

ADAPTABILIDAD OPERATIVA DE LA REFINERÍA LA TEJA: DESAFÍO DE LA PUESTA EN MARCHA DE LA PLANTA SIN LA TORRE SPLITTER DE HIDROTRATAMIENTO DE GASOLINA.

Ana Laura Díaz, Marcel Sabag, Cecilia Fontana, Facundo Torrents, ANCAP.

aldiaz@ancap.com.uy, msabag@ancap.com.uy, cfontana@ancap.com.uy, ftorrents@ancap.com.uy.

Sinopsis

Ante el escenario cambiante de los últimos años, la búsqueda de herramientas que permitan flexibilizar la operación de las unidades convencionales de las refinerías para adaptarse a nuevos requerimientos o desafíos es crucial, alineando las instalaciones con los objetivos organizacionales, maximizando el valor y mitigando riesgos.

En el caso de ANCAP, un ejemplo práctico de esto ocurre en el arranque de la planta en 2024, cuando se da una falla en la torre Splitter de la unidad de Hidrotratamiento de gasolinas (de capacidad de 120 m³/h), que imposibilita la puesta en marcha del Reforming Catalítico (CCR) por cerca de un mes. Frente a esto, se debe encontrar una alternativa con la infraestructura existente para lograr producir y abastecer la demanda, dado que esta refinería es la única del país.

La Refinería cuenta con una unidad de Prime G+, licenciada por Axens, de 33 m³/h, la cual tiene una torre Splitter de gasolina de Cracking. El desafío consiste en adaptar los equipos existentes en alguna configuración compatible, para abastecer de carga al CCR y por tanto producir hidrógeno para poder hidrotrear los productos de la refinería.

Este trabajo presenta las distintas estrategias estudiadas, involucrando simulación de procesos para determinar la viabilidad operativa, el análisis de instalaciones y modificaciones necesarias a realizar para llevar a cabo la operación de manera segura y confiable, y el análisis de seguridad de procesos para las nuevas operaciones. Finalmente, se presenta la ejecución de la estrategia elegida y los resultados obtenidos.

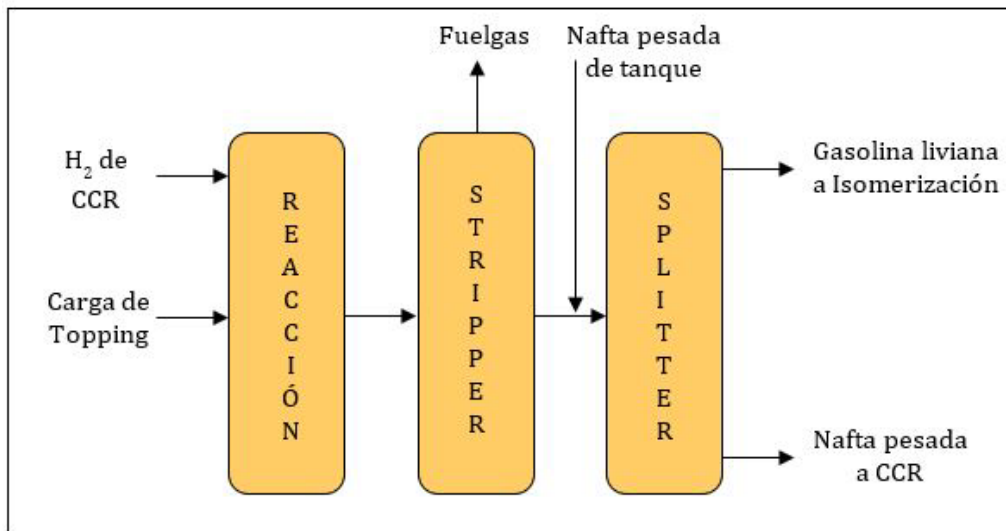
Demostrando la capacidad de adaptación de la refinería frente a situaciones imprevistas, lo cual genera una base sólida para enfrentarse a los desafíos del futuro.

Introducción

La Refinería de La Teja, de la empresa estatal ANCAP, es la única refinería en Uruguay. A su vez, ANCAP tiene el monopolio de la producción en el país de los principales combustibles, y la responsabilidad de su suministro. Durante los primeros meses del año 2024, la refinería estaba en parada de mantenimiento, y por lo tanto se debió importar combustibles para abastecer la demanda del país. Frente al inminente proceso de puesta en marcha de la refinería, y contando con un inventario de reserva adecuado para afrontar los desplazamientos habituales que pueden suceder en una puesta en marcha, se detuvo la importación de productos terminados para el suministro. A su vez se contaba con el suministro de crudo para el arranque y los meses posteriores de operación. Se reciben en la terminal marítima embarques de 1 millón de barriles cada 20 días aproximadamente, adquiriéndose los mismos con una antelación de 3 meses.

La configuración actual de la refinería, cuenta con un único productor de hidrógeno para consumo en las diversas unidades hidrotradoras de la planta, la unidad de Reforming Catalítico (CCR), licenciada por Axens. La carga a la unidad de CCR se alimenta desde el fondo de la torre splitter de la unidad de hidrotratamiento de nafta. En dicha torre se fracciona el corte de gasolina/nafta de destilación directa hidrotratada en dos corrientes, una gasolina liviana para carga de la unidad de Isomerización, y una nafta pesada (destilación ASTM D86 100-180°C), que por bomba de fondo se envía como carga a la unidad de CCR, como se muestra en la Figura 1:

Figura 1: Esquema de la unidad de Hidrotratamiento de Nafta y carga a CCR



Para la puesta en marcha de la unidad de CCR, se alimenta nafta desulfurizada desde tanque a la torre Splitter, la cual opera en una condición de puesta en marcha para eliminación de agua, obteniéndose nafta pesada por el fondo.

El 17 de abril, durante el proceso de puesta en marcha de la unidad de CCR, se identifica una pérdida al exterior por la torre Splitter (2102-E) de la unidad de Hidrotratamiento de Nafta (HDT). Se detiene la operación de manera inmediata, y se procede los días subsiguientes a evaluar el daño y la reparación a realizar. Los plazos de la intervención de mantenimiento de la torre, determinan que no sea posible sostener la operación de la unidad de CCR con el inventario disponible de nafta desulfurizada para puesta en marcha.

Esto lleva a la parada de la unidad de Topping, pues no se pueden obtener productos desulfurizados por la falta de hidrógeno, y al riesgo de potencial desabastecimiento del mercado local de resultar prolongada la duración de la reparación de la torre 2102-E. En este escenario se hace necesario la evaluación y estudio de alternativas viables para lograr producir combustibles durante el período de intervención de la torre, las cuales deben ser sostenibles en el tiempo de duración de la reparación.

La unidad de HDT está diseñada para procesar 120 m³/h de gasolina/nafta proveniente de la unidad de Topping, la unidad de CCR para 80 m³/h de carga de nafta pesada separada en el Splitter, y la unidad de Isomerización para 40 m³/h de carga de gasolina liviana separada en el Splitter. Los caudales mínimos para estas unidades, son del 50%, por lo que para poder tener la unidad de CCR en marcha, se debe lograr proporcionar un mínimo de 40 m³/h de una nafta pesada hidrotratada.

Frente a la situación surgida se analizaron distintas alternativas para complementar el corte de nafta pesada de Topping (que en planta se llama “Keroseno Liviano” - KL), en función de los equipos con los que cuenta la refinería que pudieran realizar una operativa similar. La opción de aumentar el caudal de crudo para lograr suministrar la totalidad de la carga a CCR con el corte de Keroseno Liviano no es sostenible en el tiempo, debido a que se generarían un inventario de productos intermedios a almacenar para los cuales no se dispone de la capacidad requerida.

Dentro de estas alternativas, la que resultó ser más promisorio es la utilización de la torre Splitter 3401-E de la unidad de desulfurización selectiva de gasolina catalítica Prime G+ (PG+), licenciada por Axens. La unidad de Prime G+, esta diseñada para tratar 33 m³/h de

gasolina debutanizada de la unidad de Cracking Catalítico (FCC), según el esquema presentado en la Figura 2:

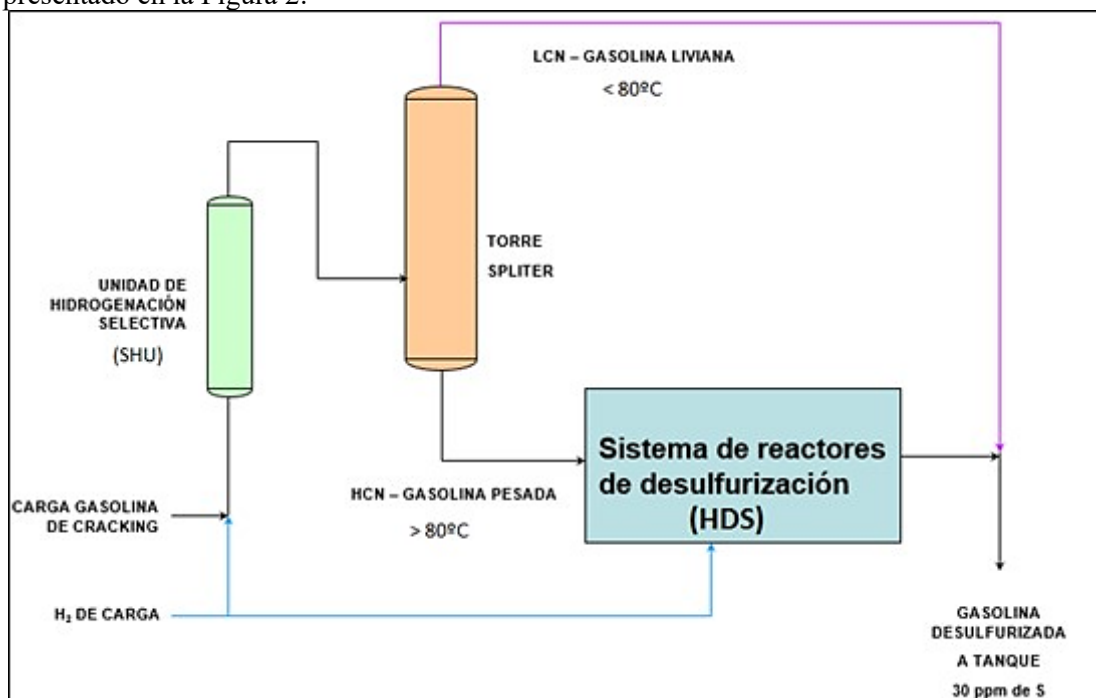


Figura 2: Esquema de la Unidad de Prime G+

Esta alternativa, posee las siguientes ventajas:

- Se cuenta con una línea de gasolina estabilizada de Topping que alimenta a la unidad de PG+, para el arranque de la unidad
- La planta posee 2 líneas de salida, si bien habitualmente se utiliza solo una.
- La torre es la más similar en características a la torre Splitter de HDT (por ejemplo en número de platos), frente a otras torres separadoras existentes en la refinería
- La unidad de Cracking Catalítico aún no había terminado el revamp proyectado en la parada de mantenimiento, por lo que la unidad de PG+ no estaba requerida para su operación habitual.

Los desafíos que se presentan en este trabajo consisten en lograr adaptar esta torre para operar separando la gasolina estabilizada de Topping, al máximo caudal posible, y encontrar una configuración de la refinería que permita abastecer con 40 m³/h de carga a la unidad de CCR.

Desarrollo

Para lograr el desarrollo de la iniciativa se siguieron una serie de etapas, que parten del diseño conceptual (si la solución a proponer es viable), donde se utilizan principalmente las herramientas de simulación ya que no se dispone de experiencia operativa previa de esta solución, pasando por el análisis de riesgos y de los cambios tanto físicos como operativos a desarrollar, y finalmente su implementación y operación del sistema.

En todas las etapas, fue fundamental el involucramiento del personal, tanto operativo como de otras áreas (Mantenimiento, Ingeniería, Procesos), en aportar para que la solución fuera efectivamente llevada a cabo con éxito.

- Estudio de la factibilidad de la alternativa, por simulación

Se cuenta con el modelo en Aspen HYSYS® de la torre Splitter 3401-E detallado (con internos), y se evalúa la carga de la misma con gasolina estabilizada de la unidad de Topping. Se obtienen 2 corrientes: la gasolina liviana (que sale por la extracción de LCN) que en principio se almacenará, y la nafta pesada (por salida de HCN) que será la que se utilizará para cargar la unidad de HDT y luego el CCR. Esta corriente, que se debe maximizar, es deseable

que tenga una concentración baja de precursores de benceno (entre 2 y 3%), para que el reformado producido no incumpla los estándares de calidad de las gasolinas elaboradas.

Se consideran condiciones operativas similares a las de operación de la torre Splitter de la unidad de HDT, diferentes a las de operación normal de la 3401-E, y que se detallan en la siguiente tabla:

	Condiciones operativas
Presión de cabeza	0.9 kg/cm ² g
Temperatura de fondo	135-140°C
Temperatura de cabeza	75 °C
Precursores de benceno en fondo	2.5%

La torre 3401-E, opera a 4.8 kg/cm² g habitualmente, con una temperatura de fondo aproximada de 180°C. Los valores de operación requeridos no comprometen mecánicamente a la torre 3401-E, ya que están dentro de la ventana operativa (menos presión y temperatura).

Se analizan distintos caudales de carga de gasolina, y condiciones de reflujo de la torre y extracción gasolina liviana. En la Figura 3 se muestran resultados de la simulación de la torre, para la condición óptima.

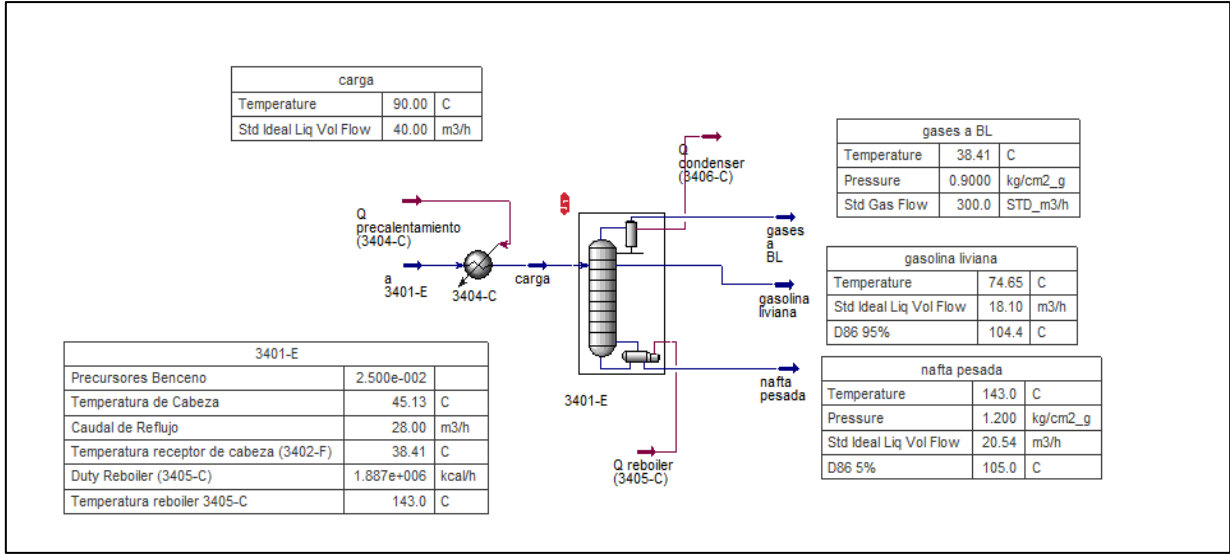


Figura 3: Simulación de torre 3401-E, condición óptima

Para esta condición, se verifica que los resultados de la simulación sean compatibles con los equipos existentes:

- Calor requerido en el reboiler 3405-C (que funciona con vapor de 38 kg/cm² g)
- Calor retirado por el condensador 3406-C (aerocondensador)
- Calor requerido para precalentar en 3404-C (con vapor de 20 kg/cm² g).

	Simulación	Diseño
3405-C	1,89 x 10 ⁶ kcal/h	1,97 x 10 ⁶ kcal/h
3406-C	1.48 x 10 ⁶ kcal/h	2.49 x 10 ⁶ kcal/h
3404-C	4.6 x 10 ⁵ kcal/h	6.4 x 10 ⁵ kcal/h

El calor del 3404-C está relacionado con el del reboiler, ya que si se logra precalentar más la carga, se requerirá menos Duty en este último. En ambos casos los potenciales térmicos son mayores que en el caso de diseño de los mismos, por lo que se estima que se pueda intercambiar más calor que el de diseño.

En cuanto al circuito de cabeza, los resultados obtenidos por la simulación pueden estar sesgados por la representación de los livianos en la carga (siempre difícil de representar), por lo cual los desempeños deberán chequearse en operación. Sin embargo, el gran margen de capacidad presente permite asumir que esto no resulte un cuello de botella en la práctica.

Igualmente, se analizan los caudales máximos que pueden manejar las bombas de la unidad respecto a los caudales obtenidos por la simulación. Si bien las densidades de los productos bombeados son diferentes, esta diferencia no es tan grande como para resultar significativa.

- Caudal de carga, impulsado por la bomba 3401-J
- Caudal de gasolina liviana, impulsado por la bomba 3403-J
- Caudal de nafta pesada, impulsado por la bomba 3404-J
- Caudal de reflujo, impulsado por la bomba 3402-J

	Simulación	Diseño	Máximo
3401-J	40.0 m ³ /h	37.3 m ³ /h	65 m ³ /h → DP =21 kg/cm ²
3402-J	28.0 m ³ /h	46.9 m ³ /h	
3403-J	18.1 m ³ /h	21.6 m ³ /h	
3404-J	20.5 m ³ /h	25.5 m ³ /h	

Para el caso de la bomba de carga, si bien el caudal de diseño está por debajo al simulado, es posible ajustar el caudal con la curva de operación. En la operación normal de la planta para tratar gasolina de la unidad de FCC, se requiere que la bomba proporcione una altura considerable debido a la presión de operación de los reactores de SHU. En el caso de esta operación planteada, no existe tal requerimiento por lo que se pueden admitir alturas menores, con lo que se concluye que la bomba resulta adecuada para el servicio.

De la simulación surge que, al aumentar el caudal de carga o el caudal de reflujo para mejorar la separación, la torre trabaja cercana a la inundación en el fondo de la misma (*choke flood*) por lo que es posible que la calidad de la separación disminuya considerablemente respecto al valor obtenido. Asimismo, por debajo de ciertos caudales de reflujo, podrían aparecer limitaciones fluidodinámicas por baja carga. Se muestran los resultados en la Figura 4.

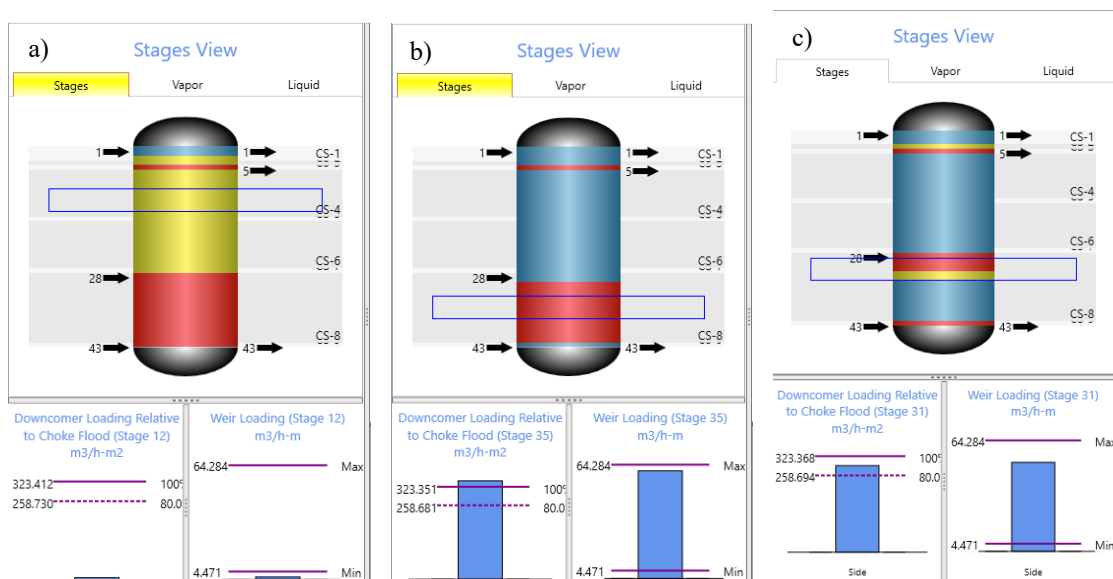


Figura 4: Datos de simulación para caudales de reflujo a) 25 m³/h, b) 33 m³/h y c) 28 m³/h, para una carga de 40 m³/h

Esto implica un límite al caudal a procesar de gasolina, así como determina los requerimientos de reflujo de cabeza, eligiéndose por ende trabajar por debajo 40 m³/h de carga, y con caudales de reflujo entre 26 y 30 m³/h.

Bajo las condiciones comentadas anteriormente, se concluye que es factible utilizar la torre 3401-E para suministrar nafta pesada como parte de la carga a la unidad de CCR.

• Estudio de la alternativa de configuración de refinería para lograr el objetivo

Una vez determinada la factibilidad de utilizar la torre Splitter 3401-E, y los caudales operativos que se pueden obtener en función de la calidad de la carga para la unidad de CCR, se debe encontrar una configuración operativa que satisfaga los requerimientos de caudal de las distintas unidades y las distintas etapas de operación (puesta en marcha y operación normal).

Se realizan simulaciones mediante el modelo existente de la unidad de Topping en Aspen HYSYS®. Para el crudo en stock en planta y las capacidades de inventarios existentes, se determinan las condiciones operativas y los caudales a suministrar para un caudal de crudo sostenible en el tiempo.

Se obtienen los siguientes resultados:

- Caudal de crudo = 6.000 m³/d (capacidad máxima 8.000 m³/d)
- Caudal de gasolina estabilizada (a cargar en PG+) = 33 m³/h
- Caudal de KL = 30-31 m³/h
- Total de carga a HDT, proyectada = 52 m³/h
- Calidad estimada de precursores de benceno en carga a HDT < 1%
- Caudal estimado de destilados medios a producir = 129 m³/h a distribuir entre Jet A-1 y Diesel, y diluyente para fuel oil
- Caudal estimado de carga de FCC = 37 m³/h (a almacenar)

Estas condiciones permiten abastecer a la unidad de CCR con una calidad adecuada de carga (lo que permitirá la mejor incorporación de la gasolina liviana obtenida en Prime G+ con un alto contenido de benceno), y recuperar el inventario de nafta dulce consumido en el arranque, ya que es requerido en caso de que se detenga la unidad, para el rearranque.

Para desulfurizar la carga a la unidad de CCR, se analizan las distintas alternativas de desulfurización existentes en la planta (y ociosas), siendo lo más conveniente utilizar el reactor y el Stripper de la unidad de HDT. Se analizan las condiciones operativas de esta carga (solo pesada) frente a la carga normal de la unidad de HDT (que es completa).

El caudal mínimo para el horno y el reactor de HDT es de 60 m³/h, por lo que es requerido recircular la unidad para alcanzar este caudal, lo cual no es una operación habitual y la recirculación se ajusta de manera manual. La operación de la torre Stripper también se verá afectada, dado que al tener carga más pesada las condiciones operativas no serán las mismas. Sin embargo se evalúa que las nuevas condiciones requeridas están dentro de la ventana operativa.

	Carga normal	Carga NP+KL
Temperatura fondo	190°C	220 °C
Presión cabeza	10.5 kg/cm2_g	7.5 kg/cm2_g

En cuanto a la gestión de la alimentación de la unidad de CCR, debido a la particularidad de las cargas consideradas, estas no pueden derivarse por la línea habitual de carga a HDT. Se debe encontrar una forma de manejo de la carga, en la que se incluye la utilización de un tanque pulmón, y se utiliza la maniobra habitual para tomar carga de tanque de la unidad de HDT.

Por último y no menor, se debe encontrar la forma de lograr la puesta en marcha de la unidad, ya que para esto se requiere alimentar con nafta desulfurizada de tanque la unidad de CCR sin utilizar la torre Splitter 2102-E, comenzar a generar hidrógeno y lograr poner en marcha HDT (que además debe sulfurar el catalizador cargado en el paro, idealmente con la carga habitual de gasolina completa). Para lograr este punto se realizan modificaciones en planta que incluyen la independización de las bombas de carga de la unidad de HDT (2109-J) para tomar nafta desulfurizada de tanque (de manera que puedan utilizarse para tomar nafta agria para carga de HDT), y el bypass de la torre Splitter 2102-E.

En la Figura 5 se presenta la configuración operativa utilizada.

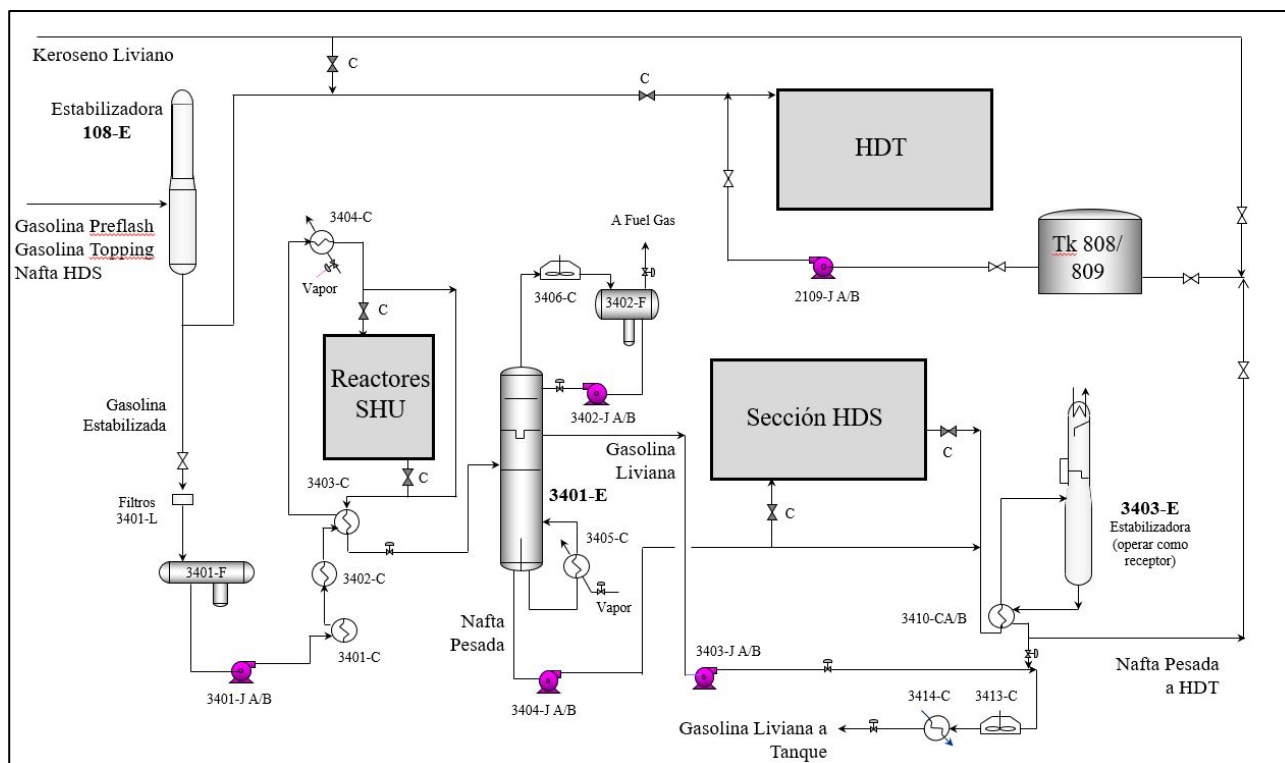


Figura 5: Esquema operativo utilizado

- Realización de estudios de Manejo del Cambio (MoC) con evaluación multidisciplinaria

Se realizan reuniones multidisciplinarias de análisis, con la participación de personal de Operaciones de las distintas Áreas involucradas, de Ingeniería de Procesos, Mantenimiento, Coordinación de Mantenimiento, Ingeniería, Inspección Técnica, Seguridad Industrial y Medio Ambiente.

Se analizan las modificaciones físicas a realizar y se analizan los cambios operativos que puedan quedar fuera de los límites aceptados de la planta.

Entre ellos se identifican los siguientes pendientes:

- La corriente de NP sale de la planta a alta temperatura (aproximadamente 140°C) y la línea no está preparada para ello. Frente a esto, se buscan distintas alternativas para enfriar la corriente, siendo la elegida utilizar el enfriador de gasolina debutanizada con agua de torre, para lo cual se debe construir una línea temporal, a desmontar luego cuando la planta esté normalizada
- Definición de un nuevo plan de muestreo de Laboratorio, para el seguimiento de las calidades de esta operativa en particular (muy diferente a la rutina de análisis habitual de la planta de Prime G+)
- Difusión de las condiciones operativas de HDT, y puesta en marcha de la unidad a todos los involucrados, particularmente porque habrá trabajos de mantenimiento (la reparación de la torre 2102-E) en paralelo con la operación de la planta, siendo los equipos operativos cercanos al equipo en mantenimiento.
- Difusión de las condiciones operativas atípicas de las distintas fases del proceso, para las distintas áreas.
- Realización de instrucciones de operación claras/procedimientos operativos transitorios.

- Ejecución de las modificaciones necesarias para lograr el cometido

Una vez definido el alcance de las modificaciones a realizar, principalmente las necesarias para poder arrancar la unidad de CCR con nafta dulce a la vez que se realiza la sulfuración del catalizador de HDT, y la línea para poder enfriar la salida de nafta pesada de la unidad de Prime G+, se debe lograr la ejecución de las mismas en un tiempo relativamente corto.

Para lo cual se contó con el esfuerzo y dedicación de todas las áreas relacionadas, y finalmente se logró realizar en tiempo y forma.

- Preparación para la puesta en marcha de la planta

Mientras se preparan las modificaciones para realizar esta operación, y se realizan las pruebas de estanqueidad de la unidad, y la inertización, queda aún un desafío pendiente desde el punto de vista operativo, ya que se operarán algunos equipos de la unidad (manteniendo otros bypassados), en condiciones de presión, caudal y temperatura diferentes a las habituales. Esto implica que muchos de los procedimientos operativos no apliquen para esta situación, así como controles o acciones del sistema de seguridad.

Frente a esto, se realizan las siguientes actividades, con la participación y colaboración en todo momento del personal operativo para desarrollar esta solución. Esto se realiza para todas las áreas operativas (según se identifica en el MoC), si bien aquí se hace foco en la unidad de Prime G+ debido a que es la que presenta más cambios respecto a su operativa habitual.

- Se analizan las maniobras y operaciones a realizar con todas las guardias (en planta se trabaja en 3 turnos diarios, existiendo 4 producciones)
- Se realiza la identificación clara en P&ID de los circuitos, haciendo seguimiento en la planta
- Se realizan listas de entrebridas a colocar (o válvulas de bloqueo a precintar) y de puntos para los que se debe verificar que no estén con entrebrida. Para asegurar el aislamiento de las partes de la planta que estarán en operación, de las que no, algunas de las cuales aún están con trabajos de mantenimiento.
- Se realizan instrucciones de puesta en marcha con su respectivo procedimiento; y de operación normal para las nuevas condiciones, con criterios operativos de ajuste.
- Se realizan análisis de los enclavamientos de la unidad que deberán quedar activos, y cuales se deberán desactivar para poder operar la planta.
- Se analizan escenarios de emergencias particulares para la nueva operativa, y las acciones a realizar por el operador en estos casos (por ejemplo: corte de carga, falla de bombas)

- Evaluación operativa del desempeño de la planta

El Splitter de Prime G+ comienza a procesar gasolina de Topping el 7 de mayo de 2024, finalizando la operación el 7 de junio de 2024, cuando se cuenta nuevamente con el Splitter de Hidrotratamiento 2102-E en condiciones de operar. En la Figura 6 y la Figura 7 se muestran las principales variables operativas.

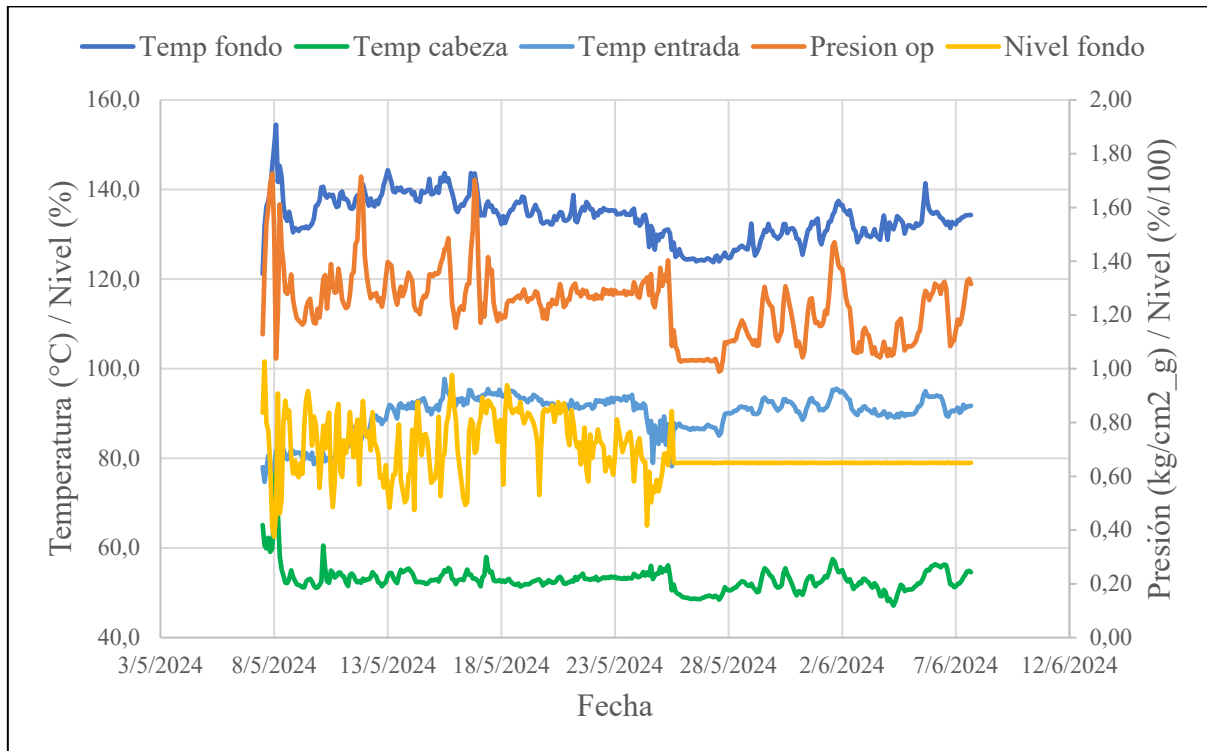


Figura 6: Variables Operativas 3401-E

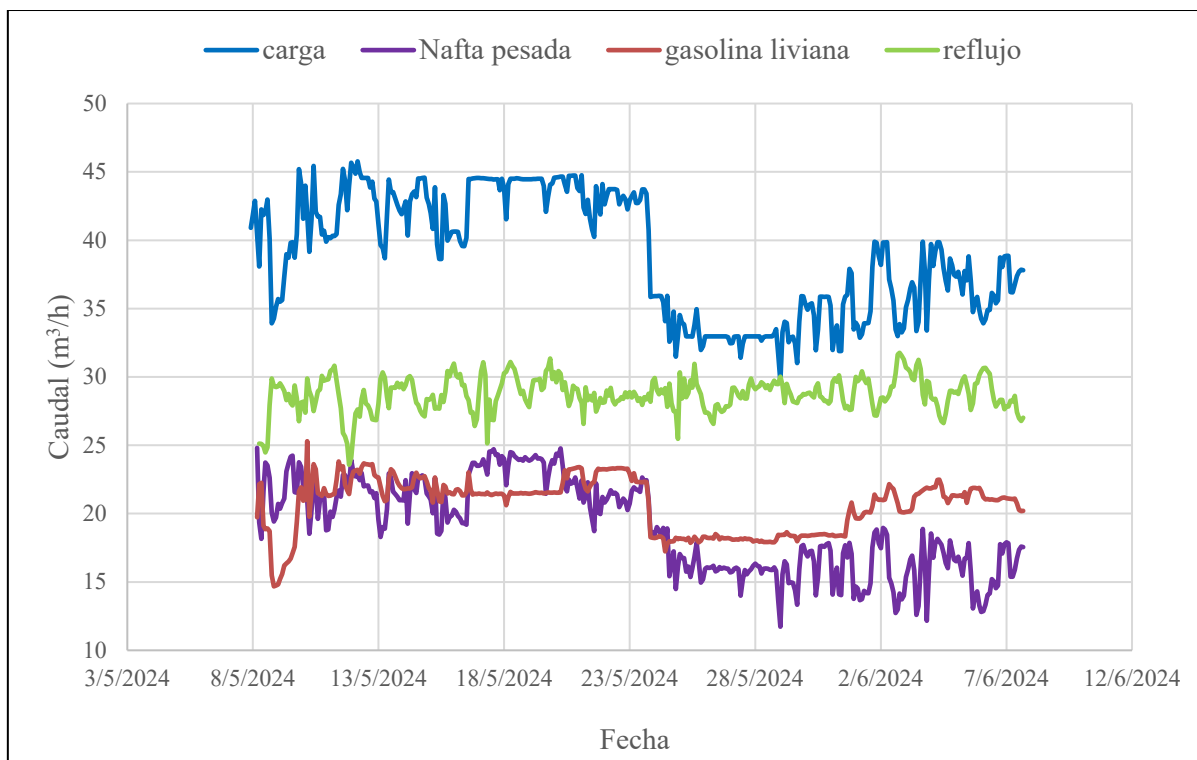


Figura 7: Caudales operativos, 3401-E

Se encontraron algunas particularidades operativas:

- No se consigue operar a $0.9 \text{ kg/cm}^2 \text{ _g}$ de presión en la torre, debido a restricciones en el sistema de cabeza. Se tiene que trabajar a una presión levemente mayor ($1.2 \text{ kg/cm}^2 \text{ _g}$ en promedio) y con limitaciones en el control. Esto tiene asociado un peor fraccionamiento.
- No se tiene control del nivel de fondo de la torre, debido a que la válvula que normalmente lo controla está en una parte de la planta que está fuera de operación (sección de HDS). Por lo que se implementa un control con la recirculación de flujo mínimo de la bomba de fondo 3404-J, para mejorar la estabilidad operativa.
- El caudal de carga se trabaja por encima de lo analizado, durante la primer etapa de la operación, principalmente por requerimientos de volumen de producción.
- Por un período (entre el 23 y 29 de mayo) surgen problemas con la bomba 3403-J (extracción de gasolina liviana), lo que limitó el caudal de esta corriente y por ende el caudal de carga, hasta lograr reponer el equipo.

El seguimiento de la calidad de fraccionamiento, se realiza por las curvas de gasolina liviana y nafta pesada (95% y 5% respectivamente), y se realizan análisis de precursores de benceno en la corriente de Nafta Pesada (fondo) sobre todo al inicio de la operación para verificar supuestos y correlacionar variables (Figura 8).

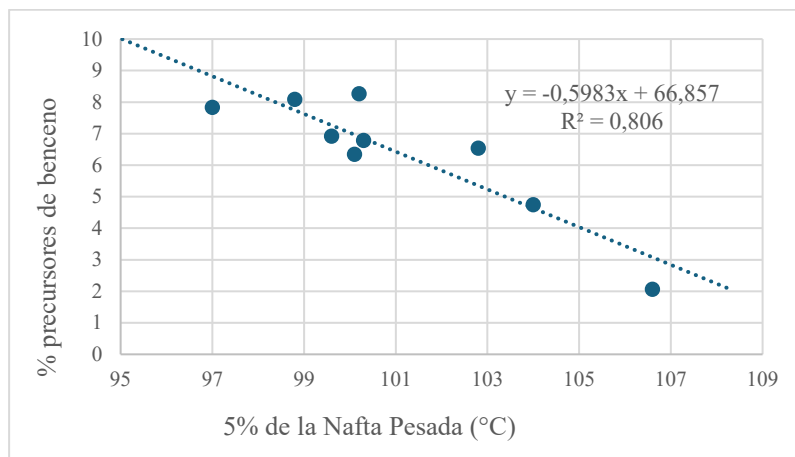


Figura 8: Correlación %precursores de benceno vs Temp 5% de la curva de Nafta Pesada

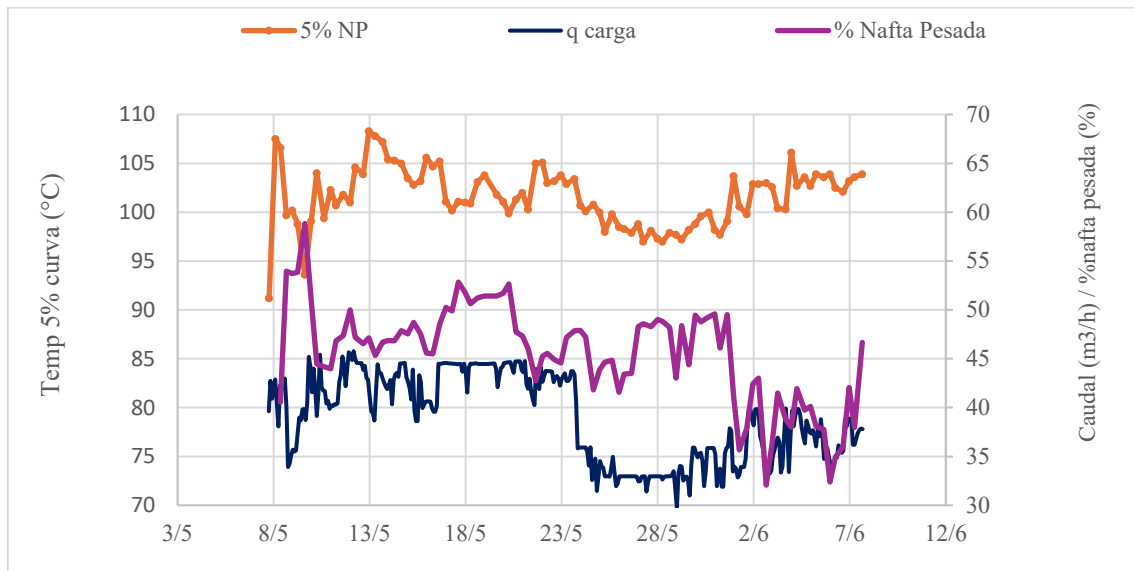


Figura 9: Seguimiento de la calidad de cortes (Temp 5% de la curva de NP) en función de los caudales

Asimismo, se controla el contenido de benceno efectivamente reportado en el Reformado (este control es más indirecto debido a la mezcla con el KL y el efecto del tanque pulmón). En la Figura 10 se observa como se relaciona el % de benceno efectivamente obtenido, con la calidad de la Nafta Pesada (Temperatura de 5% de la curva), y con la dilución de la misma, inversamente proporcional a la cantidad de Keroseno Liviano que se produce al tanque.

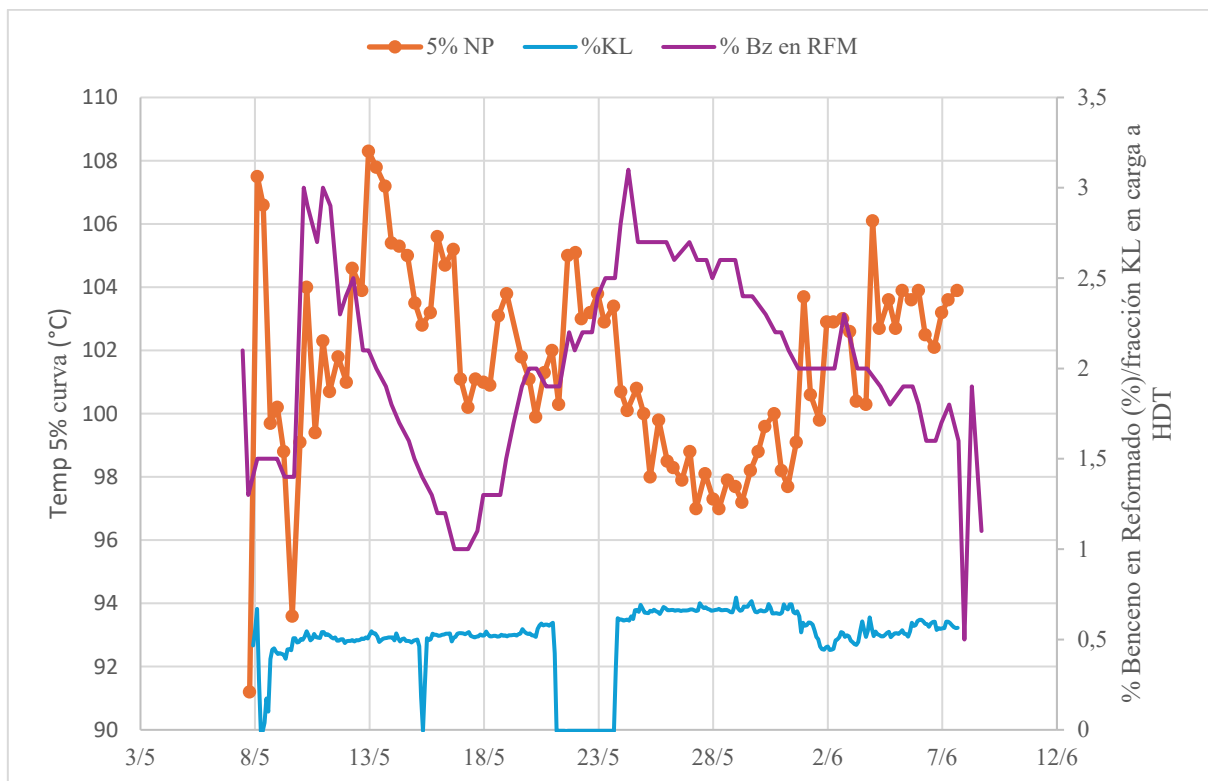


Figura 10: Calidad de Reformado

Se logra obtener la especificación deseada, e incluso un desempeño mucho mejor para todo el sistema (salvo en los periodos iniciales de ajuste, el período que no se contó con el KL para diluir y los problemas con la bomba de extracción de gasolina liviana)

Se controla además la tensión de vapor de la gasolina liviana, para verificar que no sea demasiado liviana para ir al tanque y pueda ocasionar problemas en el almacenamiento, y se verifica el contenido de mercaptanos de la misma. Esta gasolina se almacena en tanque y se incorpora en el blending en la medida de lo posible, luego reprocesándose en parte por HDT una vez que la torre 2102-E vuelve a la operación.

Esta operación temporal permite a la refinería operar durante un mes, evitando el riesgo de falta de suministro con un beneficio considerable para la empresa (y para el país), durante el lapso en que se realizaba la reparación de la torre Splitter de la unidad de HDT.

Conclusiones

El presente trabajo demuestra la capacidad de adaptación operativa de la Refinería La Teja frente a una situación crítica e imprevista: la imposibilidad de utilizar la torre Splitter de la unidad de Hidrotratamiento de Gasolinas. A través de un enfoque multidisciplinario, se logra la continuidad operativa de la refinería implementando una solución alternativa a través de la utilización de la torre Splitter de la unidad de Prime G+.

La estrategia adoptada, incluye simulación de procesos, estudios de manejo del cambio, análisis de riesgos, modificaciones físicas y operativas, y una coordinación efectiva entre diversas áreas técnicas. Si bien se presentaron desafíos operativos – principalmente por las distintas condiciones de operación y la utilización de maniobras diferentes a las habituales –, la solución implementada resulta viable y segura, permitiendo cumplir con los objetivos de producción y el abastecimiento del mercado local.

Este caso constituye un ejemplo concreto de como la flexibilidad operativa, el conocimiento técnico y la colaboración entre equipos pueden transformar una contingencia en una oportunidad de aprendizaje y mejora. La experiencia adquirida fortalece la resiliencia de la refinería, y sienta las bases para enfrentar con éxito desafíos futuros.

Bibliografía

Breve Cv de los autores

Ana Laura Díaz

Ingeniera Química, Universidad de la Republica (UdelaR), Montevideo, Uruguay
Profesional de Refinación en ANCAP desde el año 2011, trabajando como Ingeniera de operaciones y procesos asociados a las unidades de Prime G+ y una Desulfurizadora de Destilados Medios. Anteriormente, se ha desempeñado como profesional en las áreas de Offsites de la Refinería y en el área de Ingeniería de Control.

Marcel Sabag

Ingeniero Químico, Universidad de la Republica (UdelaR), Montevideo, Uruguay
Profesional de Refinación en ANCAP desde en el año 2019, trabajando como Ingeniero de procesos, especializándose en la unidad de craqueo catalítico de la refinería, fluidización de sólidos, simulación y optimización

Cecilia Fontana

Ingeniera Química, Universidad de la Republica (UdelaR), Montevideo, Uruguay
Profesional de Refinación en ANCAP desde el año 2008, trabajando como Ingeniera de operaciones y procesos asociados a las unidades del Complejo de Gasolinas (Hidrotratamiento de Gasolinas, CCR e Isomerización). Anteriormente, se ha desempeñado como profesional en las áreas de Cracking Catalítico (FCC).

Facundo Torrents

Ingeniero Químico, Universidad de la Republica (UdelaR), Montevideo, Uruguay
Profesional de Refinación en ANCAP desde el año 2019, trabajando como ingeniero de procesos asociado a las unidades del Complejo de Gasolinas y Desulfurizadoras de Destilados Medios.