

Corrosión y selección de materiales metálicos para pozos de inyección y producción en el recobro mejorado del petróleo



Autor: Peter J. Dugdale,
Ph. D., P. Eng.
Petro-Canadá Inc.,
Canadá

(1ª parte*)

RESUMEN

En el recobro del petróleo se inyectan y/o se producen sustancias químicas que reaccionan con los materiales metálicos del pozo, ya sea la tubería o la tubería de revestimiento. Cada proceso de recobro presenta su propio grado de corrosividad, basado en los compuestos químicos presentes, como también la temperatura y presión del medio.

La protección de los materiales del pozo se puede hacer de dos maneras: seleccionar la aleación requerida basado en su resistencia al medio y a un costo razonable, o emplear materiales ferrosos e inyectar inhibidores de corrosión en forma cíclica o continua.

El presente trabajo analiza los procesos de corrosión y su efecto sobre metales y aleaciones en los siguientes procesos de recobro mejorado:

1. Inyección de Agua.
2. Inyección de Anhídrido Carbónico, con o sin agua.
3. Inyección de Vapor, en forma cíclica o continua.
4. Combustión In Situ.

En el primer proceso, la corrosión dependerá en gran parte de los gases disueltos en el agua, como también de su salinidad y de la presencia de micro-organismos.

En los diferentes procesos de inyección de anhídrido carbónico, el gas seco no presenta problema. La presencia de agua y sales a diferentes temperaturas y presiones puede tener efectos bastante serios sobre diferentes materiales metálicos.

La inyección de vapor genera gases ácidos (H_2S , CO_2) dentro del yacimiento. La alcalinidad de la fase acuosa del vapor, a un pH de 9 a 11, protege al pozo inyector, mientras que la capa de bitumen provee una protección bas-

tante adecuada al productor. Sin embargo, a temperaturas elevadas la fase bituminosa se puede tornar agresiva.

La combustión in situ es el proceso más difícil en el cual controlar la corrosión, y son muchos los proyectos que han fallado debido al ataque corrosivo. La presencia de gases ácidos, salmueras a elevadas temperaturas y oxígeno sin reaccionar ha sido una mezcla que ha destruido muchos pozos productores. Además, la inyección de aire u oxígeno con agua en forma alternada puede dañar rápidamente equipos de inyección.

INTRODUCCION

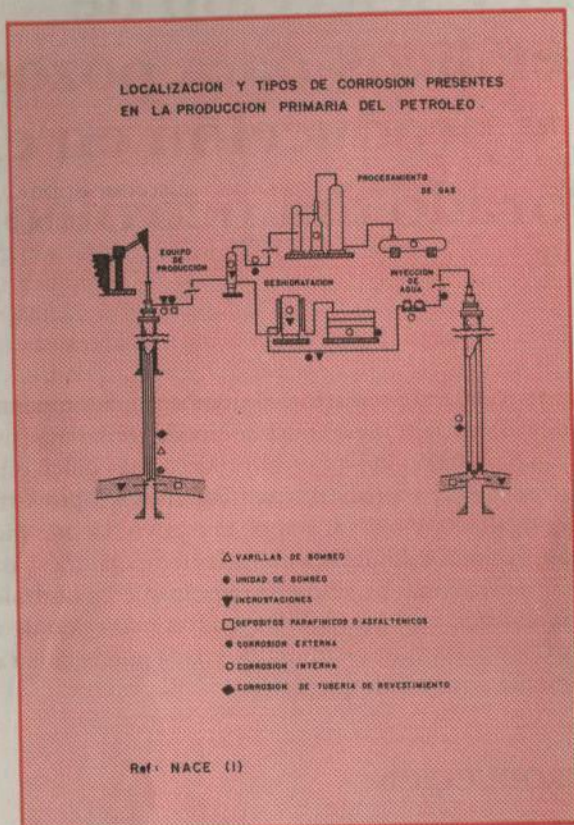
En la producción primaria del petróleo, la corrosión que experimentan las diferentes unidades ha sido descrita por la National Association of Corrosion Engineers⁽¹⁾. Las áreas donde los materiales de construcción son atacadas por los fluidos producidos están ilustradas en la Figura 1.

En el recobro mejorado del petróleo, se inyectan fluidos al yacimiento. Estos se recuperarán sin alteración química en los pozos productores para la inyección de agua y de anhídrido carbónico. En los procesos térmicos, se recuperará parte del vapor u oxígeno sin alterar, pero la mayoría del fluido se condensará o reaccionará con el crudo y la roca del yacimiento, formando compuestos corrosivos. La reacción de estos compuestos con los tubulares de producción es a su vez una función de presión y temperatura.

Al mismo tiempo, los fluidos inyectados pueden corroer la tubería y/o la tubería de revestimiento del equipo de inyección, además de sufrir daños mecánicos en la

* Por razones de espacio, la publicación de esta Nota Técnica deberá realizarse en 2 ediciones. De todas formas, y dada la especificidad de la información recopilada por el autor, se sugiere a los interesados en este material solicitar la versión completa del mismo a la Biblioteca Central del I.A.P., o a la Seccional de la Institución en el Interior.

Figura 1



- La temperatura.
- La velocidad del fluido sobre el metal.
- La composición y microestructura del metal.
- La presencia de organismos biológicos.

1.1 Presencia de Fase Acuosa

El acero expuesto al aire seco estará cubierto de una capa de óxido transparente, de 2 a 5 nm de grosor. Esta capa está compuesta por una capa interior de magnetita (Fe_3O_4) y la capa exterior de goethita ($\gamma\text{Fe}_2\text{O}_3$)⁽²⁾. Al sumergir el acero en la fase acuosa, se producirá el ataque en cualquier defecto de esta capa de óxido, aún en agua destilada, con el siguiente comportamiento electroquímico de corrosión:

Reacción Anódica

Oxidación del Metal

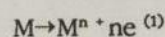
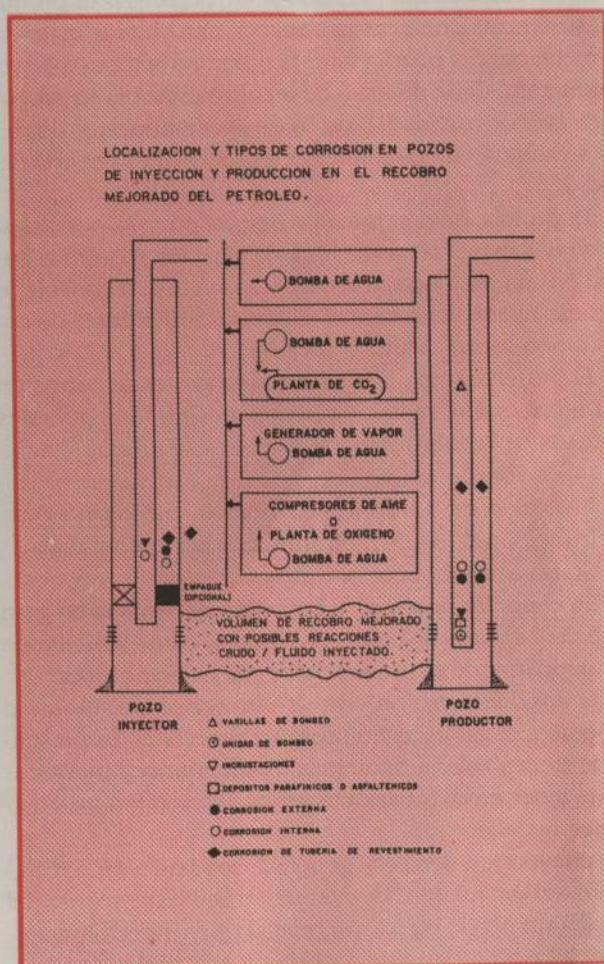


Figura 2



ignición de la combustión in situ. Las diferentes áreas que serán afectadas por los procesos de recubro mejorado se detallan en la Figura 2.

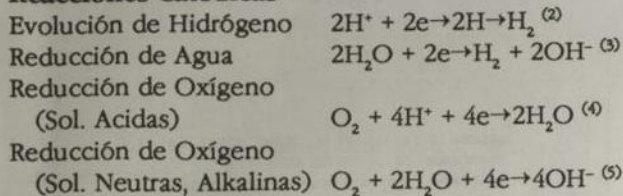
En primer término, se considerarán los factores que influyen en la corrosión de equipos en la producción primaria del petróleo, dado que con la excepción de la estimulación de vapor, todos los equipos productores operarán en frío al comienzo del proceso.

1. PRODUCCION PRIMARIA (PRODUCCION EN FRIO)

La corrosión del acero y otros materiales en petróleo crudo producido por recubro primario es una función de las siguientes variables:

- Presencia de una fase acuosa, la concentración de iones agresivos en ella, y la conductividad electrolítica de la solución.
- Presencia de petróleo crudo.
- La acidez del electrolito.
- La solubilización y presencia de oxígeno y de los gases ácidos CO_2 y H_2S .

Reacciones Catódicas



La corrosión de acero en agua destilada desoxigenada es 0.2 milésimas de pulgada por año (mpy)⁽³⁾, que aumenta a 3 ppm en agua saturada con oxígeno a la temperatura ambiental. Las ratas de corrosión de diferentes aceros, aceros inoxidables y cobre y sus aleaciones se muestran en la Tabla I⁽⁴⁾. En esta Tabla se nota que la corrosión de acero disminuye con el aumento de oxígeno en solución; esto se atribuye a la reparación de la película pasiva sobre la superficie del acero.

TABLA I

RATAS DE CORROSION DE DIFERENTES METALES EN AGUA SATURADA CON AIRE (ca. 10 ppm O ₂) PARA AGUA ESTANCADA Y EN MOVIMIENTO			
METAL	RATAS DE CORROSION MPY		
	FLUJO DE AGUA		
	ESTANCADA	FLUJO LENTO (5-10 cm/s)	FLUJO RAPIDO (1700 cm/s)
Acero al Carbono	2.9 (0.3 ppm O ₂) 0.6 (28 ppm O ₂)	4.4	0.13
Acero Baja Aleación (1.1 Cr, 0.2 Ni)	1.8	2.4	0.07
Acero Baja Aleación (0.78 Cr, 2.6 Ni)	1.4	2.0	0.02
Acero AISI 304	0.01	0.01	0.01
Acero AISI 403	0.01	0.01	-
Acero AISI 430	0.02	0.01	-
Cobre	0.10	0.11	0.15
Latón	0.11	0.14	0.27

La presencia de iones agresivos, en especial el ion cloruro, destruye rápidamente la capa pasiva de óxido, permitiendo así el ataque del acero. Foley⁽⁵⁾ considera que esta destrucción, más la formación de un complejo fierro-haloideo, cuya estabilidad determinará la cinética de corrosión, son los factores preponderantes. En la ausencia de oxígeno, el comportamiento de concentraciones altas de cloruro de sodio (4 M) a un pH neutro es idéntico a agua destilada; Posey y Palko⁽⁶⁾ reportan una rata de corrosión de 0.3 mpy a 25°C para un acero al carbono ASTM A212B. Esta rata aumenta muy poco con temperatura para una solución saturada de NaCl (7.8 M), y a 150°C en un rango de pH entre 2 y 10, Manfredi et al.⁽⁷⁾ han encontrado una disolución de 0.5 mpy. En soluciones ácidas (pH < 2) la disolución fue alta y es función de la acidez.

El efecto de los diferentes iones, temperatura y presión en salmueras de alta densidad en la corrosión de tu-

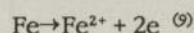
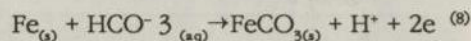
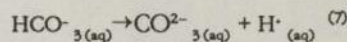
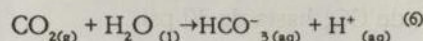
bulares petroleros ha sido estudiado por Hudson⁽⁸⁾. Se ha encontrado que tubulares API J-55 a 1000 psi de presión presentan una rata de corrosión de 3 mpy a 38°C sin inhibidor en una salmuera de 15 lbs/galón de CaBr₂/ZnBr₂.

La presencia de oxígeno disuelto en aguas salinas es uno de los factores más importantes en el comportamiento de aceros, aceros de baja aleación y aceros inoxidables. El agua de mar (3.5% NaCl) puede absorber 8ppm O₂ a temperatura ambiente, y la rata de corrosión promedio en este medio es 5 mpy⁽⁹⁾. Lee y Money⁽¹⁰⁾ han indicado que el agua de mar es muy distinta a una solución sintética, dada la presencia de especies biológicas en el agua natural. Se ha encontrado que agua de mar es más agresiva en la corrosión; como esto peca por el lado de seguridad, es posible considerar los valores obtenidos en agua de mar como representativos de una salmuera de 3.5% NaCl.

1.2 Presencia de Gases Ácidos Disueltos en la Fase Acuosa

Anhidrido Carbónico

En la corrosión por anhidrido carbónico, el metal es corroído por el ácido carbónico formado al contactar CO₂ con agua:



Los mecanismos de esta reacción han sido estudiados extensamente⁽¹¹⁻¹³⁾, con las conclusiones que la formación de carbonato vía el ion bicarbonato es la reacción preferida, tanto termodinámicamente como por consideraciones cinéticas.

El resultado final es la formación de láminas de carbonato, cuyas propiedades físicas controlarán la rata de corrosión. La formación de estas capas de carbonato son una función de la presión parcial de CO₂, el contenido de sales del electrolito, el pH, la temperatura, la presencia de otros gases, el metal y el tiempo de exposición. Luego, es muy difícil predecir la rata de corrosión debido a CO₂, con la excepción de la corrosión donde se forman capas de productos de corrosión de poca protección.

Luego, la corrosión debido a CO₂ puede tener los siguientes efectos:

- Corrosión Uniforme, sin formación de producto adherido al metal.
- Corrosión Uniforme/Localizada, con producto moderadamente protector, permitiendo el ataque en zonas preferenciales.

Nota Técnica

- Craqueo de esfuerzo con CO_2 húmedo o en mezclas de CO_2/CO .
 - Corrosión por Fatiga.
- En la industria petrolera, se han establecido reglas generales para identificar el peligro de corrosión como sigue:

Presión Parcial CO_2 , psi	Corrosividad
Menor a 7	Poca
Entre 7 a 30	Moderada
Sobre 30	Severa

Estas reglas han sido cuantificadas para aceros por de Waard y Milliams⁽¹⁴⁾ con la siguiente ecuación:

$$\text{Log } r = 8.78 - [2320 / (t+273)] - 5.55 \times 10^{-3}t + 0.67 \log \text{PCO}_2 \quad (10)$$

donde r es la rata de corrosión del acero, mpy
 t es la temperatura, °C
 PCO_2 es la presión parcial de CO_2 , psi.

Esta ecuación es válida para temperaturas hasta 60°C y presiones parciales de CO_2 hasta de 30 psi.

Figura 3

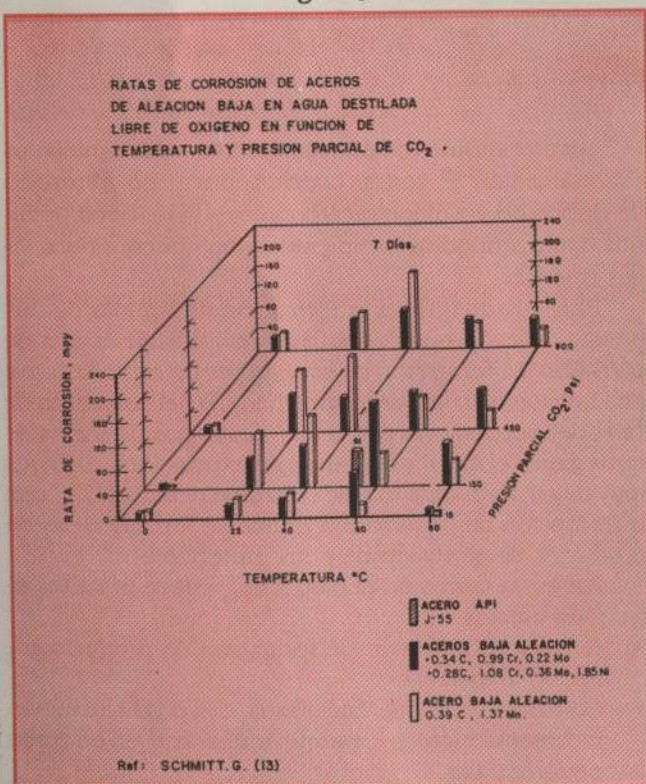
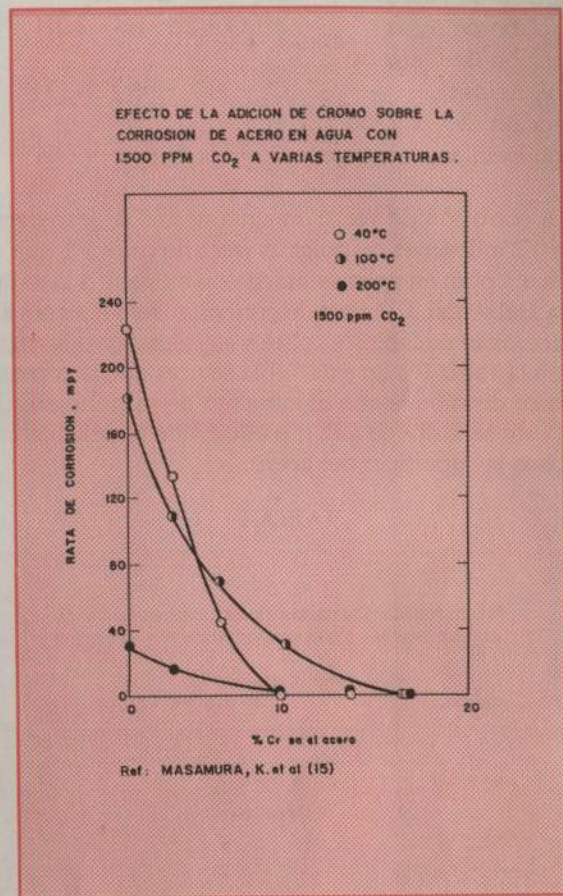


Figura 4



La ecuación⁽¹⁰⁾ predice que mientras más alta sea la presión parcial de CO_2 , más severa será la corrosión. Los experimentos por Schmitt⁽¹³⁾ tienden a desacreditar esto, dado que la capa protectora de carbonato de hierro es porosa y poco adherente a bajas temperaturas (menores a 40°C) y presiones parciales bajas de CO_2 (menores a 70 psi).

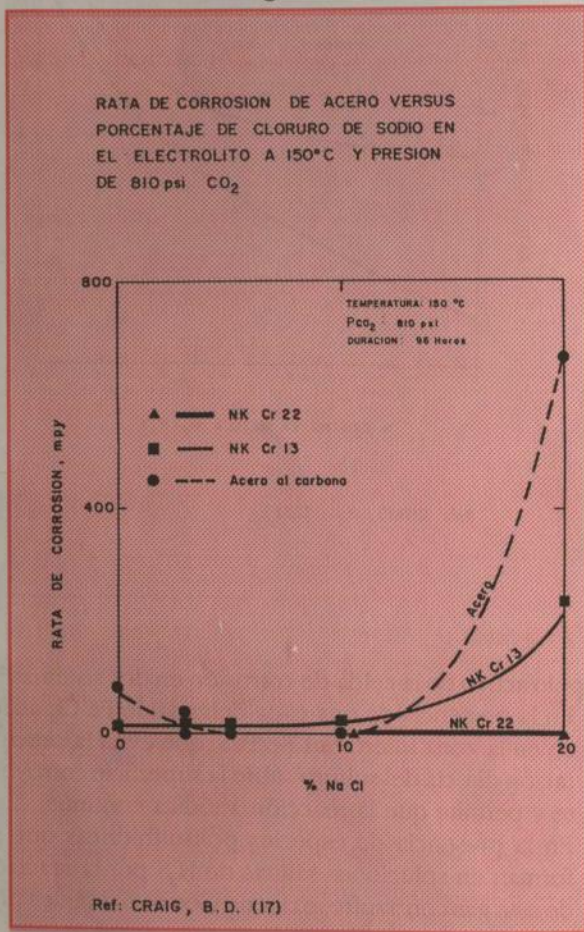
Las ratas de corrosión de tres aceros de baja aleación en agua destilada a presiones de CO_2 de 15 a 900 psi y temperaturas de 0 a 80°C se muestran en la Figura 3. Se aprecia que las ratas varían de 4 a 200 mpy; los aceros de manganeso muestran un máximo a 40°C mientras que los aceros al cromo demuestran un máximo a 60°C.

La corrosión de acero en soluciones con 1500 ppm CO_2 , y el efecto de la adición de cromo se ve en la Figura 4, donde se puede apreciar qué aceros con un contenido de cromo mayores al 10% no experimentan ataque en el rango de temperatura de 40 a 200°C⁽¹⁵⁾.

El efecto de los diferentes iones en el sistema CO_2 - H_2O se discutirán a continuación. Se han reportado diferentes valores para la corrosión con diferentes salinidades

en el rango de concentración de 10 a 20% NaCl⁽¹⁶⁾. En la Figura 5, Craig⁽¹⁷⁾ ha ilustrado la corrosión de acero y de aceros al cromo en función de la salinidad. Las indicaciones son que la corrosión del acero por CO₂ no es una función del contenido de NaCl, sino de la composición total de las sales disueltas. Crolet y Bonis⁽¹⁸⁾ han estudiado esto, usando diferentes electrolitos, y determinaron que la acidez a una misma presión de CO₂, puede disminuir hasta en tres órdenes de magnitud, dependiendo de los electrolitos presentes.

Figura 5



Estos investigadores encontraron que los resultados obtenidos utilizando la ecuación de Waard y Milliams son solo aproximados, y que la corrosión de acero puede ser elevada a presiones parciales bajas de CO₂. Crolet⁽¹⁹⁾ ha estudiado estos aspectos junto con el comportamiento de acero inoxidable con 13% cromo en corrosión dulce, y esto se discutirá en la sección sobre selección de materiales.

Lefebvre et al.⁽²⁰⁾ han proporcionado mayor información sobre el efecto de la concentración de NaCl, y la información se encuentra detallada en la Tabla II.

TABLA II

RATAS DE CORROSION A 80°C DE ACEROS, ACEROS DE BAJA ALEACION Y ACEROS INOXIDABLES EN SOLUCIONES DE DIFERENTE SALINIDAD

TEMPERATURA 80°C PRESION PARCIAL CO₂: 740 psi

ACERO	SALINIDAD 1 g/l NaCl	SALINIDAD 50 g/l NaCl
AISI 1536 AISI 4130 5% Cr 9 Cr 1 Mo 13 Cr 13 Cr Mod. 22 Cr	RATAS DE CORROSION, MPY	
	157	—
	150	—
	98	—
	10	31
	1	11
	—	6
	—	< 0.4

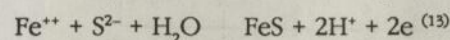
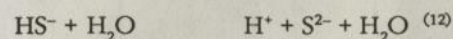
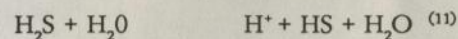
Acido Sulfhídrico

La corrosión debido a la presencia de H₂S puede dar lugar a dos tipos generales de corrosión:

- Corrosión por pérdida de material.
- Craqueo sin pérdida de material debido a Craqueo de Esfuerzo Sulfhídrico y Craqueo Inducido por Hidrógeno. Sólo el primer tipo de corrosión se tratará en algún detalle, dado que el Craqueo de Esfuerzo Sulfhídrico ha sido estudiado para procesos térmicos por Dugdale⁽²¹⁾.

Cuando hay presencia de H₂S en cantidades tales que la presión parcial de H₂S es mayor a 0.05 psi, los materiales metálicos deberán ser especificados de acuerdo con las normas NACE MR 0175-90⁽²²⁾.

Las reacciones de corrosión de H₂S con acero son las siguientes:



El sulfuro ferroso (troilita) no es el único producto de corrosión, ya que sulfuros de hierro existen en varias formas moleculares - FeS₂ (pirita o marcasita), Fe₇S₈ (pirrotita) y Fe₉S₈ (kansita). El sulfuro formado dependerá de las condiciones de operación.

- Para presiones parciales de H₂S de 10⁻⁴ al 10⁻¹ psi, la capa de producto de corrosión se compone de pirita, troilita y algo de kansita. Bajo estas condiciones, la tasa de corrosión es baja e independiente de la concentración de H₂S.

Nota Técnica

- Para presiones mayores a 10^{-1} psi, el producto de corrosión es kansita que tiene una estructura cristalina imperfecta y no prevee gran protección.
- El pH de la solución también juega un rol importante:
 - Para el rango 3 a 4, y mayor a 9, la película es pirita y troilita.
 - Para el rango 4 a 6.3, y 8.8 a 10, la película es kansita con algo de pirita y troilita.
 - Para el rango 6.6 a 8.4 la película protectora es casi toda kansita y la corrosión procede como si no existiera barrera alguna.

La corrosión de acero en agua destilada a 27°C como función del H_2S disuelto ha sido estudiado por Watkins y Wright⁽²³⁾, y se ilustra en la Figura 6. La rata de corrosión es significativa a las concentraciones bajas (300 a 600 ppm de H_2S disuelto), y es inhibida a concentraciones mayores por los productos de corrosión mencionados arriba.

La capa protectora de FeS , principalmente pirrotita $\text{FeS}_{1.15}$, y que es un cátodo muy efectivo, se transforma en

Figura 6

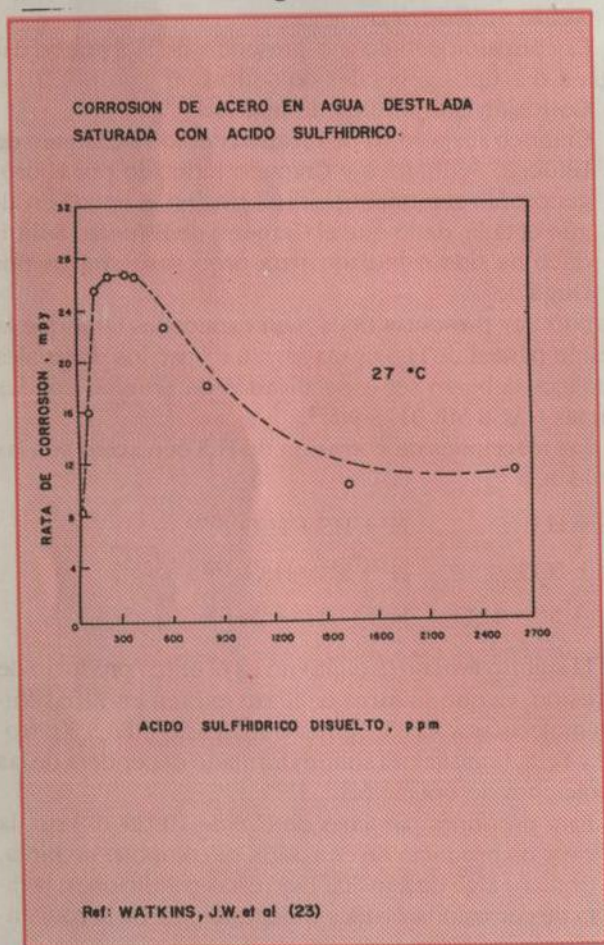
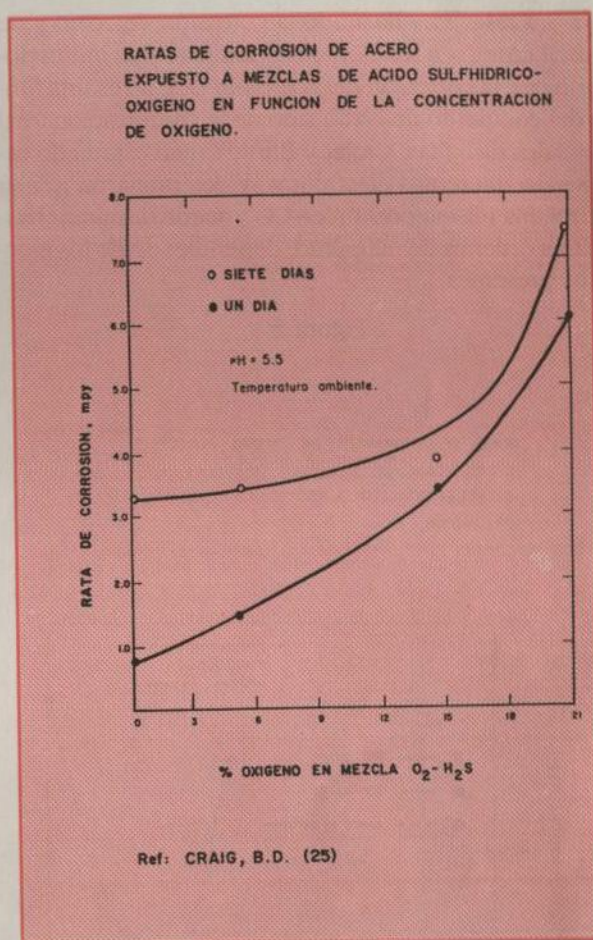


Figura 7



un polo activo de la celda de corrosión en dos sistemas⁽²⁴⁾:

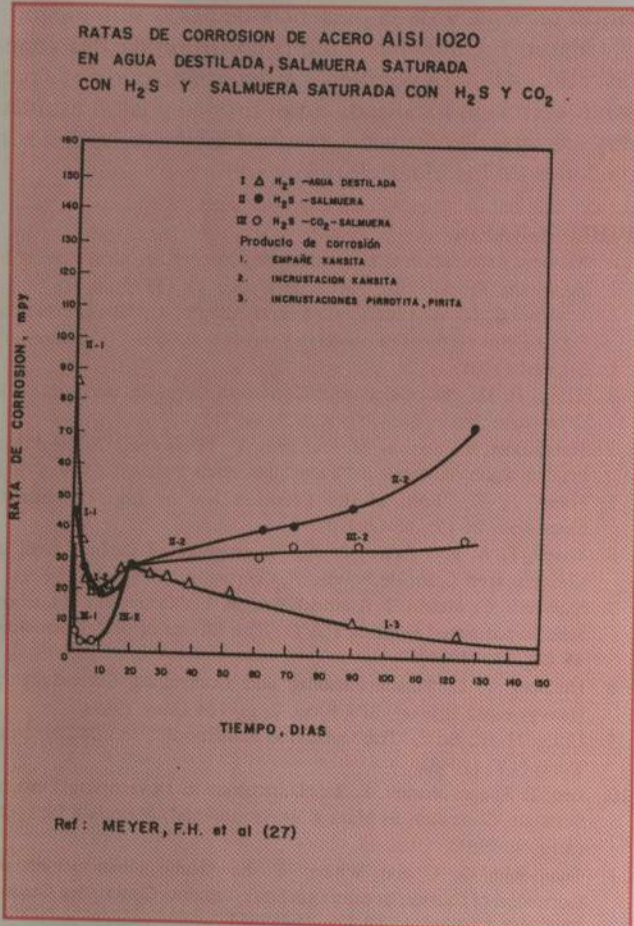
- En la presencia de una capa delgada de FeCl_2 acuoso en la zona interfacial Fe/FeS , que evita la precipitación directa del sulfuro sobre la superficie corroyente y permite que la reacción anódica continúe.
- En la presencia de especies polisulfhídricas que se forman en soluciones salinas de H_2S por la reacción de este gas con azufre, oxígeno u otros oxidantes presentes.

El efecto de oxígeno en presencia de H_2S ha sido reportado por Craig⁽²⁵⁾ y se ilustra en la Figura 7.

La presencia de CO_2 junto con H_2S aumenta la corrosividad de la solución. El anhídrido carbónico forma ácido carbónico al disolverse, proporcionando iones de hidrógeno como aceptadores de electrones. Este efecto de pH ha sido estudiado por Sardisco y Pitts⁽²⁶⁾, quienes encontraron que la película protectora de sulfuros es menos protectora a un pH entre 6.5 y 8.8, y consiste en gran parte de kansita.

La influencia de mezclas de H_2S y CO_2 en presencia de salmuera ha sido estudiada por Meyer et al.⁽²⁷⁾, y los efectos están graficados en la Figura 8. Se aprecia que tanto el $NaCl$, como la presencia de CO_2 , aumenta la corrosión en el sistema H_2S-H_2O .

Figura 8



Para que se produzca Craqueo de Esfuerzo Sulhídrico, es necesario que existan tres factores presentes:

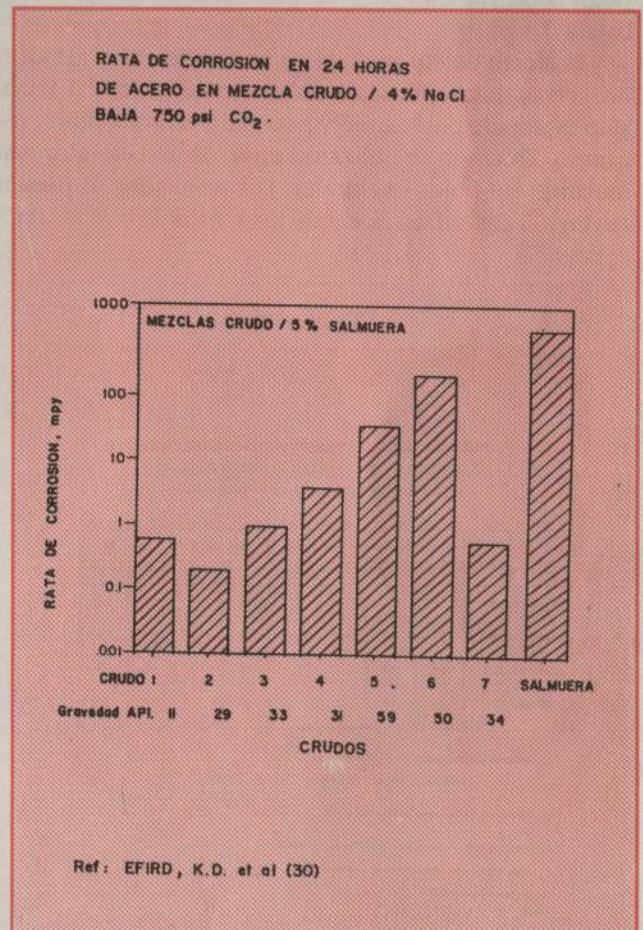
- Presencia de H_2S y humedad.
- El metal debe estar esforzado, con esfuerzos aplicados o residuales.
- El metal debe tener gran fuerza, es decir, gran dureza.

En la presencia de ácido sulhídrico, a una presión parcial mayor a 0.05 psi, es necesario que todo material se especifique de acuerdo con la Norma NACE MR 0175-90, mencionada arriba.

En el diseño de pozos y unidades de separación y tratamiento, se debe evitar usar metales de gran fuerza, se deben limitar esfuerzos de aceros aceptables al 50% de su fuerza de rotura. Si se utilizan secciones de espesor grueso, la química del acero debe ser apropiada para que su microestructura sea uniforme, y se debe evitar todo tipo de trabajo frío, como daños de herramientas, golpes, etc.

El uso de aceros inoxidables y otras aleaciones resistentes a la corrosión deben investigarse en la Norma

Figura 9



El Craqueo Inducido por Hidrógeno se debe a la formación de ampollas, tanto para aceros de alta y baja fuerza con y sin esfuerzos presentes. Las ampollas se deben al hidrógeno atómico formando hidrógeno molecular en los defectos de la estructura cristalina. El gas no puede escapar de la estructura, y la presión aumenta lo suficientemente como para partir el metal y formar una ampolla. Miyoshi et al.⁽²⁸⁾ han estudiado este fenómeno, y han encontrado que las grietas originan en las inclusiones de sulfuro de manganeso en el acero. La micro-segregación del acero durante su enfriamiento también juega un rol importante. La resistencia al Craqueo Inducido se puede mejorar reduciendo el contenido de azufre del acero, eliminando la segregación durante el enfriamiento, y mediante la adición de 0.2 a 0.3% de cobre al acero.

NACE, y si no están aprobados deberán llevarse a pruebas de craqueo en el laboratorio.

Para equipo existente en un campo que se vuelve ácido, Petrie y Moore⁽²⁹⁾ han desarrollado las curvas de servicio apto para servicio en H₂S.

1.3 La Presencia de Petróleo Crudo

El efecto del crudo sobre la corrosión de metales por los fluidos producidos ha sido estudiado por Efrid y Jansinski⁽³⁰⁾. Se ha encontrado que diferentes crudos tienen efectos diferentes sobre la corrosión; sin embargo, la adición de crudo a una salmuera siempre baja la tasa de corrosión. El efecto principal es la acción del crudo sobre el producto de corrosión, haciéndolo aún más protector. El nitrógeno orgánico y el contenido ácido son las variables que tienen mayor efecto sobre la protección de los tubulares petroleros. Para poder predecir la tasa actual de corrosión, es necesario que los ensayos deberán efectuarse en la mezcla crudo-salmuera, para así poder evaluar la posibilidad de corrosión y los efectos de inhibidores. Se puede apreciar en la Figura 9 que el efecto protector del crudo es considerable; acero en salmuera con CO₂ sufre una pérdida de 790 mpy, que en presencia de ciertos crudos baja a 0.3 ppm.

El efecto de crudo en la corrosión de acero al carbono, aceros de baja aleación y acero inoxidable AISI 410 ha sido estudiado por Martin⁽³¹⁾ para fluidos producidos en el campo. También se utilizaron ensayos de laboratorio simulando los fluidos naturales. Los resultados se presentan en la Tabla III. Se nota que los aceros de baja aleación

AISI 4130 y 4340 se comportan como el acero AISI 1020, y que los inhibidores convencionales protegen a estos materiales mucho más que a las aleaciones más altas, AISI 410 y el acero 9 Cr -1 Mo.

El acero inoxidable AISI 410 tuvo tasas de corrosión que aumentaron con el aumento del ión cloruro hasta un punto crítico; este punto es una función de la cantidad de crudo presente y de la presencia de ácido sulfhídrico.

Martin⁽³²⁾ también estudió la corrosión de aleaciones de cobre en fluidos petroleros, y determinó que no se presentó corrosión localizada en el bronce y latón estudiados. Las tasas de corrosión son una función de las concentraciones de los iones cloruro y sulfuro.

BIBLIOGRAFIA

1. National Association of Corrosion Engineers, "Corrosion Control in Petroleum Production", NACE, Houston, TX (1979).
2. Townsend, H. E., Cleary, H. J. and Allegra, L., "Breakdown of Oxide Films on Steel Exposed to Chloride Solutions", Corrosion, **37** (7), 384 (1981).
3. Uhlig, H. H., "Corrosion and Corrosion Control", 2nd Edit., 92, Wiley-Interscience, New York, N.Y. (1971).
4. Matsudaira, M., Suzuki, M. and Sato, Y., "Dissolved Ozone Effect on Corrosion of Metals in Water", Materials Perf., **55** (Nov. 1981).
5. Foley, R. T., "Role of the Chloride Ion in Iron Corrosion", Corrosion, **26** (2), 58 (1970).
6. Posey, F. A. and Palko, A. A., "Corrosivity of Carbon Steel in Concentrated Chloride Solution", Corrosion, **35** (1), 38 (1979).
7. Manfredi, C., Mozhi, T. A. and Wilde, B. E., "Corrosion of Carbon Steel in Saturated Brine at 150°C - The Effects of pH", Corrosion, **45** (2), 172 (1989).
8. Hudson, T. E., "Understanding and Controlling Corrosivity of Heavyweight Brines", SPE Prod. Eng., 184 (May 1989).
9. Uhlig, H. H., Edit., "The Corrosion Handbook", 383, Wiley, New York, N.Y. (1948).
10. Lee, T. S. and Money, K. L., "Difficulties in Developing Tests to Simulate Corrosion in Marine Environments", Materials Perf., **28** (August, 1984).
11. Ogundele, G. I. and White, W. E., "Some Observations on Corrosion of Carbon in Aqueous Environments Containing Carbon Dioxide", Corrosion, **42** (2), 71 (1986).
12. McIntire, G., Lippert, J. and Yudelson, J., "The Effect of Dissolved CO₂ and O₂ on The Corrosion of Iron", Corrosion, **46** (2), 91 (1990).
13. Schmitt, G., "Fundamental Aspects of CO₂ Corrosion", 10, in Hausler, R. H. and Godard, H. P., Edits., "Advances in CO₂ Corrosion - Volume 1", NACE, Houston, TX (1984).
14. De Waard, C. and Milliams, D. E., "Prediction of Carbonic Acid Corrosion in Natural Gas Pipelines", 506, in Newton, L. E., Jr. and Hausler, R. H., Edits., "CO₂ Corrosion in Oil and Gas Production", NACE, Houston, TX (1984).
15. Masamura, K., Hashizume, S., Nunomura, K., Sakai, J. I. and Matsushima, I., "Corrosion of Carbon and Alloy Steels in Aqueous CO₂ Environments", 143, op. cit. (13).
16. Burke, P. A., "Synopsis: Recent Progress in the Understanding of CO₂ Corrosion", 3, op. cit. (13).
17. Craig, B. D., "Practical Oilfield Metallurgy", 114, PennWell, Tulsa, OK (1984).
18. Crolet, J. L. and Bonis, M. R., "pH Measurements under High Pressures of CO₂ and H₂S", Materials Perf., **35** (May 1984).

TABLA III

RAZON DE RATAS DE CORROSION DE ACERO AL CARBONO Y ACEROS DE BAJA Y MEDIANA ALEACION EN FLUIDOS PRODUCIDOS POR PRODUCCION PRIMARIA

SOLUCIONES	AISI 4130/1020		AISI 4340/1020		AISI 410/1020		9 Cr, 1 Mo	
	SEM	IMERSO	SEM	IMERSO	SEM	IMERSO	SEM	IMERSO
1. Salmuera LABORATORIO (1)	1.3	1.1	1.2	1.1	0.1	0.7	0.1	0.5
2. Salmuera LABORATORIO ACIDO (2)	1.1	1.1	0.9	1.0	0.7	1.1	0.1	1.1
3. FLUIDO CAMPO, NACE (3)	1.0	0.9	—	—	0.5	1.1	0.5	0.9
4. FLUIDO CAMPO, NACE (3)	0.9	1.0	—	—	0.9	7.0	1.0	1.7

(1) RESULTOS DE LABORATORIO, 42700 ppm Cl⁻, 0.05 óxido sobre 900 y 1000 ppm y concentración H₂O₂ entre 100 y 400 ppm.

(2) Identico a ensayo diluido, pero con 50 ppm de oxígeno.

(3) FLUIDOS DEL CAMPO contienen 1.000 a 200.000 ppm Cl⁻, 1 a 10% crudo, pH 5.1 a 4.9 y condiciones diluidas y ácidas iguales a los ensayos de laboratorio.

19. Crolet, J. L., "Acid Corrosion in Wells (CO_2 , H_2S): Metallurgical Aspects", J. Pet. Tech., 1553 (August 1983).
20. Lefebvre, B., Gunitz, G., Prouheze, J. C., Renault, J. J. and Bounie, P., "Behaviour of Carbon Steel and Chromium Steels in CO_2 Environments", 55, in Burke, P. A., Asphahani, A. I. and Wright, B. S., Edits., "Advances in CO_2 Corrosion - Volume 2", NACE, Houston, TX (1985).
21. Dugdale, P. J., "La Generación de Gases Ácidos (H_2S , CO_2) en el Recobro Térmico del Petróleo y sus Reacciones con Sistemas de Captación y Separación", Trabajo presentado al Primer Congreso de Corrosión y Protección en Yacimiento de Gas y Petróleo, Instituto Argentino del Petróleo, Mendoza, Argentina (Noviembre, 1990).
22. National Association of Corrosion Engineers, NACE Standard MR 0175-90 "Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oil Field Equipment", NACE, Houston, TX (1990).
23. Watkins, J. W. and Wright, J., "Corrosive Action on Steel by Gases Dissolved in Water", Pet. Eng., B50 (November, 1953).
24. Rhodes, P. R., "Corrosion Mechanism of Carbon Steel in Aqueous H_2S Solutions", 843, in Tuttle, R. N. and Kane, R. D., Edits., " H_2S Corrosion in Oil and Gas Production", NACE, Houston, TX (1981).
25. Craig, B. D., "The Nature of Iron Sulphides Formed on Steel in an H_2S - O_2 Environment", Corrosion, 35 (3), 136 (1979).
26. Sardisco, J. B. and Pitts, R. E., "Corrosion of Iron in an H_2S - CO_2 - H_2O Systems and Protectiveness of the Sulphide Film as a Function of pH", Corrosion, 21 (11), 350 (1965).
27. Meyer, F. H., Riggs, O. L., McGlasson, R. L. and Sudbury, J. D., "Corrosion Products of Mild Steel in Hydrogen Sulfide Environments", Corrosion, 14 (2), 109t (1958).
28. Hiyoshi, E., Tanaka, T., Terasaki, F. and Ikeda, A., "Hydrogen - Induced Cracking of Steels under Wet Hydrogen Sulfide Environments", Paper ASME 75-Pet. -2, ASME Pet. Mech. Eng. Conf., Tulsa, OK (September 1975).
29. Petrie, R. R. and Moore, E. M., Jr., "Determining the Suitability of Existing Pipelines and Producing Facilities for Wet Sour Service", Materials Perf., 59 (June 1989).
30. Efird, K. D. and Jasinski, R. J., "Effect of the Crude Oil on Corrosion of Steel in Crude Oil / Brine Production", Corrosion, 45 (2), 165 (1989).
31. Martin, R. L., "Corrosion of Alloy Steels in Oil Field Fluids", Corrosion, 44 (12), 916 (1988).
32. Martin, R. L., "Corrosion of Copper Base Alloys in Oilfield Fluids", Paper 367, Corrosion 88, National Association of Corrosion Engineers, St. Louis, MO (March 21, 1988).



pluspetrol

*Eficiencia
en la Exploración y Producción
de Gas y Petróleo*

**Pluspetrol S.A.
La Rioja 301 - Buenos Aires - Argentina**