

## Evaluation of effect of 25 °API crude oil on produced water corrosiveness with sulphate reducing bacteria and CO<sub>2</sub>

Antonio De Turrís<sup>1\*</sup>, Matilde de Romero<sup>1</sup>, Sankara Papavinasam<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Centro de Estudios de Corrosión, Escuela de Ingeniería, Química Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia. Maracaibo 10482, Venezuela. Telefax 0058 261 7598784.

\*deturrisajo@gmail.com

<sup>2</sup>CANMET Materials Technology Laboratory. 183 Longwood Road South, Hamilton, Ontario L8P 0A1, Canadá

### Abstract

Under certain conditions, hydrocarbons may alter the internal corrosion conditions of oil and gas pipelines. In this paper, the effects of a crude oil have been analyzed using the ASTM G205 Standard Guide. The emulsion inversion point (EIP), the wettability of the steel surface and the effect of crude oil on the general and localized corrosion of carbon steel in synthetic produced water with sulfate-reducing bacteria (SRB) and carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) was investigated. The EIP was determined measuring the resistance of the emulsion water/crude oil, and the Wettability was determined measuring the resistance by the spreading method. Corrosiveness experiments of aqueous phase were carried out in a Rotating Cage Apparatus. During the experiments the pH, planktonic bacterial count, and concentrations of sulphide, sulphate, iron, calcium and magnesium ions in the solution were measured. After the experiment, sessile bacterial count and mass loss of carbon steel was determined; corrosion products on the metal surface were identified using X-ray diffraction, and corrosion morphology was determined using a scanning electron microscope, optical microscope and laser profilometer. The experimental results show that the crude oil evaluated has a 50% EIP, a Mixed-Wet Wettability and is an Inhibitive Hydrocarbon because reduced de corrosion rate in 30%.

**Keywords:** emulsion inversion point, wettability, oil-wet, mixed-wet, inhibitory oil, sulphate-reducing bacteria, CO<sub>2</sub>.

## Evaluación del efecto de un crudo de 25 °API en la corrosividad de un agua de producción sintética con bacterias sulfato-reductoras y CO<sub>2</sub>

### Resumen

Bajo ciertas condiciones, los hidrocarburos pueden alterar las condiciones de corrosión interna de los oleoductos y gasoductos. En este trabajo, se analizó el efecto de un crudo por la norma ASTM G205. Se analizó el punto de inversión de la emulsión, la humectabilidad de la superficie del acero y el efecto del crudo en la corrosión general y localizada de acero al carbono en agua de producción sintética con bacterias reductoras de sulfato (BSR) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). El punto de inversión se determinó midiendo la resistencia de la emulsión agua/crudo, y la humectabilidad se determinó midiendo la resistencia por el método de dispersión. Las pruebas de corrosividad de la fase acuosa se realizaron en una caja rotatoria. Durante las pruebas se midió el pH, se contabilizaron las BSR planctónicas, y las concentraciones de iones de sulfuro, sulfato, hierro, calcio y magnesio en la solución. Después de los experimentos, se contabilizaron las BSR sésiles

y la pérdida de masa en los cupones de acero al carbono; se identificaron los productos de corrosión mediante microscopía electrónica de barrido y difracción de rayos X, y se determinó la morfología de corrosión usando un microscopio óptico, un microscopio electrónico de barrido y un perfilómetro láser. Los resultados experimentales muestran que el petróleo evaluado tiene un punto de inversión de 50%, una humectabilidad mixta y es un crudo inhibidor, porque reduce la velocidad de corrosión en un 30%.

**Palabras clave:** punto de inversión de la emulsión, humectabilidad, crudo inhibidor, humectabilidad por crudo, humectabilidad mezclada, bacterias sulfato reductoras, CO<sub>2</sub>.

## Introducción

En el proceso de producción de petróleo y gas, el crudo puede tener un efecto importante sobre las velocidades de corrosión en medios que contienen CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, dependiendo del tipo de petróleo, el corte de agua y las condiciones hidrodinámicas. Se han realizado varias investigaciones [1-10] para tratar de explicar el efecto del crudo en la corrosión del acero de carbono, de tanto uso en la industria petrolera. El agua puede entrar en una tubería de diversas fuentes y ponerse en contacto con la superficie de las tuberías de acero al carbono. El crudo; en función de sus propiedades, jugará un papel importante en determinar si el agua entrará en contacto con la superficie y en determinar la corrosividad del agua. La corrosividad de un crudo que contiene agua se puede determinar por una combinación de tres propiedades [11]: el tipo de emulsión formada entre el petróleo y el agua, la humectabilidad de la superficie del acero, y la corrosividad de la fase acuosa en presencia del crudo.

El efecto inhibidor de la corrosión causado por el crudo se ha atribuido a la composición, características inhibitoras propias del crudo, formación y estabilidad de la emulsión formada, humectabilidad, conductividad de la mezcla, etc. El mecanismo de inhibición se puede combinar en dos efectos principales, usualmente concurrentes:

1. Un efecto químico, relacionado con las propiedades inhibitoras de los compuestos presentes en el crudo. Estos compuestos inhibidores pueden alcanzar la superficie del acero por contacto directo del crudo o por su distribución en la fase acuosa que contacta la superficie del metal.
2. Un efecto físico, relacionado con la capacidad del crudo para prevenir que el agua toque la superficie del acero. Este efecto es influenciado no solo por las propiedades fisi-

co-químicas del crudo sino también por las condiciones hidrodinámicas.

Dependiendo del tipo de crudo, corte de agua y condiciones hidrodinámicas ambos efectos pueden dominar, pero para evaluar el efecto del crudo sobre la corrosión se deben considerar ambos efectos [12].

Se ha determinado [13] que el crudo no es corrosivo a las temperaturas de producción de los yacimientos de crudo y gas, y que puede proveer una barrera que evite que el agua contacte la superficie metálica. Sin embargo, en muchos casos se han observado comportamientos corrosivos diversos en sistemas que contienen crudo, lo cual se podría explicar en base a la presencia de sustancias corrosivas en el crudo que aumentan la velocidad de corrosión al humectar el crudo preferencialmente la superficie metálica.

En otro estudio [14] se determinó que algunos crudos conteniendo cantidades variables de ácidos nafténicos los cuales tienen una alta corrosividad bajo condiciones particulares. La agresividad corrosiva depende del tipo de ácido nafténico presente: su estructura, peso molecular y temperatura de ebullición.

Los hidrocarburos por ser compuestos no polares no se disuelven en agua; por lo tanto, bajo ciertas condiciones pueden formar una emulsión crudo en agua (c/a) o agua en crudo (a/c). La emulsión a/c (fase continua: crudo) tiene baja conductividad y es menos corrosiva, mientras que la emulsión c/a (fase continua: agua) tiene una alta conductividad y es corrosiva. El tipo y estabilidad de la emulsión formada depende del tipo de hidrocarburo, el contenido iónico del agua y de las condiciones de operación (presión, temperatura y flujo). El punto de inversión de la emulsión (PIE), representa el porcentaje de agua al cual una emulsión agua en crudo se transforma en una emulsión crudo en agua. El punto de inversión se puede determinar midiendo la conductividad o la

resistencia de la emulsión. Al punto de inversión y por encima de este, está presente una fase continua de agua o agua libre. Por lo tanto, existe un potencial para corrosión [13].

Basado en la humectabilidad, el crudo se puede clasificar en tres tipos [11, 13]:

- Humectabilidad por crudo: cuando el crudo tiene una fuerte afinidad para estar en contacto con el acero al carbono, aislar la tubería del medio corrosivo y no ocurre o se inhibe la corrosión
- Humectabilidad por agua: cuando el crudo no tiene afinidad para estar en contacto con el acero al carbono y es altamente susceptible a la corrosión.
- Humectabilidad mixta: El crudo puede estar en contacto con la superficie de acero al carbono, siempre y cuando no hay presente una fase que compita.

La humectabilidad puede caracterizarse mediante el método de dispersión donde se mide la resistencia o la conductividad entre dos probetas de acero al carbono. Si una fase conductiva como el agua moja o cubre la distancia entre las probetas, la resistencia entre ellas será baja o, si una fase no conductora; por ejemplo crudo, cubre o moja la distancia entre las probetas, la resistencia entre ellos será alta.

La disolución de ingredientes (sales, compuestos de azufre, ácidos nafténicos, etc.) del crudo puede alterar la corrosividad de la fase acuosa. En base a cómo la corrosividad de la fase acuosa cambia en presencia del crudo, este se

puede clasificar como corrosivo, neutro, inhibidor, o preventivo.

## Metodología

### Activación del cultivo mixto de BSR (CMBSR) y preparación de inóculos

Se utilizó un cultivo mixto de BSR aislado del agua de producción de una estación de flujo, con una alta salinidad, con el cual se prepararon varios inóculos en el medio de cultivo Postgate B con cloruros (PGBCI), según la norma NACE TM0194 [15] refrigeradas a 4 °C y luego se prepararon los inóculos de las pruebas por centrifugación a 6000 rpm durante una hora y diluyendo el centrifugado en agua de producción sintética (APS) e incubándolo a 37 °C durante 48 h previas al inicio de cada prueba para garantizar un crecimiento bacteriano planctónico de al menos 10<sup>8</sup> cel/mL determinado por dilución seriada en PGBCI según la TMO-194. El APS se preparó según la norma ASTM D 1141 [16] en base a la calidad del agua de producción natural considerada agresiva por presentar problemas de corrosión, BSR, CO<sub>2</sub> y tendencia incrustante.

### Punto de inversión de la emulsión

Se determinó graficando la resistencia para diferentes relaciones crudo/agua según lo descrito en la norma ASTM G205 [17] e identificando el primer punto del gráfico en el cual la resistencia comienza a disminuir significativamente. El equipo para determinar el punto de inversión de una emulsión (Figura 1), consta de 3 secciones:

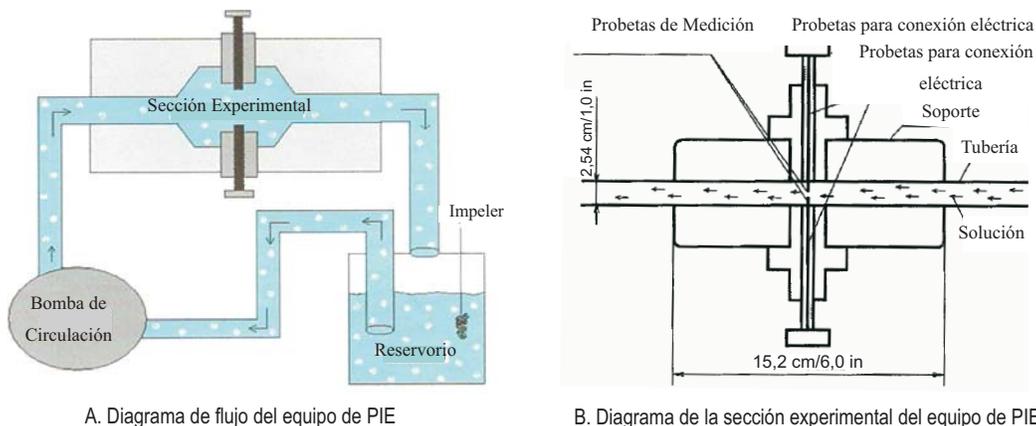


Figura 1. Diagrama del equipo para determinar el punto de inversión de una emulsión.

una sección experimental, un reservorio y una bomba de recirculación. Con este equipo se mide la resistencia de la emulsión crudo-agua; la cual es inversamente proporcional a la conductividad, con 2 probetas de acero al carbono distanciadas 2,5 mm ubicados en la parte media de la sección experimental.

### Humectabilidad de la superficie del acero

Se determinó midiendo la resistencia o conductividad entre probetas de acero al carbono cubiertas de una mezcla de crudo y agua según el método de dispersión descrito en la norma ASTM G205 [17]. El procedimiento consistió en determinar el número de probetas que mostraron baja o alta resistencia al ser expuestas a la mezcla crudo y agua. El equipo utilizado, consta de 21 probetas de acero al carbono colocadas en un porta probeta circular a base de politetrafluoroetileno a diferentes distancias. Se realizaron pruebas a presión atmosférica y a 17 bar utilizando metano y argón para presurizar el sistema.

### Efecto del crudo en la agresividad corrosiva del APS

Las pruebas mostradas en la Tabla 1 se realizaron por duplicado en una caja rotatoria de 80 mm de diámetro según lo descrito en las normas ASTM G170 [18], ASTM G184 [19] y ASTM G202 [20]. Las variables directas a simular en el laboratorio fueron: la composición del material (acero al carbono), la composición de los fluidos involucrados (agua de producción y crudo), crecimiento planctónico y sésil ( $10^8$  cel/mL y  $10^6$  cel/cm<sup>2</sup> respectivamente), temperatura (37°C), adaptando un serpentín de cobre y un baño termostático alrededor del cilindro de la caja rotatoria, presión atmosférica, pH (entre 5,7 y 5,8) de la solución con una mezcla de CO<sub>2</sub>/argón. El flujo es una variable indirecta y para simularlo se deben deter-

minar parámetros hidrodinámicos como el esfuerzo de corte en la pared de la tubería y el número de Reynolds. La velocidad de rotación fue 100 rpm, equivalente a una velocidad de flujo en la tubería de 0,91 m/s fluyendo a través de una tubería de 0,2 m de diámetro. La velocidad de flujo de la caja rotatoria simula la velocidad de flujo en la tubería de producción de crudo a objeto de estudio. En cada prueba se utilizaron 8 cupones de acero al carbono (área 34,14 cm<sup>2</sup>) sumergidos en 4 litros de solución. La relación del volumen de solución (cm<sup>3</sup>) por área superficial de metal (cm<sup>2</sup>) utilizada fue de 14,6 cm<sup>3</sup>/cm<sup>2</sup> según lo recomendado por la norma ASTM G-202 [20]. Para los experimentos en presencia de crudo y de agua de producción se utilizó una relación agua/crudo de 90/10; mayor al punto de inversión obtenido según lo descrito anteriormente. Para los experimentos en presencia de BSR se utilizó 0,4L de inoculo. El balance (3,6L) para el volumen total de solución se utilizó agua de producción sintética o la mezcla crudo-agua dependiendo del tipo de prueba. Cada prueba se desarrolló por un periodo de 96 h. Los cupones de acero al carbono se prepararon de acuerdo a lo establecido en las normas ASTM G01 [21] and ASTM G31 [22].

Los fluidos (APS y crudo) y la caja rotatoria fueron desaereados antes de la prueba con argón según lo descrito en la norma ASTM G 202 [20]. La solución fue presaturada con una mezcla 10/90 CO<sub>2</sub>/argón. Esta mezcla gaseosa se mantuvo de forma continua a lo largo de la prueba. Durante la prueba, cada 24 h se tomaron muestras del reactor para determinar el contenido de bacterias planctónicas, el pH, y la concentración de sulfuro, sulfato, hierro, calcio y magnesio.

Después de cada prueba, se limpiaron químicamente 7 cupones para determinar la pérdida de masa por corrosión según el procedimiento descrito en las normas ASTM G16 [23] y ASTM G46 [24]. La superficie de los cupones fue examinada con un microscopio óptico y se tomaron fo-

Tabla 1  
Pruebas realizadas

Prueba	APS (L/%)	CMBSR (L/%)	CO <sub>2</sub> (%)	Crudo (L/%)
A	3,6/90	0,4/10	10	-
B	3,2/80	0,4/10	10	10

tomicrografías a magnificaciones de 5X a 100X. También se utilizó un perfilómetro laser y un microscopio electrónico de barrido para identificar la morfología de ataque. Al final de cada prueba un cupón fue sonicado con una energía equivalente de 2880 J para desprender la biopelícula formada y medir el crecimiento de BSR sésil utilizando el método de dilución seriada. Los depósitos superficiales formados sobre los cupones fueron analizados e identificados utilizando un microscopio electrónico de barrido, un difractor de rayos X y las bases de datos de compuestos asociadas al mismo. Para el desarrollo de cada prueba se dispuso previamente de lo siguiente: inóculos del CMBSR con 48 h de incubación, APS, tubos con medio de cultivo Postgate B con 16000 ppm de cloruros (PGBCl) para las diluciones seriadas y buffer de fosfato salino anaeróbico (PBSa) para el sonicado de cupones.

## Resultados y discusión

### Punto de inversión de la emulsión

En la Figura 2 se presentan los valores de resistencia obtenidos por duplicado en las pruebas de punto de inversión de la emulsión (PIE), donde se muestra que el punto de inversión del crudo analizado es de 50%. Estudios anteriores realizados con crudos livianos (gravedad API  $\geq$  30) en general han arrojado valores de PIE  $\leq$  40% [11, 13]. El crudo analizado en esta investigación es un crudo mediano (gravedad API 25) y presenta un PIE mayor a estos crudos livianos. Se debe hacer notar, que las pruebas se realizaron a presión atmosférica y temperatura ambiente utilizando una solución desaerada. La mayor presión y temperatura a la cual el crudo se encuentra en las tuberías de transporte puede afectar el resultado del PIE tal como lo han reportado otros

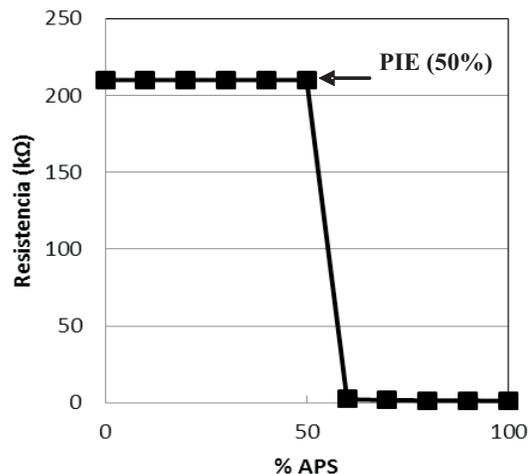


Figura 2. Punto de Inversión de la emulsión.

autores [11], sin embargo este valor obtenido es aceptable desde el punto de vista experimental.

### Humectabilidad de la superficie del acero

La Tabla 2 presenta el número de probetas que arrojaron valores de resistencia bajos (< 200 KΩ) en las pruebas de humectabilidad a baja y alta presión para el crudo analizado. Cuando el equipo de humectabilidad se cargó de solo crudo, tal como se indica en la norma ASTM G205, los valores de resistencia en todas las mediciones realizadas fueron superiores a 200 KΩ tanto para baja como para alta presión. Cuando el equipo de humectabilidad fue cargado con la mezcla crudo/APS la resistencia a baja presión arrojó una superficie humedecible por el crudo (*oil-wet surface*) puesto que todas las probetas indicaron altos valores de resistencia; pero a alta presión, se observó que la superficie del acero puede ser humedecible tanto por el crudo como por el agua (*mixed-wet surface*) puesto que 10 probetas mostraron valores de resistencia bajos. Estos resul-

Tabla 2

Numero de probetas que arrojaron valores de resistencia bajos (< 200 KΩ) en las pruebas de humectabilidad

P(bar)	Crudo + CH <sub>4</sub>		Crudo + APS + CH <sub>4</sub>		Crudo + CO <sub>2</sub>		Crudo + APS + CO <sub>2</sub>	
	30 min	24 h	30 min	24 h	30 min	24 h	30 min	24 h
1	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	10	9	0	0	9	11

tados indican claramente que al incrementarse la presión, el crudo pierde su afinidad a la superficie del acero por lo que la superficie de este puede ser humedecible por el agua y ser susceptible a corrosión.

Estos resultados no mostraron un efecto significativo por el uso de  $\text{CH}_4$  o  $\text{CO}_2$  para saturar y/o presurizar el equipo de humectabilidad. Estudios previos [11] determinaron la variación de la resistencia como una función del tiempo, determinando, que después de 24 h se obtienen valores de resistencia estables y reproducibles, sin embargo los valores de resistencia obtenidos en este estudio a los 30 minutos de iniciada la prueba y a las 24 horas de la misma no mostraron diferencias significativas.

### Efecto del crudo en la agresividad corrosiva del APS

La Tabla 3 muestra el efecto del crudo sobre la velocidad de corrosión general y localizada por picaduras del acero al carbono en APS con BSR y  $\text{CO}_2$ . La Figura 3 presenta la tendencia del crecimiento planctónico y del contenido de sulfuro en las pruebas. La Tabla 4 muestra la variación del contenido de sulfuro, sulfato, calcio, magnesio e hierro en función del tiempo.

La presencia del crudo (Prueba B) disminuyó tanto la velocidad de corrosión general como la velocidad de corrosión por picaduras del acero al carbono, por lo que el crudo mostró un comportamiento inhibitorio. La pérdida de masa total ob-

Tabla 3  
Efecto del crudo en la Corrosión del acero al carbono en APS con  $\text{CO}_2$  y BSR

Prueba	Pérdida de Masa (mg)	Desviación Estándar	$\Delta\rho_{PT}$ (pic/mm <sup>2</sup> )	Velocidad Corrosión General (mpy)
A (sin crudo)	24,9	0,9	3,5	3,2
B (con crudo)	17,6	1,1	1,2	2,4

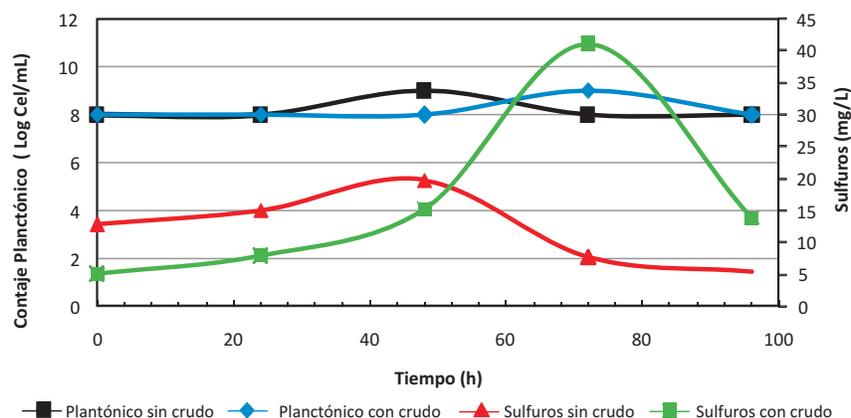


Figura 3. Comparación del crecimiento planctónico y el contenido de sulfuro en APS con BSR y  $\text{CO}_2$  en la presencia de crudo (Prueba B) y sin crudo (Prueba A).

Tabla 4  
Cambio en contenido de sulfato, calcio, magnesio, hierro y pH

Prueba	$\Delta$ Sulfato	$\Delta$ Calcio	$\Delta$ Magnesio	$\Delta$ Hierro	pH		
	(mg/L)	(mg/L)	(mg/L)	(mg/L)	Inicial	Final	$\Delta$
A (sin crudo)	-191	-884	-143	27,4	6,9	5,8	-1,1
B (con crudo)	-203	-368	-23	25,5	6,9	5,7	-1,2

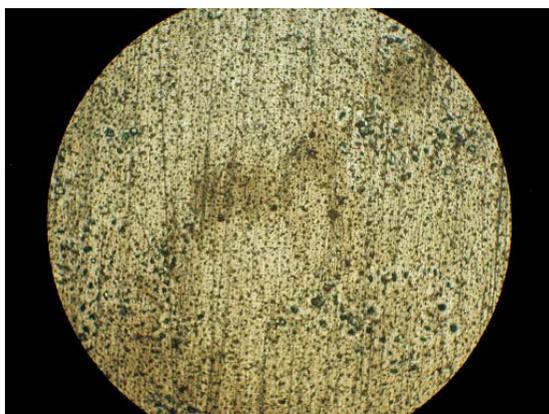
tenida para la mezcla APS + BSR + CO<sub>2</sub> fue 24,9 mg. La presencia del crudo; disminuyó en un 29,2% la pérdida de masa. Otros autores [1-5] trabajando con crudos venezolanos han obtenido efectos inhibidores entre 35-52% para diferentes fracciones SARA (saturados, aromáticos, resinas, asfaltenos).

La presencia del crudo desplazó el tiempo de máximo crecimiento planctónico y contenido de sulfuro hasta 72 h de prueba en comparación con las 48 h obtenidas para las pruebas sin crudo. Este efecto se debió posiblemente a la interferencia generada por el crudo durante el proceso de adaptación de la bacteria al medio, puesto que son seres vivos adaptándose a condiciones contrarias a las del inóculo del cual provienen. Este efecto se

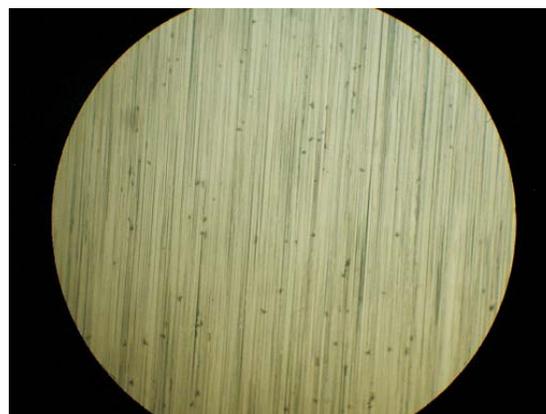
reflejó también en un menor crecimiento sésil debido a la afinidad parcial del crudo a la superficie del acero afectando la rápida formación y adhesión de biopelículas a la superficie del cupón.

Las fotomicrografías tomadas con un microscopio óptico (Figura 4) y con un microscopio electrónico de barrido (Figura 5) y la densidad de picaduras determinada con un perfilómetro laser (Tabla 3) indicaron la formación picaduras. Las picaduras de mayor tamaño (50 μm de diámetro promedio) se obtuvieron en los cupones expuestos a BSR y CO<sub>2</sub> simultáneamente.

De estos resultados experimentales es evidente que el crudo analizado; mostró un comportamiento inhibidor de la velocidad de corrosión tal como ha sido reportado en otras investigaciones.

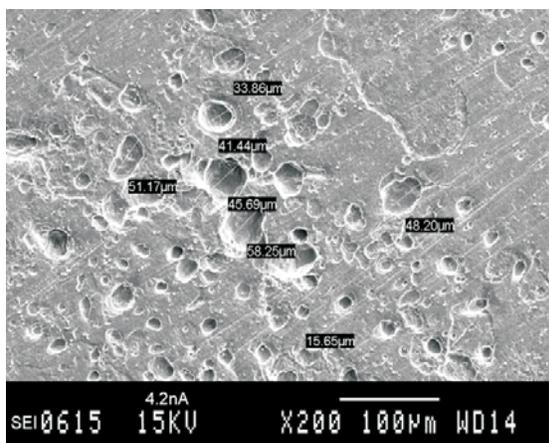


A. Cupón expuesto a APS + BSR + CO<sub>2</sub> (Prueba A)

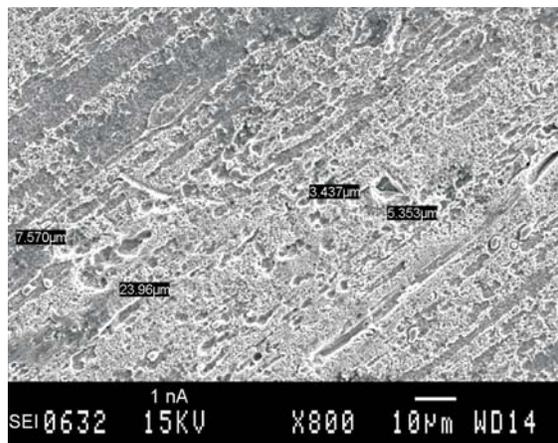


B. Cupón expuesto a APS + BSR + CO<sub>2</sub> + Crudo (Prueba B)

Figura 4. Fotomicrografías (7X) de cupones con microscopio óptico.



A. Cupón expuesto a APS + BSR + CO<sub>2</sub> (Prueba A)



B. Cupón expuesto a APS + BSR + CO<sub>2</sub> + Crudo (Prueba B)

Figura 5. Fotomicrografías (200X) de cupones con microscopio electrónico de barrido.

Tabla 5  
Componentes identificados sobre los cupones por DRX

Componente	2 $\theta$	APS + BSR + CO <sub>2</sub> (Prueba A)	APS + BSR + CO <sub>2</sub> + Crudo (Prueba B)
FeS	17,558	17,5	17,52
CaCO <sub>3</sub>	29,41	29,36	29,40
MgCO <sub>3</sub>	36,191		36,06
Mn <sub>7</sub> C <sub>3</sub>	38,232	38,22	38,26
Fe	44,581	44,64	44,64
Fe	64,88	64,98	64,94

En la Tabla 5 se muestran los componentes identificados sobre los cupones por DRX, la fórmula química del compuesto identificado, el ángulo 2 $\theta$  característico del pico principal del espectro coincidente con un componente específico y se indica el valor 2 $\theta$  obtenido con el DRX de cada compuesto identificado en cada prueba realizada. Además de la presencia de los componentes del metal base Fe y Mn<sub>7</sub>C<sub>3</sub>, se observa la precipitación de CaCO<sub>3</sub> en ambas pruebas, debido a la tendencia incrustante del APS, acelerado por la presencia del CO<sub>2</sub> y del ion bicarbonato en el agua. También se observa la precipitación de sulfuros de hierro particularmente Mackinawita asociada a la presencia de sulfuros por la acción bacteriana y del hierro producto de la corrosión de los cupones, lo cual confirma la colocación ne-gruzca de los cupones.

### Conclusiones

Bajo las condiciones de operación estudiadas en esta investigación, el punto de inversión de la emulsión a/c (no corrosivo) a emulsión c/a (corrosivo) fue 50%.

El crudo analizado tiene afinidad hacia el acero a baja presión, pero esta afinidad cambia a humectabilidad mezclada a alta presión.

En la presencia del crudo evaluado, la fase acuosa se vuelve menos corrosiva, por lo que el crudo es inhibidor.

El APS en presencia de CO<sub>2</sub> genera una corrosión mixta principalmente de naturaleza uniforme con pequeñas picaduras, mientras que en

presencia de BSR y CO<sub>2</sub> se genera una corrosión mixta principalmente de naturaleza localizada. En presencia de BSR, se forma una película superficial no protectora de sulfuro de hierro (mackinawite) y se forman una cantidad importante de picaduras en toda la superficie del metal.

### Referencias bibliográficas

- Hernández S.E, Hernández S., Rincón H., Vera J.: "Flow Induced Carbon Dioxide and Hydrogen Sulfide Corrosion Studies Using the Dynamic Field Tester in Crude Oil Wells". Corrosion, Vol. 58, No 10 (2002) 881-890.
- Castillo M., Rincon H., Duplat S., Vera J., Baron E.: "Protective properties of crude oil in CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S corrosion". NACE CORROSION 2000, Paper No 00005 (2000) 1-11.
- Méndez C., Duplat S., Hernández S.; Vera J.: "On the mechanism of corrosion inhibition by crude oil". NACE CORROSION 2001, Paper No 01030 (2001) 1-19.
- Hernández S., Duplat S., Vera J., Baron E.: "A statistical approach for analyzing the inhibiting effect of different types of crude oil in CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel". NACE CORROSION 2002, Paper No 02293 (2002) 1-17.
- Hernández S., Bruzual J., Lopez-Linares F., Luzon J.: "Isolation of Potential Corrosion Inhibiting Compounds in Crude Oils". NACE CORROSION 2003, Paper No 03330 (2003) 1-23.
- Efird K.D., Jasinski R.J. "Effect of crude oil on corrosion of steel in crude oil/brine pro-

- duction". Corrosion, Vol. 45, No 2 (1989) 165-171.
7. Rincón H., Hernández S., Salazar J., Case R., Vera J.: "Effect of the Water/Oil Ratio on the SSCC Susceptibility of High Strength OCTG Carbon Steel". NACE CORROSION 99, Paper No 602 (1999) 1-9.
  8. Efirid K.D., Smith J.L., Blevins S.E., Davis N.D.: "The Crude Oil Effect On Steel Corrosion. Wettability Preference and Brine Chemistry". NACE CORROSION 2004, Paper No 04366 (2004) 1-15.
  9. Efirid K.D.: "Oil characteristics, water/oil wetting and flow influence on the metal loss corrosion. Part 1: Effect of oil and flow on CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S corrosion". NACE CORROSION 2006, Paper No 06114 (2006) 1-7.
  10. Pots B.F.M., Kapusta S.D.: "Prediction of Corrosion Rates Of The Main Corrosion Mechanisms In Upstream Applications". NACE CORROSION 2005, Paper No 05550 (2005) 1-21.
  11. Papavinasam S., Doiron A., Panneerselvam T., Revie R.W.: "Effect of Hydrocarbons on the Internal Corrosion of Oil and Gas Pipelines". Corrosion, Vol. 63, No. 7 (2007) 704-712.
  12. Vera J. R., Hernández S.: "Oil characteristics, water/oil wetting and flow influence on the metal loss corrosion. Part 1: Effect of oil and flow on CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S corrosion". NACE CORROSION 2006, Paper No 06113 (2006) 1-29.
  13. Papavinasam S., Doiron A., Panneerselvam T., Revie R. W.: "Predicting Internal Pitting Corrosion of Oil and Gas Pipelines: Hydrocarbon-Wet to Water-Wet Transition". NACE CORROSION 2006, Paper No 06641 (2006) 1-21.
  14. Groysman A., Brodsky N., Penner J., Goldis A., Savchenko N.: "Corrosiveness of Acidic Crude Oil and Its Fractions". Materials Performance. Chemical Treatment (2005) 34-39.
  15. NACE International. "NACE TM0 194 Standard Test Method. Field Monitoring of Bacterial Growth in Oilfield Systems". (2004) 1-20.
  16. American Society for Testing and Materials. "ASTM D-1141-98 Standard Practice for the Preparing of Substitute Ocean Water" (2008) 1-3.
  17. American Society for Testing and Materials. "ASTM G 205-10 Standard Guide for Determining corrosivity of crude oil". (2012) 1-5.
  18. American Society for Testing and Materials. "ASTM G 170-06 Standard Guide for Evaluating and Qualifying Oil Field and Refinery Corrosion Inhibitors in the Laboratory" (2006) 1-16.
  19. American Society for Testing and Materials. "ASTM G 184-06 Standard practices for Evaluating and Qualifying Oil Field and Refinery Corrosion Inhibitors Using Rotating Cage" (2006) 1-6.
  20. American Society for Testing and Materials. "ASTM G 202-09 Standard Test Method for Using Atmospheric Pressure Rotating Cage" (2009) 1-5.
  21. American Society for Testing and Materials. "ASTM G 1-03 Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens" (2003) 1-9.
  22. American Society for Testing and Materials. "ASTM G 31-72 Standard Practice for Laboratory Immersion Corrosion Testing of Metals" (2004) 1-8.
  23. American Society for Testing and Materials. ASTM G 16-95 Standard Guide for Applying Statistic to Analysis of Corrosion Data" (2010) 1-14.
  24. American Society for Testing and Materials. "ASTM G 46-94 Standard Guide for Examination and Evaluation of Pitting Corrosion" (2005) 1-8.

Recibido el 14 de Junio de 2012

En forma revisada el 18 de Marzo de 2013