Rev. LatinAm. Metal. Mat.

Artículo Regular

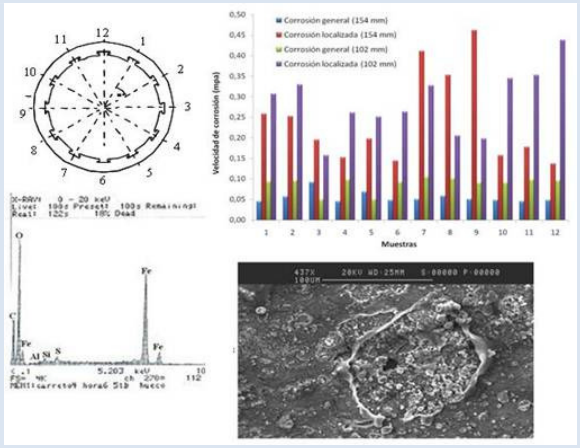
www.rlmm.org

EVALUACIÓN DE LOS MECANISMOS DE CORROSIÓN PRESENTES EN LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS UBICADAS EN EL NORESTE DE VENEZUELA

José Biomorgi, Samuel Hernández, Jairo Marín, Erik Rodríguez, Milton Lara, Alfredo Viloria*

PDVSA-Intevep. Urbanización Santa Rosa. Sector El Tambor. Los Teques. Estado Miranda. Apartado 76343, Caracas 1070A, Venezuela.

** e-mail: biomorgi@pdvsa.com*



RESUMEN

En este trabajo se realizó un estudio *in situ* en instalaciones de producción de hidrocarburo ubicadas en el noreste de Venezuela, con el fin de evaluar la influencia de la dinámica del fluido presente en las líneas de producción de crudo y gas, sobre los mecanismos de corrosión interna generados por la presencia de los gases CO_2 y H_2S. Para ello se dispuso de una herramienta nueva diseñada por PDVSA-Intevep, para monitorizar la corrosión y realizar un estudio exhaustivo en condiciones reales de operación. Los resultados obtenidos muestran que el tipo de degradación predominante es corrosión bajo depósito, lo cual genera daños localizados (picaduras) en diferentes posiciones internas de las líneas de producción y, de acuerdo a los análisis microscópicos, dichos depósitos sólidos están relacionados con la presencia de arena, carbonatos y sulfuros de hierro. La ubicación de los daños está asociada a las condiciones hidrodinámicas presentes en el sistema de producción como lo son el patrón de flujo y las velocidades superficiales del líquido y del gas, entre otros.

Palabras Claves: *Corrosión, CO_2, H_2S, Fluido dinámica*

EVALUATION OF CORROSION MECHANISMS PRESENT IN GAS AND OIL PIPELINES AT NORTHEASTERN VENEZUELA

ABSTRACT

In this paper, a field study on hydrocarbon production facilities located at northeastern Venezuela was performed, in order to evaluate the influence of the fluid dynamics in the internal corrosion mechanisms in gas and oil pipelines, caused by the presence of H_2S and CO_2. In this way, a new device developed by PDVSA-Intevep was used to carry out a comprehensive study by monitoring the corrosion phenomenon in real production systems. The results show that the main corrosion form is under deposit corrosion, which leads to have pitting damage at different position in the internal surface of the pipelines. According to microscopic analysis, the solid found on the metal surface are related to the presence of sand, carbonates and iron sulfides. The damage location is associated to the hydrodynamic conditions of the production systems, such as the flow pattern and gas and liquid superficial velocities.

Keywords: *Corrosion, CO_2, H_2S, Fluid dynamics.*

1. INTRODUCCIÓN

El fenómeno de corrosión es una de las principales causas de fallas en las instalaciones petroleras y la mitad de estas fallas están vinculadas a la corrosión debido la presencia de gases como CO_2 y H_2S [1], los cuales se disuelven en la fase acuosa del fluido, produciendo diferentes formas de corrosión. Múltiples autores han desarrollado correlaciones teóricas con la finalidad de predecir el fenómeno de corrosión en función del contenido de CO_2 y H_2S [1-9]. Sin embargo, las herramientas de predicción muestran ciertas limitaciones en cuanto al rol que desempeña la hidrodinámica del fluido presente en el sistema, lo cual constituye un parámetro de mucha importancia a la hora de estudiar el fenómeno de corrosión.

Los sistemas de producción de hidrocarburos del noreste de Venezuela manejan comúnmente fluidos multifásicos con diferentes concentraciones de H_2S y CO_2, en tuberías y equipos de acero al carbono. En muchos casos las concentraciones de CO_2 y H_2S alcanzan hasta de 8% y 100 ppm, respectivamente. Es de esperarse entonces que, en presencia de agua, las posibilidades de tener corrosión por CO_2 sean altas. Adicionalmente, la presencia de H_2S puede influir directamente en el mecanismo de corrosión por CO_2 como ya ha sido reportado por Ikeda y col. [10]. La solubilidad de los sulfuros y/o carbonatos no dependen exclusivamente de las concentraciones de CO_2 y H_2S, de la temperatura o de la presión total del sistema. Los parámetros hidrodinámicos deben ser también tomados en cuenta ya que en algunos casos puede desempeñar un rol fundamental en los procesos corrosivos, especialmente cuando tiene lugar el fenómeno de corrosión bajo depósito. En este sentido, resulta importante considerar todas las fases presentes en el sistema (gas, crudo y agua), así como las características geométricas y dimensionales de las líneas, ya que se pueden generar patrones y velocidades de flujo que podrían ocasionar esfuerzos sobre las capas de protección condicionando el proceso de corrosión sobre el material.

En este trabajo se evaluó la influencia de la dinámica del fluido sobre los mecanismos de corrosión por CO_2 y H_2S presente en las líneas de producción de crudo y gas, ubicadas al noreste de Venezuela, las cuales están dispuestas horizontalmente. En este sentido, se utilizaron líneas con diferentes diámetros internos con la finalidad de generar distintos patrones de flujos y estudiar la influencia de los mismos sobre el mecanismo de corrosión presente en estos sistemas. Por otro lado, se utilizaron igualmente programas simuladores para determinar los parámetros del fluido (patrones de flujo y velocidades superficiales del líquido y del gas).

2. PARTE EXPERIMENTAL

Dado que este estudio fue realizado en condiciones reales sobre una línea de producción que maneja aproximadamente 2000 barriles de crudo por día y a una presión de 1260 psi, se utilizaron diversos dispositivos electrónicos que permitieron hacer un control remoto continuo de los parámetros operacionales del sistema (temperatura, presión y flujo), durante toda la prueba. En la figura 1 se muestran las distintas secciones de ensayos conectadas al sistema de producción, con los siguientes diámetros internos: 27 y 52 mm (Figura 1a), 102 mm (Figura 1b) and 154 mm (Figura 1c).

Dentro de las secciones de ensayo, se utilizaron muestras metálicas diseñadas por exclusivamente para esta prueba, la cuales son denominadas muestras tipo T (dada su forma geométrica, Figura 2). Estas muestras, a diferencia de las muestras tubulares que se utilizan convencionalmente, permiten realizar un estudio más exhaustivo del mecanismo de corrosión interno presente en estos sistemas de producción de hidrocarburos.

En las secciones de ensayo de 154 y 102 se colocaron 12 muestras tipo T (Figura 3a) mientras que en las secciones de 52 y 27 mm solo se dispusieron de 6 (Figura 3b), debido a que sus dimensiones internas no permiten colocar más cantidad de muestras.

Todas las muestras fueron fabricadas de acero al carbono API 5L grado B, el cual es el material convencionalmente utilizado en las líneas de transporte de hidrocarburo en el noreste de Venezuela. Una vez que fueron preparadas y medidas sus dimensiones, se colocaron en sus respectivas secciones de ensayo, como se muestra en la Figura 4.

En la Tablas 1 y 2 se muestran las condiciones experimentales y los parámetros operacionales en cada sección de ensayo, respectivamente. Estos valores son un promedio de las condiciones operacionales medidas durante el período de la prueba (4 meses).

©2012 Universidad Simón Bolívar



(a) 27 y 52 mm.



(b) 102 mm.



(c) 154 mm.

Figura 1. Secciones de ensayo con diferentes diámetros internos conectadas al sistema de producción.

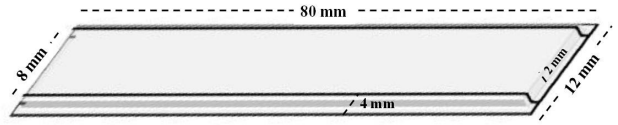
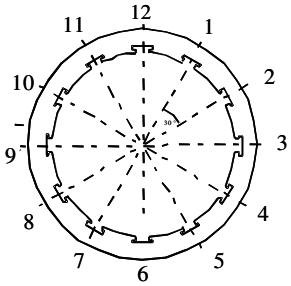
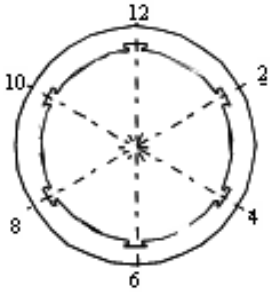


Figura 2. Muestras tipo T.



(a) Muestras tipo T en las secciones de 154 y 102 mm.



(b) Muestras tipo T en las secciones de 52 y 27 mm.

Figura 3. Distribución de las muestras tipo T en las diferentes secciones de ensayo.



Figura 4. Muestras colocadas dentro de las secciones de ensayo.

Tabla 1. *Condiciones de operación de la línea de producción.*

Parámetros	*Valores*
Concentración de CO_2	6%
Concentración H_2S	20 ppm
Presión parcial de CO_2	1260 psi
Contenido de agua	1,5 %
Relación gas/petróleo (RGP)	10600
Grados API del crudo	41,7

©2012 Universidad Simón Bolívar

Tabla 2. *Condiciones fluidodinámicas en cada sección de ensayo.*

Secciones de ensayo (mm)	*Caudal de Gas (MMPCD)*	*VSL (m/s)*	*VSG (m/s)*	*VM (m/s)*
154	7,8	0,09	1,77	1,87
102	7,8	0,21	3,98	4,20
52	2,4	0,23	4,00	4,23
27	2,4	0,88	14,42	15,30

VSL = Velocidad superficial del líquido;
VSG = Velocidad superficial del gas;
VM = Velocidad de la mezcla;
MMPCD = Millones de pies cúbicos por día

Una vez culminada la prueba de campo, se analizaron las distintas muestras metálicas empleadas, utilizando las siguientes técnicas:

Microscopía electrónica de barrido (MEB), con el fin de analizar la superficie metálica y la morfología de los productos de corrosión.

Espectroscopia dispersiva de energía (EDS), la cual tenía como objetivo determinar y caracterizar los productos de corrosión.

Luego de analizar los productos de corrosión, las muestras fueron decapadas para así determinar las velocidades de corrosión general (de acuerdo a la norma ASTM G1) y localizada (por picaduras) utilizando las ecuaciones 1 y 2, respectivamente.

$$V_{corr}(mpa) = \frac{8760 * (P_{inicial} - P_{final})}{A * t * \rho} \quad (1)$$

donde:

Vcorr (mpa) = Velocidad de corrosión (milímetros por año)

$P_{inicial}$ = Peso inicial de la muestra (g)

P_{final} = Peso final de la muestra (g)

A = Área de la muestra (mm^2)

t = Tiempo de la prueba (horas)

ρ= Densidad del material ($g\ mm^{-3}$)

8760 = Horas por año

$$V_{corr}(mpa) = \frac{8760 * (Rz_{final} - Rz_{inicial})}{t} \quad (2)$$

donde:

Rz_{final} = Promedio de las 10 picaduras más profundas, luego de la prueba de campo (milímetros)

$Rz_{inicial}$ = Promedio de las 10 picaduras más profundas, antes de la prueba de campo (milímetros)

t = Tiempo de la prueba (horas)

En la Figura 5 se muestra un esquema experimental, donde se muestran todos los pasos seguidos durante la realización de este trabajo. La preparación de las muestras se realizaron bajo la norma ASTM G1-03 y las recomendaciones hechas por la norma NACE RP0775-2005 [11, 12].

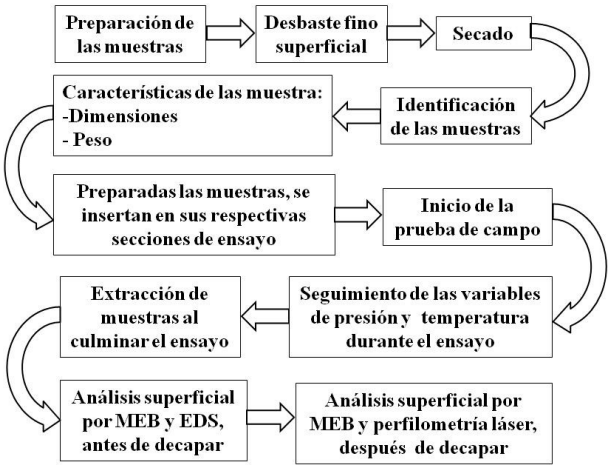


Figura 5. Esquema experimental empelado para la ejecución de este trabajo.

Finalmente, se determinaron los patrones de flujo para cada sección de ensayo, utilizando un programa desarrollado en Intevep [13], con el propósito de establecer una relación entre los mecanismos de corrosión con la dinámica del fluido del sistema.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1 Análisis del producto de corrosión

De manera general, las muestras utilizadas en las secciones de ensayo de 52 y 27 mm muestran una superficie más limpia y con menos producto de corrosión que las muestras extraídas de las secciones de ensayo de 154 y 102 mm. Adicionalmente, en estas últimas se observaron depósitos sólidos sobre la superficie de todas las muestras utilizadas, mientras que en las secciones de 52 y 27 mm, los depósitos sólidos solo se observaron en la parte

©2012 Universidad Simón Bolívar

inferior (muestras 6). Tomando en cuenta estos resultados, los análisis microscópicos del producto de corrosión fueron realizados sobre las muestras tipo T más representativas en cada caso: muestras 4, 6 y 12 en las secciones de 154 y 102 mm; y muestra 6 en las secciones de 52 y 27 mm.

En la figura 6 se muestran las micrografías realizadas a las muestras 4, 6 y 12 extraídas de las sección de ensayo de 154 y mm sus respectivos EDS. Se puede observar una mayor presencia de depósitos sólidos en las muestras 4 y 6, mientras que en la muestra 12 se tiene una superficie más homogénea y limpia. Estos resultados permiten concluir que el proceso corrosivo en este caso se lleva a cabo fundamentalmente en la parte inferior de la tubería de 154 mm de diámetro interno, lo cual es corroborado por los análisis de espectroscopia dispersiva de energía de rayos X (EDS), donde los depósitos sólidos en las muestras 4 y 6 están constituidos principalmente por productos de corrosión (sulfuros y carbonato de hierro) y arena, mientras que en la muestra 12 se detectó básicamente hierro y trazas de oxígeno.

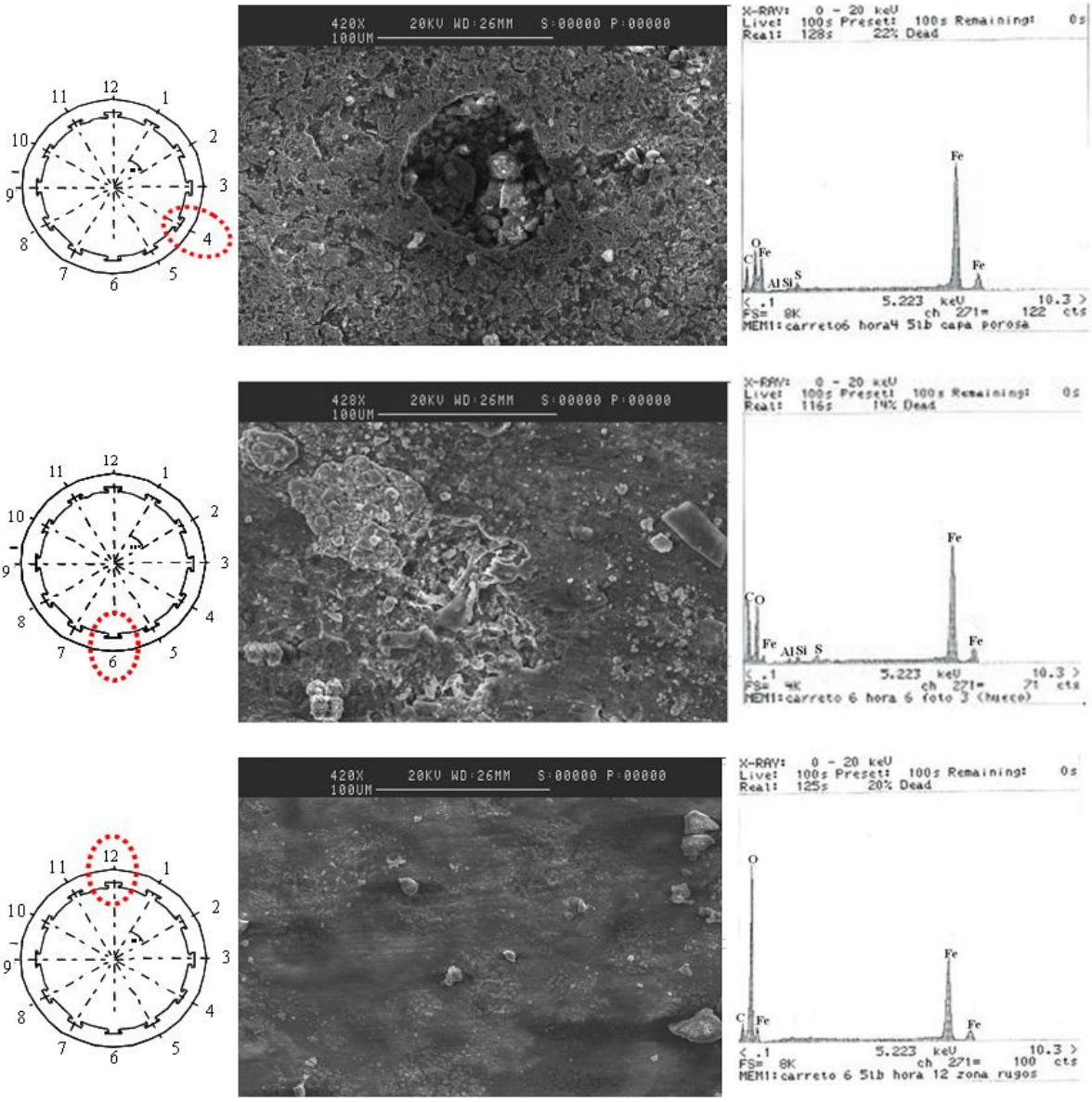


Figura 6. Micrografías realizadas a las muestras 4, 6 y 12 extraídas de la sección de ensayo de 154 mm y sus respectivos EDS.

©2012 Universidad Simón Bolívar

En la figura 7 se muestran las micrografías realizadas a las muestras 4, 6 y 12 extraídas de las sección de ensayo de 102 mm y sus respectivos EDS. En las muestras 4 y 6 se tienen resultados similares al caso de 154 mm. No obstante, se observa una clara diferencia en cuanto a la muestra colocada en la posición 12, donde se aprecia una superficie irregular con la presencia de cáscaras que en algunos casos se han desprendido o fracturado. Los análisis de EDS revelan que esta superficie observada en la muestra 12 está constituida principalmente por carbonato de hierro, lo cual indica que el proceso corrosivo en esta sección de ensayo también está presente en la parte superior de la tubería. Este resultado está relacionado de manera directa con los patrones de flujo, ya que en la sección de ensayo de 102 mm existe un flujo con mayor turbulencia que en la sección de 154 mm, lo cual promueve el contacto del agua con toda la periferia interna de la tubería y por ende el proceso corrosivo no es selectivo. Los parámetros hidrodinámicos serán discutidos más adelante.

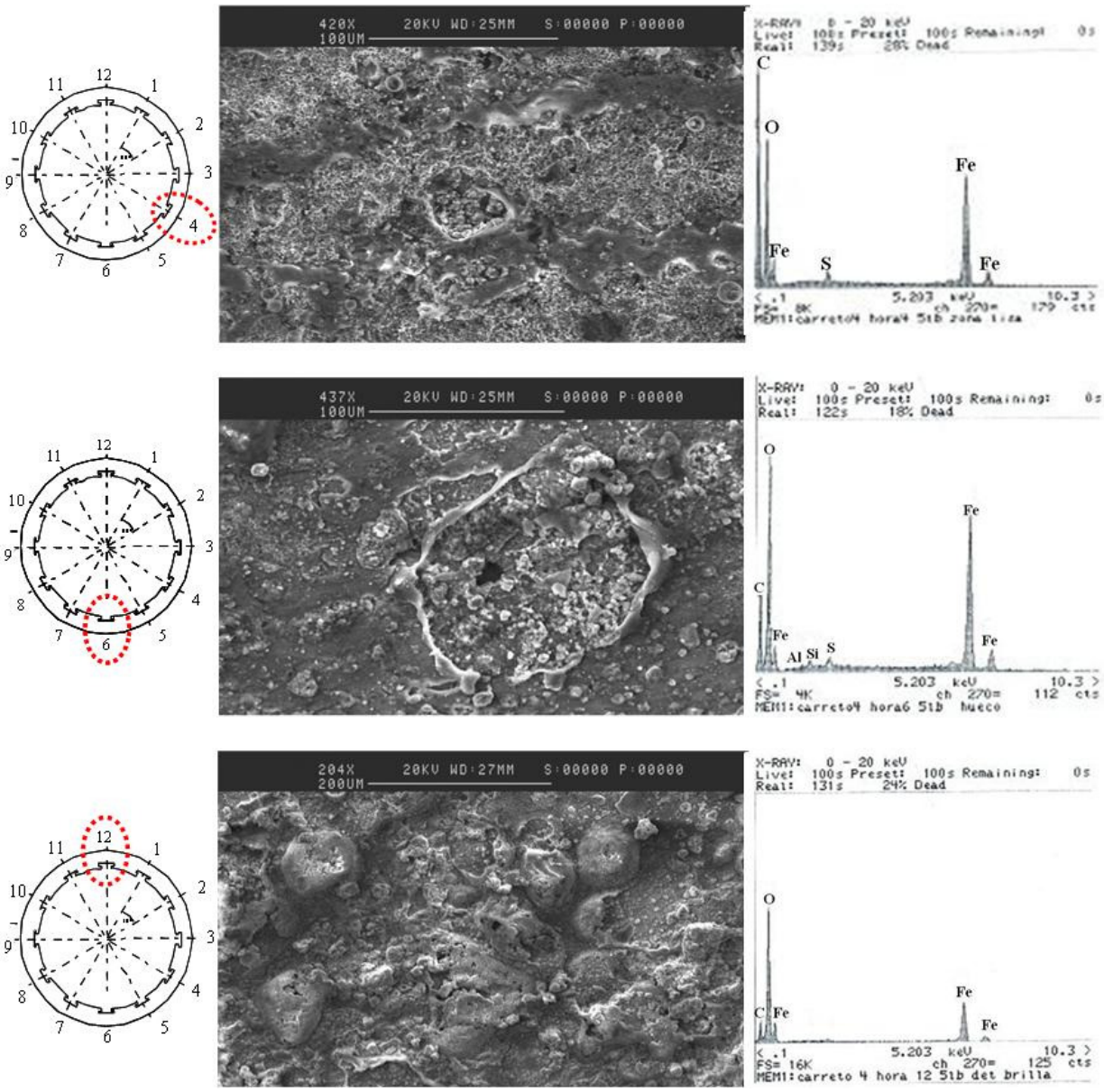


Figura 7. Micrografías realizadas a las muestras 4, 6 y 12 extraídas de la sección de ensayo de 102 mm y sus respectivos EDS.

En la figura 8 y 9 se muestran los análisis microscópicos y EDS realizados a la muestra 6 colocada en las secciones de ensayo de 52 y 27 mm, respectivamente.

En los casos de las secciones de 52 y 27 mm se observa de igual manera la formación de una capa de depósitos sólidos, constituida fundamentalmente por carbonato y sulfuros de hierro, lo cual es de esperarse dada la presencia de H_2O, CO_2 y H_2S en el sistema. Si se comparan ambas micrografías, se puede observar que la morfología de la capa obtenida en la sección de ensayo de 52 mm es más compacta en algunas regiones, en comparación con la sección de 27 mm. Esto puede ser atribuido a las velocidades superficiales del líquido (Tabla 2), la cual es mayor en la sección de 27 mm y desprende con mayor facilidad los productos de corrosión que se van generando en la superficie del metal, impidiendo de esta manera la compactación de los mismos. Este comportamiento de formación y desprendimiento continuo de los productos de corrosión promueve un proceso de corrosión general sobre la superficie metálica, como se verá a continuación.

3.2 Velocidades de corrosión general y localizada

Luego de analizar los depósitos sólidos, se procedió a determinar las velocidades de corrosión de todas las muestras utilizadas en las 4 secciones de ensayo. En la figura 10 se muestran las velocidades de corrosión general y localizada obtenidas de las muestras colocadas en las secciones de ensayo de 154 y 102 mm, respectivamente; y en la figura11 las velocidades de corrosión general y localizada obtenidas de las muestras colocadas en las secciones de ensayo de 52 y 27 mm, respectivamente.

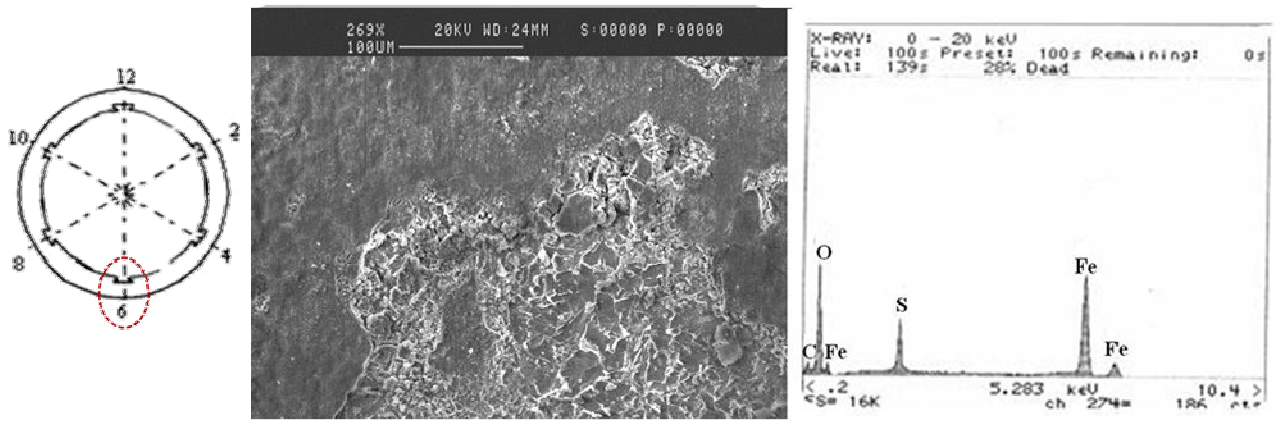


Figura 8. Micrografía realizada a las muestras 6 extraída de la sección de ensayo de 52 mm, con su respectivo EDS.

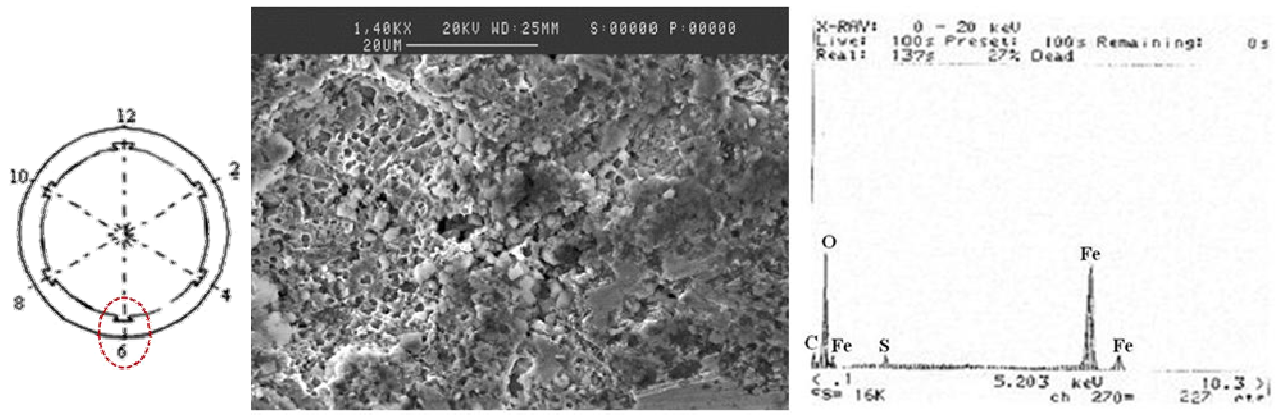


Figura 9. Micrografía realizada a las muestras 6 extraída de la sección de ensayo de 27 mm, con su respectivo EDS.

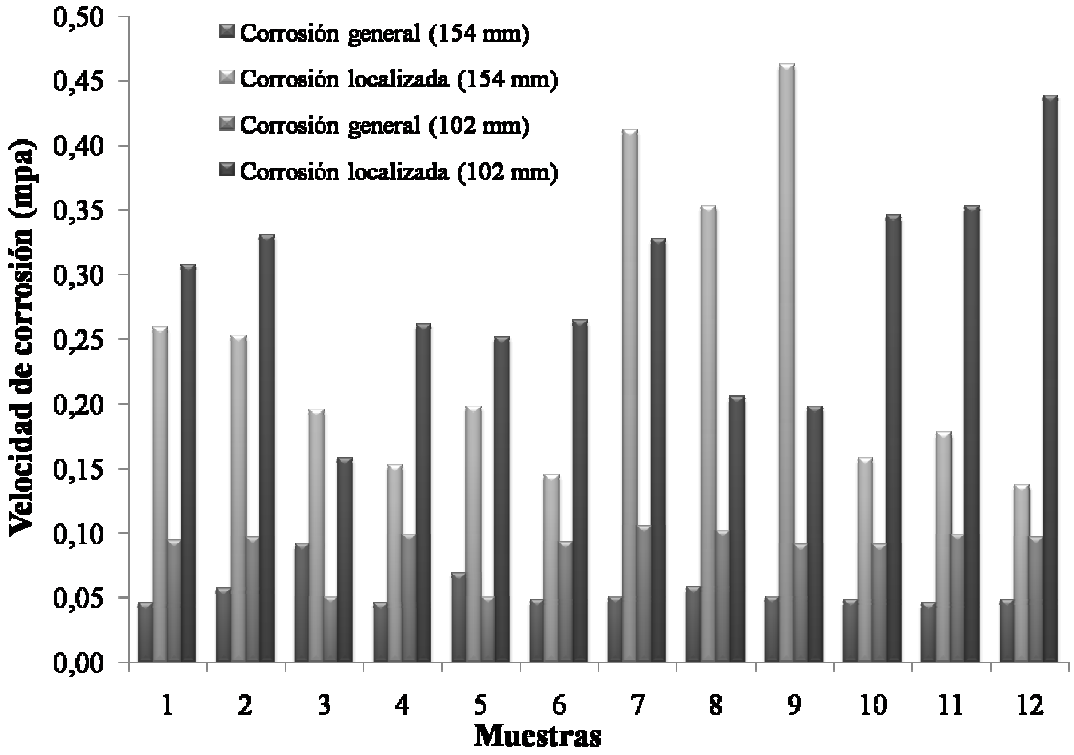


Figura 10. Velocidades de corrosión general y localizada en las distintas posiciones de las secciones de ensayo de 154 y 102 mm.

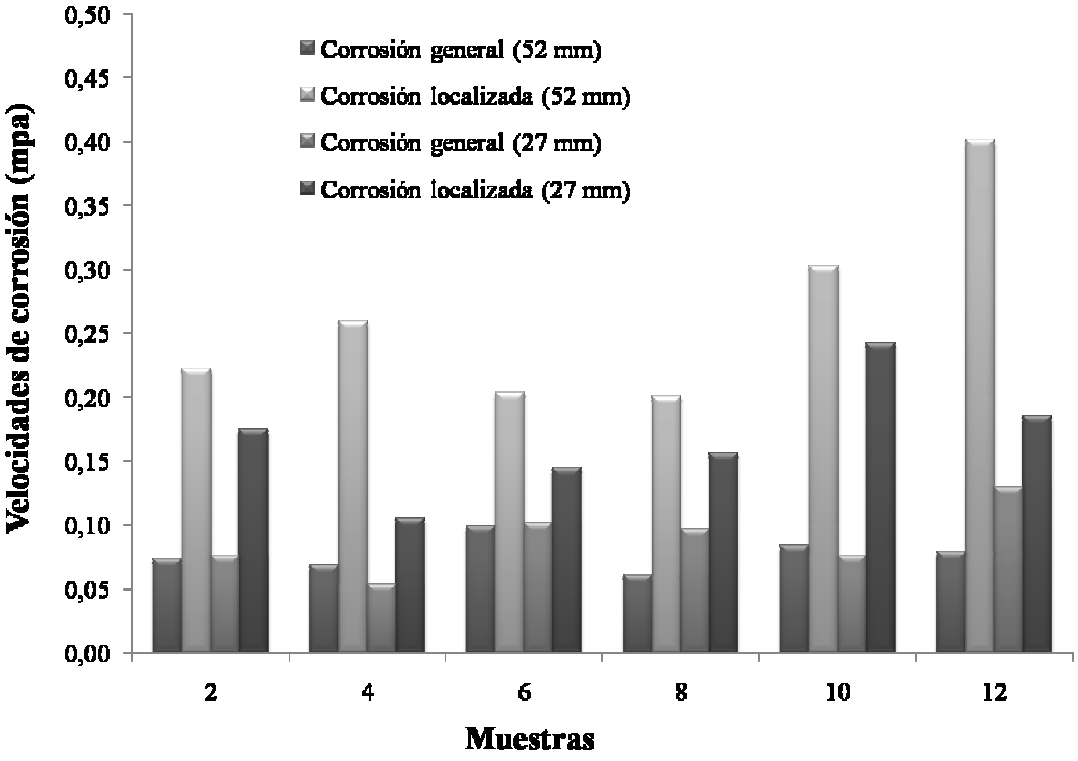


Figura 11. Velocidades de corrosión general y localizada en las distintas posiciones de las secciones de ensayo de 52 y 27 mm.

©2012 Universidad Simón Bolívar

Se puede observar que las velocidades de corrosión general en todos los casos no superan los 0,13 mm (5 milésima de pulgadas por año), el cual es el umbral de corrosión permitido para que este tipo de instalaciones operen durante el tiempo de vida de diseño de los materiales [14]. Sin embargo, si se toma en cuenta las velocidades de corrosión localizada, la tendencia es completamente diferente.

En el caso de la sección de 154 mm, la diferencia entre los valores de las velocidades de corrosión general y localizada es la más marcada (Figura 10), en especial en las posiciones intermedias (muestra 7, 8 y 9). Por ejemplo, en la muestra nueve la velocidad de corrosión localizada (0,46 mpa) fue 9 veces superior a la velocidad general en la misma muestra (0,05 mpa). Estos resultados permiten afirmar que el tipo de corrosión predominante en este sistema es la corrosión localizada, la cual genera daños por picaduras como consecuencia de la deposición de sólidos sobre el metal.

En cuanto a la sección de ensayo de 102 mm, la diferencia entre las velocidades de corrosión general y localizada se mantiene. Adicionalmente, se puede observar que las velocidades de corrosión localizada en este caso es superior a las obtenidas en la sección de 154 mm, excepto en las muestras 7, 8 y 9. Esto es consecuencia directa de los patrones de flujo que al ser más turbulento en la sección de 102 mm, promueve la interacción del agua, el CO_2 y el H_2S con toda la periferia interna del material y por ende el proceso corrosivo. En este sentido, además del proceso de deposición de sólidos, la dinámica del fluido constituye un factor preponderante en el mecanismo de corrosión presente en este sistema. Más aún, si se observa la figura 10, se puede apreciar que la mayor velocidad de corrosión localizada ya no se obtiene en la parte inferior de la tubería, sino en la parte superior ($Vcorr_{muestra\ 12}$ = 0,44 mpa), por lo cual se puede inferir que las condiciones hidrodinámicas desempeñan un papel primordial en el proceso corrosivo en este sistema. En la sección de ensayo de 52 mm (Figura 11) se tiene un comportamiento muy similar al de la sección de 102 mm, lo cual se explica si se observan las velocidades superficiales del líquido y del gas que se presentan en la Tabla 2. Debido a que el fluido comienza a tener una incidencia directa en el proceso corrosivo, es de esperarse entonces que si se tiene parámetros hidrodinámicos similares, lo resultados desde el punto de vista de la corrosión también lo sean.

Respecto a la sección de ensayo de 27 mm (Figura 11), la diferencia entre las velocidades de corrosión general y localizada comienza a disminuir en todos los casos, lo cual permite concluir que el fenómeno de corrosión en este sistema comienza a tener las características de un proceso de corrosión general. Este comportamiento se debe a las velocidades superficiales del líquido y del gas en este sistema (Tabla 2), las cuales son mucho más altas que en los casos anteriores y evitan la deposición de sólidos, favoreciendo así el proceso de corrosión general.

3.3 Determinación de los patrones de flujo en las distintas secciones de ensayo

En la Tabla 3 se muestran los distintos patrones de flujo determinados en cada una de las secciones de ensayo.

Tabla 3. *Patrones de flujo determinados en cada sección de ensayo.*

Secciones de ensayo (mm)	*Patrones de flujo*
154	Transición
102	Tapón
52	Tapón
27	Burbuja

En el sistema de 154 mm, se tiene un régimen de flujo de transición. En líneas horizontales de flujo, la transición puede darse por: dispersión del flujo tipo burbujas, transición desde flujo estratificado a flujo no estratificado y transición de flujo intermitente a flujo anular [15, 16]. Tomando en cuenta: los resultados de velocidad de corrosión obtenidos en la sección de 154 mm, los depósitos sólidos encontrados (arena y productos de corrosión) y los cambios que pueden existir en la relación gas/petróleo en los sistemas de producción de hidrocarburos, es posible inferir que el flujo presente en este sistema es estratificado y ocasionalmente haya transición a flujo turbulento (no estratificado) por efecto de cambios en la relación gas/petróleo, lo cual se corrobora principalmente por la presencia de arena en la parte inferior de la tubería, de acuerdo a los análisis microscópicos.

Respecto a las secciones de 102 y 52 mm, se observa la presencia de un flujo tipo tapón, lo cual

©2012 Universidad Simón Bolívar

explica que las mayores velocidades de corrosión localizadas se hayan obtenido en las muestras ubicadas en parte superior de estas tuberías (muestra 12). El flujo tapón tiene un efecto erosivo sobre el producto de corrosión que se forma sobre la superficie metálica en la posición 12, lo cual hace que el metal esté continuamente expuesto a los agentes corrosivos, promoviendo el proceso de corrosión localizada.

Finalmente, en la sección de 27 mm se tiene un flujo tipo burbuja, el cual promueve la interacción del agua con toda la periferia interna de la tubería y por lo tanto la corrosión. Sin embargo, considerando las altas velocidades superficiales del líquido y del gas en este sistema (Tabla 2), los productos de corrosión que se generan en toda la tubería son constantemente arrastrados por el fluido, por lo que queda todo el material expuesto de nuevo al ataque corrosivo. Este comportamiento conduce al proceso de corrosión generalizada, lo cual explica que las diferencias entre las velocidades de corrosión general y localizada en este segmento de la tubería sean menores, en comparación con las secciones anteriores.

La mayoría de las herramientas que permiten monitorizar la corrosión son colocadas en la parte inferior de las tuberías (posición 6), considerando que el agua fluye a través de esas posiciones y son los puntos más sensibles. No obstante, los resultados obtenidos en este trabajo muestran que este no es siempre el sitio adecuado para la monitorización de la corrosión ya que dependiendo del sistema, la corrosión ocurrirá en posiciones distintas. Por otro lado, el uso de inhibidores de corrosión fílmicos es una práctica muy común empleada para mitigar los problemas de corrosión interna. En este sentido, es importante tomar en cuenta que el mecanismo de degradación presente en las líneas de transmisión de petróleo ubicada en el noreste de Venezuela es corrosión bajo depósito lo cual podría interferir con la acción del inhibidor aplicado.

4. CONCLUSIONES

El principal mecanismo de corrosión presente en las líneas de producción de crudo y gas ubicadas en el noreste de Venezuela es corrosión bajo depósito (por la presencia de agua, CO_2, H_2S y arena), lo cual genera daños por picaduras en distintas zonas de la tubería. La hidrodinámica del fluido juega un rol fundamental en este sentido, tomando en cuenta la ubicación de los daños, los cuales dependen del diámetro interno de la tubería. En la sección de ensayo de 154 mm de diámetro interno, los daños se registraron en las partes inferiores y medias de la tubería, como consecuencia de la deposición de sólido favorecida por el patrón de flujo presente en este sistema (flujo de transición principalmente estratificado), mientras que en las secciones de 102 y 52 mm, los daños más severos se encontraron en la parte superior de las tuberías, como consecuencia de un proceso de corrosión asistido por el fluido, que en este caso era flujo tipo tapón. En cuanto a la tubería de 27 mm de diámetro interno el proceso de corrosión fue generalizado, dada la presencia del flujo tipo burbuja y de las altas velocidades superficiales del fluido.

La distribución, magnitud y tipo de daños por corrosión son condicionados por el patrón de flujo presente en el sistema. En consecuencia, se pueden generar daños más severos en la parte superior de las tuberías, lo cual debe ser considerado para el diseño e instalación de un sistema de monitoreo eficiente. Así mismo, para la aplicación de sistemas de control de corrosión mediante el uso de inhibidores fílmicos en estos sistemas, es importante tomar en cuenta la presencia del fenómeno de corrosión bajo depósito, lo cual podría interferir con la acción del inhibidor aplicado.

5. REFERENCIAS

[1]. Kermany M.B., D. Harrop. SPE Prod Facil, 1996; 11: 186-190.

[2]. De Waard C., Milliams D.E.. Corrosion. 1975; 31 (5): 177-181.

[3]. Ikeda A., Ueda M., Mukai S. "CO_2 Corrosion Behavior and Mechanism of Carbon Steel and Alloy Steel". En: Proceedings del NACE International Annual Conference and Exposition, CORROSION83. California (EE.UU.): NACE International, 1983, No. 45.

[4]. Dayalan E., De Moraes F.D., Shadley J.R., Shirazi S.A., Rybicki E.F. "CO_2 Corrosion Prediction in Pipe Flow Under $FeCO_3$ Scale-Forming Conditions". En: Proceedings del NACE International Annual Conference and Exposition, CORROSION98. Houston (EE.UU.): NACE International, 1998, No. 51.

[5]. Nesic S., Nordsveen M., Maxwell N., Vrhovac M. Corros Sci. 2001; (43): 1373-1392.

[6]. Sun W., Nesic S., Papavinasam S., "Kinetics of

©2012 Universidad Simón Bolívar

Iron Sulfide and Mixed Iron Sulfide/Carbonate Scale Precipitation in CO_2/H_2S Corrosion". En: Proceedings del 61st NACE International Annual Conference and Exposition, CORROSION NACExpo2006. California (EE.UU.): NACE International, 2006, No. 06644.

[7]. Nesic S., Wang S., Fang H., Sun W., Lee J. K-L. "A New Updated Model of CO2 / H2S Corrosion in Multiphase Flow" En: Proceedings del NACE International Annual Conference and Exposition, CORROSION/2008. Louisiana (EE.UU.): NACE Internationl, 2008, No. 08535.

[8]. Zhang L., Lu M., Yang J. "Effect of pressure on wet H_2S/CO_2 corrosion of pipeline steel". En: Proceedings del NACE International Annual Conference and Exposition, CORROSION 2009. Georgia (EE.UU.): NACE International, 2009, No. 09565.

[9]. Yap K.M., Srinivasan S., "Key Facctors in Development of a CO_2/H_2S Corrosion Prediction Model for Multiphase Oil/Gas Production Systems". En: Proceedings del NACE International Annual Conference and Exposition, CORROSION 2010. Texas (EE.UU.): NACE International, 2010, No. 10374.

[10]. Ikeda A., Ueda M., Mukai S. "Influence of Environmental Factors on Corrosion in CO_2 Source Well". En: Advances in CO_2 Corrosion, ed. Houston, TX (EE.UU.): NACE International, 1986, (Vol. II): 1-22.

[11]. Norma ASTM G1-03, Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens, Vol. 03.02, Filadelfia (EE.UU.): American Society for Testing and Materials, 2003.

[12]. Norma NACE RP0775-2005, Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations, Item No. 21017: NACE International, 2005.

[13]. Granados M. Nuevas Correlaciones para Flujo Multifásico. Reporte Técnico No. INT-EPPR/322-91-0001, 1991.

[14]. Fontana, M.G. Corrosion Engineering, 3rd edition, Londres (Inglatera): McGraw Hill Publication, 1986.

[15]. Barnea D. Int. J. Multiphas Flow. 1986; 12 (5): 733-744.

[16]. Taitel Y., Dukler A.E. AIChE J. 1976; 22 (1): 47-55.