

Metodología de evaluación de corrosión nafténica por Jet Impingement

Juan J. Muriel (UTN FRLP) jjmuriel@frlp.utn.edu.ar,
Cecilia A. Monetti (Y-TEC) cecilia.monetti@ypftecnologia.com,
Alberto D. Keitelman (Y-TEC), Adrián Guzmán (Y-TEC), Eduardo M. Barreiro (Consultor)

SINOPSIS

En las últimas décadas se ha incrementado la explotación de los llamados "crudos ácidos", cuyo procesamiento deviene en uno de los mayores problemas de las refinerías a nivel global, debido a la denominada erosión corrosión por ácidos nafténicos a alta temperatura (NAEC, por sus siglas en inglés).

Como consecuencia de ello se ha incrementado el reporte de fallas en refinerías de petróleo causadas por la NAEC, dificultando la operación segura y dando lugar a serias pérdidas económicas.

En este trabajo se presenta el diseño y construcción de un equipo de "Jet Impingement" (impacto de chorro), y la correspondiente metodología de ensayo, para evaluar el fenómeno de erosión corrosión por ácidos nafténicos, con el fin de: seleccionar materiales, aleaciones o recubrimientos; evaluar y optimizar la elección y dosificación de aditivos anticorrosivos; identificar las zonas con mayor potencial de corrosión, permitiendo asignar correctamente las prioridades para efectuar cambios de metalurgia y para focalizar los esfuerzos de inspección y monitoreo.

INTRODUCCIÓN

La corrosión por ácidos nafténicos a alta temperatura es uno de los mayores problemas de las refinerías de petróleo a nivel mundial, siendo su particularidad que ocurre en corrientes de hidrocarburo, a diferencia de otros tipos de corrosión frecuentes en la industria.

El aumento de la demanda de petróleo crudo en las últimas décadas, ha promovido la explotación y refinación de los llamados "crudos ácidos" (Petróleos crudos con un número de ácido total (TAN) mayor a 0,5 mg KOH/g).

La corrosión por ácidos nafténicos en las refinerías de petróleo, ocurre en las unidades de destilación (entre 220 °C y 400 °C), especialmente en los lugares donde la velocidad del fluido (hidrocarburo) es alta, caso de las líneas de transferencia, válvulas, baffles, campanas de burbujeo, intercambiadores de calor, tubos de horno, secciones de alimentación y reflujo de las columnas atmosféricas y de vacío, etc. En la Figura 1 y 2 se pueden observar imágenes a modo de ejemplo.



Figura 1: Codo de Horno



Figura 2: Parches en línea de transferencia

Si bien los fenómenos de NAC o NAEC se han encontrado en refinерías de petróleo hace más de 80 años, su naturaleza y sus factores controlantes aún no se conocen con profundidad. Lo que se puede atribuir principalmente a dos razones:

- 1) Se trata de un fenómeno complejo, en el que intervienen e interactúan distintos factores como la composición del crudo (tipo de ácidos nafténicos y presencia de otras especies corrosivas), las condiciones de proceso (temperatura, velocidad de flujo, grado de vaporización) y la susceptibilidad del material.
- 2) Una clara deficiencia en las instalaciones experimentales para reproducir efectivamente las condiciones de alta temperatura, velocidad de flujo y turbulencias encontradas en las instalaciones de refinación.

En el caso particular de las refinерías de YPF SA, la mezcla de crudos procesados se ha acidificado de manera significativa en la última década.

Por tal motivo y con el fin de mitigar su efecto, se han tomado las siguientes acciones:

- Reemplazo progresivo de la metalurgia de las instalaciones afectadas por materiales de mayor resistencia a este tipo de corrosión,
- Utilización de aditivos inhibidores de corrosión en las zonas afectadas,
- Incremento de la frecuencia y alcance de las actividades de inspección de equipos.

Estas intervenciones se llevan a cabo de acuerdo a normas y recomendaciones internacionales.

En este contexto, se consideró oportuno disponer de una metodología experimental que permita reproducir este fenómeno de corrosión en condiciones de laboratorio, cuyos resultados puedan ser extrapolables a las instalaciones industriales, posibilitando la optimización de los recursos destinados a la mitigación del problema.

El trabajo que aquí se expone, se enmarca dentro de un programa desarrollado por la empresa YPF-Tecnología, llevado adelante mediante un convenio con la UTN-FRLP (Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional La Plata) y que pretende conocer y controlar el fenómeno de corrosión generado en las plantas de refino de Petróleo a consecuencia de la acidez presente en muchos de los petróleos crudos que actualmente se procesan.

El objetivo principal del trabajo es el diseño, construcción, puesta en marcha y operación de un dispositivo para ensayo de materiales aplicando la técnica del “Jet Impingement” sobre cupones metálicos.

DESARROLLO

Se trabajó en el diseño, construcción y montaje de un dispositivo que permite realizar ensayos de impacto de chorro “Jet Impingement” con alta velocidad de flujo y alta temperatura, empleando petróleo crudo, pero que admite una diversidad de fluidos.

Se utilizó inicialmente un petróleo crudo de la cuenca neuquina, con un TAN alto, de aproximadamente 5 mgKOH/g

El dispositivo, íntegramente construido en acero inoxidable, está compuesto por cinco conjuntos o grupos funcionales, físicamente distinguibles e interconectados entre sí (Figura 3 y 4).

- Depósito contenedor.
- Sistema de presurizado y regulación de presión del fluido.
- Sistema de calentamiento.
- Sistema de proyección.
- Colecta, enfriado y recirculado del producto.

El primer conjunto comprende el depósito contenedor del fluido de proyección, con cierre hermético, provisto de un calentador eléctrico sumergido, un agitador mecánico, un conducto de drenaje y la válvula de alimentación al segundo grupo.

El segundo grupo es el sistema de presurización, que comprende una unidad filtrante, un manovacuómetro, una bomba presurizadora, una válvula reguladora de presión y un manómetro.

El tercer grupo es un intercambiador de calor destinado a calentar el fluido de proyección hasta la temperatura del ensayo.

El cuarto grupo funcional es la cámara de proyección, provista de una unidad filtrante, el pico proyector de chorro y el soporte de los cupones.

El quinto grupo destinado a colectar y acondicionar el crudo, comprende un serpentín enfriador, un depósito colector y el circuito de recirculación.

El dispositivo se complementa con un grupo de sensores destinados a la adquisición y registro de las variables críticas durante el desarrollo de un ensayo y que mediante actuadores específicos contribuyen a la seguridad operativa del equipo.

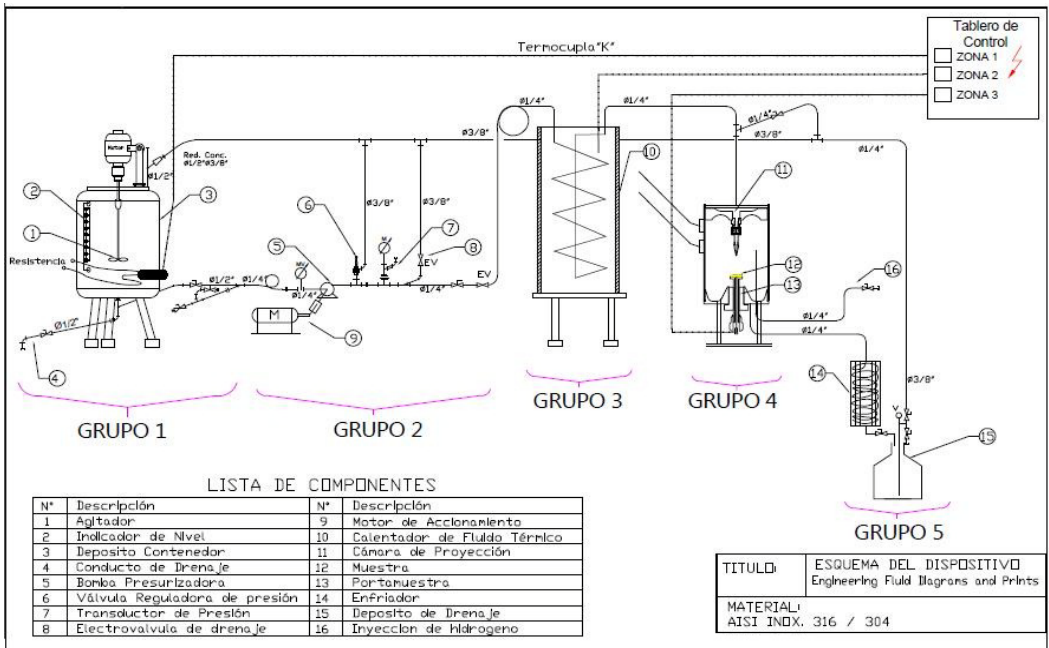


Figura 3: Esquema del dispositivo



Figura 4: Vista general del tablero eléctrico y sistema de control del equipo

La técnica de aplicación de ensayos de “Jet Impingement”, establece que las pruebas deben realizarse con una dada tensión de corte y ello se logra para un dado arreglo de estas variables:

- Temperatura del chorro.
- Velocidad del chorro.
- Diámetro de la tobera.
- Distancia entre el pico de proyección y el cupón.
- Angulo de incidencia del chorro.

Las dos primeras variables deben ser consideradas como variables críticas, ya que si bien se puede definir previamente sus valores, los mismos pueden variar durante el desarrollo del ensayo y necesitan ser monitoreados y controlados durante el desarrollo del mismo.

Las variables restantes quedan definidas por la geometría de la cámara de proyección y se mantendrán constantes durante el desarrollo del ensayo.

El prototipo fabricado permite mantener la condición de régimen permanente en el caudal proyectado y la constancia de la temperatura de cada zona del equipo, lo que garantiza el desarrollo de ensayos con tensión de corte constante.

Para permitir la correlación con los sistemas operativos en el campo, los ensayos de corrosión en laboratorio deben llevarse a cabo de manera tal que permita el cálculo de parámetros básicos que controlan el proceso de corrosión, como son:

- El coeficiente de transferencia de masa.
- La tensión de corte de la pared.

Las tasas de corrosión de laboratorio se aplican entonces a la instalación del sistema operativo cuando se verifica una igualdad en la cuantía de los citados parámetros.

Este proceso se describe en la Figura 5 [K.D.Efird, 2006]:

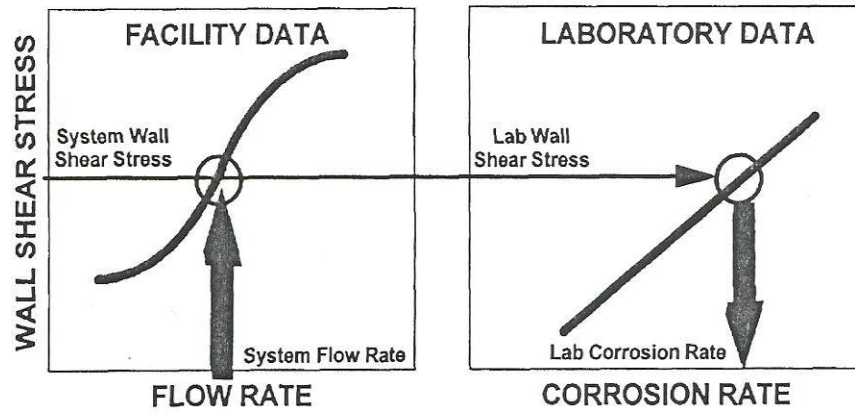


Figura 5. Simulación de flujo utilizando datos de laboratorio

En el chorro generado por un dispositivo “Jet Impingement” se pueden distinguir diferentes zonas de flujo, como muestra la Figura 6 [ASTM G-170-2006]

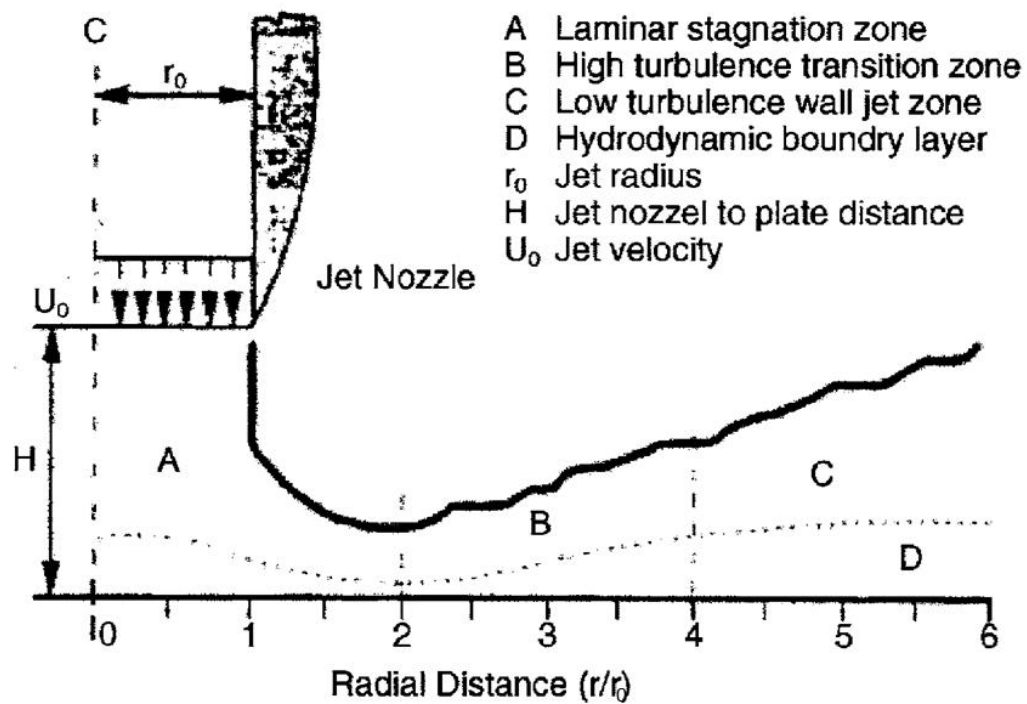


Figura 6. Regiones de flujo en “Jet Impingement”

Pudiéndose calcular la tensión de corte mediante la siguiente ecuación propuesta por Giraldo & Trass:

$$\tau_w = 0,1788 \rho V_o^2 R_e^{-0,182} \left[\frac{r}{r_o} \right]^{-2}$$

Donde

$$R_e = \frac{2r_o V_o}{\nu} \quad \text{Número de Reynolds [adim]}$$

τ_w Tensiones tangenciales [N/m²]

ρ Densidad del fluido [Kg/m³]

r_o Radio de la tobera [mm]

r Coordenada libre (distancia al centro del chorro) [mm]

ν Viscosidad cinemática [m²/s]

En la fase inicial del programa se realizaron un conjunto de ensayos destinados a pruebas funcionales, que permitieron verificar la estabilidad de funcionamiento y la caracterización del dispositivo.

Luego se completó una serie de ensayos específicos con 6 materiales distintos con el objetivo de cuantificar la respuesta de los mismos a la acción corrosiva de los crudos.

Dentro de los materiales ensayados, hay aceros comunes, aceros de baja aleación e Inoxidables.

Para evaluar la respuesta del material en los ensayos de JI se recurre a medir el defecto de masa producido por el ataque y observar el mismo mediante técnicas macro y microscópicas.

Cada cupón es debidamente rotulado para su correcta identificación con una letra que corresponde al material y un número que permite identificarlo dentro del conjunto.

El cupón se pesa inicialmente y al finalizar el ensayo, registrándose estos valores junto a otros que identifican la fecha y las condiciones en que se realizó el ensayo.

La pérdida de masa es una medida directa del ataque generado por la erosión-corrosión sobre el cupón metálico.

Esto ha permitido establecer un ranking con la calificación que cada uno de los materiales haya recibido en función de la respuesta obtenida en una serie de ensayos realizados con el dispositivo JI y que mostramos en la siguiente Tabla 1 y su representación gráfica (Figura 7).

En la Tabla 1 se pueden observar datos aproximados de ataque, correspondientes a valores relativos resultantes de considerar unitario el ataque del material más noble (más resistente al fenómeno erosión-corrosión).

Se trabajaron aceros al carbono, inoxidables y de baja aleación, materiales que se utilizan en las columnas de fraccionamiento, hornos de precalentamiento, en líneas de transferencia, y equipos auxiliares.

Sus valores fueron tomados de un total de 90 ensayos, 15 ensayos realizados para cada material.

Todos los ensayos se realizaron proyectando crudo a 350 °C y a una velocidad de unos 30 m/seg durante 4 horas, de forma perpendicular a la superficie del cupón.

Las tensiones de corte son comparables con las mayores encontradas en los equipos de proceso de refinería mencionados anteriormente.

COMPARATIVO ENTRE MATERIALES						
MATERIAL	A	B	C	D	E	F
Ataque	1,0	9,0	40,0	4,0	3,5	7,0

Tabla1. Datos comparativos entre los diferentes aceros

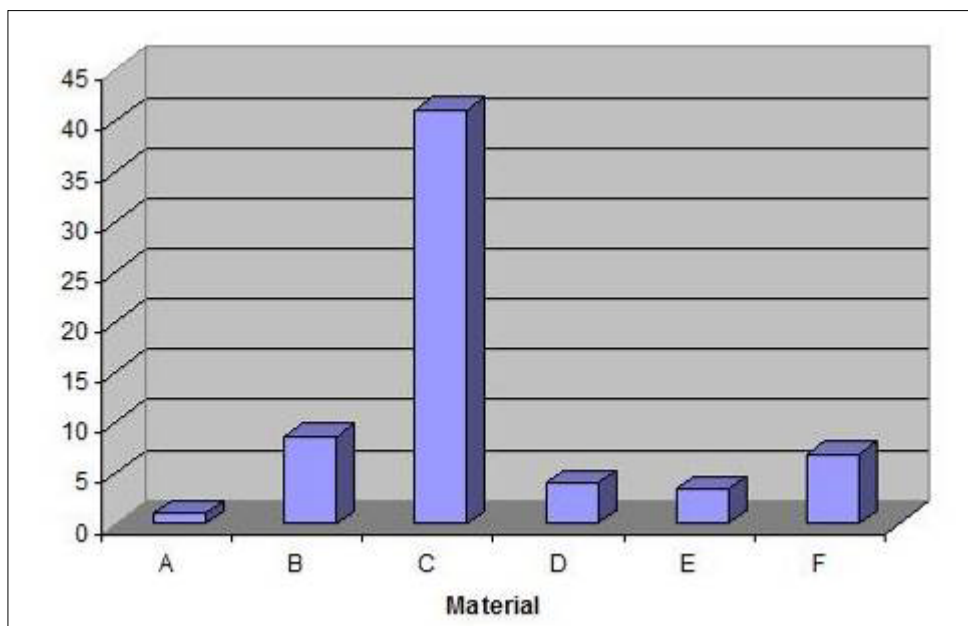


Figura 7. Ataque promedio, según tipo de material

Este es el primer estudio de corrosión sistemático de distintos materiales realizado con crudo ácido de yacimiento, no con “blends” ni con aceites minerales adicionados de nafténicos comerciales, mediante la técnica de Jet Impingement. En ese sentido enfatizamos la diferencia respecto de las velocidades de corrosión estimadas del estándar API 581. Se trata de una norma desarrollada como guía de la inspección basada en riesgo, fundada en la recopilación de la experiencia de muy distintas refinerías y cargas. Las tablas de dicha norma contienen datos de corrosión nafténica estimados solo hasta TAN 4 a distintas velocidades de flujo e indican, cuando las velocidades de flujo superan los 30m/s, aplicar un factor de multiplicación 5 (“regla del pulgar”) a las velocidades de corrosión, una estimación grosera. El presente trabajo se diseñó para reproducir en laboratorio el comportamiento de los materiales en función de las tensiones de corte, parámetro dominante en los fenómenos de erosión corrosión operantes en planta utilizando un crudo real. Con esas diferencias, las velocidades de corrosión medidas en este trabajo presentan un ranking similar al que surge de dicha norma.

Este estudio se complementa con métodos ópticos donde se registra la magnitud y morfología del ataque empleando un microscopio de barrido electrónico y lupa estereoscópica.

En las Figuras 8, 9, 10 y 11, se presentan algunas imágenes de los cupones ensayados, donde se pueden observar las distintas morfologías de ataque, para la misma magnificación, 12.5X:

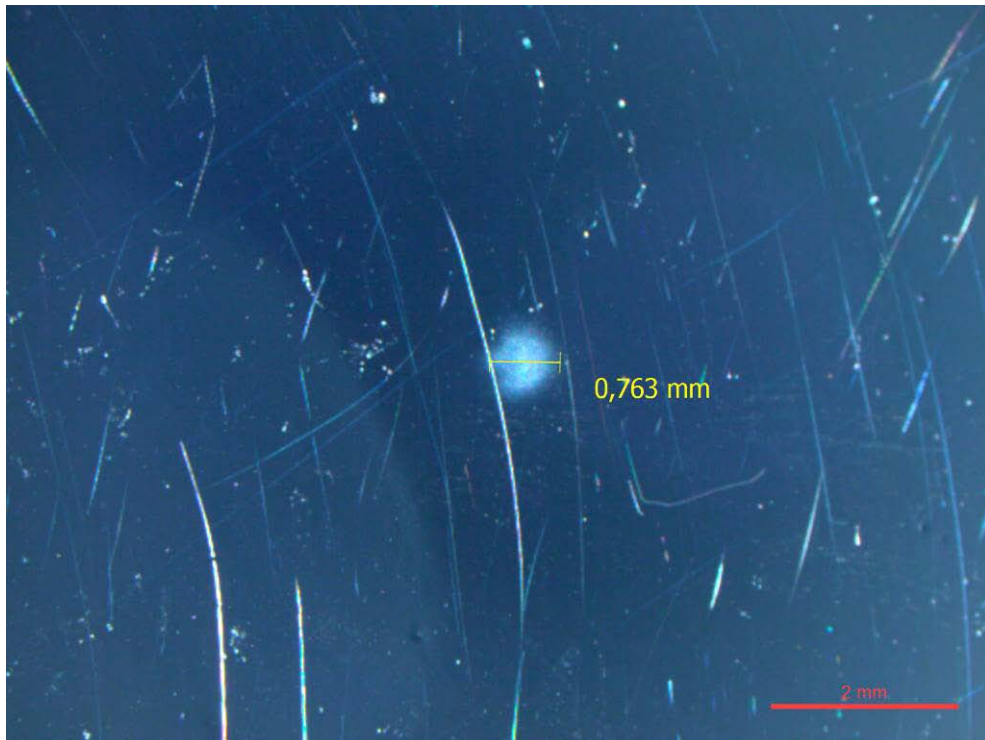


Figura 8. Material A

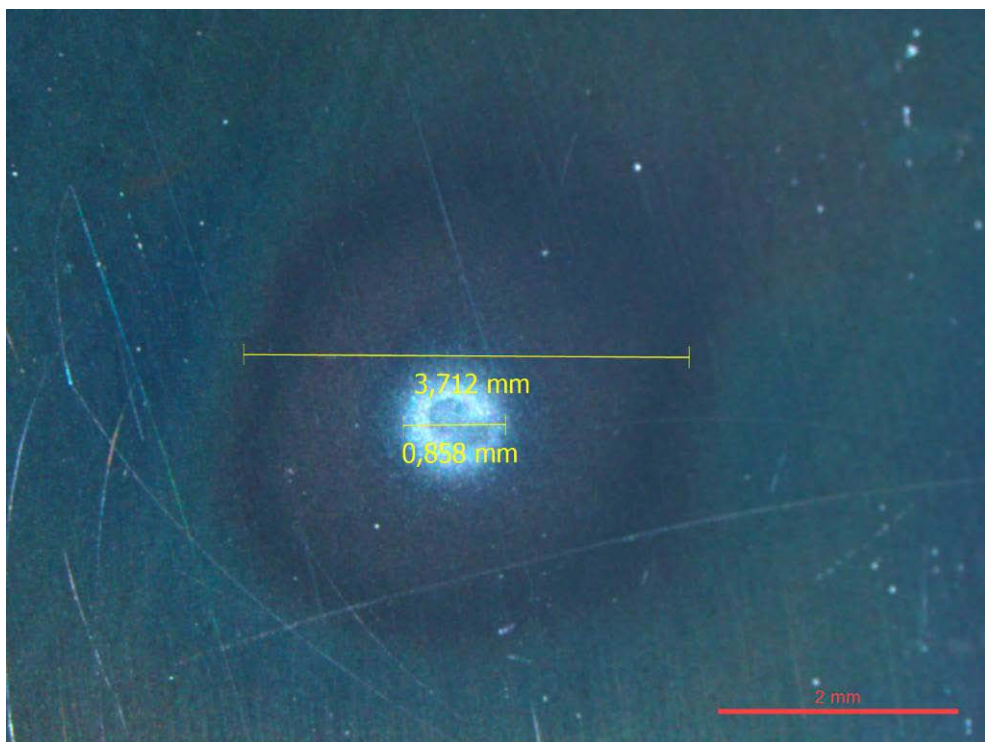


Figura 9. Material B

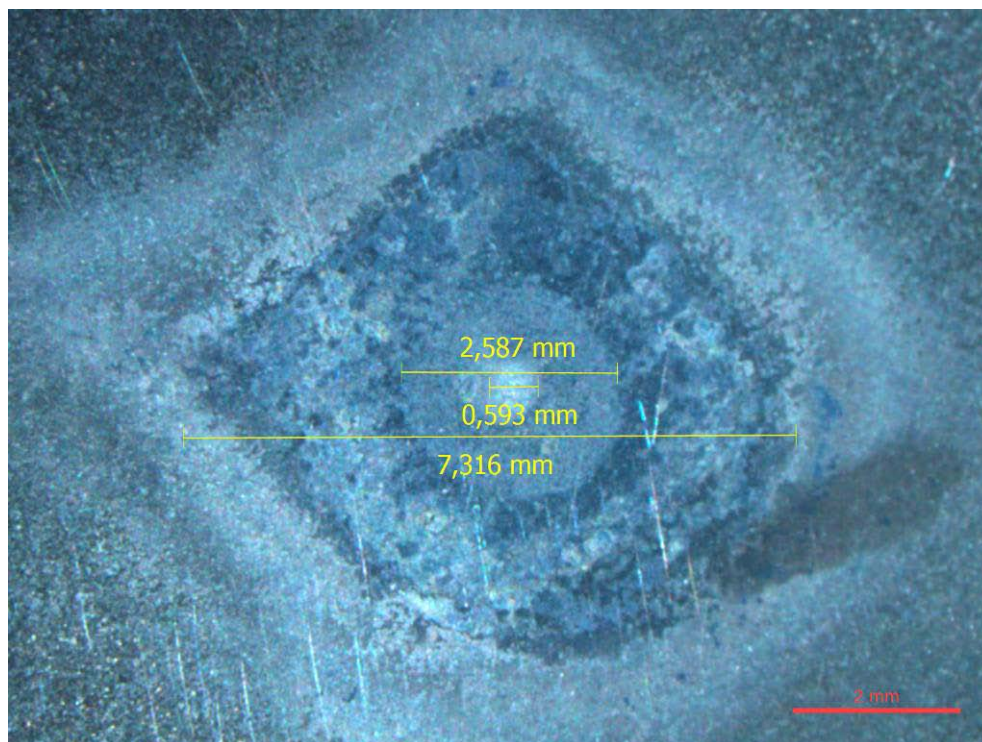


Figura 10. Material C

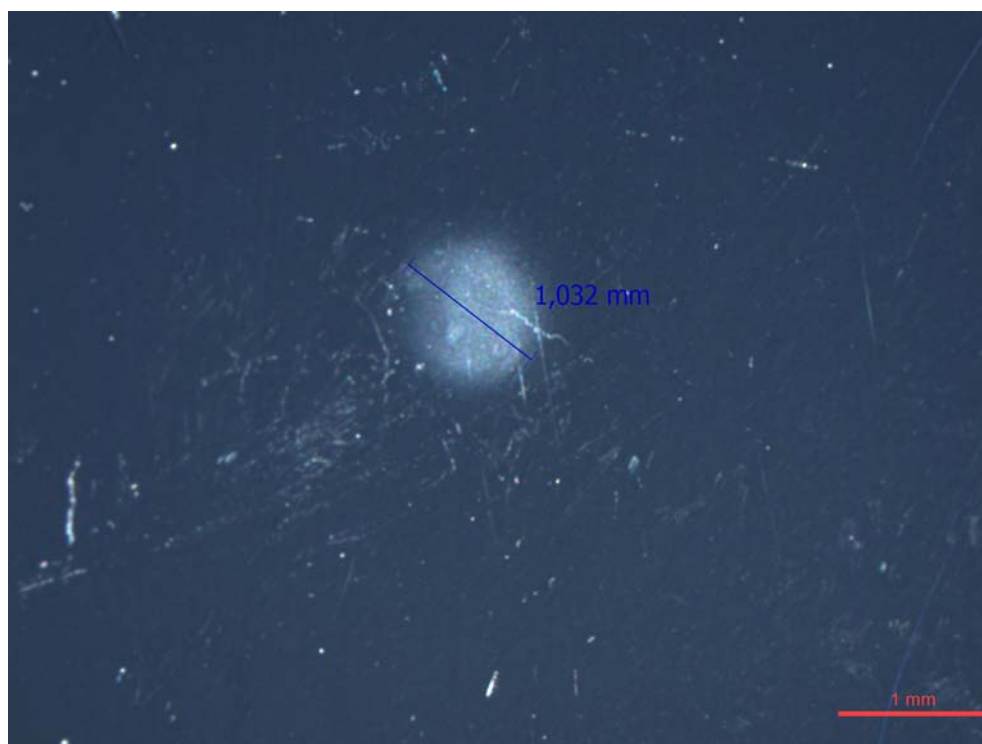


Figura 11. Material E

En la actualidad, el programa de trabajo prevé avanzar sobre el estudio de otros materiales, ensayar otros petróleos crudos, y otras condiciones particulares que ofrece el equipo, tal como la proyección sobre superficies inclinadas.

CONCLUSIONES

Se logró desarrollar con éxito un dispositivo para ensayos de "Jet Impingement" a temperaturas similares a las de operación en el fraccionamiento de crudos, y la metodología de ensayo necesaria para su aplicación al estudio en laboratorio del fenómeno de corrosión por ácidos nafténicos.

Se consiguió mantener repetitividad con diferentes materiales en las mismas condiciones experimentales, representativas de refinería.

El comportamiento de cada material, en términos de pérdida de peso en el ensayo y características del ataque sufrido, estuvo alineado con lo esperado, lo que legitima la técnica desarrollada.

Se validó tanto la aplicación del método como el prototipo desarrollado, ya que ensayado un material supuesto de baja aleación, calificaba mejor que un material más noble. Luego, realizado un estudio metalográfico, se comprobó lo que efectivamente había pronosticado el equipo, dicho material tenía una composición correspondiente a un acero superior.

BIBLIOGRAFÍA

- 1- ASTM G 170 (2006) Standard Guide for Evaluating and Qualifying Oilfield and Refinery Corrosion Inhibitors in the Laboratory.
 - 2- Detecting naphthenic acids in waters by gas chromatography–mass spectrometry Mireya Merlin, Selma E. Guigard, Phillip M. Fedorak (journal of chromatography A 1140, 2007)
 - 3- Naphthenic acids and surrogate naphthenic acids in methanogenic microcosms fervone M. Holowenko, Michael D. Mackinnon and Phillip M. Fedorak (Water Research Vol. 35, No. 11, pp. 2595–2606, 2001)
 - 4- Naphthenic acid removal from crude oil through catalytic decarboxylation on magnesium oxide Aihua Zhang, Qisheng Ma, Kangshi Wang, Xicai Liu, Patrick Shuler, Yongchun Tang (Applied Catalysis A: General 303 (2006) 103–109)
 - 5- Influence of different sulfur compounds on corrosion due to naphthenic acid Omar Yopez (Fuel 84 (2005) 97–104)
 - 6- Naphthenic acids, total acid number and sulfur content profile characterization in Isthmus and Maya crude oils. Georgina C. Laredo, Carla R. López, Regina E. Álvarez, José L. Cano (Fuel 83 (2004) 1689–1695).
 - 7- Removal of naphthenic acids from a vacuum fraction oil with an ammonia solution of ethylene glycol. Yanzhen Wang, Zhaosheng Chu b, Bo Qiu b, Chenguang Liu a, Yongning Zhang (Fuel 85 (2006) 2489–2493)
 - 8- Determination of naphthenic acids in crude oils using nonaqueous ion exchange solid-phase extraction. D. M. Jones, J. S. Watson, W. Meredith, M. Chen, and B. Bennett (Anal. Chem. 2001, 73, 703-707)
 - 9- Characterization of naphthenic acids in oil sands wastewaters by gas chromatography-mass spectrometry. Fervone M. Holowenko, Michael D. MacKinnon, Phillip M. Fedorak (Water Research 36 (2002) 2843–2855)
 - 10- Comparison of GC-MS and FTIR methods for quantifying naphthenic acids in water samples. Angela Scott, Rozlyn Young, Phillip Fedorak. Chemosphere 73 (2008) 1258-1264
 - 11- Naphthenic acids in crude oils characterized by mass spectrometry. Chang Hsu, G.J. Dechert, W.K. Robbins, E.K. Fukuda. EnergyFuels, 200, 12, pp217-223.
 - 12- Advanced characterization of petroleum crude and products by high field Fourier transform ion cyclotron resonance mass spectrometry. Ryan Rodgers. Fuel Chemistry Division Preprints 2002, 47, 636.
 - 13- Data Visualization for the characterization of naphthenic acids within petroleum samples. Mark Barrow, John Headley, Kerry Peru, Peter Derrick. Energy Fuels, 2009, 23, pp 2592-2599.
 - 14- A comprehensive study on naphthenic acid corrosion. R. D. Kane, M.S. Cayard. Paper N° 02555, Corrosion 2002.
 - 15- Critical review of naphthenic acid corrosion. SaadedineTebbal. Paper N° 380 Corrosion 99.
 - 16- Direct assessment of localized corrosion using localized corrosion monitoring technique, M.Y. Mok, J.A.M. de Reus, and V. Jovancicevic, Paper N° 053341. Novel approach for assessing inhibitors performance.
-

- 17- ASTM D 664 (2007) Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration.
- 18- Procesamiento de Crudos Ácidos de Elevada Acidez Nafténica en Refinería Luján de Cuyo. Ing. Enrique Troncoso YPF S.A. – Petrotecnia 2009.
- 19- Horno Vacío Lubes BA101- Análisis Integral – Línea de Transferencia –CTA - R. Benini – A. Keitelman – M. Raviculé –Julio 2009.
- 20- Estado del Arte Sobre Corrosión por Ácidos Nafténicos en los Últimos Diez Años –Alberto Keitelman – Nadia Jerez – 2008.
- 21- Diesel Engine Management – Bosch - 2nd Edition – SAE 1999.
- 22- Spectrometric identification of naphthenic acids isolated from crude oils. Texas State University, USA – PratapRikka – 2007.
- 23- Oil characteristics, water/oil wetting and flow influence on the metal loss corrosion – Part II: Chemistry, wettability and experimental evaluation, K. D. Efird, Paper No. 06114, The NACE Annual Conference, March 2006.
- 24- Erosion-Corrosion of various oil refining materials in naphthenic acid, Xinqiang Wu, Heming Jing, Yugui Zheng, Zhiming Yao, Wei Ke, Wear 256 (2004) pages 133 – 144.
- 25- Assessment of crude oil corrosivity, Saadedine Tebbal and Russell D. Kane, Paper No. 98578, The NACE Annual Conference, March 1998.
- 26- Experimental correlation of steel corrosion in pipe flow with jet impingement and rotating cylinder laboratory tests, K.D. Efird, E.J. Wright, J. A. Boros, T. G. Hailey. NACE Corrosion 1993, New Orleans, LA, USA, 1993, Paper N°81.
- 27- Flow accelerated corrosion testing basics, K.D. Efird. NACE Corrosion 2006, The Woodlands, Texas, USA. Paper N°06689.

AGRADECIMIENTOS

Al Departamento de Ingeniería Mecánica de la UTN – FRLP.

A la empresa Pluspetrol S.A.

A los Laboratorios de Analítica, Productos y Motores de Y-TEC.

Un especial agradecimiento a Roberto S. Benini (YPF S.A.) y Silvia M. Zemborain.

AUTORES

Alberto Daniel Keitelman es Doctor en Química de la Universidad de Buenos Aires (Facultad de Ciencias Exactas y Naturales). Ingeniero en Petróleo (orientación industrialización) en la Facultad de Ingeniería de la UBA. Ha trabajado 29 años como investigador en Corrosión y Ciencia de los materiales en la Comisión Nacional de Energía Atómica. Sus áreas temáticas de desarrollo principal han sido el estudio de los mecanismos de corrosión localizada y la degradación de materiales en servicio, en particular su aplicación, durante los primeros veintidós años de operación, a la Central Nuclear de Embalse. Hace diez años se incorporó a la Dirección de Tecnología de YPF como Consultor en Materiales y Corrosión, posición que ocupa desde su creación en setiembre del 2013 en YPF Tecnología SA (YTEC).

Eduardo Mario Barreiro es Licenciado en Química, especializado en Química Industrial (U.B.A., 1970). Consultor de empresas locales y del exterior en temas de gas, petróleo, combustibles y energía.

Dieciséis cursos de Postgrado locales y en exterior.

Ciento cinco trabajos publicados, en Congresos, Seminarios y revistas técnicas.

Conferencista en más de 150 Congresos y Seminarios.

Conferencista del World Energy Council (WEC) y del SPE, Society of Petroleum Engineers.

Miembro del Comité Técnico y moderador del 18 WEC (Congreso Mundial de la Energía. Buenos Aires, Octubre de 2001); del 19 WEC (Sydney, Australia, Sep. de 2004) y Miembro del Comité Técnico Internacional del 20 Congreso Mundial de la Energía (Roma, 11 al 15 de Noviembre de 2007).

Miembro del XXIV World Gas Conference y Jurado del Concurso Universitario del (5-9 Octubre de 2009, Buenos Aires). Miembro del Comité Técnico del 21 WEC (Montreal, Canadá, 12 al 16 de Septiembre de 2010)

Miembro del Comité Técnico de los congresos LACGEC (Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad) (del primero al cuarto)

Miembro del Comité organizador de los seminarios estratégicos del SPE (del 1ro al 6to).

20 años en YPF, de donde se retiró como Gerente General de Tecnología.

Miembro del IAPG, participando en las comisiones de Producción, Tratamiento y Transporte de Gas, Refinación, Innovación Tecnológica y otras.

Director de la Society of Petroleum Engineers (regional Argentina) desde 1997 hasta la actualidad. Actualmente, Technology Transfer Chairperson.

Secretario de la Comisión de Calidad de Combustibles del IRAM (Instituto Argentino de Normas) desde 1995 hasta 2009.

Autor de tres patentes nacionales y siete internacionales.

Juan José Muriel es Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata en 1986.

Es Profesor en la Cátedra de Tecnología del Calor, desde Diciembre de 2005, y de la Cátedra de Máquinas Alternativas y Turbomáquinas, desde diciembre 2009.

Es responsable Técnico del Área de Laboratorios del Dpto. de Mecánica desde 1997.

Desde 1992 hasta 2009 fue Gerente de Desarrollo de SEC-VAC SRL, empresa de desarrollo tecnológico.

Ha tenido diferentes cargos docentes en las cátedras de: Cálculo, Proyecto y Diseño de Máquinas y Máquinas Térmicas.

Ha participado en actividades de consultoría energética en el área de autotransporte carretero, dentro del Programa de Cooperación entre la Secretaría de Energía de la Nación y la Agence Française pour la Maîtrise de l'Energie AFME.

Ha colaborado tanto en el diseño y construcción de prototipos y equipos, como en la restauración y modificación de existentes, para laboratorios de universidades nacionales y extranjeras y de otras instituciones, como ser Universidad Nacional de La Plata, Universidad Federal de Espiritu Santo, República de Brasil, Laboratorios de la UTN FRLP, el CINDECA, el INIFTA, el CONICET, la Facultad de Ingeniería de la UBA.

Adrián Gustavo Guzmán es Ingeniero Químico egresado de la UTN, FRBA (año 2000). Posee un Master en Tecnologías del Petróleo y del Gas, especialidad Refino, Petroquímica y Gas, por el Instituto Superior de la Energía, Fundación Repsol YPF, Móstoles, Madrid (año 2001).

Entre septiembre de 2001 y noviembre de 2005 trabajó en el Centro de Tecnología de Repsol en Madrid, España. Desde diciembre de 2005 hasta septiembre de 2013, se desempeñó en la Dirección de Tecnología de YPF en Ensenada, Provincia de Buenos Aires, pasando luego a formar parte de YPF Tecnología S.A. (Y-TEC), donde actualmente ocupa la posición de Jefe de Área de Nuevas Tecnologías, en la Gerencia de Downstream.

Ha desarrollado tareas de investigación, desarrollo y soporte tecnológico especializado en procesos catalíticos de lecho fijo en el área de Refino y ha liderado, como Jefe de Proyectos y Jefe de Área, diversos proyectos de I+D para los negocios de E&P y Refino de YPF y para clientes externos.

Cecilia Andrea Monetti es Ingeniera Química graduada en la Universidad Nacional de La Plata en 1995. Posee una Maestría en Dirección de Empresas de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional de La Plata 2010.

Trabaja desde 1995 en YPF S. A., desempeñándose en el Centro de Tecnología Argentina hasta el 2005, primero en el Laboratorio de Materias Primas y petróleo crudo, luego dedicándose a modelizaciones y evaluaciones con los programas de simulación de procesos, PIMS y Petrofine; finalmente integrando el grupo de Procesos con reacción.

Desde el 2006 hasta el 2008 fue ingeniero de procesos de ambas unidades de Cracking Catalítico Fluidizado de la Refinería de La Plata.

Desde 2009 hasta 2012 trabajó en la Dirección de Planificación y Desarrollo Técnico, primero en la Gerencia de Procesos y luego en la Gerencia de Planificación Downstream.

Desde fines del 2012 se desempeña como tecnólogo senior en el área Procesos de la Gerencia Downstream de YPF Tecnología S.A (Y-TEC).
