

INSTALACIÓN DE TORRE DESNAFTADORA EN REFINERÍA BAHÍA BLANCA

Maria Gabriela Pons, Refinería Bahía Blanca, maria.pons@rbbsau.com

Sinopsis

Con el objetivo de incrementar la capacidad de procesamiento de la Refinería de Bahía Blanca y anticipándonos a la recepción de una nueva mezcla de crudos neuquinos con características modificadas por el aumento del Shale Oil, se ejecutó el "Proyecto Desnaftadora". La premisa principal fue que la nueva torre operara de manera integrada con las unidades existentes de Topping I, Topping II y Vacío, sin necesidad de ser revampeadas.

El proyecto incluyó el desarrollo de la ingeniería conceptual y básica extendida, a cargo de la empresa Transeparation.

La Unidad Desnaftadora fue diseñada para procesar un caudal de crudo de 1300 Sm³/d, lo que permitió aumentar la capacidad total de refinación de la planta a 5350 Sm³/d. Esta unidad incluyó los siguientes equipos: Bombas de carga, un tren de intercambio energético aprovechando el calor de las líneas existentes, Desalador, Horno, Torre Desnaftadora y Bombas para el envío al proceso de Topping. La torre separa del crudo el corte de nafta liviana y pesada con un FBP de 185°C por la parte superior, y un corte de crudo desnaftado por la parte inferior, el cual se divide en dos flujos para ser enviado a los Topping existentes, aguas arriba del separador flash.

En cuanto al diseño mecánico, se optó por una instalación mayoritariamente modular, con el fin de reducir los trabajos en sitio, acelerar los tiempos de fabricación y minimizar el plazo total del proyecto, reduciendo también los costos de montaje. Este enfoque implicó la fabricación y pre-armado de estructuras fuera del complejo, que luego fueron trasladadas al sitio para su montaje sobre fundaciones o módulos preexistentes.

El desarrollo de la ingeniería comenzó en enero de 2020, y la puesta en marcha de la unidad se llevó a cabo en junio de 2022. Como resultado, la capacidad de refinación de la planta alcanzó los 6000 Sm³/d, superando el valor de diseño inicial. Este incremento representó un aumento del 24% en la capacidad de la refinería, con un crecimiento similar en la producción de Diesel y Naftas.

Introducción

La Refinería de Bahía Blanca cuenta con dos Topping con capacidad de diseño para procesar 4850 Sm³/d. Esta capacidad había sido alcanzada luego de un revamp realizado en 1996 donde se sumó a la configuración original principalmente una etapa de condensación, intercambiadores y recipientes con el objetivo principal de aumentar la capacidad que en ese momento era de 4000 Sm³/d y eliminar algunos cuellos de botella que se presentaban en la operación.

Dicho revamp se realizó contemplando dos posibles canastas:

- 100% Neuquino (Medanito Convencional)
- 50% Neuquino (Medanito Convencional) - 50% Cañadon Seco

Con ambas canastas se priorizaba la extracción de destilados medios para la producción de Gas Oil.

En los últimos años por la disponibilidad de crudos, la conveniencia económica y las necesidades de productos se procesa principalmente un slide de Neuquino 75% - Escalante 25%.

Con el avance en la extracción de crudo no convencional Shale Oil en Argentina y el interés de la Refinería SAU de incrementar la capacidad de procesamiento de Crudo es que se inicia el estudio para la instalación de una Unidad Desnaftadora.

Por otro lado, los Topping I y II a su vez se encontraban imposibilitados no solo para incrementar el caudal de procesamiento sino que además existe en ellos una limitación para procesar crudos cuyo rendimiento en naftas sea superior al 29%.

De esta manera, con el objetivo de incrementar la capacidad de procesamiento de la Refinería y anticipándonos al incremento de Shale Oil que recibiríamos dentro del crudo Medanito convencional, nace el proyecto de la Unidad Desnaftadora. Luego de algunos intercambios y análisis de alternativas realizados con la empresa de ingeniería seleccionada para realizar el proyecto (Transeparation) se decide avanzar con la opción de una unidad capaz de procesar el crudo en una línea independiente a los Topping I y II existentes, con sus bombas de carga, tren de intercambio, desalador, horno y torre fraccionadora que separara el corte de nafta (FBP 185°C) por el tope y por el fondo el Crudo desnaftado que se enviaría a los Topping luego del segundo tren de calentamiento.

Desarrollo

La premisa principal fue que la nueva torre operara de manera integrada con las unidades existentes de Topping I, Topping II y Vacío, sin necesidad de ser revampadas.

La unidad debería permitir un aumento global en la capacidad de refinación, con el agregando de los equipos necesarios al menor costo posible, reduciendo los tiempos de construcción.

Como base para el diseño de la unidad se acuerda lo siguiente:

- La canasta para procesar sería la misma que los Topping I y II
- Debido a la incertidumbre respecto del Shale, se prevee una canasta para el diseño y otra para el chequeo de la unidad con un mayor rendimiento de nafta:

Canasta 1: Diseño a corto plazo

20% Escalante – 54% Medanita Convencional – 26% Shale Oil

Canasta 2: Chequeo a largo plazo

20% Escalante – 26% Medanita Convencional – 54% Shale Oil

Etapas de Caracterización:

A las proporciones de medanita convencional y de shale oil que poseen las canastas las denominamos Neuquino. Por lo tanto, la canasta de diseño se compone de 20% Escalante y 80% Neuquino.

Debido a la carencia de datos certeros del shale oil para la caracterización de Neuquino se armó una representación a partir de los productos obtenidos en una corrida de planta donde se procesó 100% Neuquino en diciembre 2019. Los rendimientos obtenidos y las destilaciones de los productos en la corrida mencionada se muestran a continuación:

100% Neuquino	
Naftas	27.76%
Kerosene	17.42%
Gasol Liviano	14.36%
Gasol Pesado	1.23%
Crudo Residuo	39.23%

Tabla N°1 Rendimientos de RBB con 100% NEU

Topping 1	Nafta Liviana	Nafta Pesada	Kerosene	GO Liviano
Densidad	0.6899	0.759	0.7975	0.8505
Inicial (IBP) - Destilacion-°C	26	83	141	249
5% - Destilacion-°C	40	123	166	266
10% - Destilacion-°C	48	129	172	275
50% - Destilacion-°C	87	145	202	312
90% - Destilacion-°C	129	167	245	365
95% - Destilacion-°C		183	252	
Final (FBP) - Destilacion-°C	132	196	275	390
Azufre	25	37	157	1330

Tabla N°2 Destilaciones de los productos de Topping I al procesar 100% NEU

Topping 2	Nafta Liviana	Nafta Pesada	Kerosene	GO Liviano
Densidad	0.6835	0.751	0.7955	0.8516
Inicial (IBP) - Destilacion-°C	34	98	130	265
5% - Destilacion-°C	41	116	165	279
10% - Destilacion-°C	46	121	171	284
50% - Destilacion-°C	79	132	203	319
90% - Destilacion-°C	112	148	247	378
95% - Destilacion-°C	146	154	257	396
Final (FBP) - Destilacion-°C	147	171	267	397
Azufre	16	20	206	1471

Tabla N°3 Destilaciones de los productos de Topping II al procesar 100% NEU

Luego se estimaron los siguientes rendimientos par el Shale Oil:

Rendimientos estimados por RBB	
Nafta total (NL+NP)	28.5%
Destilados medios	34%
Fondos	37.5%

Tabla N°4 Rendimientos Estimados por RBB para Shale Oil en 2019

Con esos datos la empresa de Ingeniería compuso el crudo logrando la siguiente caracterización representándolo en Hysys:

Shale Sintético	
% vol	ASTM D86 atm
IBP	-35.67
1	-21.51
5	28.16
10	62.11
30	139.83
50	201.79
70	327.2
90	474.97
95	505.85
98	545.49
FBP	559.49

Tabla N°5 destilación del Shale Sintético

Esquema e integración de la unidad:

Luego del análisis de las distintas configuraciones presentadas por la empresa de ingeniería se decide avanzar con el siguiente esquema, diseñado para el corto plazo (Canasta 1):

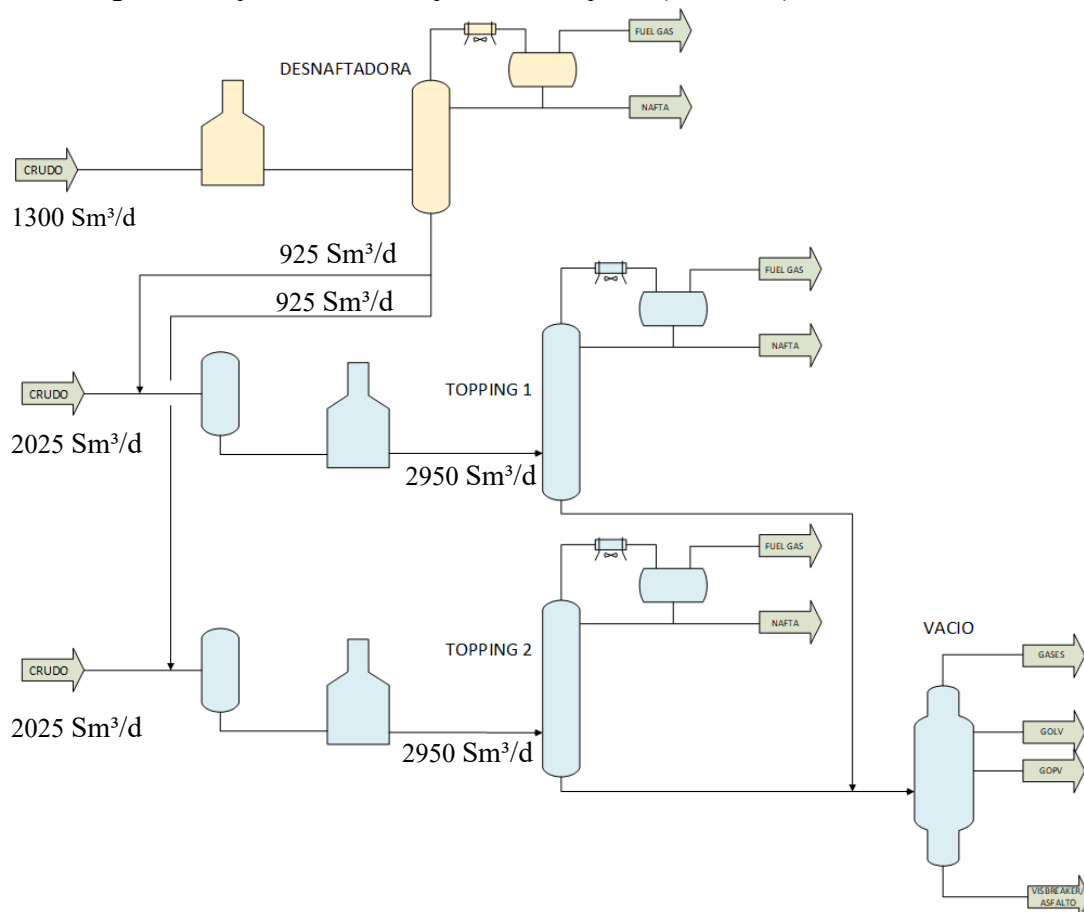


Imagen N°1 Esquema e integración de la unidad

La capacidad de procesamiento de crudo fresco por cada tren de Topping es de 2025 Sm³/d, evitando superar el 80% de inundación en las torres existentes.

La carga total de crudo procesada en esta alternativa es de 5350 Sm³/d, circulando 1300 Sm³/d por el nuevo tren hacia la Desnftadora. Luego, el crudo desnftado se envía a cada Topping, ingresando un caudal aproximado 2950 Sm³/d en cada uno.

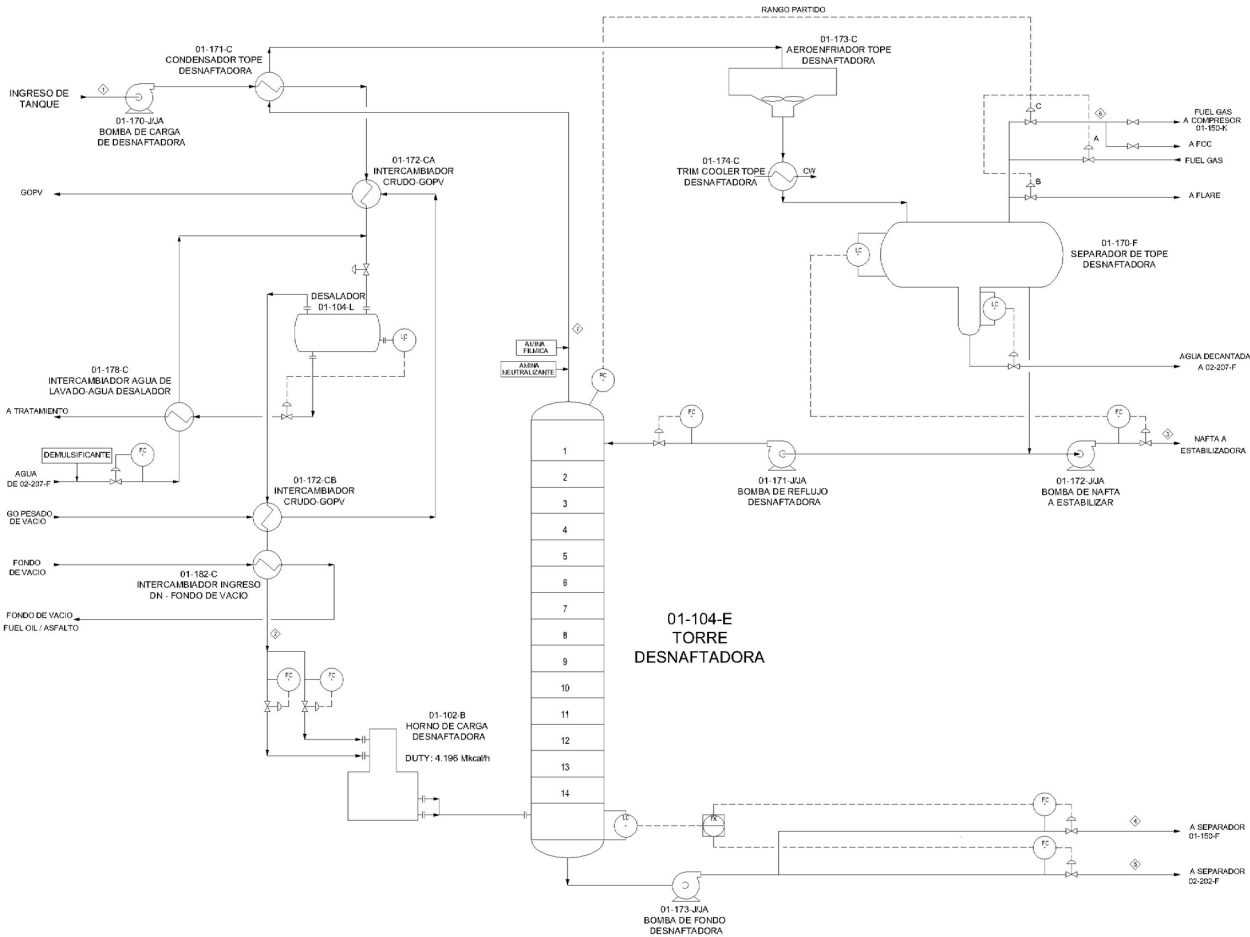
Inicialmente se prevee la unidad con los siguientes equipos:

- Diez bombas nuevas
- Reemplazo de bombas existentes en las unidades de Topping
- Una torre Desnftadora con equipos de tope asociados (Aeroenfriador, Intercambiador de servicio y un separador)
- Un desalador
- Dos intercambiadores de proceso
- Horno

Integración Energética:

Se plantea la disponibilidad de dos corrientes calientes en la unidad de vacío por lo que se agregan algunos intercambiadores para su aprovechamiento.

A continuación, se presenta el Diagrama de Flujo de la nueva Unidad Desnftadora



CORRIENTE N°	1	2	3	4	5	6	7	8
NOMBRE	CRUDO	ALIMENTACIÓN HORNO	NAFTA LIVIANA	HC PESADOS A TOPPING 1	HC PESADOS A TOPPING 2	FUEL GAS	CABEZA DE TORRE	REFLUJO
CAUDAL MÁSICO (kg/h)	45270	45376	11260	16951	16951	116	24624,6	13152
CAUDAL VOLUMETRICO (Sm ³ /d)	1300	1302	373	462	462	1768,9 Nm ³ /d	148295,7 Nm ³ /d	435,7
GRAVEDAD ESPECIFICA (at 15,6°C)	0,824	0,82 L / 1,036 G	0,468	0,868	0,868	1,266	—	0,38
PESO MOLECULAR (kg/kmol)	193,3	193,3	94	329,8	329,8	35,2	89,3	91,4

Imagen N°2 Diagrama de Flujo de la Unidad Desnftadora

Lay Out y Diseño Mecánico de la Unidad:

Se planteo una instalación mayoritariamente modular, de manera de reducir los trabajos en sitio, permitiendo adelantar los tiempos de fabricación, minimizando el plazo total del proyecto y disminuyendo los costos de montaje.

Esto implica la prefabricación y pre-armado de equipos y estructuras en el taller del proveedor para luego ser trasladados a la refinería para su montaje sobre fundaciones o sobre otro módulo.

A continuación, se encuentra el LayOut y los distintos niveles de la estructura modular.

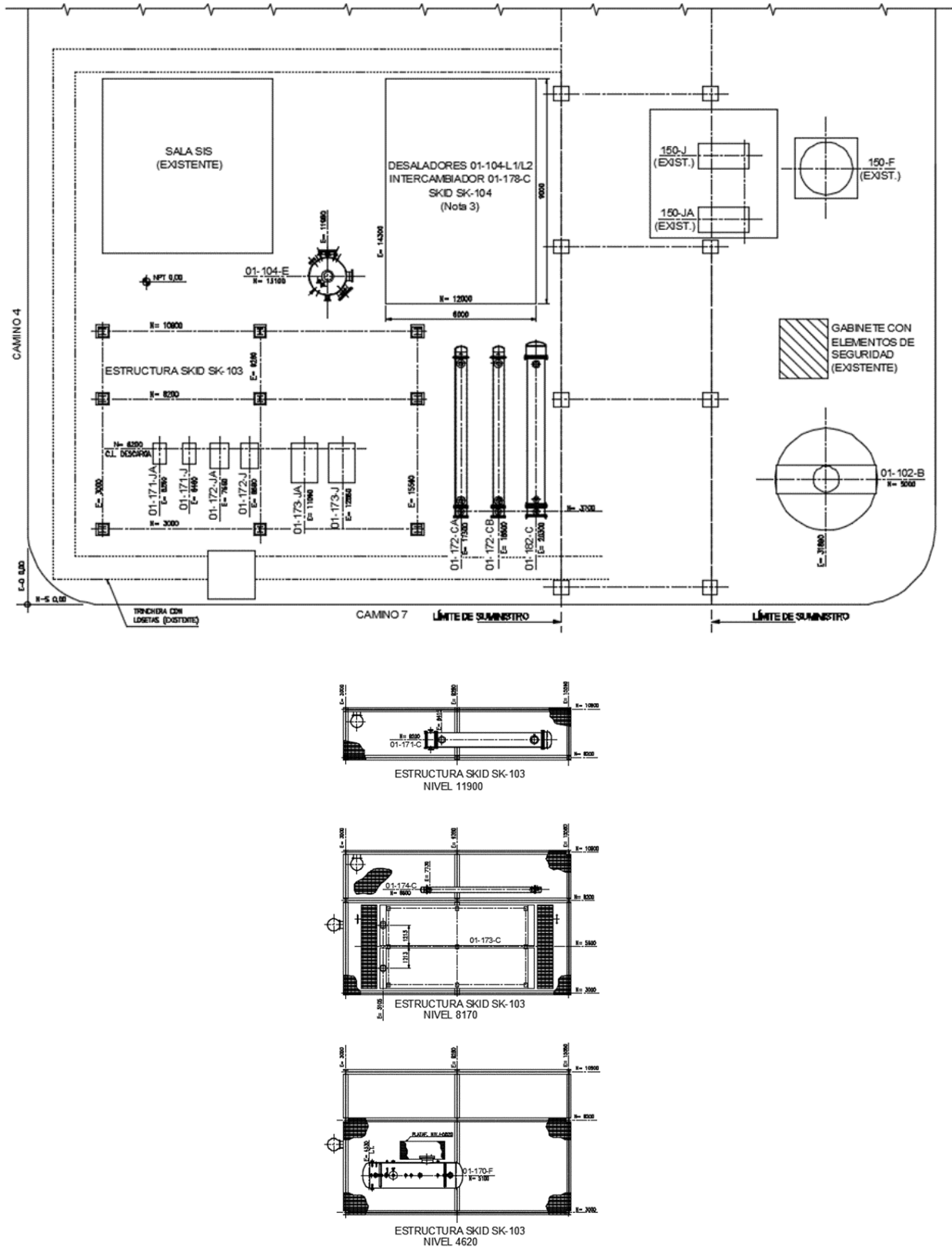


Imagen N°3 LayOut de implantación y elevaciones del modulo SK-103

A continuación, se observa una imagen de la maqueta

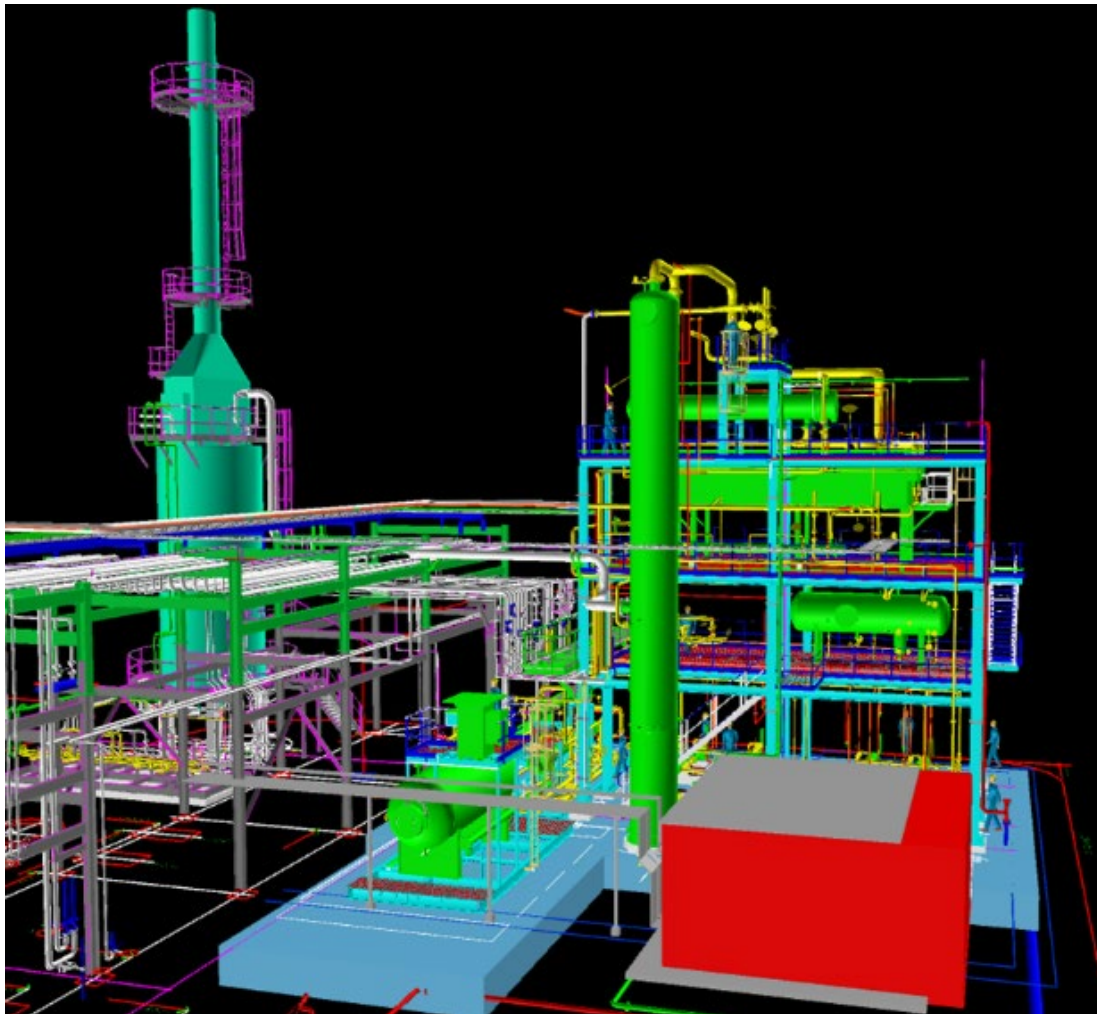


Imagen N°4 Maqueta de la Unidad Desnaftadora

La siguiente imagen muestra la ubicación de los equipos en planta



Imagen N°5 Ubicación en planta

A continuación, se presentan algunas imágenes de la etapa de construcción



Imagen N°6 instalación Radiación Horno



Imagen N°7 Base Skid SK-103



Imagen N°8 instalación Skid Desalador



Imagen N°9 instalación Torre Desnftadora



Imagen N°10 Modulo SK-103



Imagen N°11 Montaje Nivel E1190 del SK-103



Imagen N°12 Montaje intercambiador Crudo- Fondo de Vacío

Conclusiones

La unidad se pone en marcha en junio 2022 sin necesidad de parar las unidades de Topping I, II y vacío. Cumpliendo con el objetivo de acortar los plazos constructivos instalando los equipos en módulos y skids.



Imagen N°13 Imagen final Torre Desnafiadora y Skid



Imagen N°14 Imagen final Skid y Horno

Se cumple e incluso se supera el objetivo de procesar 5350 Sm³/d total de crudo, llegando a procesar en algunas ocasiones un volumen mayor a 6000 Sm³/d. A continuación, el gráfico donde se observa lo mencionado.

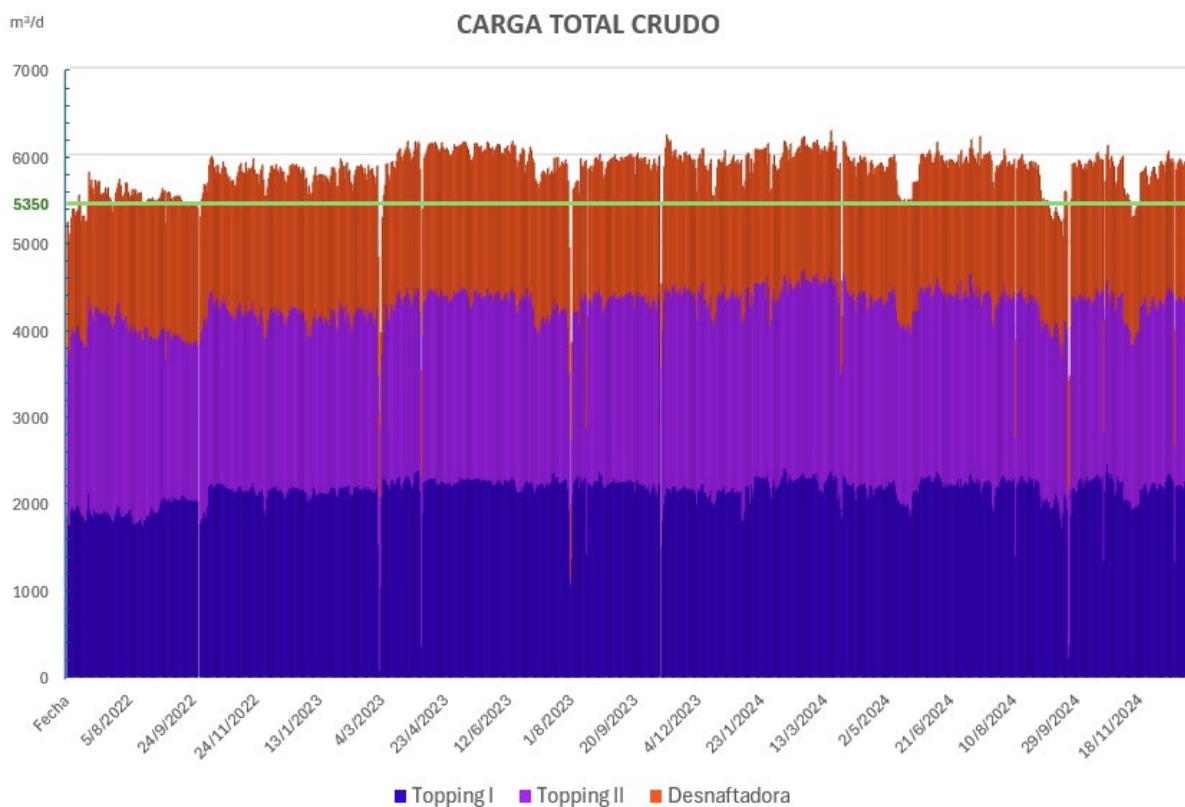


Gráfico N°1 Historial de pasaje de Crudo en RBB desde PM de Desnftadora

El rendimiento de nafta de la unidad Desnaftadora se muestra en la grafica N°2.

Durante este periodo la canasta no ha sido siempre la misma, el porcentaje de Neuquino ha variado entre un 75% - 85% y en algunos periodos breves hemos procesado únicamente Neuquino. Se observa que el porcentaje de Shale Oil que nos daría mayor rendimiento de nafta en el crudo Neuquino no tuvo un aumento significativo, tal como se pensaba que iba a suceder en el año 2020 cuando se iniciaba el proyecto.



Gráfico N°2 Historial de Rendimiento de Nafta en Unidad Desnaftadora

Por último, durante el desarrollo del proyecto se observó lo que se comentaba anteriormente respecto del incremento de Shale Oil en el crudo Neuquino, por lo que se decidió no realizar el chequeo de la unidad con la canasta 2 que se imaginaba a largo plazo (20% ESC – 26% MED – 54% SHALE).

Curriculum Vitae

Título y lugar de estudio:

Ingeniero Químico. Graduada en 2004 en la Universidad Nacional del Sur

Cargo actual en la empresa:

Ingeniero de Procesos en Refinación

Trayectoria:

2004 – 2007. Alas Ingeniería. Empresa local representante de Intergraph SmartPlant, actualmente Hexagon.

2007-2012. Honeywell Process Solutions.

2012- A la fecha. Refinería Bahía Blanca SAU.