

## ANÁLISIS DE FALLA POR CORROSIÓN-FATIGA DE UN TUBO DE PRODUCCIÓN DE UN POZO DE PETRÓLEO

Bilmes, Pablo<sup>a</sup>, Llorente, Carlos<sup>a,b</sup>; Echarri, Juan Manuel<sup>a</sup>;  
Martinez, Angel<sup>a</sup>; Zuzulich, José<sup>a</sup>.

<sup>a</sup>Laboratorio de Investigaciones de Metalurgia Física (LIMF), Facultad de Ingeniería  
UNLP, La Plata 1900, Argentina.

<sup>b</sup>CICPBA- Comisión de Investigaciones Científicas de la Prov. Bs. As.  
E-mail: [juanmanuel.echarri@ing.unlp.edu.ar](mailto:juanmanuel.echarri@ing.unlp.edu.ar)

**Palabras claves:** *análisis de fallas, corrosión carbónica, corrosión sulfhídrica, fatiga, tubing.*

Se efectuó el análisis de falla de un tubo de 2 7/8" de diámetro de acero al carbono API 5CT J55 de una tubería de producción de petróleo, que fracturó en servicio en su extremo roscado donde presentaba corrosión interna. Las fallas en tuberías de producción y conducción de petróleo y gas generan un daño directo en el medio ambiente y en el aprovechamiento de los recursos, por lo cual un correcto análisis de falla y de causa raíz es vital para comprender los mecanismos de daños actuantes y prevenirlos, detectar y corregir vicios ocultos y redefinir parámetros de diseño, operación, inspección y mantenimiento. Los fluidos corrosivos más agresivos en la industria del petróleo y el gas son aquellos que contienen gases disueltos en solución acuosa del tipo H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, con altas concentraciones de cloruros. En estos casos hay muchas variables que determinan cuando y como procede la corrosión y otros mecanismos de daño asistidos, entre ellas las concentraciones de dichos gases y cloruros, pH, temperatura, régimen de flujo; composición, microestructura y dureza del acero; aplicación de inhibidores, etc. En este campo de la ingeniería el control de la corrosión se realiza básicamente a través de tecnología de recubrimientos, aleaciones resistentes a la corrosión e inhibidores de corrosión en el caso de aceros al carbono. La caracterización del material y de los daños en el *tubing* se efectuó mediante análisis químicos, macrográficos, fractográficos, metalográficos por microscopía óptica y ensayos de tracción. Los productos de corrosión fueron analizados mediante microscopía electrónica de barrido analítica y difracción de rayos x. El análisis fractográfico y del interior del tubo reveló una severa corrosión en la superficie interna desde donde se iniciaron frentes de fractura por fatiga por flexión. Así, en una región de aproximadamente 180° de la sección del tubo se desarrolló inicialmente un daño por corrosión-fatiga desde la superficie interior, y luego de que la sección metálica resistente disminuyera en aproximadamente un 50% ocurrió una fractura por sobrecarga de tipo dúctil. Se discuten los resultados de los análisis de los productos de corrosión internos, su asociación con los mecanismos de corrosión y fatiga que fueron operativos y la efectividad de los productos y procedimientos de inhibición de corrosión utilizados en el pozo.

### INTRODUCCIÓN

El conjunto principal de elementos de conducción de petróleo-gas, productos de extracción y agentes de transporte se los denomina de forma genérica Tuberías de Producción o frecuentemente adoptado el término sin traducción "*Tubing*" de Producción de Petróleo-Gas. El tubo tiene que soportar la corrosión de cualquier fase acuosa producida con hidrocarburos y que contiene gases ácidos disueltos (como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S) y sales (que generan altas concentraciones de iones cloruro). El análisis de los mecanismos

de daño es clave en el desarrollo de medidas preventivas y correctivas sobre el control de la corrosión en la producción de gas y petróleo [1]. Dicho control es esencial para mantener la producción y evitar el riesgo de pérdida del control del pozo a la vez que el constante desarrollo de aleaciones, recubrimientos e inhibidores para mitigar las fallas en el sector, así como las investigaciones en el área del control de los procesos de degradación son una fuente valorable de conocimiento y formación académica como parte importante del conjunto estructura-propiedades-procesamiento-desempeño en la ciencia e ingeniería de los materiales.

La mayor parte del volumen de producción de tubos para *tubing* es en aceros de baja aleación de acuerdo con la especificación API 5CT. Para que ocurra corrosión durante el transporte de fluidos en las distintas etapas de producción debe existir un medio acuoso en contacto con la superficie metálica. En muchos casos, en general en pozos de extracción convencional de petróleo, no es probable la existencia de un medio acuoso en contacto con la superficie del acero y por lo tanto no se producirá corrosión. De hecho, en los "primeros días" del petróleo donde el costo de extracción era relativamente bajo, los pozos se cerraban una vez que el contenido de agua excedía cierto porcentaje del fluido, por lo que la corrosión era raramente el factor limitante en la vida del *tubing*. En los pozos de gas es el fenómeno de condensación, cuya ocurrencia depende de la humedad presente en el fluido, del punto de rocío y del perfil de temperaturas de la tubería, el que define (junto con los factores metalúrgicos, presencia de recubrimientos e inhibidores) la probabilidad de ocurrencia del proceso de corrosión. En los casos en los que existe una mezcla de fases líquidas petróleo/agua, ambas fases se encontrarán formando una emulsión y no se observarán fenómenos de corrosión siempre que la relación de contenido del fluido permita la formación de una capa estable y continua de productos oleosos sobre la superficie del *tubing*. La realidad hoy día indica que los pozos se encuentran en un estadio de vida donde el proceso de corrosión es factor de diseño a lo largo de la línea de extracción y transporte [1,2].

Los aceros al carbono son materiales utilizados comúnmente en tuberías de producción de petróleo y gas, moderadamente resistentes a CO<sub>2</sub> como gas disuelto en el fluido transportado. La especificación API 5CT introduce una variedad de aceros al carbono para *tubing* donde, no obstante su aceptable desempeño, en los últimos años debido al incremento de la relación agua/petróleo o humedad del gas transportado y aumento de concentración de gases disueltos, los fenómenos de corrosión ocurren cada vez con más frecuencia localizándose principalmente en la región de las uniones roscadas. Los regímenes de flujo con altas concentraciones de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y Cl<sup>-</sup>, son los más frecuentes y corrosivos en la industria petrolera [3]. Hay un conjunto de variables asociadas a la corrosión por CO<sub>2</sub> disuelto, entre las que se destacan pH, temperatura, presión, régimen de flujo, composición del acero, inhibidores, sales disueltas, naturaleza de películas superficiales, etc. [4].

El presente trabajo se construyó a partir de una revisión de distintos casos de estudio de los mecanismos de daño actuantes y del procedimiento experimental elegido para identificar, en el presente análisis de falla, los elementos claves necesarios para hallar la causa raíz y proponer acciones tendientes a evitar la ocurrencia del fenómeno a futuro. Teniendo en cuenta que las soluciones generales a los problemas de corrosión por gases y sales disueltas buscan atacar la problemática desde el punto de vista de la metalurgia y/o desde el empleo de inhibidores del proceso de corrosión.

## DESARROLLO Y ESTUDIOS REALIZADOS

Sobre el material de *tubing* se realizaron las siguientes acciones y estudios:

- Análisis macrográficos y fractográficos de la superficie de fractura (parte y contraparte) del *tubing*.
- Análisis fractográfico y de los daños mediante SEM, y microanálisis de los productos de corrosión mediante EDS y difracción de Rx.
- Ensayos mecánicos de tracción.
- Análisis químico del acero del *tubing* mediante espectrómetro de emisión óptica.
- Extracción de muestras metalográficas en zona próxima a la fractura y de una región alejada.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### Análisis químico

En tabla 1 se presenta la composición química del acero del *tubing* en % en peso. De acuerdo a los resultados del análisis químico y lo informado por la empresa, el acero del *tubing* es del tipo J55, API Specification 5CT / ISO 11960.

Tabla 1. Composición química mediante espectroscopia de emisión óptica.

Elementos	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	P	S	Cu
Wt%	0,18	0,31	1,19	0,043	0,011	0,014	0,020	0,001	0,026

### Microestructura y propiedades mecánicas del acero del *tubing*

En Tabla 2 se presentan las propiedades mecánicas del acero del *tubing* obtenidas en el ensayo de tracción. Dicho acero tiene una resistencia a la tracción por arriba del mínimo especificado por norma. Asimismo, la tensión de fluencia se ubica entre el mínimo y el máximo especificado para el grado J55, según lo indicado por la norma API Specification 5CT/ISO 11960. El acero presenta una microestructura uniforme ferrítico-perlítica, normal para este grado y uso, con una dureza promedio de 190 Hv (Figura 1).

Tabla 2. Propiedades mecánicas promedio, a tracción, de tres probetas ensayadas.

Propiedad	Tensión de rotura (MPa)	Tensión de fluencia (MPa)	Alargamiento (%)
<b>Promedio</b>	<b>662</b>	<b>407</b>	<b>20,7</b>

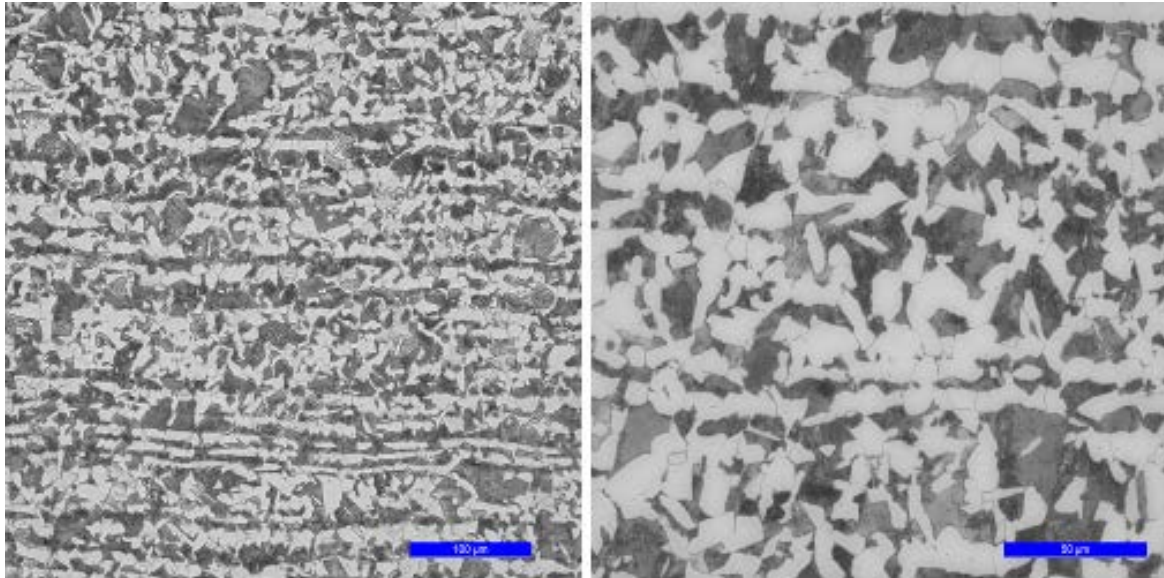


Figura 1. Microestructura ferrítico-perlítica con banding de segregación usual para este grado

### **Análisis macrográficos, fractográficos y microanálisis.**

En figura.2 se muestra el *tubing* fracturado en la proximidad de su extremo de recalque roscado.



Figura 2. Extremo del tubing donde se produjo la fractura. Se aprecia una estricción del tubo en la región de fractura.

La Figura 3 muestran la superficie de fractura (sin y con decapado, en imagen izquierda y derecha respectivamente). El análisis de la superficie de fractura y el interior del tubo revelan una severa corrosión en la superficie interna desde donde varios pits de corrosión asistieron a la iniciación de los frentes de fractura por fatiga. Así, en una región de aproximadamente 180° se desarrolló inicialmente un daño por corrosión-fatiga desde la superficie interior, y luego de que la sección metálica resistente disminuyó en aproximadamente un 50%, ocurrió la fractura por sobrecarga de tipo dúctil con labios de corte.

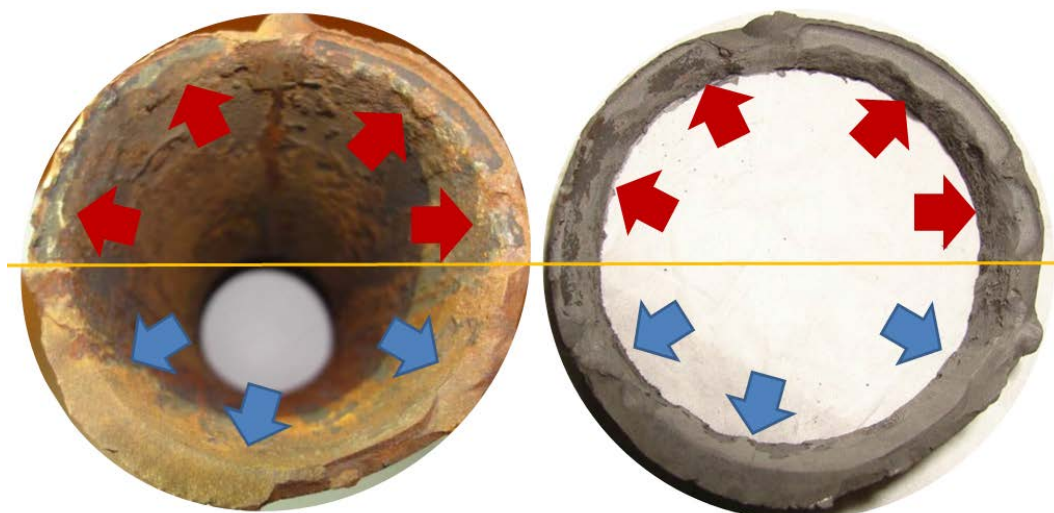


Figura 3. Izquierda sin decapar y derecha con decapado. Se visualizan pits de corrosión internos y distintos frentes de avance de fractura por fatiga (señalados en rojo) que llegaron a abarcar el 50% de la sección del tubo hasta la rotura dúctil con labios de corte, por sobrecarga (señalados en azul).

La Figura 4 muestra los análisis SEM-EDS y DRX de los productos de corrosión. Los análisis de los productos de corrosión internos detectaron la presencia de Siderita (carbonato de hierro) y de Sulfuro de Hierro; por lo cual puede inferirse que la corrosión fue producida por  $\text{SH}_2$  y  $\text{CO}_2$  en solución acuosa [3].

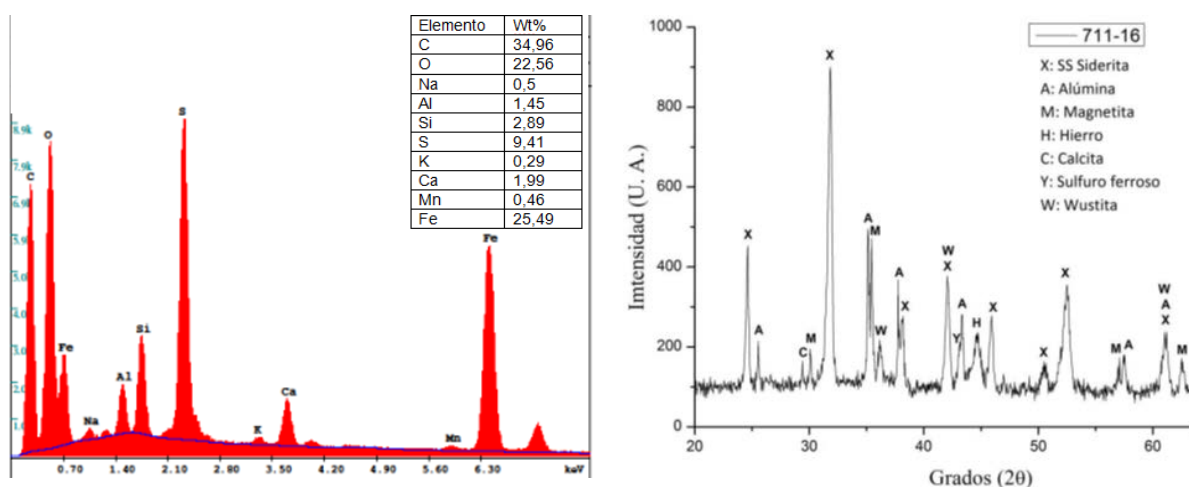


Figura 4. **Izq:** Análisis mediante EDS de los productos de corrosión internos. **Der:** Análisis por difracción de rayos-x de los productos de corrosión internos.

Las Figuras. 5 (A, B y C) son vistas de la superficie de fractura luego de un suave decapado para análisis fractográfico macro y por microscopía electrónica de barrido. Se hacen evidentes signos de fisuración por fatiga a partir de pits de corrosión internos (señalados en la figura 5 A, en naranja), con marcas tipo *Beach Marks* de propagación de fatiga circulares y estrías de fatiga (figuras 5 B y C señalados en verde).

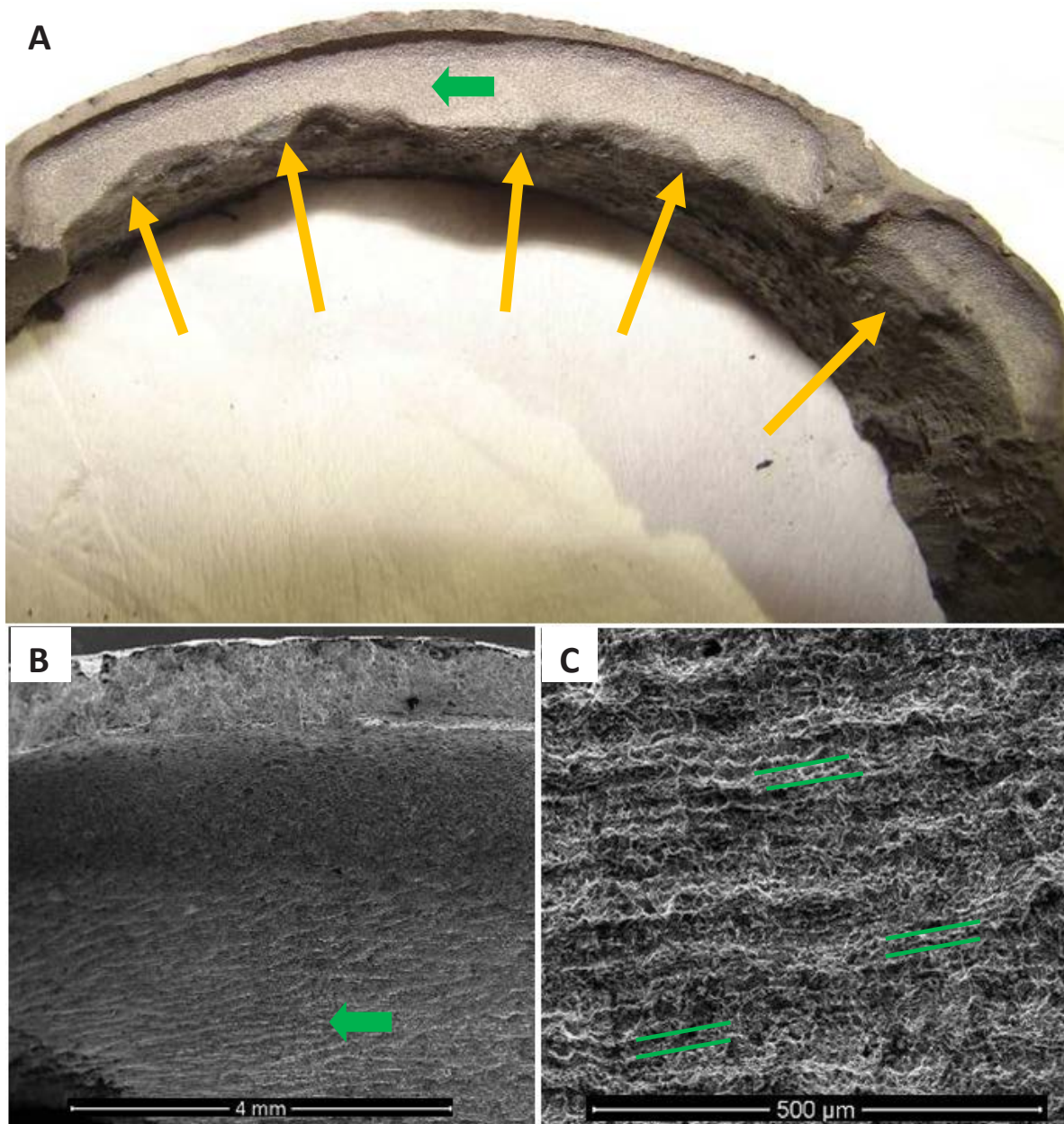


Figura 5. En la imagen A se observa la superficie de fractura luego de un suave decajado para análisis fractográfico macro donde se evidencian signos severos de corrosión interna y el inicio de los frentes de fractura por fatiga, en la imagen B se aprecian las *Beach Marks* características de estos mecanismos de daño junto con las estrías observables a mayores aumentos (imagen C).

### CONCLUSIONES

El análisis de la superficie de fractura y el interior del tubo revelan una severa corrosión en la superficie interna favoreciendo un proceso de corrosión-fatiga hasta abarcar un 50% de la sección del tubo, sobreviniendo la fractura por sobrecarga de tipo dúctil con labios de corte. Se detectó vía XRD la presencia de Siderita (carbonato de hierro) y de Sulfuro de Hierro; por lo cual puede inferirse que la corrosión fue producida por  $\text{SH}_2$  y  $\text{CO}_2$  en solución acuosa. En base a la evidencia se puede afirmar que la falla tiene origen en un

daño primario por corrosión sulfhídrica y carbónica en el interior del *tubing*, que fue asistido posteriormente por fisuración por fatiga.

Se recomienda verificar las concentraciones de gases disueltos en el fluido por interior del *tubing* y la efectividad de los procedimientos (y productos) de inhibición de corrosión utilizados.

## REFERENCIAS

- [1] L. Smith, “*Control of corrosion in oil and gas production tubing*”, Cirencester, UK, 1998.
- [2] Corrosion in the Oil Industry – Schlumberger, Report, D Brondel, 1987.
- [3] Lopez, D.A., Simison, S.N., de Sanchez, S.R.: “*Inhibitors performance in CO2 corrosion EIS studies on the interaction between their molecular structure and steel microstructure*”. Corros. Sci. 47, 735–755 (2005).
- [4] Javidi M., “*Failure Analysis of a Gas Well Tubing due to Corrosion: A Case Study*”, ASM International, 2012.
- [5] API Specification 5CT A4ISO 11960:2004, *Petroleum and natural gas industries—Steel pipes for use as casing or tubing for wells*.
- [6] *Failure Analysis and Prevention*, ASM Handbook, Volume 11, 2002, ASM International.
- [7] *Fatigue and Fracture*, ASM Handbook, Volume 19, ASM International.
- [8] *Fatigue and Fracture: Understanding the Basics*, F. C. Campbell, 2012 ASM International.