

ANÁLISIS DE FALLA: DEGRADACIÓN LOCALIZADA EN TUBOS DE HORNO DE DESTILACIÓN AL VACÍO

Federico Matías de la Vega, Raízen Argentina, federico.delavega@raizen.com.ar

Sinopsis

La gestión de integridad de hornos tubulares en una refinería es de crucial importancia para garantizar la confiabilidad en su operación y detectar fallas tempranas, evitando paradas no planeadas. Esta gestión se basa en la implementación de metodologías de Inspección Basada en Riesgo (RBI), definiendo:

- Mecanismos de degradación actuantes
- Tasas de degradación y vida remanente
- Criticidad
- Frecuencia, estrategia y técnicas de inspección
- Rutinas de monitoreo activo, como el seguimiento de ventanas operativas de integridad o inspección por termografía.

En ocasiones, estos mecanismos pueden acelerarse en ciertos puntos del horno debido a condiciones de diseño y operación desfavorables. Como consecuencia, las premisas contempladas inicialmente en el estudio RBI y técnicas de inspección seleccionadas pueden no ser efectivas para detectar estos puntos donde la tasa de degradación es mayor, provocando fallas prematuras e inesperadas.

En este trabajo se presenta un caso real de análisis de falla de un tubo de acero al carbono en un horno perteneciente a una unidad de destilación al vacío. Esta falla produjo una pérdida de contención de producto (Residuo Largo atmosférico, LR) dentro del horno y la parada no programada de toda la unidad de destilación al vacío y varias de las plantas que alimenta.

Se determinó que la falla se produjo por corrosión interior por mecanismos de Sulfidación/Ácidos Nafténicos en un tramo localizado del tubo, el cual se estima que estuvo expuesto a una temperatura más elevada y bajo un régimen de flujo bifásico que aceleró el proceso. Este horno había sido inspeccionado dos años antes y se había efectuado una medición de espesores por ultrasonido en modo spot, sin detectar evidencia del avance de este mecanismo.

Para determinar la causa de falla, se emplearon distintas técnicas de inspección, tanto in-situ como en una muestra de tubo extraída del horno, entre ellas:

- Medición de espesores por ultrasonido
- Radiografiado
- Ensayo de tintas penetrantes y partículas magnéticas
- Inspección visual (interna y externa)

Se analizaron condiciones operativas particulares que pueden haber favorecido el desarrollo de este mecanismo de manera localizada dentro del horno, tales como:

- Menor caudal en ese circuito.
- Ausencia de polleras de protección contra el golpe de llama.
- Reducción de la relación S/TAN de la alimentación.
- Procesamiento de alimentación más liviana.

Como resultado de la investigación, se adoptaron acciones para retroalimentar el análisis de RBI y redefinir la estrategia de inspección a emplear en próximas intervenciones, con el objetivo de detectar fallas incipientes de similares características.

Introducción

Descripción del proceso

Las unidades de destilación de alto vacío (HVU) se emplean para aprovechar las fracciones de hidrocarburos más pesados obtenidas en las unidades de destilación de crudo (CDU), produciendo cortes valiosos que luego pueden alimentar otras unidades de refinería como el craqueo catalítico, unidades de coquificación o unidades destinadas a la producción de bases lubricantes. La alimentación de LR es precalentada en un horno, vaporizándola parcialmente, para luego ser destilada en una columna que opera bajo condiciones de vacío. Adicionalmente, en el horno suelen ocurrir reacciones de craqueo térmico. Las bajas presiones involucradas reducen los puntos de ebullición de las distintas fracciones de hidrocarburo presentes en el LR, permitiendo su separación por destilación fraccionada.

En la Refinería Buenos Aires, la Unidad de Alto Vacío 1 (HV1) se alimenta de LR atmosférico derivado principalmente de crudo variedad Río Negro (RN) y procesa aproximadamente 1200 ton/día. Esta unidad se destina principalmente a la producción de destilados precursores de bases lubricantes, posteriormente reprocesados en unidades subsiguientes.

A continuación, se describe brevemente las principales condiciones de operación y diseño del horno F-4001 de la unidad HV1. En la **Figura 1** se incluye un esquema representativo de los distintos circuitos del horno, mientras que en la **Tabla 1** se resumen las condiciones de diseño y operación más relevantes.

- La carga de LR ingresa a aproximadamente 260 °C y 5 barg al banco convectivo del horno, el cual aprovecha el calor remanente de los gases de combustión generados en los quemadores de la celda radiante.
- Posteriormente, ingresa al banco radiante, expuesto directamente a la llama de 4 quemadores que operan con fuel oil.
- El banco radiante consta de tubos de acero al carbono (CS) de 3,5 pulgadas de diámetro, dispuestos de manera horizontal y unidos de a pares mediante cabezales de retorno a 180°. Los extremos de los tubos se encuentran mandrilados a los cabezales.
- Los tubos corren paralelos entre sí, en dirección sur-norte y norte-sur a lo largo de la celda del horno. Están ubicados sobre las paredes laterales, techo y piso.
- El horno consta de tres circuitos que operan en paralelo. El caudal que ingresa a cada circuito está controlado por un sistema tipo “coil-balance”, que tiene en cuenta la temperatura a la salida de cada uno, antes de que la carga se mezcle en la zona de transferencia.
- El caudal mínimo en cada circuito está limitado por una Ventana Operativa de Integridad (IOW) con un valor de 300 ton/d. El objetivo de esta ventana es prevenir sobrecalentamiento de algún serpentín por bajo caudal. Asimismo, la temperatura a la salida de cada circuito presenta un límite máximo de 385 °C, también definido como IOW.
- La zona de transferencia consiste en los últimos tubos que recorren la longitud del horno para luego enviar la carga a la columna de destilación a aproximadamente 400 °C. Los tubos de esta zona presentan diámetros de 6” y 8” y están construidos con acero de aleación 5Cr - ½Mo.

Tabla 1: Condiciones de diseño y operación del horno F-4001

	Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3	Transferencia
Temperatura de operación (°C)*	360 (sal.)	380 (sal.)	390 (sal.)	400 (sal)
Límite Temperatura (°C)	385 (max.)	385 (max.)	385 (max.)	400 (max.)
Caudal de operación (ton/d)*	330	360	460	1150
Límite Caudal (ton/d)	300 (min.)	300 (min.)	300 (min.)	900 - 1650
Diámetro de tubos (pulg.)	3,5	3,5	3,5	6 y 8
Cantidad de tubos	40	30	32	4 (6”) + 2 (8”)
Material	CS	CS	CS	5Cr – 0.5Mo

*Promedio durante el año 2024

Descripción de la falla

Durante una recorrida programada en febrero 2025, se observó a través de una de las mirillas del horno F-4001 una pequeña llama proveniente de uno de los tubos del piso (#62 en esquema). Esta fue monitoreada de manera continua hasta que se detectó un aumento significativo del tamaño de la llama. En este punto, se decidió parar la unidad para ingresar al horno, identificar la causa y realizar las reparaciones correspondientes.

El tubo #62 pertenece al Circuito 2 y se trata secuencialmente del segundo paso a lo largo de la zona radiante, luego de ingresar a la misma por el tubo #61. La falla se identificó como una pinchadura en el tramo final del tubo, cercana a su extremo sur, previo al cabezal de retorno ubicado sobre una de las paredes del horno.

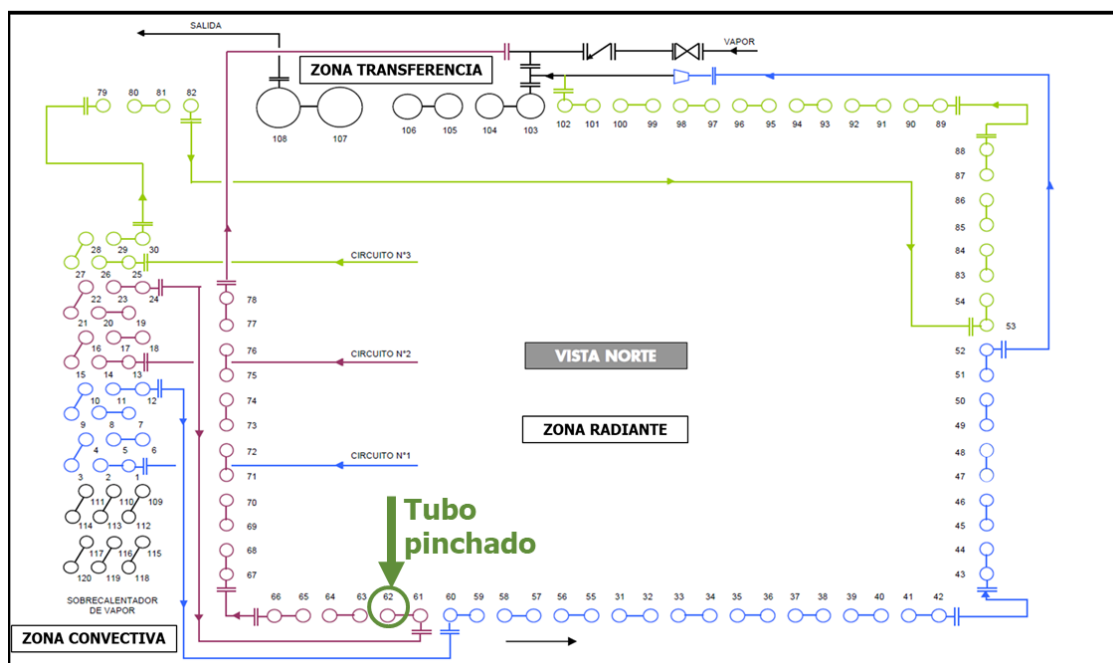


Figura 1: Vista esquemática de la disposición de los tubos y los diferentes circuitos en el horno F-4001. Se indica el tubo en el que se produjo la pinchadura (tubo #62, Circuito 2, piso del horno).

Potenciales mecanismos de degradación

La frecuencia y estrategia de inspección de todos los equipos sometidos a presión de la unidad, incluyendo los tubos de este horno, se rige según RBI. En este estudio se encuentran considerados los potenciales mecanismos de degradación actuantes durante su operación. En función de estos mecanismos, se definen las tareas de inspección a realizar en cada oportunidad. Los mecanismos de degradación contemplados en el RBI de este horno son:

- Corrosión por Sulfidación
- Corrosión por Ácidos Nafténicos (NAC)
- Creep
- Oxidación a alta temperatura
- Coquificación, taponamiento
- Sobrecalentamiento (por bajo caudal o excesiva coquificación dentro de los tubos)

De todos estos mecanismos enumerados, se realizará una breve descripción de los dos primeros que resultan de interés para este trabajo.

Corrosión por Sulfidación

- Corrosión del acero al carbono y otras aleaciones producto de la reacción con compuestos azufrados presentes en corrientes de hidrocarburo, a temperaturas mayores a 230-260 °C.
- Generalmente, la morfología de daño es corrosión uniforme. En los aceros al carbono y de baja aleación se forma una capa de sulfuro de hierro (FeS) sobre la superficie, la

cual puede retardar el mecanismo corrosivo. La efectividad de la protección de esta capa depende esencialmente de su estabilidad y adherencia a la superficie del metal.

- La tasa de corrosión por este mecanismo depende de:
 - Composición química del acero. Los aceros al carbono son los más susceptibles. La resistencia al mecanismo se incrementa significativamente con el contenido de Cr (aceros de baja aleación, aceros inoxidable). Asimismo, se ha demostrado que la velocidad de corrosión en el acero al carbono puede depender del contenido de Si (CS con Si < 0,10 %wt pueden sufrir corrosión acelerada).
 - Temperatura. La velocidad de corrosión se incrementa a mayores temperaturas.
 - Concentración de compuestos azufrados. A mayores contenidos de S en el hidrocarburo, mayor es la tasa de corrosión. Sin embargo, se debe tener en cuenta que los crudos pueden contener diferentes especies de compuestos de S, con diferentes reactividades. Los compuestos más reactivos son aquellos que tienen una mayor tendencia a evolucionar como sulfuro de hidrógeno (H₂S).
 - Naturaleza de la fase de hidrocarburo. Los compuestos azufrados tienden a concentrarse en las fracciones líquidas, mientras que las fases gaseosas tienden a ser más agresivas para este mecanismo.
 - Estabilidad de la capa de FeS. A mayor estabilidad y adherencia de la capa formada, menor será la tasa de corrosión por sulfidación. Los factores que influyen la estabilidad de la capa de FeS son:
 - La velocidad de flujo. Mayores velocidades tienden a desprender con mayor facilidad la capa de FeS debido a las elevadas tensiones de corte involucradas.
 - Presencia de Ácidos Nafténicos. Reducen la estabilidad de la capa de FeS de manera localizada.
 - Régimen de flujo. Puede producirse corrosión acelerada en cambios de dirección (como codos en cañerías). Adicionalmente, se han observado mayores tasas de corrosión en la parte superior de tubos horizontales de hornos de precalentamiento. Se cree que este fenómeno ocurre en condiciones de flujo bifásico estratificado, donde la concentración de H₂S se incrementa en la fase vapor y/o se desarrollan mayores temperaturas como consecuencia de la menor capacidad de extracción calórica de la fase vapor respecto a la fase líquida.

Corrosión por Ácidos Nafténicos (NAC)

- Corrosión a alta temperatura del acero al carbono y otras aleaciones causada por ácidos nafténicos orgánicos presentes en el crudo y sus correspondientes fracciones.
- La morfología de daño se caracteriza generalmente por corrosión localizada, pitting o arañazos en la dirección de flujo, especialmente en zonas de alta velocidad y turbulencia.
- La tasa de corrosión es dependiente de factores similares a la Sulfidación. Entre ellos:
 - Composición química del acero. Los aceros al carbono son los más susceptibles. La resistencia al mecanismo se incrementa significativamente con el contenido de Cr (aceros de baja aleación, aceros inoxidable).
 - Temperatura. Ocurre normalmente a temperaturas mayores a 220 °C. La velocidad de corrosión se incrementa con la temperatura hasta aproximadamente 400-425 °C, donde los ácidos nafténicos comienzan a degradarse.
 - Concentración de ácidos nafténicos. A mayor contenido de ácidos nafténicos, mayor es la velocidad de corrosión esperada. Normalmente, este factor puede evaluarse a partir del TAN (Número total de ácidos) en el crudo o en el corte de interés. Sin embargo, el TAN puede ser poco representativo debido a que indica el total de ácidos presentes en el crudo y no sólo de los ácidos nafténicos. Adicionalmente, dentro de la familia de ácidos nafténicos existen diferentes compuestos con diferentes estructuras y corrosividades. Por estas razones, generalmente no puede establecerse una relación directa entre el TAN y la velocidad de corrosión asociada.

- Estabilidad de la capa de FeS. A mayor estabilidad y adherencia de la capa formada, menor será la tasa de corrosión.
 - La presencia de ácidos nafténicos favorece la desestabilización y remoción localizada de esta capa.
 - La presencia de S, favorece la formación de esta capa, inhibiendo el desarrollo de NAC hasta un cierto punto. En ese sentido, la corrosión por NAC suele ser un problema en crudos de bajo azufre y alto TAN (baja relación S/TAN) dada su menor capacidad de formar una capa estable de sulfuro.
 - Mayores velocidades tienden a desprender con mayor facilidad la capa de FeS debido a las elevadas tensiones de corte involucradas. Los principales problemas por NAC suelen darse en cambios de dirección y zonas de alta turbulencia como codos.
- Régimen de flujo. La corrosión suele ser más severa en condiciones de flujo bifásico, dado que los compuestos ácidos tienden a condensar desde la fase vapor en la parte superior de cañerías o tubos de acero.

Historial de inspección

Los tubos de este horno se inspeccionan en cada parada de planta de la unidad HV1, con una frecuencia de entre 5-6 años. La estrategia de inspección consiste principalmente en la inspección visual de los tubos en busca de deformación, control dimensional y réplicas metalográficas para verificar el avance de Creep, sobrecalentamiento por golpes de llama o eventual taponamiento por coquificación. Adicionalmente, se realizan mediciones puntuales de espesores por ultrasonido (UT) a lo largo de los tubos en búsqueda de corrosión uniforme.

La última inspección de este horno fue realizada a fines del año 2023. En esta oportunidad, no se detectaron bajos espesores en los puntos medidos.

El tubo #62 fue renovado por última vez en el año 2008, por lo que al momento de la falla había permanecido en servicio continuo durante 17 años.

Adicionalmente, no se encontraron registros de fallas anteriores por bajo espesor de tubos. Los tubos de piso y/o pared de este horno debieron ser renovados preventivamente por sobrecalentamientos debido a golpes de llama, bajo caudal y formación de carbón. Algunos tubos del piso (#34 a #37) han debido ser renovados con una frecuencia de hasta 3 años como consecuencia del desarrollo de esos mecanismos.

Desarrollo

Inspección visual in-situ

Al ingresar al recinto del horno, se confirmó que la falla se originó a través de una pinchadura en el tubo #62, cercana al extremo sur. Este tubo se encuentra ubicado sobre el piso del recinto y en su extremo se ubica debajo de uno de los quemadores (ver **Figura 2.a,b**). Se observaron además depósitos de hollín sobre la pared de refractario, posiblemente derivados de la combustión del producto (LR).

Tal como se identifica en la **Figura 2.c**, la pinchadura se produjo en el tramo final del tubo, donde la protección contra posibles golpes de llama (pollera metálica soldada en la cara expuesta a las llamas de todos los tubos del horno) se encontraba ausente. En la **Figura 2.d** se muestra un detalle de la zona de falla. Esta presentó una morfología tipo fisura pasante, ubicada en dirección circunferencial al tubo y sobre el medio superior, ligeramente inclinada hacia el lado oeste.

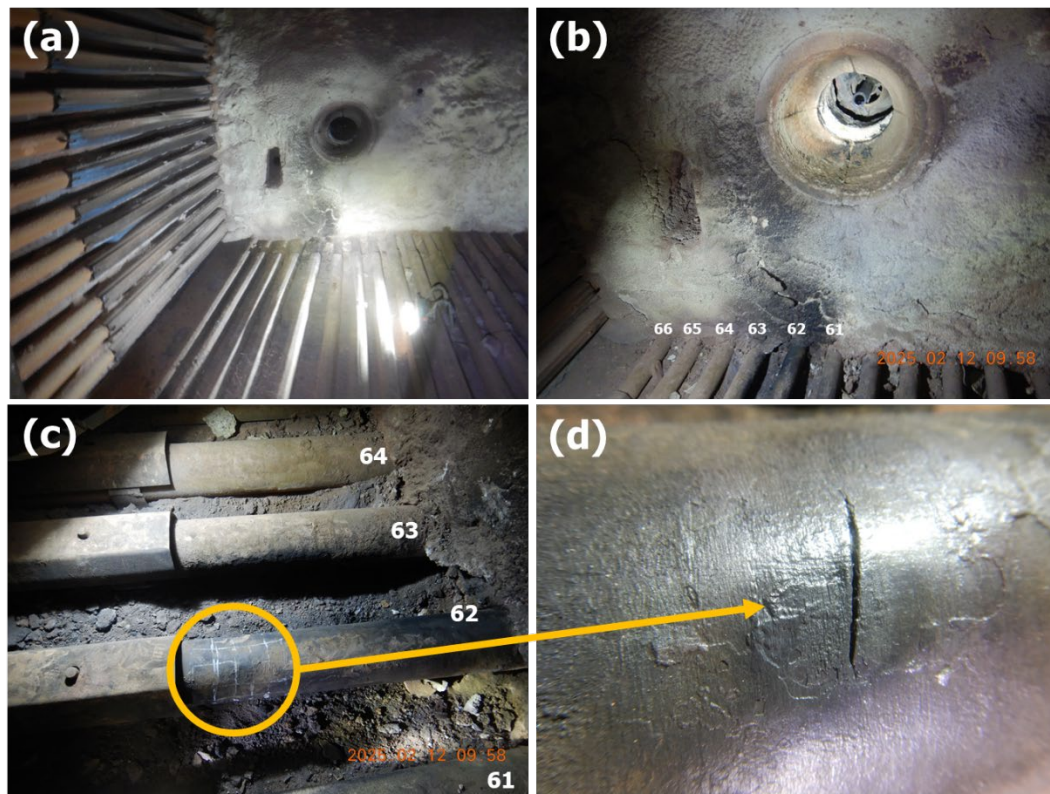


Figura 2. (a) Vista de la pared sur (al frente) y pared este (izquierda) en el interior del recinto del horno F-4001. (b) La pinchadura se produjo en el extremo sur del tubo 62 (piso), por debajo del quemador de la pared sur, (c) sobre el medio superior y en una sección no protegida por la pollera metálica. (d) La morfología de la falla es una fisura pasante, orientada en dirección circunferencial.

Ensayos no Destructivos

La zona de la falla fue inspeccionada y caracterizada para identificar la causa y definir las reparaciones necesarias. Adicionalmente, se realizaron ensayos no destructivos en tubos cercanos cuyas condiciones de operación resultan similares, con el objetivo de identificar y descartar posibles fallas incipientes de iguales características.

Se realizó una inspección mediante Gammagrafía de perfil en la zona del tubo identificada de manera visual, evidenciando la fisura pasante que dio origen a la pinchadura y otras fisuras en zonas aledañas. Adicionalmente, se observó una pequeña película de depósitos (posiblemente coque) sobre la superficie interna. Finalmente, se detectó una diferencia de densidad en la placa radiográfica en la zona en donde se encontraron las fisuras, posiblemente relacionada con una disminución del espesor del tubo. En la **Figura 3.a** se incluye una captura de la placa radiográfica descrita anteriormente.

Para caracterizar la zona previamente identificada, se realizaron mediciones de espesor por UT con un esquema de grilla de 20x20 mm. Se detectó que la zona de bajo espesor (mínimo de 2 mm) consistía en una franja de aproximadamente 50 mm de longitud, situada en el medio superior y alineada en dirección longitudinal al tubo (ver **Figura 3.b**). El resto del tubo (debajo de la pollera) presentaba espesores cercanos al nominal, sin evidencias de corrosión.

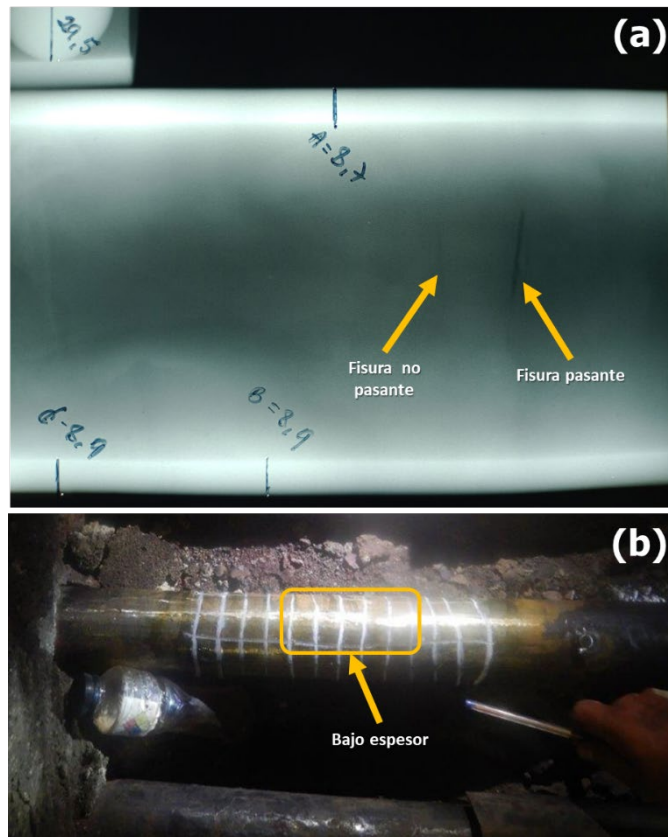


Figura 3. (a) Gammagrafía de perfil en zona de falla. Se identifica la fisura que da origen a la pinchadura junto con otra fisura no pasante ubicada en las cercanías de la primera. (b) Grilla empleada para la determinación del perfil de espesores en la zona de falla. Se detecta una zona de espesores mínimos de 2 mm.

La inspección mediante estas técnicas de END fue repetida para tubos del piso del #56 al #66 y de la pared oeste del #42 al #44. No se detectó una disminución de espesor apreciable en los puntos medidos (espesores cercanos al nominal). Únicamente se observó una fina película de coque de aproximadamente 4 mm adherida a la superficie interna en los tubos #43 y #44.

Para caracterizar las fisuras y otros posibles defectos a lo largo del espesor del tubo, se efectuaron inspecciones mediante las técnicas de Líquidos Penetrantes (PT) y Partículas Magnéticas Húmedas Fluorescentes (WFMT). Los resultados obtenidos se muestran en las **Figuras 4a y b**. Mediante estas técnicas se identificaron otras fisuras que propagaron paralelamente a aquella que produjo la pérdida de contención. El resto del tubo, incluyendo la zona debajo de la pollera, no presentó indicaciones detectables mediante estos ensayos.

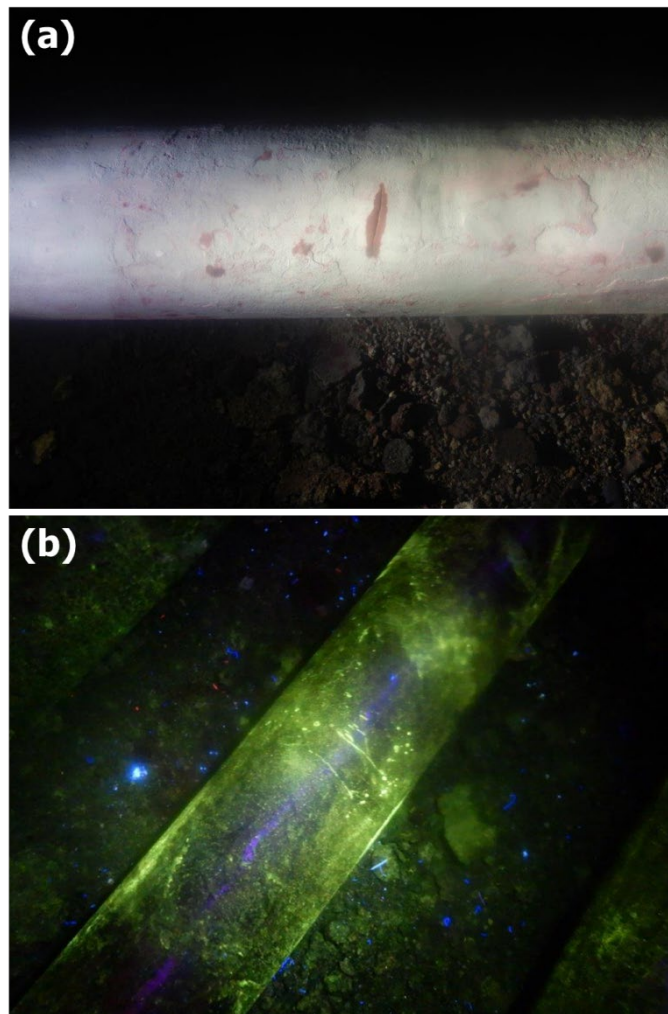


Figura 4. Identificación y caracterización de fisuras en el tubo mediante (a) ensayo de tintas penetrantes (PT) y (b) partículas magnéticas húmedas fluorescentes (WFMT).

Definición de la reparación

A partir de la caracterización de la falla mediante las técnicas de END descritas anteriormente sobre el tubo #62 y otros tubos del horno, se definió la reparación a efectuar sobre el tramo de en el cual se identificaron defectos y bajo espesor.

Esta consistió en el corte con amoladora y remoción del tramo afectado del tubo #62, desde la pared sur hasta aproximadamente 1,5 m desde el inicio de la pollera metálica. Esta porción de tubo se reemplazó por un tramo de tubo de acero al carbono ASTM A106 grado B, de idéntico diámetro y espesor, soldado a tope a ambos extremos. Se decidió efectuar esta reparación en lugar de renovar completamente el tubo para evitar comprometer los mandrilados en los cabezales y así asegurar la hermeticidad del circuito.

La reparación fue liberada con inspección de soldaduras mediante Gammagrafía y LP.

Inspección visual interna y caracterización de la zona de falla

La superficie interna del tramo de tubo extraído del horno se encontraba cubierta con una delgada capa de depósitos o incrustaciones, presumiblemente atribuibles a coquificación y sulfuro de Fe. Sobre el medio superior del tubo, se identificó una franja de una coloración distinta al resto de la superficie (ver **Figura 5.a**). Esta franja se extendía longitudinalmente a lo largo del tubo, encontrándose intensificada en la zona de falla y su ubicación era coincidente con el bajo espesor encontrado en esa sección (ver **Figura 5.b**).

El tramo de tubo fue posteriormente cortado en dos mitades y en dirección longitudinal para permitir observar y caracterizar la zona de falla desde su interior (ver **Figura 5.c**). Sobre la franja identificada en la parte superior, en la zona cercana a la pared sur y hasta una altura coincidente con el comienzo de la pollera, pudo observarse la zona de bajo espesor previamente detectada mediante ensayo de UT. La fisura pasante se encontraba sobre esa zona de bajo espesor, aunque ligeramente desplazada.

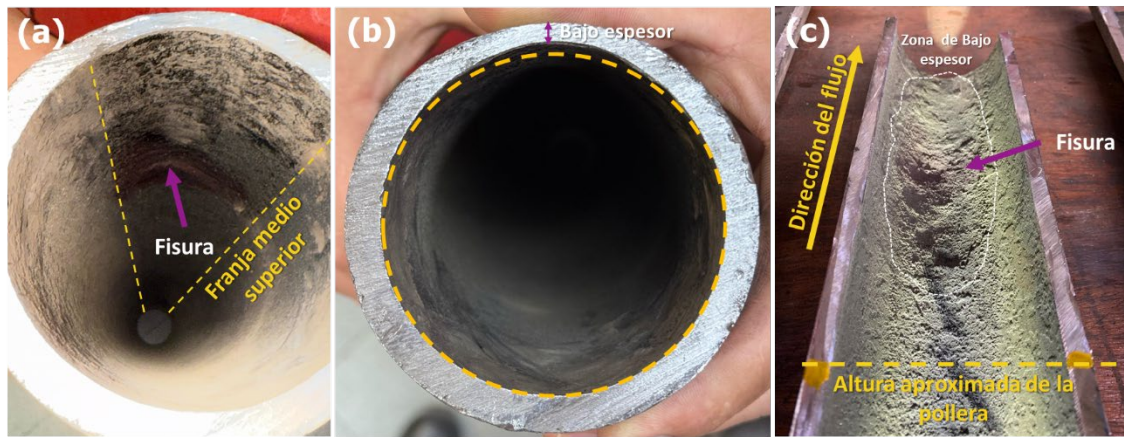


Figura 5. Inspección visual interna del tramo de tubo reemplazado. (a) Franja interior y ubicación de la fisura. (b) Bajo espesor en la sección transversal del tubo, coincidente con la ubicación de la franja. (c) Ubicación de la zona de bajo espesor y fisura que originó la falla en la mitad superior del tubo. Se indica la altura aproximada de la protección a la llama.

Para evidenciar los distintos defectos sobre la superficie interna del tubo, el mismo fue sometido a un procedimiento de arenado. Las distintas morfologías encontradas se resumen en las imágenes de la **Figura 6**:

- Se verificó que la franja en la zona superior se encontraba a lo largo de todo el tubo.
- La zona de bajo espesor se extendía hasta aproximadamente la altura del comienzo de la pollera. El resto del tubo presentaba espesor cercano al nominal.
- En la zona de bajo espesor había numerosas fisuras transversales, paralelas entre sí, con una morfología coincidente con un mecanismo de fatiga térmica.
- Se encontró pitting de poca profundidad en algunas zonas de la parte superior, aunque sin mayor relevancia.

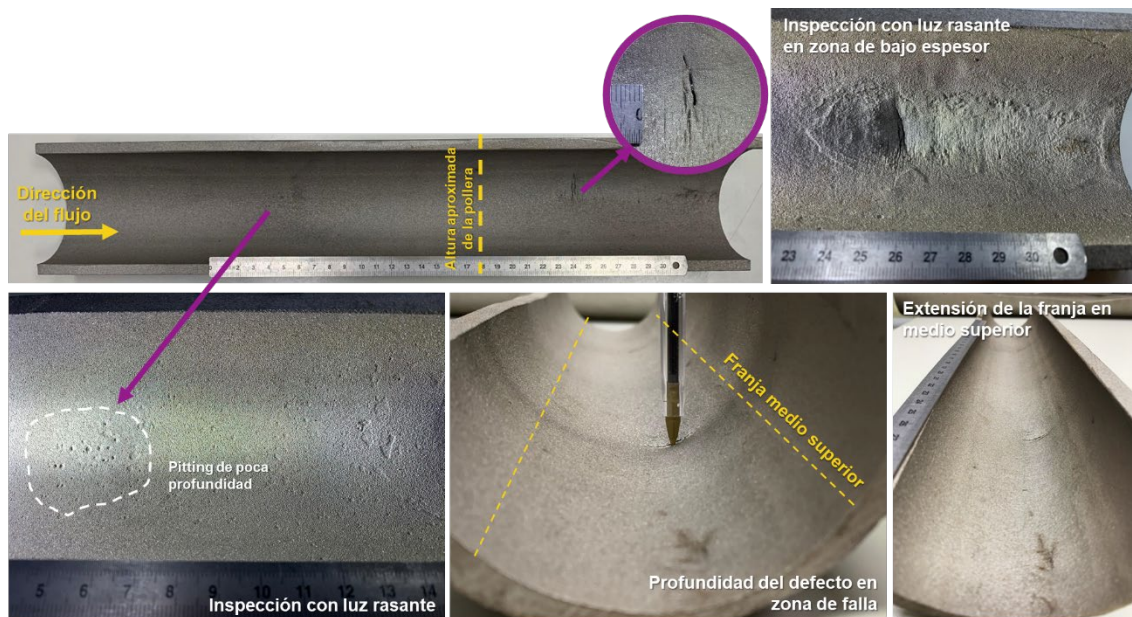


Figura 6: Inspección visual interna de la superficie interior del tubo luego del arenado.

Determinación de la causa de falla. Factores involucrados.

En base a la observación y caracterización realizada sobre el tubo, se determinó que la causa que dio origen a la falla es corrosión interna a alta temperatura. Se presume que ambos mecanismos identificados durante el estudio RBI (Sulfidación y NAC) pueden ser contribuyentes para desarrollar este tipo de degradación.

El fenómeno corrosivo se localizó en un tramo particular del tubo. En este sentido, se plantean algunos factores que explicarían esta degradación localizada:

- Se cree que en esta zona el metal habría alcanzado temperaturas mayores respecto al resto del tubo. Algunos puntos para considerar son:
 - Zona no protegida por la pollera. Podría existir golpe directo de la llama del quemador que se encuentra en la parte superior, incrementando localmente de la temperatura de piel de tubo.
 - Flujo bifásico y estratificado. Una fracción del fluido de proceso se encuentra vaporizada en este punto, formando una capa de vapor en la parte superior del tubo que actúa como aislante térmico, dada su menor capacidad de extracción de calor con respecto a la fase líquida. La franja que se observa a lo largo del tubo puede ser una evidencia del desarrollo de un régimen de flujo de este tipo.
 - Circuito que opera con bajo caudal. El Circuito 2 operó durante todo el año 2024 con menor caudal que el Circuito 3 (ver **Tabla 1**). Un menor caudal de proceso implica una menor capacidad de extracción de calor y por ende el desarrollo de mayores temperaturas.
- Concentración de azufre y ácidos nafténicos.
 - En caso de flujo bifásico y estratificado, los principales agentes corrosivos (H_2S , ácidos nafténicos) presentes en el LR tienden a concentrarse y ser más agresivos en la fase vapor. Esto explicaría que el daño se haya localizado en la parte superior del tubo.
 - Durante los últimos años se ha observado un incremento paulatino de los niveles de TAN del crudo RN a la vez que se ha observado un descenso en los niveles de %S (ver **Tabla 2**). El procesamiento de crudos (y por ende de su fracción de LR) de menor relación S/TAN puede contribuir negativamente a la estabilidad de la capa protectora de FeS , incrementando las tasas de corrosión.
 - Sin embargo, el incremento del TAN y la reducción del %S del crudo RN no pueden ser asociadas directamente al LR, debido a las distintas naturalezas y estructuras de los compuestos orgánicos involucrados en ambos indicadores. En base a la información disponible no es posible afirmar que el procesamiento de crudo RN con menor relación S/TAN haya contribuido para acelerar el mecanismo de corrosión. Se estima que el daño se produjo durante todo el tiempo en servicio del tubo, con una velocidad de corrosión razonable para un tubo de horno de este tipo (vida útil estimada en 20 años).
- Incremento de livianos en la alimentación
 - El empleo una alimentación con fracciones crecientes de hidrocarburos más livianos puede contribuir a que la carga del horno comience a evaporarse en puntos donde antes no ocurría, favoreciendo el incremento de temperatura y la concentración de precursores de corrosión explicados en los puntos anteriores.
 - Si bien se ha observado una reducción de algunos valores de TBP (True Boiling Point) del LR en los últimos años, los resultados no son concluyentes al respecto.

Tabla 2: Evolución de los niveles de S y TAN en el crudo RN. Promedio por año.

Propiedad	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
S (%wt)	-	0,34	0,27	0,22	0,15	0,14	0,14	0,14
TAN (mgKOH/g)	0,61	0,88	0,51	0,37	0,17	0,19	0,34	0,75
S/TAN	0,4	0,5	0,6	0,9	0,8	0,4	0,2	0,4

Si bien la causa raíz de la falla fue la corrosión interna del tubo, se infiere que la causa desencadenante se debió a un mecanismo de fatiga térmica. El desarrollo de este mecanismo se identificó debido a la presencia de numerosas fisuras transversales, paralelas entre sí, no ramificadas y con ausencia de deformación plástica apreciable. Entre ellas, se encontraba la fisura que produjo la pinchadura del tubo. Los factores críticos que contribuyeron a desarrollar este mecanismo son:

- Variaciones cíclicas de temperatura, que generan esfuerzos en la dirección longitudinal del tubo por ciclos de expansión/contracción térmica.
- Flujo bifásico intermitente debido a variaciones en el caudal de alimentación y el incremento local de temperatura en piel de tubo.

- Zona del tubo más susceptible debido a la degradación del material por la alta temperatura y por el bajo espesor.

Conclusiones

- La causa raíz de la falla fue corrosión interna a alta temperatura, con pérdida de espesor localizada en el tramo de tubo desprotegido por la pollera. Los mecanismos actuantes habrían sido ser Sulfidación, NAC o una combinación de ambos.
- La alta temperatura alcanzada en ese tramo con respecto al resto del tubo resultó determinante para el desarrollo de estos mecanismos. Esta se debió posiblemente a la formación de una capa de vapor que actuó como aislante térmico, incrementando la temperatura de piel de tubo.
- La causa final de falla fue fisuración por fatiga térmica, promovida por el daño localizado del tubo debido a la corrosión interna y la presencia de ciclos de temperatura originados por las variaciones de caudal de proceso y las intermitencias propias de la operación del horno.
- La morfología del daño fue pérdida de espesor localizada. Por lo tanto, la medición spot de espesores en los tubos mediante ultrasonido, la cual fue empleada en cada parada de planta hasta este momento, no es efectiva como técnica de inspección para detectar este mecanismo.
- Se inspeccionaron tubos vecinos en condiciones de operación y ubicación similares. No se detectaron pérdidas de espesor mediante las técnicas de inspección disponibles (ultrasonido, radiografía). Sin embargo, no se descarta que estos mecanismos puedan estar desarrollándose en otros tubos y las técnicas empleadas sean inefectivas para detectarlos.

En base a estas conclusiones se destacan las siguientes recomendaciones y puntos a considerar para futuros trabajos:

- Se evaluarán técnicas de inspección alternativas para evaluar pérdida de espesor localizada en los tubos del horno. Una posibilidad es utilizar la técnica Remote Field Testing (RFT), la cual permitiría detectar zonas de bajo espesor a partir del pasaje de una sonda a lo largo de toda la longitud del tubo.
- El aumento del caudal a través del Circuito 2 podría contribuir a mitigar este problema.
- Se recomendará extender las polleras protectoras, para que cubran los extremos de los tubos.
- Se actualizarán los historiales y mecanismos de falla en el Manual de Control de Corrosión de la unidad. Se reevaluará el RBI considerando estos mecanismos para definir un plan y estrategia de inspección más acorde a los mecanismos encontrados.

Bibliografía

ANSI/API RP 571 - Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. Tercera edición, marzo 2020.

API RP 939-C - Guidelines for Avoiding Sulfidation (Sulfidic) Corrosion Failures in Oil Refineries. Segunda edición, enero 2019 (reafirmada octubre 2024).

Breve CV del autor

Título y lugar de estudio:

- Ingeniería en Materiales – Instituto Sabato (UNSAM-CNEA) - 2019
- Master of Science in Materials Engineering and Nanotechnology – Politecnico di Milano - 2023

Cargo actual en la empresa:

- Ingeniero en Corrosión y Materiales (desde febrero 2024)

Trayectoria:

- Ingeniero de Integridad – CTI Solari y Asociados (2019 – 2021)
- Ingeniero en Corrosión y Materiales – Raízen Argentina (2024- actualidad)