



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE QUÍMICA**

Análisis y Simulación de la torre atmosférica V-1600 de la Planta  
Primaria No. 3 de la Refinería General Lázaro Cárdenas, Minatitlán  
Veracruz

***Tesis***

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE**

**INGENIERO QUÍMICO**

**PRESENTA**

Juan Alberto Arévalo Escobar



**MÉXICO, D.F.**

**AÑO 2015**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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:**           **Profesor: Manuel Vázquez Islas**

**VOCAL:**               **Profesor: Celestino Montiel Maldonado**

**SECRETARIO:**       **Profesor: Martín Rivera Toledo**

**1er. SUPLENTE:**      **Profesor: Carlos Álvarez Maciel**

**2° SUPLENTE:**       **Profesor: Ileana Rodríguez Castañeda**

**SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA: LABORATORIO DE SIMULACIÓN Y  
OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS. CONJUNTO E, FACULTAD DE QUÍMICA**

**ASESOR DEL TEMA**

---

**Ing. Celestino Montiel Maldonado**

**SUPERVISOR TÉCNICO**

**SUSTENTANTE (S):**

---

**Ing. Ileana Rodríguez Castañeda**

---

**Juan Alberto Arévalo Escobar**

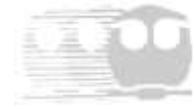


## Contenido

1	Introducción.....	2
	Objetivo General.....	3
	Objetivos Específicos.....	3
2.	Generalidades .....	5
	2.1 Petróleo .....	5
	2.2 Caracterización del petróleo .....	12
	2.2.1 Métodos de análisis del petróleo.....	12
	2.2.2 Densidad .....	14
	2.2.3 Viscosidad .....	15
	2.2.5 Compuestos ligeros .....	16
	2.2.6 Pseudocomponentes .....	16
	2.2.7 Ecuaciones de estado.....	16
	2.3 Proceso general de refinación del petróleo crudo .....	18
	2.4 Aspectos generales de la destilación .....	19
	2.5 Destilación a presión atmosférica .....	20
	2.5.1 Tipo de proceso de destilación .....	20
	2.5.2 Calidad de fraccionamiento.....	21
	2.5.3 Vapor de zona de agotamiento .....	23
	2.5.4 Flujo de extracción de las corrientes laterales.....	23
	2.5.5 Presión de operación .....	24
	2.5.6 Temperatura a la entrada de la torre.....	24
	2.5.7 Torre de destilación atmosférica con platos .....	24
	2.5.8 Agotadores laterales .....	25
	2.6 Productos .....	25
	2.7 Simulación de procesos.....	26
	2.8 Simulador Aspen HYSYS .....	27
3	Aspectos generales de la refinería “Gral. Lázaro Cárdenas del Río” .....	30
	3.1 Refinería “Gral. Lázaro Cárdenas” Minatitlán, Veracruz. ....	30
	3.2 Reconfiguración de la refinería .....	31



3.3 Planta primaria No 3.....	31
3.1 Descripción de proceso de la planta primaria No 3.....	32
3.1.1 Torre atmosférica V-1600 .....	34
4 Simulación de la torre atmosférica V-1600 .....	37
5 Análisis de resultados.....	49
5.1 Comparación TBP.....	49
5.2 Nafta primaria .....	50
5.3 Querosina.....	51
5.4 Turbosina .....	52
5.5 Diésel .....	53
5.6 Gasóleo pesado atmosférico .....	54
5.7 Análisis .....	55
6 Conclusiones .....	57
Bibliografía.....	58



# Capitulo 1

## Introduccion



## 1 Introducción

En la actualidad el petróleo representa una gran fuente de productos de utilidad en la vida diaria, por ese motivo es de gran importancia llevar a cabo un buen procesamiento de este. A lo largo de los años han existido diversas formas de extraer sus productos, en un principio no se tenía conocimiento de la gama tan amplia de usos que se le podía dar al crudo, en el presente, con la tecnología y con los estudios realizados es posible obtener casi en su totalidad todos esos productos y así ser redituable tanto económicamente como en beneficio de la humanidad. La refinación es el principal proceso ocupado en el procesamiento del petróleo, se compone de varios pasos provistos de diferentes plantas de tratamiento, estos pasos involucran la separación, la conversión y la terminación.

El primer proceso de la refinación es la destilación atmosférica, el cual consiste de la separación según su masa molecular, esto se logra al calentar el crudo hasta la vaporización de cada componente a presión atmosférica a partir de este proceso se pueden obtener productos como la nafta, turbosina, querosina, diésel, y gasóleo pesado primario, estos cortes son enviados a las plantas subsecuentes para darles una conversión y una terminación.

Ante la alta demanda de hidrocarburos es necesario tener una mayor eficiencia en los procesos, para esto es de gran utilidad el uso de los simuladores de procesos. La simulación es una excelente herramienta para estudiar el comportamiento de un determinado proceso, en este caso de la torre atmosférica, ya que cuenta con modelos que imitan de una manera bastante precisa las propiedades y el comportamiento de los procesos, permitiendo que se puedan manipular y encontrar una mayor eficiencia en la obtención de productos deseados, teniendo como resultado una mayor rentabilidad económica, ya que ayudaran a dar una idea más general del comportamiento de la refinería . Con el paso del tiempo se han desarrollado simuladores que permiten la representación de las plantas de procesos con una aproximación a la realidad bastante buena, generando así una confiabilidad en el uso de estos.

Para poder tener un mejor uso de los programas de simulación es necesario tomar en cuenta los criterios de diseño y operación de las plantas de proceso, ya que al tomarlos en cuenta se puede disminuir de manera significativa los errores que se podrían tener durante el proceso de la simulación, y así poder converger lo más cercano hacia la realidad y permitir un mejor análisis del proceso.

En México se tiene una gran dependencia del petróleo, por lo que, además de tener en consideración el diseño, es de suma importancia un buen manejo en los recursos petroleros que se tienen, para esto sería de gran utilidad una inversión



con la finalidad de reconfigurar el sistema de refinación del país, ya que haciendo un análisis de la situación actual de las refinerías en el país, se observa que la mayoría de estas fueron diseñadas con una mínima importancia en el consumo de energéticos y sin dar un tratamiento a los efluentes. Antes no se les daba importancia a estos aspectos pero ahora es primordial tomarlos en cuenta ya que esto se puede ver reflejado en un aumento de la eficiencia de proceso y en la disminución de costos de producción, esto tendría como resultado una mejor y mayor calidad en la administración de los recursos con los que se cuenta lo que se vería reflejado en la economía del país.

En el caso específico de nuestro caso de estudio, la refinería de Minatitlán, Veracruz se ve que tiene más de 40 años que se reconfiguro, por lo que el programa de reconfiguración incluye, un aumento en la cantidad de combustibles y disminución de residuales

Por lo tanto el trabajo principal de esta tesis constituirá en simular la planta atmosférica utilizando los datos reales de la planta. La torre atmosférica sobre la que se trabajara en esta tesis forma parte de la planta primaria número 3 de la refinería “Gral. Lázaro Cárdenas” que se encuentra en Minatitlán, Veracruz. Dicha planta tiene la capacidad para procesar 80,000 barriles diarios de crudo.

### **Objetivo General**

Simular la Torre Atmosférica V-1600 la cual forma parte de la Planta Primaria No.3, con las condiciones reales de operación de la Refinería “General Lázaro Cárdenas”, utilizando la plataforma ASPEN HYSYS V8.2

### **Objetivos Específicos**

- Simular la Torre V-1600 para analizar y predecir acontecimientos futuros
- Obtener las curvas de destilación TBP y ASTM de las corrientes de salida de la torre
- Procesar un flujo de 68321 BPD



# Capitulo 2

## Generalidades



## 2. Generalidades

### 2.1 Petróleo

Durante la historia de la humanidad el petróleo ha jugado un papel importante para poder tener una vida más simple, si se revisa el uso que se le daba en la antigüedad se puede observar que se le daba uso como impermeabilizante para embarcaciones o recubrimiento de paredes, al pasar de los años se descubrió que se le podía utilizar con fines bélicos además podía ser utilizado con fines de iluminación.

Fue hasta 1859 que se tiene registro de la realización de la primera perforación de un pozo petrolero, revolucionando por completo el mercado de la destilación, ya que se obtuvieron combustibles que llegaron a sustituir a los combustibles que eran obtenidos de materias primas naturales, por ejemplo, se sustituyó el aceite de ballena que era utilizado en lámparas por querosina.

Con la aparición de los primeros automóviles y el uso de motores de combustión interna se requirió el uso de gasolina, por lo que la exploración en búsqueda de petróleo amento para satisfacer la demanda de este combustible, conforme se fueron mejorando los motores se requirieron de nuevos combustibles lo que derivó en un estudio más profundo de las fracciones que se podrían obtener del petróleo crudo, al analizar las fracciones obtenidas se dieron cuenta que existen fracciones que tienen una mayor capacidad calorífica lo que reditúa en una mayor eficiencia en el trabajo realizado por los motores, un ejemplo de esto es el diésel, los motores que ocupan diésel tienen una mayor eficiencia, ya que producen más trabajo mecánico por cada litro de combustible, por lo general se usan en locomotoras, barcos, camiones pesados, tractores, etc., en la actualidad además de obtener combustibles se obtienen materias primas para la elaboración de algunos productos, como son plásticos, fertilizantes, insecticidas, detergentes, lubricantes, etc.

La manera por la cual se originó el petróleo continua siendo un misterio, aunque una de las hipótesis más aceptadas es la que dice que el petróleo es el resultado final de procesos tanto físicos como químicos que actuaron millones de años sobre los animales y las plantas que permanecieron enterrados y que debido a la intensa actividad geológica de miles de años atrás, las rocas sufrieron cambios que provocaron cavidades en las que se favoreció la acumulación de petróleo y así dar origen a los yacimientos que hoy en día son explotados para fines comerciales. En los océanos la formación de yacimientos se debe en gran medida a los sedimentos marinos enterrados así como a la acción de la presión y la temperatura. Los yacimientos típicamente están conformados por capas, en la



capa superior se encuentra el llamado gas natural el cual está compuesto por sulfuro de hidrogeno y metano, en la segunda capa es a donde se puede encontrar al crudo y en una tercera capa se encuentra agua salada, los procedimientos por los cuales se extrae el crudo varía según el tipo y condiciones del pozo, una vez extraído el crudo es necesario decantarlo del agua que contiene y estabilizarlo para eliminar el gas que contiene y poder almacenarlo en condiciones adecuadas.

Como se sabe el petróleo es un líquido que va de un color amarillo cristalino hasta negro, es una mezcla compleja, las especies moleculares que la componen van desde moléculas orgánicas complejas hasta simples hidrocarburos, estos se componen de moléculas de carbono e hidrogeno y se dividen en varias familias químicas según su estructura, todas ellas basándose en la tetra valencia del carbono. Las moléculas de hidrocarburos suelen ser más complejas a medida que aumenta el punto de ebullición, las fracciones con puntos de ebullición menores a 350°C se separan utilizando el método de destilación atmosférica, mientras que las fracciones por arriba de este valor se separan a vacío. Es por esto que típicamente los productos en la industria se identifiquen por sus rangos de ebullición y no por los compuestos que contienen.

Los hidrocarburos que principalmente se encuentran en el petróleo son:

*Parafinas:* Estos hidrocarburos están constituidos por cadenas lineales de carbono, se pueden encontrar en cadenas rectas (normales) o ramificadas (isómeros), tienen como fórmula  $C_nH_{2n+2}$  y entran en la clasificación de alcanos, el más simple de las parafinas es el metano, seguido del etano, propano, butano, etc., se considera que son las más ricas en hidrogeno y se pueden encontrar en forma líquida, sólida y gaseosa.

*Naftenos:* Son hidrocarburos que presentan una ciclación total o parcial del esqueleto carbonado, presentan temperaturas de ebullición y densidades superiores a la de los alcanos del mismo número de átomos. El número de átomos de carbono del anillo pueden variar, pero típicamente los más frecuentes son los de cinco o seis átomos de carbono, los átomos de hidrogeno se pueden sustituir por una cadena parafínica recta o ramificada llamada alquilo, tienen la fórmula  $C_nH_{2n}$ , se les considera relativamente resistente a los cambios y pueden encontrarse en todas las fracciones del crudo excepto en las más ligeras.

*Aromáticos:* Es una familia de hidrocarburos que tienen uno o más ciclos con tres enlaces dobles, presenta una cadena cerrada y forma hexagonal. Se consideran materias primas para la industria petroquímica además de que contribuyen a



aumentar el número de octano de las gasolinas, aunque también hay algunos que pueden ser dañinos. Algunos de los aromáticos que se pueden encontrar en el petróleo son: benceno, tolueno, etilbenceno, orto-xileno, meta-xileno, para-xileno, cumeno, nafteno, etc.

Durante el proceso de refinación hay compuestos que se forman, se llaman *olefinas*, estos hidrocarburos tienen al menos dos átomos de carbono unidos por un doble enlace, por lo que corresponden a los alquenos, y son productos indeseables dado que sus dobles enlaces son reactivos y los compuestos tienden a oxidarse y se polimerizan más fácilmente, algunos de estos compuestos son de gran utilidad en la industria petroquímica dentro de estos compuestos se pueden encontrar el etileno, propileno y el butano.

Tabla 1	
Tipo de compuesto	Nombre
Parafinas	Metano
	Etano
	Propano
Naftenos	Ciclopentano
	Metilciclopentano
	Ciclohexano
Aromáticos	Benceno
	Tolueno
	Etilbenceno

Principales hidrocarburos presentes en el petróleo

Los hidrocarburos pueden separarse en dos grandes grupos, saturados y no saturados. Los saturados son cuando todas las valencias de los átomos de carbono se comparten con otros átomos, y cuando hay falta de hidrogeno es un hidrocarburo no saturado y se pueden compartir dos y hasta tres valencias entre un átomo de carbono con otro átomo. Los no saturados tienden a formar compuestos indeseables. Los hidrocarburos que se encuentran presente en el crudo se pueden clasificar:



Figura 2.1 Tipos de hidrocarburos



Bajo este contexto se puede tomar en cuenta la mayor proporción del tipo de hidrocarburos presentes en el crudo, para poder darle una clasificación según su base: parafínica, nafténica, asfáltica y mixta.

La base parafínica se caracteriza por que contiene grandes cantidades de parafinas lineales y ramificadas, las cuales se concentran en las fracciones de más bajo punto de ebullición, la base nafténica tiene como principal proporción a los componentes cíclicos tales como los aromáticos y/o naftenos, y se caracteriza por su bajo nivel de ceras, la base asfáltica contiene grandes cantidades de asfáltanos además de una gran cantidad de azufre. Dada la naturaleza en la que se encuentra el crudo es difícil que contenga exclusivamente una sola base, la mayoría de las veces se encuentra en base mixta.

Contiene además otros compuestos con pequeñas cantidades de azufre, oxígeno, nitrógeno, y otros metales, que al mezclarse con los hidrocarburos pueden dar como resultado compuestos heterocíclicos y organometálicos, asimismo contienen sedimentos inorgánicos, gas natural, ceras minerales y agua. A pesar de este amplio intervalo de hidrocarburos y otros compuestos, las principales diferencias, entre los diferentes tipos de petróleo que existen, no son los tipos que contiene, si no en las cantidades de cada tipo contenidos en ellos. La naturaleza y composición química de crudo va a depender de la zona geográfica de la que proviene. Esto se aprecia en la variación de la gravedad específica de cada uno de los diferentes crudos

Tabla 2	
Elementos	% en peso
Carbón	83-87
Hidrógeno	10-14
Azufre	0.05-6
Nitrógeno	0.1-2
Oxígeno	0.05 – 1.5

Composición aproximada del petróleo

Como se puede observar en la tabla 2 de los compuestos que no son hidrocarburos, los que contienen azufre son los más abundantes, lo que influye directamente en la densidad y calidad del crudo.

Entre los compuestos de azufre que se encuentran en el petróleo crudo se encuentran el ácido sulfhídrico, sulfuro de carbonilo, esto en su forma inorgánica, mientras que en su forma orgánica podemos encontrar, sulfuros, disulfuros, tioles y mercaptanos. Es de gran utilidad saber la concentración de estos compuestos debido a que además de ser altamente corrosivos también suelen ser disminuir la



vida útil de los catalizadores así como afectar la terminación de algunos productos al afectar su olor y color.

En la composición del petróleo crudo también se encuentra oxígeno, este en menor cantidad que el azufre, y es el causante de la acidez del petróleo crudo, se le puede encontrar presente en fenoles, furanos, benzofuranos, ácidos carboxílicos y esterres. Otro de los compuestos que también se encuentra presente en la constitución del crudo es el nitrógeno, este puede ser encontrado en las fracciones del crudo superiores a 250 °C, estando concentrado principalmente en las resinas y asfáltenos, típicamente se encuentran en forma de amidas, aminas, carbazoles y piridinas.

En las resinas y asfáltenos además de encontrar nitrógeno se pueden encontrar algunos compuestos organometálicos, estos afectan seriamente la vida útil de los catalizadores, típicamente tienen concentraciones menores a 1000 ppm. Otros compuestos que son encontrados en menor proporción son las sales, las cuales pueden presentarse en forma de cloruros, sulfuros y carbonatos de sodio, calcio y magnesio, el contenido de estas es expresado como libras de sal por barriles de crudo.

En general el petróleo se caracteriza por las propiedades físicas que posee, entre las que se toman en cuenta son: gravedad específica, viscosidad, tensión superficial etc. En conjunto con su composición es importante para realizar la elección correcta del tipo de petróleo para obtener un producto específico. En general la industria mundial clasifica el petróleo de acuerdo a sus grados API. Esta clasificación es de suma importancia en la industria del petróleo, en ella se ve reflejado el contenido de cadenas largas en el crudo, ya que las moléculas más grandes pueden empaquetarse muy juntas una de la otra dando como resultado una mayor cantidad de masa por unidad de volumen. De estos crudos el más ligero es el que menos costos genera al procesarlo ya que se puede procesar sin recurrir a procesos más complejos como pueden ser el craqueo o coquización para obtener una mayor cantidad de productos de alto valor agregado. Además de que es al que más beneficios se le pueden obtener, esto se debe a que contiene una mayor proporción de cadenas cortas, lo que lo hace más rico en gasolinas, diésel, turbosina, además de que el proceso que se le tiene que efectuar para la terminación es mucho menos complejo. Algunos tipos de crudo se presentan en la tabla 3.



Tabla 3	
Tipo de crudo	Densidad grados API
Extra pesado	10
Pesado	10 – 22.3
Mediano	22.3 – 31.1
Ligero	31.1 – 39
Superligero	> 39

Tipos de Crudos

Como se mencionó, la cantidad de azufre es importante, debido a que constituye una limitación en el establecimiento del esquema de refinación, además de que se toma en cuenta tanto para clasificarlo como para comercializarlo, en el caso en el que dos crudos cuenten con el mismo grado API el que tenga un menor contenido de azufre será el que se comercialice en mayor precio, para la clasificación de acuerdo al contenido de azufre se toma en cuenta que si tiene menos de 0.5% de azufre se le clasificara como *crudo dulce*, mientras que los que contengan más de 1.5% se les clasificara como *crudos amargos*.

La importancia de saber la cantidad de azufre se debe a que es un elemento altamente corrosivo además de que forma un gran daño a la atmosfera, por lo que se busca que los productos obtenidos del petróleo tengan un menor impacto en el medio ambiente.

Existen otros parámetros en la clasificación del petróleo crudo dentro de los que se encuentran: el contenido de asfaltenos y/o de lubricantes, contenido de agua, contenido de sal, evaporabilidad, contenido de impurezas, etc.

Los tipos de crudo que se pueden encontrar en México son:

- **Petróleo superligero (Olmeca).** El 90% de sus componentes principales están constituidos por hidrocarburos ligeros y gasolinas y un contenido de azufre máximo del 0.8% en peso. Su producción proviene principalmente de los yacimientos localizados en la región sur del país, principalmente, en los estados de Chiapas y Tabasco, representa el 19% del total en el país.
- **Petróleo ligero.** El 70% de sus componentes principales están constituidos por gasolinas y destilados, y un contenido de azufre máximo del 1.3%. La producción se obtiene de los yacimientos localizados en la región del Golfo de Campeche y representa el 26% del total producido del país.
- **Petróleo pesado.** El 50% de sus componentes principales están constituidos por fracciones pesadas que eventualmente formaran parte del combustóleo, y el resto está integrado por fracciones ligeras de las que se producirán las gasolinas y destilados, el contenido de azufre es de 3.3%.



este crudo se extrae de los yacimientos que se encuentran en la región marina noreste del Golfo de Campeche y representa el 55% de la producción del país

Nombre	Tipo	°API	%Azufre
Olmeca	Súper ligero	39.3	0.8
Istmo	Ligero	33.6	1.3
Maya	Pesado	12	3.3

Tipos de Crudos en México

El petróleo crudo prácticamente no se utiliza nunca como se extrae, debe ser procesado en una refinería para transformarlo, el proceso que se le aplica es la destilación tanto atmosférica como de vacío para obtener una serie de fracciones o cortes los cuales se caracterizan dependiendo su punto de ebullición. El punto inicial y final de ebullición se va incrementando de acuerdo al peso molecular de la fracción. A los cortes que tienen un punto de ebullición por debajo de 175°C se consideran fracciones de bajo punto de ebullición dentro de estas se encuentran la gasolina y C1-C4, las fracciones que se encuentran dentro del intervalo de punto de ebullición de 175°C a 370°C se les considera destilados medios y a los cortes que se encuentran con un punto de ebullición mayores a 370°C son llamados residuos atmosféricos y es la materia prima para la obtención de los aceites lubricantes. En la fig. 2.1, se ilustra la variedad de productos de crudo clasificados en función de su intervalo de destilación y de número de átomos de carbono que lo componen

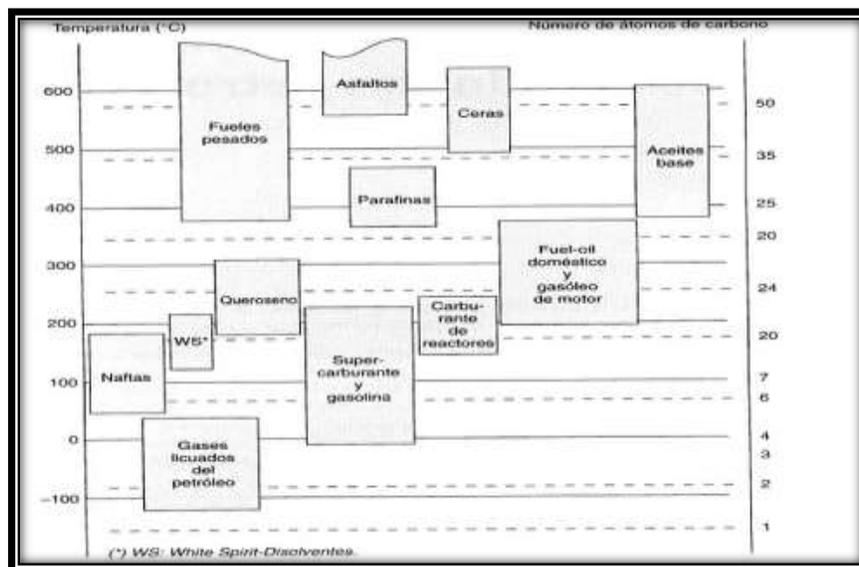


Figura 2.2 Variedad de productos de crudo



## **2.2 Caracterización del petróleo**

Para poder establecer cuál será el proceso que se ocupara para tratar al petróleo es necesario primeramente conocer las propiedades del mismo, pero debido a que cuenta con una gran cantidad de componentes, es imposible determinar exactamente su composición, por lo que se recurre a una caracterización del petróleo, la cual típicamente se basa en una curva de destilación, en la que está representada la temperatura frente al porcentaje acumulado de líquido destilado, esta curva se realiza mediante a procedimientos estandarizados.

Para poder estimar las propiedades físicas del petróleo se emplean correlaciones a partir de las temperaturas que conforman la curva de destilación, por lo que el crudo puede ser moldeado como un grupo de componentes hipotéticos cuyas propiedades dan forma a la curva de destilación. Para tener una idea global de las características del crudo es necesario información adicional de la que la curva TBP puede ofrecer, es por eso que para un análisis más completo se debe tener alguna o toda la información siguiente:

- Densidad, viscosidad, contenido de azufre, factor de caracterización
- Curva de densidad, curva de azufre, etc.
- Análisis de compuestos ligeros
- Propiedades de las fracciones de petróleo producidas como %volumen, densidad, azufre, viscosidad, punto flash, punto de congelación, etc.

### **2.2.1 Métodos de análisis del petróleo**

La mayoría de las veces se ocupan mezclas de crudo en la industria petrolera, por lo tanto la temperatura de vaporización es diferente a la de los compuestos puros, esta varía entre el punto de ebullición del compuesto más volátil y del menos volátil. El punto de ebullición de la mezcla puede representarse por un número de puntos de ebullición para los componentes de la mezcla, con respecto a su composición, esto se representa en una curva de temperatura contra porcentaje, en volumen de mezcla vaporizada.

Dado que se puede tener una gran variedad de mezclas de crudo para su caracterización, es necesario una metodología lo suficientemente capaz para conocer su calidad y características. Para eso se llevan a cabo pruebas que son publicadas por la ASTM (American Society for Testing and Materials), algunos de los métodos de análisis utilizados son:

#### **2.2.1.1 Método TBP (True Boiling Point)**

Debido a los diferentes puntos de ebullición con los que cuenta una mezcla de petróleo, la forma más fácil de procesarlo es la separación por cortes o fracciones



de diferente intervalo de ebullición. Para poder conocer este intervalo es necesario determinar una curva TBP (True Boiling Point), para poder llevar a cabo esta curva se lleva a cabo una técnica de laboratorio, la cual involucra una columna de 15 a 18 platos teóricos, con una relación de reflujo 5:1, este método se aplica al crudo estabilizado (desbutanizado), la carga puede variar de 0.5 a 30 L., con lo cual se puede:

- Recoger los gases licuados, los cortes de destilación y un residuo
- La determinación de los rendimientos de los cortes de destilación y un residuo
- La determinación de los rendimientos de los cortes a la vez en peso y volumen

El equipo permite la destilación a presión atmosférica y a una presión reducida (0.266 kPa).

Esta curva representa los puntos reales de ebullición y el trazado se lleva a cabo al graficar la temperatura en función del % peso o % volumen, la información que aporta esta grafica es de suma importancia para tener una buena caracterización del crudo para la simulación, este método permite dar una idea general de la composición de un crudo por la temperatura de ebullición de los compuestos que se encuentran en este.

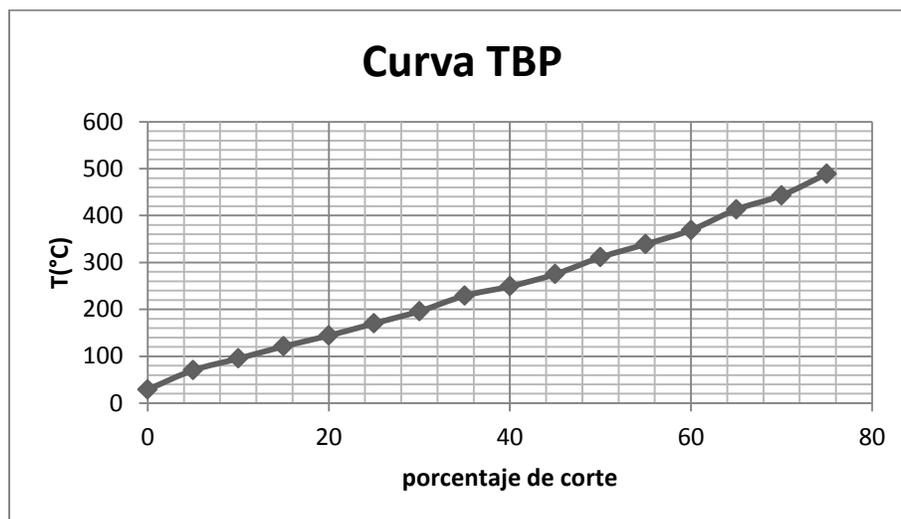


Figura 2.3 Curva TBP

### 2.2.1.2 Método ASTM 1160

Este método se considera un procedimiento extendido de la destilación TBP, ya que mediante ese método no se puede calentar a los productos petrolíferos a más



de 340 °C ya que se provoca un craqueo térmico de sus moléculas, por esta razón el método ASTM 1160 es aplicable a las fracciones que pueden ser parcial o totalmente vaporizados a una temperatura máxima de 400 °C en un intervalo de 50 a 1 mmHg, es posible llegar a temperaturas que a presión atmosférica equivaldrían a un intervalo de 560 y 580 °C, el residuo que queda después de aplicar el vacío es llamado residuo de vacío. Los resultados se reportan en una curva de destilación en la cual aparece el volumen destilado, el punto de ebullición a presión reducida y el punto de ebullición corregido a presión atmosférica.

### 2.2.1.3 Método ASTM D86

Este método es muy simple, se aplica por lo general a la destilación de gasolinas, querosenos y productos petrolíferos similares, el método consiste en poner una muestra del destilado en un matraz Engler, para posterior mente calentarlo, el tiempo de calentamiento dependerá de la naturaleza de la muestra, la cantidad de muestra generalmente es de 100 ml, solo es posible trabajar en condiciones atmosféricas, el límite de temperatura no va más allá de los 360/370 °C, una vez obtenidos los resultados se realiza una gráfica de temperatura de ebullición en función del volumen destilado

### 2.2.2 Densidad

La densidad se puede definir como la cantidad de masa por unidad de volumen de algún fluido, es una función de estado, dado que depende de la temperatura y la presión.

En los hidrocarburos es más frecuente encontrar la densidad referida al peso específico (SG) o densidad relativa el cual se obtiene mediante la siguiente formula:

$$SG = \frac{\text{densidad del liquido a una temperatura } T}{\text{densidad del agua a una temperatura } T}$$

Para homogeneizar la forma de medir la densidad en los crudos, el Instituto Americano del Petróleo (API) género una escala, la cual se llama grados API, esta escala se obtiene mediante la siguiente formula:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{SG (a 60^{\circ}F)} - 131.5$$

Cabe resaltar que tanto el peso específico como la densidad API están referidos al peso por unidad de volumen a 60°F. Físicamente los grados API dan una idea



más general de la composición del crudo esto se ve en cuanto más ligero sea el valor de los °API más ligero será el crudo, otra observación que se puede hacer es que la densidad relativa es inversamente proporcional a los °API, de esta forma cuanto mayor sea el °API la densidad específica será menor.

### 2.2.3 Viscosidad

La viscosidad se puede definir como la resistencia de un fluido a fluir, esta resistencia es causada por la fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras, usualmente se mide en centipoises.

En el crudo esta propiedad se ve afectada por varios factores como pueden ser: la composición del petróleo, la temperatura, el gas disuelto y la presión, también ayuda en la predicción de qué tipo de petróleo crudo se tiene, ya que para un crudo parafínico aumenta la viscosidad si se disminuye la temperatura, mientras que para los crudos nafténicos el aumento de la viscosidad es más progresivo.

### 2.2.4 Factor de caracterización o factor de Watson

Este factor fue ideado para mostrar las características de aceites pesados, tiene como base que el punto de ebullición está relacionado con el número de átomos de carbono, solo dependerá del punto de ebullición y de su densidad relativa estándar, se suele calcular:

$$K_W = \frac{\left(\frac{T}{1/8}\right)^{1/3}}{S}$$

A donde T es la temperatura de ebullición en Kelvin y S es la densidad relativa estándar. La temperatura volumétrica media, es la temperatura de ebullición de un componente hipotético con características equivalentes a la mezcla de hidrocarburos analizada. Permite identificar o caracterizar el tipo de crudo de acuerdo a su composición química, (base parafínica, mixta, nafténica, aromática).

Los valores típicos para este factor son:

- 13 para parafinas
- 12 para hidrocarburos en los que el peso relativo de las cadenas y los anillos es equivalente
- 11 para los naftenos puros
- 10 para aromáticos puros



### **2.2.5 Compuestos ligeros**

Estos compuestos orgánicos se pueden encontrar en el crudo, tienen un bajo peso molecular, y pueden dividirse en propano, butano e isobutano y en gases incondensables (en su mayoría hidrógeno, metano y etano), y pueden ser estimados a partir de la curva de destilación.

La cantidad que se tenga de estos compuestos representa la cantidad de crudo que tiene un punto de ebullición promedio igual al punto especificado para dichos componentes, esto quiere decir que la base elegida para los componentes ligeros será la misma que la tomada para la muestra de crudo total. Estos compuestos típicamente son utilizados como combustible en la misma refinería.

### **2.2.6 Pseudocomponentes**

Los pseudocomponentes pueden describirse como los componentes hipotéticos que buscan representar de una forma aproximada a los compuestos puros de una mezcla de crudo, basándose en secciones más pequeñas de puntos de ebullición, estos son definidos generalmente por su temperatura de ebullición, densidad o peso o peso molecular.

Estos compuestos hipotéticos son de gran utilidad ya que ayudan a predecir las propiedades de las fracciones de crudo tales como la presión crítica, temperatura crítica y así tener una aproximación del comportamiento del crudo durante su procesamiento, para poder predecir estos compuestos son de gran utilidad tanto la curva TBP como la curva ASTM D86

### **2.2.7 Ecuaciones de estado**

Dado que el petróleo no es una mezcla ideal, y que no existen ecuaciones de fácil manipulación para el cálculo de las propiedades tales como, densidad, entalpía, entropía, fugacidades y coeficientes de actividad como función de la temperatura, presión y composición es por esto que se requiere de relaciones que sean lo suficientemente capaz de resolver este problema

Las ecuaciones de estado son modelos que relacionan matemáticamente la masa, temperatura, volumen y presión, un gran número de ecuaciones se han propuesto, especialmente para la fase vapor. Estas relaciones son importantes en el objetivo de medir fluidos, dimensiones de equipos y tuberías.

Para poder calcular alguna de las propiedades que se relacionan, solo se necesitan tres de estas propiedades para poder describir un estado. Para que una ecuación de estado represente de una forma adecuada al sistema presión/volumen/ temperatura, es necesario que cuente con un amplio intervalo de presiones y temperaturas, esta relación no debe de ser tan compleja de manera



que se pueda resolver más fácilmente, sin necesidad de involucrar demasiados métodos de resolución, las relaciones que más se acercan a estos puntos son las polinomiales cúbicas ya que son las más sencillas capaces de representar el comportamiento de líquido y de vapor.

El modelo más simple de estas relaciones es el modelo del gas ideal, la cual aplica únicamente a bajas presiones o altas temperaturas, porque deprecia el volumen ocupado por las moléculas y las fuerzas intermoleculares entre las moléculas. Sin embargo existen relaciones que tratan de solventar estas dos deficiencias además de proporcionar el fundamento para la descripción cuantitativa de los fluidos reales.

Algunas de estas relaciones son:

Nombre	Ecuación
Ecuación de Van-Der-Waals	$p = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v^2}$
Ecuación Peng-Robinson	$p = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v^2 + 2bv - b^2}$
Ecuación Soave-Redlich-Kwong	$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v^2 + bv}$
Ecuación Redlich-Kwong	$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a/\sqrt{T}}{v(v + b)}$

Ecuaciones de estado

La forma de calcular estas ecuaciones a veces resulta complicada, para lo cual es de gran utilidad el uso de programas computacionales, que hacen cálculos de manera rápida y precisa, que además están incorporados en varios paquetes de simulación y diseño asistido por computadora.

La ecuación que se ocupara en este trabajo es la ecuación Peng-Robinson, ya que es utilizada para estimar las fracciones pesadas del líquido, esta ecuación toma en consideración la interacción entre hidrocarburo, entre hidrocarburos y agua, lo que permite que la ecuación se ajusta a los datos experimentales de la curva TBP, también es ideal para trabajar con componentes no-polares, para cálculos de equilibrio liquido-vapor además de que ayuda con el cálculo de



densidades del líquido en sistemas de hidrocarburos. Con esta ecuación y con algunos datos de la curva TBP se puede obtener los pseudocomponentes ya que interpola la curva de destilación, estos componentes hipotéticos se distribuyen a lo largo de la curva de la misma forma que los componentes ligeros.

### **2.3 Proceso general de refinación del petróleo crudo**

El crudo tal cual se obtiene no tiene un valor comercial alto, para poder darle ese valor extra es necesario someterlo a una serie de procesos mediante los cuales se obtiene productos que son de gran utilidad en la vida cotidiana.

Para empezar el crudo que se tiene almacenado es enviado a un tren de calentamiento, el cual ocupa corrientes de productos calientes y recirculaciones del proceso mismo, esto con el fin de empezar a vaporizar al crudo y de disminuir la viscosidad para tratamientos posteriores.

Posteriormente se le realiza un proceso de desalado el cual tiene como finalidad retirar el exceso de sales contenidas por naturaleza en el crudo, básicamente este proceso hace pasar el crudo por un recipiente horizontal en donde por medio de precipitación electrostática se separan estas sales, una vez libre de la mayor cantidad de sales es pasado por un horno en el que se acaba de vaporizar para ser cargado a una torre de destilación que opera a presión atmosférica donde se separa, principalmente en naftas, querosina, turbosina, diésel, gasóleo pesado y residuo atmosférico, este residuo es enviado a una torre de vacío de donde se obtiene gasóleo pesado de vacío y gasóleo ligero de vacío, además de residuo de vacío.

El residuo de vacío se craquea térmicamente en un coquizador retardado, de donde se obtienen gasóleos, estos gasóleos además de los que se obtuvieron de la torre atmosférica y la de vacío, son enviados a las unidades de craqueo catalítico, en donde se rompen las moléculas pesadas en compuestos que tienen un punto de ebullición que entra en el intervalo de las gasolina.

Las corrientes de gasolina que se obtienen de los diferente equipos son alimentadas a un reformador catalítico esto con la finalidad de aumentar su número de octanaje. Mientras que las corrientes de gas obtenidas en la torre atmosférica, del coquizador, y de las unidades de craqueo se fraccionan en una sección de recuperación de gases, los productos que se obtienen aquí suelen ser: gas combustible gas licuado de petróleo, hidrocarburos insaturados (propileno, butilenos, etc.), butano normal e isobutano.

La unidad de alquilación suele utilizar ácido sulfúrico como catalizador de la reacción de las olefinas con el isobutano, para la producción de aquilato, que será



mezclado con las gasolinas. En algunas refinerías el gasóleo pesado de vacío y el residuo de vacío son ocupados como materia prima para la obtención de lubricantes, estos se tratan en primer lugar mediante extracción con disolventes, para eliminar los compuestos aromáticos pesados, siendo después desparafinados, posteriormente se les da tratamiento con arcilla antes de ser mezclados para la formación de lubricantes.

Cabe resaltar que cada refinería tiene un único esquema de refinación y está basado en las características del crudo a trabajar.

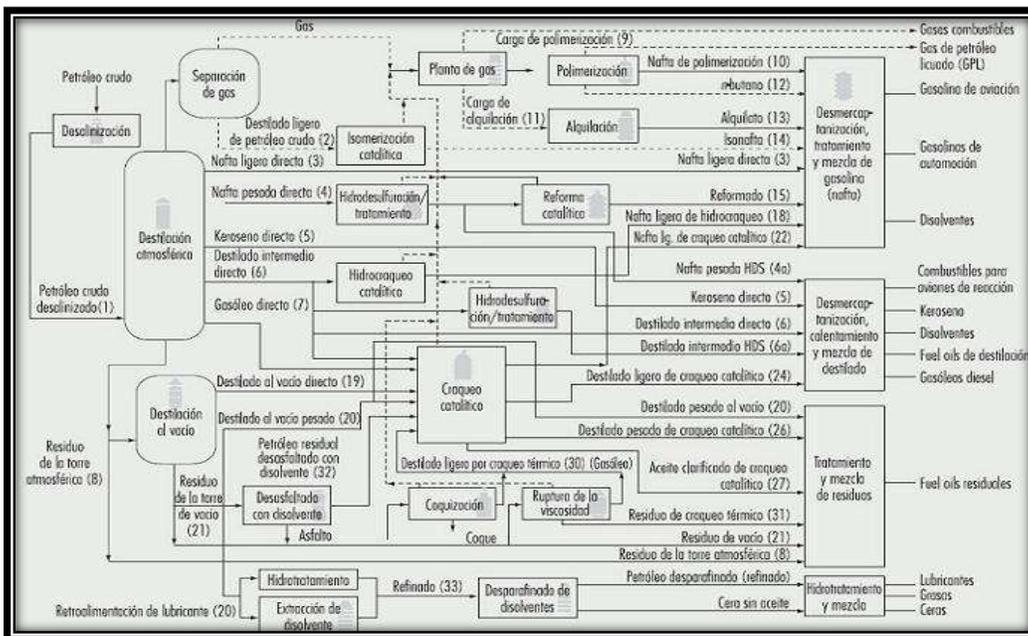


Figura 2.4 Esquema de general de refinación del petróleo

Como se puede observar en la Fig. 2.4 se obtienen una gran cantidad de productos, entre los principales se encuentran, las gasolinas, las turbosinas, el diésel, los lubricantes etc.

## 2.4 Aspectos generales de la destilación

La destilación es uno de los procesos más utilizados en la industria química, a esta operación también se le conoce con el nombre de fraccionamiento. La separación de los componentes se lleva a cabo en gran medida por la volatilidad, durante el fraccionamiento un vapor y un líquido entran en contacto, con lo que ocurre una transferencia de masa del líquido al vapor y del vapor al líquido. Para que esto se lleve a cabo es necesario que el líquido se encuentre en su temperatura de vapor y que el vapor se encuentre en su temperatura de rocío.

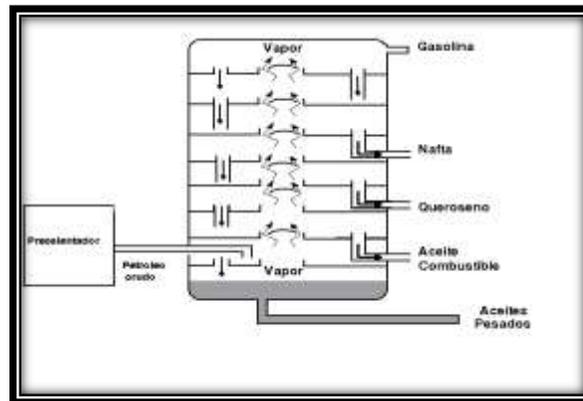


Figura 2.5 Contacto Liquido/Vapor

Este proceso cuenta con dos secciones, una de agotamiento y otra de rectificación, la función principal de la sección de rectificación es la de aumentar la pureza del producto más ligero, mientras que el agotamiento permite mejorar la recuperación del producto más pesado. Una de las desventajas que presenta este proceso es que al intervenir la evaporación y la condensación, por lo que se requiere un gran consumo de energía.

## 2.5 Destilación a presión atmosférica

Este proceso se realiza bajo condiciones de presión atmosférica, durante este procedimiento se obtienen típicamente 5 fracciones (naftas, querosina, turbosina, diésel y gasóleo pesado) además de un residuo. Este paso se lleva a cabo en una torre cilíndrica la cual contiene platos que ayuda a poner en contacto al líquido y vapor, para tener una buena destilación hay que tomar en cuenta ciertos factores que definirán tanto el diseño como las condiciones de operación de la torre algunos de estos factores son:

- Tipo de proceso de destilación
- Calidad del fraccionamiento
- Vapor de zona de agotamiento
- Flujo de extracción de las corrientes laterales
- Presión de operación
- Temperatura a la entrada de la torre
- Platos de la torre

### 2.5.1 Tipo de proceso de destilación

Para el caso de estudio de este trabajo se ocupó la técnica llamado *pumparound reflux*, el cual consiste en remover calor de los puntos intermedios de la torre, esto se realiza al extraer cierta cantidad del líquido interno de la torre, para ser enfriado



y posteriormente de volverlo a la columna, este líquido sale de cierto plato para ser regresado ya sea a la misma etapa de la cual fue extraído o a una etapa que esté por encima de la zona de extracción. El objetivo principal de esta corriente fría que regresa, es condensar la mayor cantidad de vapor que asciende por la columna, lo que traería como consecuencia un incremento en el reflujo de la torre, lo que ayudaría a disminuir el diámetro de la columna, ya que para que se pueda tener un reflujo máximo es necesario retirar todo el calor del domo de la torre, lo que generaría una gran entrada de líquido y por ende un mayor diámetro de la columna, por lo que esta técnica ayuda a tener un menor diámetro y un mayor reflujo, aunque la cantidad del líquido debe estar controlado ya que si se extrae una gran cantidad de líquido podría afectar el fraccionamiento y funcionamiento de la torre, además para fines energéticos la corriente que es extraída sirve para ser ocupada en el tren de calentamiento del crudo.

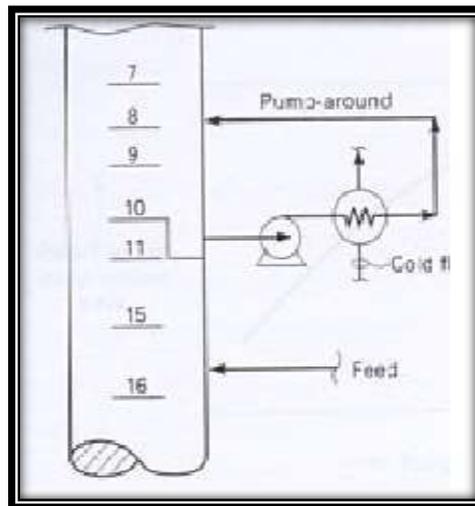


Figura 2.6 ejemplo de "Pumparound Reflux"

la principal desventaja que presenta esta técnica es que de los tres platos que normalmente se ocupan para remover el calor, solo se considera que es una etapa real para propósitos de fraccionamiento, esto se debe a que desde el punto de vista de equilibrio, el líquido de la extracción de calor es exterior a la zona que se emplea.

### 2.5.2 Calidad de fraccionamiento

En la destilación como en la mayoría de los procesos, no siempre se tiene la mayor eficiencia, esto se debe a que los diferentes cortes que se obtiene de la columna contienen fracciones de componentes pesados en fracciones ligeras, y entre menos componentes pesados se encuentren en el corte ligero menor será



su punto de ebullición, y mientras menos componentes ligeros haya en el corte pesado mayor será su punto de ebullición.

Para poder establecer la calidad de las fracciones obtenidas, típicamente se ocupan 2 rangos, el primero es el ASTM, que define la composición general de la fracción mediante a los puntos iniciales y finales de cada corte, y es una de las especificaciones clave de los destilados, el segundo término es el *GAP*, el cual define el grado relativo de separación entre las fracciones adyacentes, se determina restando el 95% del volumen de la temperatura ASTM, del 5 % del volumen de la temperatura ASTM de la fracción adyacente, típicamente se toman estos dos datos debido a que el punto final e inicial de ebullición presentan un porcentaje de error. La fórmula es:

$$(5 - 95)GAP = (T_{5\%_{\text{corte pesado}}} - T_{95\%_{\text{corte ligero}}})_{ASTM 86}$$

Si se tiene una temperatura mayor que 0 se dice que se tiene una *GAP*, por lo que se tendrá un proceso más eficiente, mientras tanto cuando se tiene una temperatura menor que 0 se tiene un “overlap” o traslape lo que representa que se tiene una deficiencia en los cortes realizados en la fig. 2.6. Se muestra un ejemplo grafico de este tipo de casos.

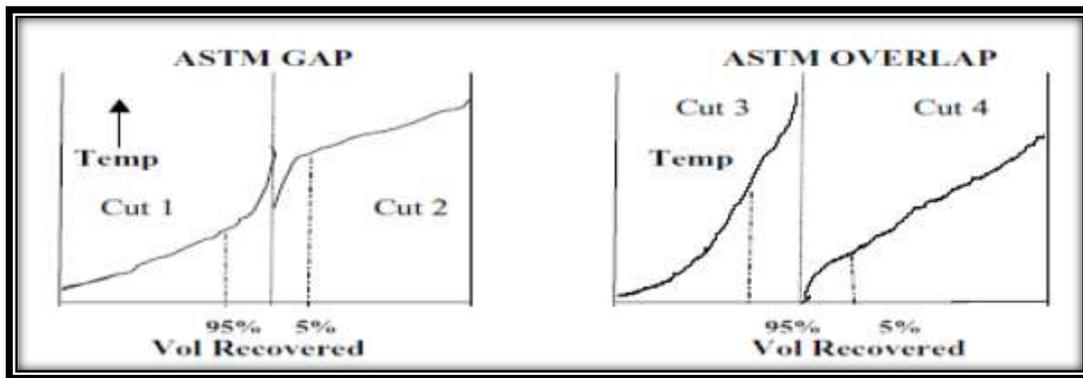


Fig. 2.7 Ejemplo de GAP y overlap



En la literatura podemos encontrar el grado de separación aceptable entre las fracciones adyacentes:

Separación	(5-95) GAP °C
Nafta ligera a nafta pesada	+11 a +17
Nafta pesada a destilado ligero	+14 a +28
Destilado ligero a destilado pesado	0 a +6
Destilado pesado a aceite pesado	0 a +6

Criterios de separación de los productos de una torre de destilación atmosférica

### 2.5.3 Vapor de zona de agotamiento

El vapor de agua sobrecalentado, es utilizado para remover los compuestos ligeros de los productos, es decir aquellos con una menor temperatura de ebullición, este es inyectado en la parte inferior de la columna y en los agotadores secundarios, estos se encuentran en la parte exterior de la torre y tienen como finalidad retirar los compuestos ligeros que contiene las salidas laterales obtenidas, para así tener un mayor grado de pureza.

El efecto que tiene el vapor principalmente es reducir la presión parcial de la fase de hidrocarburos, de esta forma se provoca que los componentes con un menor punto de ebullición pasen de la fase líquida a la fase gas. Un flujo de vapor demasiado pequeño puede provocar que se queden en la parte baja de la torre destilado ligero, mientras que un flujo mayor puede provocar que a lo largo de la torre se arrastren trazas de compuestos pesados lo que llevaría a una contaminación de los destilados ligeros.

### 2.5.4 Flujo de extracción de las corrientes laterales

El flujo que se extrae de cada corriente lateral influye directamente en el reflujo interno de la torre y en la temperatura de corte, lo que quiere decir que si se aumenta el flujo de líquido extraído se reduce la cantidad de reflujo, lo que trae como consecuencia que el líquido sea más rico en componentes menos volátiles esto origina que se eleve el punto de ebullición de la fracción en cuestión, mientras que en la situación contraria, si se reduce el flujo de extracción esta fracción reducirá su temperatura.

En general se puede afirmar que a una mayor extracción aumentara el punto de ebullición de los productos extraídos, mientras si se reduce, disminuirá el punto de ebullición por lo que hace que se vuelva más rica en los componentes más volátiles.



### 2.5.5 Presión de operación

La presión óptima a la que debe trabajar la torre debe ser la más baja posible, ya que trabajar a una presión alta el sistema requerirá de que se tenga una mayor temperatura a la salida del horno, por lo tanto se requiere de una mayor cantidad de energía lo que deriva en la formación de coque, es por esto que el fraccionamiento se hace más difícil a altas presiones.

La mayoría de las torres manejan de 25 a 30 platos entre la zona flash y el domo, se considera que la caída de presión entre cada plato es va de 0.1 a 2 psi por lo que se puede conocer la caída de presión total entre la zona flash y el domo.

### 2.5.6 Temperatura a la entrada de la torre

Durante el tratamiento previo que el recibe el petróleo crudo, tiene como objetivo tener una óptima temperatura de entrada a la torre, ya que es aquí a donde se determina el grado de vaporización del crudo, esta temperatura está en función de las características propias del crudo y de las fracciones que se quieran obtener, cualquier modificación esta variable afectara el equilibrio entre las fases y la temperatura a lo largo de la torre, lo que llevaría a un cambio en las características de los productos. Una baja temperatura al final del tren de calentamiento conlleva a una menor cantidad de destilado, mientras que una alta temperatura llevaría a la formación de productos indeseables y al paro de la planta para retirarlos.

### 2.5.7 Torre de destilación atmosférica con platos

El tipo de columna que se ocupa para este paso s la columna atmosférica con platos, el número de estos platos dependerá de lo complicado de la separación, esta está determinada por el balance de materia y de las consideraciones del equilibrio, para saber el número de etapas que se ocupara se puede consultar bibliografía, en este caso Watkins recomienda cierto número de platos para casa sección

Separación	Número de etapas
Nafta ligera a nafta pesada	6 a 8
Nafta pesada a destilado ligero	6 a 8
Destilado ligero a destilado pesado	4 a 6
Destilado pesado a gasóleo atmosférico	4 a 6
Zona flash a primera salida lateral	3 a 4
Sección de agotamiento del vapor	4

Requerimientos de etapas en una torre de destilación atmosférica



Existe una gran variedad de platos, para seleccionar el mejor se toma en cuenta el proceso, el diseño de la torre, el costo, la eficiencia, la corrosión etc., dentro de la variedad de platos dentro de los que podemos encontrar son: los válvula, perforados, burbujeo o tipo chimenea. La distancia entre estos tiene un efecto importante tanto en la inundación como en el arrastre, la separación adecuada beneficiara a la separación del líquido y el vapor, el espaciamiento más común es de 45.75 cm, por lo que una torre que tenga aproximadamente 30 platos medirá más de 13 metros de altura.

### **2.5.8 Agotadores laterales**

Los productos que se obtienen de los cortes laterales son enviados a unos separadores, los cuales normalmente están apilados uno encima del otro al lado de la torre, estos separadores tienen por lo general el objetivo de eliminar los compuestos ligeros que aun contiene las corrientes laterales, típicamente estos separadores tienen de cuatro a diez platos, una de las partes que se obtiene es regresada como reflujo a la torre en una etapa superior a la que fue extraída, mientras que la otra parte se ocupara en el tren de calentamiento del crudo, para posteriormente ser tratada en alguno de los siguientes procesos de la refinación.

## **2.6 Productos**

Los productos que se obtiene de los cortes laterales normalmente dependen de la composición del crudo que se destila, aunque típicamente se pueden obtener los siguientes productos:

**Gas combustible:** El gas combustible consta principalmente de metano y etano, esta corriente también se conoce como “gas seco”.

**Gas húmedo:** Esta corriente contiene propano y butano, así como también metano y etano. El propano y butano se separan para utilizarse en el GLP (gas licuado de petróleo), y el butano también es ocupado para la mezcla de gasolinas.

**Nafta:** Se tienen dos tipos de naftas, las naftas ligeras y las naftas pesadas, la nafta ligera contiene la mayor porción de C5 y tiene un rango que va desde los 32°C hasta los 105°C, esta fracción se desulfura y estabiliza para le mezclado de gasolinas. La nafta pesada por su parte tiene a la mayoría de los naftenos más pesados, y tiene un rango de corte que va de los 105°C hasta los 232°C, esta fracción es mandada a la isomerización para poder ser tratada y posteriormente ser utilizada en la mezcla de gasolinas ya con un mejor octanaje.

**Querosina:** Es el segundo corte que normalmente se obtiene de la destilación del petróleo crudo, dentro de los usos que típicamente se le da es en el uso de



calefacciones además de combustible para lámparas de aceite, su intervalo suele ser entre 360°F y 480°F.

**Turbosina:** Es el combustible que se ocupa para los aviones es un destilado similar a la Querosina, también es conocido como *jet fuel* y combustible de reactor, tiene un rango de corte de 142°C a 300°C.

**Gasóleos:** Se manejan dos tipos de gasóleo el ligero y el pesado, el ligero tiene un rango de corte que de 460°F a 610°F y es el precursor del diésel, mientras que el pesado puede ser utilizado como materia prima para la elaboración de lubricantes.

**Residuo atmosférico:** Esta parte no se puede separar en una destilación atmosférica por lo por general puede ser ocupado para producir combustible pesado o puede ser mandado a otras plantas para sacarle más provecho y poder obtener lubricantes, asfalto, etc.

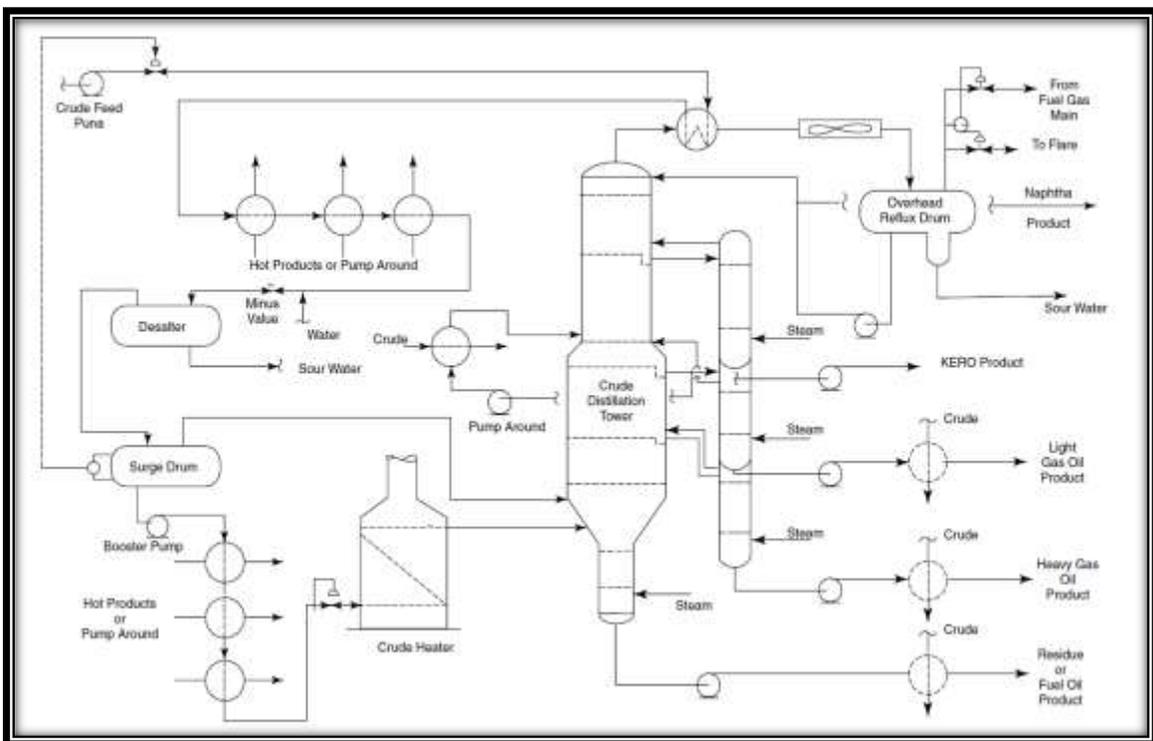


Figura 2.8 Proceso típico de e destilación atmosférica

## 2.7 Simulación de procesos

La simulación de procesos aplicada a la ingeniería química ayuda a dar una solución más practica a las problemáticas que presentan los balances de materia y energía, que pueden incluir ecuaciones diferenciales y algebraicas de difícil



tratamiento, así como en el estimación de propiedades fisicoquímicas, en los fenómenos de transportes etc., además es de gran utilidad para el dimensionamiento y la obtención de costos de los equipos involucrados en el proceso.

La simulación es de gran utilidad a la hora de darle solución a los principales premisas de los procesos que suelen ser: *análisis de proceso, diseño de proceso y optimización del proceso*

En la actualidad la simulación de procesos juega un papel importante en la industria química, ya que con ella se puede tener una idea más completa de cómo se comporta o se comportara la planta en un futuro, si se desea hacer cambios en el proceso o hacer una reconfiguración, y así poder pronosticar diversos escenarios a los que se pueda enfrentar el proceso si la necesidad de parar la planta o cambiar los equipos, y así tener un gran ahorro económico, además de que permite el uso de los datos reales de la planta.

Algunas otras ventajas son, que se pueden comparar distintos procesos y diseños al fin de encontrar compatibilidades y así tener un mejor proceso. A nivel estudiante es de gran utilidad ya que se puede dar una idea general de lo que es un planta en la vida real.

Así como se tiene ventajas también se tienen desventajas entre las que se podían mencionar se encuentran que la simulación es un campo en el cual se tiene que estar especializado con el lenguaje y terminología que ocupe el programa que se vaya a ocupar, lo que reduce el número de personas que se especializan en esto, otra de las desventajas que se podría mencionar que los modelos ocupados solo sirven como herramienta para analizar el comportamiento del proceso bajo ciertas condiciones.

## **2.8 Simulador Aspen HYSYS**

Este simulador es una herramienta comercial integrada por modelos de unidades de proceso como pueden ser bombas, compresores, torres, intercambiadores de calor, por lo que es de gran utilidad para simular un proceso de refinación, dentro de las ventajas que se tiene es que ayuda en las fases de diseño conceptual, y monitoreo de los procesos.

Entre las principales utilidades que podemos encontrar en esta herramienta son: la caracterización del crudo que se ocupara, la generación de gráficos y tablas, el dimensionamiento y la evaluación de los equipos, el análisis de propiedades de componentes puros y de mezclas, optimización de proceso, y análisis dinámico de procesos entre otros. Además cuenta con una gama de modelos matemáticos



para escoger el que más se adapta a las necesidades del proceso, esta herramienta también permite manejar un modelo dinámico, por lo que también permite generar las estrategias de control más adecuada.



## Capitulo 3

### **Aspectos generales de la refineria “Gral. Lázaro Cárdenas del Rio”**



### **3 Aspectos generales de la refinería “Gral. Lázaro Cárdenas del Río”**

#### **3.1 Refinería “Gral. Lázaro Cárdenas” Minatitlán, Veracruz.**

La refinería se encuentra localizada dentro del municipio de Minatitlán y cuenta con una superficie de 200 hectáreas y se ubica cerca del río Coatzacoalcos.

Inicio labores en el año 1906 bajo la administración de la compañía “El Águila”, extrayendo el petróleo crudo de los campos de San Cristóbal, al suroeste de la refinería. Con la expropiación petrolera las instalaciones pasaron a ser patrimonio de la nación.

Hacia el año 1954 es cuando se empieza la era moderna de la refinería, con el desmontaje de las antiguas instalaciones y la construcción de las nuevas plantas. Como resultado de esta expansión se tiene actualmente 32 plantas de operación normal, dentro de las cuales se pueden mencionar:

- 5 plantas de destilación primaria
- 3 plantas preparadoras de carga
- Planta de desintegración catalítica (FCC)
- Planta de polimerización
- Planta fraccionadora de propano – propileno
- Plantas fraccionadora de isobutano
- Plantas de hidrodesulfurización catalítica
- Planta de isomerización catalítica de pentanos y hexanos
- Planta hidrodesulfuradora de destilados intermedios
- Planta hidrodesulfuradora de nafta
- Planta tratadora y fraccionadora de hidrocarburos
- Plantas de reformación catalítica de gasolinas
- Planta fraccionadora de solventes
- Planta de Ciclohexano
- Planta recuperadora de azufre

En el año de 1974 la refinería cambia su nombre por el de “Gral. Lázaro Cárdenas del Río” a manera de homenaje por su intervención en la industria petrolera. En 1997 se incorporan las instalaciones de Pemex Refinación ubicadas en “La Cangrejera” constituidas por 3 plantas de proceso, 1 torre de enfriamiento de agua y 12 tanques de almacenamiento.

La materia prima proviene de los campos petroleros ubicados al sur y al sureste del país y cuenta con una capacidad de proceso de 190,000 barriles diarios de crudo. El área de influencia, incluye al sureste del país y parte de la demanda del



Distrito Federal, los estados que reciben los energéticos producidos por la refinería son: Puebla, el sur de Veracruz, Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo, Chiapas, Tlaxcala, y Oaxaca



Figura 3.1 Zona de influencia en el país

### 3.2 Reconfiguración de la refinería

La reconfiguración que se está llevando a cabo en la refinería, permitirá que se tenga un manejo más adecuado de los recursos naturales con los que cuenta la refinería, además de que con las nuevas plantas se podrá obtener de los residuos, productos de mayor valor agregado y que produzcan menos emisiones al ser utilizados.

El proyecto prevé una inversión aproximada de 1,000 millones de dólares, lo que conlleva a una gran derrama económica para esta región del país, este proyecto también contempla la reducción de la importación de gasolina así como apoyar el cumplimiento de las altas exigencias en la normatividad ambiental.

La reconfiguración permitirá procesar 150 mil barriles diarios de crudo pesado, lo que repercutirá en una producción adicional de gasolina, diésel y turbosina de alrededor de 95 mil barriles diarios, el valor que se prevé que tengan estos combustibles son de casi 2 mil millones de dólares. En general el proyecto incluye la construcción de 11 nuevas plantas de proceso y servicios auxiliares.

### 3.3 Planta primaria No 3

La planta primaria No. 3 fue diseñada por el licenciador *The Flour Co. Ltd*, para procesar 50,000 barriles diarios de 30 % de crudo Ordoñez y 70% de crudo plan, fue puesta en marcha en Marzo de 1963, en 1973 se revampeo por el IMP/Sulzer aumentando su capacidad a 75,000 BPD, y mediante un rediseño además de la instalación de una torre despuntadora se procesan 80,000 BPD, los productos que



se obtienen bajo este procesamiento son: gases incondensables, gasolina de despunte, gasolina fraccionada, nafta, querosina, diésel, gasóleo pesado y crudo reducido.

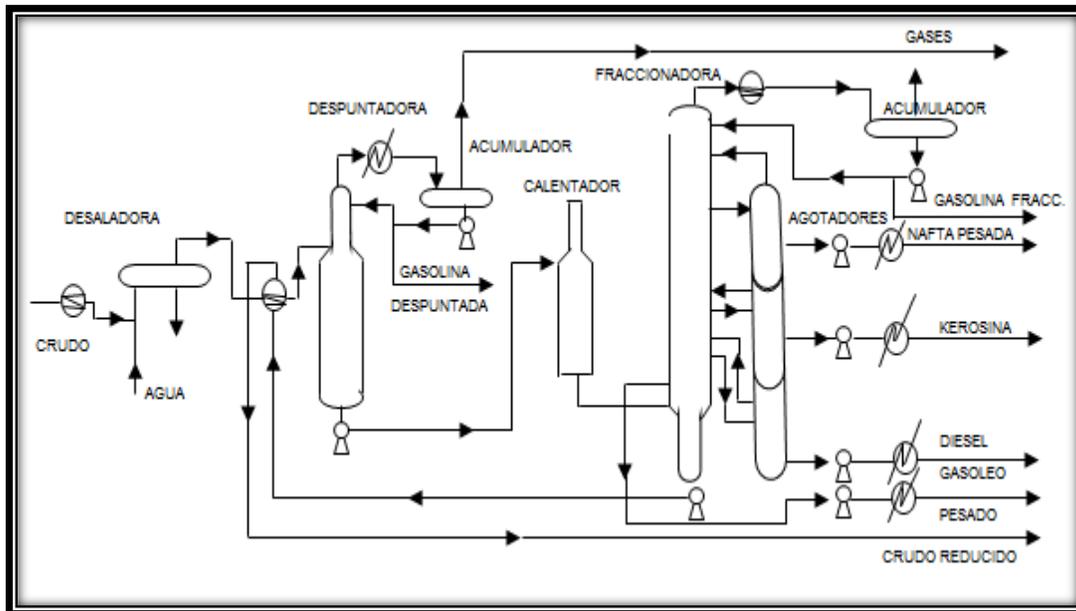


Figura 3.2 Diagrama Planta Primaria

### 3.1 Descripción de proceso de la planta primaria No 3.

El crudo que se tiene almacenado es bombeado hacia el primer paso, que es el tren de calentamiento, como primer objetivo se tiene que llegar a una temperatura de 163°C para que llegue a la desaladora a una temperatura adecuada, para lograr esto la corriente es dividida en tres corrientes que pasaran por intercambiadores de calor, las corrientes que se ocupan para calentar esta parte provienen de la torre lo que significa que mientras el crudo gana temperatura, las corrientes laterales perderán temperatura, las corrientes que se ocupan son el reflujo ligero y pesado de la torre (los llamados *pumparound reflux*), la querosina y el diésel y la turbosina. Una vez que se hicieron pasar por estos intercambiadores son unidas las corrientes de nuevo, para hacerlas pasar por un nuevo intercambiador el cual ocupa el residuo obtenido de la torre fraccionadora.

Cuando se presentan concentraciones mayores a 30 lb<sub>NaCl</sub>/1000 lb es necesario llevar a cabo el proceso de desalado con el fin de disminuir la cantidad de sal que se pueda almacenar ya sea en las tuberías o en los equipos, el fin de calentar el crudo antes de llegar a la desalación es porque se reduce la viscosidad y su tensión superficial, lo que ayuda a la separación del agua. La temperatura está limitada por la presión de vapor del crudo alimentado.



El primer paso en la desalación del crudo es formar una emulsión de crudo con agua bajo suficiente presión para prevenir la vaporización de los hidrocarburos o del agua. Las sales se disuelven en el agua y posteriormente se procede a separar la fase acuosa de la orgánica mediante la separación electrostática este paso consiste en aplicar un campo eléctrico de potencial elevado (16000-35000 Volts), debido a la acción de este campo el agua se colapsa y forma gotas, y debido a que la densidad es más grande se van al fondo de la desaladora junto con la sal disuelta, ya en el fondo el agua se drena para ser dirigida hacia el sistema de recolección para su posterior tratamiento.

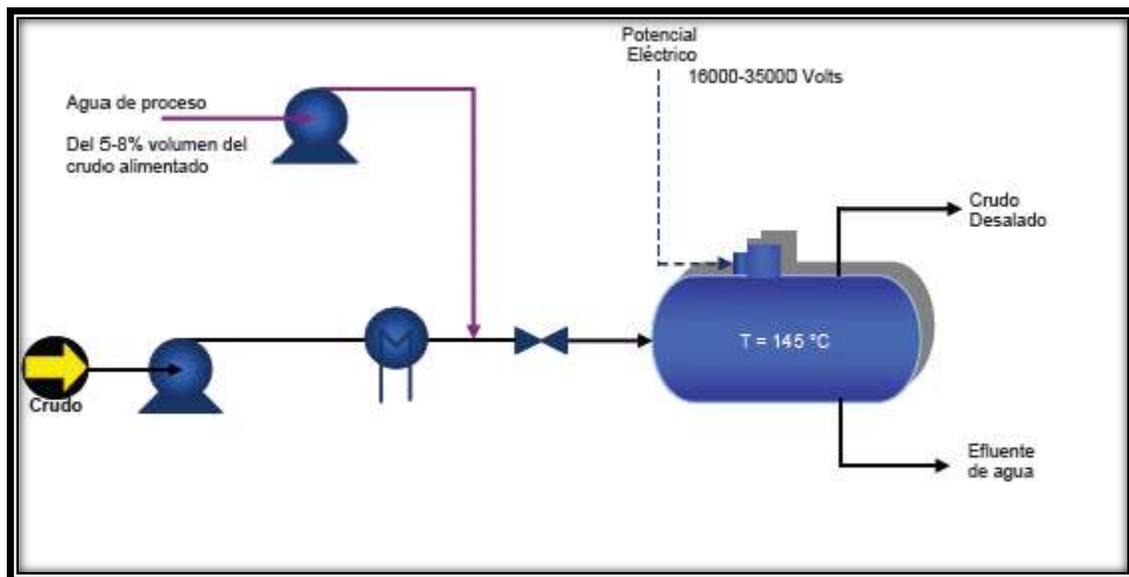


Figura 3.3 Proceso de desalado

El crudo desalado necesita aumentar su temperatura a 212°C para poder ser despuntar la gasolina, debido a esto pasa a unos intercambiadores, primero a uno que ocupa el reflujo ligero de la torre, posteriormente se hace pasar por otro que ocupa el reflujo pesado, para terminar en un intercambiador que ocupa el crudo reducido, después entra a un control de nivel que entra a la torre despuntadora, el fin de esta torre es quitar algunos compuestos ligeros que contiene el petróleo con el fin de tener mayor eficiencia en la torre atmosférica, por el domo se obtiene una corriente gaseosa que se condensa y va a un acumulador, la fase líquida se envía a filtración esta corriente es la gasolina que sirve como alimentación a la hidrodesulfuradora para ser tratada, la fase gaseosa es manejada hacia el acumulador de la planta catalítica FCC para aprovechar los arrastres de gasolina.

El fondo de la torre despuntadora aún no está listo para ser introducido en la torre atmosférica ya que aún no tiene la vaporización deseada, para lograr esto en



enviado hacia dos calentadores, cada uno de ellos con cuatro serpentines, saliendo de ellos el crudo despuntado a una temperatura de 360°C para así ya poder entrar a la torre atmosférica.

### **3.1.1 Torre atmosférica V-1600**

La torre fraccionadora consta de 33 platos, el vapor que se ocupa para esta torre es sobrecalentado a una presión de  $3.5 \text{ Kg/cm}^2$ , y es introducido por la parte baja de la torre para favorecer el proceso de destilación, el crudo calentado es introducido a la zona flash mientras que el crudo reducido también llamado residuo atmosférico sale por el fondo y es enviado para calentar la carga de crudo, de ahí sirve como carga para las unidades Preparadoras de Carga.

Del plato No. 8 se maneja una extracción que se divide en dos corrientes: una regresa inmediatamente al plato No. 7 teniendo como finalidad eliminar metales y carbón de la corriente gaseosa que va subiendo por la torre, la otra corriente es utilizada para el tren de calentamiento y retorna a la torre en el plato No. 11 esta corriente se conoce como reflujo inferior. Del mismo plato No.7 sale otra extracción conocida como gasóleo pesado primario esta enviada a un agotador y de ahí es enviada al tren de precalentamiento como carga para un intercambiador, de ahí es enviado a los cabezales de distribución.

Del plato No. 13 sale la otra corriente de reflujo que es ocupada para el tren de calentamiento, regresando a la torre por el plato No. 18, de este mismo plato No. 13 sale una corriente llamada diésel que es enviada a la planta catalítica o puede ser enviada a los tanques de gasóleo de la carga de la catalítica FCC.

Del plato No. 19 sale una corriente denominada turbosina, que va a un agotador, para ser rectificado e igualmente que las otras corrientes es ocupada en el tren de calentamiento para posteriormente ser enviada a los tanques de almacenamiento.

Del plato No. 25 se extrae una corriente que es clasificada como querosina la cual es enviada a un rectificador, para posteriormente ser utilizada para precalentar la carga de crudo y después es enfriada y va a los tratamientos de sosa y a tanques de querosina.

Por ultimo del domo se obtienen las corrientes de la nafta primaria, la corriente de vapor y el agua amarga. La fase líquida es manejada y una corriente va a control de flujo al domo de la torre despuntadora, a donde controla la temperatura del domo de la torre despuntadora, otra corriente de la fase líquida es enviada a la carga hidrosulfuradora de gasolina, una tercera corriente, va al reflujo de la torre fraccionadora donde controla su temperatura. La fase gaseosa se maneja hacia el acumulador de la FCC catalítica donde se recuperan los arrastres de gasolina.

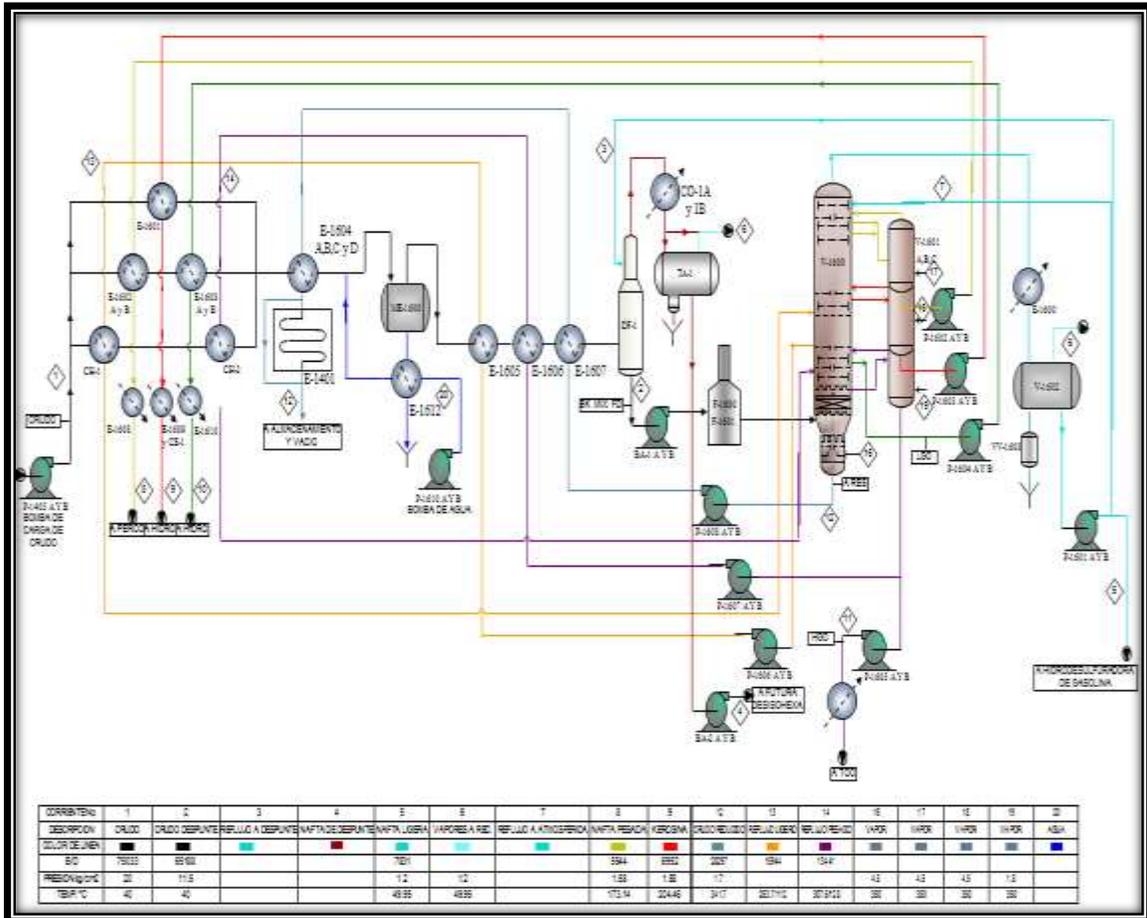


Figura 3.4 Diagrama Planta Primaria No. 3



# Capitulo 4

## **Simulación de la torre atmosférica V-1600**



#### 4 Simulación de la torre atmosférica V-1600

Para que una simulación llegue a buen puerto es necesario llevar un orden específico, para esto es importante determinar los pasos que se van a llevar a cabo en la realización del esquema de simulación, esto con el fin de hacer más fácil el manejo de datos y tener resultados más correctos y confiables, la metodología que se empleó fue la siguiente:

- 1) Abrir el programa *Aspen- Hysys* y abrir un nuevo caso, aparecerá la ventana "*Simulation Basis Manager*", en esta ventana es donde se llevan a cabo las primeras especificaciones en la simulación, aquí es donde se define y caracteriza el crudo que ocupará en la simulación.
- 2) El siguiente paso es establecer el modelo para el cálculo de propiedades termodinámicas, en el caso de esta simulación se eligió usar el modelo *Peng-Robinson*, dado que esta ecuación de estado se aproxima mejor a los valores reales de las propiedades de los hidrocarburos.
- 3) Una vez establecido el modelo termodinámico se procede a definir los componentes involucrados en el proceso, tomando en cuenta que para el vapor que se inyecta a la torre se tiene que declarar el agua.

Elementos	Símbolo
Metano	C <sub>1</sub>
Etano	C <sub>2</sub>
Propano	C <sub>3</sub>
Isobutano	iC <sub>4</sub>
n-Pentano	nC <sub>4</sub>
Isopentano	iC <sub>5</sub>
n-Pentano	nC <sub>5</sub>
Agua	H <sub>2</sub> O

Elementos ingresados en la simulación

- 4) Ya declarados los elementos se necesita realizar la caracterización del crudo, este paso es de suma importancia ya que una mala caracterización llevaría a malos resultados, para caracterizar el petróleo se tienen que llevar a cabo varios pasos:

El primer paso es crear un análisis (Assay), para esto es necesaria la información que proporciona el área del Laboratorio Experimental de la refinería, de donde se obtiene:



- La curva TBP
- Las propiedades de bullo
- Los compuestos ligeros

Una vez localizados los datos requeridos son introducidos al simulador

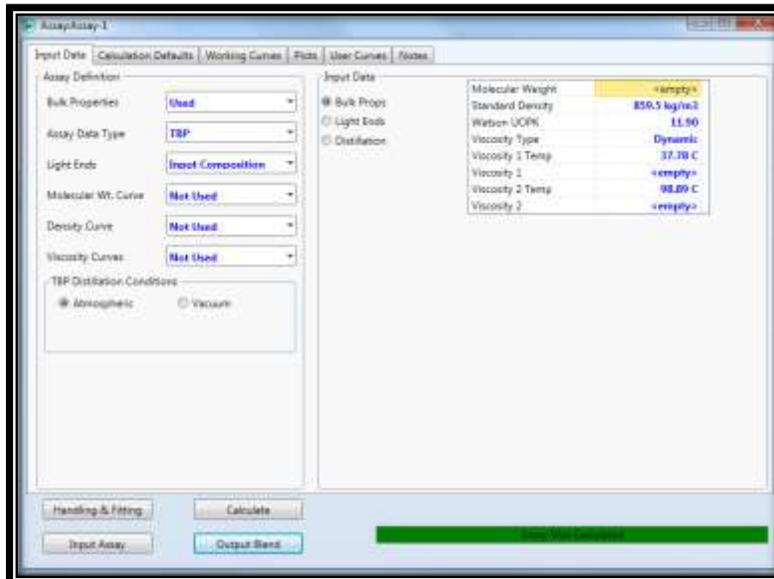


Figura 4.1 Propiedades de bullo

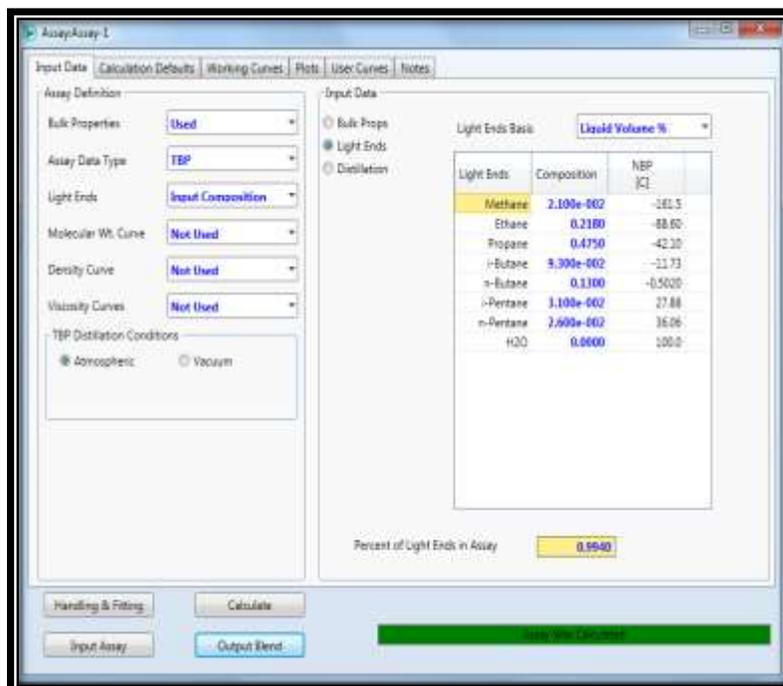
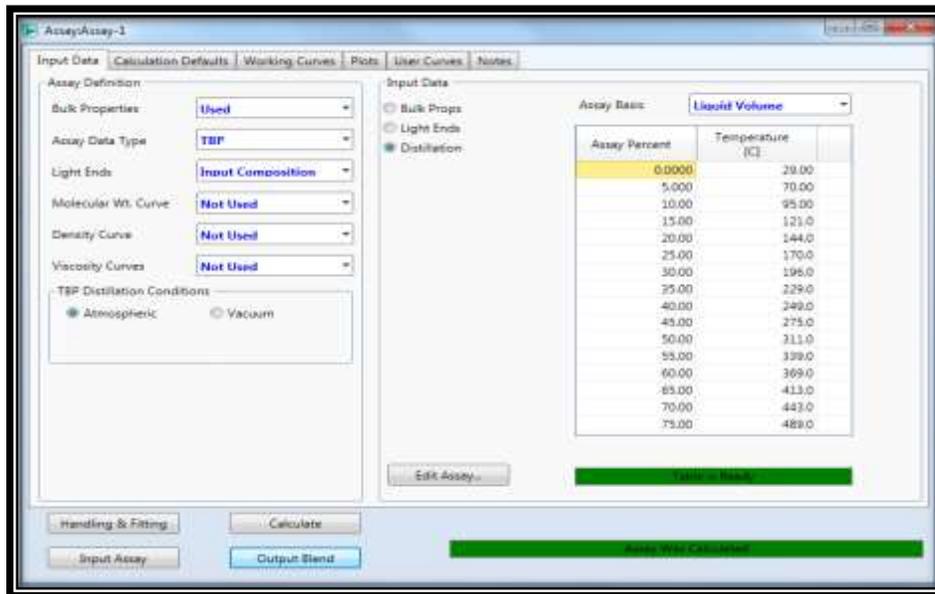


Figura 4.2 Componentes ligeros



#### 4.3 Especificaciones TBP

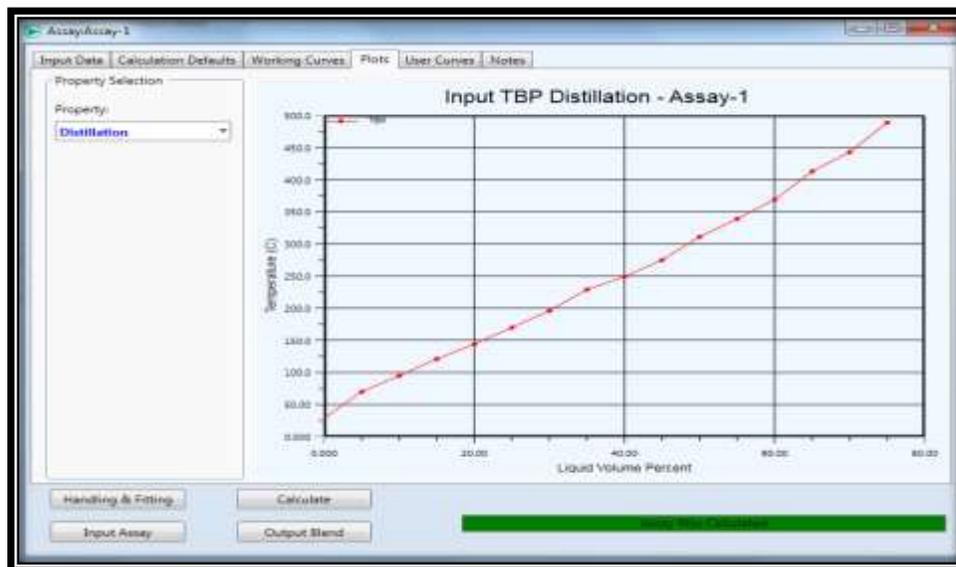


Figura 4.4 Curva TBP calculada

5) Para continuar con la simulación es necesario definir los cortes (blend), estos serán los compuestos hipotéticos presentes en el crudo simulado, esto lo realizara de acuerdo a la información proporcionada, la opción que se usa para este paso es la de herramienta de *Autocut* con la que cuenta el simulador *Aspen Hysys*, la cual lo hará de forma automática

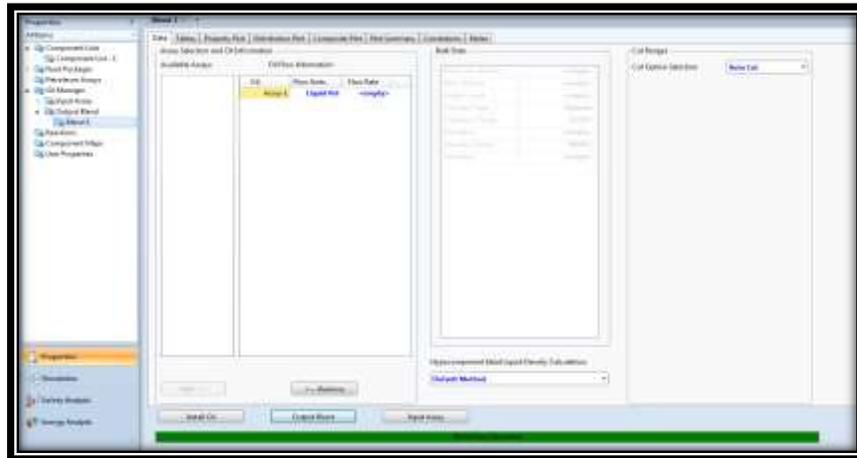


Figura 4.5 Definición Blend y Autocut



Figura 4.6 Curva TBP calculada con el Blend

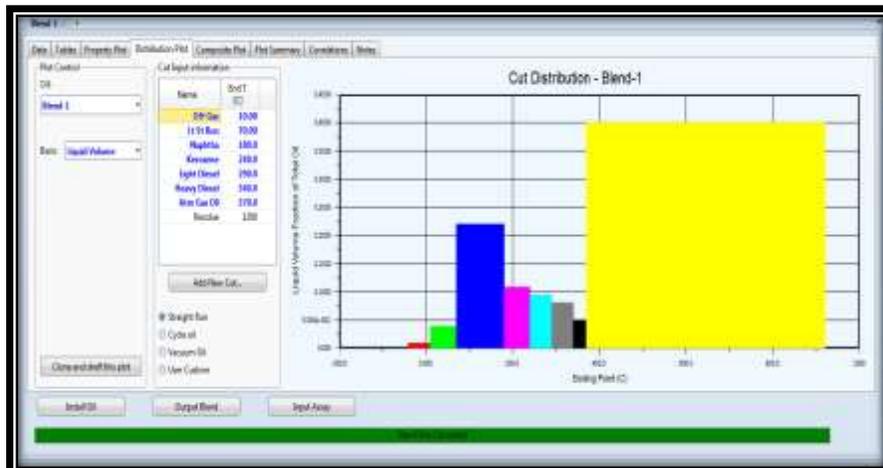


Figura 4.7 Distribución del crudo con el Blend



Ya calculado el blend se procede a ingresar la corriente de crudo para ser utilizada en la simulación

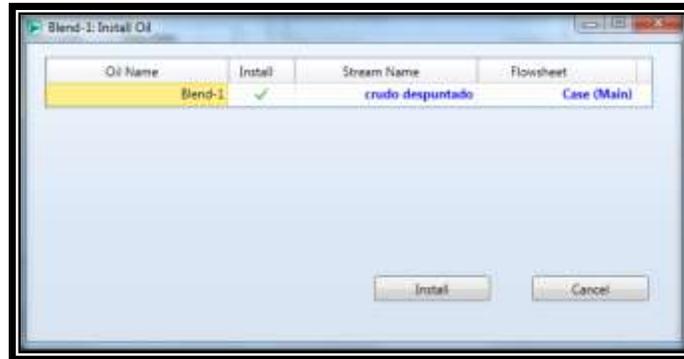


Figura 4.8 Instalación de la corriente

6) De la paleta de equipos se toma de la sección de “Columns” se selecciona la torre “*Refluxed Absorber Column Sub-Flowsheet*” esta es la columna seleccionada para este proceso de destilación ya que nos permite ir agregando paso a paso tanto los agotadores laterales, como las recirculaciones con las que cuenta la torre.

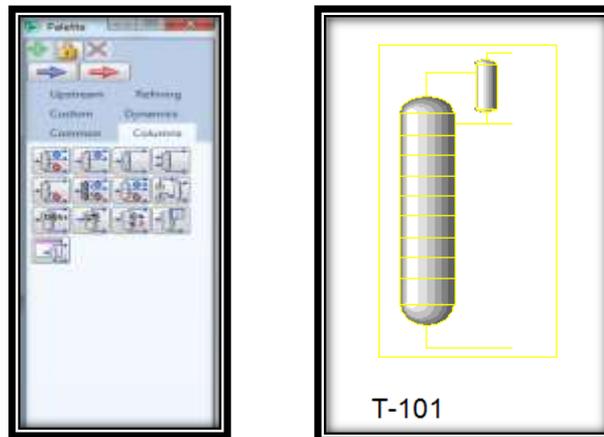


Figura 4.9 paleta de equipos y torre ocupada para la simulación

7) Una vez elegido el equipo se declaran las corrientes de servicios auxiliares que van a ser utilizados en el proceso, en esta ocasión solo vapor (vapor principal, vapor del agotador de: la querosina, la turbosina y el gasóleo pesado atmosférico), además se especifican las variables necesarias para que la torre pueda converger, en este caso se especificó los flujos, las temperaturas, la presión además de que a algunas de las variables se les especifico la TBP o la ASTM 86, esto con el fin de tener mejores resultados, el número de variables que se tiene que especificar



dependerá del equipo que se esté ocupando, en otras palabras el número de grados de libertad para que pueda converger debe ser igual a cero.

Las especificaciones que se tomaron en cuenta son:

Tabla 9	
Temperatura	360 °C
Presión	1.765 bar
Flujo volumétrico	68321 Barriles/día

Corriente de alimentación de crudo

Tabla 10				
Nombre de la corriente	Temperatura	Presión	Flujo	Etapas de alimentación en cada agotador
Vapor principal	350 °C	3.432 bar	9811 Kg/h	1
Vapor de querosina	350°C	3.432 bar	1442 Kg/h	1
Vapor de turbosina	350°C	3.432 bar	1632 Kg/h	1
Vapor de GPA	350°C	3.432 bar	9797 Kg/h	1

Condiciones de entrada de las corrientes de vapor sobrecalentado

Tabla 11	
No. Platos	33
Presión domo	1.289 bar
Presión fondo	1.703 bar
Temperatura fondo	354.44 °C
Temperatura domo	129.44 °C

Especificaciones torre



Con estos datos se empieza a especificar la torre

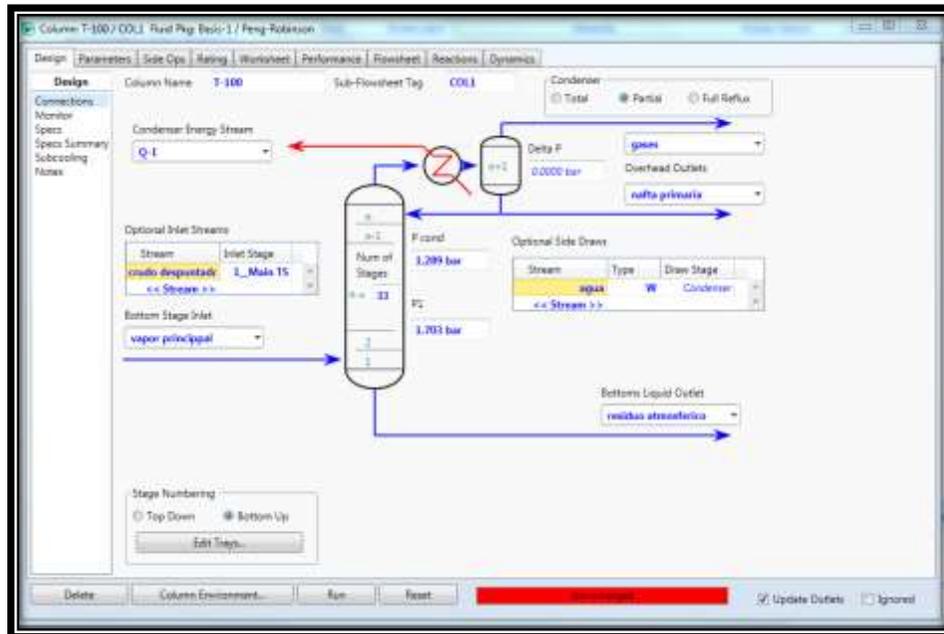


Figura 4.10 especificaciones torre atmosférica

Esta torre contará con tres agotadores y con dos “bombas de calor (pump around)”, las cuales se deben de añadir a las especificaciones de la torre

Tabla 12			
	Número de etapas	Etapas de salida	Etapas de retorno
Agotador de querosina	4	25	28
Agotador de turbosina	4	19	22
Agotador de GPA	4	5	14

Especificaciones de los agotadores

Tabla 13		
	Etapas de salida	Etapas de regreso
PA-1	13	18
PA-2	5	11

Especificaciones bombas de calor

Para poder poner estas especificaciones en el simulador es necesario dar clic en la pestaña “side ops”, posteriormente en esta ventana se da clic en la pestaña



“side ops expert”, en donde el simulador HYSYS da una gama de opciones, de las cuales se selecciona:

Para los agotadores

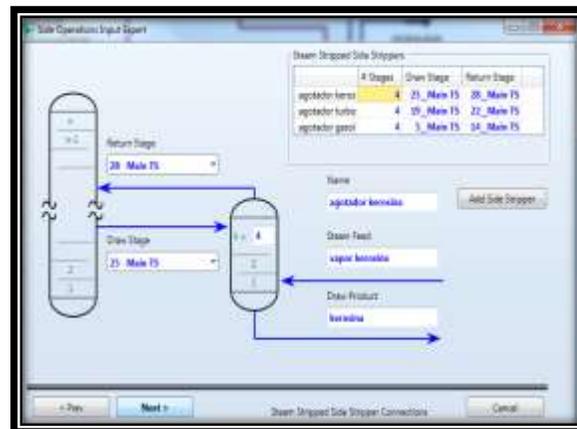


Figura 4.11 Agotadores especificados

Para las bombas de calor

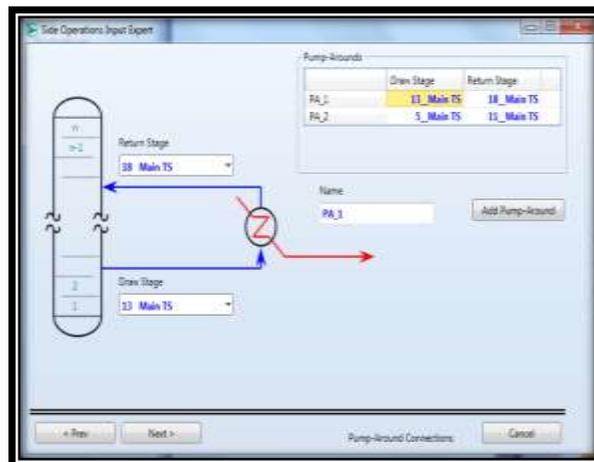


Figura 4.12 Bombas de calos especificadas

Una vez que se especifican las conexiones se puede especificar las condiciones para la convergencia

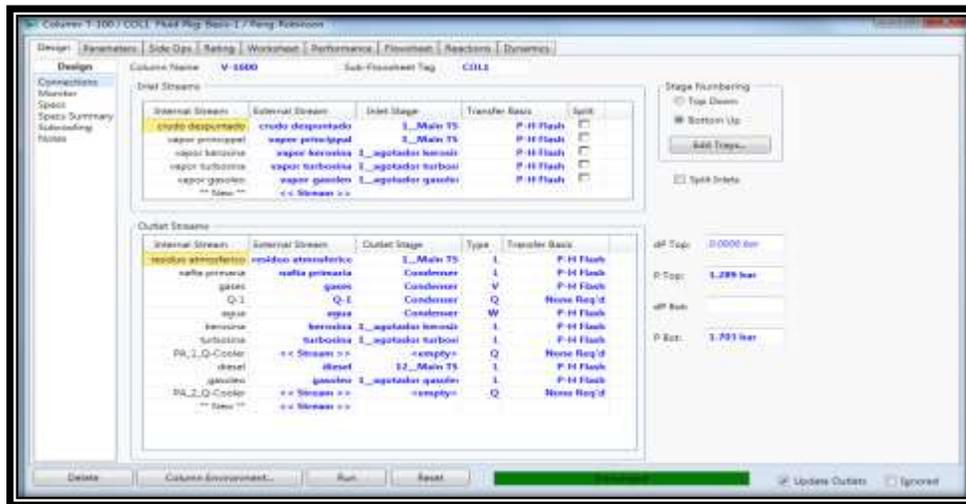


Figura 4.13 Conexiones en la torre

El simulador Aspen HYSYS cuenta con una gama de especificaciones que pueden ser utilizadas para llegar a una convergencia de mayor aceptación, para este trabajo se realizó una combinación, entre fijar flujos de algunas corrientes, fijar las TBP de otras así como fijar las ASTM D86 para otras.

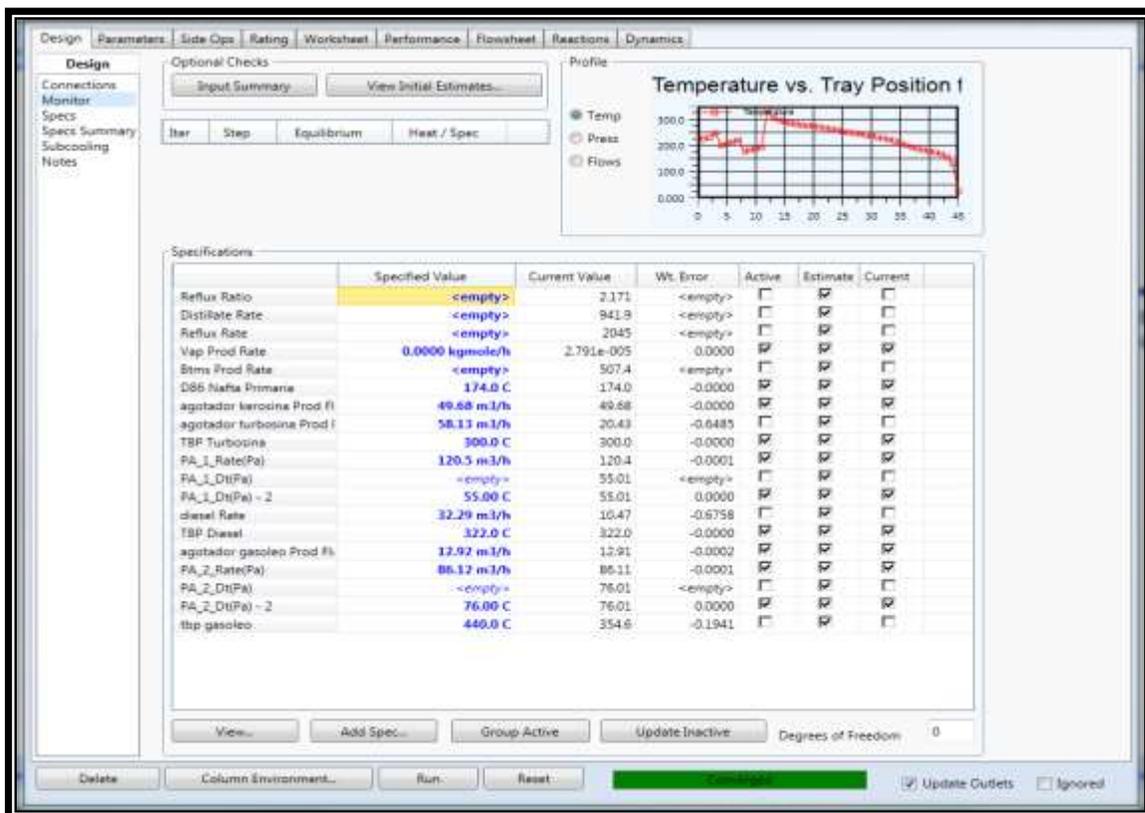


Figura 4.14 Especificación de la torre



Cabe resaltar que cuando se declaran los agotadores el simulador en automático pide el flujo de la corriente de salida del agotador, pero dentro de las ventajas que se manejan como ya se menciono es que se puede poner otras especificaciones, para realizar esto es necesario estar en la pantalla “Monitor”, para poder seleccionar la pestaña “Add Spec...”, en donde nos aparecerá una ventana con las especificaciones que permite cambiar el simulador, se selecciona “Column Stream Spec.” ,primeramente se seleccionara la corriente que se quiere especificar, posteriormente se selecciona la opción “Select Property”, el simulador nos dirigirá a otra ventana, en la cual se debe buscar la opción “Petroleum”, es aquí en donde se selecciona ya sea “TBP 95%” o “D86 95%”.

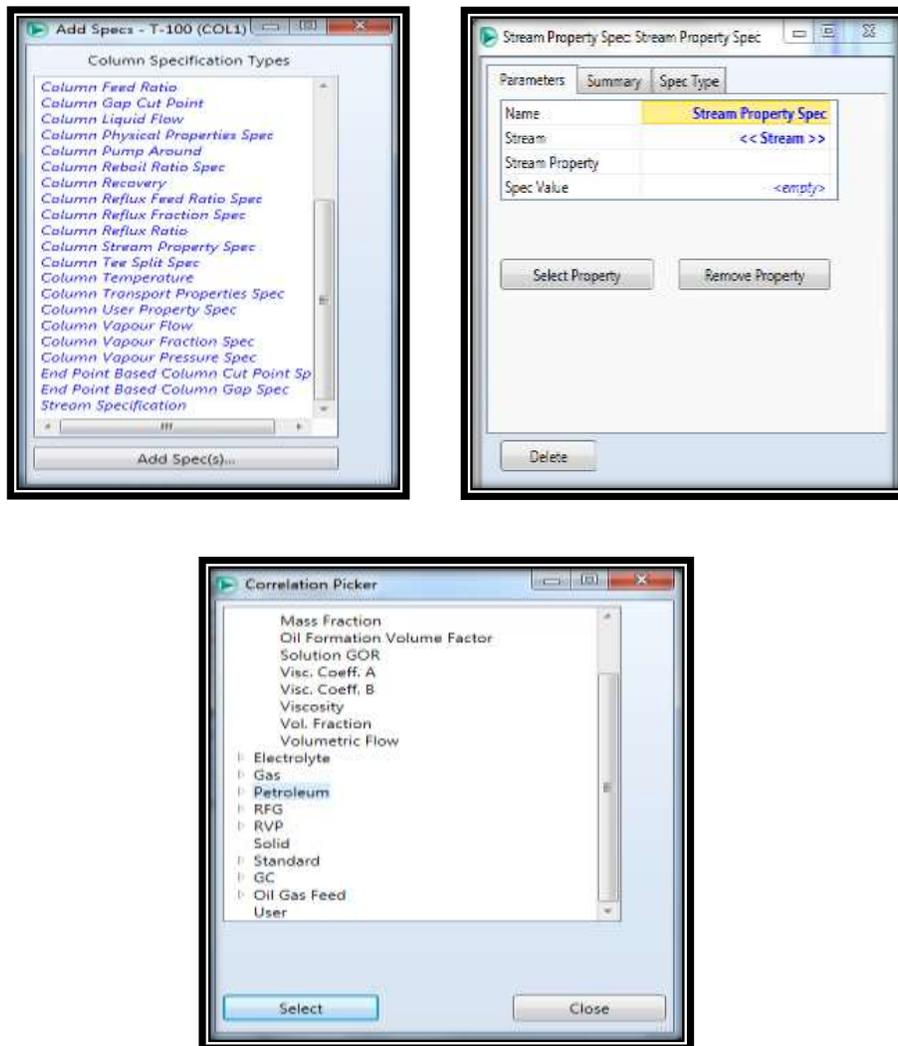


Figura 4.15 Especificaciones para las corrientes



Al finalizar, la torre conectada queda presentada de la siguiente forma en la pantalla principal del simulador:

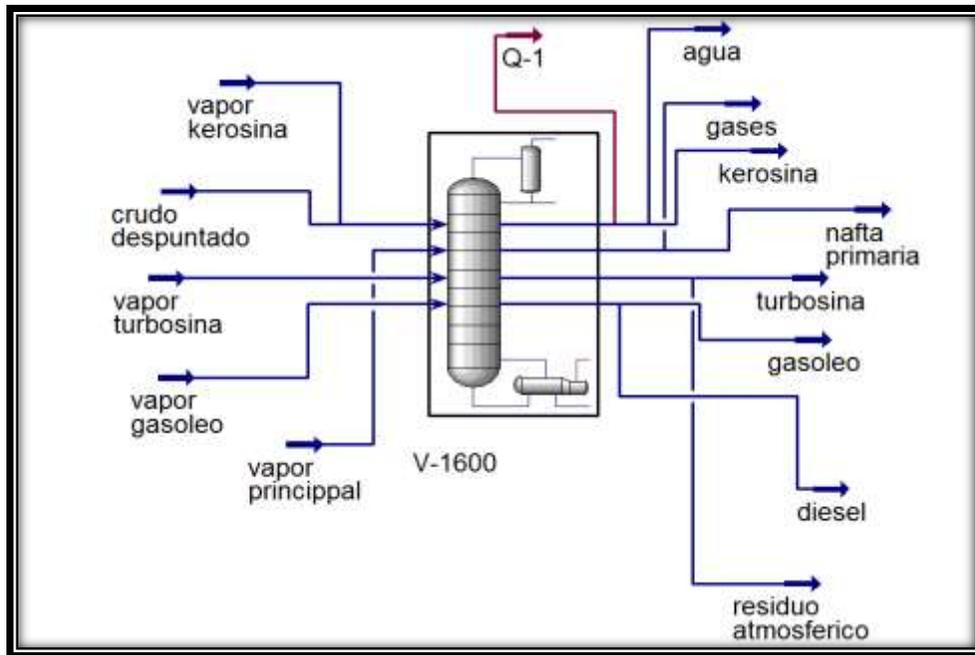


Figura 4.16 Torre atmosférica sin expandir

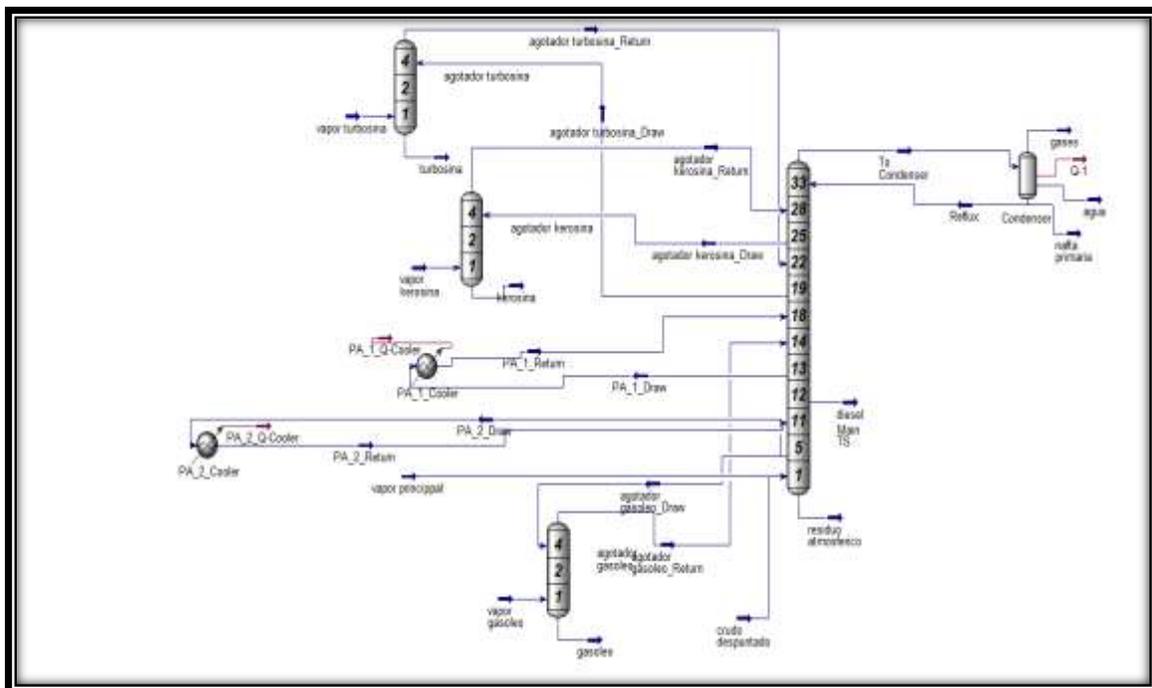


Figura 4.17 Torre atmosférica expandida



# Capitulo 5

## Análisis de resultados



## 5 Análisis de resultados

Para poder establecer la validez de la simulación es necesario realizar una comparación entre los datos obtenidos en la simulación y los datos de diseño de la planta, para esto se debe seleccionar un parámetro, en este caso se eligió la curva de destilación ASTM D86, esto debido a que influye directamente en la composición deseada para cada fracción obtenida, además se considera que tiene un mayor peso que los flujos para validar la simulación.

Otro de los parámetros que es conveniente comparar es la temperatura real de ebullición (TBP), esto con el fin de que los cortes de la destilación sean verdaderamente los productos que se tienen que obtener de la torre, los valores que serán ocupados para comparar la TBP son valores que se obtienen de la literatura.

En las tablas que se muestran a continuación se muestra la comparación de las TBP, las ASTM D86 y los flujos de los principales productos de la columna de destilación. Para calcular el porcentaje de error se ocupa la siguiente ecuación:

$$\%error = \left| \frac{X_{Diseño} - X_{HYSYS}}{X_{Diseño}} \right| \times 100$$

Para que se pueda considerar una simulación aceptable, el porcentaje de desviación que se propone es de 10% esto de acuerdo con la ASME.

### 5.1 Comparación TBP

	Teórica	HYSYS	Producto deseado
Nafta primaria	194	189	Producto deseado
Querosina	272	263	Producto deseado
Turbosina	300	301	Producto deseado
Diésel	322	322	Producto deseado
GPA	439	355	Producto deseado

TBP



## 5.2 Nafta primaria

Tabla 15			
	Diseño	HYSYS	Error
Flujo(B/D)	S/I	19690	-

Comparación de flujo Nafta primaria

Tabla 16			
%corte	HYSYS	Diseño	%error
5	77.1305977	68	11.8378413
10	84.0704089	79	6.03114576
15	89.6795281	88	1.87281109
20	94.6287635	93	1.72121394
25	99.0574201	97	2.07699747
30	102.919259	103	0.07845107
35	106.785107	109	2.07415864
40	111.881149	116	3.68145263
45	117.634935	122	3.71068779
50	122.828615	126	2.58195903
55	127.709035	131	2.5769245
60	132.465771	135	1.91311963
65	137.360959	138	0.46522785
70	142.733868	145	1.58766224
75	148.528885	150	0.99045736
80	154.772204	154	0.49892965
85	161.200632	160	0.74480623
90	167.748837	166	1.04253276
95	178.070736	174	2.28602161

Comparación de temperatura nafta primaria

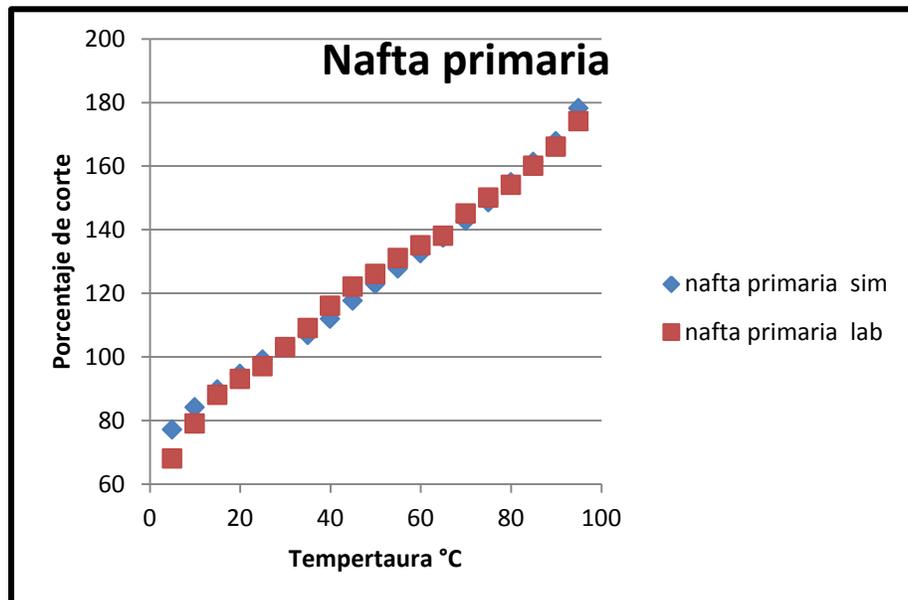




Figura 5.1 Grafica ASTM D86 de nafta primaria

### 5.3 Querosina

Tabla 16 Comparación de flujo Querosina			
	Diseño	HYSYS	Error
Flujo(B/D)	7500	7500	0%

Comparación de temperatura querosina			
%corte	HYSYS	Diseño	%error
5	206.763484	190	8.10756489
10	211.717237	192	9.31300492
15	215.063605	198	7.93421344
20	217.273697	201	7.48995273
25	219.107378	203	7.35136266
30	221.30117	205	7.36605692
35	223.383676	206	7.78198139
40	225.367361	208	7.70624512
45	227.231322	210	7.58316314
50	228.99905	212	7.42319653
55	230.732003	214	7.25170432
60	232.464105	216	7.08242894
65	234.229281	218	6.92880103
70	236.260169	220	6.88231514
75	238.311009	223	6.42480157
80	238.959398	226	5.42326375
85	241.858491	229	5.31653474
90	246.266744	234	4.98108023
95	251.614155	242	3.82099138

Tabla 17

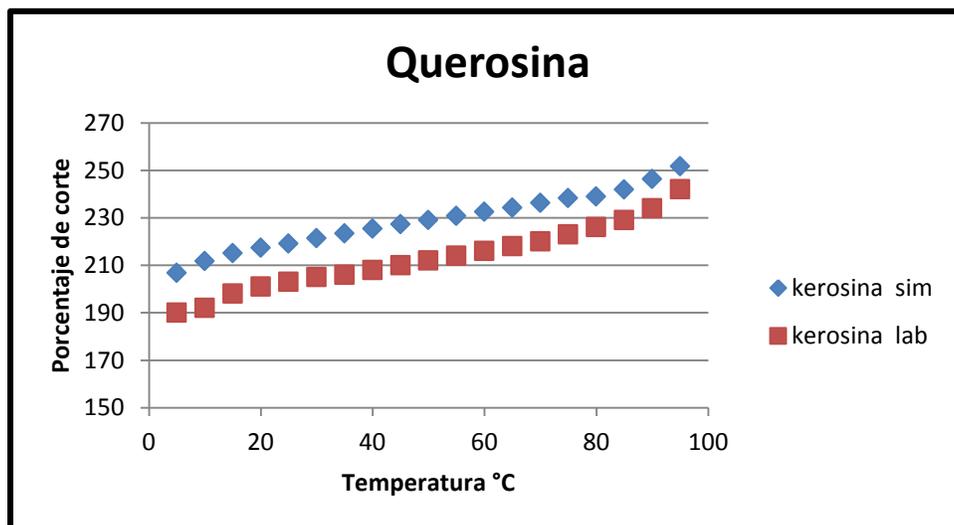




Figura 5.2 Grafica ASTM D86 de la querosina

### 5.4 Turbosina

Tabla 18			
	Diseño	HYSYS	Error
Flujo(B/D)	8775	3084	64.85%

Comparación de flujo Turbosina

Tabla 19			
%corte	HYSYS	Diseño	%error
5	249.259233	237	4.91826623
10	252.583231	241	4.58590669
15	254.803043	243	4.63222206
20	256.995569	246	4.27850531
25	258.624973	248	4.10825498
30	260.040778	250	3.86123227
35	261.299774	252	3.55904387
40	262.458748	254	3.22288662
45	263.574491	256	2.87375707
50	264.983567	258	2.63547184
55	265.856522	260	2.20288822
60	267.16832	263	1.56018483
65	268.679511	265	1.36947945
70	270.452692	267	1.27663431
75	272.661015	269	1.34269855
80	275.658724	272	1.32726598
85	278.656433	276	0.95330059
90	280.5515	280	0.19657713
95	288.315215	286	0.80301524

Comparación de temperatura de turbosina

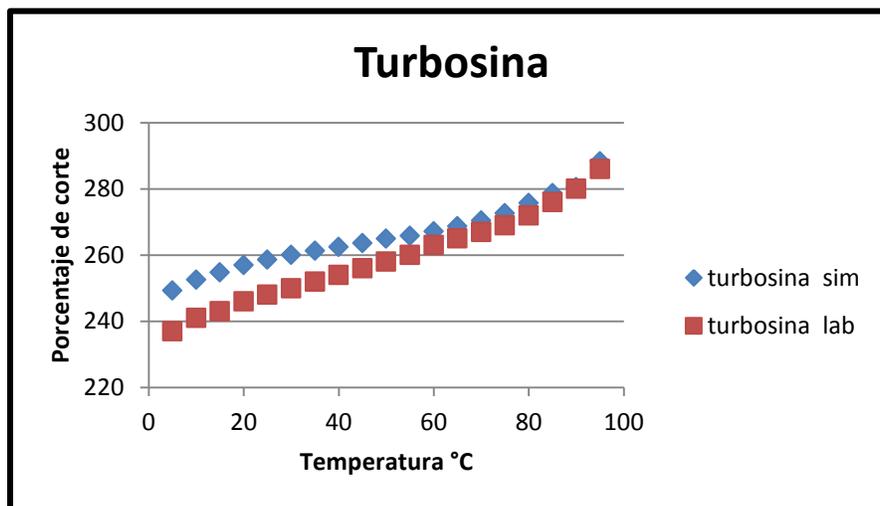


Figura 5.3 Gráfica ASTM D86 de la turbosina



## 5.5 Diésel

Tabla 20			
	Diseño	HYSYS	Error
Flujo(B/D)	4875	1581	68.41%

Comparación de flujo Diésel

Tabla 21			
%corte	HYSYS	Diseño	%error
5	249.4759	290	16.2436932
10	263.204958	297	12.8398199
15	269.106285	301	11.8517168
20	272.069303	303	11.3686832
25	274.062999	305	11.2882807
30	277.164751	307	10.7644457
35	278.560107	309	10.9275851
40	279.841515	311	11.1343327
45	281.298775	313	11.2695922
50	282.700469	315	11.4253547
55	284.111061	317	11.5760855
60	285.595017	319	11.6966265
65	287.279082	320	11.389941
70	289.572928	322	11.1982401
75	291.866774	325	11.3521746
80	292.661173	329	12.4166888
85	296.243052	334	12.7452603
90	301.839442	337	11.6487618
95	307.158958	343	11.6685647

Comparación de temperatura de diésel

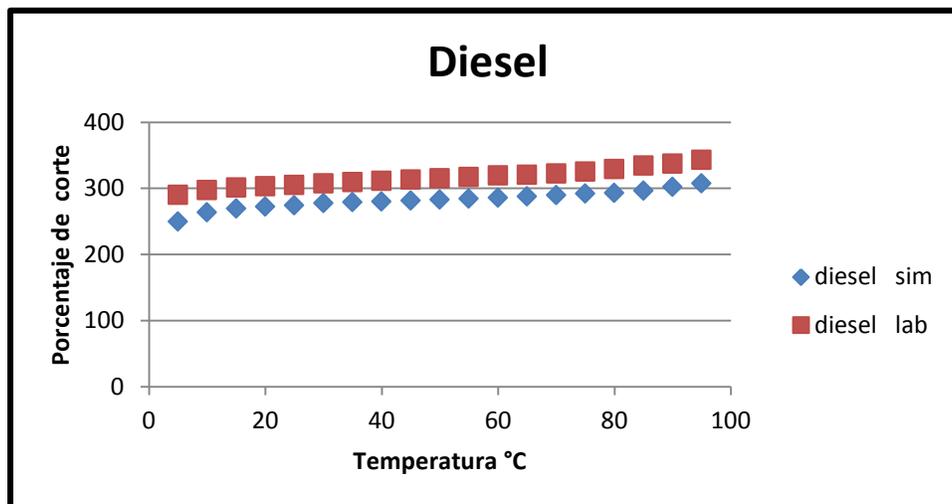


Figura 5.4 Gráfica ASTM D86 de diésel



## 5.6 Gasóleo pesado atmosférico

Tabla 22			
	Diseño	HYSYS	Error
Flujo(B/D)	1950	1950	0%

Comparación de flujo GPA

Tabla 23			
%corte	HYSYS	Diseño	%error
5	298.543609	313	4.8423045
10	301.997298	339	12.2526601
15	303.680346	348	14.5941793
20	306.837167	354	15.370639
25	307.598845	358	16.3853526
30	308.548773	361	16.9993309
35	309.849806	364	17.4762716
40	311.106744	367	17.9659418
45	312.357309	372	19.0943796
50	313.639229	375	19.5641251
55	314.990227	379	20.3211935
60	316.775426	383	20.9058434
65	318.579008	385	20.8491427
70	319.302325	389	21.8281137
75	321.484668	393	22.2453323
80	324.403637	396	22.070148
85	328.318669	401	22.1374346
90	330.39082	410	24.0954577
95	338.552899	421	24.3527974

Comparación de temperatura de gasóleo pesado

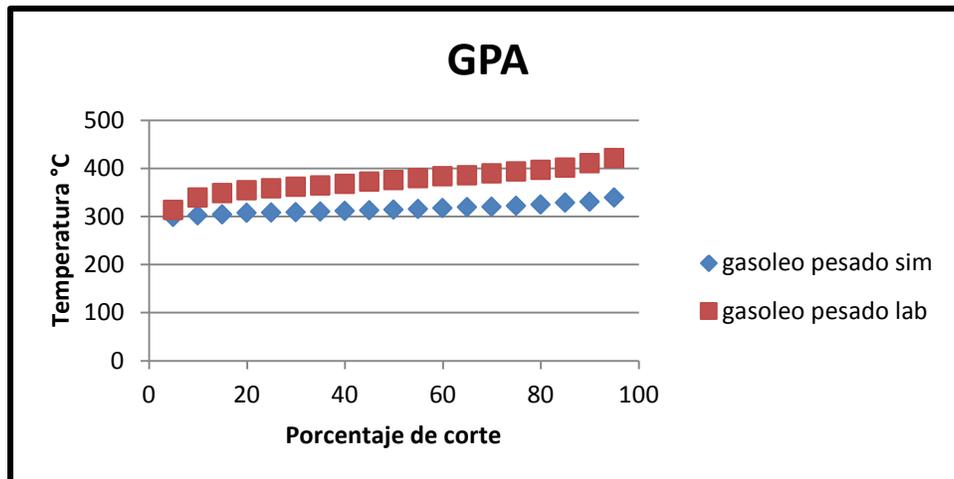


Figura 5.5 Gráfica ASTM D 86 de gasóleo pesado atmosférico



## 5.7 Análisis

Como se puede observar en los resultados obtenidos es necesario tener una mayor información de la torre para poder tener un esquema de simulación aceptable, ya que se observan valores de error mayores a los estipulados esto se puede deber a que los datos que se ocuparon tienen una antigüedad mayor a dos años, lo que implica que ya no pueden ser tomados en cuenta para hacer una aproximación más exacta, ya que la composición del crudo suele variar de un año a otro en algunas ocasiones considerablemente, lo que no implica que los conceptos que se ocuparon no puedan ser tomados a la hora de realizar una simulación para fines industriales.

El esquema de simulación que se generó sirve para representar el comportamiento de una torre atmosférica, así como las herramientas con las que cuenta el simulador para poder especificar las condiciones que se requieren en los productos de salida, una forma de ver la utilidad de estas herramientas se ve en la tabla 14, en donde se puede observar que todos los productos obtenidos de la torre atmosférica, son productos deseables en la destilación, otra utilidad es que nos da una idea a las condiciones que tiene que estar la torre para tener una buena calidad en los productos obtenidos.

Se puede observar que el modelo que se simuló presenta una gran sensibilidad a los cambios de volumen de los productos obtenidos, esto se debe a que la mayoría de las especificaciones que se le dio fue para garantizar que las características de los productos obtenidos se parecieran lo más posible a las características teóricas de los mismos productos, por lo que puede ser utilizado para saber qué cantidad de productos se obtendrá a partir de fijar las características de cada uno de estos productos. Esto es visible en dos de las corrientes (diésel y turbosina) ya que se aprecia un error bastante grande en el flujo, esto se debe a que se le fijó la temperatura de ebullición de estos productos, lo que implica que el sistema busque una cantidad de reflujo que permita que exista una cantidad adecuada de componentes volátiles, en otras palabras si se aumenta el flujo del líquido extraído se reducirá la cantidad de reflujo lo que trae como consecuencia que el líquido es más rico en componentes menos volátiles lo que conlleva a una temperatura de ebullición más alta, esto se debe a que el simulador calcula un estimado de cortes y sobre estos parámetros hace sus cálculos.



# Capitulo 6

## Conclusiones



## 6 Conclusiones

Se cumplió con el objetivo principal, llevar a cabo el esquema de simulación de la Planta Atmosférica V-1600 de la Refinería Gral. Lázaro Cárdenas, Minatitlán, Veracruz, utilizando para esto datos reales de operación. También se obtuvieron las TBP y las curvas ASTM D86, con las que se pudieron comparar los resultados reales y los simulados, los que dio una idea de las condiciones que se requieren para tener una mejor calidad en los productos.

Se puede concluir que en general el esquema de simulación que se generó es aceptable ya que la mayoría de las curvas ASTM D86 que se compararon, presentaron un error considerablemente pequeño, exceptuando el del gasóleo pesado atmosférico, esto puede ser a que se requieren mayores especificaciones más exactas ya que los datos que se obtuvieron para este trabajo fueron obtenidos del DTI y DFP, así como de las hojas de diseño de los diferentes equipos, por lo que sería de mayor utilidad contar con datos más precisos de la operación de la planta, así como una caracterización más actual del petróleo alimentado a la torre.

A pesar de que falta exactitud en los datos obtenidos, el esquema puede ser utilizado para ver en conjunto con las otras partes de la planta primaria en donde se puede rediseñar para obtener un mejor aprovechamiento para reducir los residuales que produce la planta, así como del funcionamiento de la torre, ya que da facilidad de modificar parámetros como pueden ser el flujo, la temperatura de ebullición de las corrientes laterales, la presión de la torre, etc., lo que también puede ayudar a ver otras condiciones de operación que puedan favorecer la obtención de productos más puros, todo esto sin necesidad de parar la planta, lo que da a la simulación un papel importante a la hora de analizar el comportamiento de los equipos de la refinería. En este caso el simulador Aspen HYSYS resulto una herramienta de gran ayuda debido a su gama amplia de herramientas que tiene ya sea para caracterizar el crudo o para especificar la torre, aunque para poder tener un mejor uso de este es necesario tener un conocimiento básico de su funcionamiento.



## Bibliografía

1. Gary J.H., Handwek, G.E., y Kaiser, Mark j. "Petroleum Refining Technology and Economics", 5a Edition, (USA: CRC Press 2007)
2. Perry R.H., Chemical Engineer's Handbook, (USA: McGraw Hill, 1999)
3. Speight James G., Petroleum Chemistry and Refining, 3a ed. (USA: Taylor & Francis, 1998)
4. Watkins R.N., Petroleum Refinery Distillation, 2a Ed., (Houston: Gulf Publishing Co. Book Division, 1979)
5. Eduardo T.E., Erdmann E., Humana D., Franco D.S., Mercado F.L., "Determinación de la curva de destilación flash para cortes de petróleo utilizando simuladores comerciales", Ingeniería e Investigación, Abril 2008
6. García G.J.M., Ibarra C.P., Félix F.M.G., Ríos M.G., "La simulación de procesos en ingeniería química", Investigación Científica, Mayo-Agosto 2008
7. Gonzales R. Cesar., "Criterios de Diseño para la Simulación de una Torre de Destilación Atmosférica para Procesar Crudo Istmo y Maya" (Tesis de Licenciatura en Ingeniería Química, Universidad Nacional Autónoma de México, 2013)
8. Gutiérrez C. Diana P., "Simulación de la Planta Combinada de 150000 BPD de Crudo Maya que se Instalara en la Refinería "Lázaro Cárdenas" en Minatitlán, Veracruz", (Tesis de Licenciatura en Ingeniería Química, Universidad Nacional Autónoma de México, 2009)
9. Segoviano M. Sicilia S., "Generación del Esquema de Simulación de la Planta Primaria I de la Refinería de Salina Cruz, Oaxaca" (Tesis de Licenciatura en Ingeniería Química, Universidad Nacional Autónoma de México, 2008)
10. Rojas A. María C., "Generación del Esquema de Simulación de la Planta Primaria II de la Refinería de Salina Cruz, Oaxaca" (Tesis de Licenciatura en Ingeniería Química, Universidad Nacional Autónoma de México, 2008)
11. Maya A. Amador, "Diseño de un Cabezal de Tubería para la Recuperación de Hidrocarburos en el Vaciado de Intercambiadores en la Planta Primaria No. 3 de la Refinería "General Lázaro Cárdenas"", (Tesis de Licenciatura en Ingeniería Química Petrolera, Instituto Politécnico Nacional, 2007)
- 12 Historia de la refinería [www.pemex.com](http://www.pemex.com)