

Proyecto de Hidrotratamiento de Nafta y Diesel en RBB: atendiendo los futuros límites de Azufre en combustibles

Victor Miguel. Petrobras Argentina S.A. victor.miguel@petrobras.com

Luis Passini. Petrobras Argentina S.A. luis.passini@petrobras.com

Sinopsis

Con el fin de alcanzar las nuevas especificaciones de azufre establecidas por la Secretaría de Energía para los combustibles diesel y motonaftas, Petrobras Argentina S.A. (PESA) desarrolló un proyecto de Hidrotratamiento para su Refinería Bahía Blanca (RBB).

El alcance del proyecto comprende: una unidad de Hidrotratamiento de Nafta Catalítica (tecnología Prime G+), una unidad de Hidrotratamiento de Diesel (tecnología Prime D), una unidad de recuperación de gases con aminas (ARU) y una unidad de despojamiento de aguas agrias (SWS).

En este trabajo se describen resumidamente los aspectos técnicos de las instalaciones proyectadas como así también las distintas actividades de ingeniería realizadas hasta el presente, las cuales abarcaron tres fases: visualización, ingeniería conceptual y proyecto básico.

Asimismo se destacan aquellas características distintivas del enfoque que ha utilizado PESA para este proyecto, a saber:

- Escalonamiento de inversiones, aumentando el nivel de complejidad del proceso de manera de adaptar el nivel de inversión al aumento creciente de exigencia de los requisitos legales
- Uso de un modelo de gestión de proyectos bajo metodología FEL (Front End Loading), la cual es usualmente empleada en Petrobras (Brasil). En este desarrollo se contó con la asistencia de la consultora IPA (Independent Project Analysts)
- Organización de los recursos humanos involucrados en cada etapa

Introducción

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 motonaftas como en diesel, siendo el objetivo de más largo plazo alcanzar las 10 ppm en peso dando lugar a los denominados: ultra low sulfur 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 motores diesel clasificados como Euro IV en la legislación que ya se está implementando en Europa.

En nuestro país se sigue la misma tendencia en cuanto a legislación y también en cuanto a calidad, al compás de la incorporación a nuestro parque automotor de vehículos con motores diesel - common rail - los cuales requieren la utilización del mencionado combustible diesel para una mejor performance y 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 los años 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 2009	1° de Julio 2012
Nafta Grado 2	300 ppm	150 ppm
Nafta Grado 3	150 ppm	50 ppm
Diesel Grado 2	1500 ppm	500 ppm 1500 ppm (*)
Diesel Grado 3	50 ppm	50 ppm

(*) diferencias según grandes ciudades y resto país

Con el fin de cumplir con estos límites del contenido de azufre, Petrobras ha desarrollado un proyecto denominado “Adecuación Calidad de Refino Bahía Blanca” (ACAR BB), en el cual se está realizando la ingeniería de las nuevas instalaciones bajo estándares internacionales como así también los estándares corporativos en materia de calidad, seguridad y medio ambiente.

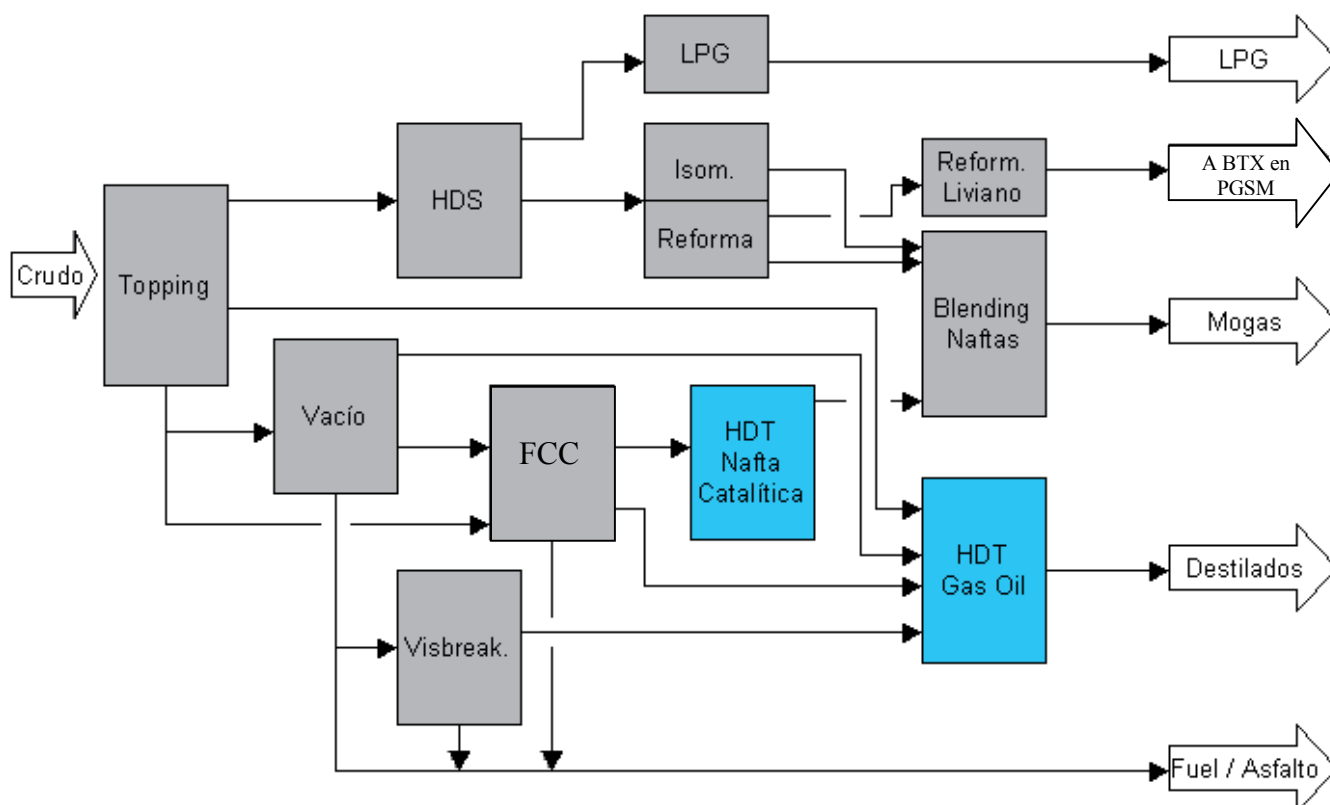
Las actividades realizadas así como las inversiones resultantes de este proyecto son analizadas bajo la metodología FEL del IPA.

Desarrollo

Petrobras es una compañía integrada de energía que participa en el sector de combustibles produciendo en sus refinerías y comercializando naftas, diesel, fuel oil y asfaltos.

En refinación, tiene una capacidad instalada de 12500 m³/d y uno de sus principales activos es la refinería Bahía Blanca (RBB) con una capacidad de 4800 m³/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) incluyendo extracción de corrientes ricas en benceno.

En el siguiente diagrama se describen las principales instalaciones con que cuenta la refinería incluyendo 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 de 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 HDT:

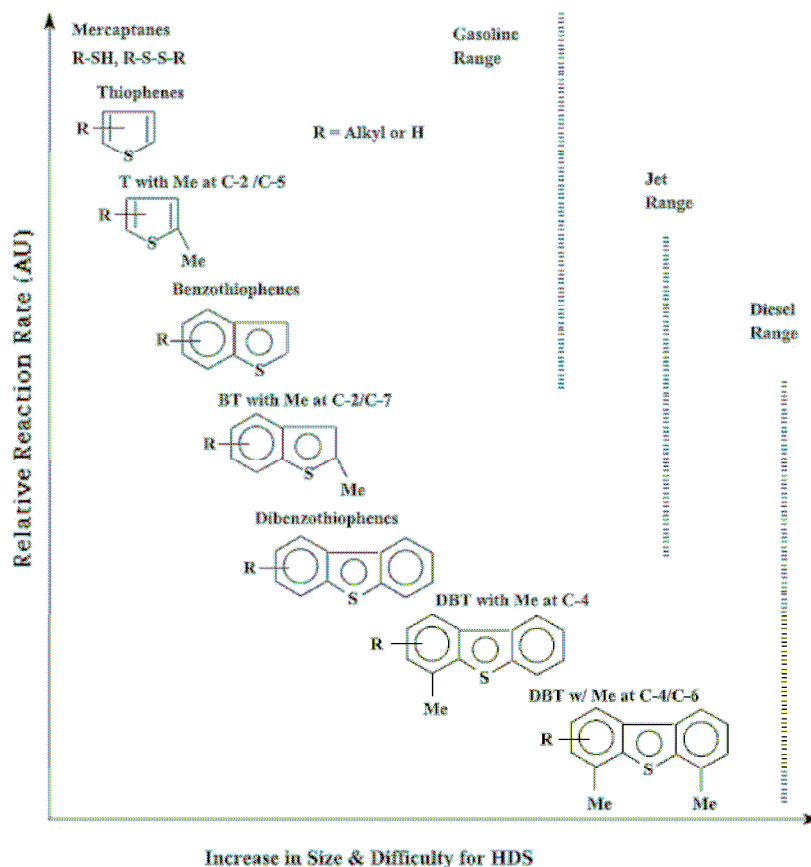
En general, podemos decir que una unidad de Hidrotratamiento (HDT) puede ser diseñada para admitir distintas cargas o alimentaciones y mediante el uso de hidrógeno como correactivo, cumplir una o varias de las siguientes funciones:

- HDS (hidrodesulfurización)
- HDN (hidrodesnitrogenación)
- Incremento de cetanos

En nuestro caso se destaca como función principal la HDS que se logra mediante la hidrogenación de compuestos de azufre.

En este proceso los mercaptanos, sulfuros y disulfuros reaccionan con facilidad y en forma exotérmica en contacto con hidrógeno, produciendo los compuestos saturados o aromáticos correspondientes, liberando sulfuro de hidrógeno y consumiendo 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 a hidrotratar.



La factibilidad de alcanzar bajos niveles de azufre se vuelve más compleja a medida que se llegan 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)

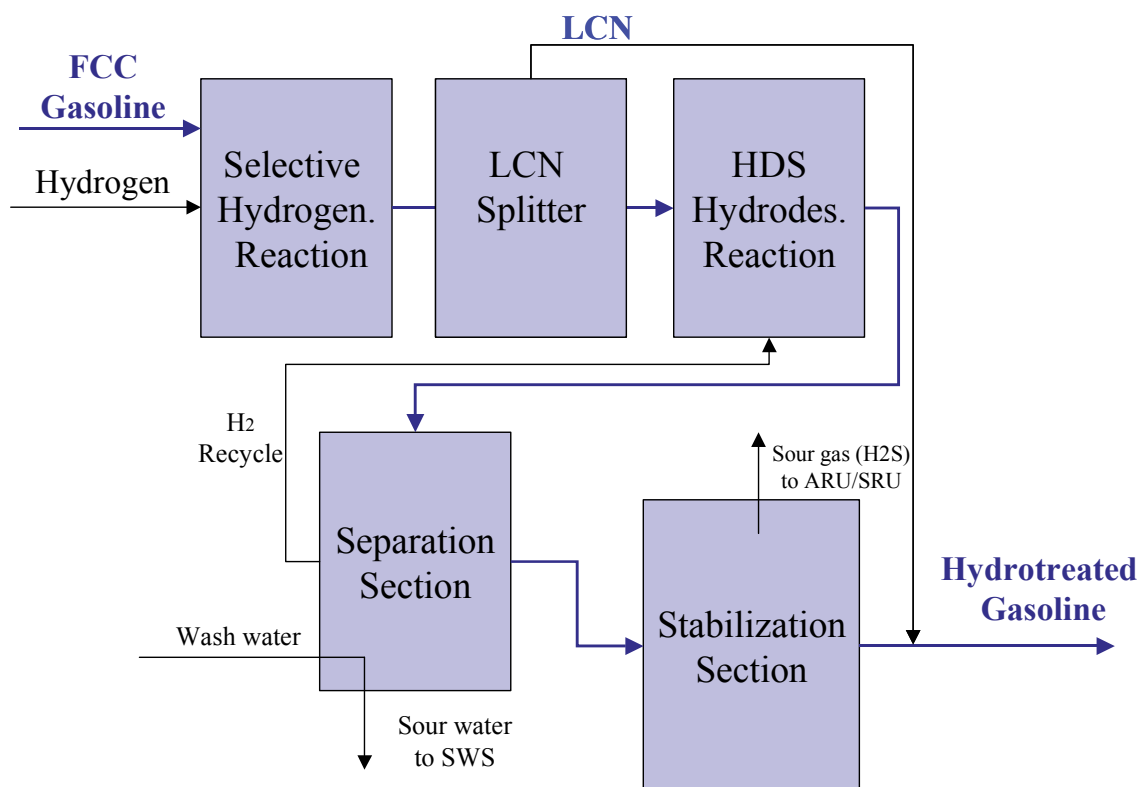
Descripción de Unidades Proyectadas

1. Unidad de Hidrotratamiento de Nafta Catalítica

La nafta catalítica de la unidad de FCC es la mayor contibuyente de azufre en el pool de naftas y en consecuencia se tratará en la nueva unidad tomándola 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 la Nafta Catalítica minimizando la pérdida de octanos que se produce debido a la saturación de olefinas de alto octano hacia parafinas de bajo octano.

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



El proceso convencional Prime G+ consta básicamente de dos etapas de hidrotratamiento con una etapa intermedia de fraccionamiento (Splitter) donde pueden separarse la fracción liviana (LCN) de la pesada (HCN) conteniendo distintas cantidades de azufre y olefinas.

En la primera etapa de hidrogenación selectiva (SHU) la nafta se pone en contacto con hidrógeno y 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 parada de la unidad.

En la etapa de fraccionamiento, se separa una corriente liviana (LCN) de alto octanaje y bajo azufre de una fracción pesada (HCN) que contiene los compuestos de azufre más refractarios. Esta última corriente efluente 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 dando lugar a la nafta hidrotratada y a una corriente de agua de lavado agotada y otra gaseosa de hidrógeno que se recicla al proceso.

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

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

En este caso PESA decidió construir esta unidad en dos fases de forma tal de cumplir con las limitaciones de azufre en forma escalonada según lo requiera la legislación y 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

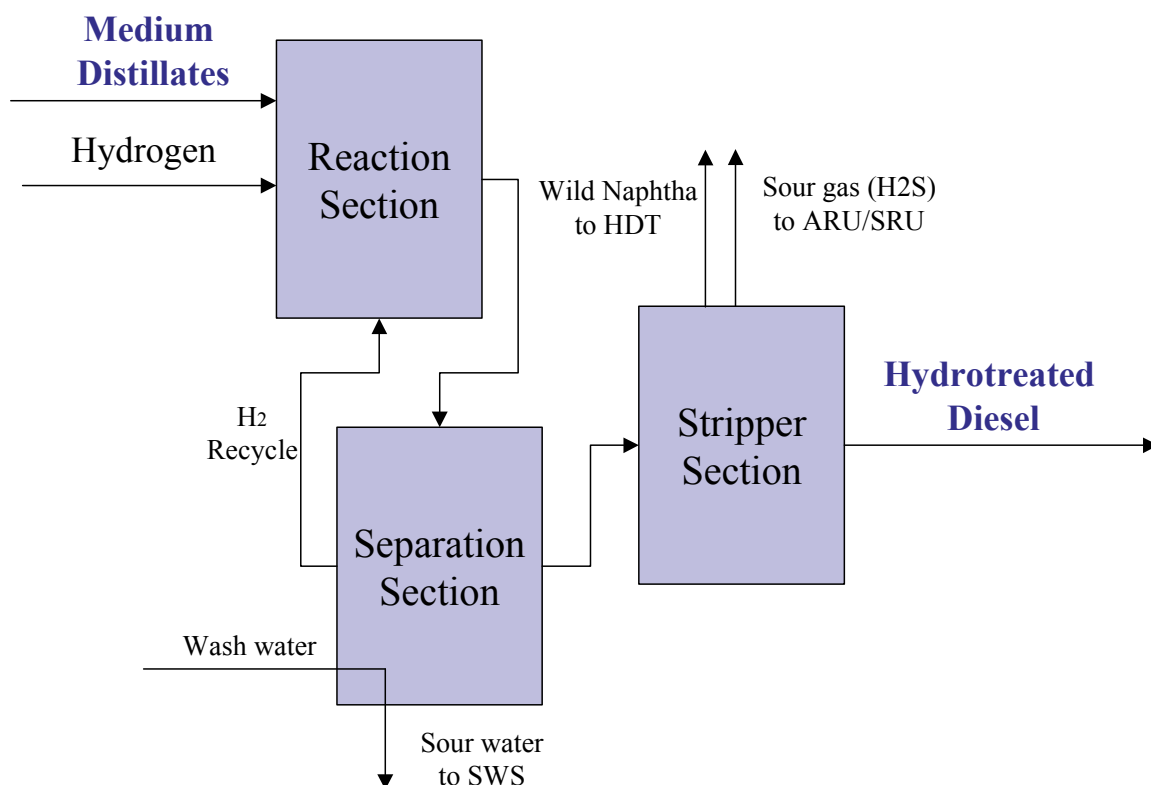
Tecnología	Prime G+ (Axens)
Objetivo	HDS de Nafta de FCC
Carga	965 m ³ /d ~ 6073 bpsd Nafta de FCC (S = 529 ppm, mercaptanos = 26 ppm , olefinas = 46.6% , MAV = 13.4)
Hidrógeno	H ₂ (Reforming / proveedor externo) H ₂ /HC (SOR/EOR) ratio is equal to 300 Nm ³ /Sm ³
Productos	Nafta de FCC con S < 70 ppm 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 H ₂ S, Estabilizadora Fase II: S < 20 ppm Sección adicional: Splitter LCN / HCN Catalizadores: Ni, Ni Mo, Co Mo

2. Unidad de 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 RBB:

- SRGO de Destilación Atmosférica- Topping 1 y 2
- Kerosene de Destilación Atmosférica - Topping 1 y 2
- LVGO de Destilación al Vacío
- VBGO de Visbreaker
- LCO de FCC

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



La carga a la unidad se alimenta a alta presión a la sección de HDS donde se mezcla con H₂ y se acondiciona antes de ingresar al reactor de desulfurización, 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 H₂ que se recicla y el agua de lavado.

Finalmente el diesel hidrotratado en la sección de stripping se despoja con vapor y se eliminan las corrientes de subproductos generadas:

- Nafta craqueada.
- Gases agrios enviados a la regeneración con aminas.
- Aguas agrias que son enviadas a stripping de aguas agrias.

Tecnología	Prime D (Axens)
Objetivo	HDS de destilados medios
Carga	2200 t/d = 2600 m ³ /d ~ 16300 bpsd GOL+K (Topp) LVGOL VBGO LCO (FCC) (S blend ~ 2800 ppm en peso)
Hidrógeno	H ₂ (Reforming / proveedor externo) H ₂ /HC (SOR/EOR) ratio is equal to 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 % vol.

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

Para ello, en el diseño de la unidad ha considerado 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 requerirá incorporar un segundo reactor.

3. Unidad de Recuperación de Gases con Aminas

Carga: 2100 kg/h Gases Ágrios de Prime D y Prime G+
DEA Rica de Prime G+

Productos: Gas dulce
H₂S (enviado a planta Clauss - Scott ~ URA)

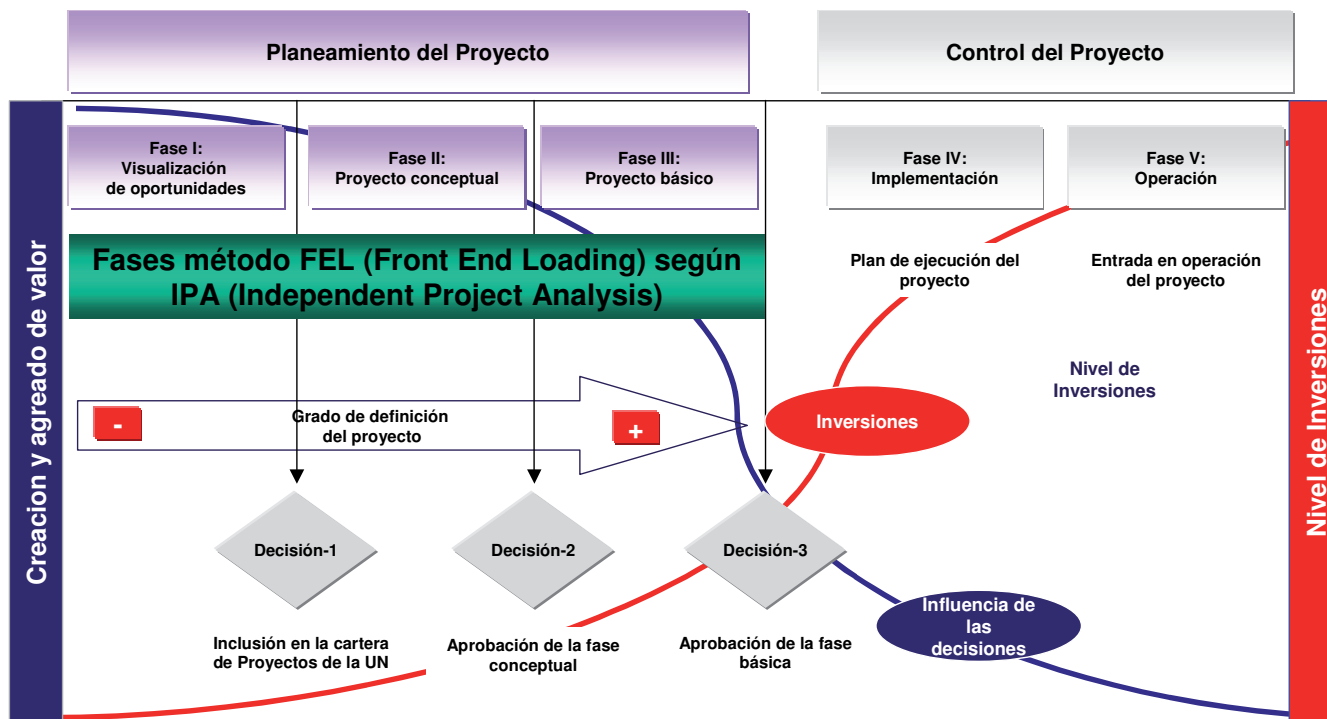
4. Unidad de Despojo de Aguas Agrias

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

Productos: 3300 kg/h Agua despojada
H₂S (enviado a planta Clauss - 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 considerando tres factores principales, factores de ubicación, factores de diseño y de planificación.

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

En nuestro proyecto, el empleo del proceso FEL hasta el presente se resume a continuación:

a) Etapa FEL 1 (Visualización)

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 realizó una VIP de selección de tecnología en la cual se analizaron propuestas de Axens y otros dos proveedores de tecnología en función de atractividad, riesgos y plazos.

Los principales entregables, 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%.

b) Etapa FEL 2 (Proyecto conceptual)

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 medio ambiente, 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 Lay out preliminar
- Verificación mecánica y de contaminación de suelos
- Estudios de napas
- Análisis cuantitativo de riesgos
- Estudios de impacto ambiental
- Planes preliminares para las etapas de construcción, montaje y puesta en marcha
- PFDs 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 enfriamiento, EE, etc.)
- 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, y sobre la base de un open book, en caso de ser conveniente para PESA generar la oportunidad de continuar trabajando con el mismo contratista.

El desarrollo del FEL 2 fue auditado por el IPA, y se obtuvo una calificación “best in class” para esta etapa.

c) Etapa FEL 3 (Proyecto básico)

En esta etapa el equipo multidisciplinario de trabajo se completó con la incorporación full time de personal de especialidades (mecánica, civil, instrumentación, electricidad, etc.) 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 de manera de disponer de una planificación y un estimado de costos adecuados para la toma de 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.

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

Vale la pena destacar 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 PESA 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, facilitando 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 de cada unidad y de diseño básico ingenieril
- Revisión de PFDs y optimización energética
- Incorporación de criterios de diseño para otorgar flexibilidad en revamp futuros.
- Revisión de documentos entregables transmitidos durante 4 meses de trabajo con Axens
- Revisión de PI&Ds, Hazop, etc.
- Evaluación SIS / SIL (norma N2595 equivalente a la norma ISA 91.00.01 / IEC 61508)

c2) Posteriormente y en base a esta información, se realizó el FEED, caracterizado como una extensión de la Ingeniería Básica de las unidades ISBL, así como la ingeniería básica extendida de las unidades de servicios y auxiliares efectuado por el consorcio de empresas de ingeniería Andrade Gutierrez-Inelectra (AGIN).

Los trabajos del mencionado consorcio fueron supervisados por el equipo de PESA, sobre la base de un protocolo establecido de antemano en el pliego y contrato. Se utilizó como herramienta de gestión de la documentación el software Meridiam que permitió un monitoreo constante de la evolución del proyecto y el control de status de los documentos, plazos de entrega y aprobación, cantidad de documentos entregados, porcentaje de rechazos, etc.

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

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

- Desarrollo de documentación por disciplinas Procesos, Cañerías, Instrumentos, Mecánica, Civil y Gestión. El total de documentos de ingeniería fue de 2450, los cuales permitieron:
 - Solicitar precio firme de la totalidad de equipos
 - Realizar un cómputo detallado de materiales
 - Realizar un estimado de la mano de obra, conforme a estándares de construcción
- Completamiento de estudios especiales: Seguridad (Hazop, ACR) medio ambiente (EIA), económicos, etc.
- 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 se realiza un resumen de 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 por una empresa de tecnología líder en el mercado. El diseño de las unidades permitirán ajustar la especificación de azufre, satisfaciendo las necesidades en el futuro próximo y lejano. El proyecto se ha concebido en forma integrada con los servicios y requerimientos específicos de la refinería.
- Para la gestión del proyecto ACAR BB, PESA ha desarrollado una metodología “ad hoc” que contempló la incorporación del proceso FEL, usual en Petrobras (Brasil) para este tipo de emprendimientos, un escalonamiento de las inversiones adaptando la complejidad de los procesos a las exigencias crecientes de la legislación y una organización del personal de PESA 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 atiende a 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, pudiéndose 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 logra así un conocimiento acabado del proyecto por parte del conjunto del personal, evitándose las modificaciones y retrabajos fuera de cronograma. Se destaca también la participación de un ingeniero residente en oficinas del tecnólogo como facilitador de la conciliación de los estándares del tecnólogo con las necesidades 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 ejecutar el proyecto previéndose que el cronograma finalice en junio de 2012 con la puesta en marcha de las unidades.