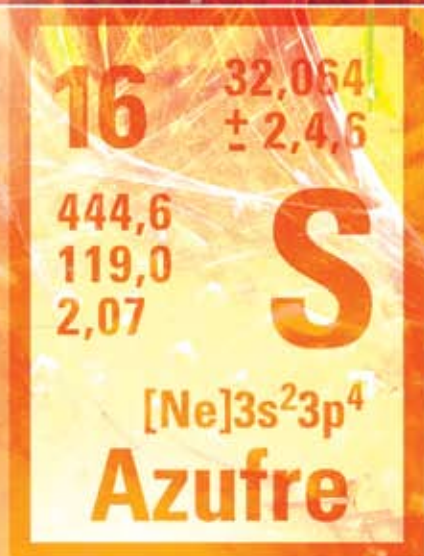


83 / 86

478/09



150ppm

50ppm

500ppm

1500ppm

50ppm

Hidrotratamiento de nafta y *diesel* en Refinería Bahía Blanca:

atendiendo a los futuros límites del azufre

Por **Víctor Miguel** y **Luis Passini**
Petrobras Argentina S.A.

Los autores de esta nota destacan un proyecto de dos plantas que servirán para reducir el contenido de este contaminante en los combustibles líquidos.

La legislación de distintos países revela una tendencia a nivel mundial a la reducción progresiva del contenido de azufre en los combustibles líquidos, ya sea en naftas como en *diesel*. De hecho, el objetivo de más largo plazo es alcanzar las 10 ppm en peso para dar lugar a los denominados combustibles *ultra low sulphur gasoline* (ULSG) y *ultra low sulphur diesel* (ULSD).

Esta evolución hacia combustibles con menor contenido de contaminantes ambientales se ha dado en forma simultánea con el desarrollo de los motores, en particular los *diesel* clasificados como Euro IV en la legislación que ya se está implementando en Europa.

En la Argentina se sigue la misma tendencia en cuanto a legislación y también en cuanto a calidad, al compás de la incorporación de vehículos con motores *diesel – common rail* – a

nuestro parque automotor, los cuales requieren el mencionado combustible *diesel* para una mejor *performance* y para el control de emisiones.

La legislación aplicada en Argentina, que incluye la resolución 1283/86 y la más reciente 478/09, ha establecido las distintas especificaciones de combustibles para el período comprendido entre 1986 y 2012, cuyas metas, en materia de reducción de azufre en naftas y *diesel* de alto grado, pueden resumirse en la siguiente tabla:

	1° de julio de 2009	1° de julio de 2010
Nafta grado 2	300 ppm	150 ppm
Nafta grado 3	150 ppm	50 ppm
Diesel grado 2	1500 ppm	500 ppm
		150 ppm ^(*)
Diesel grado 3	50 ppm	50 ppm

(*) diferencias según grandes ciudades y resto del país

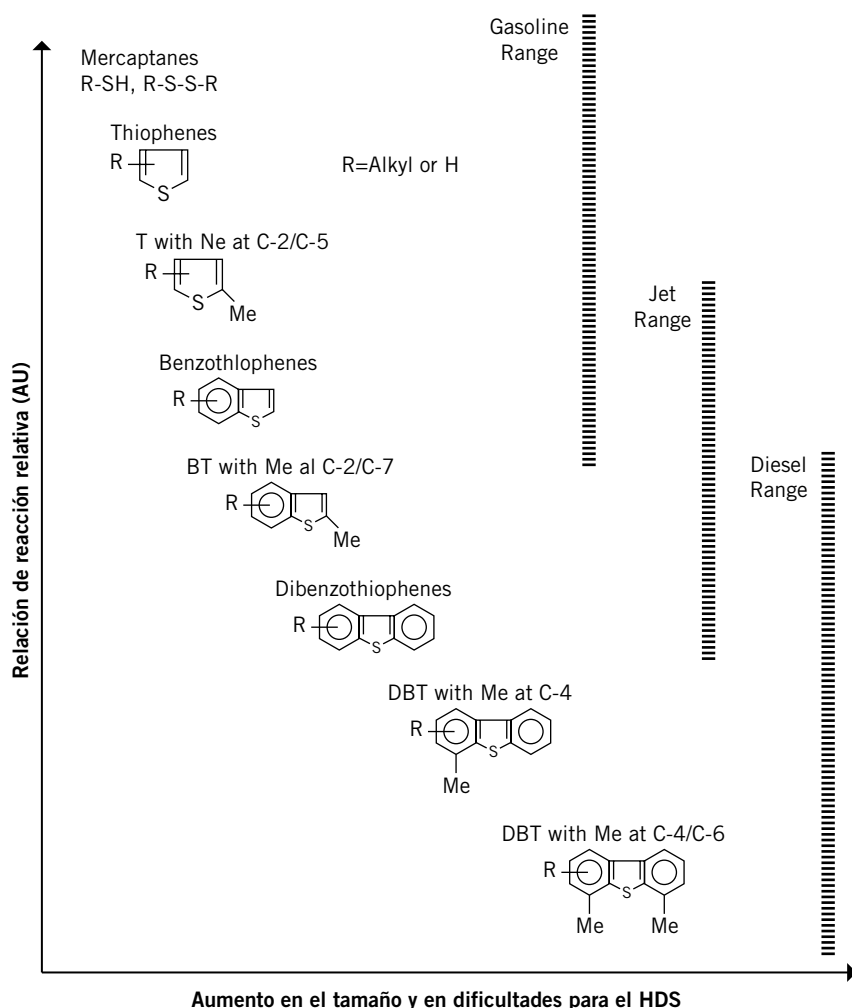
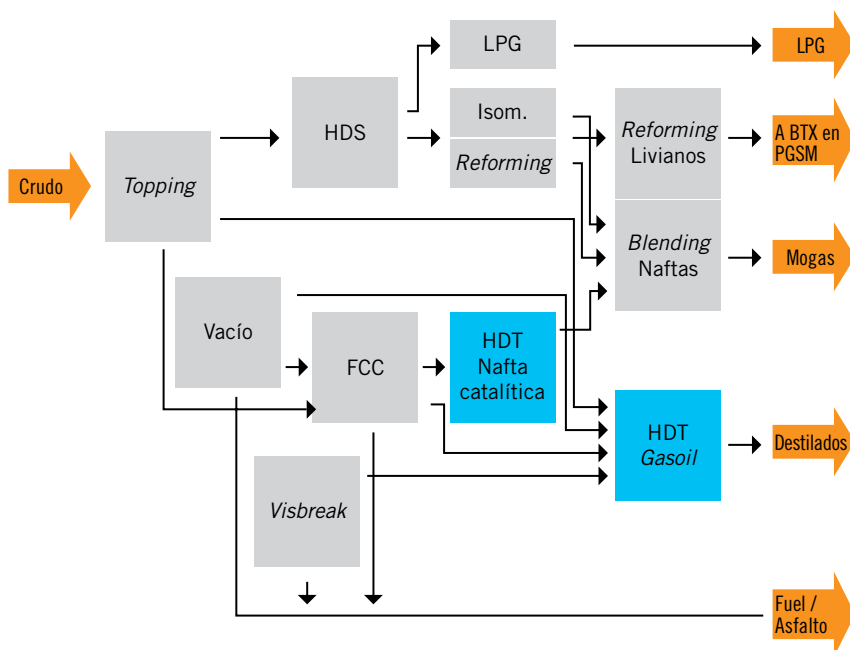
Para cumplir con estos límites del contenido de azufre, Petrobras ha desarrollado un proyecto denominado *Adecuación de la Calidad de Refino Bahía Blanca (ACAR BB)*, en el que se plasma la ingeniería de las nuevas instalaciones bajo estándares internacionales y también los estándares corporativos en materia de calidad, seguridad y medio ambiente.

Las actividades realizadas y las inversiones resultantes de este proyecto son analizadas bajo la metodología FEL del IPA.

Petrobras es una compañía que participa en el sector de combustibles en la producción en sus refinerías y comercialización de naftas, *diesel*, *fueloil* y asfaltos.

En refinación, la empresa tiene una capacidad instalada de 12500 metros cúbicos diarios. Uno de sus principales activos es la Refinería Bahía Blanca (RBB), con una capacidad de 4800 metros cúbicos por día de crudo. RBB es una refinería de baja escala, aunque se encuentra bien integrada y presenta varios procesos de conversión (reformado, *cracking* catalítico, isomerización y *visbreaking*) e incluye extracción de corrientes ricas en benceno.

En el siguiente diagrama se describen las principales instalaciones con que cuenta la refinería incluso las nuevas unidades de hidrotratamiento que se requieren instalar (destacadas en otro color).



El alcance del proyecto ACAR BB comprende la adecuación de las actuales instalaciones y servicios a los requerimientos de las nuevas unidades del proceso:

- Hidrotratamiento de Nafta Catalítica (tecnología Prime G+).
- Hidrotratamiento de *Diesel* (Tecnología Prime D).
- Unidad de recuperación de gases con aminas (ARU).
- Unidad de despojamiento de aguas agrias (SWS).
- Adecuación de servicios y *offsites*.

Función de las unidades de hidrotratamiento

En general, podemos decir que una unidad de hidrotratamiento (HDT) puede ser diseñada para admitir distintas cargas o alimentaciones mediante el uso de hidrógeno como correctivo, y cumplir una o varias de las siguientes funciones:

- Hidrodesulfurización (HDS).
- Hidrodesnitrogenación (HDN).
- Incremento de cetanos.

En nuestro caso, la función principal es la de HDS, que se logra mediante la hidrogenación de los compuestos de azufre.

En este proceso, los mercaptanos, sulfuros y disulfuros reaccionan con facilidad y en forma exotérmica en contacto con el hidrógeno. Así, se producen los compuestos saturados o aromáticos correspondientes, que liberan sulfuro de hidrógeno y consumen hidrógeno.

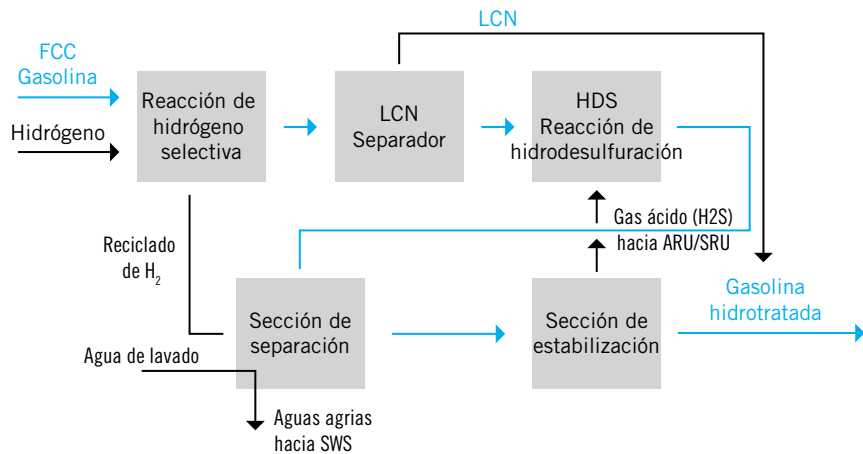
El azufre combinado en los compuestos cíclicos de estructura aromática, como el tiofeno, es más difícil de eliminar y esto se muestra en el siguiente gráfico en referencia al tipo de corte para hidrotratar.

Alcanzar bajos niveles de azufre se vuelve más complejo a medida que se llega a niveles por debajo de las 50 ppm. Este factor ha sido tenido en cuenta para el escalonamiento de inversiones de cada unidad (HDT de nafta y HDT de *diesel*).

Características de las unidades proyectadas

1. Hidrotratamiento de nafta catalítica

Esta nafta de la unidad de FCC es la mayor contribuyente de azufre en



el *pool* de naftas y, en consecuencia, se la tratará en la nueva unidad al tomarla desde el fondo de la torre debutanizadora o bien desde la fraccionadora de FCC.

El objetivo del hidrotratamiento es reducir el contenido de azufre presente en esta nafta y minimizar la pérdida de octanos que se produce por la saturación de olefinas de alto octano hacia parafinas de bajo octano.

Las tecnologías convencionales de desulfurización resultan en una significativa pérdida de octanos (RON+MON)/2 en 5 o 10 puntos, lo que es inaceptable. La tecnología Prime G+ logra altos niveles de desulfuración, al mismo tiempo que evita pérdidas sustanciales del número de octanos; esto se logra gracias a una hidrogenación selectiva seguida de una hidrodesulfurización en un sistema dual de catalizadores.

El proceso convencional de Prime G+ consta básicamente de dos etapas de hidrotratamiento con una etapa intermedia de fraccionamiento (*splitter*), donde puede separarse la fracción liviana (LCN) de la pesada (HCN), con distintas cantidades de

azufre y olefinas.

En la primera etapa de hidrogenación selectiva (SHU), la nafta se pone en contacto con el hidrógeno; en el reactor se saturan las diolefinas, se isomerizan las olefinas y se convierten los mercaptanos y sulfuros livianos en compuestos azufrados más pesados. La eliminación de diolefinas previene de reacciones de polimerización en otras partes del proceso que provocarían un aumento de la caída de presión y posterior de la unidad.

En la etapa intermedia o de fraccionamiento, se separa una corriente liviana (LCN) -de alto octanaje y bajo azufre- de una fracción pesada (HCN) - los compuestos de azufre más refractarios-. Esta última corriente afluyente es enviada directamente a la sección HDS, donde se trata en dos reactores, uno primario y otro de terminación con catalizadores duales.

A continuación se lava y separa el efluente del reactor, lo que genera una nafta hidrotratada, una corriente de agua de lavado agotada y otra gaseosa de hidrógeno que se recicla al proceso.

Finalmente, la nafta hidrotratada

Tecnología	Prime G+(Axens)
Objetivo	HDS de Nafta de FCC
Carga	965 m3/d~6073 bpsd Nafta de FCC (S-529 ppm, mercaptanos = 26 ppm, olefinas = 46,6%, MAV = 13,4)
Hidrógeno	H2 (Reforming/proveedor externo) H ₂ /HC(SOR/EOR) ratio is equal to 300 Nm ³ /Sm ³
Productos	Nafta de FCC con S<70 ppm delta RON: 2.0 delta MON: 0.6
Esquema de proceso	Fase I: S<70 ppm Secciones: reacción SHU, reacción HDS, separación, estabilización 3 reactores, horno, absorción de H2S, estabilizadora Fase II: S<20 pp, Sección adicional: <i>Splitter</i> LCN/HCN Catalizadores: Ni, Ni Mo, Co Mo

ingresa en la sección de estabilización donde se separan los gases agrios generados en la unidad, que se envían a tratamiento con aminas para su recuperación.

Esta configuración de proceso, con el *splitter* incluido, es la usualmente hecha por Axens.

En este caso, Petrobras decidió construir esta unidad en dos fases, de forma tal de cumplir con las limitaciones de azufre en forma escalonada, según lo exige la legislación, sin resignar calidad de producto ni flexibilidad de diseño. Esto implica alcanzar un contenido de azufre de 70 ppm en una primera fase y, en una segunda fase, con la mínima inversión asociada a la incorporación del *splitter*, alcanzar las 20 ppm como máximo.

Esta estrategia redundará en un manejo óptimo de las inversiones con menores costos fijos y operativos.

Hidrotratamiento de *diesel*

Esta unidad producirá *diesel* hidrotratado con un contenido de azufre menor a 50 ppm a partir de una mezcla controlada de las corrientes de *gasoil* producidas en la refinería:

- SRGO de destilación atmosférica – *Topping* 1 y 2.
- *Kerosene* de destilación atmosférica – *Topping* 1 y 2.
- LVGO de destilación al vacío.
- LCO de FCC.

Todas las corrientes se almacenan y homogenizan en un tanque de alimentación previo a la unidad, excepto el LCO, el cual es alimentado directamente desde la unidad de FCC.

La carga de la unidad se alimenta a alta presión en la sección de HDS, donde se mezcla con hidrógeno y se acondiciona antes de ingresar al reactor de desulfuración, a través de un distribuidor especial. Luego de reaccionada, la corriente ingresa a un separador donde se retiran el *diesel* hidrotratado -que pasa al *stripper*-, el hidrógeno que se recicla y el agua de lavado.

Finalmente, el *diesel* hidro-

tratado se despoja con vapor y se eliminan las corrientes de subproductos generadas, que son

- nafta *craqueada*;
- gases agrios, enviados a la regeneración con aminas;
- aguas agrias, enviadas a otro *stripper*.

En forma similar a Prime G+, se ha calculado la inversión al nivel de desulfuración requerido incluyéndose, además de la etapa inicial con una especificación de 50 ppm, la posibilidad de aumentar la capacidad de desulfuración hasta alcanzar las 10 ppm.

Para ello, en el diseño de la unidad

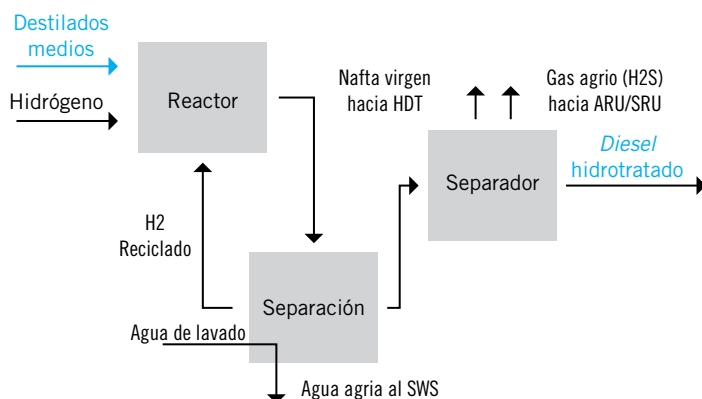
se consideró un sobrediseño en el compresor de reciclo y en las presiones de los equipos del lazo de reacción HDS, de forma tal que, en esa eventual segunda etapa, sólo se requiriera incorporar un segundo reactor.

Unidad de recuperación de gases con aminas

Carga: 2100 kg/h de gases agrios de Prime D y Prime G+

DEA Rica de Prime G+

Productos: Gas dulce. H₂S (enviado a planta Claus – Scott ~ URA)



Tecnología	Prime D (Axens)
Objetivo	HDS de destilados medios
Carga	2200 t/d = 2600 m3/d ~ 16300 bpsd GOL+K (Topp) LVGOL VBGO LCO (FCC) (S- blend ~ 2800 ppm en peso)
Hidrógeno	H2 (Reforming/proveedor externo) H ₂ /HC(SOR/EOR) ratio es igual a 150 Nm ³ /Sm ³
Productos	Diesel con S < 50 ppm en peso Wild Naphtha (a HDT Nafta virgen)
Esquema de proceso	Fase I Horno, RX, Compresor de Reciclo, Stripper Fase II Rx adicional Catalizadores: Co Mo, Ni Mo
Rendimiento	99,85

Unidad de despojo de aguas agrias

Carga: 3460 kg/h de aguas agrias de Prime D y Prime G+

Productos: 3300 kg/h de agua despojada H₂S (enviado a planta Claus - Scott ~ URA)

Aspectos de gestión

La estrategia de gestión del proyecto fue concebida bajo la metodología *Front End Loading* (FEL) del IPA, que es la de aplicación usual en Petrobras Brasil, y cuyas etapas se describen en el esquema de la figura:

El IPA audita el nivel de conformidad del proceso FEL con las mejores prácticas de la industria. Para ello, considera tres factores principales: ubicación, diseño y planificación.

Las características que Petrobras considera en cada etapa del proceso FEL para factor del IPA y otros propios se resumen en una tabla anexa.

Hasta la actualidad, el empleo del proceso FEL en este proyecto se resume a continuación:

Visualización (etapa FEL 1)

En esta etapa se comenzó por una

definición de premisas y objetivos del negocio que regirían el desarrollo del proyecto.

Se realizaron, con la asistencia de un tecnólogo internacional, estudios preliminares sobre inversiones, área de implantación requerida y rendimientos típicos de los procesos de hidrotratamiento.

Con esta información se efectuó una VIP de selección de tecnología, en la cual se analizaron propuestas de Axens y otros dos proveedores de tecnología en función de atraktividad, riesgos y plazos.

Los principales pesos, que se desarrollaron en consecuencia, fueron una verificación de disponibilidad de terrenos, un relevamiento de los aspectos principales de seguridad y medio ambiente, balances de materia y consumo de *utilities* e hidrógeno preliminares, una planificación básica y un estimado de costos +/- 50%.

Proyecto conceptual (etapa FEL 2)

En esta etapa se constituyó un equipo de trabajo multidisciplinario que contó con la presencia de referentes *full time* de las áreas de Operaciones, Mantenimiento y Seguridad y

Medioambiente, además de personal de Abastecimientos. La etapa fue liderada por personal de las áreas de Procesos y Proyectos.

Durante el desarrollo de la ingeniería conceptual se obtuvo información básica de los tecnólogos, se realizaron estudios de las instalaciones existentes, se contrataron estudios de ingeniería de firmas locales y se definieron algunos conceptos y criterios que establecieron la filosofía de diseño del proyecto:

- Ubicación de unidades y *layout* preliminar.
- Verificación mecánica y de contaminación de suelos.
- Estudio de napas.
- Análisis cuantitativo de riesgos.
- Estudios de impacto ambiental.
- Planes preliminares para las etapas de construcción, montaje y puesta en marcha.
- PFD preliminares/balances de materia y energía.
- Consumos de *utilities* e hidrógeno.
- *Data sheets* preliminares de equipos.
- Diseño conceptual de las necesidades OSBL (vapor, agua de refinamiento, EE, etcétera).
- Cronograma y camino crítico de las etapas siguientes (FEED/EPC).
- Estimado de inversiones -15/+30%.

En esta etapa también se realizó una VIP de *constructibilidad* destinada a relevar los aspectos centrales del EPC y en particular a verificar la factibilidad de transporte y montaje de los equipos de mayor porte.

Por último, se definió una estrategia para la ejecución del FEED y EPC basada en la contratación de una empresa de ingeniería y construcciones (EPC) que tuviera capacidad para llevar adelante la etapa FEL 3; además, que esa constructora lo hiciera sobre la base de un *open book*, por si resultaba conveniente para Petrobras generar la oportunidad de continuar trabajando con el mismo contratista.

El desarrollo de FEL 2 fue auditado por el IPA y se obtuvo una calificación *best in class* para esta etapa.

Proyecto básico (etapa FEL 3)

En esta etapa el equipo multidisciplinario de trabajo se completó con la incorporación *full time* de personal de especialidades (mecánica, civil, instrumentación, electricidad, entre otras), proveniente de los sectores de

obras y proyectos de la refinería. El liderazgo se transfirió del sector de Procesos a Proyectos/Emprendimientos, en concomitancia con el perfil de los trabajos.

El desarrollo del FEL 3 contó con dos subetapas: en la primera se contrató la ingeniería básica de las plantas de procesos con Axens.

En la segunda etapa se desarrolló, en conjunto con una empresa de EPC seleccionada como contratista principal, el denominado FEED (*Front End Engineering Design*) que terminó de desarrollar la ingeniería básica del tecnólogo en las unidades de procesos, desarrolló la ingeniería básica de los *off sites* y avanzó en desarrollos propios de ingeniería de detalle, para disponer de una planificación y un estimado de costos adecuados para tomar decisiones conforme a los estándares de la compañía.

Junto con el contratista principal también se desarrollaron los restantes aspectos del procedimiento FEL en su etapa FEL 3.

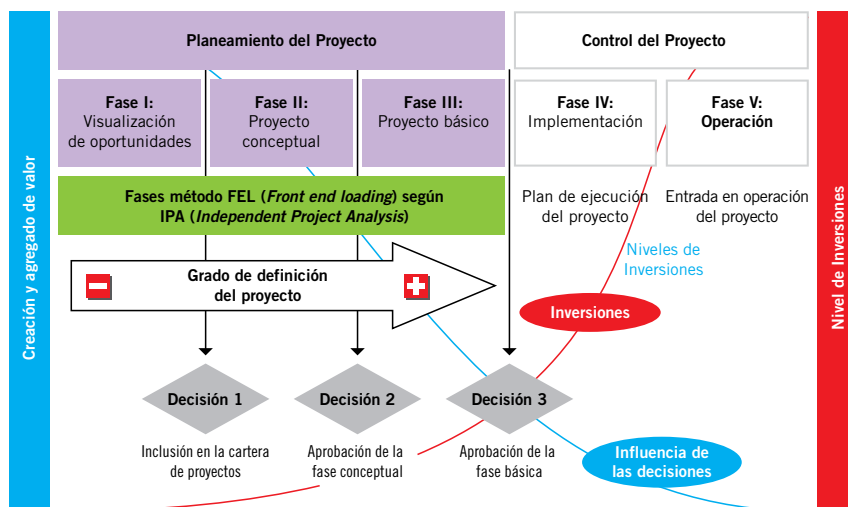
Detalles de etapas finalizadas

Al momento de redactar este trabajo, el FEL 3 se encuentra en sus etapas finales y aguardamos la confirmar el estimado de costos, recibir una auditoría final del IPA y, con ello, presentar la información al directorio para la eventual aprobación del proyecto.

Mientras tanto, destacamos algunos puntos de las subetapas mencionadas: C1) La ingeniería básica de las nuevas plantas (ISBL) estuvo a cargo del tecnólogo Axens bajo un contrato de licencia y transferencia de tecnología.

El esquema de trabajo incluyó un ingeniero de Petrobras, residente en oficinas del tecnólogo, lo que permitió seguir adecuadamente el desarrollo de la ingeniería básica al mantener una comunicación fluida y efectiva entre el grupo de trabajo del tecnólogo y el de Petrobras. Se facilitó así la discusión de criterios y restricciones propios de las instalaciones del cliente. Esta característica se mantuvo durante el seguimiento de las actividades, entre las cuales se destacan:

- KOM para la definición de bases de diseño y de cada unidad y de dise-



ño básico ingenieril.

- Revisión de PFD y optimización energética.
- Incorporación de criterios de diseño para otorgar flexibilidad en *revamp* futuros.
- Revisión de documentos transmitidos durante 4 meses de trabajo con Axens.
- Revisión de PI&D, Hazop, etcétera.
- Evaluación SIS/SIL (norma N2595, equivalente a la norma ISA 91.00.01 / IEC 61508).

C2) Sobre esta información se realizó posteriormente el FEED, caracterizado como una extensión de la ingeniería básica de las unidades ISBL; también, la ingeniería básica extendida de las unidades de servicios y auxiliares, efectuados por el consorcio de empresas de ingeniería Andrade Gutiérrez-Inelectra (AGIN).

Los trabajos del mencionado consorcio fueron supervisados por el equipo de Petrobras, en función de un protocolo establecido de antemano en el pliego y contrato.

Se utilizó como herramienta de gestión de la documentación el *software* Meridium que permitió un monitoreo constante de la evolución del proyecto y el control de estatus de los documentos, plazos de entrega y aprobación, cantidad de documentos entregados, porcentaje de rechazos, entre otras características.

El seguimiento formal se completó con un informe mensual detallado elaborado por el consorcio y validado por Petrobras.

Durante esta etapa se destacan, entre otras, las siguientes actividades:

Desarrollo de documentación por disciplinas, procesos, cañerías, instru-

mentos, mecánica civil y gestión. Se hicieron 2450 documentos de ingeniería, que permitieron:

- Solicitar un precio firme de la totalidad de equipos.
 - Realizar un cómputo detallado de materiales.
 - Realizar un estimado de la mano de obra, según los estándares de construcción.
- Realización de estudios especiales: seguridad (Hazop, ACR) medio ambiente (impacto ambiental), económicos, etcétera.
- VIP de ingeniería de valor.
 - VIP de maqueta electrónica o diseño CAD 3D.
 - Revisión de la VIP de *constructibilidad*.
 - Cronograma detallado de actividades y recursos para la etapa EPC y de puesta en marcha.
 - Estimado de inversiones -5/+15%.
 - Planes aplicables de seguridad y medio ambiente para las etapas de construcción, montaje y puesta en marcha de las plantas.
 - Otros planes y documentos pertinentes de la etapa FEL 3.

Conclusiones

En este trabajo resumimos los aspectos técnicos y de gestión que Petrobras ha ejecutado durante el desarrollo de su proyecto ACAR BB, destinado al hidrotratamiento de naftas y *diesel* para la Refinería de Bahía Blanca.

Se han incorporado procesos y catalizadores de última generación, licenciados para una empresa de tecnología líder en el mercado. El diseño

de las unidades permitirá ajustar la especificación de azufre, para satisfacer las necesidades en el futuro. El proyecto se ha concebido en forma integrada con los servicios y requerimientos específicos de la refinería.

Para la gestión del proyecto ACAR BB, la empresa ha desarrollado una metodología *ad hoc*, que contempló la incorporación del proceso FEL, utilizado en Petrobras Brasil para este tipo de emprendimientos. Además, incluyó un escalonamiento de las inversiones que adapten la complejidad de los procesos a las exigencias crecientes de la legislación y una organización del personal de Petrobras para asegurar su participación desde las etapas tempranas del proyecto hasta la construcción y puesta en marcha.

- El escalonamiento de las inversiones en hidrotratamiento de nafta permite postergar la instalación del fraccionamiento en el proceso Prime G+ de Axens, de manera de poner en marcha la unidad para obtener naftas con 50 ppm de azufre, para posteriormente, de ser necesario, bajar dicha concentración a 10 ppm con la incorporación de una sección de fraccionamiento.
- El escalonamiento de las inversiones en hidrotratamiento de *diesel* atiende a postergar la incorporación de un segundo reactor del proceso Prime D de Axens, de manera de satisfacer una especificación de 50 ppm en la puesta en marcha, incluso llegar en etapas posteriores a las 10 ppm.
- El proyecto se desarrolló en las tres etapas del proceso FEL del IPA, visualización, proyecto conceptual y proyecto básico. Esto permite tomar las decisiones de más peso en las etapas tempranas de menor costo y, con ello, disminuir plazos y costos totales.

La organización de los recursos humanos incluyó la formación de un equipo multidisciplinario con representantes de Operaciones, Mantenimiento, Seguridad y Medio Ambiente, además de la participación típica de ingeniería de procesos en

la etapa conceptual del proyecto.

En la etapa básica del proyecto, el mismo equipo se completó con personal de distintas especialidades. Se logró así un conocimiento acabado del proyecto por parte del conjunto del personal, evitándose las modificaciones y *retrabajos* fuera de cronograma. Se destacó también la participación de un ingeniero residente en oficinas del tecnólogo como facilitador de la conciliación de los estándares del tecnólogo con las ne-

cesidades de la planta existente.

La etapa básica del proyecto (FEL 3) se llevó adelante en conjunto con un contratista con capacidades para ejecución del futuro EPC de manera de generar un potencial ahorro en plazos y minimizar los riesgos en materia de costos.

Finalizada la etapa de FEL 3, se procederá a licitar y a ejecutar el proyecto según el cronograma de finalización, para junio de 2012, con la puesta en marcha de las unidades. ■