función

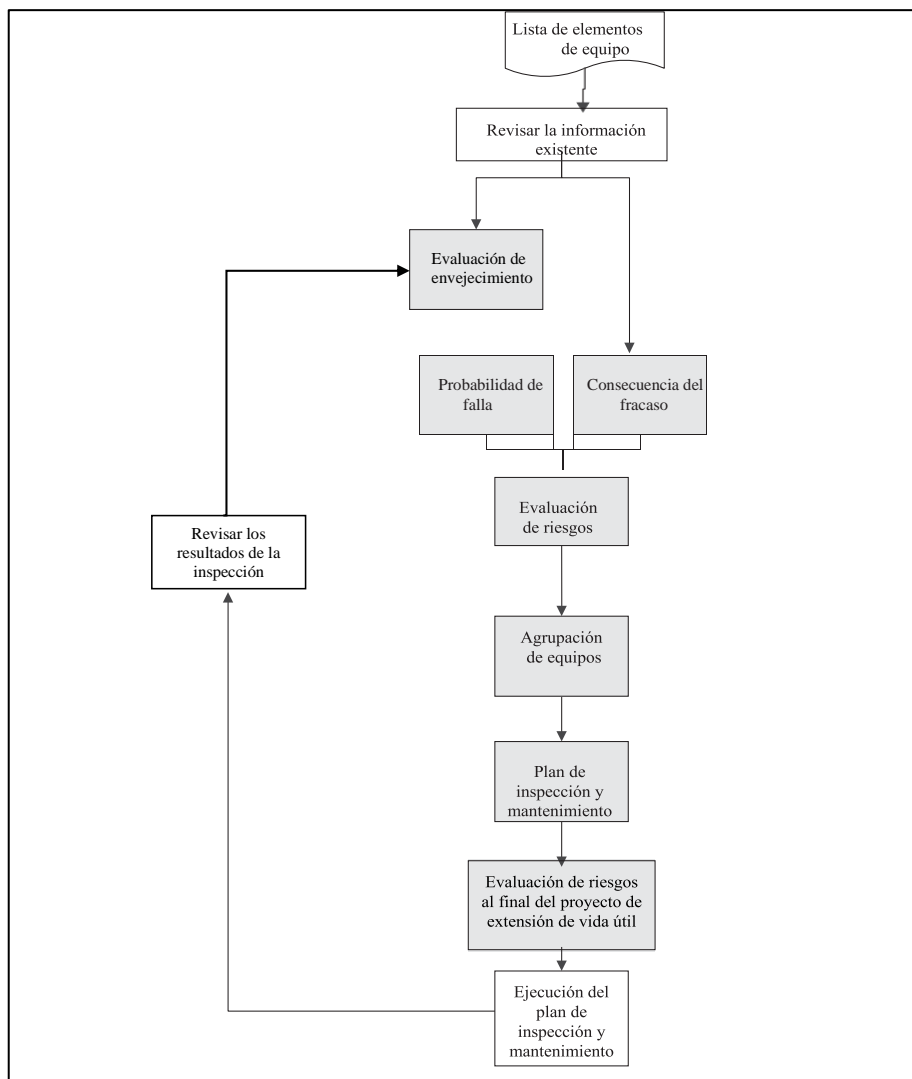
- prevista. Cualquier deficiencia debe ser identificada, ya que esto puede afectar el proceso de extensión de la vida útil.
- V. Revisar informes de inspección, reparación, anomalías y fallas. Esta es una de las etapas más importantes dentro del proceso de extensión de vida útil, ya que revisar los informes de inspecciones, reparaciones y fallas se ejecuta con el fin de identificar cualquier anomalía relacionada con el equipo, encontrar cualquier faltante clave en las actividades de inspección, evaluar fallas presentadas y recopilar información a detalle de dicho problema (fecha de la falla, causa, piezas defectuosas, condiciones operacionales, etc.) y revisar reparaciones temporales y permanentes que se hayan realizado.
- VI. Revisar informes de auditorías y análisis de riesgos que se hayan realizado. Se busca revisar y evaluar los principales peligros de accidentes con el fin de comprender las principales amenazas y proporcionar información que se pueda llevar adelante para una evaluación adicional.
- VII. Evaluar el estado actual de integridad y condición. El propósito principal es evaluar la integridad y el estado actual estableciendo un nivel de confianza a partir de la integridad actual y el estado operativo del sistema y su capacidad para realizar su función prevista.
- VIII. Evaluar el impacto de cambios futuros. Otro punto importante es realizar la evaluación del impacto en los cambios operativos futuros e identificar cualquier problema relacionado con esto.
- IX. Revisar las estrategias de inspección y mantenimiento. Las estrategias de inspección y mantenimiento deben revisarse y compararse con los estándares más rigurosos y las mejores prácticas de la industria con el fin de determinar si son suficientes para preservar la integridad de los equipos.

5.4.2 Plan de inspección y mantenimiento

Para la segunda fase, se desarrollará un programa de inspección y mantenimiento de los equipos. Esta fase del proceso de extensión de vida útil incluye los siguientes pasos (Javaherdashti et al., 2013):

Figura 18.

Pasos para la segunda fase del proceso de extensión de vida.



Nota: Tomado de Javaherdashti, R., Nwaoha, C., & Tan, H. (2013). *Corrosion and materials in the oil and gas industries*. Taylor & Francis Group, LLC.

Inicialmente se busca realizar la recopilación de datos, por lo que es importante tener un buen sistema de gestión de integridad de manera que esté bien desarrollado y que de esta manera pueda almacenar una gran cantidad de datos. En caso de que no se tenga un sistema de gestión de la integridad, el acceso a la información requerida puede llegar a ser nulo en algunos casos. Una vez realizado esto, se continúa con la evaluación de envejecimiento en la cual se busca determinar la probabilidad de falla (PoF por sus siglas en inglés: Probability of failure) en cada equipo.

Ahora bien, el siguiente procedimiento es determinar la probabilidad de falla (PoF) para cada elemento del equipo. En este punto, con el fin de realizar un análisis de probabilidad, se ejecuta este proceso con el fin de estimar la probabilidad de una consecuencia adversa específica resultante a partir de una pérdida de contención que se produce debido a un mecanismo de envejecimiento. De igual manera, se debe determinar las consecuencias de la falla (CoF por sus siglas en inglés: Consequence of failure) para cada elemento de equipo. El análisis de consecuencias es ampliamente importante durante el proceso y se realiza para proporcionar una discriminación o selección puntual entre los elementos del equipo basándose en la importancia de una falla futura que pueda ocurrir.

Ya habiendo realizado lo anterior, el siguiente paso es definir un valor de riesgo para cada elemento de equipo. Esta parte se realiza al encontrar el riesgo global, que se obtiene al combinar el PoF y el CoF. La forma general de la ecuación de riesgo es la mostrada a continuación:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad (PoF)} * \text{Consecuencia (CoF)} \quad (20)$$

Debido a que podrían existir una gran cantidad de equipos en la locación, los elementos deben seleccionarse cuidadosamente y priorizarse en cuanto a la inspección y mantenimiento con el fin de facilitar el uso eficaz de estos recursos en la gestión del envejecimiento y la extensión de la vida útil. Posteriormente, Al haber realizado lo anteriormente nombrado, proponer un plan de

inspección y mantenimiento para los sistemas resulta primordial si se busca mantener la integridad y alargar el funcionamiento de los equipos.

Finalmente se deben proyectar los valores de riesgo al final de la extensión de vida útil. Para cada elemento en los diferentes equipos debe proyectarse el riesgo al final del periodo, ya que esto permite una evaluación futura del elemento previamente, con base a los valores de riesgo actuales, el plan definido de inspección, mantenimiento y mitigación, y la condición operativa prevista del elemento dentro del período de extensión de vida útil.

5.4.3 Ejecución del plan de inspección y mantenimiento en conjunto con retroalimentación a la etapa de evaluación de envejecimiento

Por último, dentro del proceso de extensión de vida útil, la efectividad de las inspecciones pasadas juega un papel importante, ya que esto forma parte de la determinación del riesgo presente. Ahora bien, el riesgo futuro ahora puede verse influido por las actividades de inspección futuras que se vayan a realizar en la locación a cada uno de los sistemas y equipos. Es por esto que el plan de inspección y mantenimiento debe ejecutarse de acuerdo con el plan, y los ingenieros encargados de revisar y monitorear la corrosión deben evaluar continuamente los resultados.

Dichos resultados obtenidos a partir de la inspección, como lo son la identificación de los mecanismos de daño, la tasa de deterioro de materiales y la tolerancia del equipo a los diferentes tipos de deterioro, deben usarse como variables para evaluar la vida restante que poseen los equipos y los planes de inspección a realizar posteriormente. Así mismo, los resultados también se pueden utilizar para comparar o validar los modelos que pueden haberse aplicado en la determinación de PoF (Javaherdashti et al., 2013).

6. Conclusiones

El estudio del fenómeno de la corrosión requiere el conocimiento de varios conceptos como lo son la termodinámica, mecánica, electroquímica y metalúrgica. Desconocer los diferentes efectos que pueden tener los mecanismos de degradación que actúan en la corrosión de tuberías y equipos que facilitan la extracción de hidrocarburos, pueden generar problemas tanto a corto como a largo plazo según sea la naturaleza de su origen.

Año tras año la industria de los hidrocarburos gasta millones de dólares al año con el fin de tratar la corrosión, y esto se debe a que en la mayoría de los casos se desconoce el efecto, la fuente de corrosión y el tiempo en el que actúa este problema. Diseñar con anterioridad los sistemas e instalaciones de hidrocarburos basado en la prevención de la corrosión es fundamental para el posterior tratamiento y mantenimiento de tuberías y equipos.

La información tratada a lo largo de este trabajo de grado entrega una herramienta teórica que permite establecer la cantidad de H_2S que puede encontrarse durante la producción de hidrocarburos, y de esta manera es posible saber el grado de afectación durante la operación y a su vez, la manera de contrarrestar este problema con diversos tipos de tuberías basado en las condiciones del pozo.

Al entender adecuadamente los principios y factores que causan la corrosión, se puede aplicar de manera efectiva el método o tratamiento adecuado que permita mantener la integridad de los equipos y alargar su vida útil a través de los años. Así mismo, esto disminuye los posibles riesgos y situaciones peligrosas que puedan generarse en las operaciones susceptibles a la presencia de corrosión.

7. Recomendaciones

Para posteriores trabajos o investigaciones relacionadas que surjan a partir de este proyecto es importante profundizar de manera más directa en la corrosión que se presenta de manera puntual en cada una de las diferentes facilidades de superficie y equipos que permiten el óptimo desarrollo de las operaciones de producción.

Se recomienda proponer y crear una continuación de la investigación a partir de este proyecto, relacionada y enfocada en el estudio de la corrosión y sus aspectos fundamentales en tuberías de producción a causa del CO₂ como gas asociado en la explotación de hidrocarburos.

Referencias bibliográficas

- Adelusi, A., Mok, W. Y., & Olubodun, O. (January of 2020). *Corrosion Inhibition of Carbon Steel in Extreme Sour Application Conditions*. International Petroleum Technology Conference. Dhahran, Reino de Arabia Saudita.
- AIPM. (2000). *Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 05 Tuberías. Tomo 11 Terminación y mantenimiento de pozos*, PEMEX.
- Almahamedh, H. H. (march of 2014). *Microbiologically Influenced Corrosion of Heat Exchanger Tubes*. NACE International. Texas, EE. UU.
- Chilingar, G. V., Mourhatch, R., & Al-Qahtani, G. D. (2008). *The fundamentals of corrosion and scaling for petroleum and environmental engineers*. Gulf Publishing Company.
- Corporación para la investigación de la corrosión. (2016). *Sistema para monitoreo de corrosión interna*. Piedecuesta, Santander, Colombia. Recuperado de <http://www.corrosión.uis.edu.co>
- Fontana, M. (1985). *Corrosion Engineering*. 3rd ed. Singapore: McGraw- Hill.
- Gerus, B. (November of 1974). *Detection and mitigation of weight loss corrosion in sour gas gathering systems*. Symposium on sour gas and crude of society of petroleum engineers of AIME, Texas, EE. UU., pp: 688 – 892.
- Gil, L. (2005). *Manual de Corrosión Básica*.
- Heidersbach, R. (2018). *Metallurgy and corrosion control in oil and gas production*. Second edition. Wiley.
- Henthorne, M. (1971). *Fundamentals of Corrosion*. Chem. Eng, 1.

- Hernández, J. S. (2002). *Monitoreo de la protección catódica a línea submarina No. 161 de 36* (Tesis de maestría). Universidad de las Américas Puebla, Puebla, Mexico.
- Javaherdashti, R., Nwaoha, C., & Tan, H. (2013). *Corrosion and materials in the oil and gas industries*. Taylor & Francis Group, LLC.
- Kane, R. D. (1995). Good corrosion control strategies maximize return. *Petroleum Engineer Internacional*, 68(10): 53 – 59.
- Koteeswaran, M. (2010). *CO₂ and H₂S Corrosion in Oil Pipelines* (Master thesis), University of Stavanger, Stavanger, Noruega.
- Li, H., Zhang, L., Shi, F., Liu, J., Wang, Z., & Lu, M. (April of 2018). *The Effect of Corrosion Product Formation Mode at the Early Stage of Sour Corrosion of Pipeline Steel*. NACE International. Arizona, EE. UU.
- NACE Internacional. (diciembre de 2003). *Manual del curso de corrosión interna en tuberías*. pp:10-20.
- Palacios, A. (2002). *Evaluación y optimización de la inyección de químicos en el sistema de cabecera de la torre de destilación atmosférica N° 5 del CRP – Azuay* (trabajo especial de grado). Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- Papavinasam, S. (2014). *Corrosion control in the oil and gas industry. 1st ed.* Gulf Professional Publishing.
- Paul, S. (march of 2019). *Corrosion of Carbon Steel in Supercritical CO₂/H₂S and Its Mitigation Using Coatings*. NACE International, Nashville Tennessee, EE.UU.
- Perry. (2007). *Manual del Ingeniero Químico*. McGraw-Hill.

- Pessu, F., Hua, Y., Taleb, W., Chapentier, T., Barker, R., Chang, F., Chen, T., & Neville, A. (march of 2019). *Localized and General Corrosion Characteristics of Carbon Steel in H₂S Environments*. Conference NACE corrosion y expo 2019, Nashville Tennessee, EE.UU.
- Pierre, R. (1999). *Handbook of Corrosion Engineering*. Mc-Graw Hill, 1129 p.
- Romero, A. (1988). *Manual de control de la corrosión en sistemas de manejo y compresión de gas*. INTEVEP S.A. 320 p.
- Sherik, A. M. (Ed.). (2017). *Trends in oil and gas corrosion research and technologies: Production and transmission*. Woodhead Publishing.
- Ueda, M. (2006). 2006 F.N. Speller Award Lecture: Development of corrosion resistance alloys for the oil and gas industry – Based on spontaneous passivity mechanism. *Corrosion Houston, Tex*, 62(10), 856 – 867.
- Zheng, Y., Brown, B. & Nescic.S. (march of 2013). *Electrochemical Study and Modeling of H₂S Corrosion of Mild Steel*. NACE International, Orlando, Florida, EE.UU.
- Zumdahl, S. (1995). *Chemical Principles*. 2nd ed. Heath and Company, 1043p.