



---

### Corrosión en tuberías por H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> en la vida productiva de pozos petroleros

Juan Jesús Pérez Arteaga<sup>1</sup>, Elizabeth Pérez Arteaga, Olga Arianna Tobias Sustaita

<sup>1</sup>Instituto Tecnológico Superior de Pánuco

juan.perez@itspanuco.edu.mx

#### RESUMEN

Según un reciente informe de NACE (Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión) International, en la industria petrolera la corrosión es la causa de más del 25% de las fallas. Reparar o sustituir tuberías corroídas le cuesta a la industria más de US\$7.000 millones al año, según cálculos de NACE. Esta cifra puede duplicarse si se cuenta la pérdida de ingresos y de productividad, así como los costos asociados a la limpieza de derrames o fugas.

La corrosión es un desafío enorme para la industria, que afecta desde la parte externa de los tanques de techo flotante, hasta la parte interna de los tanques, pasando por los sistemas de tuberías que van por encima y debajo del nivel del suelo, específicamente en aquellos puntos donde las tuberías pasan del nivel elevado al nivel por debajo, afirmó Scott Justice, gerente de operaciones de la división de tanques de Bolin Enterprises Inc. (BEI), una empresa contratista, con sede en Casey (Illinois, Estados Unidos), que presta sus servicios de mantenimiento de oleoductos y tanques a la industria petrolera.

En la perforación, terminación y durante la vida productiva del pozo, el flujo de los hidrocarburos en la mayoría de los casos viene acompañado de ácido sulfhídrico y/o bióxido de carbono, los cuales pueden estar presentes en pequeñas o altas concentraciones.

**Palabras clave:** Corrosión, Perforación, Hidrocarburos, Ácido Sulfhídrico, Bióxido de carbono.

#### INTRODUCCIÓN

Es importante tener en cuenta que cada pozo tiene diferentes grados de corrosión por lo que no se puede generalizar un método único de prevención o alternativa de solución al problema presentado

De tal manera que la Ingeniería del pozo respecto al diseño de las tuberías de revestimiento, producción y conducción deben de ser capaces de resistir estas condiciones severas de operación.

El primer caso histórico a nivel mundial de este problema fue ubicado un pozo de gas en Texas, EUA, en el año de 1947; desde entonces se tiene un registro estadístico de que un pozo de cada cinco, tienen problemas con este tipo de corrosión.

Existen diferentes tipos de corrosión. Sin embargo, en este trabajo nos enfocaremos principalmente a las comúnmente observadas en tuberías usadas en las operaciones de perforación y terminación de pozos; así como en las tuberías de conducción (líneas), las cuales son:

Corrosión por ácido sulfhídrico (corrosión amarga)

Corrosión por bióxido de carbono (corrosión dulce)

## MÉTODO

Aunque los métodos convencionales de protección contra la corrosión recurren principalmente a revestimientos de corta duración, con adhesión física a la superficie del sustrato – como cintas, elaborados sistemas de revestimiento de tres componentes (zinc, epoxi y uretano), o protección catódica– estos métodos se limitan a intentar postergar el momento en que el acero, inevitablemente, se oxidará.

La Corrosión es un término que se utiliza para describir el proceso de deterioro de materiales metálicos (incluyendo tanto metales puros, como aleaciones de estos), mediante reacciones químicas y electroquímicas (Revie y Uhlig, 2008). Para el caso del deterioro relacionado con otros tipos de materiales, como los polímeros y cerámicos, se utiliza el término degradación. Estos materiales metálicos son obtenidos a través del procesamiento de minerales y menas, que constituyen su estado natural, induciéndolos a un estado de mayor energía. El fenómeno de la corrosión ocurre debido a que, con el tiempo, dichos materiales tratan de alcanzar su estado natural, el cual constituye un estado energético de menor potencial, lo que les permite estabilizarse termodinámicamente (Javaherdashti, 2008).

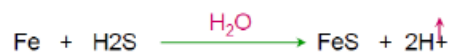
Las posibles causas que originan los problemas de corrosión están asociadas a la presencia de agentes corrosivos en los fluidos de perforación o de la formación. En la Tabla 1 se listan los principales agentes corrosivos y sus posibles fuentes:

**Tabla 1.** Agentes corrosivos en las operaciones de perforación

Agente Corrosivo	Posible fuentes
Oxígeno	Aireación lodos de perforación Inyección durante la perforación
Sulfuro de Hidrogeno	Fluidos de la formación (Crudo y gas) Degradación de lodos de perforación Actividad Bacteriana
Dióxido de carbono	Fluidos de formación (Crudo y gas) Aireación Agua de reposición Actividad Bacteriana
Ácidos Orgánicos	Aditivos en lodos Actividad bacteriana Aditivos de estimulación
Ácidos Minerales	Aditivos de estimulación

### Corrosión por H<sub>2</sub>S

Reacción química El ataque a la tubería por la presencia del ácido sulfhídrico disuelto, es conocido como corrosión amarga. La reacción química es la siguiente:

**Figura 1.** Reacción química

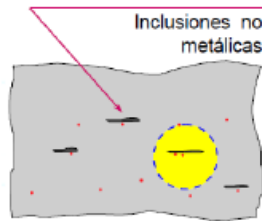
En la figura 1 el sulfuro de hierro que se produce de la reacción química, es el que se adhiere a la superficie del acero en forma de polvo negro o escama.

### Fenómeno de la corrosión

El ácido sulfhídrico reacciona con el agua bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, las cuales generan la disociación de los átomos de hidrogeno. Una vez separado el hidrogeno a nivel atómico, este se introduce en el acero, iniciando su difusión (figura 2) a través del espesor del cuerpo del tubo.

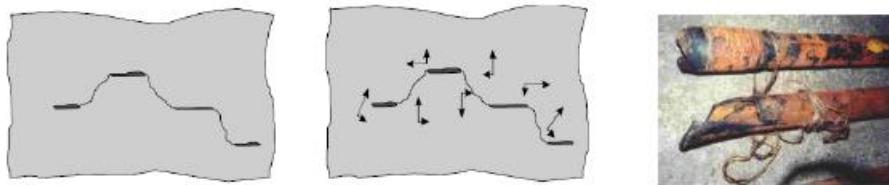
**Figura 2.** Difusión de los átomos de hidrogeno

La difusión del hidrogeno atómico liberado puede continuar si no existe algo que lo detenga, pero en el acero se encuentran inclusiones no metálicas (figura 3) como el: sulfuro de manganeso (MnS), silicatos (SiO<sub>3</sub>)-2 ó alumina (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>); por lo que el hidrogeno atómico se detiene, y empieza a acumularse.



**Figura 3.** Inclusiones no metálicas

La acumulación de este hidrogeno molecular va aumentando la presión en los espacios intergranulares del acero, generando pequeñas fisuras escalonadas (figura 4), y finalmente la separación del acero por planos.

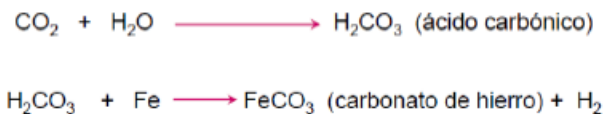


**Figura 4.** Fisuras escalonadas en tuberías

### Corrosión por CO<sub>2</sub>

El ataque a la tubería por la presencia del bióxido de carbono es conocido como corrosión dulce, esta corrosión se presenta tanto en pozos de aceite, gas y gas condensado.

El bióxido de carbono está en una solubilidad equilibrada con el agua y los hidrocarburos. La concentración del CO<sub>2</sub> en el agua está determinada por la presión parcial del gas en contacto con el agua de formación. La reacción química (figura 5) por presencia del CO<sub>2</sub> es:



**Figura 5.**

La corrosión por efecto del bióxido de carbono ocurre cuando se presenta el mojamiento del acero con el agua de formación. Si el porcentaje de agua se incrementa, la posibilidad de corrosión se incrementará, por lo que la composición química del agua representa un papel importante en este efecto corrosivo.

Cuando en el flujo de hidrocarburos del pozo se presenta la combinación de los compuestos del H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, se hacen que el efecto sea más corrosivo sobre el acero.

Con base en estudios de laboratorio la norma NACE TM0177 comenta que la corrosión por presencia del H<sub>2</sub>S se inicia a temperaturas cercanas a los 79 a los 65 °C.

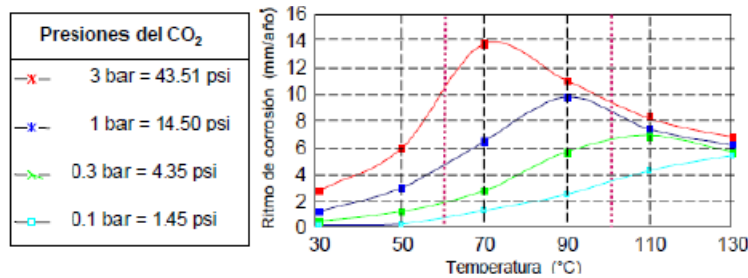
Cuando la temperatura se incrementa, el fenómeno corrosivo reduce su intensidad debido a que se disminuye la solubilidad del H<sub>2</sub>S en el agua de formación, así como la velocidad de reacción provocada por el ingreso del hidrogeno a la red metálica.

Autores reconocidos, como Neals Adams, recomienda que para evitar problemas de corrosión por efecto del H<sub>2</sub>S, debe de considerarse los diseños de tuberías, hasta un rango máximo de temperatura de 93°C.

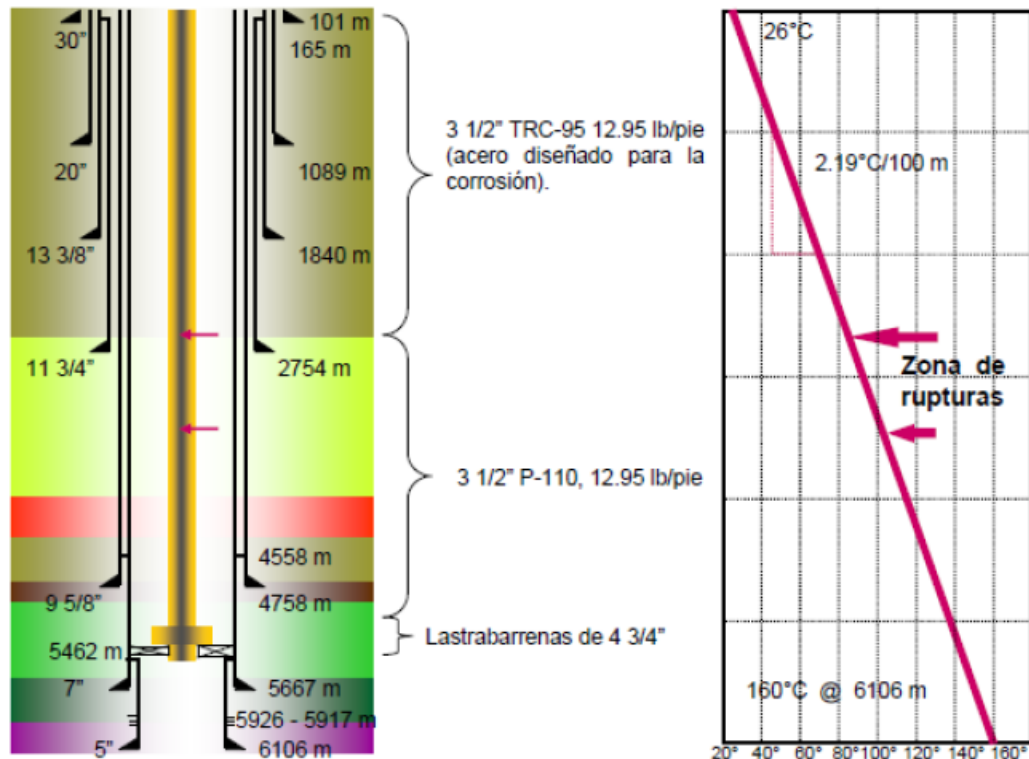
Como experiencia observada en México, se han registrado casos de corrosión por efecto del H<sub>2</sub>S donde su influencia ha alcanzado temperatura a los 100°C.

El máximo ritmo de corrosión por efecto del CO<sub>2</sub> (Tabla 2) se presenta en un rango de temperaturas de 70 a 80°C. Para temperaturas menores, la solubilidad del FeCO<sub>3</sub> con el agua de formación decrece, haciéndose cristalina y tiende a proteger la tubería.

**Tabla 2.** Ritmo de corrosión en tuberías



### Estado Mecánico, grados de acero y temperaturas



**Figura 6.** Corrosión por H<sub>2</sub>S debido a altas temperaturas (Zona de Ruptura)



**Figura 7.** Corrosión combinada H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>

## RESULTADOS

Debido a las implicaciones económicas, de seguridad y de conservación de materiales, que envuelven los efectos negativos de los procesos de corrosión (Schweitzer, 2010), actualmente se ha investigado y desarrollado diferentes tipos de métodos para el control de este fenómeno, permitiendo proteger los materiales expuestos a este.

La selección de un material resistente a la corrosión, siempre es el primer tipo de control que se debe considerar. Esto en muchas ocasiones no es posible, ya que este es limitado por las condiciones del medio circundante; las condiciones dimensionales y geométricas necesarias en el material en función de la aplicación requerida; y un costo económico elevado.

Actualmente, un número cada vez mayor de profesionales de gran iniciativa, encargados del mantenimiento de la industria petrolera, están recurriendo a una nueva categoría de resistentes cementos químicos de fosfato (CBPC, por sus siglas en inglés) que pueden detener la corrosión, prolongar la vida útil del equipo y minimizar el costo y el tiempo de interrupción de la producción que se requiere para revestir, reparar o reemplazar el equipo corroído.

## DISCUSIÓN

Desarrollar un inhibidor que es una sustancia química que, al añadirse al medio corrosivo, disminuye la velocidad de corrosión (Revie y Uhlig, 2008). Existen varios tipos de estas sustancias; los más conocidos son los anódicos y catódicos.

A diferencia de las pinturas y revestimientos orgánicos a base de polímeros de carbono, que pueden favorecer la corrosión, ya que propician el crecimiento de microbios, Combinar un inhibidor con revestimiento cerámico que sea completamente inorgánico, de modo que no sea un medio favorable para el moho ni las bacterias.

## CONCLUSIÓN

Para los diseños de las tuberías de revestimiento, producción, conducción y de perforación, deberán realizarse bajo los procedimientos de diseño de cargas mecánicas

utilizando los criterios de diseño establecidos; pero ahora también hay que involucrar los factores más relevantes que influyen en el fenómeno de la corrosión por ácido sulfhídrico y bióxido de carbono, para aquellos proyectos que lo requieran y que este quede diseñado en óptimas condiciones para que esté en funcionamiento durante toda su vida productiva.

Los usos de algunos métodos de protección en las tuberías fallan debido a cambios de temperatura, humedad, punto de rocío y otros factores atmosféricos en el momento de su aplicación, debido a que las condiciones cambian según la estación, durante todo el año, puede ser difícil proporcionar condiciones perfectas para la aplicación de algunos productos existentes en el mercado de anticorrosivos.

## LITERATURA CITADA

- Charng T. y Lansing F. (1982). Review of Corrosion causes and corrosion control in a technical facility. NASA Technical Reports, TDA Progress Report 42–69, pp. 145–156
- ECCA (2011). The Basics of Corrosion. Technical Paper. Obtenido desde: <http://www.prepaintedmetal.eu/repository/Annina/Basic%20of%20corrosion%20021211.pdf>.
- Javaherdashti R. (2008). Microbiologically Influenced Corrosion - An Engineering Insight. Springer London. DOI:10.1007/978-1-84800-074-2.
- Revie R. W. (2011). Uhlig's Corrosion Handbook. Wiley & Sons, Inc: USA.
- Revie R. W. y Uhlig H. H. (2008). Corrosion and Corrosion Control – An Introduction to Corrosion Science and Engineering. Wiley & Sons, Inc: USA.
- Schweitzer. P. A. (2010). Fundamentals of Corrosion – Mechanisms, Causes and Preventive Methods. Taylor & Francis Group, LLC: USA.
- Latin Press. (2013). Corrosión, el mal de la Industria Petrolera. 2019, de INPRA LATINA Sitio web: <https://www.inpralatina.com/201312052937/articulos/proteccion-de-superficies-y-control-de-corrosion/corrosion-el-mal-de-la-industria-petrolera.html>
- Ticlla Enciso, J. R. (1996). Problemas de roturas de casing y aislamiento de zonas en pozos de petróleo - yacimiento corrientes.
- Ticlla Enciso, Juan Raúl. (1996). Tuberías de perforación Corrosión. 2019, de CONCYTEC Sitio web: [https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UUNI\\_71b496de355036745fb9ecca103dfe89](https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UUNI_71b496de355036745fb9ecca103dfe89)
- José Alberto Salazar-Jiménez. (30 de Abril del 2015). Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales . Scielo, Vol. 28, N° 3, Pág 127-136. Julio-Septiembre 2015, De Tecnología en Marcha Base de datos.