

# **CORROSIÓN EN LA SUPERFICIE INTERIOR DEL OLEODUCTO MAGISTRAL**

## **CORROSION ON THE INNER SURFACE OF THE MASTER PIPELINE**

**Alexander Cueli<sup>1</sup>, Yosmari Adames<sup>1</sup>, Oleg Renatovich<sup>2</sup>**

(1) Centro de Investigación de Petróleo (CEINPET), Churrucá # 481, Cerro, CP 62000 La Habana - Cuba

(2) Universidad Estatal Tecnológica del Petróleo de UFA, Calle Cosmonabto # 1, Ufa, Republica de Baskortostán - Rusia  
(e-mail: alexander@ceinpet.cupet.cu)

*Recibido: 06/04/2020 - Evaluado: 25/05/2020 - Aceptado: 02/06/2020*

### **RESUMEN**

En este trabajo se estableció la diferencia de potencial máxima en la superficie de la tubería mientras está en contacto con varias fases de la emulsión petróleo – agua. Las mediciones de potencial se realizaron en condiciones estáticas en un medio que simula la separación del agua en el oleoducto, sobre la superficie metálica de una pieza de tubería de acero 20. El estudio demostró que el paso controlador de la corrosión es la aireación diferencial, lo que contribuye a una diferencia potencial significativa en la superficie del metal en contacto con las diferentes fases de la emulsión petróleo – agua. La diferencia potencial en diferentes secciones de la superficie metálica en el medio corrosivo No. 3 varió de 0,3 a 0,5 V, lo que significó el desarrollo de una celda galvánica, y que la sección del ánodo se forma sobre la superficie metálica ubicada en el agua acompañante del petróleo.

### **ABSTRACT**

In this work, the maximum potential difference on the surface of the pipeline while in contact with various phases of the oil-water emulsion was established. Potential measurements were made under static conditions in a medium that simulates the separation of water in the pipeline, on the metal surface of a piece of steel pipe 20. The study showed that the controlling step of corrosion is differential aeration, which contributes to a significant potential difference in the surface of the metal in contact with the different phases of the oil-water emulsion. The potential difference in different sections of the metallic surface in corrosive medium No. 3 varied from 0,3 to 0,5 V, which meant the development of a galvanic cell, and that the anode section is formed on the metallic surface located in the accompanying oil water.

Palabras clave: corrosión interior, agua de capa, aireación diferencial, petróleo

Keywords: internal corrosion, water layer, differential aeration, petroleum

## INTRODUCCIÓN

La corrosión es uno de los principales problemas que causan pérdidas económicas en el ámbito industrial. La industria petrolera no está exenta de este fenómeno, debido a que la pérdida de una pequeña porción de material representa una pérdida anual, por el efecto de la corrosión en tanques, tuberías y en cualquier otro material metálico que se encuentre en contacto con un medio agresivo. Este indeseable fenómeno ocasiona enormes pérdidas económicas directas e indirectas debido a los costos de reparación de daños, sustitución de tramos, pérdidas de producto y paradas de producción. A lo anterior se une las importantes afectaciones ecológicas que ocasionan los escapes de petróleo y gas natural a los ecosistemas terrestres, acuáticos y atmosféricos (Crowe *et al.*, 1992).

El petróleo pesado, que se transporta a través de oleoductos, ingresa a ellos a una temperatura alta (hasta 90 °C), lo que ayuda a reducir su viscosidad y facilitar el movimiento a través de ellos. Sin embargo, la temperatura del crudo disminuye gradualmente, ya que las tuberías pueden tener una longitud de decenas de kilómetros. A medida que la temperatura disminuye a lo largo de la distancia recorrida, la viscosidad puede que alcance su valor original.

En la etapa de transportación el petróleo pesado contiene un porcentaje de agua, que se deposita en las áreas bajas del recorrido, lo que provoca un aumento en los procesos de corrosión. La corrosión en este caso se comporta de manera similar a la corrosión en el fondo del tanque, pero hay una diferencia en el hecho de que también tiende a acumular oxígeno en los productos y depósitos de corrosión metálica que contribuye a la destrucción acelerada en estos puntos (Cueli *et al.*, 2013a; Adames, 2017).

Dependiendo del tipo de producto que se bombea, los ductos se denominan oleoductos, gasoductos, turboductos, etc. Las tuberías utilizadas son de gran diámetro para soportar altas presiones de líquidos transportados con una alta fiabilidad de operación.

Las tuberías magistrales son mucho más largas que las locales. Por lo tanto, el transporte se realiza de inmediato por varias estaciones ubicadas a lo largo de toda la ruta. El modo de funcionamiento de este tipo de oleoducto es continuo. Las paradas cortas están asociadas con reparaciones o accidentes (Solomons & Fryhle 2003; Schweitzer, 2010).

Se conocen cuatro clases de oleoductos principales según el diámetro nominal de los tubos:

- primera clase - de 1000 a 1200 mm;
- segunda clase - de 500 a 1000 mm;
- tercera clase - de 300 a 500 mm;
- cuarta clase - hasta 300 mm.

El oleoducto evaluado está constituido por tubería de un diámetro interno de 494 mm y un espesor de pared de 8 mm. Las tuberías están recubiertas exteriormente con una capa de epoxi fundido de 0,35 mm de espesor. La profundidad media de enterramiento es de 1,5 m y el perfil de altura respecto a la costa marina es muy variable. Cuenta además con un sistema de protección catódica constituido por 4 estaciones espaciadas uniformemente a lo largo de la traza (Cueli *et al.*, 2013b; Cueli *et al.*, 2020).

El objetivo de la investigación consistió en establecer la diferencia de potencial máxima en la superficie del metal mientras está en contacto con varias fases de la emulsión petróleo – agua.

## MATERIALES Y METODOS

Para el análisis de la composición química del acero se utilizó la técnica de espectrometría de emisión por arco eléctrico. El espectrómetro multicanal digital, modelo Spectrolab N°6536 se utilizó para el estudio. En cada caso se reporta el valor promedio de tres mediciones y la nomenclatura se corresponden con la designación rusa.

Las pruebas se llevaron a cabo en condiciones que simulan la separación del agua en el oleoducto y se utilizó una muestra de tubería de acero al carbono. Las dimensiones de la tubería de ensayo están dadas en milímetros y se midieron usando un Calibre Pie de Rey Serie 125 para determinar el área de superficie de trabajo (Figura 1).

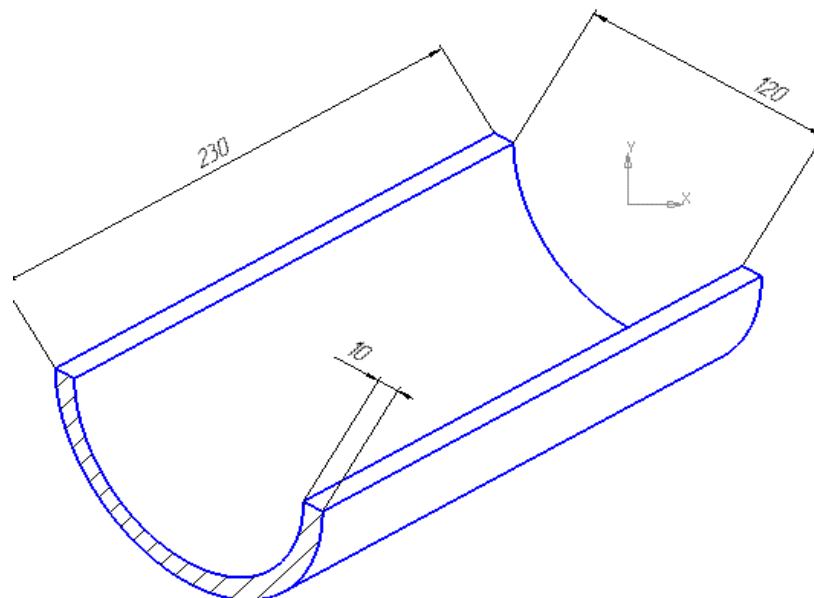


Fig. 1: Boceto de muestra de tubería para ensayos

Para la determinación de potenciales que se emplearon en el estudio se establecieron 3 condiciones de ensayos:

- Condición 1. Solución de cloruro de sodio (NaCl) al 1 % y 30 °C.
- Condición 2. Combustible diésel y 30 °C.
- Condición 3. Combustible diésel y solución de NaCl al 1%, a 30 °C.

#### Preparación de las soluciones de ensayo

En una balanza técnica modelo LP 1200 S se pesaron 10 g de cloruro de sodio (NaCl) y enrazaron en un volumétrico de 1 L con agua destilada. Se agita hasta completar la disolución de la sustancia para obtener una solución de NaCl al 1%.

Se pesaron 5 g de NaCl en una balanza técnica modelo LP 1200 S, llevar a un volumétrico de 1L con agua destilada. Se agita hasta la disolución completa de la sustancia y se añadió agua destilada a la marca de 500 mL y se mezcló bien. A la solución resultante se añadieron 500 mL de combustible diésel y se mezclaron.

Las mediciones de potencial fueron realizadas cada 10 minutos con un voltímetro digital marca Fluke y modelo 179, con código AM-1083, que posee un rango de medición de voltaje de 200mV-1000 mV con una precisión de  $\pm 0,7 \%$  y con la ayuda de un electrodo de referencia de Ag/AgCl. En la figura 2 se muestran los puntos donde se realizaron las mediciones de potencial.

Los ensayos se ejecutaron en condiciones estáticas, en una muestra de tubería de acero al carbono. La superficie de trabajo se preparó con papel para desbaste de superficies metálicas (# 80, 200, 400 hasta 600 respectivamente), eliminando los gránulos restantes con agua y posteriormente se limpió con alcohol.

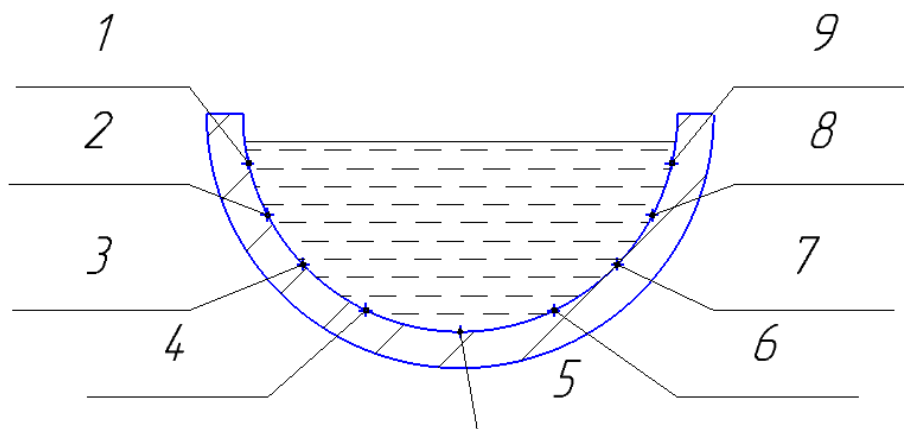


Fig. 2: Esquema de puntos de medición de potencial

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### Análisis estructural del acero

La composición química elemental del acero utilizado en la construcción de oleoductos se expone en la tabla 1. Esta clasificación de los aceros varía según el país en que se producen. Para la nomenclatura de la Federación Rusa, este acero puede considerarse como bajo aleado ya que contiene elementos, cuya concentración supera la establecida para los aceros al carbono, sin que sobrepase el 2 % en peso (Domínguez & Castro, 1987; Renatovich, 2015).

La adición de pequeñas cantidades de cromo a los aceros al carbono no afecta significativamente su resistencia a la corrosión. El molibdeno en contenidos que no sobrepasen el 1 % no influye en la corrosión por oxígeno, pero pueden variar las propiedades protectoras de las capas superficiales de los productos de corrosión, lo que tiene importancia para la corrosión atmosférica (Guliaev, 1978; Kuzmin & Samojotski, 1986).

La composición química de los aceros al carbono influye muy poco en la velocidad de corrosión debida al oxígeno, ya que en este caso la difusión del oxígeno es el paso más lento en el mecanismo de la corrosión.

Tabla 1: Composición química elemental del acero empleado en el oleoducto

C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Al
0,19	0,17	0,40	0,011	0,010	0,04	0,04	0,002	0,02

### Resultados de los ensayos de polarización diferencial

Al medir potenciales en la condición de ensayo No. 1 se puede observar en la tabla 2 que, con el tiempo, los potenciales aumentaron uniformemente, lo que indica la presencia del fenómeno de corrosión sobre la superficie del metal.

Tabla 2: Valores de potencial en NaCl al 1 %

Tiempo de medición (minutos)	Número del punto de medición	Potencial (V)	Número del punto de medición	Potencial (V)
0	1	-0,49	6	-0,47
	2	-0,46	7	-0,51
	3	-0,5	8	-0,48
	4	-0,56	9	-
	5	-0,52	-	-
10	1	-1,33	6	-1,02
	2	-1,34	7	-0,94
	3	-1,2	8	-1,18
	4	-1,25	9	-1,34
	5	-1,06	-	-
20	1	-0,76	6	-0,76
	2	-0,75	7	-0,77
	3	-0,73	8	-0,74
	4	-0,8	9	-0,68
	5	-0,84	-	-
30	1	-1,64	6	-1,05
	2	-1,51	7	-1,34
	3	-1,44	8	-1,42
	4	-1,48	9	-1,5
	5	-0,92	-	-
40	1	-2,81	6	-2,00
	2	-3,11	7	-2,20
	3	-3,08	8	-2,44
	4	-2,6	9	-2,52
	5	-1,78	-	-

Tabla 3: Valores de potencial en el combustible diésel

Tiempo de medición (minutos)	Número del punto de medición	Potencial (V)	Número del punto de medición	Potencial (V)
0	1	-0,13	6	-0,15
	2	-0,18	7	-0,16
	3	-0,19	8	-0,11
	4	-0,12	9	-0,18
	5	-0,11	-	-
10	1	-0,07	6	-0,17
	2	-0,11	7	-0,19
	3	-0,13	8	-0,15
	4	-0,05	9	-0,15
	5	-0,16	-	-
20	1	-0,12	6	-0,07
	2	-0,11	7	-0,13
	3	-0,09	8	-0,15
	4	-0,05	9	-0,11
	5	-0,07	-	-
30	1	-0,15	6	-0,07
	2	-0,09	7	-0,08
	3	-0,08	8	-0,06
	4	-0,16	9	-0,11
	5	-0,2	-	-
40	1	-0,12	6	-0,09
	2	-0,11	7	-0,11
	3	-0,07	8	-0,13
	4	-0,06	9	-0,11
	5	-0,04	-	-

En la tabla 3 se presentan los resultados de las mediciones de potencial en la condición de ensayo No. 2 (combustible diésel). En esta condición, como era de esperar, los potenciales fueron bajos durante todo el tiempo de las mediciones; por lo tanto, el proceso de corrosión prácticamente no ocurre.

En el estudio con la condición de ensayo No. 3 (NaCl al 1% y combustible diésel) los resultados se presentan en la tabla 4. Se produjo una separación de la emulsión petróleo-agua y los valores de potencial en la generatriz inferior de la tubería son significativamente mayores que en los obtenidos en la parte superior (Ramírez *et al.*, 2019). Por lo tanto, bajo condiciones de contacto de la fase acuosa separada de la emulsión se crea una diferencia de potencial significativa en diferentes partes de la superficie del metal.

La aparición de tal diferencia de potencial contribuye al desarrollo de una celda galvánica, y la zona anódica se forma en la superficie metálica que está en contacto con el agua de acompañante del petróleo (González, 1989). Esta diferencia de potencial en las diferentes secciones de la superficie metálica en la condición de ensayo No. 3 varió de 0,3 a 0,5 V.

Tabla 4: Valores de potencial en NaCl al 1 % + combustible diésel

Tiempo de medición (minutos)	Número del punto de medición	Potencial (V)	Número del punto de medición	Potencial (V)
0	1	0,15	6	0,16
	2	0,30	7	0,08
	3	0,3	8	0,06
	4	0,2	9	0,07
	5	0,2	-	-
10	1	0,07	6	0,57
	2	0,57	7	0,5
	3	0,57	8	0,4
	4	0,56	9	0,08
	5	0,57	-	-
20	1	0,46	6	0,14
	2	0,46	7	0,22
	3	0,54	8	0,08
	4	0,57	9	0,05
	5	0,67	-	-
30	1	0,02	6	0,16
	2	0,9	7	0,12
	3	0,9	8	0,08
	4	0,1	9	0,02
	5	0,34	-	-
40	1	0,05	6	0,58
	2	0,48	7	0,58
	3	0,58	8	0,41
	4	0,58	9	0,08
	5	0,58	-	-

## CONCLUSIONES

Los ensayos han demostrado que el paso que controla el proceso de corrosión es la aireación diferencial, lo que contribuye a una diferencia potencial significativa en la superficie del acero 20 en contacto con las diferentes fases de la emulsión petróleo – agua.

La presencia de una celda galvánica en la generatriz inferior de la tubería contribuyo a una diferencia de potencial en las diferentes secciones de la superficie metálica en la condición de ensayo No. 3 que varía de 0,3 a 0,5 V.

## REFERENCIAS

- Adames, Y. (2017). Caracterización de productos de corrosión del acero de construcción de oleoductos mediante el empleo de diferentes técnicas analíticas. *Revista CENIC Ciencias Químicas*, 48 (1), 001-009.
- Crowe, C., Masmonteil, J., Touboul, E. & Thomas, R. (1992). Trends in Matrix Acidizing. *Oilfield Review*, 4 (4), 24-40. [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors92/1092/p24\\_40.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p24_40.pdf)
- Cueli, A., Adames, Y., Davis, J. & Rivera, Y. (2013a). Efecto corrosivo del agua acompañante del petróleo, contaminada con H<sub>2</sub>S, sobre el acero API 5L X<sub>52</sub>. *Revista Cubana de Química*, 25 (2), 154-164.
- Cueli, A., Adames, Y., Davis, J. & Rivera, Y. (2013b). Efecto corrosivo del agua acompañante del petróleo contaminada con CO<sub>2</sub> sobre el acero de los ductos. *Revista Cubana de Ingeniería*, IV (3), 47 – 52.
- Cueli, A., Adames, Y. & Renatovich, O. (2020). Recubrimiento anódico de zinc en la protección interior de oleoducto. *Revista Industria Química*, 77, 58-61.
- Domínguez, J. & Castro, D.M. (1987). *Corrosión y protección de metales*. Ediciones ENPES. La Habana.
- González, J.A. (1989). *Control de la corrosión. Estudio y medida por técnicas electroquímicas*. España. ISBN: 84-00-6990-0, p. 104.
- Guliaev, A.P. (1978). *Metalografía*. Tomo II, Editorial Mir Moscú, p. 34-47.
- Kuzmin, B.A. & Samojotski, A.I. (1986). *Metalurgia, metalografía y materiales de construcción*. Editorial Mir Moscú, p. 170-172.
- Ramírez, F.D., Martin, E. & Acosta, L. (2019). Desemulsificación de petróleo crudo con soluciones de tensoactivo. *Revista Cubana de Ingeniería*, 10 (1), 33-41.
- Renatovich Latypov, O. (2015). Method of Controlling Electrochemical Parameters of Oil Industry Processing Liquids. *Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, 51 (3-4), 283-85.
- Schweitzer, P.A. (2010). *Fundamentals of Corrosion. Mechanism, causes, and preventative methods*. United States of America: Taylor and Francis Group. ISBN 978-959-7107-33-9, p. 83.
- Solomons, T.W.G. & Fryhle, C.B. (2003). *Organic Chemistry*. Eight edition. United States. ISBN 0-471-41799-8. pp 66-67,940-941.

