

Mejora de las propiedades en frío de los destilados medios mediante el uso de catalizador de dewaxing en una unidad de hydrocracking. Un caso de éxito en YPF-CILC

Gustavo Trubiano, YPF SA, gustavo.trubiano@ypf.com
Maria Primavera Monsalvo, YPF SA, maria.monsalvo@set.ypf.com
Federico Jurin, YPF, federico.jurin@ypf.com
Ignacio Beltramino, TOPSOE, ibel@topsoe.com

Sinopsis

La refinería cuenta con diversas opciones para mejorar las propiedades en frío de los destilados medios, como ajustar el fraccionamiento y añadir mejoradores al pool de combustible diésel. Estas opciones deben considerar la viabilidad técnica y el impacto económico. La incorporación de catalizadores de hydrocracking e hidroisomerización puede mejorar significativamente las propiedades de flujo en frío, los rendimientos en destilados medios y maximizar el beneficio económico.

Este estudio presenta un caso de éxito en la mejora de las propiedades en frío de los destilados medios producidos en la unidad de hydrocracking de la refinería YPF en Luján de Cuyo. La incorporación de un catalizador de dewaxing, además de los catalizadores de pre-tratamiento e hydrocracking convencionales, permitió mejorar significativamente el Cloud Point del diésel (ASTM D2500). Las ventajas generadas se tradujeron en una utilización más eficiente del esquema de refino, aprovechando cargas en unidades que agregan más valor y permiten en el largo término maximizar el procesamiento de crudo en la refinería.

La elección del esquema catalítico surgió de estudios llevados a cabo en las unidades piloto de YPF, desarrollados en el marco de un proceso licitatorio para la adquisición de catalizadores para esta unidad. Los ensayos, realizados bajo condiciones operativas similares a las de la unidad industrial, demostraron una mejora en el cloud point del diésel, manteniendo constantes las demás condiciones operativas respecto del catalizador base. Además, se observó un incremento en el rendimiento de destilados medios (DM), es decir kerosene más diesel.

La implementación a escala industrial se llevó a cabo sin inconvenientes, comparando el sistema catalítico original (sin dewaxing) con el nuevo esquema instalado, así como con los resultados de la planta piloto y la propuesta técnica. Pasados dos años de operación, los resultados industriales confirmaron las mejoras observadas en la planta piloto, tanto en diésel como en kerosene.

Este caso de éxito pone de manifiesto la importancia de la colaboración entre el Complejo Industrial Luján de Cuyo a través de su unidad de hydrocracking, la Gerencia Ejecutiva de Excelencia Operacional con sus laboratorios y unidades piloto, y Topsoe, tecnólogo seleccionado en el proceso licitatorio, para lograr mejoras sustanciales en la calidad y cantidad de los productos. La mejora en la eficiencia y conversión lograda a través de esta innovación catalítica subraya la relevancia de la optimización continua y la adopción de nuevas tecnologías en la industria de refinación actual y futura.

Introducción

La industria de refinación enfrenta desafíos constantes relacionados con la eficiencia operativa, la conversión de productos y la calidad de los combustibles producidos. En particular, las propiedades de flujo en frío de los destilados medios, como el diésel, son un factor crítico para garantizar la competitividad en el mercado y cumplir con las normativas vigentes.

En este contexto, YPF, identificó la necesidad de mejorar las propiedades en frío del diésel producido en la unidad de hydrocracking de su refinería en Luján de Cuyo (CILC). Este desafío fue abordado mediante una colaboración estratégica entre tres actores clave:

- **YPF-CILC (Complejo Industrial Lujan de Cuyo):** Refinería donde se implementó el caso de estudio a escala industrial.

- **YPF-GEEO:** Gerencia Ejecutiva de Excelencia Operacional: Donde se llevaron adelante las pruebas en plantas piloto en el marco del proceso de selección de catalizadores.
- **TOPSOE:** Proveedor de tecnología y catalizadores, responsable de la propuesta técnica y el análisis de desempeño.

El objetivo principal de este trabajo es presentar un caso de éxito en el que la implementación de un catalizador de dewaxing en la unidad de hidrocracking permitió mejorar significativamente las propiedades en frío del diésel, aumentar los rendimientos de destilados medios y generar una alta rentabilidad para YPF. Este caso destaca la importancia de la innovación tecnológica y la colaboración entre las partes para superar desafíos técnicos y económicos en la refinación.

Desarrollo

1. Identification de la necesidad

1.1 Limitación estructural de la unidad de Hydrocracking

La unidad de Hydrocracking posee dos trenes de reacción en paralelo que cuentan con intercambiadores de calor carga/efluente, horno y reactor. La producción de ambos reactores de tipo once-through alimentan una única torre fraccionadora luego de pasar por separadores de alta y de baja presión (Figura N° 1).

La torre fraccionadora posee un único corte lateral de una corriente denominada Jet Fuel (o JP). El resto de la producción sale por fondo y forma parte como componente del gas oil en el blending de la refinería. La fraccionadora no permite separar el diésel a producción de una pequeña fracción de carga no convertida (UCO), por lo que sólo es posible obtener una corriente de diésel pesado. Esto afecta negativamente las propiedades en frío del diésel, específicamente el Cloud Point, lo que representa un obstáculo para cumplir con los requisitos de calidad.

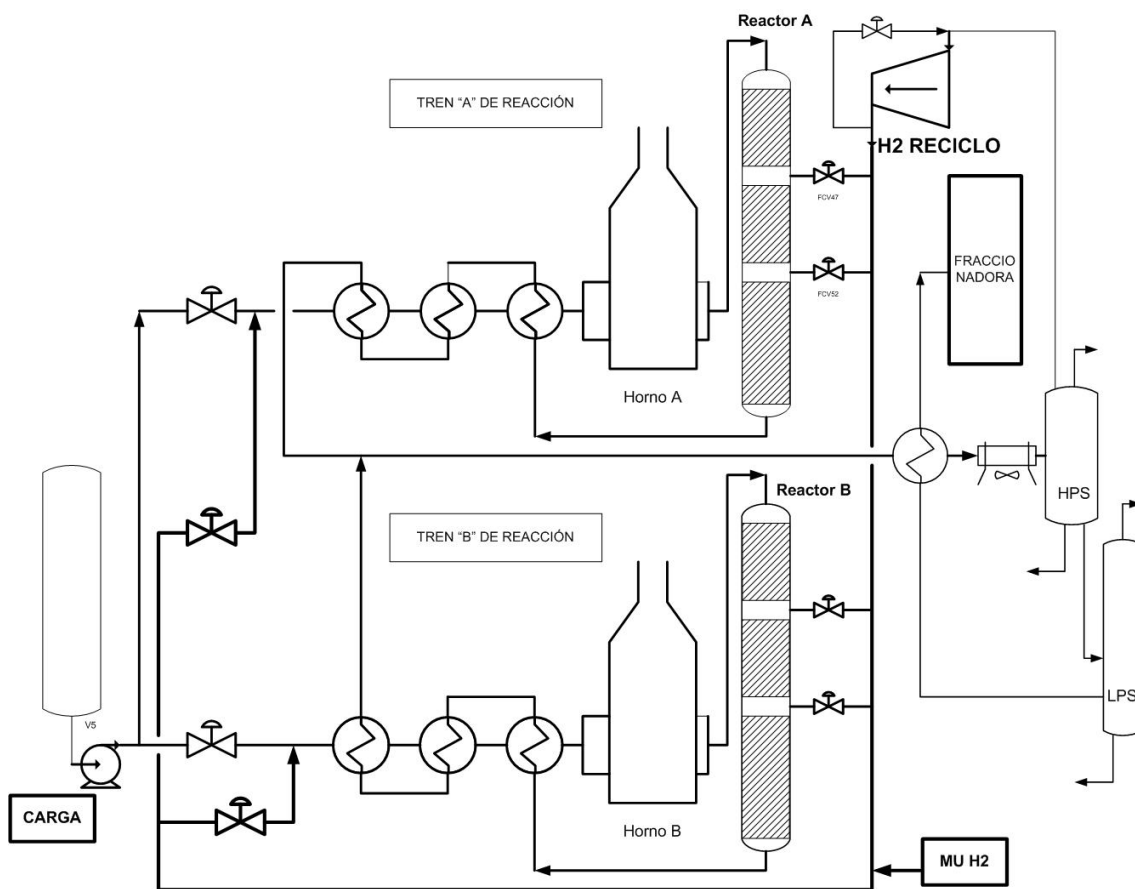


Figura N° 1. Esquema de la unidad de hidrocracking once-through y fraccionadora

En un esquema típico de fraccionamiento suelen producirse como cortes laterales nafta liviana, nafta pesada, Jet fuel, Diesel y por fondo la fracción no convertida (UCO), como se observa en la Figura N° 2:

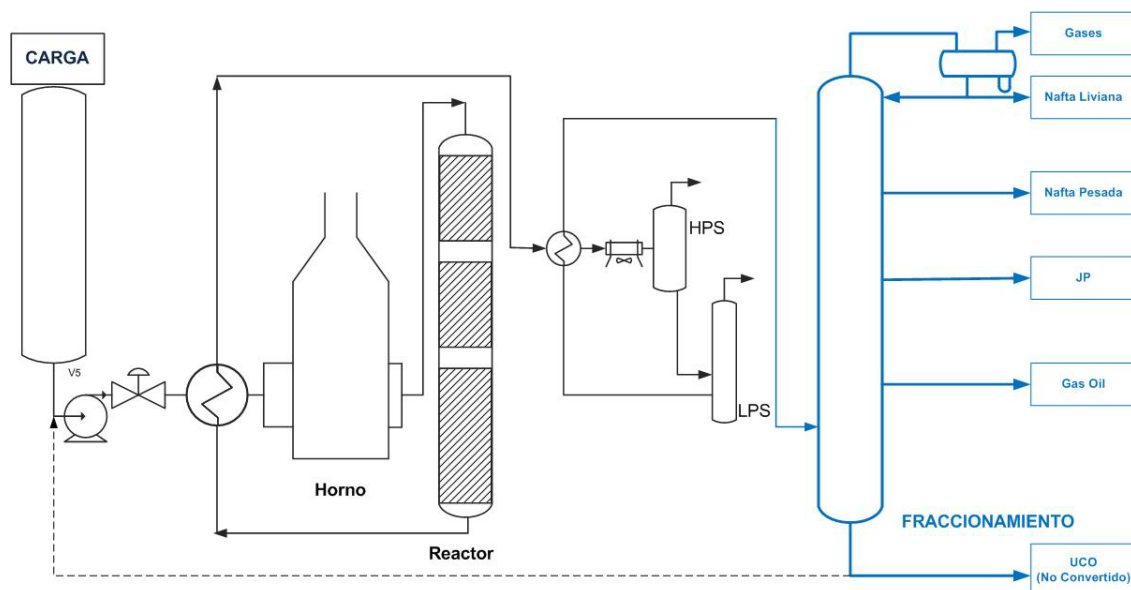


Figura N° 2. Esquema de fraccionadora típico para la unidad de hidrocracking

La fraccionadora principal del hidrocracker (HYC) en el CILC de YPF se observa la Figura N° 3. Aunque existe la posibilidad de reciclar parte de esta corriente de fondo (GO + UCO) como carga, esto claramente utiliza capacidad de la unidad y, al mismo tiempo, afecta negativamente el rendimiento a destilados medios.

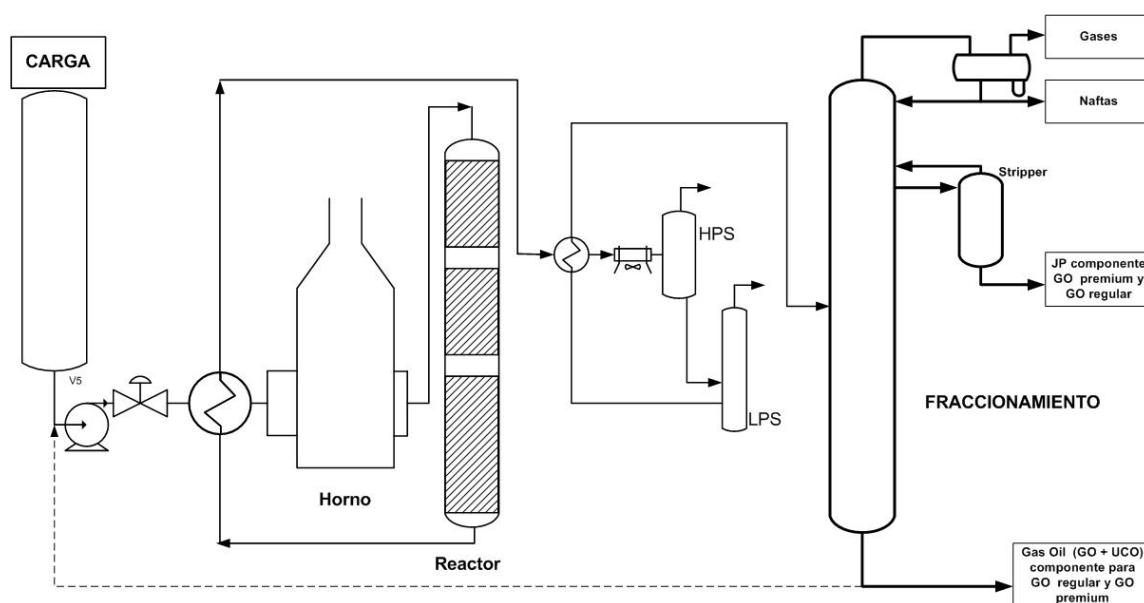


Figura N° 3. Esquema de fraccionadora para la unidad de hidrocracking de YPF-CILC

1.2. Detección del problema

El esquema del blending de gas oil del CILC se describe en la Figura N° 4. Como se observa, la unidad de Vacío separa el gas oil en un corte pesado (GOPV), con destino la unidad de FCC y en un corte liviano (GOLV), usado como carga del hidrocracker. La torre de Vacío se opera de tal manera de obtener las mejores cargas posibles en el FCC y en el HYC de acuerdo a sus capacidades de procesamiento y a sus posibilidades de obtener los productos en especificación.

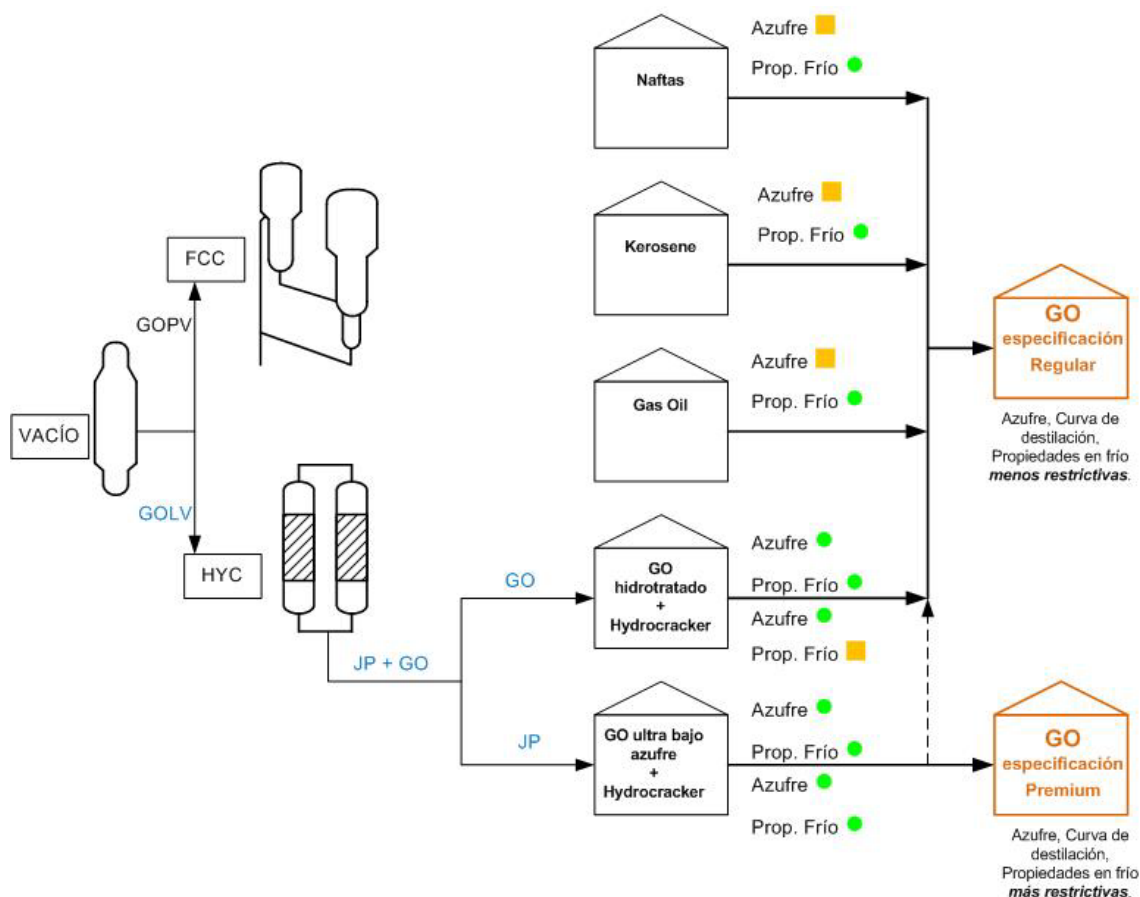


Figura N° 4. Esquema de blending de GO (■ mayor S y peor prop. frío;
● menor S y mejor prop. frío)

Por lo tanto una disminución en la T95 (temperatura a la cuál evapora el 95% vol según método ASTM D 1160) del GOLV significa menor caudal de esta carga para el HYC y mayor caudal para el FCC.

Se debe prestar especial atención a la distribución del gas oil de vacío entre el HYC y el FCC, debido a que una incapacidad del HYC en alcanzar las especificaciones del GO que produce (propiedades en frío) puede requerir que mayor caudal de gas oil de vacío se envíe al FCC. Esta operación puede alcanzar una restricción en la capacidad de procesamiento del FCC por lo que no es sostenible e impacta negativamente en la maximización del crudo procesado en la refinería.

Desde la fraccionadora del HYC se deriva directamente al pool de gas oil de la refinería JP y GO. El JP es un componente de bajo azufre y buenas propiedades en frío, mientras que el GO del HYC constituye un componente para el blending bajo en azufre, pero de un punto final elevado en su curva de destilación (debido al UCO), lo cual impacta en sus propiedades en frío.

El destino deseado en el blending para el JP es como componente del GO premium, producto de especificaciones exigentes en contenido de azufre, propiedades en frío y curva de destilación.

El GO del HYC se utiliza como componente del GO regular. Junto con éste, se incluyen otros componentes en el blending: las corrientes de nafta pesada, kerosene, GO de topping (destilación atmosférica) y HDS (hidrodesulfuración de GO). Los componentes de GO premium son de ultra bajo azufre (ULS). La tabla N° 2 muestra propiedades que involucran a estos componentes y que determinan las proporciones de cada uno que pueden usarse en el blending para alcanzar las especificaciones:

Componente	Contenido de Azufre	Destilación (T90/95)	Destino primario	Destino secundario
Naftas pesadas	■	●	GO regular	-
Kerosene	■	●	GO regular	-
Gas Oil liviano de topping	■	●	GO regular	-
Gas Oil HDS	●	●	GO regular	-
Gas Oil Hydrocracker	●	●	GO regular	-
Gas Oil HDS (ULS)	●	●	GO premium	GO regular
JP Hydrocracker	●	●	GO premium	GO regular

Tabla N° 2. Propiedades de los diferentes componentes del blending

El GO de HYC aporta un importante volumen de bajo azufre al pool de GO, sin embargo representa la restricción de las propiedades en frío, vinculadas a la destilación por la presencia de la fracción no convertida (UCO). Si las especificaciones de tales propiedades no pueden alcanzarse, debe usarse componentes de GO premium para formular GO regular, para mejorar la calidad del producto final en el blending. Esto se traduce en una disminución del rendimiento del GO más valioso del mercado, por lo que la optimización de la operación del blending requiere evitar el uso secundario de esas dos corrientes.

1.3 Evaluación de alternativas previas

YPF-CILC consideró opciones estructurales para resolver esta limitación, como modificaciones en la torre fraccionadora. Sin embargo, estas alternativas resultaban económicamente inviables debido a los altos costos asociados. Por lo tanto, se decidió buscar una solución catalítica que pudiera abordar el problema de manera más eficiente y económica.

2 Elección de la mejor tecnología catalítica.

2.1 Procedimiento de selección

La evaluación técnica de catalizadores es una política de YPF que tiene como objetivo primordial seleccionar la mejor propuesta tecnológica tanto desde el punto de vista técnico como económico. Permite además establecer con bases teóricas discusiones técnicas con los diferentes tecnólogos.

El proceso de evaluación técnica de catalizadores en las unidades piloto de YPF se enmarca en un proceso mucho más general y complejo en el que participan múltiples áreas de la Compañía y que se lleva a cabo para cada unidad y ante la necesidad de adquisición de un esquema catalítico nuevo.

De manera general la figura N° 5 describe las principales etapas que involucra la adquisición de catalizadores en YPF:



Figura N° 5. Principales etapas del proceso de adquisición de catalizadores de YPF

Una de las etapas fundamentales de este proceso es la confección del Anexo Técnico (AT). El mismo es un documento que reúne información relevante para el tecnólogo y en la que basarán su propuesta técnica. De manera general en el AT se incorpora:

- Objetivos a lograr con la unidad
- Rendimientos
- Propiedades de calidad en gas oil, kerosene y nafta
- Caracterización de la/s carga/s con las que operará la unidad
- Información técnica de la unidad
- Limitaciones operativas

Ante la necesidad de mejorar las propiedades en frío del diésel, y teniendo en cuenta por un lado las limitaciones antes mencionadas de posibles revampings y/o modificaciones estructurales de la unidad y por otro que se estaba iniciando el proceso licitatorio para la adquisición de un nuevo esquema catalítico, YPF decide incluir en el anexo técnico de la licitación y de manera específica:

- La posibilidad de incluir **catalizadores de dewaxing en el esquema catalítico propuesto** para mejorar las propiedades de flujo en frío del diesel, específicamente el cloud point.
- La compatibilidad de las soluciones propuestas con las limitaciones estructurales de la unidad de hidrocracking.

El AT confeccionado de esta forma fue enviado a los diferentes proveedores de tecnología quienes presentaron sus propuestas técnicas para abordar este desafío.

Junto con las propuestas técnico - comerciales, YPF recibe las muestras de catalizadores de cada proveedor para iniciar el proceso de testeo en plantas piloto.

Los resultados técnicos de las pruebas son enviados a la Gerencia de Planificación para que lleve adelante el estudio de beneficio económico que cada propuesta ofrece al complejo.

2.2 Evaluación de las propuestas

Hay dos formas de disminuir el cloud point del GO producto (ver figura N° 6): hidrocracking e isomerización (dewaxing).

El hidrocracking es una reacción catalítica que rompe enlaces carbono-carbono en presencia de hidrógeno, por lo tanto los productos resultantes de dicha reacción tienen un peso molecular menor (y un punto de ebullición menor) al de su molécula origen. Este menor punto de ebullición se ve acompañado de una disminución en el punto de fusión, y por tanto del cloud point de la mezcla.

La isomerización es una reacción catalítica que convierte moléculas lineales (n-parafinas) en moléculas ramificadas (iso-parafinas) sin romper los enlaces carbono-carbono de la cadena principal. Tiene la particularidad de mantener el peso molecular y el punto de ebullición de la molécula origen, sin embargo el punto de fusión se ve disminuído.

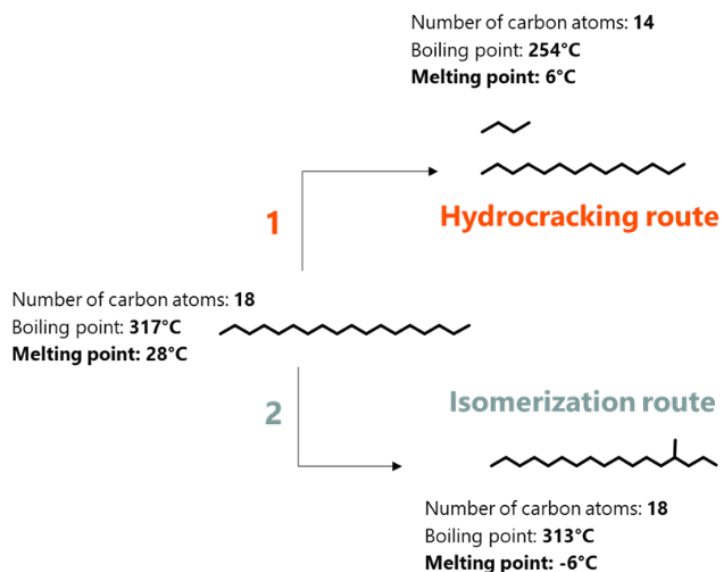


Figura 6. Rutas para disminuir el cloud point

Ambas reacciones resultan en una disminución del Cloud point, la diferencia radica en si esta disminución del Cloud point viene acompañada de una disminución del punto de ebullición (hydrocracking) o no (dewaxing).

Para la unidad de HYC de YPF-CILC ambas reacciones son necesarias, y hay una relación entre ambas que maximiza la rentabilidad de la unidad en función de las condiciones de mercado, que además son cambiantes. Un esquema con las dos funciones agrega flexibilidad operativa a la unidad para adaptarse a estas variaciones.

2.3 Evaluacion tecnica en plantas piloto de YPF

2.3.1 Descripcion de la unidad piloto

Para la evaluación de catalizadores de hidroprocesos/hidrocracking, se utilizó una unidad piloto cuyo esquema se presenta en la Figura N° 7.

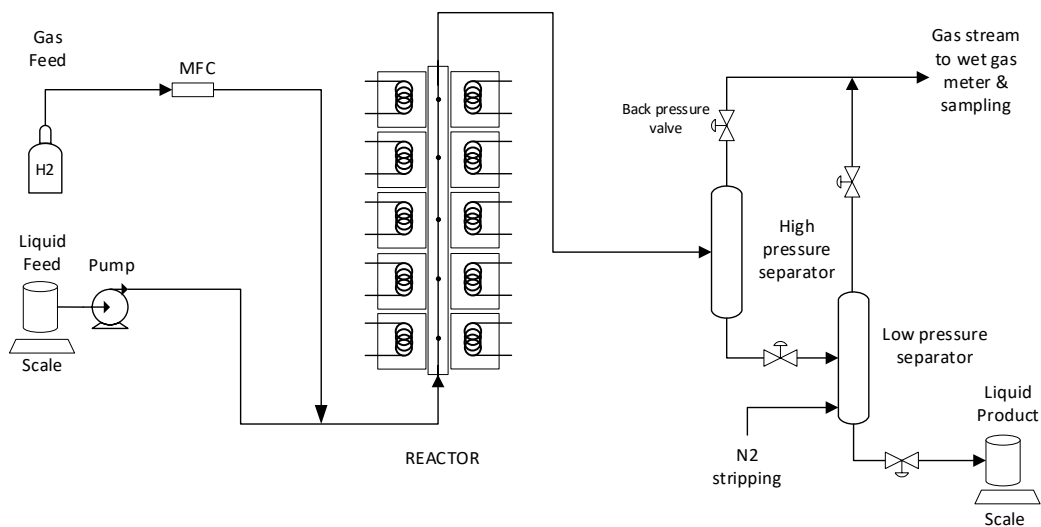


Figura N° 7. Equipo experimental para testeo de catalizadores hidroprocesos/hidrocracking

La unidad consta de un reactor de lecho fijo que opera de manera isotérmica. La longitud y el diámetro interno del reactor son de 143 cm y 2.54 cm, respectivamente. La longitud del reactor está dividida en cinco zonas, cada una de las cuales es calefaccionada eléctricamente.

- **Zona 1:** Llena de partículas inertes, se utiliza para calentar la carga a la temperatura de reacción deseada y para proporcionar una distribución uniforme.
- **Zonas 2, 3 y 4:** Destinadas a contener el catalizador y el diluyente.
- **Zona 5:** También llena de partículas inertes.

Entre cada sección se inserta lana de material cerámico para mejorar la distribución del fluido. La unidad está equipada con un separador de alta presión y un separador de baja presión, dotado de un sistema de estripen de H₂S con nitrógeno.

El equipo puede operar hasta 200 barg y 550°C de temperatura, y puede funcionar en flujo ascendente o descendente.

Los procedimientos de secado, mojado, sulfuración y estabilización se realizan según las especificaciones proporcionadas por cada proveedor de tecnología.

Una vez activado y estabilizado el catalizador, la unidad se ajusta operativamente a las condiciones deseadas para iniciar los ensayos.

2.3.2 Metodología de testeo y analisis

A continuación se describe brevemente la metodología de ensayo utilizada para la evaluación técnica de catalizadores en unidades piloto de YPF para la selección de la mejor tecnología. Todos los ensayos descritos incluyen al catalizador Base (catalizador actual de la unidad) y en las mismas condiciones experimentales los diferentes esquemas catalíticos propuestos por los tecnológicos.

El procedimiento de ensayo se realiza sin interrupciones tras finalizar la sulfuración y estabilización, manteniendo la continuidad en todo momento. Las condiciones de trabajo son representativas de la unidad de hidrocracking del CILC. En la tabla N° 3 se resumen las principales variables operativas:

Condiciones de Operación		
Temperatura	WABT -10	°C
	WABT SOR	°C
	WABT +10	°C
LHSV	0,66	h ⁻¹
Relación H ₂ /Hc	1303	Nm ³ H ₂ /m ³ carga
Presión parcial de H ₂	110	kg/cm ²

Tabla N°3. Condiciones operativas

La temperatura WABT SOR se busca en cada catalizador de manera de lograr en el producto salida del reactor que el 90% de la destilación TBP cumpla con el valor objetivo. De esta manera se consigue que el punto final de la ASTM D86 del gas oil cumpla especificación.

La operación se inicia a una temperatura determinada, se estabiliza la planta y se toma una muestra del producto líquido para realizar una destilación ASTM D-2887. Si el valor es superior al buscado, se incrementa levemente la temperatura de operación, y viceversa.

Una vez alcanzado el valor objetivo, se procede a recolectar 4 litros de producto, realizando cada 4 horas un balance de masa, una destilación simulada del producto y una cromatografía de gases. Se ajusta la temperatura de operación, si es necesario, para mantener siempre el valor objetivo del producto.

Después de recolectar los 4 litros de producto, se reduce la temperatura de operación en 10°C y se recolectan 1.5 litros de producto en esta condición, realizando balance de masa, destilación del producto y cromatografía de gases cada 4 horas.

Posteriormente, se incrementa la temperatura en 20°C (para alcanzar una temperatura 10°C superior a la original), y se recolectan 1.5 litros de producto en esta condición, realizando balance de masa, destilación del producto y cromatografía de gases cada 4 horas.

Los 4 litros de producto obtenidos en la condición central de temperatura durante la operación en planta piloto, deben ser fraccionados para poder caracterizar los cortes correspondientes a nafta, JP y gasoil.

El producto obtenido en la condición central $\pm 10^\circ\text{C}$ fue fraccionado para obtener solo el corte de gas oil 260 + y evaluar sus propiedades en frío. Idealmente, los cortes TBP a obtener son los siguientes:

Nafta: hasta 150 °C

JP: 150 – 260 °C

Gasoil: 260 °C +

El fraccionamiento se realiza utilizando la Planta Piloto de Destilación disponibles también en nuestros laboratorios.

Tanto la carga para los ensayos de las diferentes propuestas como todos los productos obtenidos son analizados en nuestros laboratorios. La Tabla N°4 muestra un resumen de las determinaciones mencionadas.

Determinación	Carga	Nafta	Kerosene	Gas Oil
Azufre ASTM D4294-24 / D5453-24	X	X	X	X
Nitrógeno ASTM D5762-24 / D4629-24	X	X	X	X
N° de Bromo ASTM D1159-23	X			
Contaminantes (As, Fe, V, Ni, P, Si) por ICP ASTM D7111-16(2021)	X			
Aromáticos AE 41-200-03 (HPLC) ASTM D6591-19	X		X	X
Distribución de n-P/i-P por cromatografía gaseosa capilar UOP 411-13	X		X	X
Densidad a 15 °C ASTM D-4052-22	X			
Densidad API a 15 °C ASTM D-4052-22	X			
Destilación al vacío ASTM D-1160-24	X			
Destilación simulada ASTM D-2887-24	X		X	X
Asfaltenos ASTM D6560-17	X			
Índice de Bromo ASTM D2710-20		X		X
PIONA discriminado por cromatografía gaseosa capilar ASTM D6729-20		X		
Densidad ASTM D 4052-22 a 15 °C		X	X	X
Destilación ASTM D 86-23a2		X	X	X
P. Inflamación ASTM D 56-22			X	

Determinación	Carga	Nafta	Kerosene	Gas Oil
Punto de Humo ASTM D 1322-25			X	
Punto de Congelación ASTM D 5972-25			X	
Índice de Cetano ASTM D 976-21				X
Color ASTM D1500-24				X
Punto de Inflamación ASTM D 93-25				X
Punto de Enturbiamiento ASTM D 2500-23				X
P.O.F.F. IP 309-99 / ASTM D6371-24				X
Punto de Esgurrimento ASTM D 97-17b				X

Tabla N° 4. Determinaciones realizadas a las cargas y productos durante los testeos en plantas piloto

2.3.3 Resultados

2.3.3.1 Requisitos solicitados en el anexo técnico

Se resumen a continuación los principales requisitos técnicos exigidos a los nuevos esquemas catalíticos propuestos:

Rendimiento en destilados medios (GOL+JP): $\geq 85\%$ vol

Cloud point GO: $\leq 3^{\circ}\text{C}$

Ciclo de vida: ≥ 5 años

A continuación se muestran los principales resultados obtenidos durante los ensayos en plantas piloto en el marco de la licitación técnica de catalizadores para esta unidad.

2.3.3.2 Resultados a 90% destilación TBP = valor objetivo constante.

La tabla N° 5 resume los principales resultados obtenidos operando la unidad piloto de manera que el producto total (salida de reactor) tenga un 90% destilación TBP = valor objetivo. Esto, tal como ya quedo expresado, corresponde a que el punto final de la ASTM D86 del gas oil cumpla especificación.

Rendimientos y WABT a 90% destilación TBP = constante			
Propiedad	Unidades	HTBASE	HTNUEVO
WABT SOR	$^{\circ}\text{C}$	Base	Base +1
Consumo de hidrógeno	Nm^3/m^3	Base	Base + 11
Rendimiento DM a WABT SOR	%vol	Base	Base + 1,2

Tabla N° 5. Rendimientos y WABT a TBP = cte.

2.3.3.3 Resultados a cloud point constante.

La tabla N° 6 resume los resultados obtenidos de rendimiento en DM a cloud point constante (3°C).

Rendimientos a cloud point constante			
Propiedad	Unidades	HTBASE	HTNUEVO
Rendimiento DM a Cloud point de 3°C	%vol	Base	Base + 10

Tabla N° 6. Rendimientos a cloud point constante

2.3.3.4 Resultados a rendimiento constante de 85 % de destilados medios (150°C+).

La tabla N° 7 resume los principales resultados obtenidos considerando un rendimiento constante de 85% en volumen para destilados medios tal cual fue solicitado en el anexo técnico construido a partir del estudio de sensibilidad con la temperatura.

Resultados para 85% vol de Destilados medios			
	Unidades	TOPSOE BASE	TOPSOE NUEVO
Consumo de hidrógeno	Nm ³ /m ³	Base	Base + 12
WABT	°C	Base	Base + 3
Propiedades del Gas Oil			
CFPP	°C	Base	Base -3
Pour point	°C	Base	Base -4,5
Cloud point	°C	Base	Base -8
D-86 Gas oil 90% vol	°C	Base	Base -2

Tabla N° 7. Resultados para 85 % vol de rendimiento

Como se muestra en la tabla, el nuevo esquema catalítico propuesto por Topsoe, para un rendimiento constante de DM, y teniendo en cuenta que el 90% de destilación de la curva ASTM D86 del GO tanto para el base como para la nueva propuesta son prácticamente iguales, logra mejorar significativamente las propiedades en frío del gasoil. Esto último se debe a la incorporación de una capa de catalizador de isodewaxing en el esquema catalítico.

Adicionalmente también se analizó la distribución de hidrocarburos n-parafinas/i parafinas en el gas oil con el objetivo de analizar el impacto de la capa de isodewaxing. El resultado arrojó un incremento en el porcentaje de isoparafinas del orden del 6 %p sobre el caso base.

3. Implementación industrial

3.1 Adquisición e instalación

Los resultados técnicos económicos de la licitación técnica de catalizadores llevada adelante por YPF para la unidad de hydrocracking del CILC dio por ganador a la tecnología presentada por Topsoe que incorporaba en su esquema catalítico catalizador de Dewaxing.

La comparativa de carga de los reactores se ilustra en la siguiente figura N° 7:

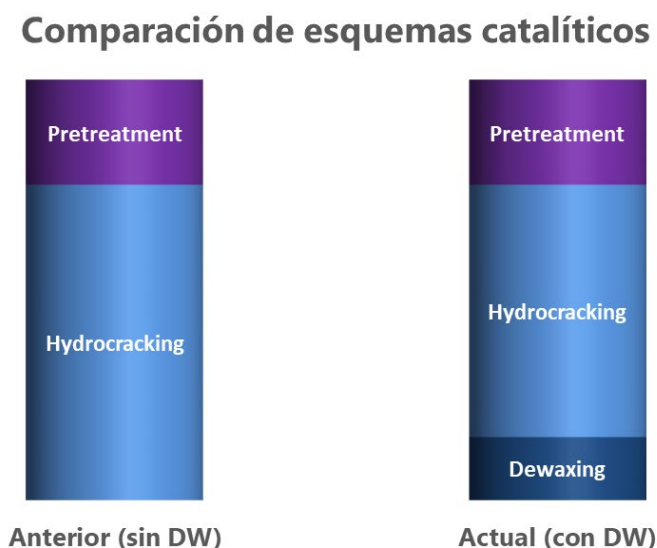


Figura N°7. Comparativa de esquemas catalíticos

En el esquema catalítico actual, se mantiene la función de pretratamiento para la remoción de impurezas y protección de los catalizadores posteriores, pero se introduce una innovación clave: la incorporación de un catalizador de dewaxing aguas abajo del catalizador de hydrocracking.

Como consecuencia de esta configuración, la cantidad de catalizador de hydrocracking utilizada en el ciclo actual es menor en comparación con el ciclo anterior. Esto se debe a que, gracias a la acción del catalizador de dewaxing, se puede alcanzar la misma especificación de cloud point en el producto final con una conversión global más baja.

3.2 Evaluación de desempeño - resultados a escala industrial

Para evaluar el impacto del nuevo esquema catalítico con dewaxing, se realizó una comparación sistemática entre el ciclo anterior (sin dewaxing) y el ciclo actual (con dewaxing), considerando días con condiciones de carga y operación equivalentes. El análisis se centró en los parámetros clave de calidad de producto y rendimiento.

3.2.1 Mejora en el Cloud point del GO:

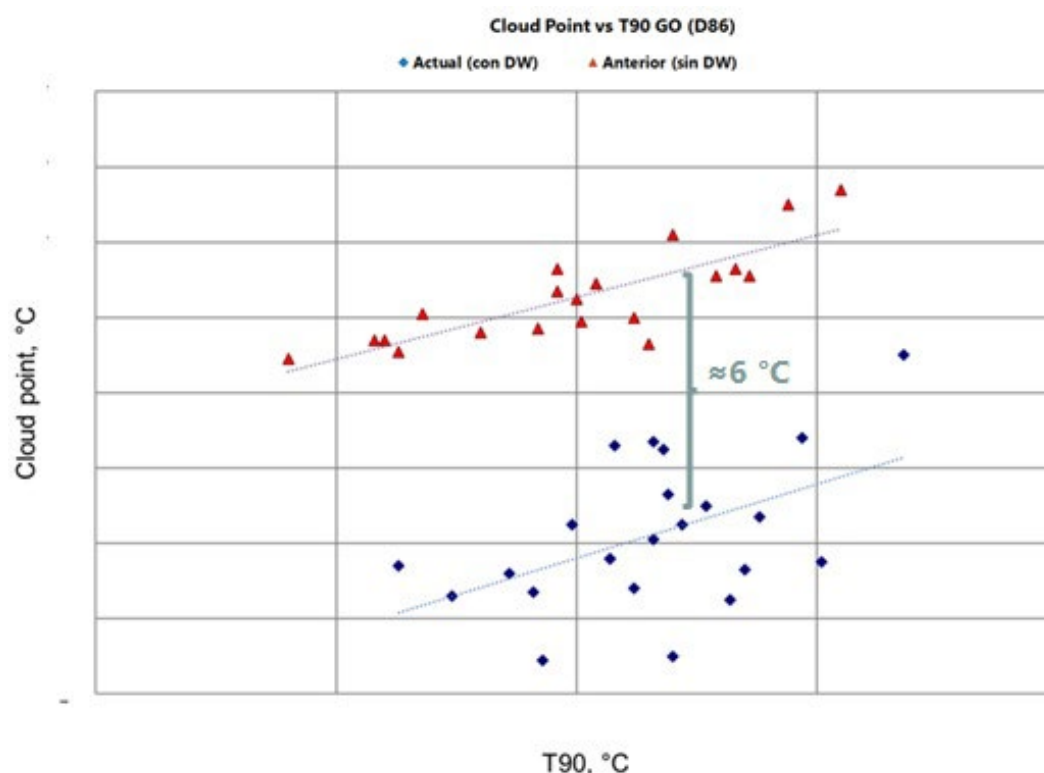


Figura N°8. Relacion entre el cloud point del GO y su T90

El gráfico presentado ilustra la relación entre el Cloud point del gasoil (GO) y su T90 (temperatura a la cual destila el 90% en volumen de la muestra, según el método ASTM D86) para dos ciclos operativos: el ciclo actual, que incorpora catalizador de dewaxing (DW), y el ciclo previo, sin dicho catalizador.

Se utiliza como punto de comparación la fracción más pesada del diesel (T90 ASTM D86), porque allí se concentran las parafinas de mayor peso molecular que determinan el Cloud Point del GO.

Los datos demuestran que, a igual T90, el Cloud Point del GO producido con catalizador de dewaxing es aproximadamente 6 °C inferior al obtenido sin dewaxing. Para asegurar la validez de la comparación, los puntos analizados corresponden a días con propiedades de carga similares, minimizando así la influencia de variables externas.

El catalizador de dewaxing actúa selectivamente sobre las n-parafinas presentes en el diesel, promoviendo su isomerización a iso-parafinas. Este cambio estructural reduce significativamente el punto de fusión de las moléculas, sin alterar de manera relevante su punto de ebullición. Como consecuencia, la formación de los primeros cristales—evento que define el Cloud point—ocurre a temperaturas más bajas.

3.2.2 Incremento en el rendimiento de destilados medios (JP + GO):

En escenarios donde la especificación más restrictiva es el Cloud point, la utilización de un esquema catalítico con dewaxing permite cumplir con este parámetro incluso incrementando la T90 del GO, es decir, craqueando (convirtiendo) menos la carga. Esto se traduce en una mayor recuperación de moléculas en el rango de GO, y una menor generación de nafta y gas, productos que generalmente poseen menor valor de mercado y generan restricciones hidráulicas en la unidad.

Una forma de ver este fenómeno es comparar el Cloud point del GO versus la conversión de la carga, a calidad de carga semejante como se muestra en la figura N°9.

La conversión se define como el porcentaje de material pesado presente en la alimentación (que hierve por encima de una determinada temperatura en su curva TBP), que luego de pasar por el reactor es convertido a material más liviano (es decir, que hierve por debajo de esa misma temperatura).

La conversión de esta fracción pesada produce en parte destilados medios (que son los productos deseados), pero también produce productos livianos, como ser nafta y LPG (que no son deseables). La carga no convertida (UCO) se recupera como GO, por lo tanto una menor conversión implica más GO producto, y menos nafta y LPG.

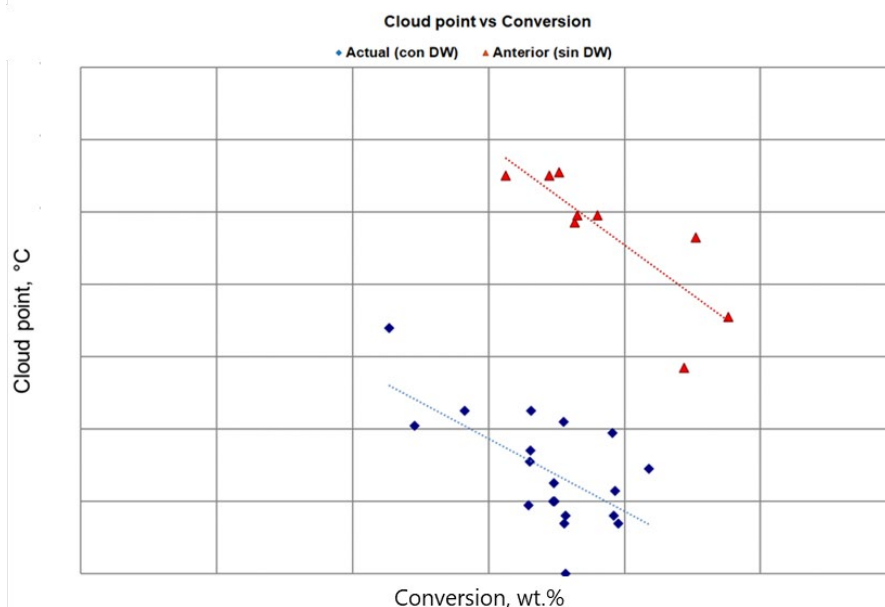


Figura N°9. Cloud point vs conversión

Se observa que en el ciclo actual, para la misma conversión, se obtiene un menor Cloud point. O dicho de otro modo, se requiere convertir menos para obtener el mismo cloud point que el ciclo pasado.

La magnitud de este beneficio puede cuantificarse comparando el rendimiento a GO + JP en el tiempo, entre ambos ciclos, bajo condiciones de Cloud point constante como se indica en la figura N°10.

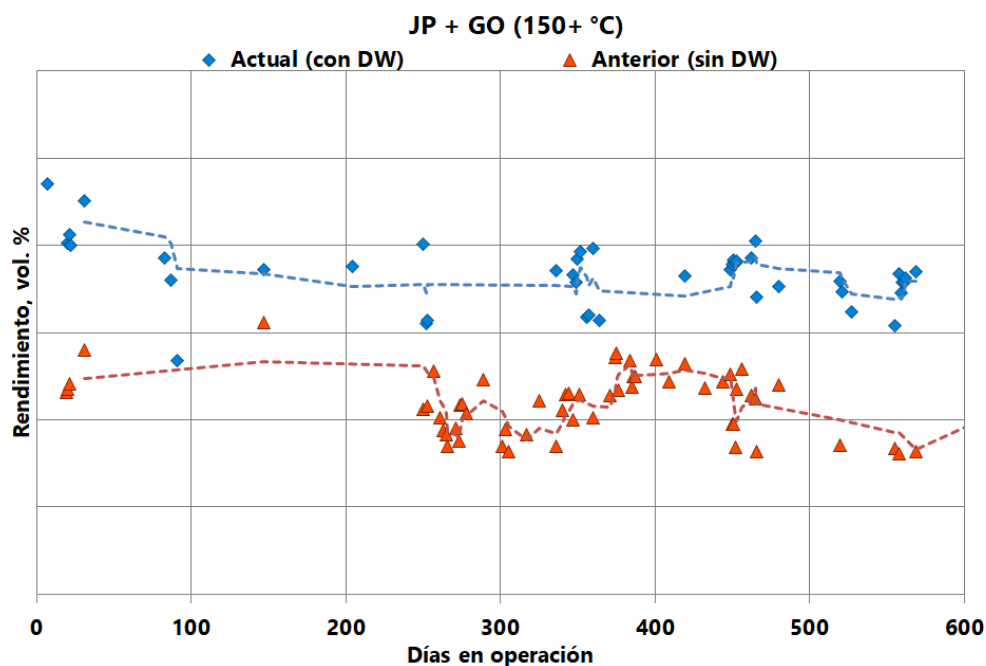


Figura N°10. Rendimiento versus días de operación a cloud point constante.

Para asegurar la representatividad de los datos, la selección de días para el análisis se realizó considerando un cloud point cercano en ambos ciclos.

Este mayor rendimiento a GO y JP se compensa con menor rendimiento a nafta (similar, de signo opuesto) como puede observarse en la figura N° 11.

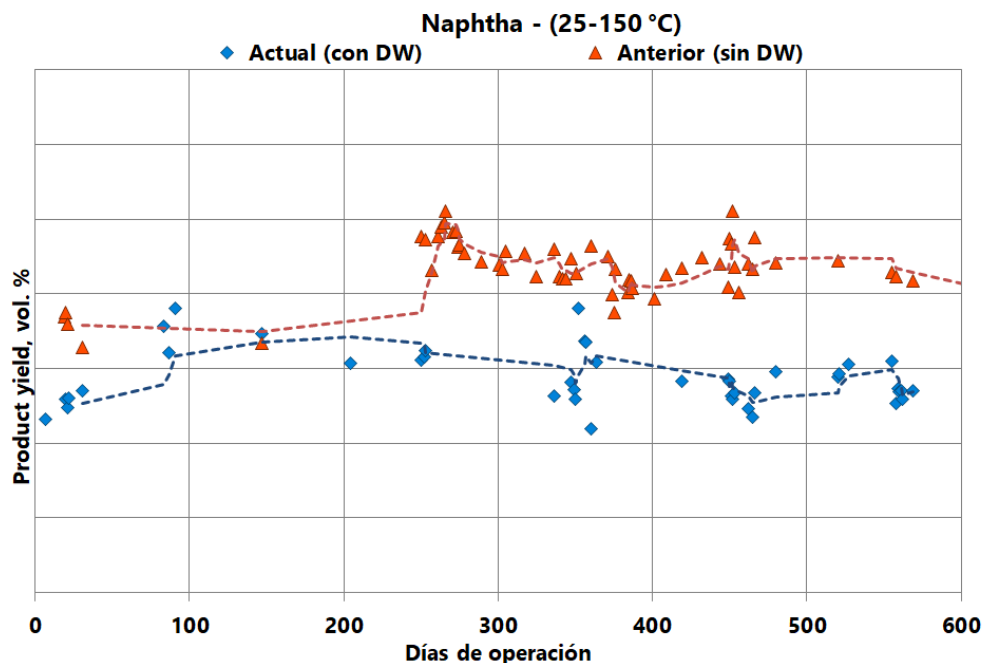


Figura N° 11. Rendimiento a nafta versus días de operación

Los valores de cloud point del GO correspondientes a los días arriba indicados pueden encontrarse en la figura N° 12.

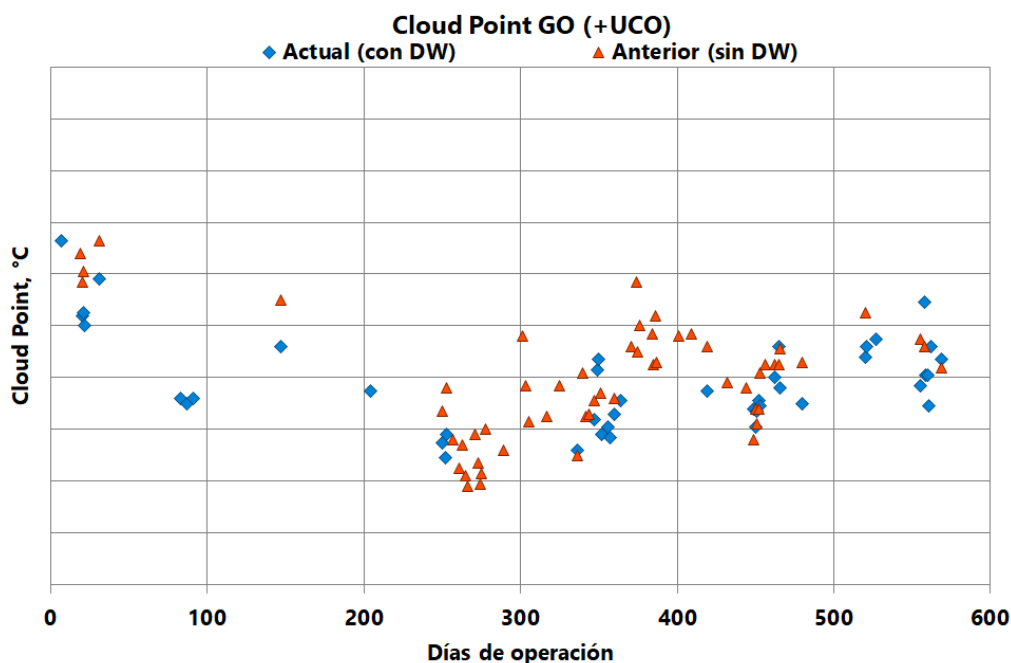


Figura N°12. Cloud point versus días de operación

Estos resultados, demuestran que la estrategia de dewaxing no solo mejora la calidad del producto, sino que también maximiza la producción de fracciones valiosas, aportando flexibilidad y eficiencia a la operación de la refinería.

En resumen, la solución catalítica permitió tener flexibilidad en la unidad para:

- Disminuir 6 °C el Cloud point del GO, a rendimiento de GO + JP constante.
- Aumentar el rendimiento a GO + JP en un 7% en volumen, a Cloud point constante (y menor rendimiento a nafta en igual magnitud).
- Una combinación de la anteriores.

Los resultados operativos de la unidad HYC confirmaron las mejoras observadas en las pruebas piloto y la propuesta técnica de Topsoe.

4. Impacto económico

El nuevo esquema catalítico genera una rentabilidad significativa para YPF, destacándose como una solución técnica y económicamente exitosa.

Lo anterior se traduce en la flexibilidad en el blending de GO para generar mayor volumen de producto premium. En el complejo esto se mide a través del índice mix GO, definido como la relación volumétrica de los productos GO premium/GO regular. Vale decir que a mayor índice mix GO, mayor la rentabilidad de la venta de estos productos.

En términos numéricos podemos expresar este impacto económico señalando que por cada 1 m³ de GO premium que se formula (y por lo tanto deja de pasar a ser GO regular) se ganan 100 USD.

Conclusiones

La **relevancia técnica** de este trabajo radica en haber demostrado cómo el uso de catalizadores de dewaxing puede superar limitaciones estructurales en unidades de hidrocracking, mejorando tanto la calidad como el rendimiento de los productos.

Los resultados obtenidos en la planta piloto de la GEEO fueron consistentes con los resultados a escala industrial, lo que subraya la importancia de realizar pruebas piloto como una herramienta clave para minimizar riesgos y garantizar el éxito de la implementación.

Los casos de colaboración entre diferentes actores como YPF-CILC, YPF-GEE0 y Topsoe, permiten generar **impactos en la industria**. En este caso se abordó un desafío técnico complejo de manera innovadora y rentable que sirve como referencia para YPF y otras refinerías que enfrenten desafíos similares, contribuyendo al desarrollo de tecnologías más eficientes y sostenibles en la industria de refinación.

El caso de éxito ofrece varias lecciones clave que pueden ser aplicadas en futuros proyectos como:

- **Importancia de las pruebas piloto** que permitieron alidar las soluciones propuestas a través de pruebas piloto es esencial para garantizar el éxito de la implementación a escala industrial
- **Colaboración interdisciplinaria:** La integración de conocimientos operativos, de investigación y tecnológicos es fundamental para abordar desafíos complejos de manera efectiva.
- **Innovación como motor de cambio:** La adopción de tecnologías innovadoras, como el catalizador de dewaxing, puede generar beneficios significativos tanto en términos técnicos como económicos.
- **Enfoque en soluciones integrales:** Abordar desafíos técnicos desde una perspectiva integral, considerando tanto los aspectos operativos como económicos, es clave para maximizar el impacto de las soluciones implementadas.

Aunque el caso de éxito fue altamente positivo, también plantea preguntas y **desafíos para el futuro:**

- **Optimización continua:** ¿Qué mejoras adicionales podrían implementarse en el esquema catalítico o en la operación de la unidad de hydrocracking para incrementar aún más los beneficios?
- **Escalabilidad:** ¿Cómo puede replicarse este esquema catalítico en otras unidades de YPF o en otras refinerías con configuraciones similares?
- **Sostenibilidad a largo plazo:** ¿Cómo puede este tipo de innovación contribuir a los objetivos de sostenibilidad de la industria, especialmente en el contexto de la transición energética?

Finalmente, la incorporación del catalizador de dewaxing en la unidad HYC de YPF-CILC permitió mejorar significativamente las propiedades en frío del Gas Oil, aumentar el rendimiento a destilados medios y optimizar la rentabilidad operativa, todo ello sin necesidad de modificaciones estructurales costosas. La coherencia entre la propuesta técnica de Topsoe, las pruebas piloto de YPF-GEE0 y los resultados industriales validó la robustez de la solución. La colaboración tripartita entre YPF-CILC, YPF-GEE0 y Topsoe fue clave para su implementación exitosa. Este caso sienta un precedente para futuras aplicaciones de esquemas catalíticos avanzados en la industria de refinación.

Gustavo Trubiano es Doctor en Ingeniería Química egresado de la Universidad Tecnológica Nacional (Facultad Regional Mendoza) y Universidad Nacional del Sur.

Actualmente trabaja como ingeniero principal de procesos en la Gerencia Ejecutiva de Excelencia Operacional de YPF.

Posee más de veinte años de experiencia en catálisis, hidroprocesos/hidrocracking, síntesis de metanol e hidrógeno y ha desarrollado toda su actividad en YPF.

Es profesor titular de las cátedras de Diseño Óptimo I y II, correspondientes al quinto año de la carrera de Ingeniería Química de la Universidad Nacional de La Plata.

Maria Primavera Monsalvo es ingeniero químico egresado de la Facultad de Ingeniería Química (FIQ), perteneciente a la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ). Especializada en Industrialización del Petróleo en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires (UBA).

Trabaja desde hace más de veinte años en YPF, desempeñándose en el Área de Tecnología. En la actualidad es consultora de servicio técnico especializado en unidades catalíticas de lecho fijo (hidrotratamiento, hidrocracking; reformado) en la Gerencia de Ejecutiva de Excelencia Operacional, de la Dirección de Planificación y Desarrollo Técnico de YPF.

Es Profesora titular de la cátedra de Ingeniería de las Reacciones Químicas y Diseño de Reactores, en la Universidad Tecnológica Nacional de La Plata.

Federico Jurín es ingeniero químico egresado de la Universidad Juan Agustín Maza de Mendoza, Master en Refino, Petroquímica y Gas del Instituto Superior de la Energía (Madrid) y MBA de la ADEN Business School (Mendoza y EUNCET – Barcelona).

Actualmente se desempeña como ingeniero de procesos y simulaciones en el área de optimización del Complejo Industrial Luján de Cuyo de YPF.

Su experiencia en la industria del refino se ha desarrollado en YPF, en el área de producción como jefe de unidad en el cracking catalítico fluidizado (FCC) y en el área técnica como ingeniero de procesos catalíticos en unidades de hidroprocesos e hidrocracking, de producción de hidrógeno y FCC. Se ha desempeñado además en áreas de modernización del Estado durante su paso por la función pública, coordinando proyectos especiales y de reingeniería de procesos para la mejora de la eficiencia.

Ignacio Beltramino es ingeniero químico egresado de la Facultad de Ingeniería Química (FIQ) de Santa Fe, perteneciente a la Universidad Nacional del Litoral (UNL).

Actualmente trabaja en Topsoe como ingeniero de servicio técnico especializado en hidrocracking, habiendo ocupado posiciones similares en hidrotratamiento y ácido sulfúrico.

Antes de trabajar en Topsoe, se desempeñó como ingeniero de procesos en la refinería de Campana en diversas unidades, incluyendo hidrotratadores de nafta y diesel, reformación catalítica de nafta y la unidad de craqueo catalítico fluidizado, FCC.