

ANALISIS Y SOLUCION INTEGRAL DE LA FALLA EN UN INTERCAMBIADOR DE CALOR DE HIDROTRATAMIENTO: METODOLOGIA IMPLEMENTADA Y CONCLUSIONES OBTENIDAS

Calvanese, Juan Martin, YPF S.A., juan.calvanese@ypf.com
Barragan, Martin Hernan, YPF S.A., martin.h.barragan@ypf.com
Gimenez, Fernando Gabriel, YPF S.A., fernando.gimenez@ypf.com
Tumini, Tiziana, YPF S.A., tiziana.tumini@ypf.com

Sinopsis

Este trabajo aborda el análisis y resolución de la falla de un intercambiador de calor en una planta de hidrotratamiento de gasoil. La falla fue consecuencia de la pérdida de integridad de los tubos, lo que generó una fuga interna entre corrientes de proceso. Aunque no se produjo una pérdida al exterior, esta condición derivó en una contaminación cruzada que afectó la calidad del producto y provocó una parada no planificada de la unidad.

La metodología implementada incluyó tres etapas: diagnóstico, intervención técnica y mejora del diseño. Inicialmente, se utilizaron sistemas de tomamuestras y una secuencia de muestreo que ayudaron a identificar el equipo afectado. Posteriormente, la unidad fue sometida a una parada no planificada para llevar a cabo la reparación necesaria y, a continuación, se realizó un análisis de falla exhaustivo que identificó las causas principales del incidente. Finalmente, se evaluaron mejoras en los materiales del diseño para prevenir que vuelva a ocurrir.

Contenido	
1. Introducción	3
2. Identificación del problema	3
3. Secuencia de extracción de muestras	5
3. Intervención del equipo	9
3.1 Inspección realizada	9
3.2 Tareas realizadas	12
3.3 Mejora en el Diseño de Sellado	13
3.4 Análisis de corrosión	13
4. Análisis de Causa Raíz	15
5. Estrategias de Integridad implementadas	16
6. Conclusiones	17
7. Bibliografía	17
8. Breve CV de los autores	18

1. Introducción

El Complejo Industrial Ingeniero Enrique Mosconi (CIEM) está conformado por una refinería y un complejo petroquímico. La refinería, que este año celebra su centenario, cuenta con unidades de destilación atmosférica, destilación al vacío, craqueo catalítico, craqueo térmico, hidrotratamiento y recuperación de azufre.

La unidad de hidrotratamiento de gasoil (HTG, por sus siglas) representa un proceso clave en la producción de combustibles. En esta unidad, el gasoil proveniente de otras instalaciones (como unidades de topping, coquers, etc.) se mezcla con hidrógeno en un reactor con catalizadores de Ni-Mo y Co-Mo soportados sobre alúmina. El proceso consiste fundamentalmente en la reacción entre el hidrógeno y los compuestos sulfurados del gasoil, generando sulfuro de hidrógeno (H_2S), el cual se separa posteriormente.

A raíz de un desvío en la calidad del gasoil a la salida de la unidad, y tras varios ajustes operativos (como modificaciones en la carga y en la severidad de la reacción) sin obtener mejoras, se procedió a realizar un muestreo en puntos estratégicos. Los análisis revelaron una posible pinchadura en un intercambiador del sistema de precalentamiento.

Este desvío de calidad consistió en que, en lugar de presentar un contenido de azufre inferior a 10 ppm (como fue diseñado), el gasoil producido registraba un contenido superior, del orden de las 200 ppm.

2. Identificación del problema

Ante la imposibilidad de corregir el desvío de calidad mediante maniobras operativas, se procedió a la toma de muestras de gasoil en puntos estratégicos de la unidad con el objetivo de identificar con mayor precisión el origen del problema. La metodología implementada consistió en la extracción sistemática de dichas muestras y su posterior análisis para determinar el contenido de azufre, conforme a los métodos normalizados ASTM D2622 y ASTM D5453.

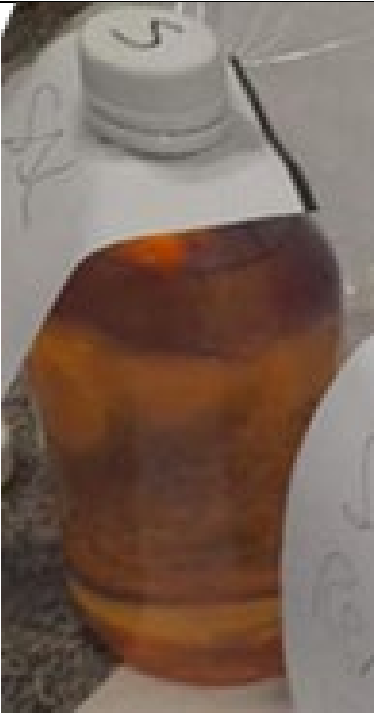
Una de las principales dificultades durante la toma de muestras fue la elevada temperatura del gasoil en los puntos seleccionados. Para resolverlo, se optó por emplear un sistema de enfriamiento acoplado a un dispositivo tomamuestras, lo que permitió realizar la extracción de forma segura y eficiente. Dicho sistema, previamente diseñado y construido para una unidad análoga, consiste en un intercambiador de calor de carcasa y tubos, en el cual el agua de enfriamiento circula por la envolvente, mientras que el gasoil lo hace por el interior de los tubos.

Una vez enfriado, el gasoil se embotelló para su análisis. La imagen 1 muestra el equipo utilizado y sus conexiones. Además del análisis cuantitativo en laboratorio, se utilizó la observación visual del color como indicador complementario de contaminación por azufre. En las imágenes 2 y 3 se comparan muestras con contenidos de azufre menores a 10 ppm y del orden de 200 ppm, respectivamente. Es importante destacar que la coloración marrón oscura se hace evidente aproximadamente dos horas después de la toma.

Ambas metodologías, visual y analítica, confirmaron la presencia de gasoil contaminado con un nivel de azufre superior al especificado.



Imagen 1. Enfriador del tomamuestra utilizado. Por envoltente circula agua de enfriamiento y por el circuito interior de tubos el gasoil que se quiere extraer para analizar.

	
<i>Imagen 2. Muestra de gasoil extraída con azufre menor a 10ppm. Se observa de color claro y brillante.</i>	<i>Imagen 3. Muestra de gasoil con 200ppm de azufre luego de 2 horas de extraída la muestra. El color es ambar y opaco.</i>

3. Secuencia de extracción de muestras

A fin de identificar el origen de la contaminación y descartar equipos involucrados, se llevó a cabo una secuencia planificada de extracción de muestras en puntos estratégicos de la unidad. En la imagen 4 se presenta un diagrama simplificado del sistema de carga y precalentamiento y del sistema de reacción, en el cual se indican, mediante numeración, los puntos específicos de muestreo.

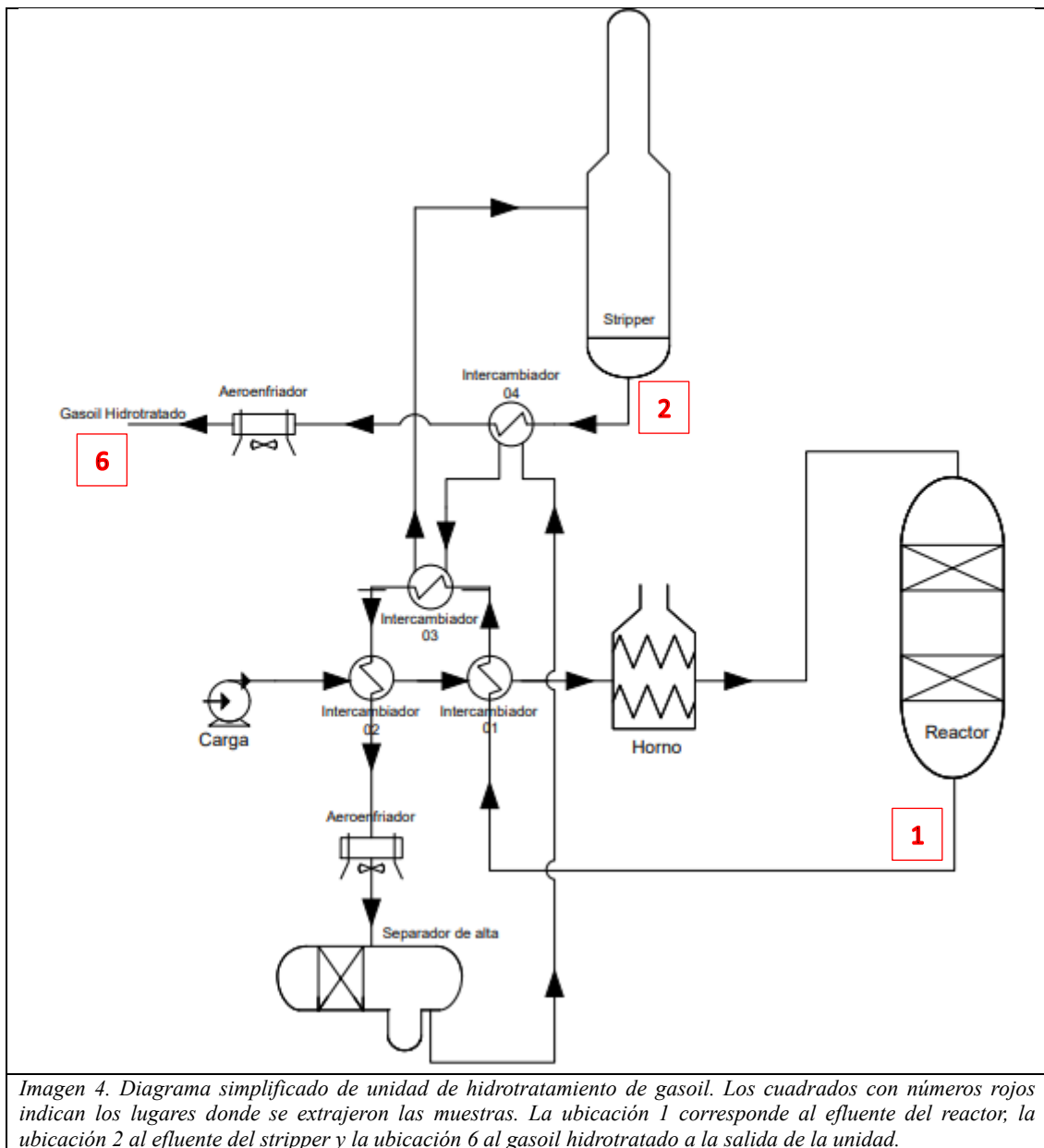


Imagen 4. Diagrama simplificado de unidad de hidrotratamiento de gasoil. Los cuadrados con números rojos indican los lugares donde se extrajeron las muestras. La ubicación 1 corresponde al efluente del reactor; la ubicación 2 al efluente del stripper y la ubicación 6 al gasoil hidrotratado a la salida de la unidad.

1. Dado que el catalizador se encontraba próximo al final de su ciclo de vida, la primera hipótesis apuntó a una baja conversión en el reactor como causa del alto contenido de azufre. Por ello, se extrajo una muestra del efluente del reactor (ubicación 1, imagen 4). El resultado, visible en la imagen 5, presentó una coloración clara y brillante, descartando el agotamiento del catalizador.



Imagen 5. Coloración de la muestra extraída en el efluente del reactor donde se observa clara y brillante indicando que el reactor estaba operando normalmente.

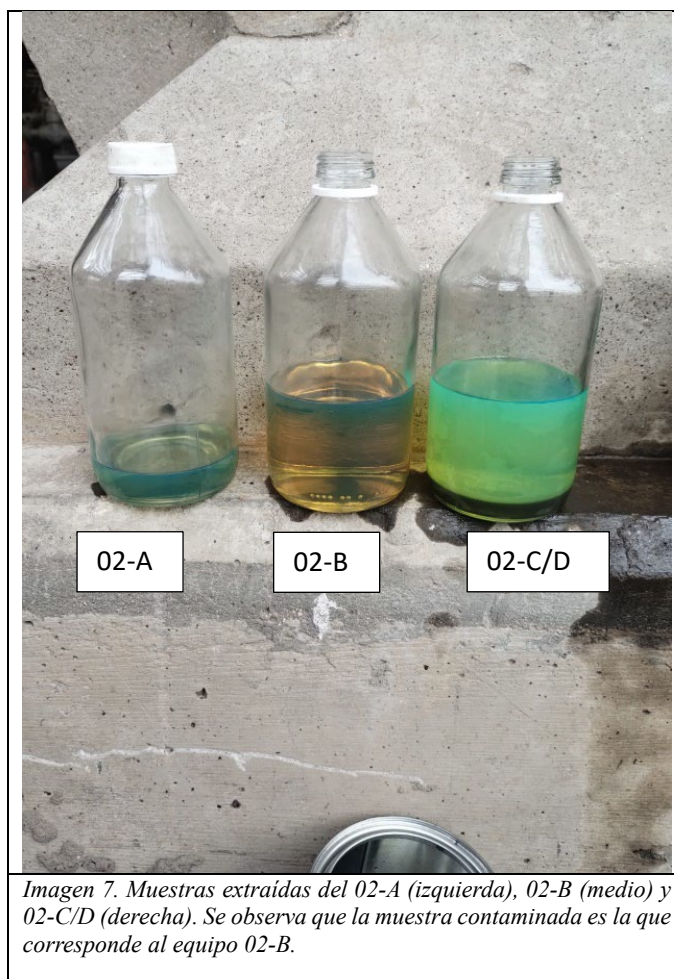
2. La segunda hipótesis consideró una posible contaminación del fondo del stripper con la carga, originada por una pinchadura en el intercambiador 04. Se retiró una muestra del efluente del stripper (ubicación 2, imagen 4) y se la comparó con una muestra del producto final a la salida de la unidad (ubicación 6, imagen 4), dando como resultado valores iguales de azufre lo que indica que la contaminación se estaba produciendo aguas arriba del stripper.

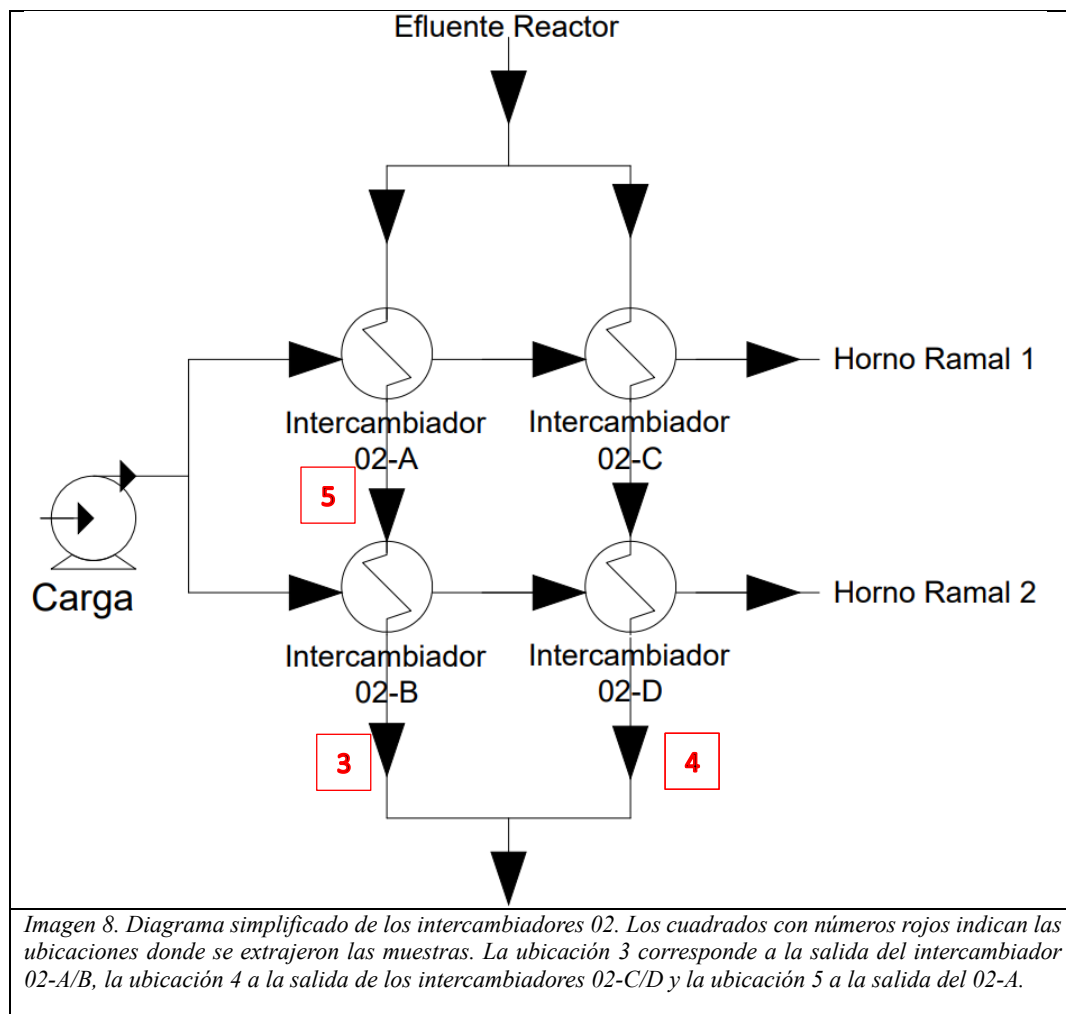
3. Posteriormente, se evaluaron las corrientes a la salida de los intercambiadores 02-A/B y 02-C/D por el lado de tubos (ubicaciones 3 y 4 del diagrama en imagen 8), para descartar una contaminación entre el gasoil hidrotratado y la carga. Los análisis confirmaron que en la batería 02-A/B se estaba produciendo dicha contaminación (ver imagen 6).



Imagen 6. Muestras de gasoil extraídas de la corriente lado tubos del intercambiador 02-A/B (izquierda) y 02-C/D (derecha). Se observa que la muestra del 02-A/B estaba contaminada.

4. Finalmente, se analizó la salida por tubos del intercambiador 02-A (ubicación 5, imagen 8), sin evidencias de contaminación (ver imagen 7), lo que permitió concluir que el problema se encontraba en el intercambiador 02-B.





Como medida correctiva, se determinó que era necesario intervenir el intercambiador 02-B para anular el o los tubos pinchados. Este intercambiador pertenece a un conjunto de cuatro equipos (dos baterías en paralelo de dos equipos cada una), construidos con tubos en “U” tal como se muestra en el diagrama de la imagen 8.

Sin embargo, la intervención individual de una batería no es factible sin detener la unidad, debido a la ausencia de bloqueos y al desbalance que se generaría en los ramales del horno, lo que impide la operación estable. Por estas razones, fue necesario realizar una parada no planificada para efectuar la reparación del equipo afectado.

3. Intervención del equipo

3.1 Inspección realizada

Una vez detenida la unidad y desmontado el cabezal del intercambiador, se observó abundante cantidad de depósitos en el interior de los tubos (imagen 9), especialmente en el primer paso. Al extraer el haz tubular, se detectó que varios tubos estaban implosionados (imagen 10), lo cual es coherente ya que la presión por envoltente es mayor a la presión por tubos (diferencia de aproximadamente 5kg/cm^2).



Imagen 9. Placa de tubos de intercambiador 02-B donde se observa muchos depósitos en el interior de los tubos, principalmente en el paso superior.

Se efectuaron radiografías digitales en las zonas de las curvas para evaluar el espesor remanente, observándose valores de entre 0,3 y 0,4 mm (imagen 13). Uno de los tubos colapsados fue seccionado para analizar el patrón de daño, revelando una pérdida de espesor uniforme (imágenes 11 y 12). Con base en estos hallazgos, se concluyó que el modo de falla fue una corrosión generalizada que redujo el espesor de los tubos hasta provocar su colapso por presión externa.

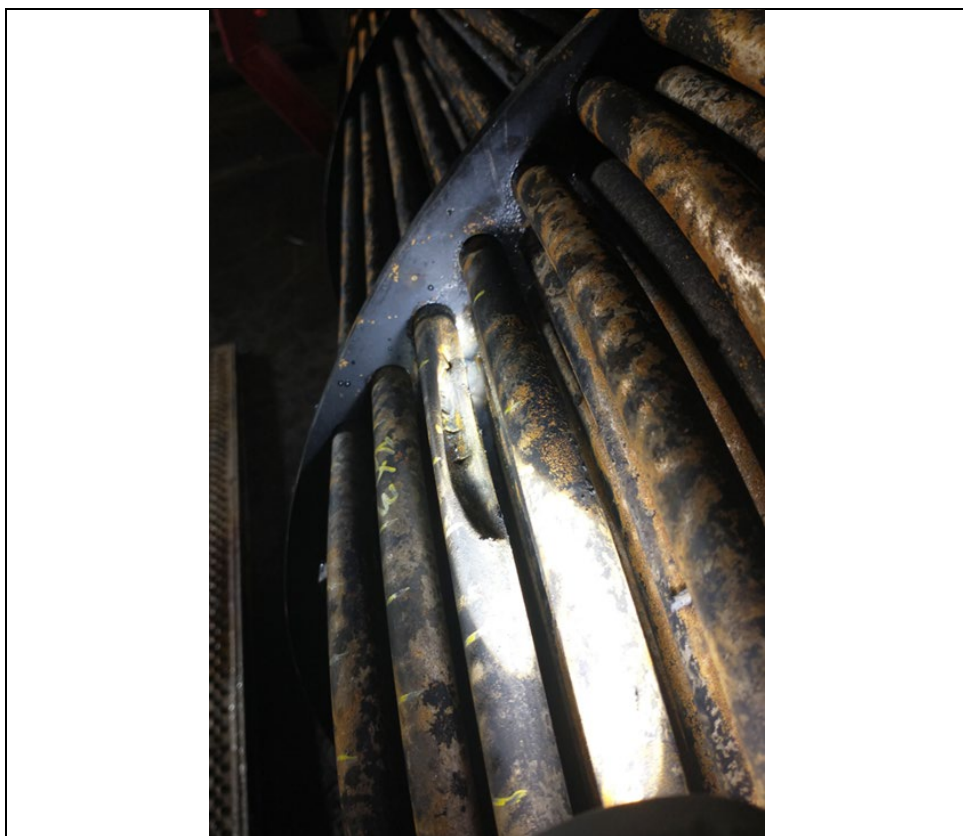


Imagen 10. Mazo de tubos del 02-B donde se observa que un tubo colapsó debido al bajo espesor de pared y que la presión exterior del tubo es mayor a la presión interior. También se observan fisuras en la zona deformada debido a esta implosión.



Imagen 11. Espesor de pared del tubo en una de las curvas, en el diámetro externo. El espesor nominal es de 2,11mm.



Imagen 12. Espesor de pared del tubo en una de las curvas, en el diámetro interno. El espesor nominal es de 2,11mm.

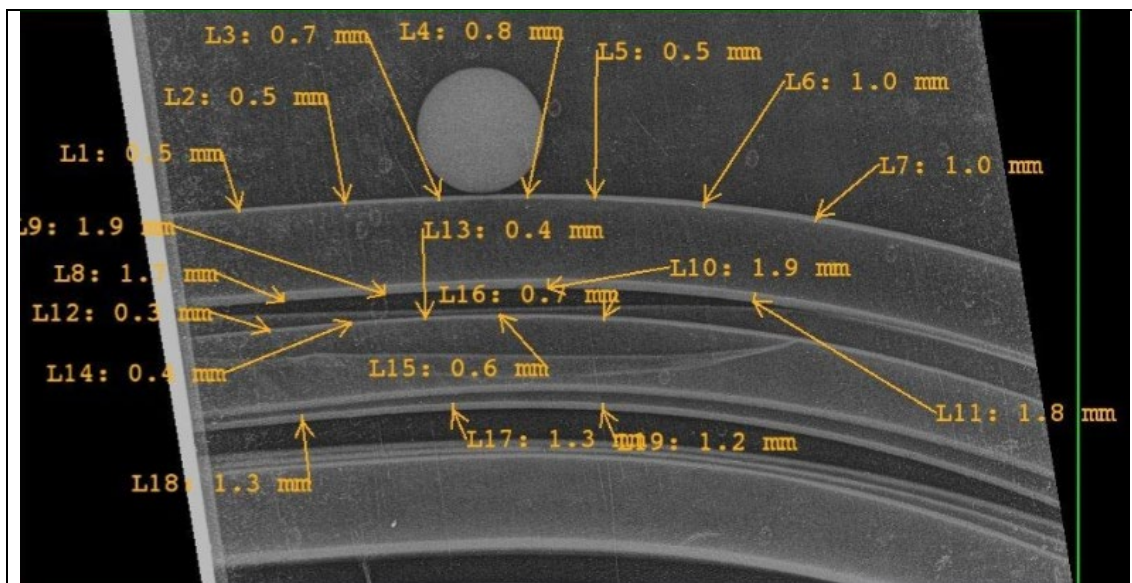


Imagen 13. Radiografía digital realizada al mazo en una zona que no falló para conocer la forma del daño. Se observan valores bajos y parejos a lo largo de toda la radiografía por lo que se concluye que hubo un mecanismo de corrosión generalizada.

3.2 Tareas realizadas

La intervención incluyó limpieza interna de los tubos, prueba hidráulica para detectar pérdidas, anulación de los tubos pinchados, pruebas de hermeticidad y normalización de uniones bridadas. En total, se detectaron 12 tubos con fugas, los cuales fueron anulados mediante el uso de tapones (imagen 14). Las tareas tuvieron una duración aproximada de tres días.



Imagen 14. Placa de tubos con los tapones en los tubos pinchados.

3.3 Mejora en el Diseño de Sellado

Durante la intervención se identificó que la junta de diseño original (espirometálica) presentaba un desempeño limitado o se encontraba operando próximo a los límites de su diseño para la serie de la brida y las presiones de operación. Si bien esto no afectó a la falla del equipo se optó por implementar una mejora mediante la utilización de juntas kamperfiladas, las cuales ofrecen mayor resistencia mecánica y mejor performance bajo estas condiciones.

3.4 Análisis de corrosión

Inicialmente se sospechó que la corrosión estaba relacionada con depósitos de cloruro de amonio, en línea con el mecanismo de corrosión por cloruro de amonio descrito en API 571, debido a la cantidad de depósitos encontrados y a antecedentes similares en otras unidades.

El CIEM cuenta con un laboratorio de integridad y corrosión altamente equipado (microscopía óptica y electrónica, difracción de rayos X, microdureza, ensayo Charpy, entre otros), lo que permite realizar análisis de depósitos de corrosión y análisis de fallas con agilidad y precisión. Además, este laboratorio brinda soporte técnico a otras especialidades y complejos de YPF.

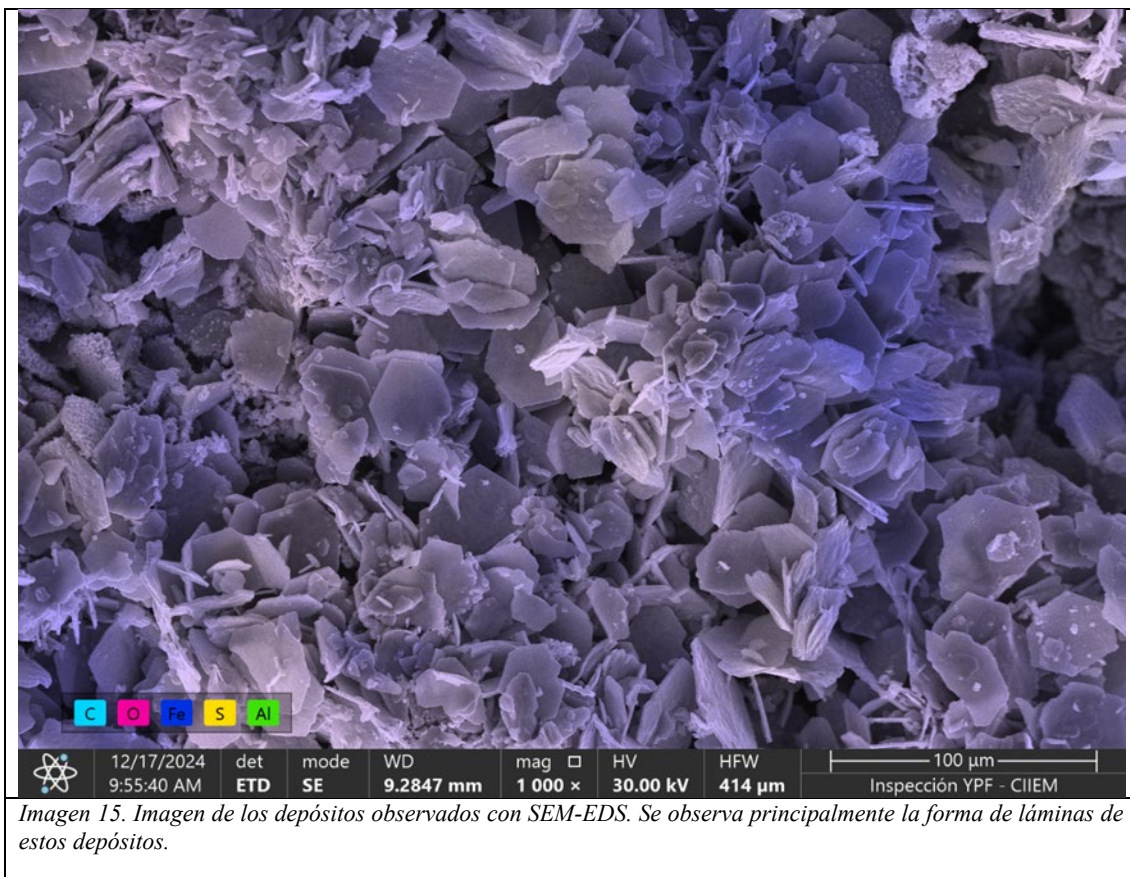
Para profundizar el análisis, se extrajeron depósitos del interior de los tubos a fin de establecer si eran causa o consecuencia de la corrosión. Se realizó un estudio elemental mediante Microscopía Electrónica de Barrido acoplada a Espectroscopía de Energía Dispersiva (SEM-EDS). Los resultados, presentados en la imagen 15 y 16 y en la tabla 1, indicaron:

- Ausencia de cloro y nitrógeno: se descartó la hipótesis de cloruro de amonio como agente corrosivo.
- Presencia dominante de hierro, azufre y oxígeno ($\approx 90\%$): los depósitos consisten principalmente en sulfuros y óxidos de hierro.
- Morfología laminar: típica de estos compuestos, confirmando la naturaleza del depósito.

Posteriormente se le realizó un análisis de difracción de rayos X, arrojando como resultado que la fase presente mayoritariamente es sulfuro de hierro y en menor medida sulfuro de cromo, como se observa en el difractograma de la imagen 17.

En base a estos resultados, y considerando las condiciones de operación (temperatura y composición de la corriente), se concluyó que el mecanismo de daño fue sulfidación por alta temperatura en presencia de H_2/H_2S .

Este diagnóstico oportuno, realizado mientras la planta aún estaba fuera de servicio, permitió definir con rapidez una estrategia de corrección en el corto plazo y planificar acciones preventivas para el mediano y largo plazo



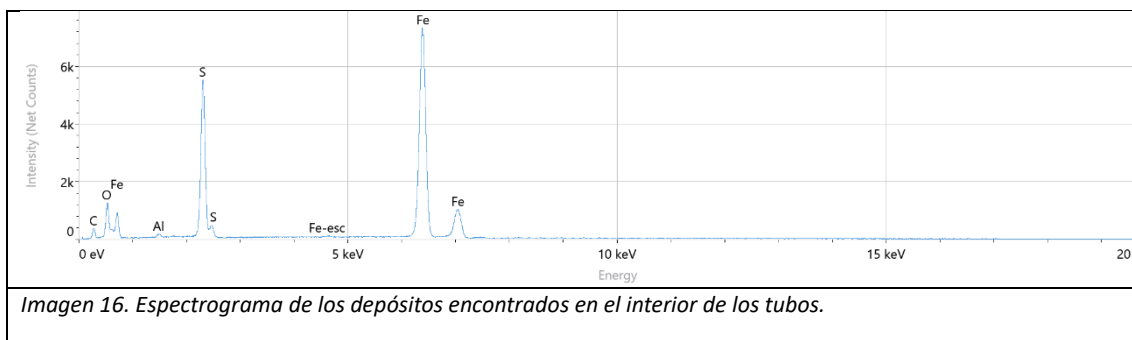
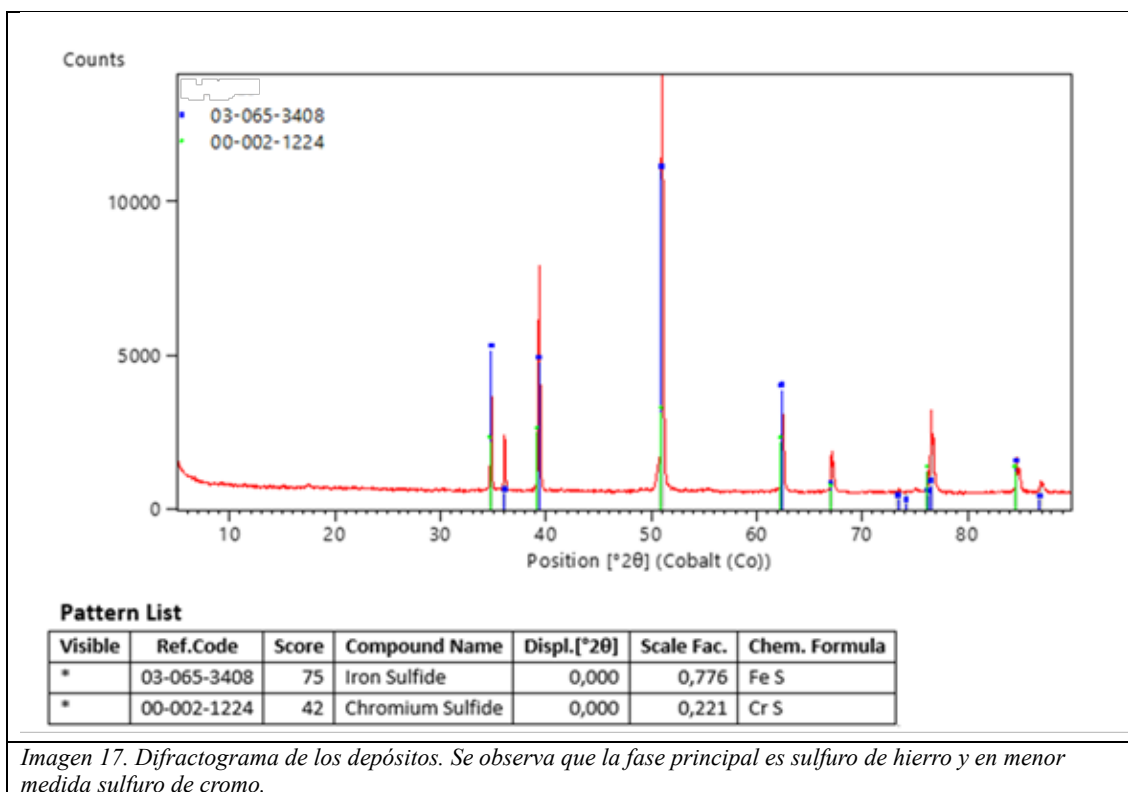


Tabla 1. Composición de los depósitos obtenido mediante Espectroscopia de Energía Dispersiva (EDS) incluido en el SEM.

Element	Line	At. %	Wt. %	Net Counts	At. % Error	Wt. % Error
C	K	20.4	8.1	1 874	0.6	0.2
O	K	29.8	15.7	7 245	0.6	0.3
Al	K	0.7	0.6	809	0.0	0.0
S	K	18.9	20.0	61 855	0.1	0.1
Fe	K	30.2	55.6	115 890	0.1	0.3



4. Análisis de Causa Raíz

Una vez reanudada la operación de la unidad, se procedió a realizar el análisis de causa raíz. El primer hallazgo —ya mencionado en apartados anteriores— fue que el mecanismo de daño actuante correspondía a sulfidación por alta temperatura en presencia de H_2/H_2S .

En primer medida, se evaluó si la velocidad de corrosión estimada durante la etapa de diseño de la unidad fue correcta. Para ello, se recopilaron de la hoja de datos del equipo (HDD) el porcentaje molar de H₂S y la temperatura de operación. Utilizando el anexo correspondiente de la norma API RP 581 para mecanismos de sulfidación, y mediante la interpolación de la tabla 2 (extraída de dicha norma), se estimó una velocidad de corrosión de 0,21 mm/año.

Tabla 2. Velocidades de corrosión para el mecanismo de sulfidación por alta temperatura en presencia de H₂/H₂S para acero al carbono y aceros de baja aleación.

H ₂ S (mole %)	Type of Hydrocarbon	Temperature (°C)											
		218	246	274	302	329	357	385	413	441	468	496	524
0.002	Naphtha	0.03	0.03	0.03	0.03	0.05	0.08	0.1	0.15	0.2	0.25	0.36	0.46
	Gas oil	0.03	0.03	0.03	0.05	0.08	0.13	0.18	0.25	0.36	0.51	0.66	0.86
0.0035	Naphtha	0.03	0.03	0.03	0.05	0.1	0.15	0.2	0.3	0.41	0.56	0.74	0.94
	Gas oil	0.03	0.05	0.08	0.1	0.18	0.28	0.41	0.56	0.79	1.04	1.4	1.8
0.008	Naphtha	0.03	0.03	0.05	0.08	0.13	0.18	0.28	0.38	0.53	0.74	0.97	1.27
	Gas oil	0.03	0.05	0.1	0.15	0.23	0.36	0.53	0.74	1.04	1.4	1.85	2.39
0.035	Naphtha	0.03	0.05	0.08	0.13	0.23	0.33	0.48	0.69	0.97	1.3	1.7	2.21
	Gas oil	0.05	0.1	0.15	0.25	0.41	0.64	0.91	1.3	1.8	2.44	3.3	4.32
0.08	Naphtha	0.03	0.05	0.1	0.18	0.25	0.41	0.58	0.84	1.17	1.57	2.08	2.79
	Gas oil	0.05	0.1	0.2	0.33	0.51	0.76	1.12	1.6	2.21	3.05	4.06	5.08
0.30	Naphtha	0.05	0.08	0.15	0.25	0.38	0.58	0.86	1.22	1.68	2.29	3.05	3.81
	Gas oil	0.08	0.15	0.28	0.46	0.74	1.12	1.63	2.31	3.3	4.32	5.84	7.62
0.75	Naphtha	0.05	0.1	0.18	0.28	0.43	0.66	0.97	1.37	1.91	2.54	3.3	4.32
	Gas oil	0.1	0.18	0.3	0.53	0.81	1.24	1.83	2.54	3.56	4.83	6.35	8.38
1.0	Naphtha	0.08	0.13	0.2	0.33	0.53	0.81	1.19	1.7	2.36	3.3	4.32	5.59
	Gas oil	0.13	0.23	0.38	0.66	1.02	1.55	2.26	3.3	4.57	6.1	7.87	10.41

Este valor llevó a analizar si la vida útil proyectada por la licenciataria era adecuada. Dado un espesor nominal de 2,11 mm —y considerando el espesor de retiro—, el haz tubular tendría una vida útil aproximada de 9 años, inferior a la especificación interna de YPF, que exige una duración mínima de 15 años para haces tubulares. Cabe señalar que la falla se produjo luego de 12 años de servicio.

Se concluyó que la causa raíz del daño fue la omisión del mecanismo de sulfidación en la etapa de diseño, lo que condujo a una subestimación de la velocidad de corrosión y a la selección de un material inadecuado. Asimismo, no se detectó participación activa de personal especializado en integridad, corrosión o inspección por parte de YPF durante el diseño del equipo, lo que impidió identificar estos aspectos críticos a tiempo.

5. Estrategias de Integridad implementadas

El intercambiador 02-D presenta condiciones operativas similares y está construido con el mismo material, por lo que se esperan velocidades de corrosión similares. Frente a esto, se definió una estrategia de mediano plazo consistente en la fabricación de un mazo muleto para cada uno de los equipos (02-B y 02-D), con reemplazo planificado para el próximo cambio de catalizador (en aproximadamente 6 meses).

A largo plazo, se estableció como solución definitiva un cambio de material del haz tubular. Considerando la potencial presencia de sales de cloruro de amonio, se seleccionó un material base níquel (UNS N06625), capaz de resistir tanto la sulfidación por alta temperatura como la corrosión por cloruro de amonio.

6. Conclusiones

- Las instalaciones actuales no permiten una extracción de muestras rápida, por lo que está planificado construir un tomamuestras con enfriador propio de la unidad, para realizar el análisis en los puntos correspondientes.
- La sulfidación por alta temperatura en presencia de H_2/H_2S fue el mecanismo de daño que produjo la pinchadura del tubo y que, al no tenerlo en cuenta en el diseño original del equipo, las velocidades de corrosión fueron mayores.
- La disponibilidad de un laboratorio interno con personal especializado permitió realizar un diagnóstico rápido y certero, facilitando la toma de decisiones estratégicas.
- La participación activa de especialistas en integridad y corrosión en la etapa de diseño es clave para asegurar la correcta selección de materiales y la identificación de mecanismos de daño relevantes.
- La implementación de juntas kamperfiladas mejoró significativamente la confiabilidad del sistema frente a las condiciones operativas
- Se definió un plan de acción ante desviaciones reiteradas y significativas en la calidad del gasoil hidrotratado, fortaleciendo la capacidad de respuesta ante futuros eventos.

7. Bibliografía

- API RP 581, Risk-Based Inspection Methodology
- API RP 571, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry
- ASTM D2622 1REV A Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products by Wavelength Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry
- ASTM D5453 Standard Test Method for Determination of Total Sulfur in Light Hydrocarbons, Spark Ignition Engine Fuel, Diesel Engine Fuel, and Engine Oil by Ultraviolet Fluorescence

8. Breve CV de los autores

- **Juan Martin Calvanese**

Título y lugar de estudio:

Ingeniero en Materiales, Universidad Nacional de La Plata.

Trayectoria:

5 años de experiencia en Oil & Gas en activos estáticos.

Cargo actual en la empresa:

Ingeniero de Integridad

- **Martin Hernan Barragan**

Título y lugar de estudio:

Ingeniero en Materiales, Universidad Nacional de La Plata.

Trayectoria:

5 años de experiencia en Oil & Gas en activos estáticos.

Cargo actual en la empresa:

Ingeniero de Inspección

- **Fernando Gabriel Gimenez**

Título y lugar de estudio:

Ingeniero Químico, Universidad Nacional de La Plata.

Trayectoria:

18 años de experiencia en Oil & Gas en activos estáticos.

Cargo actual en la empresa:

Ingeniero de Procesos

- **Tiziana Tumini**

Título y lugar de estudio:

Ingeniera Química, Universidad Nacional del Sur.

Trayectoria:

8 años de experiencia en operaciones CIIEM.

Cargo actual en la empresa:

Jefa de Planta