

Deterioro experimentado por un oleoducto magistral

Jorge Alberto Domínguez Domínguez

Correo electrónico: jdom@química.cujae.edu.cu

Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba

Artículo Original

Dayma Sosa Izquierdo

Correo electrónico: dayma@ductos.empet.cupet.cu

Empresa de Petróleos de Occidente, Cupet, La Habana, Cuba

Ricardo Abeledo Rodríguez

Correo electrónico: frank@ceinpet.cupet.cu

Centro de Investigaciones del Petróleo, Cupet, La Habana, Cuba

Resumen

El trabajo aborda el estudio de las causas químicas que coadyuvan a la frecuente salida de servicio de un oleoducto magistral en los últimos años, lo cual ocasiona pérdidas económicas directas e indirectas así como afectaciones ecológicas al entorno a lo largo de la traza. De los resultados de ensayos de campo y de laboratorio obtenidos por reconocidas instituciones nacionales y extranjeras en lo referente a las características del fluido transportado, el suelo que rodea la instalación, y del estado de la tubería, se determinan las causas fisicoquímicas que ocasionan dichas afectaciones, los mecanismos básicos del fenómeno de corrosión y la dirección principal del deterioro. Se evidencia un mecanismo de corrosión bajo depósito con moderada velocidad de penetración a todo lo largo del fondo del tubo, fundamentalmente en los primeros 30 km del recorrido. Se comprueba que la segregación del agua de capa emulsionada es la causante de los problemas confrontados. Este estudio, complementado con evaluaciones tecnológicas de operación, el análisis de las fallas mecánicas y la evaluación de métodos anticorrosivos permitirá tomar las medidas técnicamente fundamentadas para minimizar las pérdidas económicas y ecológicas actuales.

Palabras claves: oleoductos, corrosión interior, corrosión por suelos, segregación de agua

Recibido: 3 de mayo del 2013 Aprobado: 8 de agosto del 2014

INTRODUCCIÓN

La corrosión interior o exterior de oleoductos y gasoductos constituye un problema frecuente en la práctica de transportación de hidrocarburos en muchas regiones del mundo [1-4]. 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 [5-6]. Los daños se presentan en forma de ataques corrosivos perforantes o de

rajaduras en la pared de los ductos [7]. La fractura frágil de los ductos, más frecuentes en climas templados constituye un deterioro muy peligroso y de alto riesgo [8]. El H_2S , el CO_2 y el agua de capa salina presentes en el petróleo son los responsables principales de la corrosión en el interior de los ductos [9], mientras que la corrosión exterior es causada principalmente por el oxígeno, sales, materia orgánica, microorganismos y corrientes parásitas en los sistemas subterráneos y subacuáticos [10].

El oleoducto evaluado está constituido por dos tramos de tubería, el primero, más reciente, de unos 42 km con un diámetro interno de 494 mm y un espesor de pared de 7,1 mm, y un tramo final, más antiguo, de 31 km con un

diámetro interno de 514 mm y un espesor de pared de 8 mm. El tramo inicial está conformado con un acero de baja aleación según Estándar Americano del Petróleo (API) recubierto exteriormente con una capa de epoxi fundido de 0,35 mm de espesor y el antiguo con un acero bajo aleado según Estándar Nacional Ruso (GOST), recubierto con cinta multicapa de polietileno de 1,2 mm de espesor salvo los últimos 800 m que son de epoxi fundido. La profundidad media de enterramiento es de 1,5 m y el perfil de altura respecto a la cota marina es muy variable. Cuenta además con un sistema de protección catódica constituido por 4 estaciones espaciadas uniformemente a lo largo de la traza.

El fluido que trasiega el ducto es un crudo mejorado con nafta para reducir su elevada viscosidad y hacer factible su bombeo. La temperatura del petróleo a la entrada se encuentra entre 80 y 90 °C y a la salida de 30 °C o algo más, sin puntos de calentamiento intermedio. La cantidad de agua en el petróleo bombeado no supera el 2 % y su contenido de azufre es elevado. El fluido demora varios días en recorrer la trayectoria. Los suelos a lo largo de la traza son variados, siendo algunos muy salinos por su cercanía a la costa.

A partir de los cinco años de explotación, la parte nueva de este oleoducto comenzó a sufrir daños perforantes severos con la consiguiente pérdida de producto y una significativa afectación ecológica del terreno que lo rodea, sin contar los costos directos de reparación o recambio y los indirectos derivados de las paradas de operación del sistema. Una relación de los principales deterioros que ha sufrido el oleoducto desde el año 2006 hasta el 2012 se muestra en la tabla 1.

Tabla 1 Reporte de las principales averías experimentadas por el oleoducto							
Nº	Fecha	km	Avería	Nº	Fecha	km	Avería
1	13/12/2006	16,9	Cráter	10	09/02/2011	12	Rajadura
2	05/02/2007	21	Rajadura	11	05/03/2011	8,5-10	Rajadura pequeña
3	12/08/2007	21,8	Rajadura	12	24/03/2011	8,5-10	Rajadura pequeña
4	30/08/2007	23,5	Rajadura	13	08/09/2011	8,5-10	Rajadura pequeña
5	01/02/2008	16,9	Cráter	14	23/09/2011	10-12	Golpe de excavadora
6	05/08/2008	25	Rajadura	15	11/12/2011	12-17	Cráter
7	10/12/2008	21,8	Rajadura	16	21/02/2012	18-28	Rajadura pequeña
8	07/03/2009	24	Rajadura	17	22/02/2012	8,5-10	Rajadura pequeña
9	20/08/2010	16	Cráter externo	18	05/04/2012	18-28	Rajadura

Todas las averías corresponden al ducto más reciente y están enmarcadas entre los kilómetros 15 y 27. Los salideros están constituidos por perforaciones de la pared y por daños de mayor envergadura como son las rajaduras longitudinales pequeñas y medias de hasta 3 m de largo en el fondo del tubo. Salvo en los casos que se especifica, el deterioro químico y mecánico se desarrolla fundamentalmente desde el interior de la tubería.

Se deduce de lo expuesto anteriormente que el objetivo del trabajo en su primera etapa consiste en determinar, con ayuda de diversas evaluaciones de laboratorio y de campo, realizadas por distintas instituciones nacionales y extranjeras, las causas y características esenciales del fenómeno de deterioro por corrosión que sufre este oleoducto.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para la medición in situ de la resistividad del suelo se emplearon cuatro picas de acero, dos de ellas usadas para la inyección de una corriente eléctrica conocida y las otras dos para medir la caída del potencial eléctrico resultante. La configuración de los electrodos en el terreno fue la de Wenner según la Norma (ASTM G57-1995) reprobada en 2001 con el título "Standard test method for field measurement of soil resistivity using the wenner four electrodes method". Se utilizó para ello una fuente de corriente, de 2 mm de fabricación inglesa, Marca Wavetake, Modelo 27XT. Los ensayos se realizaron por el grupo de corrosión del Centro de Investigaciones del Petróleo, CEINPET.

Las características del agua de capa que acompaña al petróleo fueron evaluadas en el Laboratorio de Química Inorgánica y Biotecnología del CEINPET, donde se les determinó pH según (ISO 10 523, 2008), conductividad por (APHA 2510 B, 1997), cloruros (ISO 9297, 2000), demanda química de oxígeno DQO según (ISO 6060, 1989), demanda bioquímica de oxígeno DBO según (ISO 5815, 2003), alcalinidad por (APHA 2320, 1997), conteo total de bacterias, hongos y levaduras en UFC/mL.

La estimación de los daños por corrosión internos y externos del ducto, una compañía extranjera especializada, conjuntamente con la División de Mantenimiento de Ductos de Cupet, realizó una inspección instrumentada, con equipos inteligentes que emplean la técnica de flujo magnético (MFL). Estos equipos, llamados PIG, recorren el interior del ducto junto al fluido y envían de forma automática señales indicativas de los daños interiores y exteriores en cualquier posición de la pared del ducto con precisión milimétrica. Una enorme información es recogida por la computadora que la procesa con ayuda de programas profesionales concebidos al efecto. Reporta los daños y ataques de forma aislada y solapada entre sí, reflejando la magnitud del defecto en tres dimensiones espaciales. Por último, estima los posibles puntos de falla mecánica con aparición de posibles rajaduras.

La inspección del estado de deterioro del recubrimiento protector exterior fue ejecutada solamente para el tramo antiguo del oleoducto por una empresa europea y se efectuó mediante la técnica del gradiente de voltaje con corriente continua DCVG. El método consiste en inyectar un valor de corriente continua a la tubería con ayuda de un transformador-rectificador, con el fin de crear gradientes de voltaje $\Delta E / \Delta x$ en el suelo como resultado del escape de corriente a través de los defectos del revestimiento exterior del tubo. Esta medición se realiza con ayuda de dos electrodos de referencia colocados sobre el suelo a una distancia de 1,5 m entre ellos y un voltímetro apropiado.

Para evaluar la posible presencia de corrientes vagabundas o erráticas, una compañía internacional especializada en protección catódica, conjuntamente con el Centro de Estudios de Tecnología Avanzada, CETA de la Cujae, realizó un estudio de resistividad del terreno, de la influencia de tensiones alternas elevadas y de las corrientes directas parásitas. Más recientemente, el laboratorio de corrosión del Centro de Investigaciones del Petróleo realizó mediciones de potencial continuo en cinco puntos críticos de la traza alrededor de 20 h. Para la selección de los lugares críticos se tuvieron en cuenta las zonas donde ocurrieron las averías, el paso del tren electrificado y el paralelismo con las líneas de alta tensión. Se midieron los potenciales instantáneos (tubo/suelo) a lo largo de todo el ducto, según la norma (ASTM G3-1989) re-aprobada en 1999). Para ello se emplearon dos electrodos de referencia de Cu/CuSO_4 , un multímetro digital japonés modelo UT60 con capacidad de recibir y transmitir las lecturas de voltaje a una computadora personal utilizando un software profesional del propio equipo de medición. Se utilizó además un Data Logger con el Software Win Log para la evaluación de la data experimental.

La composición de los aceros usados en la construcción del oleoducto se muestra en la tabla 2.

Ambos aceros pueden considerarse como bajo aleados al contener elementos, cuya concentración supera la establecida para los aceros al carbono, sin sobrepasar el 2 % en peso. El API 5L X-42 es un acero al manganeso con bajo contenido de silicio. El Gost 15XCH Δ es un acero con menor contenido de carbono que el anterior pero aleado con silicio, cromo, níquel y cobre. Es algo menos dúctil pero con mayor resistencia mecánica que el acero API 5L X-42. La resistencia química de ambos materiales es similar.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Corrosión interior

Como durante los cinco primeros años el oleoducto operó sin interrupciones resulta evidente que se trata de un fenómeno de deterioro que se manifiesta a largo plazo. Como los fenómenos de desgaste abrasivo, fatiga y fluencia pueden ser descartados, basándose en la ausencia de causas que los justifiquen, solo se puede pensar en significativos ataques corrosivos internos, externos o ambos. Tal concepción fue confirmada por la inspección instrumentada del ducto mediante la técnica MF al detectar más de 300 000 puntos de ataque por corrosión en su interior a lo largo de toda la traza. La cantidad de ataques y su posición horaria dentro del tubo en función de la distancia se muestran en las figuras 1 y 2. Se nota que los ataques se concentran fundamentalmente en el tubo nuevo y a lo largo del fondo del mismo, así como que su intensidad va menguando con la distancia recorrida, hasta su extinción total al final del oleoducto.

Las características principales del fluido procesado se muestran en la tabla 3.

Evidentemente es un petróleo con elevada concentración de asfaltenos y resinas, con poca cantidad de ligeros y parafinas. Esto lo caracteriza como un petróleo de bajo API, o sea, muy denso y extremadamente viscoso, por lo que para su tratamiento y bombeo se requiere de adiciones importantes de nafta, así como de calentamiento para reducir su viscosidad. A temperaturas inferiores a 50 °C, los valores de viscosidad cinemática del crudo mejorado sobrepasan los $1,5 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$ (1500 cSt).

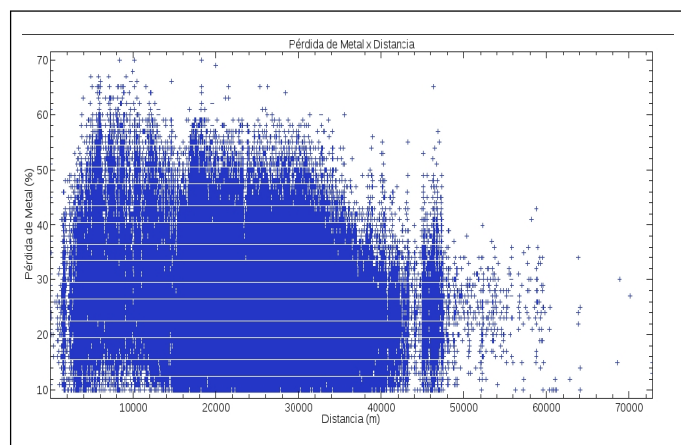


Fig. 1. Densidad y profundidad relativa de penetración respecto al espesor de pared en porcentaje de los puntos corroídos en función de la distancia en metros a partir de la estación de bombeo

Tabla 2

Composición química en porcentaje en peso de los aceros empleados en el oleoducto [11-12]

Acero	C	S	P	Si	Mn	Cr	Ni	Cu	Ti	Otros
5L X-42	≤ 0,26	≤ ,030	≤ 0,030	-	≤ 1,3	-	-	-	≤ 0,04	V, Nb
15XCH Δ	0,12-0,18	< 0,035	< 0,035	0,55	0,55	0,75	0,45	0,3	-	-

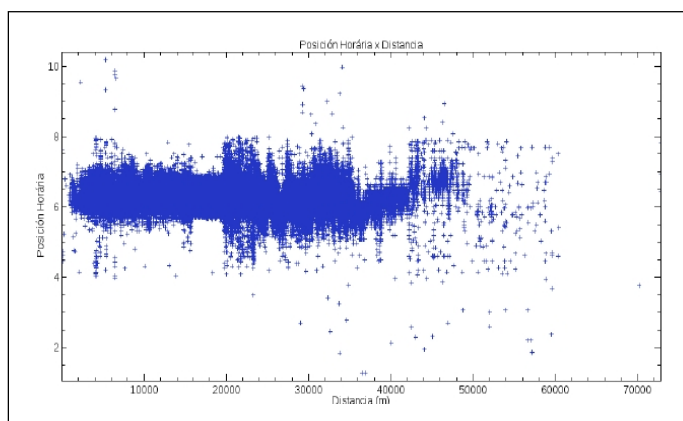


Fig. 2. Densidad de puntos de corrosión según posición horaria a lo largo de la traza

En la práctica el valor inicial de la viscosidad cinemática del fluido bombeado es de unos $5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$ (500 cSt) pero va aumentando a lo largo del tubo por disminución de su temperatura. El fluido bombeado posee además CO_2 , un contenido salino y de azufre muy elevado, así como una cantidad de agua emulsionada considerable del 1-2 % que lo hace potencialmente muy agresivo. No obstante, tanto la corrosividad de la fase hidrocarbonada como la de la emulsión estable de agua en dicha fase son muy reducidas debido a la baja conductividad eléctrica de las mismas y al elevado contenido de hidrocarburos pesados [13]. Solo la coalescencia y segregación de la fase acuosa electrolítica puede provocar ataques corrosivos significativos al mojar las paredes del ducto [14]. Las características fundamentales de esta fase acuosa se muestran en la tabla 4.

Como se deduce de la tabla 4, el agua de capa que acompaña a este petróleo presenta características cercanas al agua de mar en cuanto al pH, conductividad eléctrica y contenido cloruros. Sin embargo, la enorme concentración de sulfuros y en menor medida la de sólidos en suspensión, materia orgánica y microorganismos, la convierte en un medio acuoso altamente corrosivo.

La segregación del agua emulsionada meso-estable como causa primera del deterioro interno se confirma por diferentes razones [15]. El ataque tiene lugar en el fondo del tubo, que es la zona que ocuparía la fase acuosa debido a su mayor densidad respecto a la hidrocarbonada. La decantación del agua y, por tanto, la intensidad del proceso corrosivo disminuye con el avance del crudo por el tubo, lo que es debido a que la reducción de la temperatura incrementa tanto la viscosidad del petróleo que dificulta la coalescencia y el movimiento descendente de las gotas de agua segregadas. La velocidad de corrosión es más elevada a temperaturas superiores, por lo que los ataques perforantes se presentan en los primeros 25 km del recorrido donde la temperatura es superior a los 60°C . Tanto las perforaciones como las rajaduras se produjeron en los valles del perfil de altura del oleoducto respecto al nivel del mar (figura 3) dentro de la zona crítica, lo que puede ser comprobado al situar la localización de los deterioros reflejados en la tabla 1, en la figura 3. No hay un sensible ataque en los dos primeros kilómetros de recorrido (figuras 1 y 2), ya que los fenómenos de coalescencia y decantación del agua requieren de un tiempo para su completamiento.

Tabla 3

Propiedades de interés del petróleo procesado a 30°C

Parámetros	Unidades	Valores
Agua por destilación	% volumen	< 2,0
Azufre	% peso	5,488
Gravedad	A P I	9,5 - 10,5
Densidad	g / cm^3	1,001 5 - 0,993 7
Asfaltenos	% peso	16,0 - 24,3
Resinas	% peso	20,0 - 24,4
Sales (NaCl)	kg / m^3	0,423 - 1,438
Viscosidad dinámica μ a 30°C	Pa·s (cPoise)	8,9-14,6 (8 900-14 600)
40 $^\circ\text{C}$		4,0-7,2 (4 000 - 7 200)
50 $^\circ\text{C}$		1,8-4,7 (1 800 - 4 700)
60 $^\circ\text{C}$		0,96-1,35 (960 - 1 350)
70 $^\circ\text{C}$		0,5-0,7 (500 - 700)

Tabla 4
Características del agua de capa a la salida del tanque de aguas residuales a 25 °C [9]

Agua	pH	S·m ⁻¹	Cl ⁻ mg/L	S ²⁻ mg/L	DQO mg/L	DBO ₅ mg/L	Alcalinidad mg/L	Microbiología UFC/ml
De capa	8,52	2,4	19 240	123,3	885	739	657	4x10 ⁴
De mar	8,1	4,0	25 000	< 1	-	-	-	-

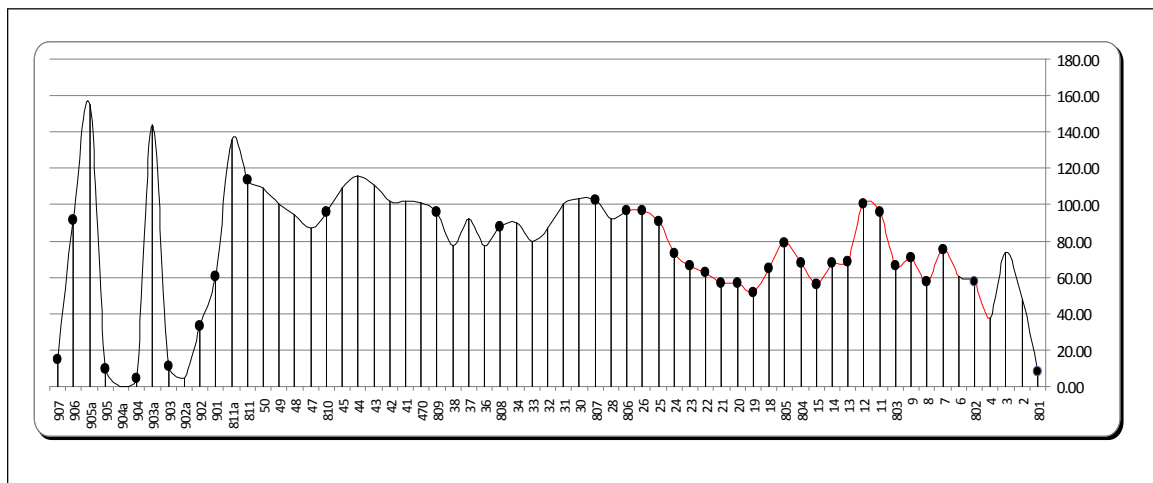


Fig. 3. Perfil de altura en metros a lo largo de la traza del oleoducto

Este proceso de desestabilización de la emulsión, con la consiguiente segregación del agua de capa, se hace posible dentro del tubo debido a que la temperatura, el tiempo de residencia del crudo en el ducto y la cantidad de ligeros adicionados son superiores a los del proceso de separación de fases realizado previamente en instalaciones tecnológicas al efecto. Además, el desplazamiento laminar muy lento del fluido por el conducto impide cualquier proceso de mezclado por turbulencia, lo cual estabilizaría la emulsión. Así, los valores calculados de Número de Reynolds para el crudo dentro del ducto son inferiores a 100, muy por debajo de los 2 500 requeridos para alcanzar la condición de flujo turbulento.

Las dimensiones de los ataques corrosivos puntuales reportadas por el instrumento inteligente reflejan una penetración crateriforme ligera (ancho y largo de la base comparables y muy superiores a la penetración máxima de la pared) lo cual es indicativo del tipo de corrosión bajo depósito por celda galvánica de concentración, cuyo esquema se muestra en la figura 4. Este es el tipo más frecuente de corrosión interior de los ductos de acero en contacto con agua o sistemas heterogéneos petróleo-agua en condiciones estáticas o a bajas velocidades del fluido [16].

Cuando este tipo de deterioro corrosivo tiene lugar en puntos aislados, sin interacción con otras zonas de ataque, puede llegar a provocar la perforación de la pared, produciéndose un moderado escape de crudo.

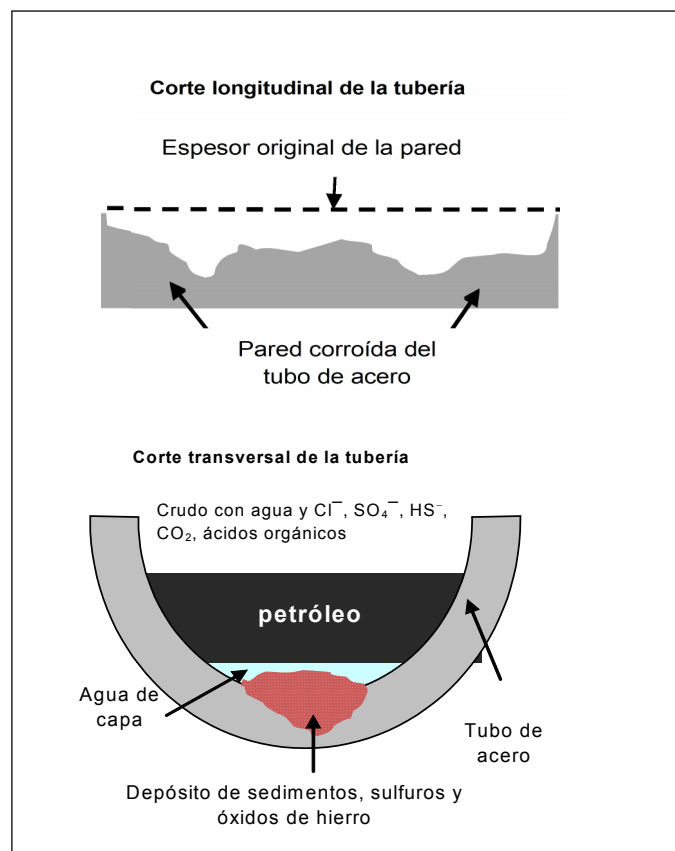


Fig. 4. Esquema de la corrosión bajo depósito en el fondo de la tubería

Cuando el solapamiento entre daños es elevado y continuo, la pérdida global de material de la pared es alta y viene acompañada por un sensible debilitamiento mecánico de la misma en esa zona. Si este debilitamiento es lo suficientemente grande, la pared no resiste la presión operativa interior, con lo que deviene la fractura de la misma (figura 5). Estas rajaduras pueden ser de pequeña magnitud o de varios metros de largo. En estos casos, las pérdidas de crudo son muy grandes y en correspondencia el daño ecológico al entorno también.

Aunque se han reportado algunos fenómenos similares en otros países [1,14], normalmente no constituye un problema tan importante durante la transportación de petróleo por tuberías. Esto es debido a que la conducción de los petróleos menos viscosos se realiza bajo régimen turbulento sin necesidad de ser calentados para su bombeo. Este régimen de operación permite estabilizar la emulsión del agua en la fase hidrocarbonada sin segregación significativa.



Fig. 5. Rajadura de un tramo del oleoducto

Corrosión exterior

Los puntos de ataque corrosivo que sufre la pared exterior del ducto a lo largo de la traza y según su posición horaria se muestran en la figura 6.

Resulta evidente que la magnitud del ataque exterior reportado por el instrumento inteligente es significativamente menor que el interno. Solo una perforación de la pared del tubo parece ser consecuencia del ataque exterior. A diferencia del deterioro interior la zona de mayor densidad de puntos de corrosión corresponde a los primeros 20 km del tubo más antiguo. Según el reporte del estudio del deterioro del revestimiento polimérico exterior mediante la técnica DCVG el número de daños en el revestimiento es de 90 en este tubo, el cual se extiende por una región pedregosa y por tanto el daño sufrido por el revestimiento es mayor durante la colocación del ducto, sin olvidar que la zona de mayor ataque es la recubierta con cinta polimérica mientras que todo el ducto nuevo y los 800 m finales del viejo están protegidos con resina epoxi fundida en fábrica, por lo cual es

más resistente mecánicamente y ofrece mejor protección anticorrosiva. Aunque los daños exteriores fueron más esporádicos en el tubo más nuevo del oleoducto, los puntos de ataque más intensos se han detectado precisamente en esta tubería, llegando en un caso a perforar la pared.

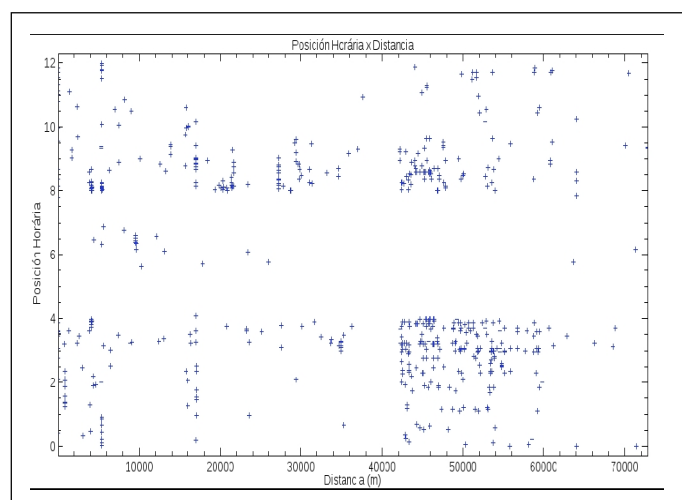


Fig. 6. Posición horaria de los puntos o zonas de corrosión exterior a lo largo del ducto

Como la magnitud e intensidad del deterioro corrosivo exterior es el resultado de dos factores contrapuestos que son la agresividad del suelo y el estado de los sistemas externos de protección aplicados, se procedió a evaluar algunas características químicas y electroquímicas de los suelos en cinco posiciones equidistantes a lo largo de la traza. Los resultados se muestran en la tabla 5.

El valor de pH oscila en un rango estrecho de 6,0 a 6,5, por lo que clasifican según este parámetro como suelos ligeramente ácidos, corrosivos pero moderados en su intensidad. El contenido salino sí varía en un amplio intervalo, desde bajos hasta muy elevados. Este contenido salino se corresponde bastante bien con la resistividad eléctrica del suelo, siendo esta propiedad más baja para los contenidos salinos más elevados (puntos 4 y 5). Si bien la agresividad corrosiva de un suelo depende de múltiples factores, la mayoría de los especialistas considera que la resistividad eléctrica o su inverso la conductividad reflejan mejor esta característica. Por ello, se midió in situ la resistividad del terreno en 37 puntos a 1 y 2 m de profundidad a lo largo de toda la traza y cuyos resultados vienen reflejados en la figura 7.

Los resultados de la figura 7 muestran un amplio intervalo de valores de resistividad, por lo cual, los suelos van desde los muy agresivos hasta los ligeramente agresivos [17]. Por lo general la resistividad es algo mayor a dos metros de profundidad, indicativo de menor agresividad del suelo a medida que aumenta la profundidad. Aunque no se aprecia una tendencia continua en el cambio de esta propiedad con la distancia, los mayores valores de resistividad corresponden a los suelos del tubo antiguo. Esto apunta hacia fallos en esta zona de los sistemas de protección como son el revestimiento polimérico y la protección catódica instalada, no hacia la agresividad del suelo.

Tabla 5
Parámetros químicos y físico-químicos de los suelos para cinco puntos de la traza

Parámetros	Propiedades	1	2	3	4	5
pH	-	6,0	6,3	6,5	6,2	6,1
Resistividad	$\Omega \cdot m$	82	50	91	15	4
Sales solubles totales	mg / L	390	645	351	2 147	8 198

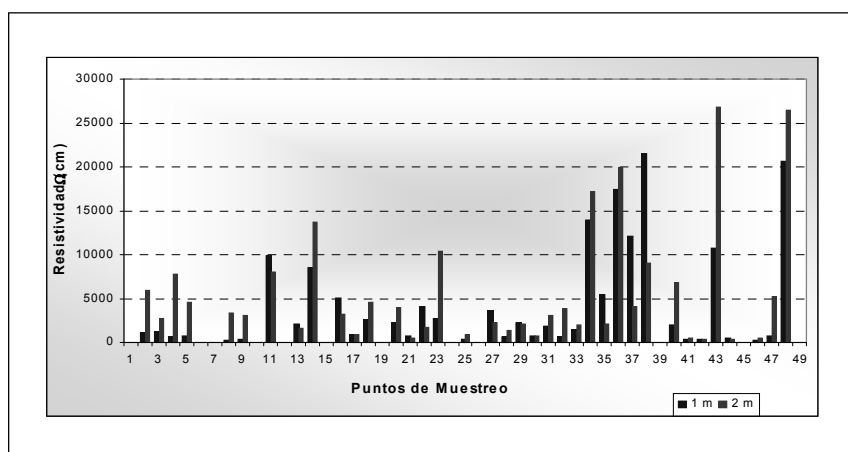


Fig. 7. Valores de resistividad del terreno en $\Omega \cdot cm$ a lo largo de los 72 km de oleoducto

Un último aspecto capaz de ocasionar grandes daños normalmente en las superficies exteriores de los ductos son las llamadas corrientes vagabundas o parásitas procedentes de escapes al suelo de corrientes directas empleadas para la operación de trenes eléctricos, soldaduras, sistemas de protección catódica de otras instalaciones entre otros. Como un tren eléctrico cruza la traza del oleoducto, se imponía su evaluación. Los resultados finales [11] muestran la intrascendencia de este fenómeno sobre el oleoducto en la región estudiada, aunque hay algunas zonas de intensos ataques exteriores que sin embargo no fueron evaluadas mediante este procedimiento. Un gráfico típico de evaluación de potenciales en el terreno se muestra en la figura 8.

CONCLUSIONES

Se concluye de lo discutido, que la corrosión interior es la causante principal de las fallas observadas, pudiendo ser estas de tipo perforantes cuando la penetración local es intensa o en forma de rajaduras cuando la abundante pérdida de material por corrosión en tramos mayores del fondo de la tubería debilita mecánicamente la pared del tubo, que falla por la presión interior. El proceso corrosivo tiene lugar por la segregación y decantación del agua de capa emulsionada total o parcialmente debido a la disminución de la viscosidad que ocasiona la ausencia de turbulencias, la adición de ligeros, el aumento de la temperatura y con tiempo de residencia en el ducto superior al del proceso de desemulsificación previo.

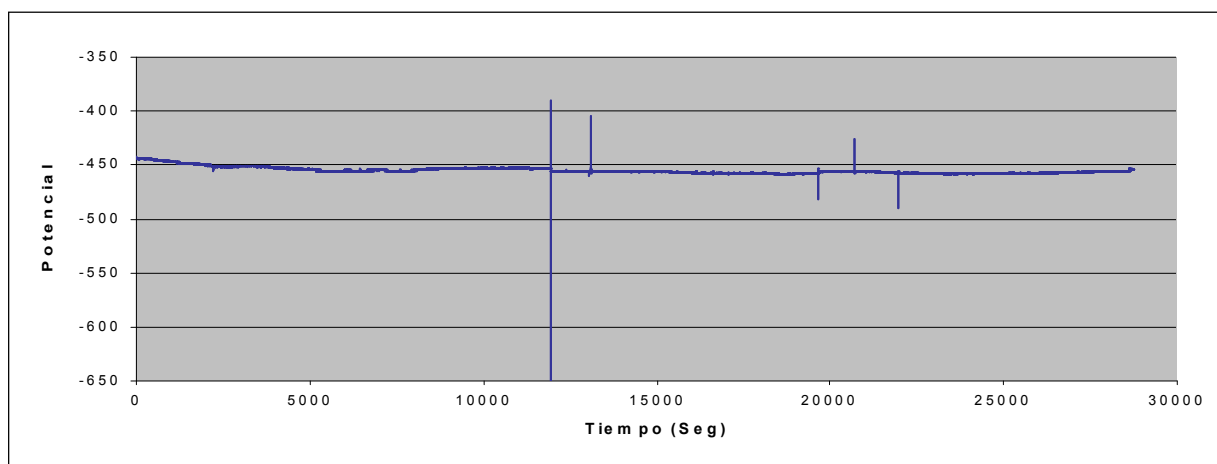


Fig. 8. Monitoreo de potencial continuo en la válvula de corte 905

En las condiciones actuales este fenómeno ocurre y seguirá ocurriendo fundamentalmente en el tramo nuevo e inicial del recorrido, donde la segregación de agua es mayor y el sobrediseño por corrosión menor. El tramo final antiguo, que transporta el fluido con menor contenido de agua a menor temperatura y mayor viscosidad y posee mayor espesor de la pared conformada con un acero de más resistencia mecánica, asegura una durabilidad más prolongada. Por último, debe alertarse que aunque el deterioro corrosivo exterior aún no es responsable fundamental de los daños, de no tomarse con urgencia las medidas de protección requeridas, la corrosión por suelos devendrá en afectaciones críticas.

REFERENCIAS

1. **BIOMORGI, José; HERNÁNDEZ, Samuel et al.** "Evaluación de los mecanismos de corrosión presentes en las líneas de producción de crudo y gas ubicadas en el noreste de Venezuela". *Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales*, 2012, vol. 32, núm. 1, pp. 96-106. ISSN: 0255-6952. Disponible en Web: <http://www.scielo.org.ve/pdf/rlmm/v32n1/art12.pdf>, Consultado marzo 2014.
2. **CASAS VÁZQUEZ, María Elena; CAMEJO GINIEBRA, Juan José; RIZO ÁLVAREZ, Ileana.** "Cuantificación de los riesgos tecnológicos en la operación de un ducto soterrado que trasiega hidrocarburos". *Memorias del VIII Congreso Latinoamericano de Corrosión NACE LATINCORR 2012*. Lima, Perú, 10 al 13 de julio del 2012.
3. **LIMA MARTÍNEZ, Fanny B.** "Comprobación del material empleado en un tramo del oleoducto Varadero-Matanzas". *Cubaman*, núm. 009, octubre 2011.
4. **ADAME, Oswaldo; VERA, Enrique.** "Metodología para evaluación de oleoductos aplicado a corrosión externa. Desarrollo Sostenible y Tecnología". *Avances Investigación en Ingeniería - 2009*, núm. 11, pp. 18-23. Universidad Libre de Bogotá. ISSN: 1794-4953. Disponible en Web: http://www.revistaavances.co/objects/docs/Avances_11/a11_art3_meto_oleoductos_opt.pdf, consultado marzo 2014.
5. **CAMEJO GINIEBRA, Juan José; ARCOS MÉNDEZ, Jorge; COCA RODRÍGUEZ, Obdulio; FORS GARZÓN, Emilia.** Monografía. *Estudio de riesgos de desastres para obras de la industria, aeropuertos y las telecomunicaciones*. La Habana, Cuba, 2011. ISBN: 9789592613546.
6. **GUANGJI, Hu; JIANBING, Li; GUANGMING, Zeng.** "Recent development in the treatment of oily sludge from petroleum industry: A review". *Journal of Hazardous Materials*, vol. 261, pp. 470-490, 2013.
7. **DOMÍNGUEZ DOMÍNGUEZ, Jorge Alberto; CAMEJO GINIEBRA, Juan José.** "Deterioro corrosivo de oleoductos macizados con agua de mar". *Convención METANICA 2006*, Palacio de Convenciones, La Habana, Cuba. ISSN: 1607-6281.
8. **DEWANBABEE, Halima; DAS, Sreekanta.** "Structural Behavior of Corroded Steel Pipes Subject to Axial Compression and Internal Pressure: Experimental Study". *Journal of Structural Engineering ASCE*, vol. 139, núm. 1, January, pp. 57-65. ISSN: 0733-9445, 2013.
9. **MELGAREJO, Carlos; MUÑOZ, Leonardo et al.** "Estudio de la velocidad de corrosión de un acero AISI- 1020 en un sistema salmuera-aceite refinado -CO₂-H₂S por medio de un electrodo de cilindro rotatorio y un simulador de flujo". *Scientia et Technica*, Año XIII, núm. 36, septiembre, Universidad Tecnológica de Pereira, 2007. ISSN: 0122-1701. Disponible en Web: www.redalyc.org/pdf/849/84903629.pdf. Consultado en marzo 2014.
10. **MATVIENCO, Yuri G.** "A Damage Evolution Approach in Fracture Mechanics of Pipelines". *Proceedings of the NATO Advanced Research Workshop on Corrosion Protection of Pipelines Transporting Hydrocarbons Biskra, Algeria*, 26-28 April, 2010, Springer Science Business Media, pp. 227-244. 2011. ISBN: 978-94-007-0594-4.
11. **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.** *Specification for Line Pipe*. API Specification 5L, 43th edition, March, 2004. 147 pp. API Publishing Services, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 2005.
12. **RASKATOV, Vacilevich; UCHENIKOV, Vladimir; BESSONOVA, Nina; VEYS, Dimitri.** *Mashinostroitelnie Materiali*. Izd. Mashinostroenie, núm. 602, 332 str. Moskva, 1980.
13. **ROSENFELD, Iosev Lvovich.** *Ingibitori korrozii*. Edi. Jimiya, núm. 1052, 350 str. Moskva, 1977.
14. **GABETTA, Giovanna; GORI, Giulia.** "The Use of Knowledge Management to Improve Pipeline Safety. Integrity of Pipelines Transporting Hydrocarbons". *Proceedings of the NATO Advanced Research Workshop on Corrosion Protection of Pipelines Transporting Hydrocarbons Biskra, Algeria*, 26-28 April 2010, Springer Science Business Media, pp. 1-16, ISBN: 978-94-007-0594-4, 2011.
15. **FINGASA, Merv; FIELDHOUSEB, Ben.** "Studies on crude oil and petroleum product emulsions: Water resolution and rheology". *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* vol. 333, 2009, pp. 67-81.
16. **SCHWEITZER, Philip A.** *Fundamentals of Corrosion. Mechanisms, Causes, and Preventative Methods*. Ed. CRC Press, Taylor & Francis Group, 2010. ISBN: 978-1-4200-6770-5. 405 pp.
17. **NACE International.** *Control of external corrosion on underground or submerged metallic piping systems*. NACE Standard RP0169-96, Item núm. 21001. Texas, EE.UU.: NACE International, 1996, 29pp. ISBN 1-57590-035-1.

AUTORES

Jorge Alberto Domínguez Domínguez

Ingeniero Químico, Profesor Titular, Doctor en Ciencias Técnicas, Consultante, Facultad de Ingeniería Química, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba

Dayma Sosa Izquierdo

Ingeniera Química, Grupo de Evaluación y Protección de Ductos, Cupet, La Habana, Cuba

Ricardo Abeledo Rodríguez

Ingeniero Químico, Laboratorio de Propiedades del Petróleo, Centro de Investigaciones del Petróleo, Cupet, La Habana, Cuba

Damages in Master Oil Pipeline

Abstract

This paper is an approach to the study of chemical causes responsible for deep damages in oil pipeline in the last few years. These phenomena are responsible for significant direct and indirect economical enterprise losses and cause extensive environmental damage along the trace. Leaning on laboratory and field tests about fluid properties, characteristic of surrender soils and pipeline state, performed by several recognize national and foreign institutions the physicochemical causes of the damages, basic corrosion mechanism and main wear direction were proposed. It's quite evident the under deposit localized corrosion phenomenon with low or medium penetration degree, along the tube bottom for firsts 30 km of the installation. Continuous emulsified water segregation from oil phase becomes the main cause of the strong metal losses. This study followed by technological, mechanical and anti-corrosion evaluations will allow to find proper solutions for this problem.

Key words: oil pipelines, inner corrosion, soil corrosion, water segregation