

ESTUDIO DEL DESEMPEÑO ANTE LA CORROSIÓN DE LOS ACEROS N80, L80, L304, EN MEDIOS AGRESIVOS CO₂ Y Cl

PERFORMANCE STUDY TO CORROSION OF STEEL N80, L80, L304, AGGRESSIVE MEDIA CO₂ AND Cl

Diego Figueredo-Amaya¹ | César Armando Ortiz-Otálora² | Enrique Vera-López³ | Juan Pablo Vega-Triana⁴

Forma de citar: FIGUEREDO-AMAYA Diego, ORTIZ-OTÁLORA César, et al., Estudio del desempeño ante la corrosión de los aceros N80, L80, L304, en medios agresivos co₂ y cl. Respuestas. 2013; 18(2): 80-86.

Recibido:
Marzo 3 de 2013

Aceptado:
Julio 25 de 2013

RESUMEN

Debido a que la gran parte de las fallas en los sistemas de levantamiento son debidos a corrosión y teniendo en cuenta los costos en los que se incurre debido a este fenómeno, se presenta la evaluación electroquímica de los aceros N80, L80, L304 usados en fondo de pozo en la industria petrolera, con la simulación de las condiciones de fondo de pozo, evaluando el efecto de la presencia y ausencia de CO₂, en ambientes de cloruros. La caracterización electroquímica se realizó mediante curvas de polarización Tafel y resistencia a la polarización lineal (LPR), las cuales permitieron encontrar que la menor resistencia a la polarización se presenta en el acero N80, para condiciones dinámicas de pH (7), temperatura de 70 °C y presión de 300 psi.

Palabras clave: electroquímica, API N80, API L80, API L304, tafel, fondo de pozo.

ABSTRACT

Because much of the system failures are due to rising corrosion and taking into account the costs incurred due to this phenomenon, We had to compare and evaluate the reaction of three kinds of steel used in the oil industry, based on the simulation of the conditions at the downhole, evaluating the effect of presence or absence of CO₂ in an environment showing chlorides. The electrochemical characterization was conducted by means of polarization graphs (Tafel) and graphs showing the resistance to linear polarization (LPR). As a result, the least polarization occurred in N80 steel under dynamic conditions (pH 7) at 70°C and under a 300 psi pressure.

Keywords: electrochemical, API N80, API L80, API L304, Tafel, downhole.

¹ Físico
Universidad Pedagógica y
Tecnológica de Colombia.
dfiguereoa82@gmail.com
Tunja - Colombia

² Magister en Ciencias Física
Universidad Pedagógica y
Tecnológica de Colombia.
cesar.ortiz@uptc.edu.co
Tunja - Colombia

³ Magister en Física
Universidad Pedagógica y
Tecnológica de Colombia
vera@uptc.edu.co
Tunja - Colombia

⁴ Magister en Metalurgia y
Ciencia de Materiales
Universidad Pedagógica y
Tecnológica de Colombia
Tunja - Colombia

1. INTRODUCCIÓN

Durante los procesos de completamiento y producción de los pozos petroleros se presentan fenómenos de corrosión debido a las condiciones especialmente agresivas que se presentan en estos medios, lo que conlleva a que de la mayoría de fallas que ocurren en la industria de gas y petróleo, la corrosión sea una de las más significativas; ocasionando pérdidas que pueden llegar a cifras muy importantes [1, 2].

La mayoría de los equipos utilizados en la industria están constituidos de metal, estos al estar dentro del pozo, son susceptibles de sufrir procesos de corrosión debido a la presencia de gases disueltos como el CO₂ y cloruros, estas son las especies que contribuyen principalmente a los fenómenos de corrosión y contra las cuales es necesario actuar [2-8].

Teniendo en cuenta los costos que conllevan una falla por corrosión, debido entre otros factores a una posible mala elección de material, mediante este trabajo se pretende contar con una guía que permita seleccionar el tubing adecuado según las condiciones fisicoquímicas a las que va a ser expuesto disminuyendo de esta manera las fallas por corrosión de este elemento [9-11].

2. MATERIALES Y MÉTODOS

Para la evaluación se emplearon piezas mecanizadas cilíndricas de 10 mm de diámetro por 14 mm de altura que se toma de una sección de tuberías identificadas como acero API N80, API L80 y API L304. Para garantizar que el material utilizado en las pruebas correspondía con los aceros API se les realizó la caracterización composicional por espectroscopia de chispa presentados en las Tablas 1.

Adicionalmente se prepararon probetas de los aceros para la caracterización electroquímica de acuerdo con las dimensiones del equipo (Figura 1). Para determinar la influencia de

cada una de las variables estudiadas como: flujo estático o dinámico, presión de 300 o 500 Psi, solución salina (NaCl al 3.5%) con y sin CO₂, con un pH de 7 a temperatura constante de 70°C. Se realizó un control paramétrico que consiste; en mantener constante cada variable y realizando modificaciones a las restantes, hasta encontrar las combinaciones posibles.

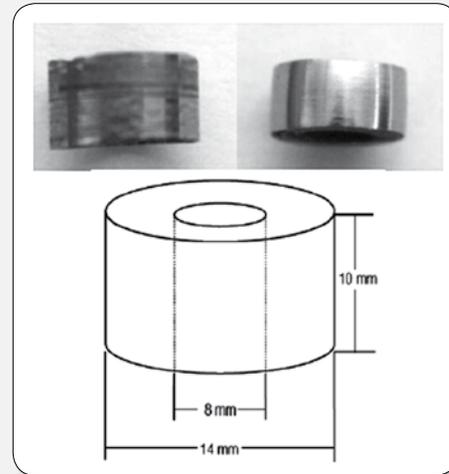


Figura 1. Preparación superficial y dimensiones de las probetas.

Fuente: Autor

Tabla 1. Composición química aceros N80, L80, L304.

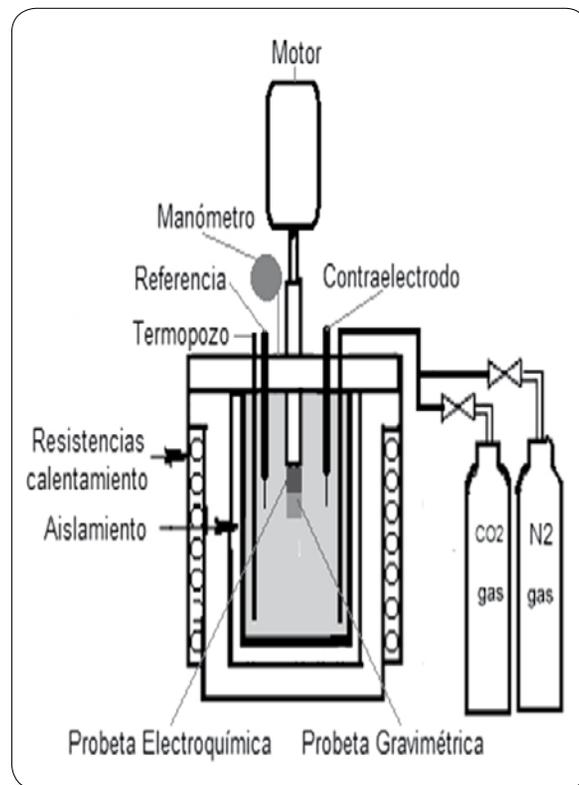
COMPOSICIÓN QUÍMICA ACEROS			
Elemento	N80 (%)	L80 (%)	L304 (%)
Al	0.0547	0.0259	NR
C	0.164	0.321	0,035
Co	<0,00500	<0.00501	NR
Cr	0.00500	0.965	18.0 a 20.0
Cu	0.0372	0.0812	NR
Fe	97.9	97.6	NR
Mn	1.51	0.511	2.0
Mo	<0.00510	0.186	NR
Nb	0.00245	0.00346	NR
Ni	0.0156	0.0272	8.0 a 13.0
P	0.0113	0.0144	0.04
S	0.00880	0.00638	0.03
Si	0.209	0.240	0.75
SN	0,00245	0.00431	NR
Ti	0.00106	0.00201	NR
V	0.00445	0.00395	NR
W	0.0168	0.0180	NR

Nota: NR no reporta

Fuente: Autor.

Para realizar un adecuado control paramétrico, que permita realizar la totalidad de pruebas y combinaciones, se construyó la matriz de pruebas para pH de 7 y temperatura 70°C. Para cada acero (L-80, N-80, y L-304), se usó una solución de trabajo NaCl al 3.5%, la cual simula las condiciones de mayor agresividad de un pozo petrolero, en atmosferas con y sin CO₂, en condiciones estáticas y dinámicas a presiones de 300 y 500 psi [14].

Pruebas electroquímicas. Para la realización de las pruebas se utilizó un reactor de alta presión y alta temperatura, acoplado a un potenciostato-galvanostato marca GAMRY INSTRUMENTS SERIE G 300 (Figura 2). Las probetas son piezas cilíndricas de acero tipo API N80, API L80, API L304 según la (Figura 1). El montaje básico de una prueba consiste en la preparación de la solución con: agua destilada y adición de ácido nítrico o cloruro de sodio (salmuera al 3,5% de NaCl), de acuerdo al valor requerido, el montaje final se esquematiza en la Figura 2



Fuente: Autor.

La solución de prueba se introduce en el recipiente del reactor, debido a que los sistemas de pozos petroleros tienen concentraciones muy bajas o nulas de oxígeno, se realiza la apertura de la válvula de ingreso de N₂ al reactor, se mantiene el paso de gas durante 1 hora para eliminar el oxígeno presente en el recipiente, luego de la remoción de oxígeno se realiza la inyección de CO₂ hasta el valor requerido por la prueba, finalmente se introduce N₂ hasta alcanzar 1250 psi en todas las pruebas, para esto el equipo cuenta con un manómetro analógico y un sensor de presión. Luego de 45 minutos de estabilización de potencial se realiza la medición de resistencia a la polarización lineal (-20 a +20 mV) y la curva de polarización Tafel (-250 hasta 250 mV) dadas con variables adicionales como temperatura de 70°C y velocidad de flujo de 0,5 m/s; en la Figura 3 se muestra como ejemplo una prueba realizada a una de las muestras objeto del estudio (acero L304).



Figura 2. Reactor de alta presión y temperatura

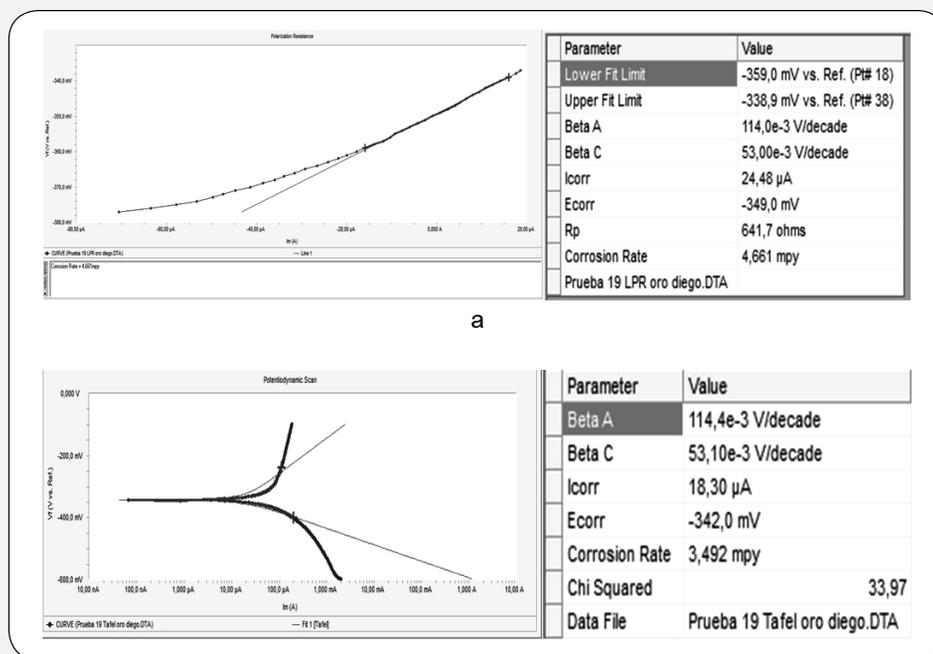


Figura 3. a) Resistencia a la polarización lineal, b) Curva de polarización tafel.
Fuente: Autor.

En el procedimiento experimental de las técnicas electroquímicas se utilizó el montaje de tres electrodos, conformado por el electrodo de trabajo, el electrodo de referencia y el contraelectrodo de oro de alta pureza; luego las probetas seleccionadas se retiran de los recipientes de almacenamiento y son analizadas.

3. RESULTADOS

Los valores de resistencia a la polarización obtenidos y presentados en la Tabla 2 y 3 muestran un comportamiento del mismo orden de magnitud para cada una de las variables en las dos técnicas LPR y TAFEL.

Tabla 2. Resistencia a la polarización (Ω) por TAFEL y LPR en condiciones Estáticas.

MUESTRA	PRESIÓN	LPR (Ohm)		TAFEL (Ohm)	
		Sin CO ₂	Con CO ₂	Sin CO ₂	Con CO ₂
C. Estáticas					
	N-80	300	123,9	120,4	8,0
		500	123,2	11,7	169,1
L-80	300	152,3	9,4	278,6	10,4
	500	445	9,8	368,9	8,9
L-304	300	928,6	641,7	1942,2	1087,6
	500	1329,0		2084,7	
				1390,0	

Fuente: Autor.

Tabla 3. Resistencia a la polarización por TAFEL y LPR en condiciones dinámicas.

MUESTRA	PRESIÓN	LPR		TAFEL	
		Sin CO ₂	Con CO ₂	Sin CO ₂	Con CO ₂
C. Dinámica					
N-80	300	138,7		159,3	
			3,4		3,2
	500	27,4		30,9	
			13,0		11,7
L-80	300	71,3		145,4	
			12,9		8,9
	500	25,5		29,0	
			16,7		16,3
L-304	300	765,4		1051,9	
			685,1		2102,0
	500	1144,0		832,7	
			1038,0		1449,7

Fuente: Autor.

En el sistema sin CO₂, se observa que los tres materiales presentan un comportamiento acorde a sus características anticorrosivas (contenido de cromo). La presión de CO₂ influye en las propiedades anticorrosivas, indicando que a mayor velocidad del fluido mayor corrosión.

En los sistemas saturados con CO₂ se observa una disminución importante en la resistencia a la polarización lo cual se ve reflejado en un aumento considerable de la velocidad de corrosión.

Los resultados nos muestran que la presencia de CO₂ contribuye con el proceso de corrosión lo que implica un aumento en las propiedades conductoras de la interface acero fluido y la consecuente disminución de la Rp.

En los sistemas evaluados a menor presión (300 psi) se evidencia una menor Rp que los sistemas a 500 psi, esto nos indica que bajo estas condiciones el acero con mayor tendencia a la corrosión es el acero N80 a 300 psi. Resultados que concuerdan con los obtenidos en trabajos similares [12,14].

En el sistema sin CO₂, se evidencia nueva-

mente que los tres materiales presentan un comportamiento acorde a sus características anticorrosivas (contenido de cromo), siendo el acero L 304 el que presenta mayor Rp, adicionalmente se observa como las condiciones dinámicas del sistema afectan los valores de Rp haciendo que se presente menores valores que los encontrados para condiciones estáticas.

Con presencia de CO₂ dadas las condiciones dinámicas del sistema, las cuales favorecen el desarrollo de reacciones electroquímicas en la superficie del metal, se presenta aún menor Rp dada la saturación con este compuesto.

La Rp del N80 es menor que la Rp del L80 y a su vez menor que la Rp del L304, esto implica que el acero N80 en condiciones dinámicas y a presión de 300 psi presenta la más baja Rp por lo cual presenta la velocidad de corrosión más alta.

Si se tiene en cuenta inicialmente que el CO₂ se hidrata mediante la reacción con el agua para producir ácido carbónico (H₂CO₃), donde sufre una doble disociación dando formación de iones carbonato y bicarbonato, permi-

tiendo llevar un transporte de masa desde la solución hacia la superficie del metal para que se desarrollen las reacciones electroquímicas (catódica y anódica) en la cual las especies disueltas se combinan y forman el carbonato de hierro (FeCO_3) [14,15], el cual es retirado por el fluido.

Comparando las Rp en condiciones estáticas y dinámicas el comportamiento es similar en magnitud tanto para la presencia de CO_2 como para sin CO_2 (Figura 4).

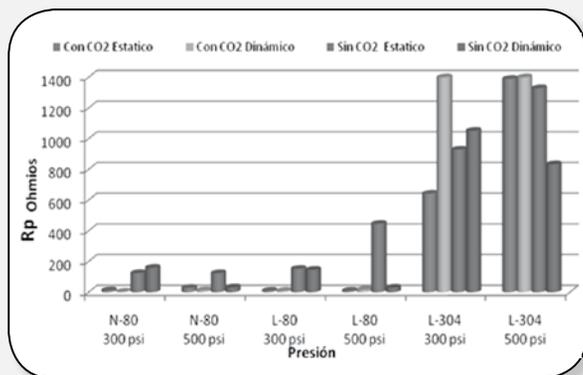


Figura 4. Resistencia a la polarización de los sistemas evaluados.

Fuente: Autor.

4. CONCLUSIONES

Según el análisis de los resultados de la evaluación electroquímica se concluye que la velocidad de corrosión aumenta para el sistema acero-electrolito por la presencia de CO_2 y cloruros, especialmente en el acero N80 debido a que este acero es el que presenta menor contenido Cr.

Influencia de la presión de CO_2 : Se observó que este influye en las propiedades anticorrosivas de los aceros evaluados, indicando que a mayor velocidad del fluido mayor corrosión.

Las pruebas electroquímicas (LPR y TAFEL) revelan que las resistencias a la corrosión de los aceros N80, L80 y L304 con medios de CO_2 , Cl son equivalentes.

5. AGRADECIMIENTOS

A Juan Pablo Vega Triana, por su valiosa colaboración en el desarrollo de las pruebas. A la UPTC por facilitar la logística para el desarrollo de esta investigación. Al INCITEMA por toda la colaboración brindada.

6. REFERENCIAS

- [1]. Metals handbook. Corrosion: Fundamental, Testing and Protection. En: kinetics of aqueous corrosion. Vol. 13.p. 32.
- [2]. Guerra U, Espinosa S, Espinoza M. Corrosión formas y control en un campo petrolero. 1991.
- [3]. CROLET, J.L; THEVENOT, N and DUGSTAD, A. Role of Free Acetic Acid on the CO_2 Corrosion of Steels. En: Corrosion 99, paper no. 24. NACE, 1999.
- [4]. KERMANI. M.B. and SMITH, L.M. Smith. CO_2 Corrosion Control in Oil and Gas Production—Design Considerations, European Federation of Corrosion, vol. 23, London, U.K.: Institute of Materials, p 660. 1997.
- [5]. DALAYAN E, et al. CO_2 corrosion prediction in pipe flow under FeCO_3 scale-forming conditions. En: Corrosion, paper 51. 1998.
- [6]. KERMANI, M.B. and SMITH, L.M. Smith. CO_2 Corrosion Control in Oil and Gas Production—Design Considerations, European Federation of Corrosion, vol. 23, London, U.K.: Institute of Materials, 1997.
- [7]. CROLET, J.L. —Which CO_2 Corrosion, Hence Which Prediction?, Predicting CO_2 Corrosion in the Oil and Gas Industry, European Federation of

- Corrosion, vol. 13. London, U.K.: Institute of Materials, 1994, p. 1.
- [8]. Ortiza C, Keitelmanb A. Analisis De Falla De Un Tubo De Pozo Petrolero De Circuito De Recuperacion Secundaria En Un Yacimiento De Comodoro Rivadavia. JORNADAS SAM/CONAMET/SIMPOSIO MATERIA. 2003.
- [9]. VIDEM, K and KOREN, A.M. En: Corrosion, vol. 9, 1993, p. 746-754.
- [10]. CROLET, J.L; THEVENOT, N and NESIC, S. Role of Conductive Corrosion Products on the Protectiveness of Corrosion Layers. En: Corrosion, paper no. 4, 1996.
- [11]. CROLET, J.L; BERANGER, G and MAZILLE, H. Corrosion in Oil and Gas Production. En: Corrosion and Anticorrosion. 2002.
- [12]. Urbáez R., Gonzalea F. Estudio Integral de la Corrosión en pozos petroleros intervenidos en la campaña 2007-2008 en el campo Uracoa, empresa mixta petrolera. 2009.
- [13]. GONCALVES REIS A., Selección de Inhibidores de Corrosión para Aplicaciones en Fondo de Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible. 2008.
- [14]. VEGA J.P. Estudio Paramétrico De Variables De Corrosión En Fluidos Acuáticos Que Contienen CO₂. UPTC. 2013.
- [15] FERNÁNDEZ M. Corrosión en la industria petrolera. Universidad de Zulia. 2011.