

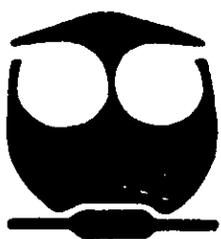


UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

GENERACION DEL ESQUEMA DE SIMULACION DE LA PLANTA COMBINADA No. 2 DE LA REFINERIA DE TULA, HIDALGO.

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO QUIMICO PRESENTA: CLAUDIA ROMERO PIMIENTA



266808



MEXICO, D. F.

1998.

EXAMEN PROFESIONAL FAC. DE QUIMICA

TESIS CON FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Jurado Asignado:

Presidente: Prof. Reynaldo Sandoval González

Vocal: Prof. José Antonio Ortiz Ramírez

Secretario: Prof. Celestino Montiel Maldonado

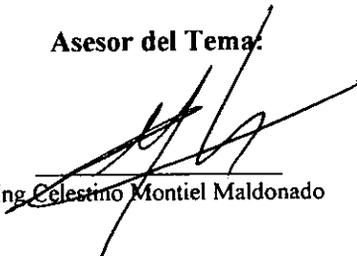
1^{er} Suplente: Prof. Martín Rivera Toledo

2^{do} Suplente: Prof. Gerardo Marín Flores

Sitio donde se desarrolló el tema:

Laboratorio de Simulación y Optimización de Procesos
División de Estudios de Posgrado
Edificio de Ingeniería Química
Facultad de Química. U.N.A.M.

Asesor del Tema:



Ing. Celestino Montiel Maldonado

Sustentante:



Claudia Romero Pimentá

Índice

Introducción	p	3
I. GENERALIDADES		5
Refinación		7
Constituyentes del petróleo		8
Propiedades fisicoquímicas		13
Caracterización		19
Destilados del petróleo		20
II. UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA Y DE VACÍO.		
Unidad de destilación atmosférica		21
Precalentamiento		22
Desalado		24
Despunte y calentamiento		26
Destilación atmosférica y agotamiento		30

Unidad de destilación al vacío	34
Sección de calentamiento	34
Sección de destilación al vacío	36
Circuito de residuo	38
Circuito de gasóleo pesado	38
Circuito de gasóleo ligero	38
Domos de la torre de vacío	39
III. SIMULACIÓN DEL PROCESO	40
Paquete de propiedades	41
Componentes	42
Caracterización del petróleo	42
Operaciones unitarias	44
Hysys	45
IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS	47
V. CONCLUSIONES	61
Bibliografía	63

Introducción

"...Ya no se distingue entre la realidad y la apariencia, la realidad sintética y no sé que vamos a hacer al respecto, a ese grado hemos llegado, esto es muy realista, la diferencia entre los simuladores y la experiencia real; les emociona mucho que eso sea muy real, eso es una cosa extraña, como si eso fuera sólo una diversión más de la realidad simulada..."

The Edge

Existe hoy un gran interés por desarrollar sistemas de simulación que se apeguen totalmente a la realidad, representaciones de la materia así como de la estructura física de los equipos.

Actualmente el desarrollo de estas tecnologías ha llegado a un nivel importante en el modelado de sistemas de refinación. Es así como los conocimientos fundamentales y el desarrollo de habilidades llegan a estructurar esquemas de simulación totalmente compatibles con la realidad, así como resultados confiables para futuros desarrollos.

El desarrollo de éste trabajo permite alcanzar estos niveles en donde la teoría y la práctica representan conjuntamente ésta realidad virtual.

El objetivo de éste trabajo es generar el esquema de simulación de la Planta de Destilación Combinada No. 2 de la Refinería de Tula Hidalgo, contando con la restricción de manejar una mezcla 42% vol. de *crudo tipo Maya* y 58% vol. de *crudo tipo Istmo*, llevando a cabo la simulación de dos producciones (Máxima Producción de Diesel y Máxima Producción de Gasolina), haciendo uso de las ecuaciones de estado Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong para cada caso, utilizando los simuladores de proceso *Hysim* y *Hysys*, con el fin de evaluar el impacto del manejo de crudos pesados, la importancia del uso de las ecuaciones de estado y las diferencias generadas a partir de la simulación de diferentes producciones.

Esta tesis forma parte de los proyectos LSyOP001 y LSyOP002 que actualmente está desarrollando la Facultad de Química para PEMEX-REFINACIÓN por lo que la información utilizada en la generación del esquema de simulación así como los resultados de cada uno de los equipos simulados son información confidencial. De esta forma se presenta un análisis básicamente de los productos de la planta y de las columnas atmosférica y de vacío.

En el Capítulo 1, se presenta una breve reseña del desarrollo de la refinación, así como las principales características del petróleo y sus derivados.

En el Capítulo 2, se da una descripción de la Planta Combinada No. 2, su estructura así como sus condiciones de operación.

En el Capítulo 3, se presenta una breve descripción de los pasos a seguir al llevar a cabo la simulación de un proceso.

En el Capítulo 4, se presentan los resultados generados de las simulaciones, un análisis de éstos, así como una comparación entre las diferentes simulaciones.

En el Capítulo 5, se presentan las conclusiones derivadas del desarrollo de éste trabajo.

Finalmente se presenta una lista de las referencias utilizadas en el desarrollo de éste trabajo.

1

Generalidades

Proveniente del latín *petroleum* (petra-piedra y oleum aceite), la palabra petróleo significa aceite de piedra. Es una mezcla de hidrocarburos, básicamente una combinación de carbono e hidrógeno. A veces contiene algunas impurezas mezcladas como oxígeno, azufre y nitrógeno, también se han encontrado compuestos de hierro, níquel, vanadio y otros metales.

Existen varias teorías sobre los orígenes de formación del petróleo que pueden ser clasificadas en dos grandes rubros: la de formación inorgánica y la de formación orgánica. La primera explica la formación del petróleo como resultado de reacciones geoquímicas entre el agua y el bióxido de carbono, además de otras sustancias inorgánicas como carburos y carbonatos de metales. A medida que se perfeccionaron las técnicas de análisis geológico y se acumuló información al respecto, se ha dado paso a teorías de formación orgánica que determina que el petróleo es producto de la descomposición de organismos vegetales y animales que existieron en ciertos periodos del tiempo geológico y que fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas.

Las sociedades industriales modernas lo usan principalmente para mantener un cierto grado de movilidad en tierra, mar y aire que era vagamente imaginado hace cientos de años. Además, el petróleo y sus derivados son usados en la manufactura de medicinas y fertilizantes, suplementos para alimentos, utensilios de plástico, materiales de construcción, pinturas, ropa y

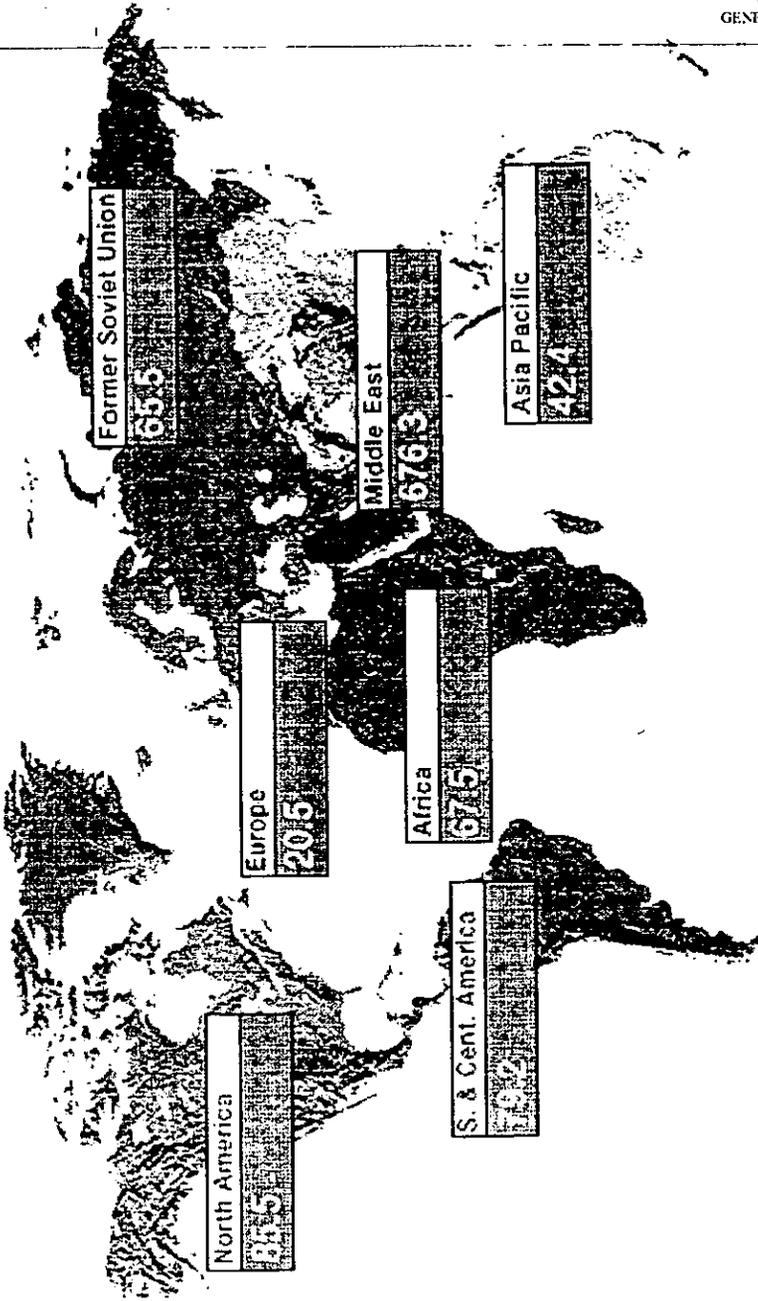


Fig.1.1 Reservas Probadas al final de 1996
Miles de Millones de Barriles

Ref. The Statistical Review of World Energy 1997

para generar electricidad. Como todos los inventos, la industria del petróleo crece como una necesidad, y hoy en día la economía mundial se mueve al rededor de ésta, lo que lleva a hacer un análisis con razonable exactitud acerca de las reservas de petróleo conocidas en el mundo, Fig 1.1.

REFINACIÓN

Durante miles de años, el hombre convivió con el petróleo sin sospechar sobre la importancia de éste desagradable, oscuro y pegajoso fluido, de olor repugnante. Lo usó como arma, como medicina y lo mezcló con arcilla para sus construcciones primitivas. Con el paso del tiempo y el avance de la civilización, de él extrajo diferentes combustibles, haciendo obsoletas otras fuentes de energía, descubriendo poco a poco todo un mundo de sustancias que podrían ser extraídas de éste para servir de materias primas en la elaboración de algunos productos.

Sin embargo la refinación del petróleo tuvo sus inicios hasta mediados del siglo pasado en los Estados Unidos cuando las refinerías sólo separaban el petróleo en gasolina, queroseno, aceites, lubricantes y combustibles.

El proceso de refinación continuó mejorándose, y después de la Primera Guerra Mundial se introduce el proceso de desintegración, que consiste básicamente en romper las moléculas de hidrocarburos pesados en otras más pequeñas que constituyen las fracciones más ligeras y valiosas. El resultado fue la obtención de gasolinas que funcionaban mejor en los motores de los automóviles que las obtenidas por destilación.

En la década de los 30's y hasta la Segunda Guerra Mundial el proceso de destilación se fue haciendo cada vez más complejo al incluir la desintegración catalítica, polimerización, alquilación e isomerización, al mismo tiempo permitió a las refinerías cumplir con las exigencias de calidad para los combustibles de aviación militar tan necesarios en la época.

El desarrollo de la aviación durante los 50's y los 60's trajo como consecuencia una alta demanda de combustibles y de aceites lubricantes de alta calidad. La reformación catalítica se convirtió entonces en el principal proceso para mejorar el producto.

El crudo como tal, no tiene mucho valor, su valor en realidad lo adquiere al pasar por los procesos de refinación. El primer paso en cualquier destilación es la separación de éste en sus

fracciones mediante la destilación, en donde las fracciones por sí, pueden ser productos o se pueden mandar a un sistema de refinación a otras unidades.

En la mayoría de las refinerías el primer paso es el calentamiento del crudo para después alimentarlo a una columna fraccionadora llamada torre atmosférica. Esta produce varios destilados y un producto de fondo que es el líquido remanente que no se ha podido vaporizar bajo las condiciones de operación de la torre atmosférica. Este líquido es después calentado y alimentado a una torre de vacío.

CONSTITUYENTES DEL PETRÓLEO

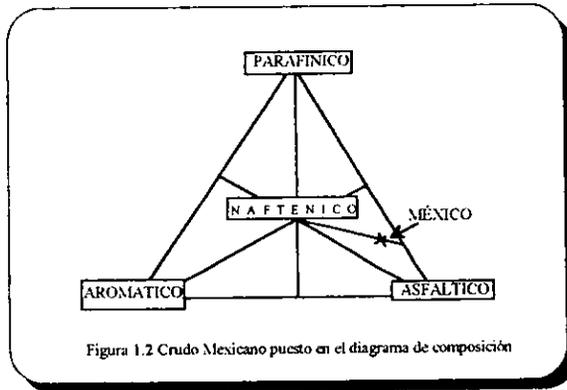
El petróleo, de cualquier fuente, y no importa que tan diferente de otras muestras en apariencia y características está compuesto de una mezcla de series homólogas de hidrocarburos. Las diferencias consisten en variaciones en la cantidad de cada serie y la extensión con la cual dichas series están presentes.

También encontramos presencia de constituyentes inorgánicos. Estos pueden estar como sales solubles en el crudo de los petróleos ácidos, o sales en solución acuosa emulsificada en el crudo. Mucho material inorgánico está presente probablemente como cloruros de calcio, sodio y magnesio, si éste es mayor a 10 lb/100 barriles es necesario desalar el crudo para evitar problemas de corrosión y depositación. Los elementos no metálicos, como los fosfatos, pueden estar en combinación orgánica y se pueden originar en los residuos orgánicos de los que está compuesto el petróleo.

Por su parte los metales como el níquel, el vanadio y el cobre afectan seriamente a los catalizadores provocando que el producto obtenido sea de baja calidad; éste efecto se deja ver desde concentraciones cercanas a las 2 ppm.

Existen principalmente tres clases de petróleo: los de tipo parafínico, asfáltico y mezclas de éstos dos (parafinas, naftas y aromáticos). El sistema se aplica considerando la naturaleza del residuo remanente en la destilación. El crudo de base asfáltica es el de mayor valor en la refinería ya que indica casi desde el principio la naturaleza de los productos, la refinación requerida y las posibles dificultades que se pueden presentar.

En nuestro país se producen 3 clases distintas de crudo de exportación: el istmo, el maya y el olmeca. Estos tres tipos de crudos no son obtenidos del subsuelo tal cual, sino que a partir de los distintos tipos de crudo natural extraídos en México, se preparan mezclas que reúnen las características del producto que se ofrece al mercado internacional.



Compuestos Parafínicos

Los hidrocarburos parafínicos no son tan importantes en la composición del petróleo ya que se asume que estos o la indicación del término parafínico son usados para designar a cualquier producto del petróleo. Esta práctica indudablemente proviene del hecho de que los primeros crudos explotados fueron de naturaleza parafínica. Estos hidrocarburos parafínicos estaban sin embargo presentes en alguna proporción en prácticamente todos los crudos minerales y en gran cantidad de algunos otros.

El arreglo de los enlaces en los hidrocarburos parafínicos en una serie homóloga, y el tipo de isomerismo permite el gran número de compuestos aislados y sintetizados que son bien conocidos.

Los miembros naturalmente gaseosos de las series parafínicas, metano, etano, propano y los dos butanos, componen la mayor parte del gas natural, el cual está usualmente asociado con el

petróleo y generalmente son encontrados en solución en el petróleo fresco producido. Metano y etano son los principales constituyentes y los otros hidrocarburos son recobrados por absorción en crudo y compresión con enfriamiento.

Algunos de los crudos semiasfálticos, como los mexicanos contienen alta proporción de parafinas sólidas.

Compuestos Nafténicos

En el término naftenos no sólo están incluidos los hidrocarburos monocíclicos ordinarios sino también las sustancias policíclicas altamente saturadas las cuales se cree que dan los altos puntos de ebullición de prácticamente todos los petróleos.

La homología en los naftenos es más complicada que en las parafinas porque existen dos clases de series homólogas; una depende en el incremento en el número de grupos metileno en el mismo anillo nafténico y el otro en la substitución de las cadenas laterales por átomos de hidrógeno de los grupos metilo.

La separación de los naftenos y parafinas de las mezclas, como las que existen en los petróleos, es difícil por la cercanía de sus propiedades.

Hay una gran cantidad de compuestos no identificados de composiciones por arriba de $C_{15}H_{30}$, de los cuales sus propiedades los clasifican con los naftenos y muchos de los naftenos que se han reportado presentes en el petróleo son derivados del ciclohexano.

Compuestos Insaturados

Muchas de las afirmaciones concernientes a la presencia de grandes proporciones de hidrocarburos insaturados en el petróleo ha sido debido a los resultados de análisis, particularmente de las fracciones más grandes. La proporción de carbono, por supuesto aumentará correspondientemente. La presencia de menos hidrógeno del que es requerido para saturar los componentes de una cadena abierta ha permitido la idea de insaturación, aunque los compuestos parecen estar saturados por los análisis químicos ordinarios, y probablemente poseen una estructura cíclica saturada.

Compuestos aromáticos

La presencia de cantidades apreciables de hidrocarburos aromáticos en el petróleo, está limitado a ciertos crudos. Una muy pequeña cantidad están presentes solamente en crudos del tipo parafínico. Es muy probable que en muchos casos los hidrocarburos aromáticos más simples estén presentes no sólo como tales sino también como residuos unidos a complejos inestables y que los aromáticos son liberados por una simple destilación.

Un número considerable de los homólogos del benceno están presentes en el petróleo de diversas fuentes. Los mejor establecidos son benceno, tolueno y xilenos, trimetilbenceno, etiltolueno, p-cumeno y m-isocumeno, dietilbenceno, bencenos tetrametilicos, dietiltolueno, isoamilbenceno, naftaleno y muchos metil y dimetil naftalenos.

Compuestos de Oxígeno

El contenido total de oxígeno en el petróleo es por debajo del 2%. Ésteres, anhídridos o lactonas han sido reportados, la presencia de tales compuestos probablemente puede atribuirse a la presencia de ceras o productos de la hidrólisis de ceras o productos de materia orgánica del crudo por sí mismo. Estos compuestos no han sido separados en estado puro, y la creencia de su existencia resulta de los datos analíticos encontrados.

Existe evidencia similar para la existencia de alcoholes, cetonas, fenoles y sustancias fenólicas. La reducción convertiría aldehidos y cetonas a alcoholes y estos compuestos dan un número acetyl mayor a los alcoholes originalmente presentes.

Por lo menos los ácidos de bajo peso molecular, derivados de los destilados de bajo punto de ebullición son derivados carboxílicos de los naftenos, análogos a los ácidos grasos derivados de las series parafínicas. Se ha indicado también la presencia de grupos hidroxílicos y estructuras de lactona.

Compuestos Resinosos

Muchos petróleos contienen particularmente en las fracciones de alto punto de ebullición variadas cantidades de sustancias semi-sólidas o sólidas de carácter resinoso o asfáltico. Mientras que estos compuestos no siempre contienen más de una pequeña cantidad de oxígeno, parece bien clasificarlos como compuestos de oxígeno porque parecen estar involucradas reacciones de oxidación.

Compuestos de Azufre

El contenido de azufre de un crudo lleva a clasificarlo como ácido o dulce. Se dice que un crudo es ácido cuando contiene cantidades superiores al 0.5% en peso de compuestos de azufre, aunque también se puede hacer este análisis en volumen, diciendo que un crudo es ácido si contiene más de 0.05 ft³ de compuestos azufrados en 100 galones de crudo. Mientras tanto, un crudo dulce contiene poco o nada de los mencionados compuestos. Se ha observado una relación muy estrecha entre los crudos con alto contenido de azufre y los más pesados, es decir, un crudo pesado será con seguridad ácido también. Esta correlación podemos observarla claramente en los crudos mexicanos; el crudo Maya es ácido y pesado, mientras el Olmeca es muy ligero y con un contenido de azufre muy bajo.

Prácticamente todos los crudos conocidos contienen azufre en cantidades que van desde trazas hasta un 4% o más; en general los crudos más ligeros contienen menos que los más pesados. Se sabe que el petróleo mexicano contiene 4.5% de azufre.

En la destilación, el azufre en un crudo se distribuye en todas las fracciones, la cantidad presente generalmente se incrementa con el punto de ebullición de la fracción.

El azufre en crudos de mediano contenido de azufre está presente como compuestos hidrocarbonados con azufre de alto peso molecular que son inestables al calor dando sulfuro de hidrógeno, mercaptanos y compuestos similares.

Los compuesto esperados serían mercaptanos, alquil sulfuros y disulfuros y posiblemente tiofeno y sus derivados superiores.

El proceso de refinación de destilados conocido como endulzamiento está ligado a la presencia de mercaptanos. En algunos casos el endulzamiento involucraría desulfuración parcial y siempre una conversión de mercaptanos a compuestos menos ofensivos.

Los asfaltenos son usualmente sólidos negros de apariencia asfáltica que se descomponen con el calor. Son generalmente solubles en benceno, tetracloruro de carbono y disulfuro de carbono. Están compuestos de núcleos policíclicos complejos unidos por oxígeno o azufre.

Un incremento en el contenido de asfaltos en el residuo y crudos pesados en almacenamiento pueden ser atribuido no sólo a la oxidación sino a posibles cambios en el estado de agregación.

Compuestos Nitrogenados

El nitrógeno y sus compuestos son serios envenenadores de catalizadores y si el crudo contiene más de 0.25 % en peso de nitrógeno es necesario someterlo a procesos de eliminación.

La presencia de nitrógeno está en casi todos los crudos conocidos; los compuestos en los que está presente el nitrógeno es desconocido, bases derivadas de la piridina y grupos quinoleicos se han encontrado presentes en los crudos.

Durante la formación del crudo de los residuos orgánicos, el amonio reaccionó con los ácidos carboxílicos para formar amidas ácidas, las cuales persisten hasta que son convertidas durante la refinación a aminas.

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS

Densidad

La densidad o gravedad específica del petróleo es la propiedad física más comúnmente medida. Es usada para clasificar el crudo en una gran variedad y muchas veces para determinar su precio de venta. Densidad y gravedad específica son frecuentemente usados como sinónimos, pero la densidad debe ser definida como masa por unidad de volumen, mientras que gravedad específica

es la razón de pesos o masas de volúmenes iguales de la sustancia con respecto a una de referencia, generalmente agua. La densidad y la gravedad específica son numéricamente iguales cuando la densidad es medida en gramos por centímetro cúbico y cuando la gravedad específica es expresada en términos del peso de un volumen de agua a 4°C.

La densidad se determina por lo común a la temperatura ambiente con densímetros especiales, corregidos a 60° F y expresados en grados API. Es una escala que se relaciona en proporción inversa a la densidad relativa o peso específico a 60°/60°F como sigue:

$$\text{Grados API} = \frac{141.5}{s} - 131.5$$

donde s: gravedad específica

y van desde poco menos de cero (aceite residual del petróleo) hasta cerca de 340 (metano). Se puede ver como entre mayor sea la densidad relativa del crudo, menor será su densidad ° API y viceversa, por lo cual los crudos con mayor densidad ° API serán los más valiosos y por ende los precios más altos.

Viscosidad

La resistencia que un fluido real ofrece a una deformación continua cuando está sujeta a un esfuerzo cortante, se conoce con el nombre de viscosidad del fluido. La unidad de viscosidad (viscosidad absoluta) en el sistema internacional es el pascal-segundo. La viscosidad cinemática de un fluido de densidad ρ y viscosidad μ o η es:

$$v = \frac{\mu}{\rho} \quad \text{o} \quad v = \frac{\eta}{\rho}$$

Una unidad de viscosidad cinemática, denominada stoke (St), es igual a 1cm²/s. La viscosidad en stokes equivale a la viscosidad en poises entre la densidad del fluido en gramos por centímetro cúbico.

Existe una amplia variedad de viscosímetros para la medición de la viscosidad, como viscosímetros por capilaridad, rotacionales, de orificio, de caída de una bala y oscilatorios. En

varios de los viscosímetros comerciales comunes se determina la viscosidad cinemática a partir del tiempo de derrame (segundos) de un volumen fijo de líquido por un tubo capilar o un orificio. En este tipo de instrumentos, los efectos cinético y de admisión constituyen una parte básica de la resistencia al flujo. De aquí que se deduce que la relación entre el tiempo de derrame y la viscosidad cinemática se determina en forma empírica. La viscosidad es actualmente medida en viscosímetros que están calibrados para leer en cinco escalas: Saybolt Universal, Saybolt Furol, Redwood No. 1, Redwood No. 2 y Engler.

La viscosidad se incrementa por la presión y decrece con incrementos en la temperatura. Grandes cantidades de gas disuelto puede producir un gran decremento en la viscosidad.

Color y Fluorescencia

El color de un crudo es de importancia ya que es un indicador de los productos que pueden ser obtenidos y de la refinación requerida. Existen lentes de colores arbitrarios que se utilizan como estándares en diferentes escalas.

Algunos crudos muy ligeros son de color ámbar, crudos de mediana densidad son más verdosos o café y los más pesados tienden más a ser oscuros o negros. El color natural de los asfaltos y de las resinas es rojo a rojo-café, pero estas sustancias son, por supuesto, opacas excepto en estratos muy delgados. Como resultado, los crudos altamente asfálticos van de café oscuro a negro.

La apariencia de los crudos por el reflejo de la luz se debe no solo al color sino a su fluorescencia. La distinción es que el color ordinario incluye luz de sólo la misma longitud de onda, mientras que fluorescencia puede incluir longitudes de onda no contenidas en la luz incidente. La longitud de onda emitida durante la fluorescencia son siempre más largas que aquellas emitidas por la luz excitada. El color verdoso que muchos crudos presentan es debido a la fluorescencia. La fluorescencia es usada en la pruebas de cortes para indicar la saturación del crudo.

Muchos crudos tienen fluorescencia en luz ultravioleta, los colores varían desde varios tonos de azul, blanco y amarillo y son diferentes para crudos de diferentes tipos. Esta propiedad

ha hecho la fluorescencia muy útil para detectar pequeñas cantidades de crudo y para distinguir entre líquidos con hidrocarburos y agua.

Índice de Refracción

El índice de refracción de las fracciones del petróleo varía con el tipo de hidrocarburos presentes. En general, las parafinas tienen un índice de refracción menor (para el mismo peso molecular) que los naftenos, y los naftenos tienen uno menor al de los aromáticos. El índice de refracción se incrementa con el punto de ebullición de las fracciones del crudo y con el punto de fusión de los constituyentes sólidos. En fracciones con temperaturas elevadas el valor puede ser ligeramente menor debido a una desintegración durante la destilación. Bajo condiciones especiales el índice de refracción puede ser utilizado para estimar la proporción de diferentes hidrocarburos en una fracción de destilado.

Solubilidad

Dada la importancia de los gases disueltos en la recuperación de crudo, un número importante de mediciones de la solubilidad del crudo se han hecho en la investigación. El gas disuelto en el petróleo tiene también un efecto pronunciado en la viscosidad, tensión superficial, capilaridad y otras propiedades físicas del petróleo. Ya que estas propiedades físicas gobiernan la migración y la acumulación del petróleo, el papel del gas disuelto es también importante. El volumen de gas disuelto en un petróleo dado se incrementa a una velocidad menos que proporcional a la presión pero decrece con un incremento en la temperatura. Todos los constituyentes del crudo son mutuamente solubles unos en otros, excepto en los asfaltados, que están presentes en el crudo en solución coloidal. Los óxidos de los metales pesados son fácilmente solubles en algunos petróleos y destilados cuando éstos contienen azufre.

La afirmación de que aceite y agua no se mezclan no es estrictamente verdadera. Una indicación de esto es el hecho de que el agua que ha estado en contacto con el crudo tiene un sabor a este. La solubilidad del agua en el crudo se incrementa con la gravedad API del crudo y con la temperatura.

Punto de Ebullición y Congelación

Dado que el petróleo consiste en una mezcla de un gran número de componentes no se espera que tenga un punto definitivo de ebullición y congelación. Los crudos asfálticos van siendo gradualmente más viscosos conforme la temperatura va disminuyendo, sin una marcada discontinuidad en las propiedades que sugieren puntos de congelación.

En el caso de algunas ceras de base parafínica, la cristalización de las ceras parafínicas de la solución pueden hacer que los crudos se comporten como si tuvieran un punto de congelación. La cristalización de la cera en una cantidad del 1% del crudo puede causar congelación del líquido, ya que las ceras atrapan el líquido como una esponja.

Por el amplio rango en los puntos de ebullición de los muchos hidrocarburos de los cuales está compuesto el crudo, los constituyentes del petróleo ebullicen y se destilan en un rango de temperaturas menor a 200°F hasta las temperaturas de disociación de los constituyentes remanentes. Un conocimiento de los porcentajes de los crudos que destilan a diversas temperaturas es importante para clasificar al crudo y para evaluar sus propiedades.

Temperaturas Críticas y Condensación Retrógrada

Es claro que las temperaturas y presiones críticas de las mezclas de hidrocarburos como en el caso del petróleo son totalmente diferentes a aquellas de los diferentes hidrocarburos de los que está compuesto. Aún si una cantidad considerable de un hidrocarburo constituye el petróleo, nada sugiere que el fenómeno crítico se observe a la presión y temperatura crítica del hidrocarburo si la mezcla es diferente. La presión crítica del petróleo debe ser mucho mayor que las presiones críticas de las sustancias de las que está compuesto. De hecho, en vez de tener un punto crítico definitivo, la mezcla parece tener una zona crítica en donde aproximadamente el fenómeno crítico se lleva a cabo.

La condensación retrógrada es característica en mezclas de gas natural y de los hidrocarburos del petróleo ligeros a altas presiones y temperaturas menores a la temperatura crítica. Si una mezcla de gas natural y condensado del mismo tipo y volumen relativo es comprimido a cierta temperatura, el volumen del destilado al principio de incrementa, ya que el

gas natural se disuelve en este mientras la presión se incrementa. Sin embargo, después de que se ha alcanzado cierta presión el volumen del líquido empieza a decrecer ya que se está disolviendo en el gas, y a cierta presión todo el líquido se disuelve en el gas.

Existe por supuesto una temperatura a la cual el crudo no puede existir en estado líquido. Posiblemente el crudo se disocie a temperaturas menores a su temperatura crítica, y si este es el caso, hidrocarburos ligeros más estables serán encontrados mientras se alcanza la temperatura de disociación.

Peso Molecular

El rango de pesos moleculares de los hidrocarburos va de 16 hasta más de 800. En general, mientras más pesadas y complejas sean las moléculas, mayor será la temperatura a la cual se disociarán y descompondrán en dos o más moléculas. Las moléculas más pesadas ebulen a mayor temperatura. Debido a esto es imposible destilar las fracciones más pesadas del petróleo, ya que se desintegran o disocian antes de que alcancen la temperatura suficiente para vaporizarlas.

Si se alcanza una temperatura suficientemente alta, todos los hidrocarburos y también todas las sustancias orgánicas de las cuales se origina el crudo se disociarán, esto es, las moléculas más largas y complejas se convertirán en unas más pequeñas y simples. En general, entre más larga y compleja sea una molécula, mayor será la temperatura a la cual se disocie. Las moléculas complejas se disocian primero en moléculas de hidrocarburos simples, pero si la temperatura es suficientemente alta, éstas también se disociarán, y eventualmente todas serán convertidas en hidrógeno y carbono. La velocidad de reacción se incrementa con el aumento de la temperatura y la temperatura a la cual la descomposición tiene lugar así como la velocidad de reacción es altamente afectada por la catálisis.

CARACTERIZACIÓN

Un análisis de crudo componente por componente no resulta práctico, debido al número infinito de hidrocarburos que van desde el metano hasta compuestos que tienen 70 o más átomos de carbono, por ésta razón la composición de cualquier punto representa el actual punto de ebullición del material hidrocarbonado presente en un porcentaje de volumen dado.

Las curvas *TBP* (*True Boiling Point*) son comúnmente usadas en crudo y no en fracciones destiladas.

La *ASTM* (*American Society for Testing Materials*) desarrolló un proceso de destilación rápida usada para el análisis de productos del petróleo y sus fracciones intermedias. Este método llamado *destilación ASTM* no utiliza ni platos ni reflujo, el único reflujo disponible es el generado por las pérdidas de calor del aparato.

Existe un tercer tipo de destilación que es la *EFV* (*equilibrium flash vaporization*). La curva *EFV* es usada para determinar el comportamiento de las fases líquidas, lo cual resulta de especial interés para el diseño.

Un análisis completo y definitivo de un crudo usualmente llamado ensayo del crudo es considerablemente más detallado que una curva *TBP* y la gravedad API. Un ensayo completo debe contener algunos o todos los siguientes puntos:

- 1.- Gravedad, viscosidad, contenido de azufre, etc.
- 2.- Curva *TBP*, gravedad, viscosidad, contenido de azufre.
- 3.- Análisis de componentes ligeros.
- 4.- Propiedades de las fracciones (naftas, destilados intermedios), porcentaje en volumen, gravedad, contenido de azufre, viscosidad, octanaje, índice diesel, punto flash y de ignición., presión de vapor etc.
- 5.- Propiedades de los lubricantes.
- 6.- Propiedades de los asfaltos.
- 7.- Estudios detallados de varias propiedades de las fracciones.
- 8.- Curva *EFV* a presión atmosférica y/o un diagrama de fase, aunque esto rara vez se hace.

DESTILADOS DEL PETRÓLEO

Las propiedades de cada fracción pueden variar conforme lo requiera la demanda, pero sólo a expensas de las fracciones adyacentes.

A continuación se dan las especificaciones típicas de los productos de la unidad de destilación atmosférica. Tabla 1.1.

Tabla 1.1

Especificación	Nafta Ligera	Nafta Pesada	Kerosina	Gasóleo Ligero Primario	Gasóleo Pesado Primario	Residuo Atmosférico
°API 60/60	60.7-68.5	43.2-55.2	35.5-43.8	31.5-37.5	29.5-33.6	14.1-15.4
K	12.2-12.3	11.9-12.1	11.7-11.9	11.7-11.8	11.7	11.6
P.M.	98-111	140-176	180-209	215-253	220-289	339-460
sg 60/60	0.708-0.736	0.758-0.810	0.807-0.817	0.837-0.868	0.857-0.879	0.970-0.963
(100°F) c.s.	0.506-0.792	0.950-1.850	1.8-2.9	3.1-5.2	4.2-7.4	1500-3500
(210°F) c.s.	0.4-0.435	0.54-0.86	0.82-1.18	1.15-1.75	1.43-2.05	36-70
TFE (ASTM D-86)	229-386	355-454	468-572	570-698	680-842	----

2

Unidad de destilación atmosférica y de Vacío

UNIDAD DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA

El primer proceso encontrado en cualquier refinería es la unidad de destilación atmosférica. En ésta unidad el crudo es destilado para producir corrientes básicas para los subsecuentes productos de la refinería. Estas corrientes serán tratadas posteriormente o serán corrientes de alimentación para unidades de conversión que se pueden encontrar en la refinería. El residuo atmosférico puede ser destilado posteriormente para proveer corrientes de destilado más pesado usadas para producir aceites lubricantes o como alimentación a las unidades de conversión. Esta destilación sin embargo tiene que ser llevada a cabo bajo condiciones de presión de vacío ya que la temperatura requerida para vaporizar el residuo a presión atmosférica sería muy alta y los compuestos sufrirían desintegración térmica.(Figura 2.1).

El objetivo de la unidad de destilación atmosférica es la separación del crudo en sus fracciones comerciales para la obtención de gas combustible, LPG (liquid pressure gas), nafta ligera, nafta pesada, turbosina, kerosina, diesel, gasóleo pesado y crudo reducido; además del tratamiento de las corrientes producto de LPG y de nafta ligera, así como el tratamiento de las aguas amargas residuales.

Para éste objetivo, la planta está constituida de las siguientes secciones: sección de calentamiento en la que se efectúa el precalentamiento del crudo para llevarlo al nivel de temperatura necesario para efectuar la eliminación de sales; el desalado, que reduce el contenido de sales y el agua en el crudo; el despunte y calentamiento que separa las fracciones ligeras contenidas en la alimentación, y se calienta el crudo despuntado y la destilación atmosférica y agotamiento que se realiza la destilación del mismo y las fracciones obtenidas se agotan para obtener la especificación deseada; fraccionamiento, en donde se estabiliza la nafta ligera; tratamiento de LPG con dietanolamina; tratamiento cáustico de LPG; tratamiento cáustico de nafta y tratamiento de agua amarga.

Precalentamiento

Al crudo proveniente de almacenamiento se le adiciona agua en una cantidad equivalente al 2% del flujo del crudo con el propósito de disolver sales contenidas en el crudo o depositadas a lo largo del tren de precalentamiento. En éste mismo punto se adiciona un desemulsificante como agente de coalescencia.

La corriente de crudo se divide en dos trenes de precalentamiento idénticos con dos bombas de carga(figura 2.2.).

El precalentamiento del crudo se lleva a cabo aprovechando el calor de los diversos efluentes de la torre atmosférica, así como los reflujos externos de la misma.

El funcionamiento de éstos intercambiadores son también importantes en:

- ♦ Conservación de energía y combustible.
- ♦ Asegurar perfiles de temperatura apropiados en las unidades de destilación.
- ♦ Alcanzar especificaciones de almacenamiento para las corrientes de los productos, etc.

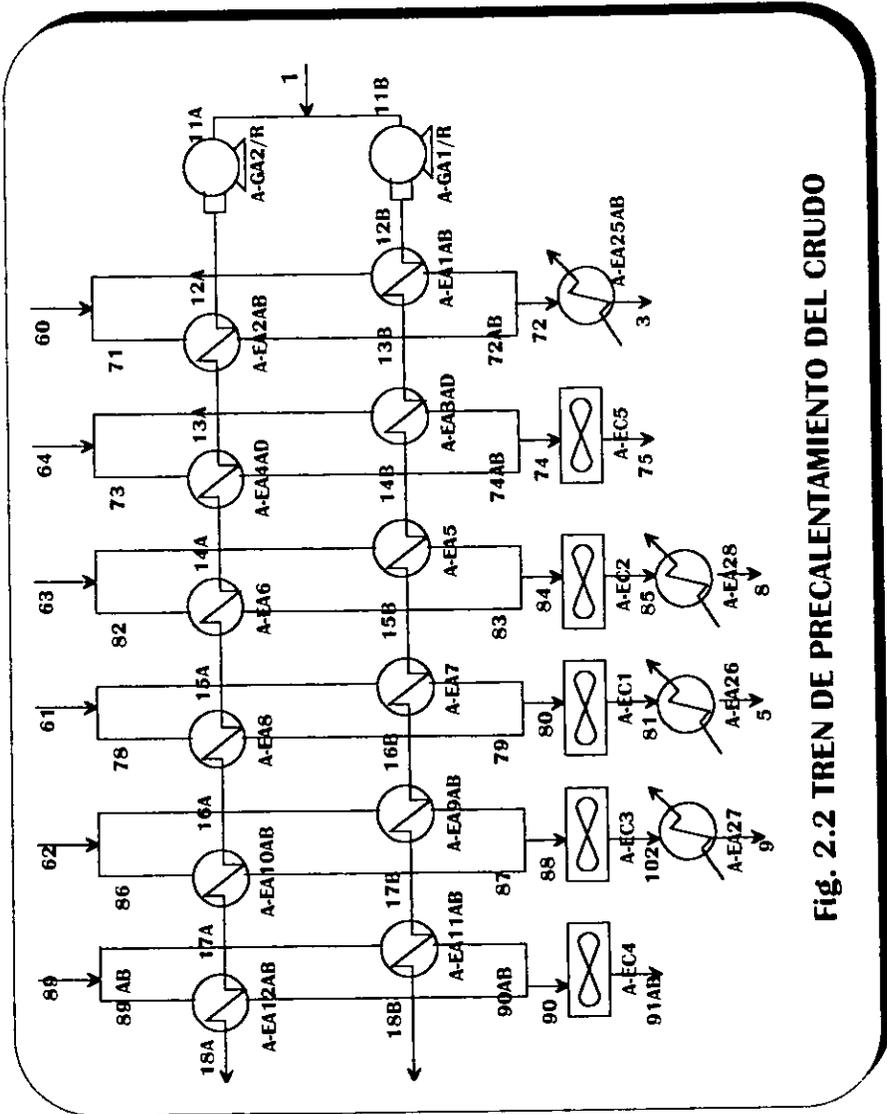


Fig. 2.2 TREN DE PRECALENTAMIENTO DEL CRUDO

Desalado

Su principal objetivo consiste en remover las sales como cloruros de sodio, calcio y magnesio, sulfatos y carbonatos, minimizando su contenido.

Todo tipo de crudo dispone de propiedades específicas que dependen de los yacimientos donde sean obtenidos. La mezcla de varios crudos en proporciones diferentes trae consigo fluctuaciones en el contenido de impurezas que afectan el funcionamiento operacional.

Sólidos.- Corresponden a partículas que no son solubles en el agua o en aceite, pero que son factibles a humectar en la fase acuosa pudiendo removerlos en proceso de lavado de petróleo.

Sedimento y Sólidos Suspendidos.- Causan inestabilidad de operación en las interfaces de las desaladoras, espumeo en la torre atmosférica y corrosión en los equipos y tuberías. Los sedimentos se eliminan en un 90 % y los sólidos entre un 10 a 40% en las desaladoras.

Los cloruros y sulfatos de magnesio, calcio y sodio.- Son los contaminantes más importantes en el petróleo crudo, ya que se hidrolizan con la temperatura formando ácido clorhídrico y ácido sulfhídrico originando altos índices de corrosividad. Lo anterior obliga a un consumo excesivo de reactivos si no se garantiza una remoción eficiente de éstas impurezas.

El desalado es un proceso de tipo electrostático en dos etapas, mismo que consiste en establecer un campo eléctrico a través de la emulsión con el fin de desestabilizar la película de interface, consiguiéndose también provocar coalescencia de las gotas de agua al generar un dipolo inducido en las mismas, aprovechando el dipolo natural de la molécula de agua; dependiendo del contenido de sales en el crudo, se puede realizar en dos formas: desalado utilizando el flujo de agua en serie con 8% en volumen de agua de dilución con respecto al crudo o desalado con alimentación de agua en paralelo a cada etapa del desalado con 10% de agua (5% en cada etapa). Como se mencionó parte del agua de dilución se inyecta en la sección de las bombas de carga .

En la operación en serie, que corresponde a la operación normal, el crudo caliente con agua proveniente de la segunda etapa de desalado y se alimenta a las desaladoras de cada tren, donde se realiza aproximadamente el 95% de la remoción de sales; el crudo efluente se mezcla con agua fresca y pasa a las desaladoras para complementar el desalado.

En la operación en paralelo el crudo se pone en contacto con agua fresca, alimentada en ambas etapas de desalado (Figura2.3).

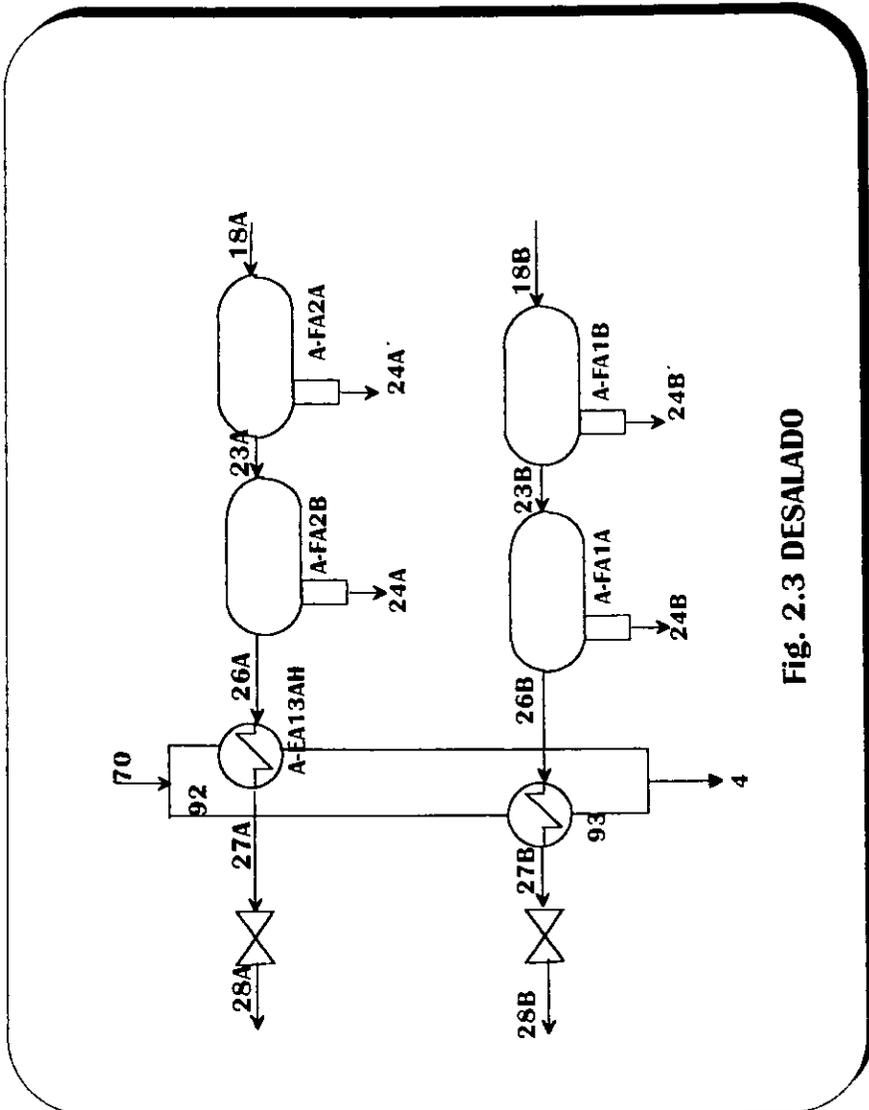


Fig. 2.3 DESALADO

La presión de operación para la primera etapa es mayor a la presión de operación de la segunda etapa, por lo que se hace necesario disponer de las bombas de agua de desalado tanto para la operación en serie como para la operación en paralelo.

Estos últimos equipos usan las corrientes de agua salada, extraídas a control de nivel de las desaladoras, como medio de calentamiento. Finalmente éstas últimas corrientes se enfrían en los enfriadores de agua salada para enviarse a límites de batería.

Despunte y Calentamiento

La operación de las torres de despunte es similar a la que se tiene en un tanque separador gas-líquido, contando con una sección de platos para poder realizar el corte deseado.

El crudo desalado efluente de las desaladoras, recibe una inyección de sosa como agente neutralizante y se alimenta a los intercambiadores Crudo/Residuo con el objeto de alcanzar las condiciones de despunte, aprovechando para ello el calor cedido por las corrientes de residuo atmosférico antes de enviarse a límites de batería.

La alimentación del crudo, a las torres despuntadoras se hace a control de nivel de las mismas por debajo del último plato. La reducción de presión de las corrientes de crudo en las válvulas de los controladores de nivel, ocasiona una vaporización parcial. En éstas torres, constituidas por 6 platos tipo válvula, se separa la fracción vaporizada y se rectifica usando como reflujo una corriente de nafta atmosférica que se admite a control de flujo en cascada con el control de temperatura de los gases efluentes del domo (Figuras 2.4 y 2.5).

Debido a la presencia de agentes corrosivos (H_2S y HCl en presencia de agua), se inyectan inhibidores de corrosión, filmico y neutralizante, así como amoniaco en estado gaseoso a la línea de domos de las torres despuntadoras. Además, con el propósito de disolver los depósitos de sales en los condensadores de las despuntadoras se inyecta agua de proceso intermitentemente a la entrada de éstos.

Los vapores provenientes de las despuntadoras son parcialmente condensados. La mezcla efluente de cada uno de éstos se envía al respectivo tanque acumulador de la torre despuntadora para la separación de las fases líquida y vapor.

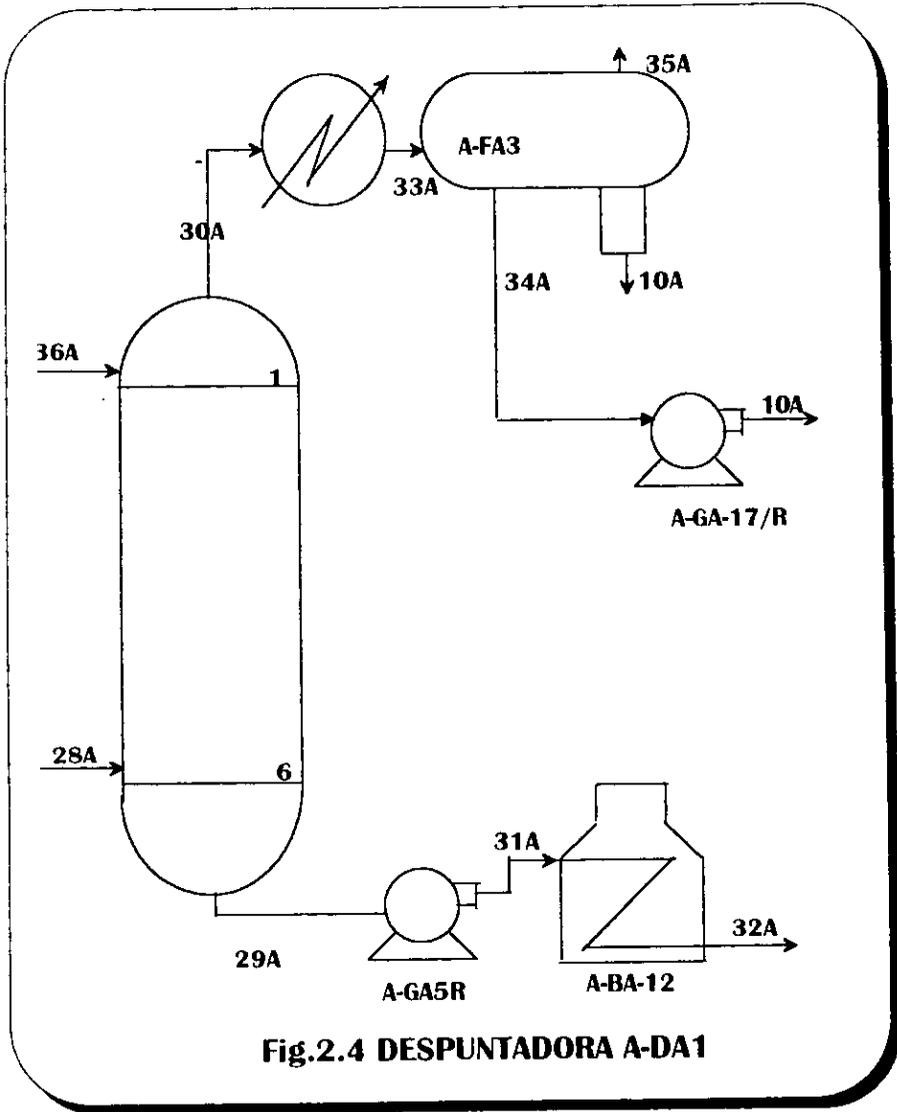


Fig.2.4 DESPUNTADORA A-DA1

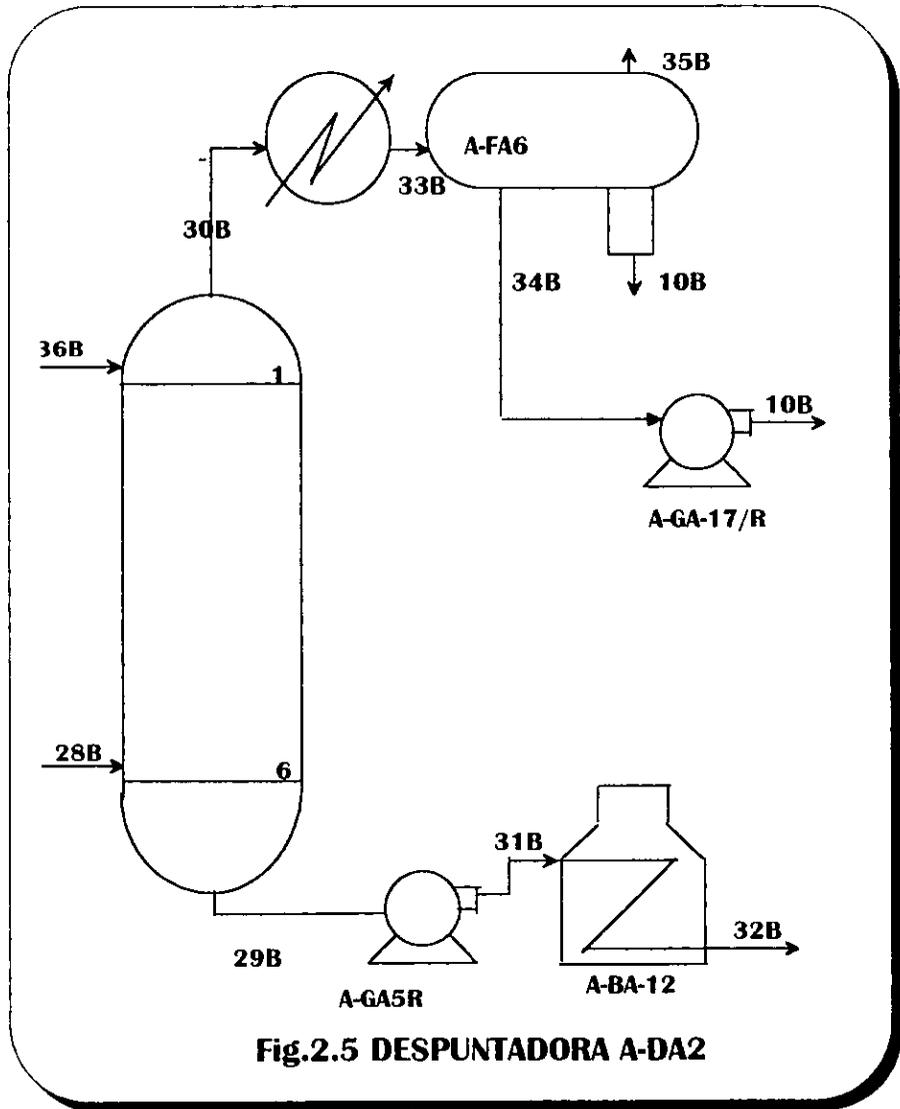


Fig.2.5 DESPUNTADORA A-DA2

El destilado vapor de las torres despuntadoras contiene una pequeña fracción de componentes recuperables, por lo que pasa al tanque de succión del compresor, donde las partículas líquidas arrastradas se separan y envían a desfogue, dejando de ésta forma exclusivamente el vapor que se comprime en el compresor de incondensables y condensa en el condensador de gases del compresor, para posteriormente separar las fases resultantes. La fase líquida se bombea para unirse a la corriente de nafta despuntada, enviándose la mezcla a fraccionamiento. El gas efluente de éste último tanque se envía a control de presión al cabezal de gas combustible.

El agua separada en los acumuladores de la torres despuntadoras fluye hacia el tanque colector de agua amarga.

El crudo despuntado que se obtiene por el fondo se envía por medio de las bombas de crudo despuntado a los calentadores de crudo, donde se calienta hasta obtener la vaporización requerida para ser alimentado a la torre atmosférica.

Los calentadores a fuego directo son usados en la refinería para agregar la energía requerida por una corriente de crudo que se necesita vaporizar o para elevar su temperatura para así alcanzar los requerimientos de una reacción química. El calentador de fuego directo implica un costo significativo ya que usa aceite combustible o gas combustible en su operación. La operación propia y más efectiva de este equipo es importante, de manera que se minimicen los costos de operación.

La línea de crudo conecta la salida del calentador a fuego directo a la torre de destilación. Esta línea entra a la columna en la *zona de flash* y fluye libremente del calentador a la columna.

La sección de convección de los calentadores se aprovecha para sobrecalentar vapor de baja presión, que se envía a control de flujo como vapor de agotamiento a la torre atmosférica y eventualmente a las torres agotadoras.

Destilación Atmosférica y Agotamiento

La zona de flash es el área en la torre de destilación en donde los vapores destilados son capaces de separarse del líquido que aún no ha sido vaporizado.

Las dos corrientes de crudo despuntado provenientes de los calentadores se alimenta a la torre atmosférica, en la zona de vaporización entre los platos 37 y 38. Esta torre consta de 41 platos tipo válvula. Los vapores que suben a través de la torre son condensados por las corrientes frías de reflujo que bajan.

A la torre también se le suministra por el fondo, vapor de agua a baja presión sobrecalentado para contribuir como agente de arrastre de los productos ligeros ya que disminuye la presión parcial de los hidrocarburos.

Los productos muchas veces contienen componentes ligeros de los vapores que entran y salen de los productos de la torre. Las salidas laterales van a los agotadores, a éstos también se alimenta vapor por el fondo. Los agotadores usualmente contienen cuatro platos para promover un contacto entre el crudo y el vapor. Los componentes ligeros contenidos en estas salidas laterales son removidos por el vapor y estos junto con el vapor se vuelven a alimentar a la columna principal (Figura 2.6).

La corriente de domos constituida por nafta y vapor de agua se envía al condensador de la torre atmosférica. El efluente del condensador pasa al acumulador de la torre atmosférica donde se separan agua como fase pesada que se envía al tanque colector de agua amarga y nafta como fase ligera de la cual una parte se refluja a las torres despuntadoras y atmosférica a través de la bomba de reflujo de nafta y la otra parte se envía mediante la bomba de nafta de la torre atmosférica de la planta hidrodesulfuradora de nafta, previo enfriamiento en el enfriador de nafta atmosférica. Esta última corriente puede también ser enviada normalmente a almacenamiento sin tratar o bien mezclarse con la nafta ligera estabilizada para enviarse a tratamiento cáustico y posteriormente a almacenamiento. La condición de temperatura para el tambor de reflujo, está dada también por las condiciones del aire del ambiente. Normalmente el tambor de reflujo en las unidades de crudo se manejan con condensador total y es usualmente enfriado a un punto por debajo de su punto de burbuja.

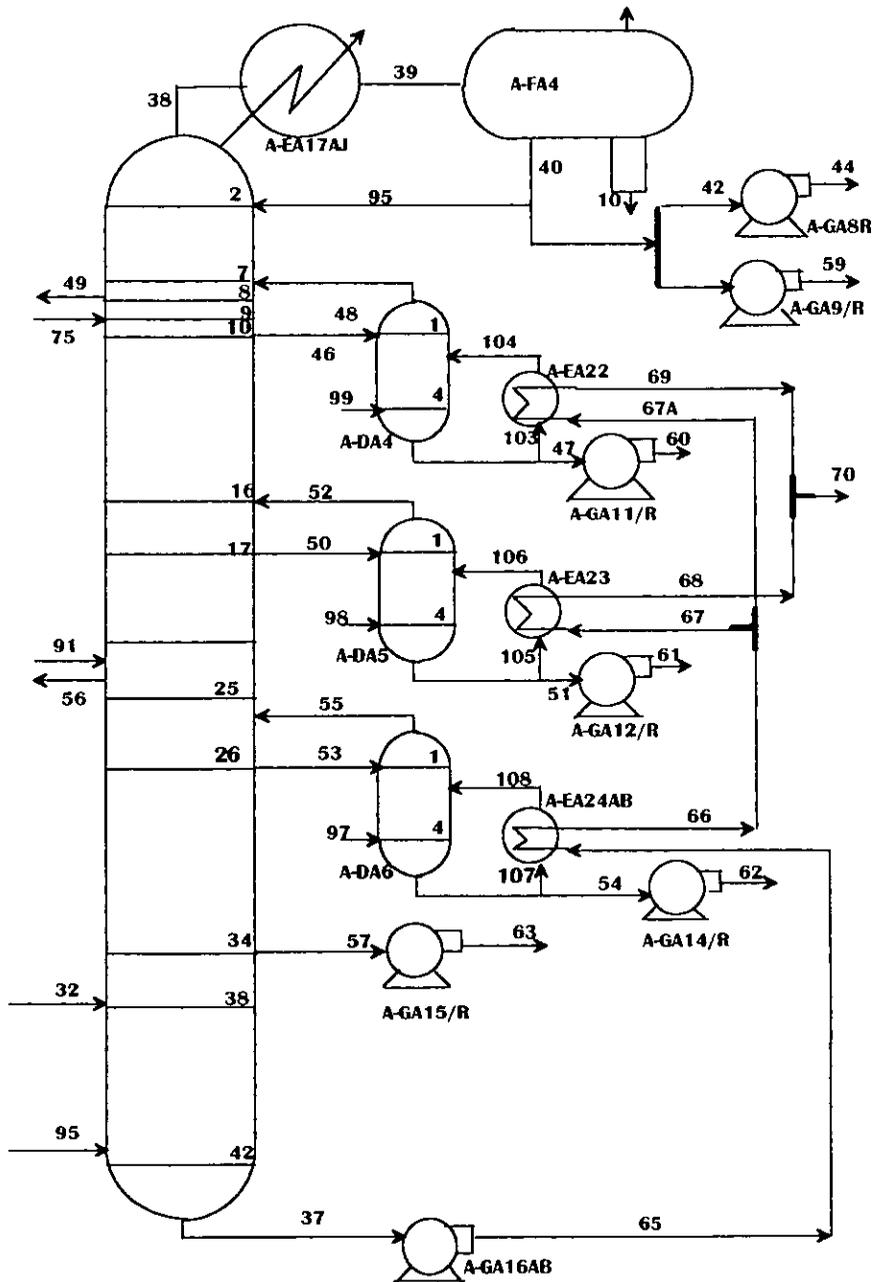


Fig. 2.6 Columna Atmosférica con Agotadores Laterales

Las condiciones de presión y temperatura que existen en el domo de la torre serán el punto de rocío de los productos de domo y su presión parcial con el vapor. La presión total en el domo de la torre será arreglada por la presión del tambor de reflujo.

El reflujo interno a través de la torre es generado por la entrada de calor a través del *overflow* y es removido por las bombas de calor o las corrientes externas de reflujo. Todo el calor para mantener el balance de calor es removido por las corrientes de los productos. Entonces, si el porcentaje en el *overflow* es incrementado debe de haber un incremento comparable en la carga térmica de las bombas de calor. De otra forma el efecto de incrementar el *overflow* sería únicamente cambiar los puntos de corte.

Normalmente el *overflow* está entre el 3 y 5% del volumen del crudo. La bomba de calor es el método para remover éste calor por una corriente externa, sacando una cantidad de líquido de la torre. Este es enfriado y regresado a la torre algunos platos arriba de la salida lateral. Esta área en la torre actúa como un condensador interno y condensa vapores que no son removidos como producto pero son capaces de fluir hacia abajo plato por plato como un reflujo.

Con el objeto de mantener el perfil de temperaturas adecuado en la torre atmosférica, en la sección de extracción de turbosina se cuenta con una recirculación tomada del plato 7 por medio de la bomba de recirculación superior, intercambia calor con el crudo de alimentación en los equipos intercambiadores de Crudo/Recirculación superior del tren de precalentamiento y se retorna al plato 8 de la torre.

La primera extracción lateral se obtiene del plato 9. La turbosina se alimenta al agotador de turbosina. Dicha columna tiene 4 platos tipo válvula.

El calor de agotamiento lo suministra el rehervidor de turbosina, cuyo medio de calentamiento es el residuo atmosférico.

El vapor efluente del agotador de turbosina se retorna al plato 6 de la torre atmosférica, mientras que la corriente de fondos que constituye la turbosina producto se envía por medio de la bomba de turbosina producto a intercambiar calor en los equipos de los trenes de precalentamiento, para complementar su enfriamiento en el enfriador de turbosina y enviarse a límites de batería.

La extracción lateral de kerosina de la torre atmosférica, se realiza en el plato 16 y se alimenta al plato 1 del agotador de kerosina.

El calor para el agotamiento en esta columna de platos tipo válvula, lo suministra el residuo atmosférico en el rehervidor de kerosina .

Por la parte superior del agotador se obtiene una corriente de vapor que se regresa a la torre al plato 15.

Del fondo del agotador se extrae la kerosina , que por medio de la bomba de kerosina se envía a intercambiar calor en los intercambiadores Crudo/Kerosina Producto, completando su enfriamiento posteriormente con aire en el primer enfriador de kerosina y posteriormente con agua en el segundo enfriador de kerosina, para lo último entregarse a control de flujo en límites de batería.

Con el propósito de tener una mejor separación en las sección de diesel de la torre atmosférica, se cuenta con una recirculación en el plato 24, se bombea e intercambia calor enfriándose con el crudo de alimentación en los intercambiadores Crudo/Recirculación Inferior de los trenes de precalentamiento, complementa su enfriamiento con aire en el enfriador de recirculación inferior y regresa a la torre en el plato 24.

La extracción de diesel de la torre atmosférica se lleva a cabo en el plato 25 y se alimenta al agotador de diesel .

El calor necesario para el agotamiento es suministrado por el residuo atmosférico en el rehervidor de diesel.

De ésta última torre de 4 platos tipo válvula se obtiene una corriente de vapor que se retorna al plato 25 de la atmosférica.

La corriente de fondos de la torre de agotamiento de diesel se envía por medio de la bomba de diesel producto a intercambiadores Crudo/Diesel Producto , para después enfriarse con el aire en el primer enfriador de diesel y con agua en el segundo enfriador de diesel y así ser entregado a control de flujo en límites de batería.

El gasóleo pesado que se extrae de la torre atmosférica en su plato 33 se envía al tanque de balance de gasóleo pesado; de ahí se hace pasar a intercambiar calor enfriándose en los intercambiadores Crudo/Gasoleo Pesado Producto para después enfriarse con aire en el primer enfriador de gasóleo y con agua en el segundo enfriador de gasóleo pesado , entregándose a límites de batería a control de flujo. La energía necesaria la proporciona la bomba de gasóleo pesado.

El residuo atmosférico que se obtiene de la torre atmosférica como corriente de fondos, se envía con la bomba de residuo como medio de calentamiento en los rehervidores de las torres agotadoras de diesel, kerosina y turbosina, después se hace pasar por los intercambiadores Crudo/Residuo.

Posteriormente, el residuo atmosférico se envía a la planta de vacío para su fraccionamiento. Parte de ésta corriente puede enviarse directamente a la caja enfriadora de la planta de vacío y de ahí a almacenamiento.

La recolección de las aguas amargas provenientes de los tanques acumuladores de las torres despuntadoras y atmosférica se realiza en el tanque colector de agua amarga.

UNIDAD DE DESTILACIÓN AL VACÍO

El proceso está muy apegado al patrón de la destilación atmosférica. La alimentación fría en éste caso es calentada en intercambiadores de tubo y coraza con los productos calientes y las corrientes de las bombas de calor antes de ser vaporizada en el calentador de la unidad de destilación. Después los vapores destilados son condensados en la torre por transferencia de masa y calor con la corriente de reflujo frío que bajan de la torre. Los productos son sacados de las secciones apropiadas y bombeadas para almacenamiento.

Ni el residuo de vacío del fondo de la torre en éste proceso ni las salidas laterales son separadas con vapor en los agotadores laterales. Este es llamado el proceso de destilación de vacío seco. Las condiciones de vacío son producidas por eyectores de vapor que succionan del domo de la torre.

Tren de Calentamiento

El proceso es idéntico al descrito para la unidad atmosférica. Hay por supuesto viscosidades muy altas encontradas en el tren de intercambio térmico de la unidad de vacío y muchos de los flujos son laminares.

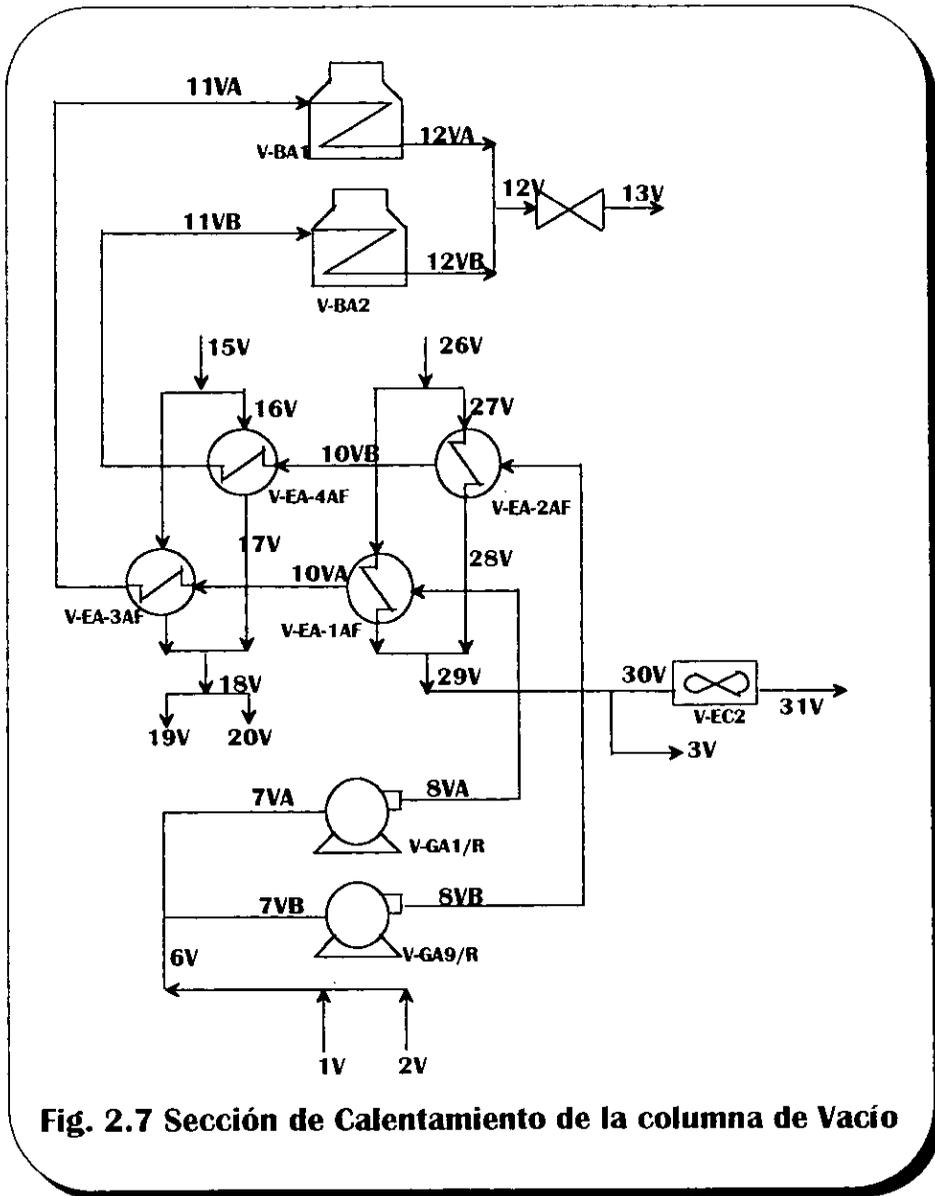


Fig. 2.7 Sección de Calentamiento de la columna de Vacío

Las corrientes de crudo reducido provenientes de la sección de carga son calentadas por el gasóleo pesado, en los intercambiadores de crudo reducido. Posteriormente el crudo reducido intercambia calor con el residuo en los intercambiadores de Crudo Reducido/ Residuo, de aquí es enviado a los hornos de fuego directo donde se lleva a cabo una vaporización parcial del crudo reducido y se eleva su temperatura (Figura 2.7). Para evitar la coquización del crudo reducido en los hornos, se inyecta vapor de media presión a los serpentines del crudo reducido en el punto donde se inicia la vaporización. Después el crudo reducido es enviado hacia la sección de destilación al vacío.

En la sección de convección de los hornos se calienta el vapor que será utilizado como medio de agotamiento en la torre de destilación al vacío.

Destilación al Vacío

Los requerimientos para el fraccionamiento no son tan estrictos en la unidad de vacío como en el caso de la unidad atmosférica. Sin embargo, son requeridas corrientes de lavado adecuadas en las torres de vacío para proteger los destilados que se volverán alimentación a las unidades de la desintegración para separar componentes indeseables como algunos metales.

La destilación al vacío se lleva a cabo en la torre de platos que es del tipo húmeda y la cual consta de cinco secciones:

Sección I de condensación de gasóleo ligero, platos 1 al 4.

Sección II de lavado superior, platos 5 y 6.

Sección III de condensación de gasóleo pesado, platos 7 al 10.

Sección IV de lavado inferior, platos 11 y 12.

Sección V de agotamiento, platos 13 al 16.

El vapor de agua es alimentado por debajo del plato inferior de la sección V, mediante la sección de eyectores es mantenida la presión en la parte superior de la torre.

El crudo reducido proveniente de los hornos a fuego directo se alimenta a la zona de vaporización (Figura 2.8).

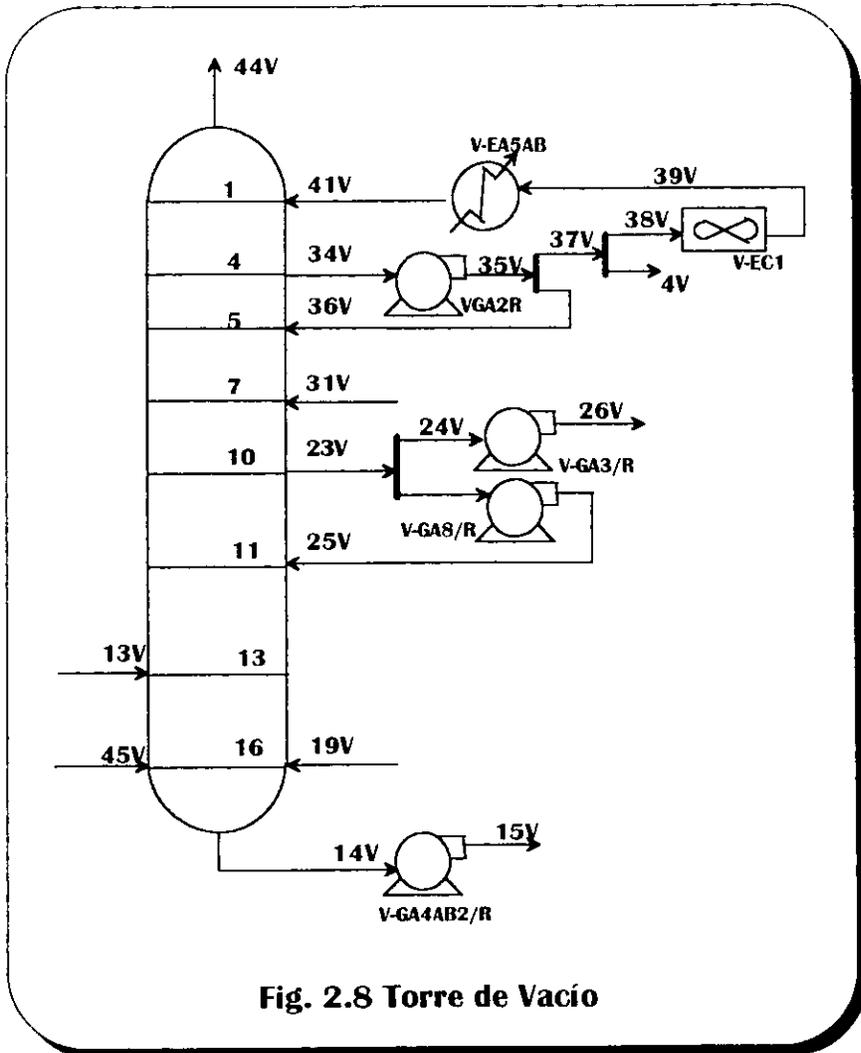


Fig. 2.8 Torre de Vacío

Circuito de Residuo

El residuo, después de haber sido agotado por el vapor de agua en la sección V, sale por la parte inferior de la torre y es bombeado mediante las bombas de fondos de torre de vacío, hacia la sección de calentamiento, donde se bifurca para intercambiar calor con el crudo reducido en los intercambiadores de Crudo Reducido/Residuo, enfriándose y al salir de estos intercambiadores las dos corrientes se unen y de esta corriente resultante una parte se recircula a la sección inferior de la torre de vacío con el objeto de enfriar el residuo proveniente de la sección V, el residuo restante se mezcla con diluyente proveniente de límites de batería y se manda a la caja enfriadora donde se baja su temperatura para ser enviado finalmente como combustóleo a almacenamiento.

Circuito de Gasoleo pesado

De la sección de extracción de gasóleo pesado, localizada en la parte inferior de la sección III, se extrae totalmente el gasóleo pesado y es enviado al tanque de gasóleo pesado de donde sale una corriente para dividirse en dos partes una es enviada a la torre de vacío para lavado de la sección IV mediante la bomba de reflujo de gasóleo pesado y la otra se envía a la sección de calentamiento otra bomba de gasóleo pesado dividiéndose en dos corrientes paralelas las cuales son enfriadas por el crudo reducido en los intercambiadores de crudo reducido, al salir de estos dos equipos las dos corrientes se vuelven a unir, de ésta corriente única, una parte se enfría en el enfriador de reflujo gasóleo pesado y posteriormente se envía a la torre como reflujo en la parte superior de la sección III; la otra parte del gasóleo pesado es enviada como alimentación a la planta catalítica.

Circuito de Gasoleo Ligero

El gasóleo ligero es extraído totalmente de la sección de extracción de gasóleo ligero localizada en la parte inferior de la sección I y se bombea por medio de una bomba de gasóleo ligero para después dividirse en tres corrientes; la primera se envía a la torre para lavado de la sección II, la segunda se enfría en el primer enfriador de gasóleo ligero y posteriormente en el enfriador de

reflujo de gasóleo ligero para enviarse como reflujo a la torre de vacío en la parte superior de la sección I, la tercera corriente de gasóleo ligero es enviada como producto a la planta catalítica.

Domos de la Torre de Vacío

Por el domo de la torre se extraen mediante dos trenes de eyectores dos corrientes de destilado vapor, formadas por vapor de agua, hidrocarburos ligeros y aire a las cuales se les inyecta inhibidor filmico y amoniaco para prevenir la corrosión.

Esta sección consta de dos trenes de eyectores operando en paralelo, cada tren está formado por tres etapas, dos intercondensadores y un postcondensador. En éstos cambiadores se condensan los hidrocarburos ligeros, el vapor de agua proveniente de la torre y el vapor motriz de los eyectores, éste condensado es enviado desde cada condensador hacia el tanque de sello en donde se separan los hidrocarburos y el agua. Los hidrocarburos son enviados al drenaje aceitoso a la sección de tratamiento de aguas amargas. Los gases y vapores que no se condensan en el postcondensador de cada tren de eyectores son enviados al tanque de incondensables, en el cual se separa el líquido que puedan arrastrar para ser enviado al tanque de sello, mientras los incondensables son enviados hacia los quemadores de los hornos.

3

Simulación del Proceso

HYSIM es un simulador de procesos diseñado para refinación de petróleo, procesos de gas, industrias químicas, petroquímicas e industrias de combustibles sintéticos. HYSIM utiliza la información que se le provee y la usa para generar más información automáticamente, no es necesario indicar cuando una operación ha de ser llevada a cabo.

HYSIM fue construido en módulos que cubren toda la industria de procesos químicos, incluyendo separadores, intercambiadores de calor, compresores, bombas, válvulas, mezcladores, diferentes modelos de reactores y diferentes columnas. No existe un límite en el número de componentes, corrientes de procesos, operaciones unitarias o platos. También ofrece una amplia variedad de métodos de propiedades, incluyendo ecuaciones de estado, correlaciones semi empíricas y modelos de actividad.

HYSIM tiene una estructura que permite ingresar la información en el orden que mejor le parezca al usuario.

Para iniciar una simulación HYSIM requiere la siguiente información:

- ♦ Paquete de propiedades
- ♦ Componentes
- ♦ Caracterización del Petróleo
- ♦ Operaciones Unitarias

PAQUETE DE PROPIEDADES

Estos paquetes proveen un acceso rápido y fácil a las predicciones de las propiedades termodinámicas, así como a las predicciones de las propiedades físicas y de transporte, para hidrocarburos, no hidrocarburos, fluidos químicos y petroquímicos.

Los paquetes de propiedades de los que dispone HYSIM permiten predecir propiedades de mezclas desde sistemas de hidrocarburos ligeros bien definidos hasta mezclas complejas de crudo y sistemas químicos altamente no ideales. HYSIM provee ecuaciones de estado para tratamiento riguroso de sistemas de hidrocarburos; modelos semi-empíricos y de vapor de presión para sistemas de hidrocarburos pesados; correlaciones de vapor para una apropiada predicción de las propiedades del vapor; y modelos de coeficiente de actividad para sistemas químicos.

HYSIM contiene los paquetes de propiedades que a continuación se mencionan:

- Peng Robinson
- Soave Redlich Kwong
- Chao Seader
- Grayson Streed
- Modelos de Actividad
- Presión de vapor
- Aminas
- Opciones PR
- Opciones SRK
- Vapor
- Definidas por el usuario

Para aplicaciones a crudo, gas y petroquímicos el paquete recomendado es el de Peng-Robinson, así que ésta es la ecuación de estado que fue utilizada. Esta ecuación es aplicable a una gran variedad de sistemas en un rango muy amplio de condiciones. Rigurosamente resuelve cualquier sistema simple, de dos o tres fases con un alto grado de eficiencia y exactitud, y es aplicado a un amplio rango de condiciones. La ecuación de estado de Peng Robinson soporta un gran rango de condiciones de operación para una gran variedad de sistemas.

COMPONENTES

Aquí se definen los componentes que se requieren para las composiciones de las corrientes. En esta etapa no se da todavía ninguna composición de alguna de las corrientes. HYSIM cuenta con una librería bastante amplia en la que se encuentran los componentes con los que se llevará a cabo la simulación, tabla 3.1.

Tabla 3.1 Componentes
Metano
Etano
Propano
i-Butano
n-Butano
i-Pentano
n-Pentano
H ₂ S

CARACTERIZACIÓN DEL PETRÓLEO

El método de caracterización de petróleo de HYSIM convierte los ensayos de laboratorio de condensados, crudos, cortes de petróleo en una serie de componentes hipotéticos. Estos pseudo componentes proveerán la base para las predicciones termodinámicas del paquete de propiedades para el modelado del fluido.

HYSIM creará una amplia gama de propiedades físicas y químicas para los pseudo componentes del petróleo con una mínima cantidad de información.

Ya que se trata de una mezcla de 42% crudo Maya y 58% Istmo, la información especificada fué la que a continuación se proporciona (tablas 3.2 a la 3.5).

Tabla 3.2 Destilación Hempel

	Istmo °C	Maya °C
TIE	40	44
10%	122	138
20%	169	195
30%	225	258
40%	279	285
50%	-	-
TFE	320	320
Recuperado. % Vol.	51	45.3

Tabla 3.3 Propiedades del Crudo

	Maya	Istmo
Densidad (API)	19.71	33.24
Factor K de Watson	11.55	12.0

Tabla 3.4 Composición de los productos Ligeros

COMPONENTES	Istmo % mol	Maya % mol
Metano	94.48	94.94
Etano	1.75	1.69
Propano	2.46	2.21
i-Butano	0.60	0.53
n-Butano	0.36	0.2
i-Pentano	0.15	0.18
n-Pentano	0.06	0.13
Agua	0.0	0.0
H ₂ S	0.14	0.12

Producto	Temperatura (°C)
Nafta ligera Primaria	190
Kerosina Ligera Primaria	250
Kerosina Ligera Primaria	300
Gasóleo Ligero Primario	380
Gasóleo Pesado Primario	415
Gasóleo Ligero de Vacío	445
Gasóleo Pesado de Vacío	538

Se declararon como dos crudos diferentes para después mezclarlos en el diagrama como dos corrientes de proceso.

OPERACIONES UNITARIAS

HYSIM tiene un gran número de operaciones unitarias en su librería las cuales pueden ser utilizadas para generar un diagrama de proceso y así poder representar cualquier configuración de proceso encontrada en la industria de refinación, gas, petroquímica y química.

La operación de cada unidad está determinada por su función termodinámica, la energía y la materia intercambiada y sus parámetros internos (eficiencia adiabática, coeficientes de transferencia, caída de presión ,etc.). Las condiciones de las corrientes son tratadas independientemente de las operaciones unitarias y son especificadas fuera del módulo de las unidades. Esto permite modificar las condiciones de las corrientes en el diagrama de proceso. Además las secciones del diagrama de proceso que sean afectadas por el cambio son recalculadas automáticamente. Las operaciones unitarias utilizadas en la simulación se presentan en la tabla 3.6.

Tabla 3.6 Operaciones Unitarias

Mezcladores
Intercambiadores de Calor
Enfriadores
Válvulas
Columnas
Operaciones de Reciclado
Tanques de separación de dos fases
Tee
Tanques de separación de tres fases
Compresor
Bombas

HYSYS

Hysys al igual que Hysim es un simulador de procesos el cual permite acceder a un amplio rango de tecnologías dentro de un sólo ambiente de modelado. Dentro del ambiente integrado, se accesa al diseño conceptual y permite realizar simulaciones en régimen permanente y dinámico.

Hysys permite la integración de operaciones unitarias únicas, expresiones de reacciones cinéticas y paquetes de propiedades especializados. Así mismo, permite la selección de métodos de propiedades y parámetros de interacción para una mejor descripción de los sistemas. Hace predicciones precisas de equilibrio de fases y propiedades termo-físicas. Integra diferentes bases de datos, facilita la importación de datos experimentales de planta, permite regresión de datos y optimización. Las librerías de los parámetros de interacción de los usuarios pueden ser salvados para ser usados en otras aplicaciones de Hysys.

El modelado en régimen permanente y las técnicas de optimización permiten construir diseños alternativos mediante la examinación de diferentes configuraciones de procesos que permiten especificar correctamente un equipo de proceso para asegurar un producto con las especificaciones deseadas a una producción dada, y todos los posibles escenarios de procesos pueden ser evaluados y optimizados para minimizar gastos de capital. El modelado dinámico provee capacidades para valorar la operabilidad y el control de cierto proceso. Las deficiencias de

operación pueden ser examinadas y probadas para su viabilidad, puede llevarse a cabo diseños de procesos alternativos, así como cambiar las condiciones de operación y estrategias de control.

Se puede construir cualquier tipo de combinación de columnas, agotadores laterales, bombas de calor e intercambiadores. En modo dinámico, la columna puede ser controlada y analizada para su operación dinámica durante diferentes condiciones de operación.

Hysys despliega multipáginas utilizando diferentes niveles de información a detalle. La naturaleza intuitiva, interactiva e integrada de Hysys provee un sistema de simulación el cual cumplirá con todo el proceso de simulación y aplicaciones de tiempo real.

4

Análisis de Resultados

Los resultados presentados en éste capítulo son los obtenido mediante la comparación de todas las simulaciones realizadas.

Tipo de Destilación	Ecuación de Estado	Simulador
Máxima Producción de Diesel (MPD)	Peng- Robinson/ Soave-Redlich-Kwong	HYSIM
Máxima Producción de Diesel (MPD)	Peng- Robinson/Soave-Redlich-Kwong	HYSYS
Máxima Producción de Gasolina (MPG)	Peng- Robinson/Soave-Redlich-Kwong	HYSIM
Máxima Producción de Gasolina (MPG)	Peng- Robinson/Soave-Redlich-Kwong	HYSYS

Tabla 4.1 Simulaciones Realizadas

En las tablas y gráficas que se muestran se hace una comparación de los diferentes flujos y temperaturas de corte de productos, temperatura y flujos de liquido y vapor a lo largo de las columnas, ecuaciones de estado y simuladores. En caso de disponer con los datos de diseño,

también se hace una comparación de estos con los resultados de la simulaciones. Las columnas consideradas para el análisis son la atmosférica y la de vacío, así como sus respectivos productos.

El punto central en la simulación es la obtención de las características de productos por lo que las variables más importantes fueron los flujos y las temperaturas de corte de los productos.

Los flujos de los productos en las torres de máxima producción de gasolina y máxima producción de diesel no se alteran por el uso de las ecuaciones de estado o los simuladores manejados, por lo que sólo los flujos de los productos representan la diferencia entre los dos tipos de producciones. La comparación se lleva a cabo con los datos de diseño y los valores obtenidos en las simulaciones para ambas producciones (Tabla 4.3).

Producto	Máxima Producción de Diesel barriles/día		Máxima Producción de Gasolina barriles/día	
	Diseño	Simulación	Diseño	Simulación
Gasolina	18677.5	18677.5	26207.60	26207.60
Turbosina	57196.7	57196.7	51279.20	51279.20
Kerosina	30084.7	30084.7	77205.00	77205.00
Diesel	88272.0	88272.0	59407.20	59407.20
Gasóleo	7302.6	7302.6	7639.60	7639.60
Gasóleo ligero de vacío	105412.0	88000.01	105412.0	88000.01
Gasóleo pesado de vacío	60920.6	60920.6	60920.6	60920.6

Tabla 4.3 Flujos de Productos en la Planta Combinada No. 2

En el caso de los productos de la torre de vacío se hace la referencia a las torres de máxima producción de diesel y gasolina ya que el residuo proveniente de éstas será la alimentación a la torre de vacío.

Tanto en la sección atmosférica como en la de vacío se fijaron los flujos de los productos. En el caso de los productos de vacío no se llegó a la especificación de los datos de diseño. A la misma condición de operación dada por el diseño pero con este crudo, el flujo del gasóleo ligero de vacío es menor con un déficit de aproximadamente 20,000 barriles/día lo que representa una

diferencia del 16.51% con respecto a los flujos dados por el diseño, en este producto se observa el efecto de utilizar un crudo más pesado.

La influencia del uso de esta mezcla de crudo se ve reflejada en las temperaturas de corte de los productos. Los resultados obtenidos a partir de las simulaciones en el simulador de procesos Hysim son los que a continuación se presentan (Tabla 4.4).

Producto	Diseño °F	Máxima producción de diesel °F		Máxima producción de gasolina °F	
		Peng-Robinson	Soave-Redlich-Kwong	Peng-Robinson	Soave-Redlich-Kwong
Gasolina	229-386	366.5	366.2	371.4	369.7
Turbosina	355-454	466.9	466.7	463.5	461.4
Kerosina	468-572	509.1	509.0	508.4	507.8
Diesel	570-698	715.9	713.7	657.8	657.6
Gasóleo	680-842	838.2	835.9	763.5	762.9
Gasóleo ligero de vacío	937.25	750.3	749.7	755.4	756.1
Gasóleo pesado de vacío	1083.65	847.2	846.5	840.9	840.6

**Tabla 4.4 Temperatura final de ebullición (ASTM-D86)
Resultados de las simulaciones en Hysim**

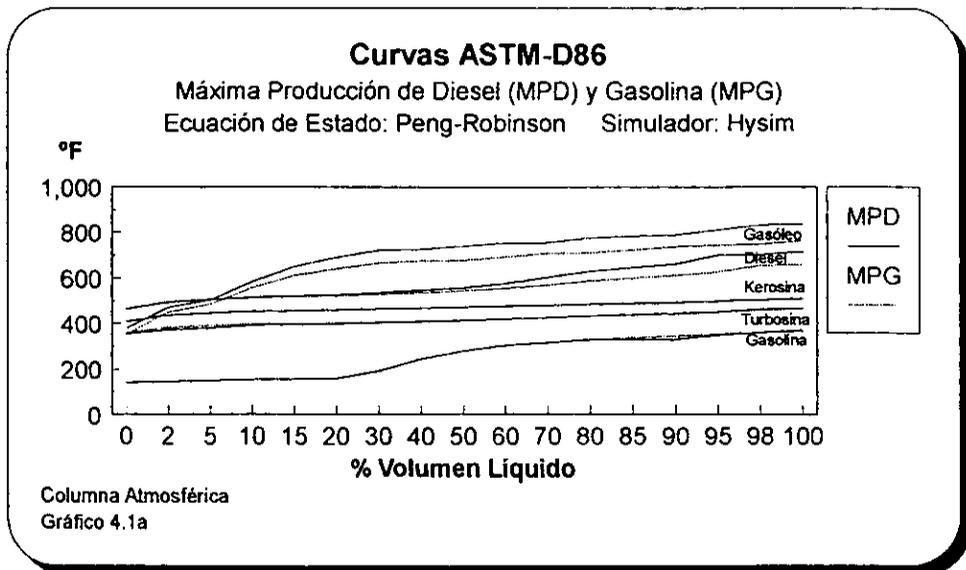
Al comparar los resultados obtenidos de las diferentes simulaciones en Hysim con los datos de diseño se observa que los productos de la columna atmosférica están dentro del rango establecido por el diseño y en caso de sobrepasarlo la diferencia no es mayor al 3%, sin embargo los resultados obtenidos en los productos de la columna de vacío llegan a tener hasta un 22.42% de divergencia con respecto a los datos de diseño en el caso del gasóleo pesado de vacío en la simulación de máxima producción de gasolina con la ecuación de Soave-Redlich-Kwong.

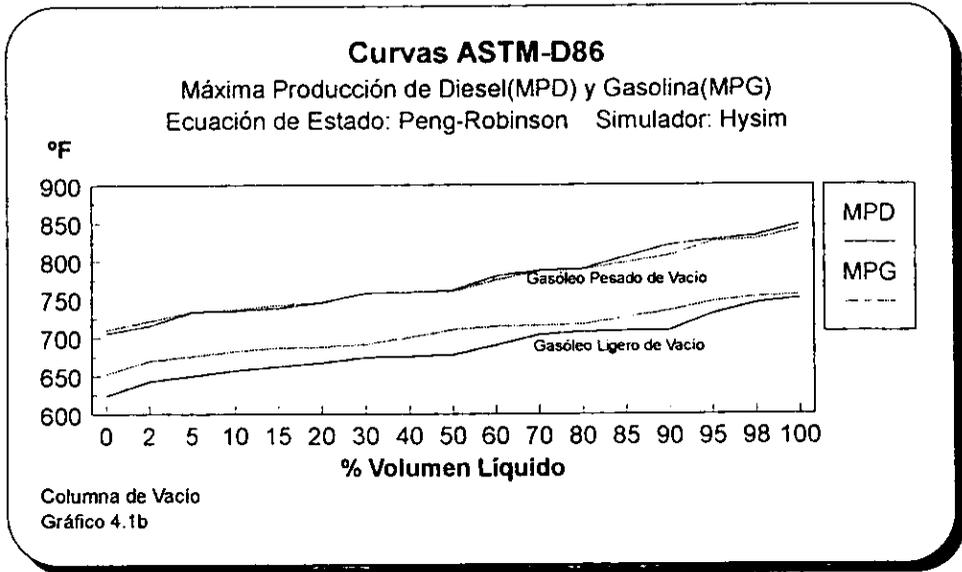
Al analizar los resultados de las simulaciones en base a las ecuaciones de estado observamos que para una misma producción la diferencia entre el uso de Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong no es mayor al 0.45%.

Como se puede observar en la tabla 4.4, la mayor diferencia en los resultados se presenta al comparar las simulaciones de dos producciones distintas con una misma ecuación de estado, es decir, al simular máxima producción de diesel y máxima producción de gasolina, en donde

encontramos que las temperaturas finales de ebullición divergen hasta en un 9.78% en el gasóleo al compara las simulaciones en Hysim de las dos producciones con la ecuación de estado de Peng-Robinson en ambos casos.

Aunque el mayor error lo encontramos al comparar los resultados de las simulaciones con los datos del diseño, no se dispone de la información completa de la curva ASTM-D86 para el caso de diseño, por lo que en las gráficas 4.1a y 4.1b se presentan las curvas ASTM-D86 resultado de la comparación de las simulaciones con ambas producciones.





Por otra parte los resultados de las diferentes simulaciones llevadas a cabo en el simulador de procesos Hysys son los que se presentan en la tabla 4.5.

Producto	Diseño °F	Máxima producción de diesel °F		Máxima producción de gasolina °F	
		Peng-Robinson	Soave-Redlich-Kwong	Peng-Robinson	Soave-Redlich-Kwong
Gasolina	229-386	366.52	366.21	371.41	369.74
Turbosina	355-454	466.86	466.74	463.53	461.43
Kerosina	468-572	502.78	502.68	502.18	501.58
Diesel	570-698	674.75	673.2	632.01	631.85
Gasóleo	680-842	757.72	754.69	723.44	723.11
Gasóleo ligero de vacío	937.25	696.69	697.19	700.73	701.17
Gasóleo pesado de vacío	1083.65	750.93	751.43	748.68	748.54

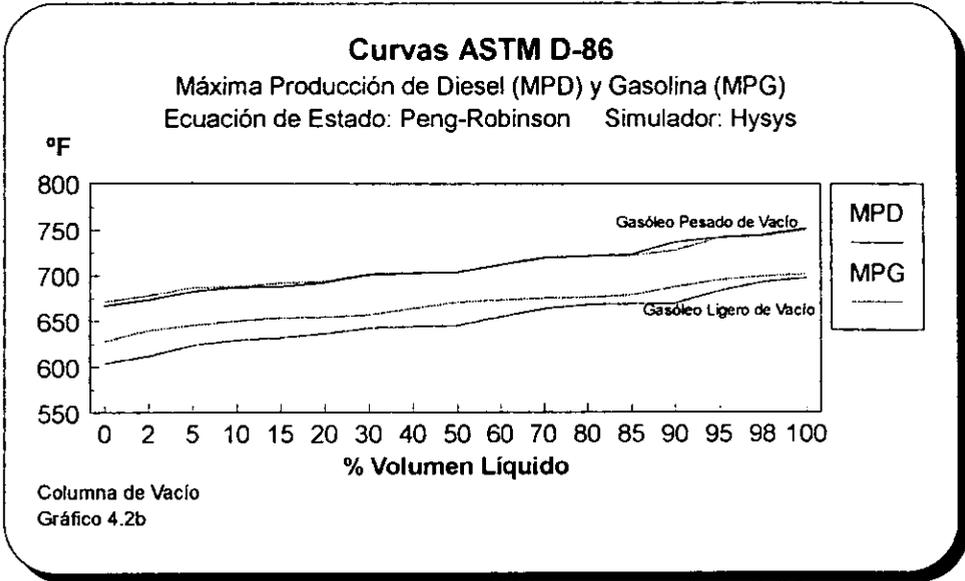
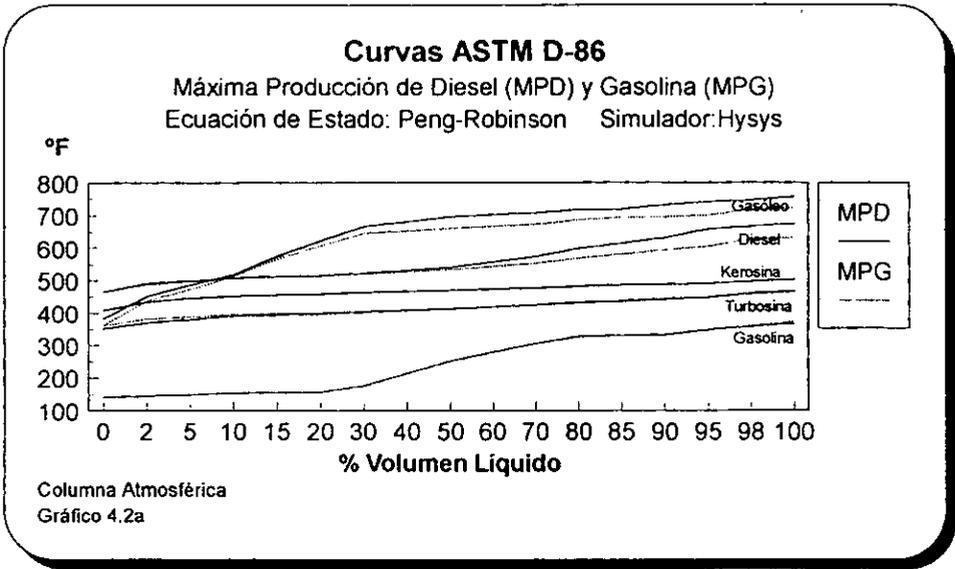
**Tabla 4.5 Temperatura final de ebullición (ASTM-D86)
Resultados de las simulaciones en Hysys**

El comportamiento en Hysys es muy parecido al de Hysim. Al comparar los resultados obtenidos de las diferentes simulaciones en Hysys con los datos de diseño se observa que los productos de la columna atmosférica están dentro del rango establecido por el diseño y en caso de sobrepasarlo la diferencia no es mayor al 3%, sin embargo los resultados obtenidos en los productos de la columna de vacío llegan a tener hasta un 30% de divergencia con respecto a los datos de diseño en el caso del gasóleo pesado de vacío en la simulación de máxima producción de gasolina con la ecuación de Soave-Redlich-Kwong.

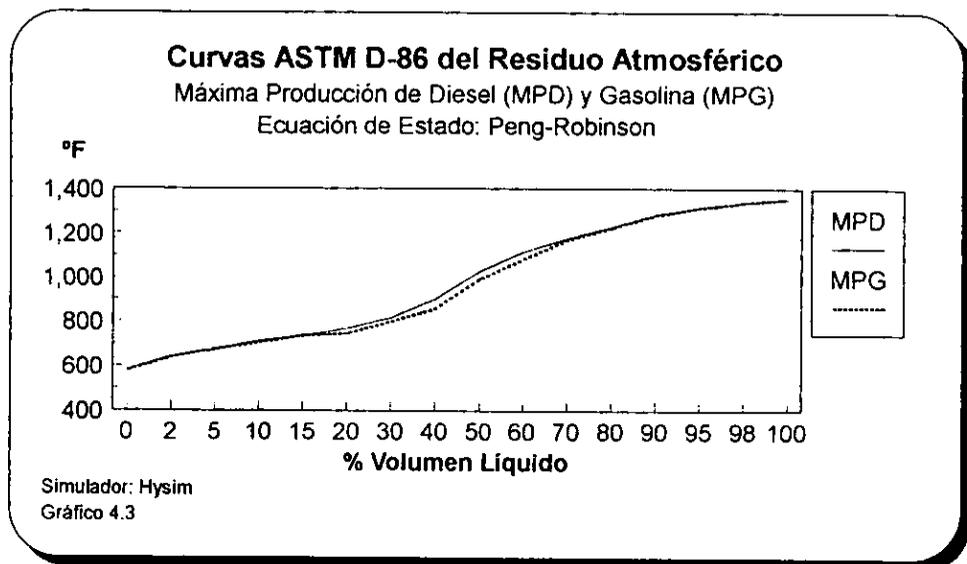
Al analizar los resultados de las simulaciones en base a las ecuaciones de estado observamos que para una misma producción la diferencia entre el uso de Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong no es mayor al 0.45%.

Como se puede observar en la tabla 4.5, la mayor diferencia en los resultados se presenta al comparar las simulaciones de dos producciones distintas con una misma ecuación de estado, es decir, al simular máxima producción de diesel y máxima producción de gasolina, en donde encontramos que las temperaturas finales de ebullición divergen hasta en un 6.54% en el gasóleo al comparar las simulaciones en Hysys de las dos producciones con la ecuación de estado de Peng-Robinson en ambos casos.

Aunque el mayor error lo encontramos al comparar los resultados de las simulaciones con los datos del diseño, no se dispone de la información completa de la curva ASTM-D86 para el caso de diseño, por lo que en las gráficas 4.2a y 4.2b se presentan las curvas ASTM-D86 resultado de la comparación de las simulaciones en Hysys con ambas producciones.



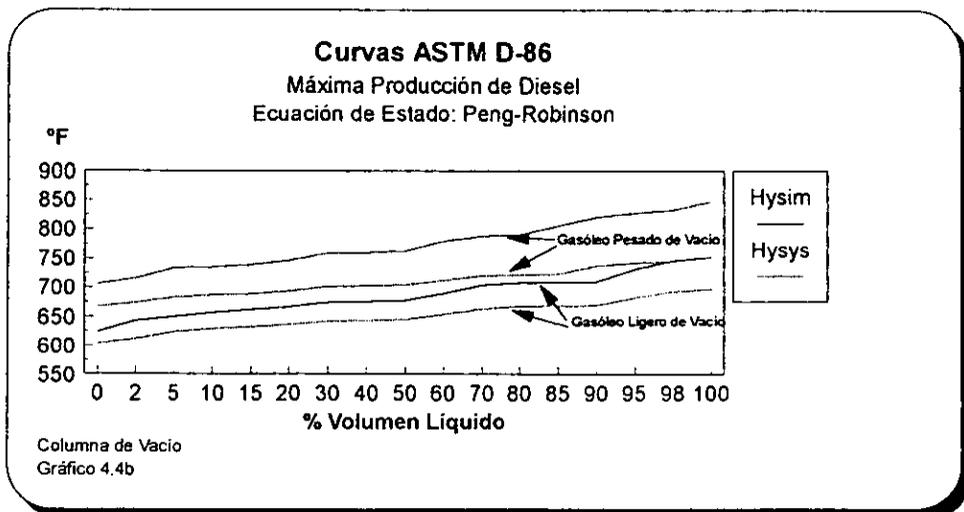
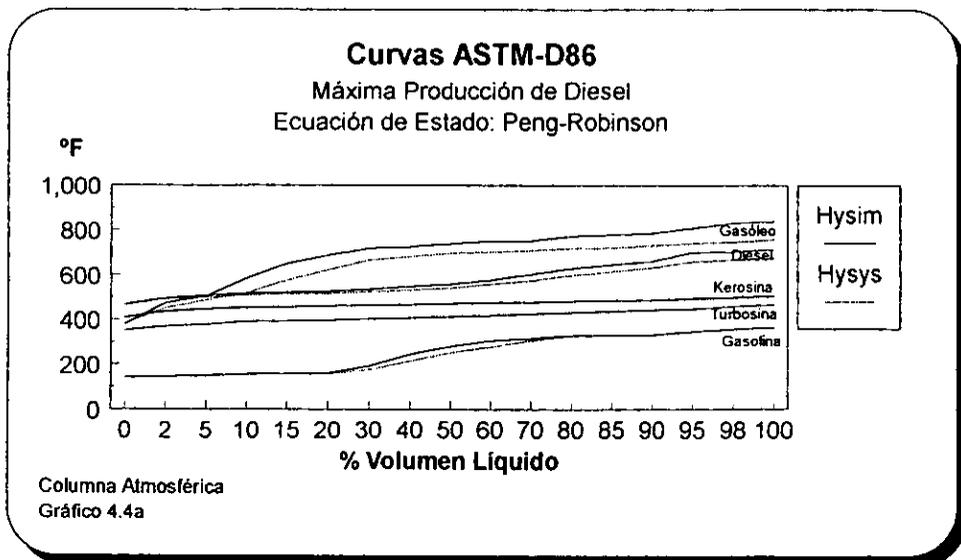
El hecho de tener producciones diferentes en las columnas atmosféricas modifica ligeramente las condiciones del residuo atmosférico.



El manejar dos simuladores diferentes también implica un cambio en los resultados, mediante el análisis hecho a las temperaturas finales de ebullición en los simuladores de proceso Hysim y Hysys encontramos que:

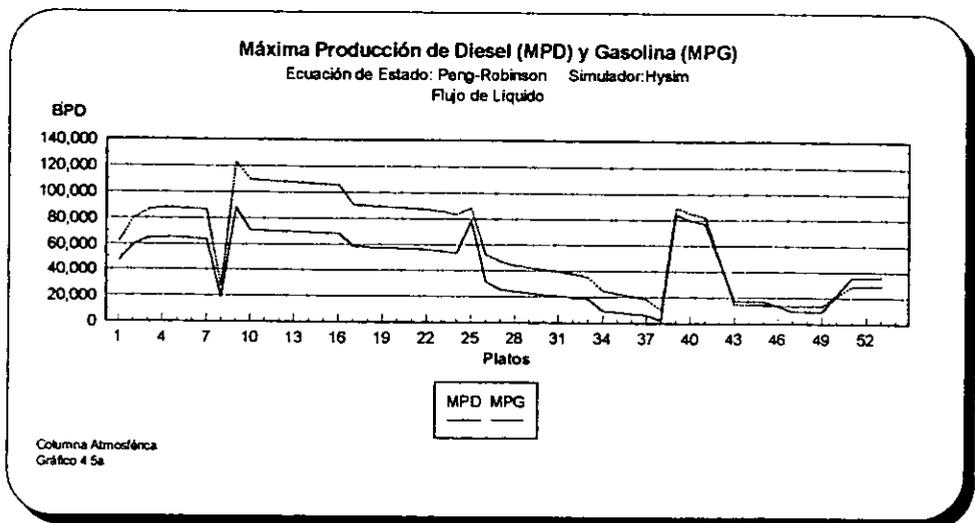
- La diferencia máxima en los resultados de las simulaciones llevadas a cabo en Hysim con respecto a los datos del diseño es del 22.42% mientras que la misma comparación pero en Hysys es del 30%.
- Las diferencias entre las ecuaciones de estado para una misma producción es del 0.45% para ambos simuladores.
- La comparación de los resultados de la simulación en Hysim para dos producciones distintas con la misma ecuación de estado presenta una diferencia de 9.78% y en Hysys la misma comparación nos lleva a un 6.54%.

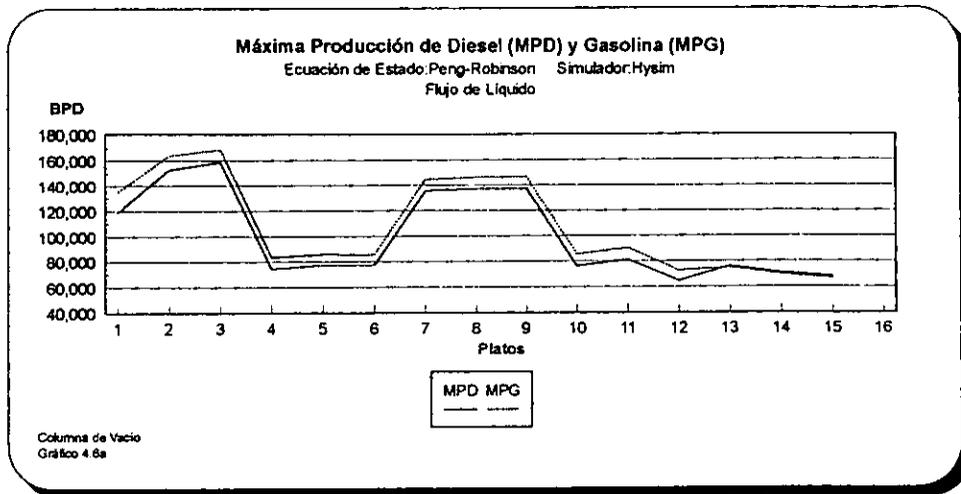
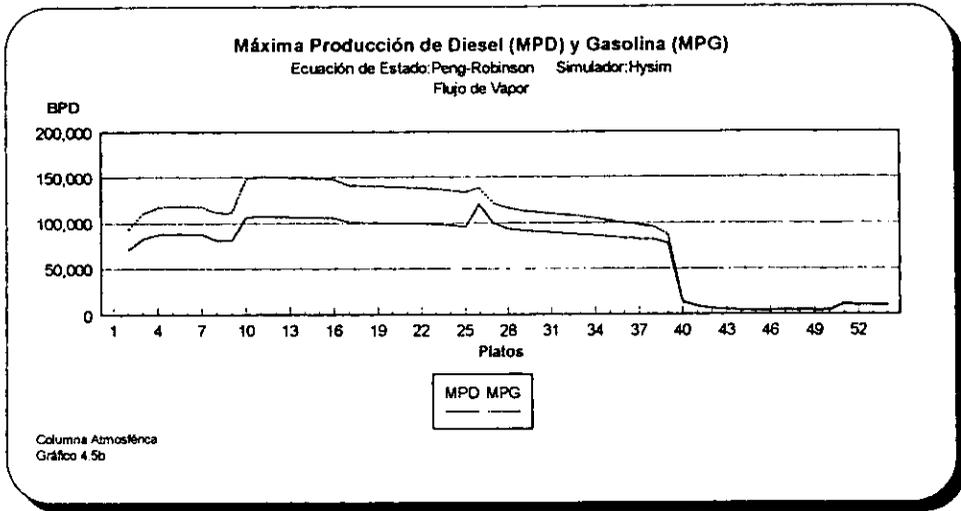
De esta forma observamos que el uso de un simulador u otro no presenta diferencias importantes ya que ambos usan la misma estructura de cálculo, teniendo Hysys la ventaja de poder llevar a cabo simulaciones a régimen dinámico y/o llevar a cabo optimizaciones.

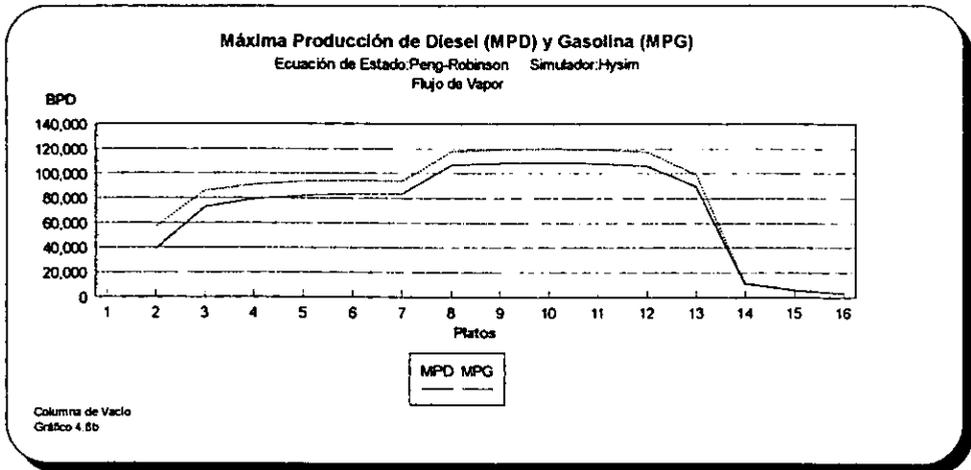


Los flujos internos de cada plato, tanto de líquido como de vapor son un parámetro importante ya que determinará la estructura física de la columna. No se dispone de la información de diseño para los flujos internos por lo que al llevar a cabo las diferentes simulaciones, se encuentra que:

- No hay variación en los flujos internos de líquido y vapor en las diferentes columnas por hacer uso del simulador de procesos Hysim o Hysys.
- Los flujos internos de líquido y vapor varían ligeramente al hacer el cambio de ecuación de estado para una misma producción.
- Sólo en las simulaciones con dos diferentes producciones utilizando una misma ecuación de estado los resultados presentan diferencias apreciables, como se muestra de las gráficas 4.5a a la 4.6b.

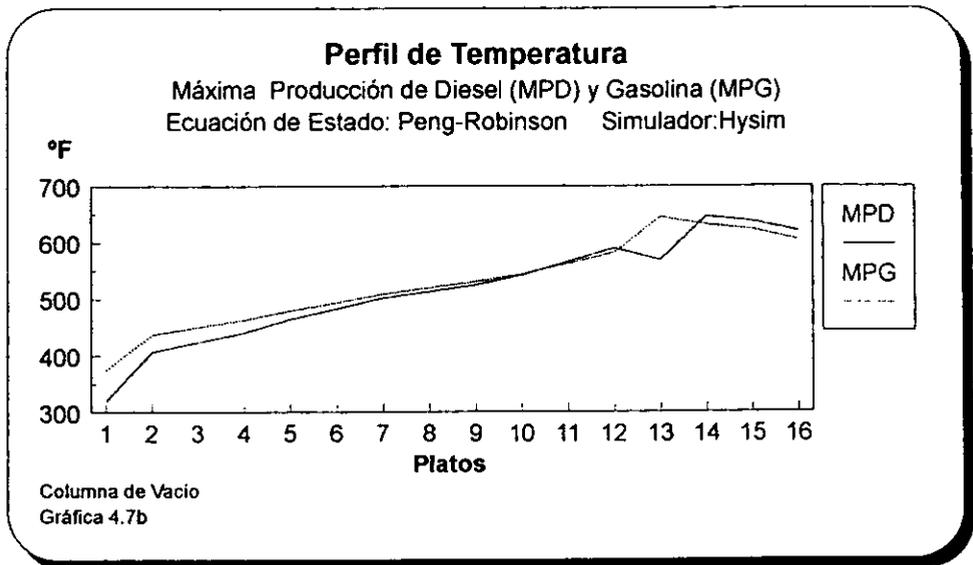
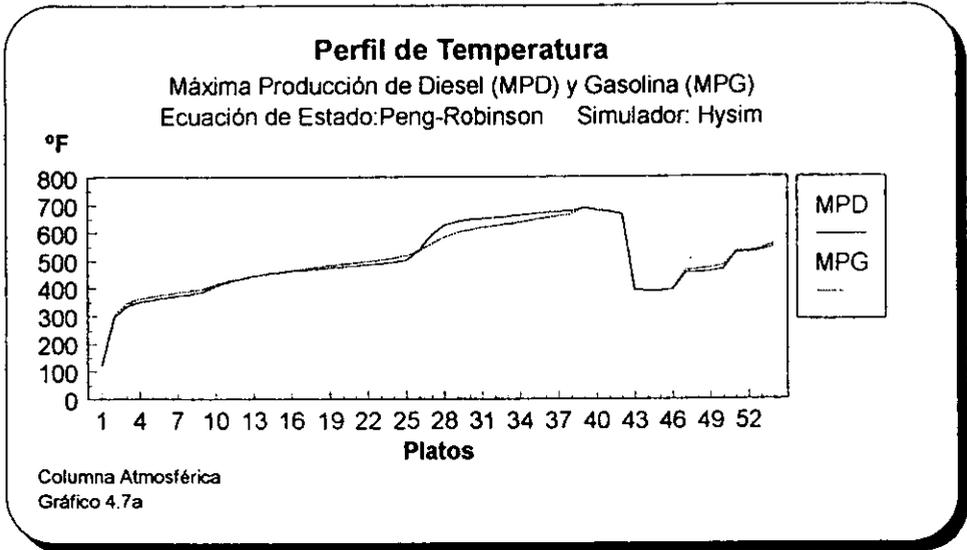






La temperatura a lo largo de la torre va directamente ligada a las características de los productos y a la operación de esta. Se realizan las comparaciones entre las distintas simulaciones, en este caso tampoco se dispone de la información de diseño de la temperatura a lo largo de la torre. Al igual que en los flujos de líquido y vapor a lo largo de la columna se encuentra que la temperatura es idéntica en ambos simuladores y que varía ligeramente al hacer el cambio de ecuación de estado pero los resultados en donde se encuentran diferencias importantes son nuevamente en las simulaciones con dos diferentes producciones.

En la gráfica 4.7a se consideran los platos de la torre atmosférica y los platos de los agotadores laterales.



Por otra parte el cambio en la ecuación de estado sólo da diferencias en las simulaciones de hasta un 0.45 % en la temperatura final de ebullición del gasóleo pesado de vacío. Aparentemente la diferencia entre las ecuaciones de estado no es lo suficientemente grande como para poder apreciarse a simple vista en las características de los productos por lo que se recurre a seguir uno de los componentes del crudo a lo largo de la torre. El componente considerado fue el que estaba en un punto de ebullición de 247 °F. La simulación considerada fue la de máxima producción de Diesel y al hacer la comparación de estas dos simulaciones la diferencia no paso de 0.5 % en promedio.

Con el propósito de hacer un análisis más detallado de las ecuaciones de estado se llevó a cabo el cálculo del intercambiador de tubo y coraza del agotador de kerosina, este intercambiador fue tomado al azar y para su calculo se especificaron los datos de diseño del mismo; la simulación que sirvió de base fue la de máxima producción de diesel en el simulador de procesos Hysim, utilizando esta simulación con las dos ecuaciones de estado se obtuvieron los siguientes resultados:

Ecuación de estado	Unidades	Peng-Robinson	Soave-Redlich-Kwong
Carga	Btu/h	3.30739X10 ⁷	3.22748X10 ⁷
Diámetro de coraza	in	40.2912	40.2912
Área de coraza	ft ²	4063.1343	4063.1343
Factor Ft		0.9844	0.9856

Tabla 4.6 Resultados del cálculo del intercambiador con dos ecuaciones de estado

Y aunque la diferencia sólo se presenta en la carga del intercambiador y es de 7.991 X10⁵ Btu/h esto es un 2.47% de diferencia entre las ecuaciones de estado.

5

Conclusiones

Los simuladores Hysim y Hysys resultaron ser herramientas confiables para la generación de los esquemas de simulación propuestos ya que se cumplió con llevar a cabo la simulación de la Planta Combinada No.2 de la Refinería "Miguel Hidalgo" de Tula Hidalgo, de ésta forma los esquemas desarrollados cumplen con las especificaciones de diseño.

Al hacer el análisis de los flujos de productos de la planta combinada No. 2 se encuentra un error de 16.51% para el flujo de gasóleo ligero de vacío al compara los resultados de las simulaciones con respecto al valor de diseño (Tabla 4.3).

De los resultados de temperaturas finales de ebullición obtenidos de las diferentes simulaciones con respecto a los datos de diseño se observa que los productos de la columna atmosférica están dentro del rango establecido por el diseño y en caso de sobrepasarlo la diferencia no es mayor al 3%, sin embargo los resultados obtenidos en los productos de la columna de vacío llagan a tener hasta un 30% de error con respecto a los datos de diseño en el caso del gasóleo ligero de vacío de la simulación de máxima producción de gasolina con la ecuación de estado Soave-Redlich-Kwong en el simulador de procesos Hysys (Tabla 4.5).

Las curvas de destilación ASTM-D86 de las simulaciones de máxima producción de diesel y máxima producción de gasolina con la misma ecuación de estado y simulador presentan

diferencias de 9.8% como máxima desviación para el producto de gasóleo al comparar las simulaciones en Hysim con la ecuación de estado Peng-Robinson (Tabla 4.4).

Existen diferencias significativas en los perfiles del flujo de líquido para máxima producción de diesel y máxima producción de gasolina así como en el flujo de vapor en los resultados de las simulaciones, sin embargo estas diferencias no son tan importantes en la columna de vacío (Gráfico 4.5a al 4.6b).

No existen diferencias significativas entre el uso de las ecuaciones de estado Soave-Redlich-Kwong y Peng-Robinson. Las temperaturas finales de ebullición usando Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong en las simulaciones no presentan diferencias mayores de 0.45% (Tablas 4.4 y 4.5), por lo que con el propósito de comparar las ecuaciones de estado se realizó el cálculo de los intercambiadores de calor (Tabla 4.6) donde se encontró que la diferencia en las cargas térmicas no excede un 2.47 %, pero esto representa una diferencia energética de 7.991×10^5 Btu/h.

La comparación de los esquemas generados por ambos simuladores de proceso (Hysim y Hysys) no presentan variaciones importantes ya que ambos manejan la misma estructura de cálculo. La ventaja que presenta Hysys sobre Hysim es que además de contar con todas las aplicaciones que posee Hysim, es posible llevar a cabo la optimización del proceso y posteriormente generar los esquemas para la simulación dinámica de la planta, por lo que éste esquema servirá como base para futuros trabajos.

Bibliografía

1. ANTONS G.J. et al., *Catalytic Naphtha Reforming Science and Technology*, Marcel Dekker, New York, 1997.
2. DOUGLAS J.M., *Conceptual Desing of Chemical Processes*, McGraw-Hill, New York, 1988.
3. *El Petróleo Mexicano*, Petroleos Mexicanos, 1988, Pemex 50 Aniversario.
4. GARCÍA, O.V., *Generación del Esquema de Simulación de la Planta Combinada No.1 de la Refinería de Tula, Hidalgo*, Tesis en Ingeniería Química, UNAM, 1998.
5. GRANDE, G.M., *Integración Térmica y Reducción de Efluentes Contaminantes en Unidades del Crudo de la Refinería de Tula, Hgo.* Tesis para el grado de Maestría en Ingeniería Química, UNAM, 1997.
6. HENLEY, F.J. and SEADER, J.D. *Operaciones de Separación por Etapas de Equilibrio en Ingeniería Química*, Reverté, Barcelona, 1990.

7. *Hysim User's Guide*. HYPROTECH Ltd. Version C2.10. January 1993.
8. *Hysys User's Guide*. HYPROTECH Ltd. Version 1.1. 1996.
9. JONES, A., *Petroleum Refinery*, Marcel-Dekker, New York, 1975.
10. JONES, D.S.J., *Elements of Petroleum Processing*, John Wiley and Sons, New York, 1995.
11. McCABE, W.L, SMITH, J.C., HARRIOT, P. *Operaciones Básicas de Ingeniería Química*. McGraw-Hill, 1991.
12. PERRY, JOHN HOWARD, *Chemical Engineers' Handbook*, 4ª Edición. New York, McGraw-Hill, 1992.
13. WATKINS, R. N., *Petroleum Refinery Distillation*. Gulf Publishing Co. 1981.