

SOLUCION INTEGRAL PARA LA TORRE DE NAFTA

Autor: Rivero Edgardo Edmundo

Empresa: Refinor S.A.

Sinopsis: “ Solución Integral para la Torre de Nafta ”

Nuestro Topping consiste en varias torres en donde se extraen por separado los distintos productos, nafta, gas oil y fuel oil. Lo que se presenta en este resumen es referido a la Torre de nafta.

Si bien los problemas están relacionados entre sí, son tratados por separados como sigue:

Primero: La calidad del Gas Oil era afectada por el pasaje de livianos provenientes de las torres de nafta y Fuel Oil, para evitar ello se cambia el actual punto de inyección del destilado de la torre de fuel oil por lo que hace necesario instalar una bomba de mayor presión de descarga.

Segundo: El riesgo sobre personas e instalaciones y el impacto ambiental, estaba asociado al deterioro continuo de la manga de destilado y de los primeros platos de destilación de la torre de nafta. La manga era afectada en donde se realizaba la inyección de las aminas inhibidoras de corrosión, por lo que se decidió mejorar el pico de inyección y montar una manga nueva de acero común recubierta interiormente por un Níquel electrolítico. Con respecto a los platos de destilación se deterioraban debido a corrosión por depósito provocado principalmente por el alto poder neutralizante de las aminas, la solución fue cambiar los platos migrando de calidad de material de acero común a inoxidable.

Importante: Cabe aclarar que se realizaron estudios más avanzados, pero no se justificaban aplicarlos debido a que la calidad de nuestra materia prima en cuanto a contaminantes no es tan crítica, por lo que se decidió aplicar soluciones sencillas en tiempo y forma, pero eficientes acorde a nuestra situación. Por último se deja en claro que los problemas descriptos fueron observados en parada de planta, por lo que nos anticipamos a un evento siniestro.

1- INTRODUCCIÓN

Con el objeto de lograr una mejor interpretación del presente trabajo se describe el proceso de la Planta de Topping ya que no es una planta convencional.

2- DESARROLLO

2.1 DESCRIPCION DEL PROCESO

Se realiza una descripción más detallada sobre el sector de la planta donde se realizaron las modificaciones en cuestión.

2.2 PROBLEMAS DETECTADOS

En función de datos históricos se construyen los distintos problemas, para plantearlos de manera clara y poder encontrar el origen de los mismos.

2.3 ESTUDIO DE CAUSAS

Se plantean las causas que originaron los problemas que se están analizando.

2.4 SOLUCIONES PROPUESTAS

Según el caso se plantean posibles alternativas y en otros la solución directa.

3- CONCLUSIONES

Se plantea una conclusión global analizando las modificaciones realizadas y se compara con lo óptimo, explicando porque no es necesario aplicarlo en nuestra Refinería.

4- BIBLIOGRAFIA

1- INTRODUCCIÓN

La Planta de Topping trabaja con cuatro torres de fraccionamiento, en donde se separan distintos cortes de hidrocarburos en función de sus puntos de ebullición. Los productos finales se envían a tanques de almacenamiento para su acondicionamiento y posterior comercialización.

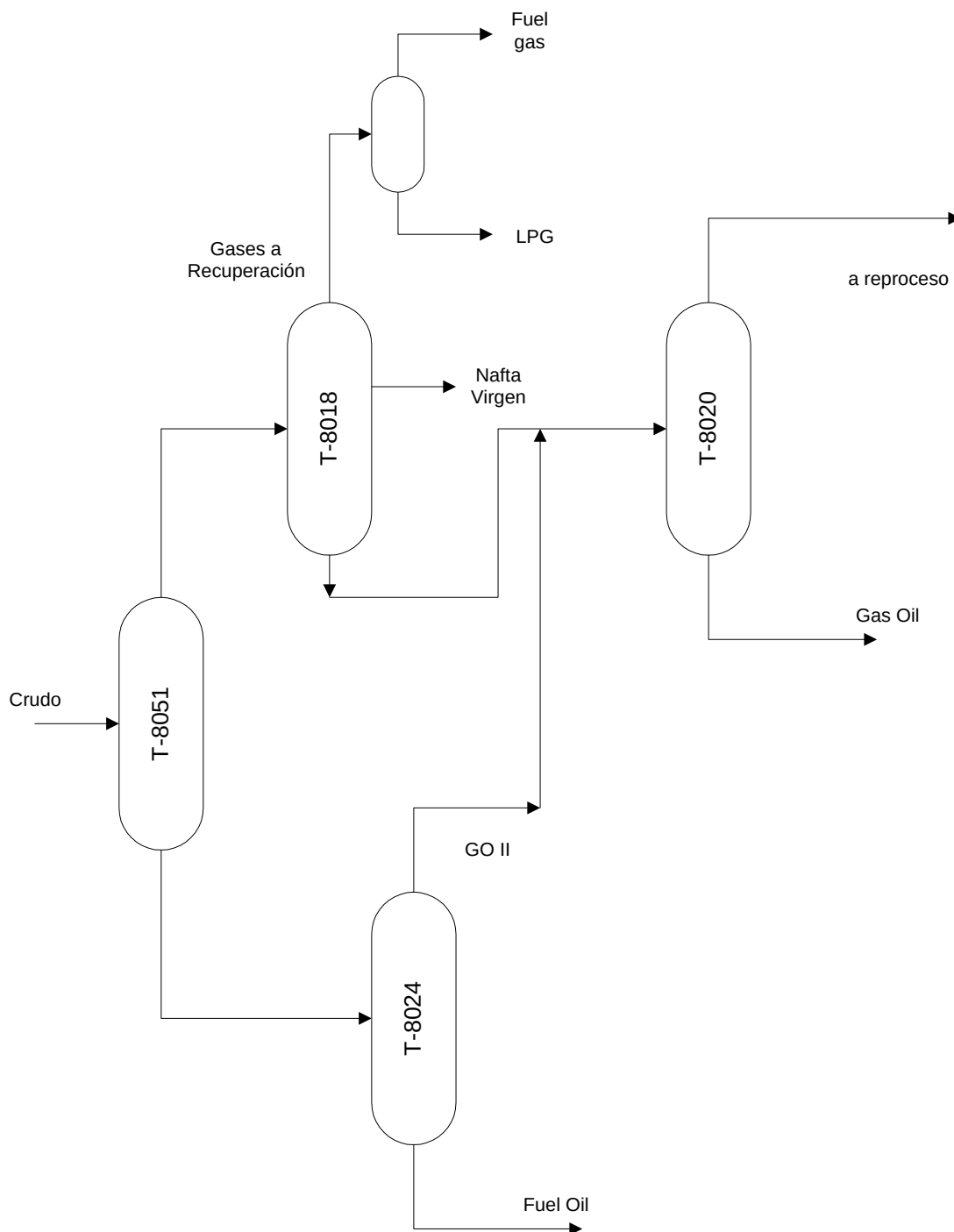
El crudo se recibe desde la playa de tanques, se precalienta en una red de intercambio de calor, luego ingresa a un horno donde se eleva la temperatura aproximadamente a 280°C para su posterior destilación. A continuación ingresa a la Torre Flash (T-8051) donde se separan dos cortes, uno por cabeza y otro por el fondo. El más liviano alimenta la Torre de Nafta (T-8018) y el pesado alimenta la Torre de Fuel Oil (T-8024). El producto de cabeza de la T-8018 se condensa parcialmente, los gases producto de la condensación parcial, ingresan a un sistema de recuperación donde se obtiene LPG y gas combustible.

La fracción líquida de la condensación parcial es la Nafta Virgen (NV), durante el proceso se realiza un lavado con solución de soda cáustica para neutralizar la presencia de agentes corrosivos en esta corriente, principalmente compuestos de azufre.

El producto del fondo de la T-8018 es enviado a la torre de Gas Óil (T-8020), el objetivo de la misma es secar el Gas Óil (GO), por cabeza se retira fundamentalmente agua con algunos hidrocarburos livianos y por el fondo se obtiene Gas Óil.

El fondo de la torre T-8051 alimenta la T-8024, el corte obtenido por la cabeza de esta torre ingresa a la T-8020 junto con la alimentación proveniente del fondo de la T-8018 y el producto obtenido por el fondo es Fuel Oil (FO).

En el siguiente esquema simplificado se puede interpretar lo explicado anteriormente:



2- DESARROLLO

2.1 DESCRIPCION DEL PROCESO

El presente trabajo está orientado a la optimización integral de la Torre de Nafta, la misma tiene una alimentación gaseosa y otra líquida, que provienen de la cabeza de la T-8051 pasando por un intercambio con crudo y un acumulador que hace de pulmón, estas corrientes tienen NV y GO. En esta torre se obtiene por cabeza nafta que se enfría por medio de un intercambio con crudo (primer intercambio de la red) y luego con agua para ser condensada, parte va como reflujo y el remanente se envía a TQ pasando previamente por un enfriador final y un tratamiento cáustico para eliminar básicamente mercaptanos. El fondo de la torre es la parte liviana de GO, aproximadamente el 70% del GO total, ya que el resto corresponde al GO II (parte pesada) que proviene de la cabeza de la T-8024. El fondo de la T-8018 se mezcla con el GO II antes de ingresar a la T-8020 para secar el GO. Esta torre usa vapor de stripping para despojar los livianos, generalmente trabaja en el óptimo, ya que cuando se intenta agregar más, la torre se comienza a presionarse.

2.2 PROBLEMAS DETECTADOS

Los problemas detectados son los siguientes:

- 1- Pasaje de compuestos livianos del fondo de la T-8018 a la T-8020: El problema está relacionado con la Calidad del Producto final (GO).

Los livianos que pasan a la T-8020 no permiten que trabaje en régimen debido a que el nivel del Acumulador de cabeza aumenta continuamente; para mantenerlo constante se debe retornar parte al Acumulador de Nafta y el remanente a Tanque (TQ) para reproceso, lo cual trae aparejado un costo adicional aparte de los problemas operativos. Cabe agregar que este problema se observa para caudales de crudo mayores a 3500 sm³/día y que además provoca una disminución en la cantidad de GO que se obtiene.

- 2- Pinchaduras en tubos de Intercambiadores, ensuciamiento en primeros platos de T-8018 y deterioro en la zona de superior de manga de destilado de T-8018: Estos problemas están relacionados con el Impacto al Medio Ambiente y la Seguridad asociada a personas e instalaciones.

A continuación se realiza una descripción de los mismos:

A- Pinchaduras en Intercambiadores I-8011 A/C

Se presentará el caso del I-8011A, ya que para el I-8011C el estudio es el mismo. Analizando la evolución del número de tubos pinchados en el I-8011 A (Condensador Crudo/Gases de Tope de T-8018), se observa un incremento significativo en la cantidad de pinchaduras a partir del 1/10/00, pero si consideramos que el actual mazo data del Año 1991, y partiendo de un espesor nominal de tubos de 1.82mm (BWG 15 con 19.05mm de Diámetro Nominal) obtenemos una tasa de corrosión máxima de 0.24mm/año, con un valor promedio de 0.21mm/año. Es decir que a la fecha contamos con 48 Tubos pinchados lo que equivale a un 6.6 % del total. (730 tubos) lo cual se encuentra dentro de los valores esperados para aceros de baja aleación como el ASTM A-179 que es el material constructivo de tubos de I-8011 A/C. La anterior tasa corrosión se calculó considerando una corrosión progresiva y uniforme a partir de la instalación del Mazo (Año 1991).

B- Manga de Destilado y Pico de Inyección de aminas:

La manga de destilado, construida de acero común, tiene un diámetro nominal de 16" (406.4mm) con un espesor de pared de 12.7mm en una zona cercana al pico de inyección se han registrado lecturas de 7mm (enero/2000), disminución que ha tenido lugar al cabo de 10 años, que aproximadamente coincide con la antigüedad de la inyección de aminas filmica y neutralizante (anteriormente se dosificaba solución amoniaca y otro producto químico como filmico y no se registraba disminución de espesores). La disminución de espesor, adjudicado al periodo de 10 años, deriva en una tasa de corrosión de alrededor de 0.570mm/año, valor que se considera relativamente alto.

En lo que respecta a línea de Inyección de Inhibidores se observa una alta tasa de corrosión en la misma, evidenciada por la frecuencia de pinchaduras en esta línea, así en Agosto/2000, por corrosión de manga de destilado, se reemplazo un tramo recto de 2 metros, diámetro de 16" (406.4mm) y 12.7mm de espesor, con material de igual calidad que el existente, ASTM A-106 B. Durante el cambio de tramo de manga de destilado, enero/2000, por material de igual naturaleza se observó pequeños canales labrados en la pared interna de la manga, en la zona inferior al pico de amina filmica. La reparación incluyó la reconstrucción de pico de inyección (acero común).

C- Platos de burbujeo superiores de T-8018:

En los paros de planta se detectó problemas de corrosión bajo deposito especialmente de las válvulas de los platos de burbujeo, que son primero inmovilizados por los granos de sal depositados y luego corroídas, quedando el disco pegado a la placa soporte o dejando liberado el agujero de ascenso de vapores, su incidencia en la destilación es muy importante sobre todo en los 3 primeros platos. En el primer plato se soldó una chapa soporte para rellenar debido al gran deterioro que presentaba el mismo.

En función de la historia de todos los problemas presentados, se transformó en indispensable realizar el estudio a fondo de las causas para encontrar soluciones concretas y contundentes, además queda claro que es totalmente inaceptable la salida de servicio de la planta por una ocasional pinchadura de la manga.

2.3 ESTUDIO DE LAS CAUSAS**Causas asociadas a los problemas que afectan la Calidad del GO:**

El problema básicamente era el pasaje de livianos a la T-8020, en principio se pensaba que eran provenientes en su totalidad del fondo de la T-8018 por que al realizar un estudio de eficiencia de fraccionamiento se detectó un solapamiento importante de 90°C (de TBP, Puntos Verdaderos de Ebullición) y la curva ASTM D86 de la corriente de fondo tenía un 6% de livianos; pero al realizar un seguimiento sobre la corriente de Gas Oil II (GO II), cabeza de la T-8024, se detectó en la curva ASTM D86 un 8% de livianos, que también aporta una cantidad considerable de livianos ya que el GO II constituye un 30% de la cantidad total de GO obtenido por el fondo de la T-8020.

Causas asociadas a problemas que afectan el Medio Ambiente y la Seguridad:

La causa fundamental es la atmósfera corrosiva que se produce en el sistema de condensación de gases de T-8018 producto de la hidrólisis de sales que ingresan con el crudo planta, mayormente cloruro de calcio (CaCl_2) y cloruro de magnesio (MgCl_2) originando la Formación de Cloruro de Hidrogeno (a temperaturas superiores a 120°C) el cual se disuelve en agua condensación del vapor de Stripping de T-8018, dando origen a la formación de ácido clorhídrico el cual produce la

corrosión del material constructivo de líneas y equipos. De esta breve descripción se infiere que el mayor grado de corrosión se producirá en la zona del sistema de Condensación que presente temperaturas inferiores al punto de rocío de agua a la presión normal de operación de T-8018. En nuestro sistema esta zona corresponde a los Intercambiadores Crudo/Gas de Tope de T-8018 (I-8011 A/C) y también la línea de cabeza de T-8018 (manga de destilado) sobre todo la parte superior agravada por la eventual ineficiencia en la dosificación de amina fílmica. En el caso de los platos de burbujeo se observa claramente corrosión bajo depósito, consecuencia de las sales neutralizadas que quedaron en el medio y no fueron eliminadas conjuntamente con la purga del separador de Agua-Nafta.

2.4 SOLUCIONES PROPUESTAS

SOLUCIONES PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL GO:

A- CAMBIO DEL REBOILER DE T-8018:

Actualmente la capacidad de intercambio energético del Reboiler de la T-8018 es menor a la requerida en condiciones de alta carga, como consecuencia se produce un fraccionamiento deficiente provocando solapamiento entre el corte más pesado de nafta y el más liviano del producto de fondo, permitiendo el paso de nafta a la Torre T8020, el paso de estos livianos sumado al aporte de GO II produce un aumento de nivel en el acumulador de cabeza de la T-8020. El estudio contempla el reemplazo del Reboiler de T-8018 para suplir las condiciones actuales de procesamiento y también el futuro aumento de carga en Planta Topping,.

Debido a que el Intercambiador de precalentamiento de carga a T-8020 (I-8014) trabaja en condiciones muy alejadas del diseño, se realiza el estudio haciendo énfasis en realizar un enrosque entre el Reboiler (R-8021) y el intercambiador I-8014.

Datos de entrada:

En la siguiente tabla se muestran las condiciones de diseño de los Intercambiadores:

DATOS DE DISEÑO DE LOS INTERCAMBIADORES							
Datos de R-8021				Datos de I-8014			
	Lado Tubos Hot oil	Lado Carcasa Fondo T-8018	Unidad		Lado Tubos Hot oil	Lado Carcasa Carga T-8020	Unidad
Flujo másico	817	2828	Tn/d	Flujo másico	2180	2117.37	Tn/d
Tentrada	316	224	°C	Tentrada	316	223.89	°C
Tsalida	260	241	°C	Tsalida	260	254.44	°C
Area	58	58	m2	Area	198	198	m2
Duty	1347192	1347192	Kcal/Hr	Duty	3593268	3593268	Kcal/Hr

Base de diseño:

- Caudal de Integrado al 25% (25 % de crudo + 75% de condensado): 4500sm3/d
- Temperatura de salida de Hot Oil: 315°C

Verificación de Equipos:

Para la verificación de los Equipos se plantean los siguientes puntos:

- Cálculo de Duty de Intercambiadores para condición de Operación actual:

DATOS DE OPERACION ACTUAL DE LOS INTERCAMBIADORES
--

Datos de R-8021				Datos de I-8014			
	Lado Tubos Hot oil	Lado Carcasa Fondo T-8018	Unidad		Lado Tubos Hot oil	Lado Carcasa Carga T-8020	Unidad
Flujo másico	817	1574	Tn/d	Flujo másico	458	1181	Tn/d
Caudal Vol.	982	2000	sm3/d	Caudal Vol.	550	1500	sm3/d
Tentrada	315	200	°C	Tentrada	315	190	°C
Tsalida	276	222	°C	Tsalida	242	220	°C
Area	58	58	m2	Area	198	198	m2
UA	11790	11790	Kcal/m2*°C	UA	14900	14900	Kcal/m2*°C
Duty	970100	970100	Kcal/Hr	Duty	983700	983700	Kcal/Hr

- Cálculo de Duty de Reboiler de T-8018 para mejor fraccionamiento:

Se realiza mediante simulación considerando como grado de solapamiento óptimo 40°C expresado en TBP.

Carga de Integrado 25%	Duty Reboiler
4500sm3/d	2.800.963 kcal/Hr

- Verificación del I-8014, en función del Duty calculado en el punto anterior y verificación del R-8021 para precalentamiento de carga de T-8020:

DATOS PARA LA OPERACION FUTURA DE LOS INTERCAMBIADORES

Datos de R-8021				Datos de I-8014			
	Lado Tubos Hot oil	Lado Carcasa Fondo T-8018	Unidad		Lado Tubos Hot oil	Carga T-8020 Carga a T-8020	Unidad
Flujo másico	2180	1574	Tn/d	Flujo másico	817	1417	Tn/d
Caudal Vol.	2620	2000	sm3/d	Caudal Vol.	981	1800	sm3/d
Tentrada	315	200	°C	Tentrada	315	190	°C
Tsalida	265	263	°C	Tsalida	274	215	°C
Area	198	198	m2	Area	58	58	m2
UA	69220	69220	Kcal/m2*°C	UA	11170	11170	Kcal/m2*°C
Duty	3277000	3277000	Kcal/Hr	Duty	1002000	1002000	Kcal/Hr

Conclusiones de la Verificación:

- **"El reemplazo del R-8021 es favorable"**, debido a que el Duty requerido para mejorar el fraccionamiento en T-8018 es **2800963kcal/Hr** y el Duty disponible con el nuevo Intercambiador es **3277000kcal/Hr**.
- **"El reemplazo del I-8014 es favorable"**, debido a que el Duty actual para precalentamiento de carga a T-8020 es **983000kcal/Hr**, el Duty disponible con el nuevo Intercambiador es del mismo orden aún para condiciones más estrictas.

B- REEMPLAZO DE BOMBA DE GO II

El GO II se une con la corriente de fondo de la T-8018 y luego se precalienta hasta aproximadamente 180°C para que ingrese a la torre T-8020 en donde se deshidrata el GO, en cuyo proceso como se mencionara anteriormente se produce la acumulación de livianos que son difíciles evacuar. Para evitar esto se propone como solución, cambiar el punto de ingreso del GO II enviándolo al acumulador de entrada de la T-8018 para poder sacar los livianos en la misma torre de nafta; para lograr esto se debe cambiar la bomba por una de mayor presión de descarga, debido a que la Bomba actual tiene una presión de descarga para el caudal nominal de 3.5Kg/cm².man mientras que el acumulador se encuentra a 5 Kg/cm².man

Bases de diseño:

- Carga a Topping: 4500sm³/d de integrado 25% (25 % de crudo + 75% de condensado)
- Presión en el Acumulador de entrada de T-8018 (Final de línea de GO II): 5 Kg/cm².man
- Temperatura normal de GO II bombeado: 60°C.

Cálculo para seleccionar la nueva Bomba:

En función de la base de diseño se realizó el cálculo para el pedido de la nueva Bomba, usando un simulador.

A continuación se presentan los resultados:

Variable	Valor	Unidades
Caudal nominal de G. O. II	748	m ³ /d a P y T
Pérdida de carga p/línea 3"	1.1	Kg/cm ² .man
Presión en Acumulador	5.5	Kg/cm ² .man
Presión salida Bomba	6.6	Kg/cm ² .man
Presión propuesta	7.5	Kg/cm ² .man
Altura manométrica propuesta	91.5	m.c.l.
ANPA disponible	8	m.c.a

En función de estos datos y completando el DataSheets para pedido de la bomba se obtuvieron las siguientes ofertas para analizar:

	Oferta 1	Oferta 2	Oferta 3
Bomba			
Caudal	748	748	748
Modelo/Tamaño	SCE 2x3x10M	700S – 1.5x3-11N	ZE8 40-3315 3x1 ½”
Altura manométrica	91.5	91.5	92
ANPA req, m.c.a.	2	1.8	1
Motor Eléctrico			
Potencia, Hp	25	25	30
Velocidad, rpm	2945	2950	2950
Otros datos	50Hz/3fases/380v	50Hz/3fases/380v	50Hz/3fases/380v
Rendimiento, %	51.7	50	43

Nota: Los datos tabulados son los más importantes. Todas son Bombas Centrifugas Horizontales construidas bajo Norma API 610 8va edición y para sello mecánico API 682.

Análisis de las alternativas

➤ Punto de vista Técnico:

El análisis del punto de vista técnico está orientado al comportamiento de la bomba (curva característica) para la condición operativa más desfavorable, está corresponde a la mínima altura manométrica para que el Gas Oíl II ingrese al acumulador A-8017.

Variable	Oferta 1	Oferta 2	Oferta 3
Altura manométrica propuesta, m.c.l.	80	80	80
Caudal de GO II, m3/d	1140	792	912
ANPA requerido, m.c.a.	2.7	-	1.2
Rendimiento Óptimo, %	57	53	43

Se observa que la Bomba de la Oferta 1 me permite transportar un mayor caudal de GO II, esto es porque la curva característica es más plana comparada con las otras.

Cabe aclarar que las Bombas centrifugas utilizadas para servicios de alta presión y bajo caudal son de bajo rendimiento.

➤ Punto de vista Mecánico:

Motor: Todos los proveedores coinciden con la misma marca de motor, función de la potencia requerida.

Bomba: Todas son construidas bajo Norma API 610 y API 682.

➤ Punto de vista económico:

La Bomba propuesta por la Oferta 1 es la más económica.

Conclusión:

En base del análisis realizado se considera que la mejor alternativa para el servicio en cuestión es la propuesta por la Oferta 1.

Existen muchos imponderables que hacen a la operación de la planta más estable y cuidado de los equipos que no pueden involucrarse mediante un valor **objetivo**.

Algunos de las ventajas que se puede mencionar, son:

- Operación más estable en la torre T-8018.
- Maniobras que se deben realizar en planta debido a la falta de caudal bombeado por las actuales bombas B-8013.
- Al tener una bomba de mayor capacidad permite trabajar a la T-8024 con mayor carga y evitar el ensuciamiento más rápido de la misma por trabajar con bajos flujos internos.

EVITAR IMPACTO SOBRE MEDIO AMBIENTE Y SEGURIDAD**A - REEMPLAZO DE MAZO DE LOS INTERCAMBIADORES I-8011 A/C:**

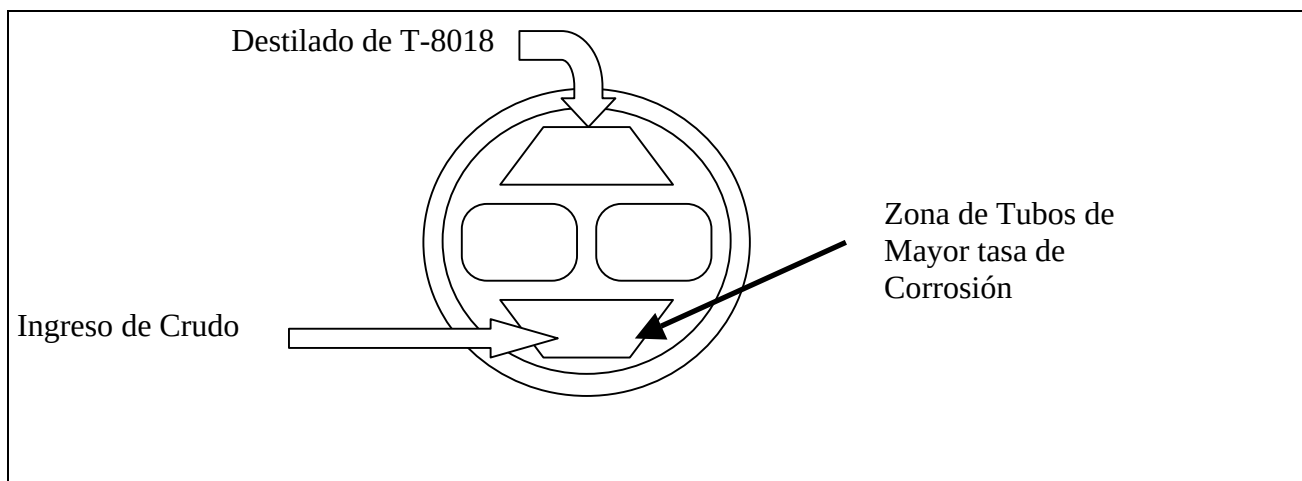
Se trata del primer equipo del Tren de intercambio de Topping, operan en paralelo, por tubos ingresa crudo y por la carcasa circulan los gases de cabeza de T-8018 que ingresan a 160°C y salen a 130°C. Recordemos que la corrosión se producirá en zonas donde se alcance temperaturas inferiores al punto de rocío de agua a la presión normal del sistema de condensación de T-8018, por lo que si consideramos un valor normal de 3.5 Kg/cm²man, el punto de rocío de agua asciende a 147 °C, por lo tanto el ambiente corrosivo se potencia en este equipo.

Como se menciono anteriormente, actualmente el I-8011 A se encuentra con el 6.6 % del total de tubos pinchados (48 de 730), considerando que el mazo de tubos data de 1991, estaríamos operando con una tasa de corrosión máxima de 0.24 mm/año y promedio de 0.21 mm/año, lo que arroja una vida útil de 10 años. En principio una vida útil de 10 años parece adecuada pero se deberá evaluar las consecuencias de pinchaduras en la producción, que produce una reducción del nivel de carga de crudo a Topping de 4000 m³/d a 2000 m³/d al sacar de servicio el equipo para reparaciones.

En referencia a la ubicación de deterioro de tubos, la misma se localiza preferentemente en el primer paso (de 200 tubos), zona inferior del mazo. Por ese paso se produce el ingreso de crudo frío (30 °C) al Topping, e intercambia calor con la nafta de la envolvente, que ya se ha enfriado en los pasos segundo, tercero y cuarto. La dirección de deterioro observado es de afuera hacia el interior de los tubos (de nafta hacia lado crudo)

En la siguiente tabla se muestra las actuales condiciones de operación y las zonas donde se observa una mayor tasa de corrosión:

Datos de Operación						
	Producto	Caudal	T entrada	T salida	P entrada	Nº pasos
		m ³ /d	°C	°C	Kg/cm ²	
Cuerpo	Nafta	2500	160	130	5	1
Mazo	Crudo	4000	30	80	19	4
Datos de material						
	Nº tubos	Diámetro	Espesor	Largo	Material	Area
		mm	mm	mm		m ²
Mazo	730	¾	1.85	4877	A-179	214



El material de mazo de tubos (A – 179) cumple un requerimiento de mínima según norma TEMA, y no tiene componentes resistentes a la corrosión como el Cromo, Níquel, etc. Tener en cuenta, que las sales formadas durante la neutralización total o parcial del ClH (con la amina) también es corrosiva. Razón por la que, la aditivación de inhibidores (Amina Fílmica y Neutralizante) se debe complementar con una adecuada selección de material de tubos.

Por lo planteado anteriormente se hace necesario buscar una solución ya que la reducción de caudal de crudo de aproximadamente 2000m³/d se realiza alrededor de 2 días que es el tiempo que se necesita para la reparación del Intercambiador, lo cual se traduce en costo operativo (el no poder procesar la carga normal de diseño por la limitación ya mencionada).

Basándonos en lo mencionado anteriormente se plantea la necesidad de evaluar el material usar para la reconstrucción de mazo contemplando el compromiso del alargamiento de vida útil del equipo y su costo, en comparación a costo y tiempo de servicio de mazo actual (de ASTM A-179), como así también al hecho de que la corrosión vigorosa o atenuada siempre estará presente, por lo que su incidencia se deberá contemporizar con una aleación adecuada para el metal de tubos, complementado por inyección de productos químicos en la torre de nafta y en la línea de crudo (mejor producto, mejor dosificación, etc.).

El material actual de los tubos es un acero al carbono que cumple con las especificaciones de ASTM A-179, siendo la tasa corrosión observada de 0.24 mm/año. Con el fin de aumentar la resistencia a la corrosión utilizar aceros aleados al cromo molibdeno como el Crolloy 2, con alta resistencia a la corrosión debido a la porcentaje de cromo (< 4%), y molibdeno, que confieren a la aleación mayor resistencia.

En la siguiente tabla se compara las alternativas de construcción de mazo de tubos con los materiales descriptos:

	Material Constructivo de Mazo de Tubos	
	ASTM A-179	ASTM A-199 A grado T2
Componentes		
Carbón	0.06 – 0.18 %	0.15 %
Manganeso	0.27 – 0.63 %	0.30 – 0.60 %
Fósforo	0.035 % máx.	0.025 % máx.
Azufre	0.035 % máx.	0.025 % máx.
Silicio		0.50 %
Cromo		2.65 – 2.85 %
Molibdeno		0.45 – 0.65 %
Tasa de Corrosión	0.24 mm/año	0.05 - 0.12 mm/año

B- REMPLAZO DE MANGA DE DESTILADO DE T-8018:

La disminución de espesor de la manga es relativamente alto, no obstante ello y aceptada la premisa que la protección con productos químicos es parcial, el camino que se debe recorrer pasa por la selección de un material mecánicamente resistente a la corrosión.

El material de la cañería existente es acero común, clasificación A-106 "B", para el mismo se propone las siguientes alternativas, algunas basadas en la especificidad de la aplicación de aleaciones de Níquel a Equipos de unidades de Refinería, para solucionar los problemas de corrosión:

➤ **Reemplazo de 3 metros de tramo de manga de destilado, por acero inoxidable:**

Remplazar 3 metros de tramo recto desde el codo de salida que cubre toda la zona de disminución de espesor de la manga de destilado, por el material UNS N10276.

Las denominaciones de UNS N10276 y UNS N06022 son equivalente a la designación **ASTM B564**. Como se observa en la tabla de composición, se trata de aleaciones con un alto contenido de níquel.

Composición Porcentual UNS N10276 (Equivalente a ASTM B564):

Ni	Cu	Fe	Mn	C	Si	S	Cr	Mo	P	Tg
49.9/68.4	0	4/7	1	0.01	0.08	0.03	14.5/16.5	5/17	0.04	3/4.5

➤ **En tramo de manga, de material igual que el existente, montar un caño camisa o forro de acero inoxidable.**

Colocar camisa o forro de material UNS N10276/N06022 en la zona afectada.

➤ **Pulverizar un spray de níquel en la superficie interna de un tramo de manga de igual material que la existente.**

Para esta opción se dispone de la aleación UNS N10276.

➤ **Revestimiento interno con baño químico de Níquel:**

Para la última opción se dispone de una aleación del 10% de fósforo en Níquel. Este tipo de revestimiento se aplica al metal base en un baño por reducción química auto catalítico. El aspecto final es de un vidrio metálico libre de poros y rajaduras. Se puede aplicar a fundición, acero común, aceros inoxidables, etc. y es altamente resistente a la corrosión. Los espesores característicos son de 75 y 100 micrones.

Conclusión:

Se considera como mejor solución pulverizar un spray de níquel (ASTM B564) en la superficie interna de un tramo de tres metros de manga de destilado de igual material que el existente.

C- REEMPLAZO DE PLATOS DE BURBUJEIO DE T-8018:

El material de construcción actual es el ASTM A-7, es factible su reemplazo por el material UNS N10276 (aleación de Níquel) ó por acero inoxidable 410S, se elige este último debido a que las aleaciones de Ni son mucho más caras y no se justifica su uso teniendo en cuenta el grado de ataque de la atmósfera corrosiva. Se aclara que se cambiaron los seis primeros platos contando desde la cima de la Torre.

3- CONCLUSIONES

Relacionados con la Calidad del Gas Oil:

Ambas soluciones fueron bastantes satisfactorias, por un lado las dos contribuyeron para que la planta trabaje continuamente en régimen, ya que se evita el pasaje de livianos a la T-8020; por otro lado el solapamiento de los productos fue menor a lo esperado, es decir la T-8018 trabaja más eficientemente principalmente por las siguientes razones:

- 1- Al ingresar el GO II (60°C) al acumulador de entrada de T-8018 que tiene 210°C, baja la temperatura aproximadamente a 190°C, esto hace que la corriente gaseosa no lleve tantos pesados para la parte superior de la torre y nos permite disminuir el reflujo y en consecuencia baja la presión derivando esto en menor consumo de energía en el fondo de la Torre.
- 2- Al ingresar directamente el corte pesado de GO (GO II) permite un mejor fraccionamiento disminuyendo el solapamiento más de los esperado.

Relacionados con el Medio Ambiente y Seguridad:

Los medios usuales para combatir la corrosión son los siguientes:

- Desalado y Deshidratación de Crudo a Planta
- Inyección de Producto Neutralizante (Soda Cáustica) a corriente de crudo.
- Inyección de Inhibidores en corriente de Tope de Torre.

Actualmente nuestra unidad de Topping no cuenta con desalador electrostático, además no se realiza inyección de Neutralizante (Soda cáustica) conjuntamente con la carga de crudo, utilizándose como único método para combatir la corrosión la inyección de Inhibidor de corrosión y Amina Neutralizante, en corrientes de cabeza (manga de destilado de T-8018).

La opción de reemplazar los accesorios por materiales resistentes a la corrosión deriva de los siguientes razonamientos:

- 1) No se justifica montar un desalador electrostático: El contenido de sales que ingresan con el crudo no es muy elevado (30 ppm en peso, como Cloruro de Sodio) por lo que no se justifica realizar una inversión de dicha envergadura, estamos hablando de aproximadamente 15 veces en costo inicial de lo que se invirtió para todas las modificaciones realizadas (US\$ 140000). Pero el contenido de sales que hidrolizan es suficiente como para provocar un deterioro del material a largo plazo.
- 2) Si bien actualmente se controla la corrosión mediante dosificación de aminas neutralizante y fólmica, la función de las mismas es disminuir el ataque pero no detenerlo por completo.
- 3) Se descarta la inyección de soda cáustica después del A-8044 debido a que el sodio, a largo plazo, puede provocar ataque cáustico en los materiales expuestos a alta temperatura (Hornos).

4- BIBLIOGRAFÍA

ASTM Standards, Section 1, Volume 01.01, Manual de Materiales de George Brady, Pág. 69
Norma TEMA, Standards of Tubular Exchanger Manufacturers Association
DONALD Q. KERN, Procesos de Transferencia de Calor
W. L. NELSON, Refinación del Petróleo.
Carl R. Branan, Rules Of Thumb for Chemical Engineers
Norma API. 610
Norma API. 682