

ANÁLISIS DE CAUSAS DE FORMACIÓN IMPREVISTA DE COQUE EN UNIDAD DE FCC A

Franco Di Rocco, YPF, franco.dirocco@ypf.com
Emiliano Cassino, YPF, emiliano.cassino@ypf.com

Sinopsis

En este trabajo se presenta el análisis de un evento ocurrido en la unidad de Cracking Catalítico A del Complejo Industrial Ingeniero Enrique Mosconi. El mismo sucedió durante las maniobras de puesta en marcha de la planta luego de una intervención programada de veinte días en la cual no se abrió el reactor. La decisión de no abrir los equipos se basó en experiencias pasadas y en el tiempo de operación que llevaba la unidad. Al circular catalizador se observó una pérdida significativa del inventario la cual se determinó por la disminución del nivel del regenerador y por la aparición de catalizador en el producto de fondo de la fraccionadora.

Al abrir el reactor para la observación y corrección del evento, se constató que el mal funcionamiento se originó por el desprendimiento de carbón y una consecuente obstrucción de los ciclones del reactor. En la apertura del equipo se observó que la cantidad de carbón formada en la plenum y la línea de transferencia reactor-regenerador era inusualmente alta para la unidad. Se realizó una investigación para determinar el origen de la excesiva formación de carbón y se hallaron tres principales causas. La primera de ellas fue la operación prolongada a bajo caudal motivada por la priorización de procesamiento en otras unidades. También se estableció que el reciclo de slurry hacia los inyectores de carga era excesivo. Por último, se concluyó que otro de los factores que contribuyeron al evento fue la disminución en la severidad de la reacción.

En este análisis se resalta la importancia de la correcta gestión del cambio de las condiciones operativas de la unidad de FCC, con el fin de prevenir futuros incidentes.

Introducción

Las unidades de Cracking Catalítico Fluidizado (FCC) cumplen un rol central en la conversión de las fracciones pesadas de las refinerías. Estas unidades generan productos de alto valor comercial como naftas y olefinas para uso petroquímico. Su operación debe ser continua y eficiente para garantizar la mayor rentabilidad posible. Por esta razón, cualquier evento que afecte el desempeño de una de estas unidades puede tener un impacto negativo significativo en la operación de los complejos industriales.

El presente trabajo se centra en el análisis de la formación de coque excesiva y sin precedentes en la unidad de Cracking Catalítico A (FCC A) del Complejo Industrial Ingeniero Enrique Mosconi (CIIEM). El FCC A es una unidad del tipo side-by-side de dos risers diseñada originalmente por Kellogg. Esta unidad comenzó su operación en el año 1955, marcando un hito como uno de los primeros FCC instalados en Argentina. Luego de casi setenta años de operación, la aparición de una cantidad inesperada de carbón o coque en esta unidad pone de manifiesto la complejidad en este proceso y la necesidad de una evaluación de las decisiones tomadas durante la operación.

El objetivo de este trabajo es identificar cuáles fueron las causas que condujeron al evento descrito, evaluar decisiones previas y extraer aprendizajes que permitan evitar futuros problemas.

Desarrollo

Planificación de la intervención

La unidad de FCCA debía realizar una parada programada en marzo del 2024. Dicha intervención era necesaria para realizar mantenimiento a los internos de la válvula de catalizador agotado. Por la naturaleza del trabajo que se debía realizar, era necesario enfriar la unidad y descargar el inventario de catalizador del reactor y regenerador. Con el objetivo de reducir los tiempos de intervención y recursos, se realizó un estudio para determinar si la apertura del reactor era necesaria o se podía prescindir de ella. En el análisis se consideró que los ciclones del reactor estaban trabajando correctamente. Esto se evidenciaba en el bajo contenido de catalizador en el fondo de la fraccionadora (menor al 0,1 %peso). También se descartó la necesidad de intervenir el stripper de catalizador debido a daños en el distribuidor de vapor o en los baffles. Esto se fundamentó por el comportamiento normal del consumo de vapor. Por último se tuvo en cuenta el tiempo transcurrido desde el último ingreso al reactor. El mismo había ocurrido en el año 2022, aproximadamente un año y medio antes de

la intervención. En esa ocasión, no se había encontrado ninguna formación de coque que pudiera generar problemas. Por estas razones, se dispuso que no se ingresaría al reactor durante la intervención. Con esta decisión se logró optimizar los días de intervención planificados.

Problemas operativos durante la puesta en marcha

Las maniobras operativas para detener la planta transcurrieron con normalidad. Se observaron variaciones de temperatura normales para la unidad en este tipo de operación transitoria (Figura 1). Las mismas ocurren debido a la dificultad que presenta la unidad para mantener la circulación de catalizador en esta situación. Esto se debe a que las válvulas deslizantes son demasiado grandes para la circulación actual de la unidad y por lo tanto, no trabajan en una apertura óptima. Durante este tipo de operación, y contribuyendo a los movimientos erráticos de la temperatura, se suma una limitación del regenerador. Este equipo no puede mantener un perfil de temperatura constante debido a que la inyección de torch oil en su interior no es del todo homogénea. El diámetro del equipo es considerable (13,6 m) y esto dificulta mantener un perfil térmico uniforme. Además, al ser el inventario de catalizador superior a las 550 toneladas, no es posible observar cambios de temperatura rápidos durante la inyección de torch oil.

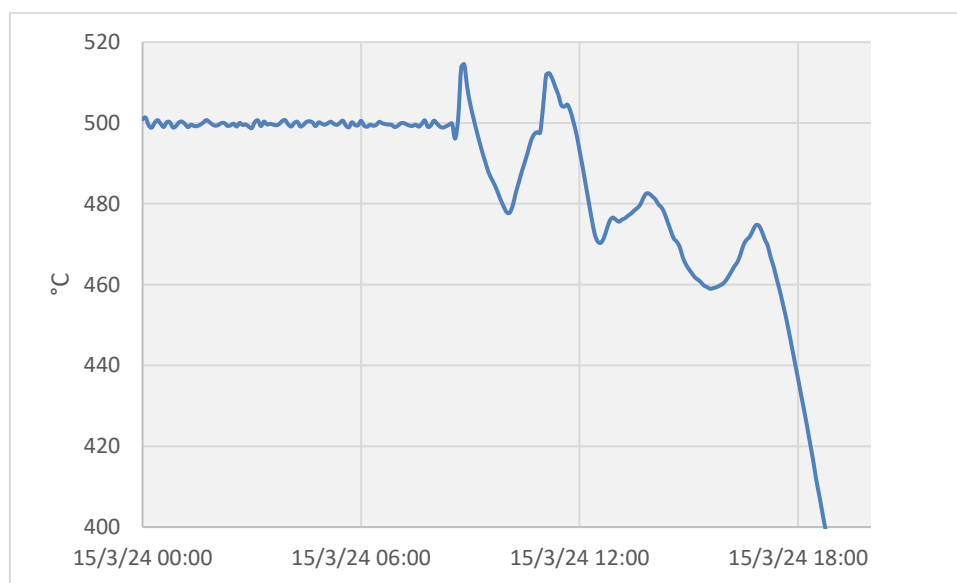


Figura 1. Comportamiento de la temperatura del reactor durante las maniobras de parada.

Luego de realizada la intervención de mantenimiento, se procedió a la puesta en marcha de la unidad. En el momento de ingreso con carga a los risers, se observó una disminución del nivel del regenerador (Figura 2). Esto representaba un indicio de pérdidas, por lo que se procedió a realizar cargas de catalizador para contrarrestar la disminución de inventario. Al principio, no se encontraron evidencias de que las pérdidas se estuvieran produciendo del lado del reactor ya que el aspecto del fondo de la fraccionadora no indicaba presencia de catalizador. Por esta razón, se supuso que el bajo caudal de gases estaba generando una baja eficiencia de los ciclones del regenerador y por consiguiente un aumento de pérdidas de catalizador. Durante el proceso de puesta en marcha se tuvo que cortar el ingreso de carga por unas horas debido a limitaciones en uno de los soplantes. En este periodo en el cual la unidad se mantuvo recirculando y no ingresó carga, se observó que el nivel en el regenerador se estabilizó. Nuevamente comenzó a disminuir cuando se reestableció el procesamiento de carga.

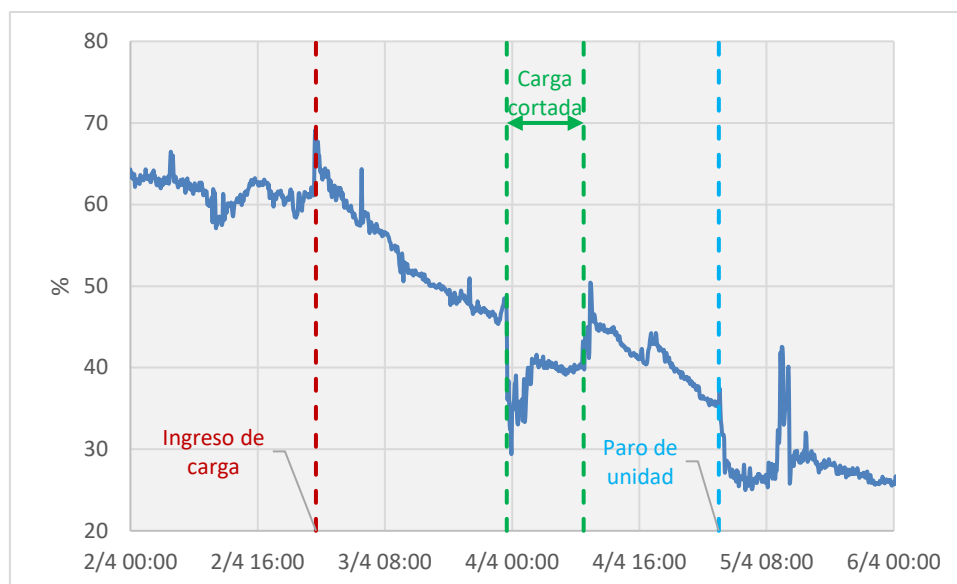


Figura 2. Comportamiento del nivel de catalizador del regenerador durante la puesta en marcha de la unidad.

Luego de sucesivas reposiciones de catalizador, se decidió detener la unidad ya que no era posible mantener la tasa de adición. Esto coincidió con la aparición de catalizador en el gasoil decantado (Producto de fondo de la fraccionadora) en concentraciones elevadas. Se tomó una muestra y se la analizó encontrando que 5 %p de la muestra era catalizador.

También se determinó que la distribución de partículas en la muestra se correspondía con el mal funcionamiento de al menos un ciclón (Figura 3). Esto podría estar ocurriendo por una válvula de la cola de los ciclones trabada, una abertura en el tambor del ciclón o directamente en la plenum del reactor.

Teniendo en cuenta esta evidencia, se decidió abrir el reactor, la plenum del mismo, la línea reactor-fraccionadora y el circuito de fondo de la fraccionadora principal.

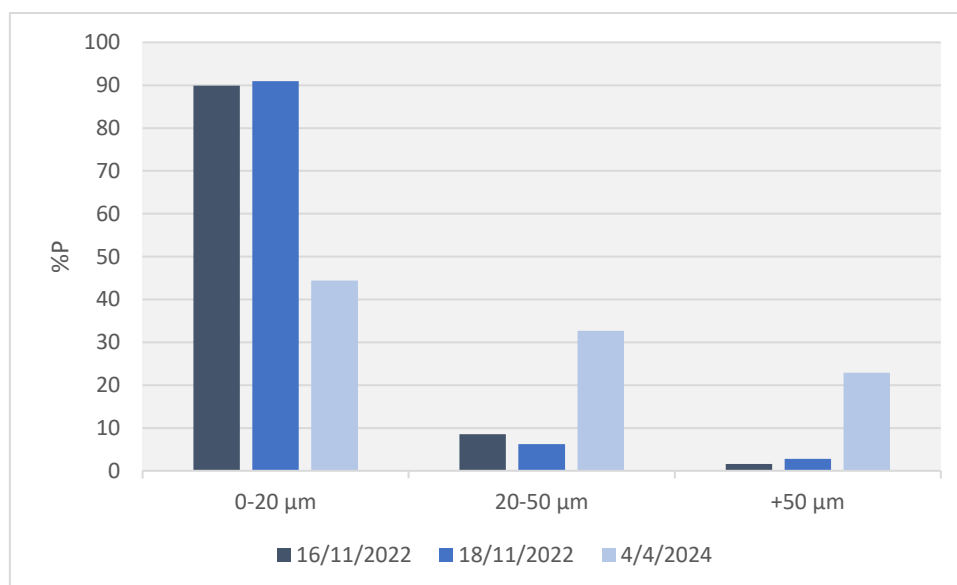


Figura 3. Distribución del tamaño de partículas en el gasoil decantado. Se detallan datos en operación normal (16/11/22, 18/11/22) y en el momento del evento (4/4/2024)

Apertura de equipos y hallazgos

Cuando se abrió el reactor, se encontraron dos de los cinco ciclones obstruidos con coque (el reactor cuenta con ciclones primarios únicamente). El mismo se encontró obstruyendo las válvulas ubicadas en la cola de los ciclones y también en la sección entre las válvulas y el tambor del ciclón (Figura 4D). Adicionalmente, se observaron formaciones de coque en la plenum. En esta sección, el coque se había desprendido y obstruía el ingreso por el pasahombre (Figura 4C).

Pero el hallazgo más relevante fue la gran cantidad de carbón que se había formado en la línea reactor-fraccionadora (Figura 4A y 4B). No se tenía registro de haber encontrado esta cañería con tantos depósitos de coque

en intervenciones pasadas. El espesor de la capa de coque encontrada ascendía hasta 10 cm en la sección inferior de la cañería.

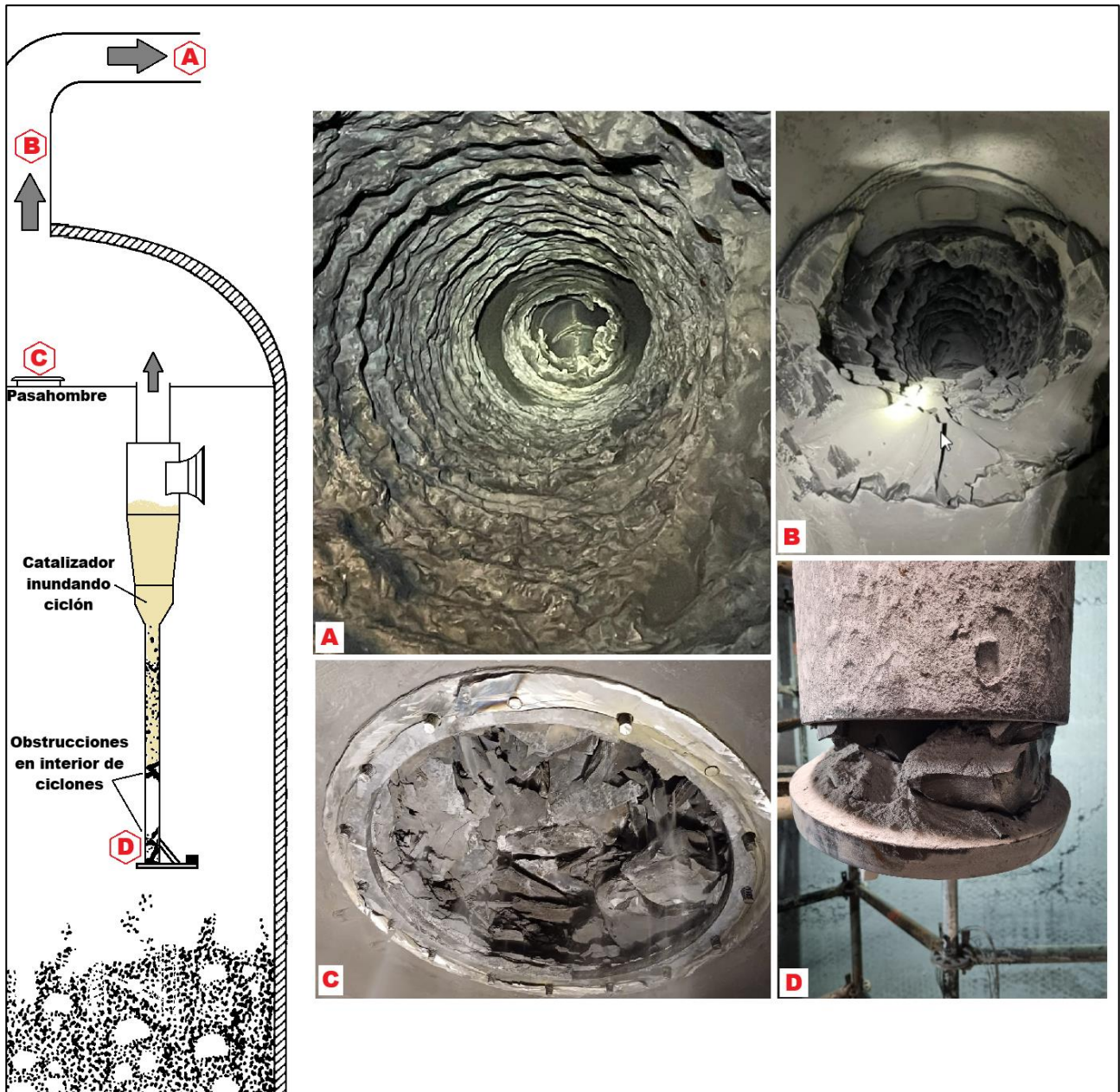


Figura 4. Esquema del reactor con indicaciones de los puntos en los cuales se encontró coque. A) Línea reactor-fraccionadora. B) Salida de efluente de reactor. C) Pasahombre de plenum. D) Válvula flapper de ciclón.

Los inyectores de carga se desmontaron para constatar que no se hubiesen tapado. Ambos se hallaron en buen estado, sin signos de daño. Durante el desmontaje, se retiró coque de esta sección. Este no se encontraba adherido a las paredes como ocurrió en la línea de transferencia sino que tenía forma de piedras redondeadas con una apariencia parcialmente ovoide de unos 6 cm de diámetro aproximadamente. La superficie del carbón era brillante (Figura 5). Estas piedras se encontraron en los dos inyectores de carga con los que cuenta la unidad, es decir, en cada uno de los risers.



Figura 5. Piedras de carbón encontradas en las inmediaciones de los inyectores de carga.

Investigación de causas de la formación de coque e implementación de soluciones

Ante los hallazgos luego de la apertura del reactor se decidió iniciar una investigación para determinar las razones por las cuales se había encontrado tanto coque en el interior de la unidad. Esto se realizó teniendo en cuenta que luego de operar un ciclo entero (periodo entre un paro de planta por mantenimiento y otro), no se solía encontrar el interior del reactor con grandes depósitos de carbón. Por esta razón, se buscó que cambios habían ocurrido en la operación y qué podrían haber motivado un aumento en la formación de coque.

El primero de los puntos que se estudió fue el caudal de carga procesada. Una disminución en el procesamiento reduce la velocidad de los gases en los risers, el interior del reactor y la línea reactor-fraccionadora. Esto conlleva a un aumento del tiempo de residencia de los hidrocarburos, favoreciendo su deposición sobre todo en tramos horizontales de gran longitud como lo es la línea de reactor-fraccionadora. Al revisar el caudal procesado del ciclo anterior y el de ese entonces, se observó que en el ciclo actual la unidad había estado corriendo a un caudal de carga notoriamente más bajo (Figura 6). La principal razón de esto es que se favoreció el procesamiento de cargas en otras unidades. Además, en el marco de la optimización del complejo industrial, se había evaluado la posibilidad de operar el FCC A a caudales aún más bajos que los usuales. Esto permitió tener una mayor flexibilidad operativa.

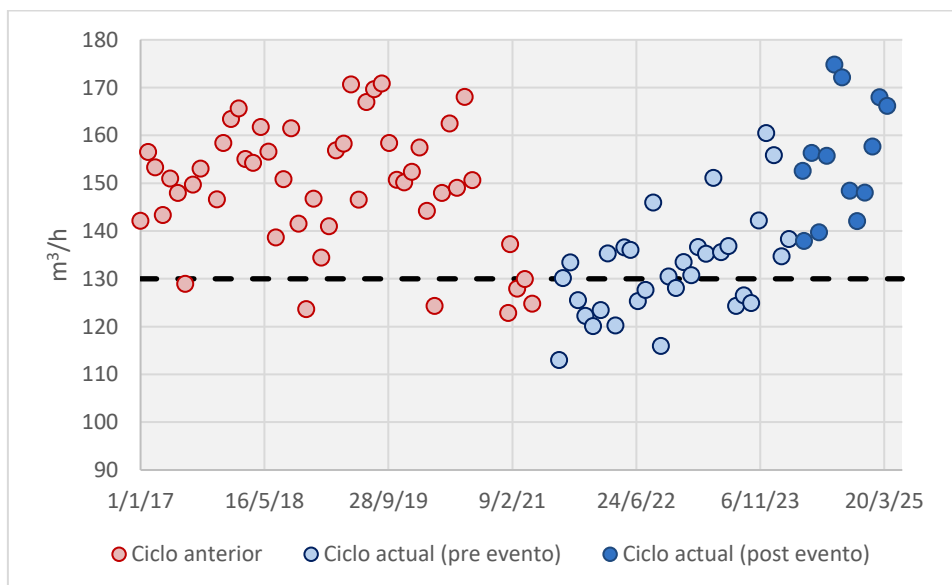


Figura 6. Caudal promedio mensual de carga procesada en la unidad de FCC A

A partir de los resultados observados del procesamiento a caudales bajos, se ajustaron los criterios de operación de la unidad y se reestableció el caudal mínimo de la unidad en 130 m³/h. Dicho valor, era el que se empleaba como caudal mínimo de la unidad con anterioridad al año 2021.

El siguiente punto analizado fue la atomización de la carga. Los inyectores o distribuidores de carga no habían estado trabajando de forma óptima y esto se evidenció por el carbón hallado en los mismos (Figura 5). El bajo procesamiento afectó el funcionamiento de los distribuidores, que no pueden formar gotas pequeñas cuando la velocidad del líquido es baja. Procesar caudales más altos evitaría la mala distribución, pero se decidió aumentar también el vapor. Esto genera turbulencia que rompe al líquido en una mayor cantidad de gotas, más finas y por lo tanto una mayor superficie de contacto para el catalizador. Además, al ingresar más volumen gaseoso a los risers, se reduce el tiempo de residencia de los hidrocarburos lo cual evita la formación de coque como ya se vio. En la Figura 7 se puede observar el aumento que se realizó en el vapor de atomización. El mismo se logró aumentar casi en un 1 %p.

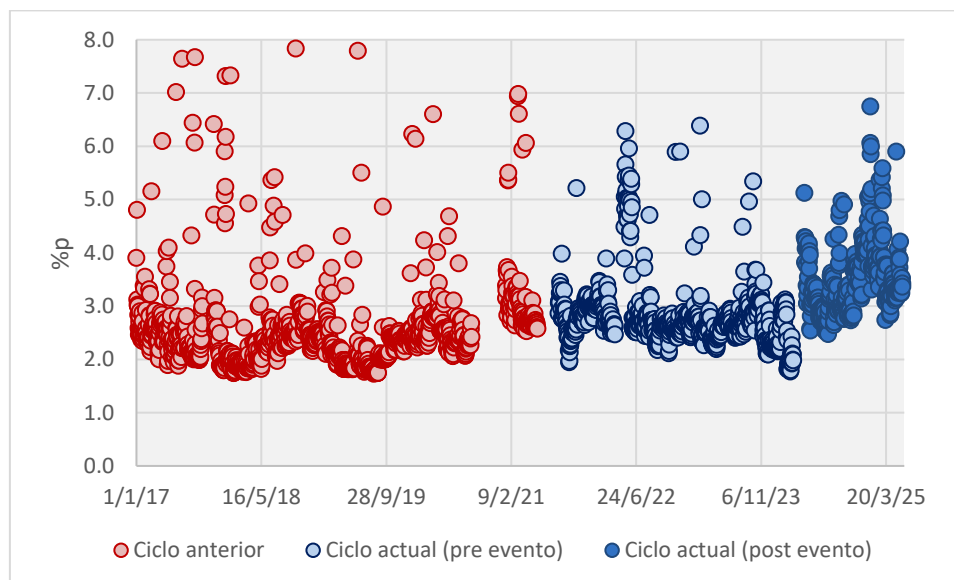


Figura 7. Vapor inyectado a los distribuidores de carga (como porcentaje del caudal de carga)

Para mejorar la atomización también se analizó la posibilidad de aumentar la temperatura de ingreso a los risers. En lugar de trabajar esta variable en valores de 250-270 °C (operación normal), se estudió la posibilidad de hacerlo a 290-310 °C. Esto disminuiría la viscosidad de la carga, facilitaría la formación de gotas y por lo tanto mejoraría la atomización. Sin embargo, tomar esa decisión implicaba una reducción de la circulación del catalizador y por consiguiente de la conversión de la unidad. Por lo tanto, esta idea se descartó.

La calidad de la carga es otro aspecto clave en la formación de coque en el interior de la unidad. Las cargas con alto contenido de compuestos aromáticos craquean muy poco en las unidades de FCC. Si a su vez son cargas pesadas, se genera una mayor proporción de gasoil decantado o slurry. Este producto, el más pesado de los que se produce en la fraccionadora, tiene mayor tendencia a depositarse en las superficies. Por lo tanto, aumentar su proporción entre los productos genera un incremento en la tendencia a formar coque. Durante el ciclo analizado de la unidad, la calidad de la carga externa no había variado considerablemente pero desde el 2021 se había comenzado a recircular gasoil decantado a los risers. Es decir, el producto pesado y aromático del fondo de la fraccionadora se comenzó a recircular nuevamente al reactor. Esta recirculación se comenzó a emplear para mantener una operación estable en momentos en los que la carga a la unidad tenía poco carbón conradson. En esos escenarios, usualmente se empleaba crudo reducido para aumentar el carbón conradson en la carga. Pero debido a que esta corriente se comenzó a dirigir hacia otras unidades, se buscó una forma de reemplazarla. Debido a que originalmente la unidad contaba con líneas para recircular el gasoil decantado, se habilitaron para tal fin. Lo que no se tuvo en cuenta es que no había registro de haber empleado estas conexiones por lo menos en los últimos veinte años. La unidad mantenía la configuración de recirculación desde 1955 pero las condiciones que se habían considerado para ese momento eran muy distintas a las actuales. Es decir, la unidad no estaba preparada para recircular tanto gasoil decantado como originalmente se había pensado.

Debido a que había riesgos de que la línea de recirculación se tapase, siempre se mantenía un flujo mínimo de gasoil decantado hacia los risers. Con esto se evitaba que esta maniobra no se pudiera emplear en un escenario en el que se necesitaba carbón conradson en la carga. Sin embargo, esto implicaba estar concentrando compuestos de alto peso molecular en los gases del reactor. Por lo tanto, para minimizar este efecto, se volvió a la operación de no recirculación de gasoil decantado a los risers (Figura 8).

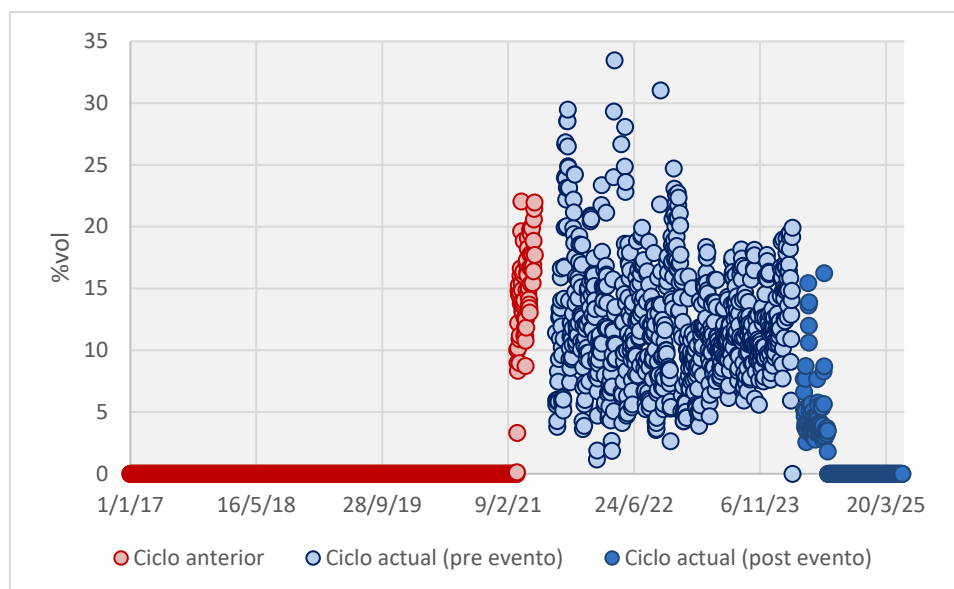


Figura 8. Cantidad de gasoil decantado recirculado a los risers expresado como porcentaje de volumen de carga.

Por último, se analizó la severidad de la reacción. Se sabía que la unidad había estado trabajando con una temperatura de final de riser unos 7 °C menor al valor de diseño (512 °C). La razón de este cambio se debió a que había ciertas limitaciones metalúrgicas que requerían reemplazo de algunas secciones de la unidad. Como el reemplazo no podía gestionarse en la inmediatez, se decidió disminuir la temperatura para proteger la integridad mecánica de los equipos. Al comparar los dos ciclos de operación se observó que el ciclo anterior operó un corto periodo de tiempo a 505 °C, mientras que el ciclo actual lo hizo durante toda su operación (Figura 9). Este cambio en la operación se identificó como la principal causa de la formación de coque ya que al disminuir la temperatura de reacción, se disminuye la conversión de la unidad y más compuestos de alto peso molecular estarán disponibles para precipitar y formar carbón. Además, la baja conversión genera un menor volumen de gases que aumenta el tiempo de residencia y produce más coque.

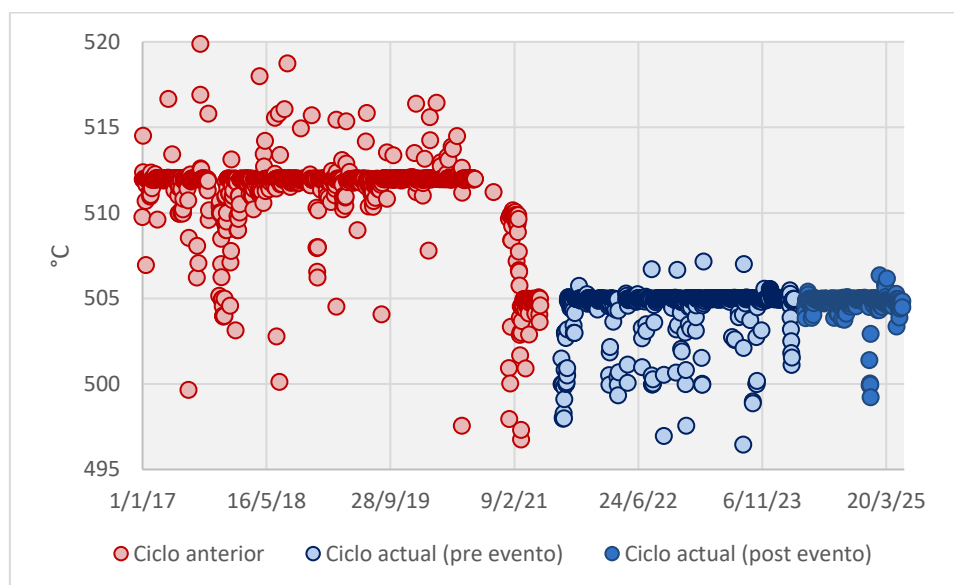


Figura 9. Temperatura de final de risers.

Para contrarrestar la falta de conversión de la unidad producto de la disminución de la temperatura, se propuso aumentar la actividad del catalizador. Se definió un nuevo mínimo de la actividad ACE del catalizador (71 %p) que fuera más conservador que el valor empleado hasta ese momento.

Uno de los puntos que se analizó durante la apertura de los equipos fue cuanto coque debía retirarse del interior del reactor. En algunas secciones, los depósitos se desprendían fácilmente al ejercer un poco de fuerza. Este es el caso de la sección superior de la línea reactor-fraccionadora. Pero en otras partes, se requería varias horas de trabajo empleando martillo neumático y aun así no se lograba retirar todo el espesor (Figura 10). Debido a que el carbón es poroso, dejarlo en el interior aumentaría el área disponible para que compuestos pesados se

introduzcan en los poros, se enfríen y formen más coque. Se decidió, junto con consultores externos, que no era necesario retirar el 100% de todo el material y que se iba a retirar solo unos centímetros de este. Con esto se llegaría a la capa del coque que no es porosa y que por lo tanto no actuaría de núcleo de condensación para nuevas formaciones.

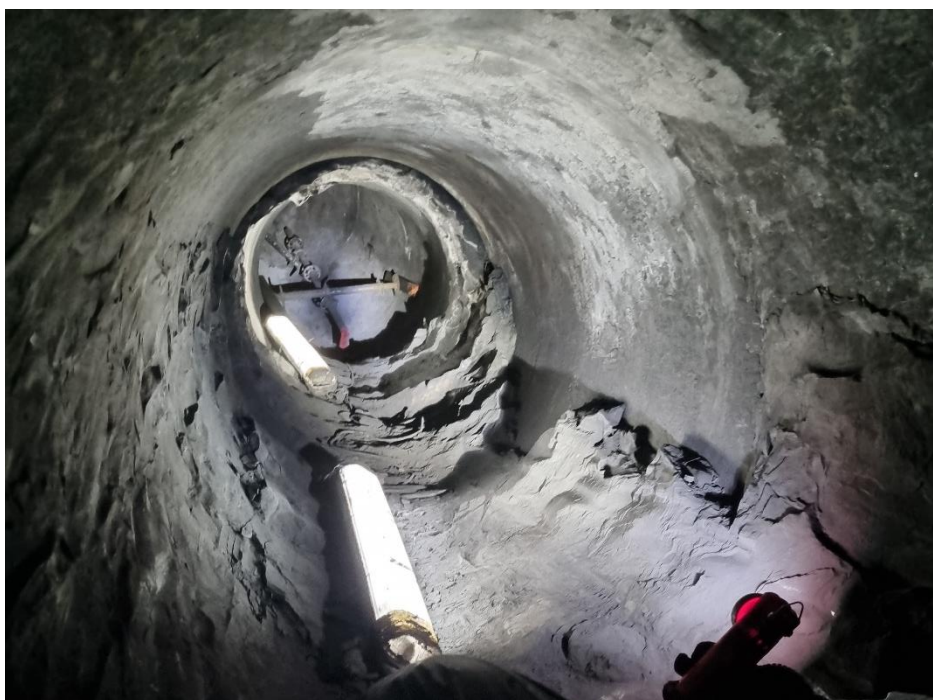


Figura 10. Trabajos de retiro de carbón en línea reactor-fraccionadora. Se observa que la parte superior está completamente libre de depósitos mientras que la sección inferior tiene varios centímetros de carbón.

Luego del paro, la unidad ha estado trabajando con las implementaciones operativas que se han enunciado en el análisis. No se ha podido constatar con total certeza la formación o no de carbón nuevamente. Esto se comprobará en el próximo paro de la unidad. En el tiempo transcurrido entre la puesta en marcha de la unidad y al día de la fecha, ocurrió una emergencia operativa de la unidad que disminuyó la temperatura por debajo de los 300 °C. En ese tipo de eventos, se hubiera esperado un desprendimiento de carbón si lo hubiera pero no se detectó ningún problema operativo que pudiera estar relacionado con formación de coque.

Conclusiones

Luego del evento se logró implementar una serie de acciones correctivas y preventivas. Estas medidas están alineadas con mejores prácticas operativas y se orientan a resolver la formación de coque. Sin embargo, su efectividad será comprobada en la próxima intervención de la unidad.

No obstante, el análisis permitió identificar oportunidades de mejora en la gestión de la unidad, lo que derivó en aprendizajes valiosos para reforzar la robustez operativa y mitigar riesgos en situaciones similares futuras.

Cabe destacar que varias de las acciones implementadas o propuestas no hubieran sido necesarias si, en etapas previas, se hubiesen detectado los riesgos de los cambios a introducir en la unidad. El evento de coquizado puso en evidencia la importancia de una adecuada gestión del cambio, que permita anticipar efectos colaterales, evaluar riesgos operativos y establecer planes de mitigación antes de implementar modificaciones por mínimas que parezcan. Este trabajo refuerza la necesidad de formalizar y profundizar los procesos de revisión ante cualquier alteración de las condiciones de operación y configuración, con el fin de preservar la integridad del sistema y evitar intervenciones futuras.

Autores

DI ROCCO, Franco

Ingeniero Químico – Universidad Nacional del Sur (2017)

Cargo actual: Ingeniero de Procesos de unidades de FCC (CIEM)

Trayectoria:

YPF

- ene 2018 - nov 2019: Ing. de Procesos de Movimiento de Producto y Blending (CILC)
- dic 2019 – julio 2023: Ing. de Procesos de FCC e hidrotratamiento de nafta (CILC)

CASSINO, Emiliano Andrés

Ingeniero Industrial – Universidad Nacional de La Plata (2006)

Cargo actual: Jefe de Cracking Catalítico A (CIEM)

Trayectoria:

YPF

- mar 2017 – feb 2022: Jefe de unidad de Platforming, Isomerización y HTNC (CIEM)
- mar 2013 – feb 2017: Programador (CIEM)
- ago 2010 – feb 2013: Jefe de turno (CIEM)
- ago 2009 – jul 2010: Control de Gestión (CIEM)

Solkim SRL

- ago 2008 – jul 2009: Jefe de obra

Heil Trailer Internacional

- jul 2007 – jul 2008: Departamento de Ingeniería