

Fenómeno de corrosión en los aceros utilizados para la fabricación de tuberías de revestimiento y producción

Heberto Ramos Rodríguez¹ y David M. Hernández Morales²

1. Universidad Olmeca. Carretera Villahermosa – Macuspana, km 14, Poblado Dos Montes, C.P. 86280, Centro, Tabasco, México.

E-mail: hrr_betoramos@yahoo.com

2. TenarisTamsa. Carretera México – Veracruz, km 433.7, Vía Xalapa, C.P. 91697, Veracruz, Veracruz, México. E-mail:

dhernandezm@tamsa.com.mx

RESUMEN

La corrosión de tuberías utilizadas en muchas de las operaciones de la industria petrolera, es un factor crítico que debe considerarse para el diseño y la selección adecuada de la tubería que se utiliza en muchas de las operaciones de la industria petrolera, con la finalidad de reducir o eliminar la probabilidad de ruptura por causas del fenómeno de corrosión. Para ello es importante conocer en qué situaciones se presenta la corrosión y los factores que influyen para su aparición, en particular las concentraciones de H₂S y el CO₂ en el entorno de operación de las tuberías, la presión y la temperatura en la que operan, el estado mecánico de las tuberías, las tensiones y esfuerzos a los que se someten y el tipo de aceros con los que se fabrican. Para la validación del diseño y selección de tuberías se realizan ciertas pruebas que se basan en el estándar de medición NACE TM0177 (2005) y en las condiciones en las que operarán las tuberías. El estándar tiene que ver con la realización de pruebas de metales para determinar la resistencia a la ruptura por presión o tensión en presencia de H₂S. Finalmente se lista una serie de recomendaciones que hay que tomar en cuenta para un buen diseño y selección de las tuberías.

Palabras clave: corrosión, perforación, producción, tuberías de revestimiento, tuberías de producción.

ABSTRACT

The corrosion of pipes used in many of the operations of the oil industry, is a critical factor that must be taken into consideration for the design and proper selection of the pi-

peline that is used in many of the operations of the oil industry, with the purpose of reducing or eliminating the probability of rupture due to the corrosion phenomenon. For this it is important to know in which situations the corrosion occurs and the factors that influence its appearance, in particular the concentrations of H₂S and CO₂ in the operating environment of the pipelines, the pressure and temperature at which they operate, the mechanical state of the pipes and the stresses to which they are subjected and the type of steel with which they are made. For the validation of the design and selection of pipes certain tests are carried out that are based on the NACE TM0177 (2005) measurement standard and in the conditions in which the pipes will operate. The standard is related to with the conducting metal tests to determine the resistance to rupture by pressure or tension in the presence of H₂S. Finally, a range of recommendations that must be considered for a good design and selection of the pipes are listed.

Keywords: corrosion, drilling, production, coating pipes, production pipes.

RESUMO

A corrosão dos tubos utilizados em muitas das operações da indústria do petróleo é um fator crítico que deve ser levado em consideração para o projeto e a seleção adequada do gasoduto usado em muitas das operações da indústria do petróleo, com o propósito de reduzir ou eliminar a probabilidade de ruptura devido ao fenômeno de corrosão. Para isso, é importante saber em que situações ocorre a corrosão e os fatores que influenciam sua aparência, em particular as concentrações de H₂S e CO₂

no ambiente operacional das tubulações, a pressão e a temperatura em que elas operam, a estado mecânico dos tubos, as tensões e tensões a que estão sujeitos e o tipo de aço com o qual são fabricados. Para a validação do projeto e seleção de tubos, alguns testes são realizados com base no padrão de medição NACE TM0177 (2005) e nas condições em que os tubos irão operar. O padrão tem a ver com o desempenho de testes de metal para determinar a resistência à ruptura por pressão ou tensão na presença de H₂S. Finalmente, uma série de recomendações que devem ser levadas em conta para um bom projeto e seleção dos tubos é listada.

Palavras-chave: corrosão, perfuração, produção, tubos de revestimento, tubos de produção.

INTRODUCCIÓN

En las etapas de perforación, terminación y durante la vida productiva del pozo, los flujos de los hidrocarburos en la mayoría de los casos vienen acompañados de ácido sulfhídrico y/o bióxido de carbono, especialmente en los campos que se ubican en el sureste de la república mexicana. Estos compuestos estarán presentes en pequeñas o altas concentraciones.

Existen diferentes tipos de corrosión. Sin embargo, el estudio se enfoca a los comúnmente observados en tuberías usadas para la perforación y terminación de pozos, así como para la conducción de fluidos. Los tipos de corrosión que más se observan en las tuberías son:

- Corrosión por ácido sulfhídrico (amarga).
- Corrosión por bióxido de carbono (dulce).

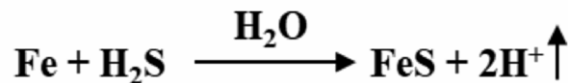
Estos tipos presentan mecanismos químico-mecánicos diferentes y la forma de tratamiento para su solución es distinta.

En este trabajo se presenta el fenómeno de la corrosión y el impacto que tiene en las tuberías utilizadas para la perforación de pozos petroleros y producción de petróleo y gas, así como la previsión que debe considerar el diseñador y el operador tomando a la corrosión como un factor a tomar en cuenta en las etapas de diseño, selección, ejecución y operación de la perforación, la terminación de pozos y la producción de hidrocarburos, y finalmente, como aportación, una serie de recomendaciones para el diseño y operación que resultan de la experiencia de los autores en esas áreas de la industria petrolera.

DESARROLLO

Reacción química del H₂S

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



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 escamas.

Fenómeno de la corrosión

El ácido sulfhídrico reacciona con el agua bajo condiciones de presión y temperatura especiales, lo que genera la disociación de átomos de hidrógeno. Una vez separado el hidrógeno a nivel atómico, éste se introduce en el acero, iniciando su difusión a través del espesor del cuerpo del tubo (**Figura 1**).

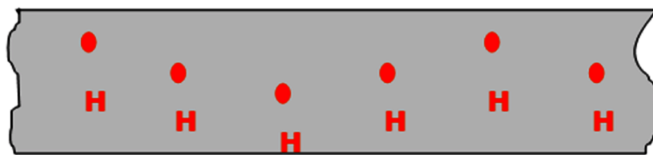


Figura 1. Efecto del hidrógeno en el espesor del cuerpo del tubo

La difusión del hidrógeno atómico continuará si no existe algo que lo detenga. En el acero se encuentran inclusiones no metálicas, como el sulfuro de manganeso (MnS), silicatos (SiO₃)⁻² o la alúmina (AL₂O₃), por lo que el hidrógeno atómico se detiene y empieza a acumularse (**Figura 2**).

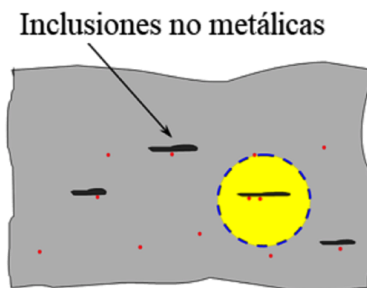


Figura 2. Inclusiones no metálicas

El hidrógeno molecular va aumentando la presión en los espacios intergranulares del acero, dando origen a fisuras también intergranulares (**Figura 3**).

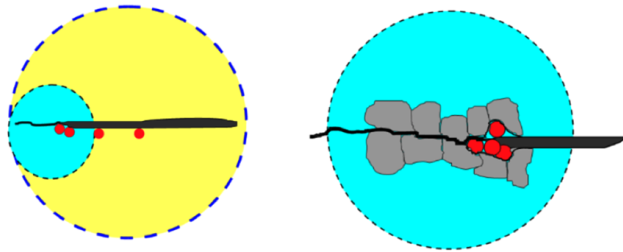


Figura 3. Fisuras intergranulares

Las fisuras intergranulares se propagan uniéndose con otras generadas, originando fisuras escalonadas. Finalmente la separación del acero es por planos (Figura 4).

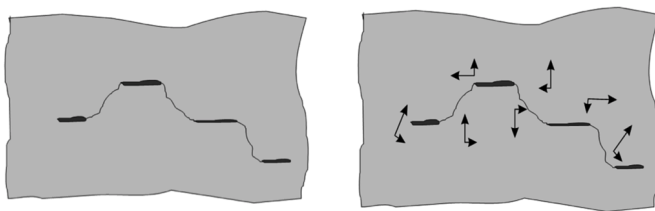


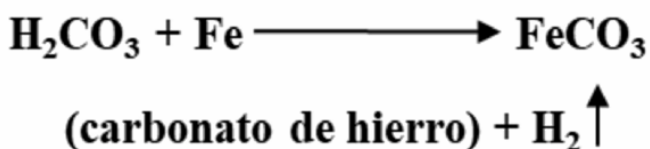
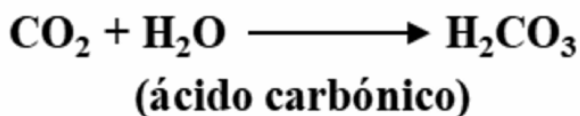
Figura 4. Fisuras intergranulares provocan la separación del acero por planos

Antecedentes sobre corrosión de CO₂

El ataque a la tubería por la presencia del bióxido de carbono se conoce como corrosión dulce. El primer caso histórico a nivel mundial de este problema está ubicado en un pozo de gas en Texas, EUA, en 1947. Desde entonces se tiene un registro estadístico de que un pozo de cada cinco, tienen problemas con este tipo de corrosión, y se presenta en pozos de aceite, gas y gas condensado.

Reacción química del CO₂

El bióxido de carbono está en una solubilidad equilibrada con el agua y los hidrocarburos. La concentración del CO₂ en el agua está determinada por la presión parcial del gas en contacto con el agua de formación. La reacción química por presencia del CO₂ es:



Fenómeno de la corrosión por CO₂

La corrosión por efecto del bióxido de carbono ocurre cuando se presenta el mojamamiento del acero por el agua de la formación. Al incrementarse el porcentaje de mojamamiento, se espera que la posibilidad de corrosión se incremente, de tal manera 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 H₂S y CO₂, el efecto corrosivo sobre el acero se incrementa.

Factores que influyen en la corrosión

- Resistencia o dureza de la tubería.
- Limpieza del acero (inclusiones y segregación central).
- Intensidad de esfuerzos aplicados.
- Concentración del ácido sulfhídrico y del bióxido de carbono.
- pH de la solución. (fluidos utilizados o agua de la formación).
- Temperatura.
- Presiones parciales del H₂S y CO₂.

Resistencia o dureza de la tubería

Investigaciones recientes han demostrado que aceros con esfuerzos de cedencia del orden de 90 000 PSI, son inmunes a los ambientes corrosivos. Esto lleva a durezas del orden de 22 HRC (especificación Hardness Rockwell C) (Figura 5).

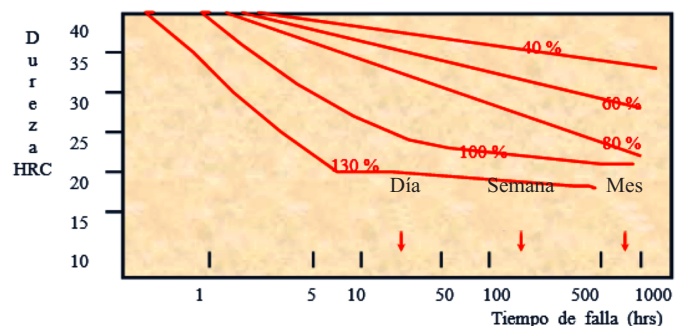


Figura 5. Dureza de la tubería contra tiempo de falla

Limpieza del acero

En el proceso de fabricación de la tubería sin costura, se utiliza un tratamiento sobre la base de calcio y silicio, que atrapa las inclusiones no metálicas (principalmente sulfuro de manganeso), haciendo que éstas tomen una forma esfé-

rica tipo globular que impide la acumulación de hidrógeno (Figura 6).

La limpieza del acero es importante para lograr una homogeneidad microestructural, que se refleja en la consistencia de las propiedades mecánicas y en el aumento de la vida útil de la tubería en ambientes hostiles (Figuras 7 y 8).

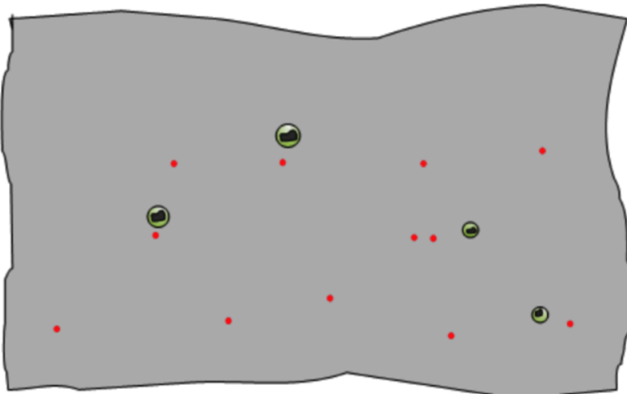


Figura 6. Inclusiones no metálicas



Figura 7. Inclusiones ampliadas 100X de una muestra de acero tratada con calcio-silicio

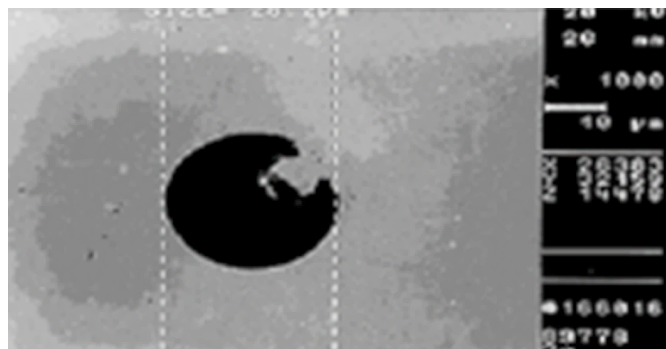


Figura 8. Inclusiones globulares ampliadas 1000X de una muestra de acero tratada con calcio-silicio (48 % de Al_2O_3 y 52 % de CaO).

Durante la solidificación del acero, algunos elementos químicos, tales como: S, P, Mn, Cr, tienden a con-

centrarse en el centro del material, para luego precipitarse y formar una zona más dura. Este fenómeno se denomina segregación central.

La zona de segregación central es de menor limpieza, pero durante el proceso de perforado y laminado de barras para la fabricación del tubo, esta zona se redistribuye dando lugar a un material más homogéneo. Esta característica hace que el desempeño de la tubería sin costura sea superior con respecto a la tubería con costura cuando se opera en ambientes amargos.

Para el caso de la fabricación de tubería con costura bajo el proceso de soldadura en placa de acero (chapa), esta zona dura de segregación central, permanece inalterada durante la fabricación del tubo.

pH del agua de formación

La función del pH es logarítmica $pH = -\log(H^+)$, por lo que, en una solución con un pH de 6, 5 o 4, ésta es más ácida entre 10, 100 y 1 000 veces con respecto a una solución con un pH de 7 (Figura 9).

En algunas intervenciones en los pozos, se han

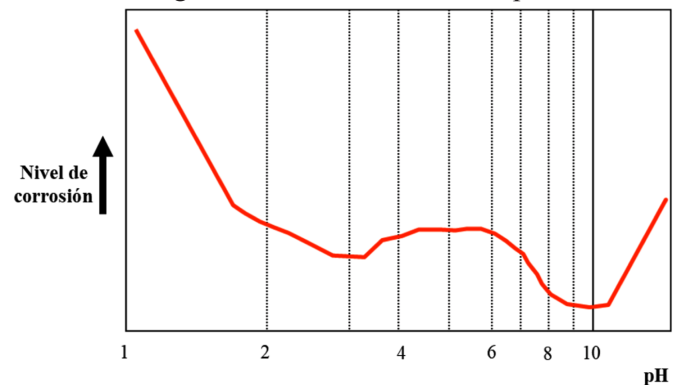


Figura 9. Nivel de corrosión contra el pH del entorno

utilizado fluidos ácidos como el (HCl) con un $pH=1$, para la limpieza de los intervalos, especialmente en formaciones carbonatadas. El manejo de estos productos se harán adecuadamente, puesto que algunas secciones de tuberías de revestimiento, producción, líneas de descarga y de conducción pudieran quedar contaminadas con estos productos, causando un daño severo a estas tuberías (Figura 10).

Temperatura

Aplicando el estándar NACE TM0177 (2005) emitido por la National Association of Corrosion Engineers (es un estándar sobre pruebas de metales en laboratorio para

determinar la resistencia a la ruptura por presión o tensión a temperatura ambiente o mayor en presencia de H_2S), en estudios realizados a probetas de diferentes tuberías, se observa que la corrosión por presencia del H_2S se inicia a temperaturas cercanas a los 65 °C. Al incrementarse la temperatura, el fenómeno corrosivo reduce su intensidad debido a que se disminuye tanto la solubilidad del H_2S en el agua de formación como la velocidad de reacción provocada por el ingreso del hidrógeno a la red metálica. El comportamiento es semejante al que se muestra en la **Figura 11** para el CO_2 .

Autores reconocidos internacionalmente, como Neal Adams, recomiendan que para evitar problemas de corrosión por efecto del H_2S , en los diseños de tuberías se

considere una temperatura máxima de 93 °C. Sin embargo, en México, en condiciones reales de operación se tiene el ejemplo del rompimiento de un aparejo de producción por efecto del H_2S , a una temperatura cercana a los 100 °C.

En cuanto al CO_2 , aplicando el mismo estándar NACE TM0177 (2005), el máximo ritmo de corrosión por efecto del CO_2 se presenta en el rango de temperaturas de 70 a 80 °C y va disminuyendo en presencia de temperaturas superiores a los 80 °C (**Figura 11**). Para temperaturas mayores de 80 °C, la solubilidad del $FeCO_3$ (producto de la reacción con el agua de formación y con el hierro de la tubería) decrece y se forma una película cristalina que tiende a proteger la superficie metálica.

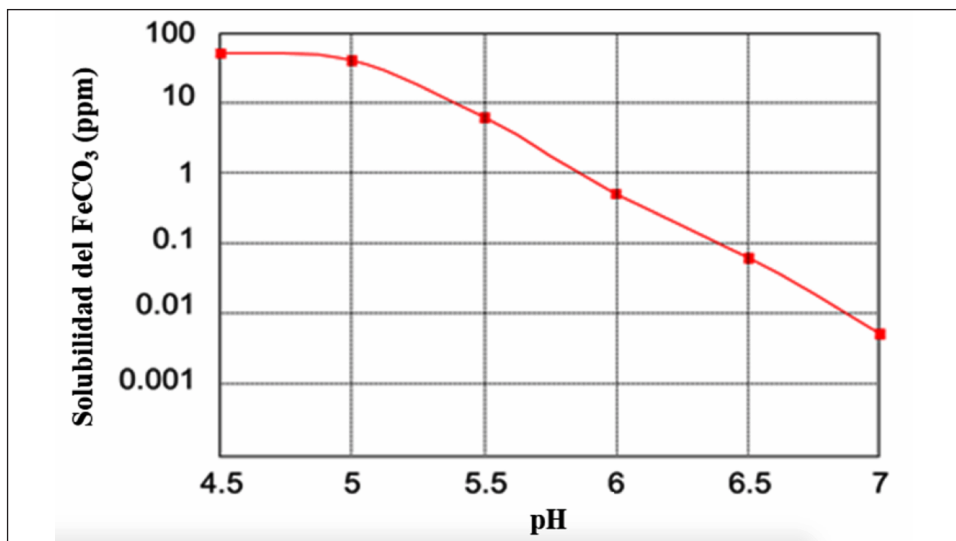


Figura 10. Solubilidad contra pH

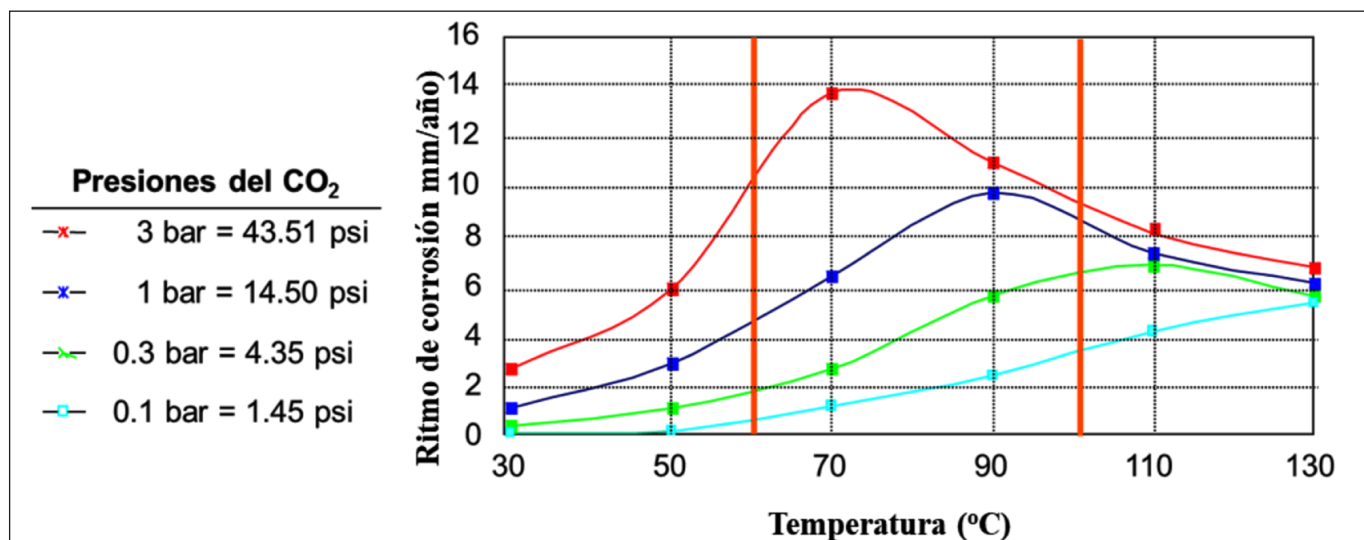


Figura 11. Ritmo de corrosión

Presiones parciales

Las presiones parciales (PP) se utilizan como un indicador del grado de corrosión que ocurrirá en una tubería de acero utilizada para funciones de revestimiento o producción y se establecen en función de la presión en el pozo (en PSI o unidad equivalente) a una profundidad determinada y la cantidad de H₂S o CO₂ presentes (en % mol). En cualquiera de los casos, a una temperatura y presión en el pozo, un porcentaje mayor de esas sustancias indica una corrosión esperada alta (Tabla 1). Las presiones parciales están definidas por:

$$PP \text{ H}_2\text{S} = (\text{Presión en el pozo}) * (\% \text{ mol de H}_2\text{S})$$

$$PP \text{ CO}_2 = (\text{Presión en el pozo}) * (\% \text{ mol de CO}_2)$$

La presencia de ambos reactivos tiene un efecto incremental que depende de sus concentraciones, lo que obliga a seleccionar determinado tipo de aceros (Figura 12). En la Tabla 2 se presentan las características de fabricación de los diferentes tipos de acero más utilizados en la industria para operaciones de perforación y producción de hidrocarburos.

Reactivo	Presiones Parciales (psi)	Corrosión esperada
CO ₂	PP ≥ 30	Alta
	3 ≤ PP < 30	Media
	PP < 3	No se presenta
H ₂ S	PP ≥ 1.5	Alta
	0.05 ≤ PP < 1.5	Media
	PP < 0.05	No se presenta

Tabla 1. Corrosión esperada de acuerdo con las Presiones Parciales de CO₂ o H₂S.

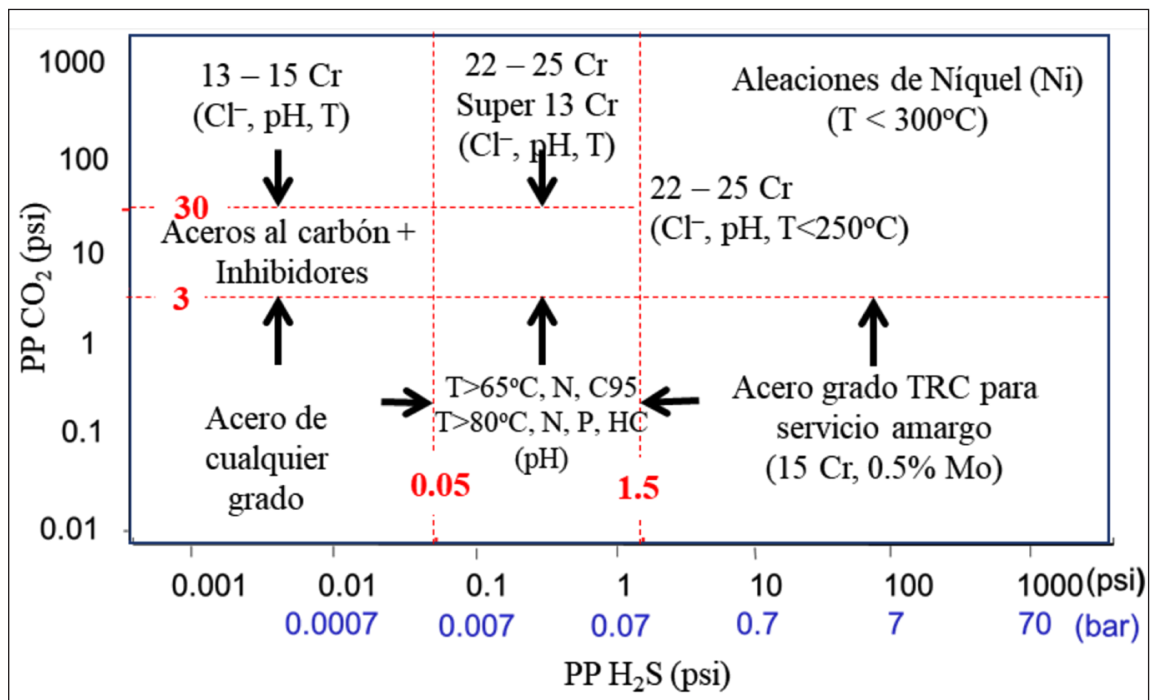


Figura 12. Presiones Parciales de H₂S y CO₂ y tipo de acero recomendado.

Concepto	Aceros		
	Grado N - 80	Grado L - 80	Grado TRC - 95
No. de elementos API 5CT	2	7	9
Uso de Cromo	No	No	Si
Proceso de limpieza del acero	Indirecto	Directo	Directo
Uso de desgasificador en vacío	No	No	Si
Tipo de tratamiento	Enfriamiento	Tratamiento Térmico	Tratamiento Térmico
Grano del acero	Austenita	Martensita revenida	Martensita revenida
Máxima dureza	No se indica	23 HRC	21 HRC
Control de dureza	No se indica	Si	Si
Prueba NACE	No	No	Si
Costo	1	1.05	1,30

Tabla 2. Características de fabricación de diferentes aceros utilizados para tubería de revestimiento o producción.

Prueba NACE TM0177

Para la realización de las pruebas con probetas de diferentes aceros utilizados para tuberías de revestimiento o producción en presencia de H₂S, se utiliza un equipo de carga constante que sujeta los extremos de la probeta y una cámara transparente sellada a la probeta que se satura con una solución que contiene H₂S (Figura 13) y se sigue el procedimiento que marca el estándar NACE TM0177 (2005) para pruebas de tensión. La susceptibilidad a la ruptura por efectos ambientales se determina por el tiempo de falla. Para este caso, la probeta de acero se somete a una solución de agua destilada, cloruro de sodio y ácido acético glacial, saturada con 2 500 a 3 500 PPM de H₂S y un pH de 2.70. La muestra per-

manece en esta solución durante 720 horas (1 mes) bajo una carga de tensión constante del 85 % de la fluencia característica para el tipo de acero de la probeta.

CONCLUSIONES

Los diseños de las tuberías para la perforación, terminación, mantenimiento de pozos y de conducción, deben realizarse bajo los procedimientos establecidos, pero ahora involucrando todos y cada uno de los factores que influyen en el fenómeno de la corrosión de manera integral y no aisladamente.

Las presiones parciales deben de determinarse para cada pozo, ya que representan una de las variables de mayor importancia y que a su vez depende de las con-

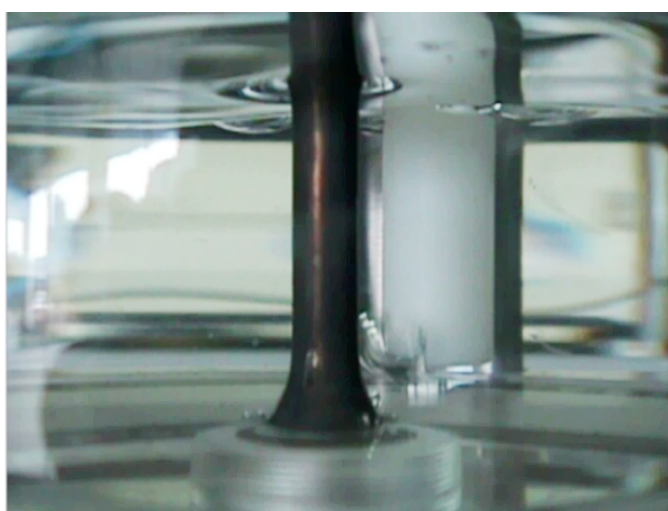
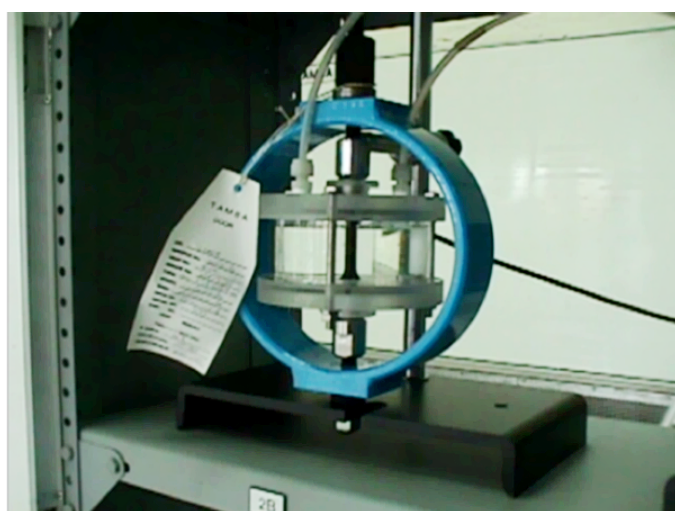


Figura 13. Equipo utilizado para la realización de las pruebas y determinar la corrosividad. A la izquierda está el equipo de carga-tensión constante, a la derecha, la celda transparente y la probeta en su interior.

diciones de flujo y tiempo. Como aportación de los autores se lista una serie de recomendaciones a tomar en consideración por diseñadores y operadores. Se considerarán como condiciones importante para el buen diseño, las siguientes:

- Medir las concentraciones de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono de la producción.
- Medir el pH en los fluidos utilizados en las operaciones de perforación, terminación y mantenimiento de pozos, así como del agua de formación y su composición química.
- Determina el pH y la composición química de los fluidos a inyectar, para el caso de pozos inyectoros.
- Calcular las presiones parciales del H₂S y CO₂, de acuerdo al comportamiento del yacimiento en el tiempo.
- Calcular los gradientes de temperatura durante los diferentes eventos de perforación, terminación, mantenimiento de pozos y su vida productiva.
- Seleccionar el tipo de conexión acorde con las necesidades del pozo.
- Seleccionar la soldadura y la técnica de aplicación para el caso de tubería de conducción.

Manuscrito recibido: 01 de octubre de 2018

Manuscrito corregido: 15 de noviembre de 2018

Manuscrito aceptado: 17 de noviembre de 2018

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- Specification for Casing and Tubing** (US Customary Units), 1999. API Specification 5CT, Sixth Edition, October 1998, Effective Date: April 15.
- Bulletin of Formulas and Calculation for Casing**, 1994. Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties, API Bulletin 5C3, Sixth edition, October 01.
- Bourgoyne Adam T. Jr., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young F. S. Jr.** 1986. «Applied Drilling Engineering». SPE.
- Engineering Essentials of Modern Drilling**, 1977. Energy Publications Division of ITBJ.
- Prontuario, TENARIS-Tamsa**, marzo de 2013
- Deepwater Well Design and Construction**, 2013. API Recommended Practice 96, First Edition, March.
- Laboratory Testing of Metals for Resistance To Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H₂S Environments**, NACE Standard TM0177-2005.
- Specification for Casing and Tubing**, API Specification 5CT, 9th Edition, June 2011.

