



UNIVERSIDAD DE BELGRANO

# Las tesis de Belgrano

Facultad de Ingeniería y Tecnología Informática  
Carrera Ingeniería Industrial

Pre Flash en Proceso de  
Refinación de Crudo

N° 934

Carlos Francisco Emmanuel Ortiz

Tutor: Ing. Pablo Amarante

Departamento de Investigaciones  
Fecha defensa de tesina: 11 de febrero de 2016

Universidad de Belgrano  
Zabala 1837 (C1426DQ6)  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires - Argentina  
Tel.: 011-4788-5400 int. 2533  
e-mail: [invest@ub.edu.ar](mailto:invest@ub.edu.ar)  
url: <http://www.ub.edu.ar/investigaciones>

## SÍNTESIS

Esta investigación demuestra la gran mejora que trae consigo un pequeño cambio en los flujos de entrada a una torre de destilación. Utilizando software especializado, que permite la simulación de los complejos sistemas termodinámicos que se presentan en una torre de destilación, fue posible comparar la performance con la mejora versus la torre como está concebida el día de hoy. La mejora mencionada, se basa en una división del crudo pesado en dos fases antes del ingreso a la torre de destilación fraccionada mediante un proceso de flash. Esta división logra que el funcionamiento de la torre se mejore considerablemente. La producción de gas de petróleo aumenta considerablemente, además de una gran mejora en la composición de los distintos combustibles líquidos y una reducción de los residuos, lo que implica que el petróleo se aprovecha en un mayor porcentaje.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1	PLANTEAMIENTO Y CONTEXTO DEL PROBLEMA .....	1
1.2	OBJETIVO .....	1
1.2.1	<i>Objetivo General</i> .....	1
1.2.2	<i>Objetivos Específicos</i> .....	1
1.3	JUSTIFICACIÓN .....	1
1.4	ALCANCE .....	2
<b>2</b>	<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>3</b>
2.1	ANTECEDENTES .....	3
2.1.1	<i>Orígenes del Petróleo</i> .....	3
2.1.2	<i>Condiciones para la existencia de un yacimiento</i> .....	4
2.1.3	<i>Hidrocarburos</i> .....	6
	Hidrocarburos parafínicos .....	6
	Hidrocarburos no saturados .....	7
	Hidrocarburos Cíclicos .....	7
	Hidrocarburos Cíclicos no saturados .....	8
2.1.4	<i>Petróleo</i> .....	8
2.1.5	<i>Procesos de extracción y producción de petróleo</i> .....	9
	Upstream .....	9
	Midstream .....	13
	Downstream .....	14
	Productos del Petróleo .....	15
	Fuel-Oil .....	16
	Coque .....	16
	Kerosene .....	16
	Grasas .....	16
	Asfaltos .....	17
	Solventes .....	17
	Naftas .....	17
	Aceites Lubricantes .....	18
	Gasoil .....	18
2.1.6	<i>Refinerías</i> .....	18
	Acondicionamiento .....	19
	Eliminación de Agua .....	19
	Desalado .....	20

Separación de gases y líquidos .....	20
Refinación del Petróleo .....	21
Destilación Fraccionada.....	21
Destilación al vacío .....	23
Procesos de tratamiento químico .....	24
Procesos de descomposición.....	24
Procesos de Combinación .....	25
Procesos de Rectificación .....	26
2.2 METODOLOGÍA DEL TRABAJO .....	26
<b>3 ANÁLISIS DEL PROBLEMA O SISTEMA.....</b>	<b>27</b>
3.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	27
3.2 SIMULACIÓN .....	27
3.2.1 Armado del ambiente de simulación .....	27
3.2.2 Simulación de una Torre de Destilación Fraccionada .....	30
Corrientes de entrada.....	30
Propiedades.....	30
Composición .....	30
3.2.3 Torre de Destilación .....	32
Operaciones laterales.....	33
3.2.4 Corrientes de Salida .....	36
Composición de las corrientes.....	36
Gas.....	38
Nafta.....	38
Kerosene.....	38
Diésel .....	38
GasOil .....	39
Residuo.....	39
3.3 CONCLUSIÓN .....	39
<b>4 DISEÑO DEL SISTEMA O SOLUCIÓN DEL PROBLEMA .....</b>	<b>40</b>
4.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA PROPUESTO .....	40
4.1.1 Corrientes de Entrada .....	43
Propiedades.....	43
Composición .....	44
4.1.2 Corrientes de Salida .....	45
Gas y Nafta .....	47
Kerosene.....	47

Diésel .....	47
Gasoil .....	47
Residuo .....	47
<b>5 COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....</b>	<b>49</b>
5.1 CORRIENTES DE ENTRADA.....	49
5.1.1 <i>Propiedades</i> .....	49
Fracción de Vapor .....	49
Temperatura .....	50
Flujos .....	51
Crudo Precaentado.....	51
Corriente líquida del Pre Flash.....	51
Alimentación a la Torre .....	52
5.1.2 <i>Composición</i> .....	53
Fracción de Vapor Pre Flash .....	53
Fracción Líquida Pre Flash .....	55
5.2 CORRIENTES DE SALIDA .....	56
5.2.1 <i>Propiedades</i> .....	56
Fracción de Vapor y Temperatura .....	56
Flujos .....	57
Peso Molar.....	58
5.2.2 <i>Composición</i> .....	58
Gas.....	59
Nafta.....	60
Kerosene.....	62
Diésel .....	64
Gasoil.....	66
Residuo .....	68
<b>6 CONCLUSIONES .....</b>	<b>71</b>
6.1 CONTRIBUCIONES .....	71
6.2 LIMITACIONES DE LA SOLUCIÓN PLANTEADA .....	71
6.3 LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN. ....	72
<b>7 BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>73</b>

## ÍNDICE DE IMÁGENES

Imagen 2.1: Yacimiento Petrolífero .....	5
Imagen 2.2: Hidrocarburos Parafínicos .....	6
Imagen 2.3: Hidrocarburos Ramificados .....	7
Imagen 2.4: Hidrocarburos No Saturados .....	7
Imagen 2.5: Hidrocarburos Cíclicos .....	8
Imagen 2.6: Hidrocarburos Cíclicos No Saturados .....	8
Imagen 2.7: Capas del tubo extractor .....	11
Imagen 2.8: Tipos de Pozos y su Explotación .....	12
Imagen 2.9: Refinería .....	19
Imagen 2.10: Platos de la Torre de Destilación Fraccionada .....	22
Imagen 2.11: Destilación Atmosférica .....	23
Imagen 2.12: Destilación al Vacío .....	24

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Composición de Crudo API 26.5 del Pozo Ocano II .....	21
Tabla 3.1: Propiedades Flujos de Entrada .....	30
Tabla 3.2: Composición Flujo TowerFeed .....	31
Tabla 3.3: Propiedades de los Flujos dentro de la Torre de Destilación Fraccionada .....	33
Tabla 3.4: Propiedades de las Corrientes de Salida .....	36
Tabla 3.5: Composición de los Flujos de Salida .....	37
Tabla 4.1: Propiedades de las corrientes de entrada .....	43
Tabla 4.2: Composición de las corrientes de entrada .....	44
Tabla 4.3: Composición de las corrientes de Salida .....	46
Tabla 5.1: Comparación de la Fracción de Vapor de las corrientes de entrada de los Métodos Tradicional y Propuesto .....	49
Tabla 5.2: Comparación de la Temperatura de las corrientes de entrada de los Métodos Tradicional y Propuesto .....	50
Tabla 5.3: Comparación de los flujos de las corrientes de entrada de los Métodos Tradicional y Propuesto.....	51
Tabla 5.4: Comparación de la corriente PreFlashVap de los Métodos Tradicional y Propuesto .....	53
Tabla 5.5: Comparación de la corriente PreFlashLiq de los Métodos Tradicional y Propuesto .....	55
Tabla 5.6: Comparación de la temperatura de las corrientes de salida de los Métodos Tradicional y Propuesto .....	56
Tabla 5.7: Comparación de las flujos de las corrientes de salida de los Métodos Tradicional y Propuesto.....	57
Tabla 5.8: Comparación del peso molar de las corrientes de salida de los Métodos Tradicional y Propuesto .....	58
Tabla 5.9: Comparación de la composición del gas producido por los Métodos Tradicional y Propuesto.....	59
Tabla 5.10: Comparación de la composición de la nafta producida por los Métodos Tradicional y Propuesto .....	61
Tabla 5.11: Comparación de la composición del kerosene producido por los Métodos Tradicional y Propuesto .....	63
Tabla 5.12: Comparación de la composición del diésel producido por los Métodos Tradicional y Propuesto .....	65
Tabla 5.13: Comparación de la composición del gasoil producido por los Métodos Tradicional y Propuesto .....	67

<b>Tabla 5.14: Comparación de la composición del residuo producido por los Métodos Tradicional y Propuesto .....</b>	<b>69</b>
--	-----------



## ÍNDICE DE DIAGRAMAS

Diagrama 3.1: Simulación de una Torre de Destilación Fraccionada.....	29
Diagrama 3.2: Expansión de la Torre de Destilación Fraccionada.....	35
Diagrama 4.1: Diagrama de la situación actual.....	41
Diagrama 4.2: Diagrama de la Solución Propuesta .....	42

# 1 Introducción

## 1.1 Planteamiento y Contexto del Problema

El petróleo y los combustibles fósiles son temas que se encuentran constantemente en el centro de la discordia y han sido parte de discusiones desde sus inicios. Al ser un recurso escaso y del cual el ser humano depende inmensamente, su explotación y refinación son actividades que deben estar en constante desarrollo y evolución. El fin de este trabajo es revelar una forma de obtener productos más puros en el proceso de refinación. Mediante el uso de un software de simulación se pretende demostrar que al sumar un simple proceso en la etapa previa al ingreso en la torre de destilación fraccionada, es posible obtener productos de mayor pureza que permitiría que tratamientos posteriores den mejores resultados o que, inclusive, dejen de ser necesarios. Como mencionamos anteriormente, este proceso se centrará alrededor de la refinación de crudos pesados y medianos, con graduación entre 27 y 10 grados API. Esto se debe a que se puede obtener una mayor cantidad de productos en este tipo de crudos y, además, ha sido la tendencia que ha privilegiado la explotación y las reservas encontradas.

## 1.2 Objetivo

### 1.2.1 Objetivo General

- Mejorar la pureza de los productos que se obtienen a partir de la destilación fraccionada del petróleo.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Analizar el proceso de refinación actual.
- Proponer una optimización a los procesos actuales
- Comparar los resultados obtenidos entre los procesos actuales y el propuesto

## 1.3 Justificación

El planeta hoy en día se encuentra en busca de formas más óptimas para aprovechar los recursos energéticos que tiene. La demanda es creciente en términos de productos más puros que permitan un mejor rendimiento de los equipos que dependen de combustibles fósiles para su funcionamiento. Es entonces que con este trabajo se pretende simular una manera para conseguir productos más puros utilizando los mismos materiales. Si los resultados obtenidos son positivos, las mejoras tendrían un impacto desde el ámbito económico hasta el ambiental. Sin ir muy lejos, si la nafta que se obtiene es más pura, los autos tendrían un mejor rendimiento, si tienen un mejor rendimiento significa más kilómetros recorridos por litro de nafta, lo que implicaría menos emisiones y, en consecuencia menor impacto en el medio ambiente. En el caso de las refinerías, sería posible la eliminación de procesos más complicados y caros.

#### **1.4 Alcance**

El trabajo está delimitado a ser una simulación de un sistema real. Considerando que probarlo – inclusive en una pequeña escala- resultaría un trabajo de mayor tiempo y envergadura debido a la falta de infraestructura necesaria, esa etapa quedara pendiente para una futura investigación. Además, teniendo en cuenta que la aplicación de este proceso se realizara en la parte inicial de la etapa de refinación, este trabajo no lidiará con temas económicos del proceso de comercialización de los productos del petróleo.

## 2 Marco Teórico

### 2.1 Antecedentes

La Real Academia Española define al petróleo como un “Líquido natural oleaginoso e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos, que se extrae de lechos geológicos continentales o marítimos. Mediante diversas operaciones de destilación y refinado se obtienen de él distintos productos utilizables con fines energéticos o industriales, como la gasolina, la nafta, el queroseno, el gasóleo, etc.”<sup>1</sup>. Este recurso natural subterráneo, no renovable fue descubierto por primera vez a finales del siglo XIX cuando éste encontraba maneras de llegar a la superficie donde era aprovechada en muy pequeña escala por el hombre. (Cerutti, 2001).

#### 2.1.1 Orígenes del Petróleo

Existen dos teorías acerca del origen del petróleo. A finales del siglo XIX y principios del XX, en Rusia y Ucrania, los químicos Mendeleev y Vernadsky hablaban de un origen mineral y de la teoría abiogénica del petróleo. Mendeleev afirmaba que en las profundidades del planeta se daban las condiciones para que interactúe el agua con el carburo de hierro ( $Fe_3C$ ) y así formar hidrocarburos. Vernadsky, por su parte, dice que a medida que uno se acerca al centro de la Tierra, el nivel de oxígeno disminuye hasta ser prácticamente nulo, lo que ocasiona que la concentración de hidrógeno aumente. La disminución de oxígeno y el aumento de la concentración de hidrógeno finalmente generan las condiciones para que se formen hidrocarburos. Los opositores de Mendeleev y Vernadsky argumentaban que existen sustancias en el petróleo que no son posibles de obtener a partir de carburos y la simple interacción entre éstos con el hidrógeno. Dichas teorías inorgánicas son las que hacen honor a las raíces griegas de la palabra petróleo que significa “aceite de piedra”. (Glasby, 2006)

La teoría más aceptada en cuanto al origen de los hidrocarburos se refiere al origen fósil-orgánico de estos combustibles. Dentro de estos combustibles fósiles no sólo hablamos del petróleo sino de 3 tipos de combustibles: el petróleo, el carbón y el gas natural. La teoría del origen fósil del petróleo habla sobre la formación de los hidrocarburos a partir de materia orgánica, tanto animal como vegetal. En términos básicos lo que ocurre es que al quedar atrapada la materia orgánica y bajo la acción de presión, temperatura y descomposición bacteriológica, ésta se convierte en hidrocarburos que hoy día conforman lo que conocemos como petróleo.

---

<sup>1</sup> Real Academia Española, 2014. Diccionario Usual. [En línea] Disponible en: <http://lema.rae.es/drae/srv/search?key=petr%C3%B3leo> [Último acceso: 05 Septiembre 2014].

### 2.1.2 Condiciones para la existencia de un yacimiento

En la sección anterior estudiamos las teorías de origen del petróleo. Ambas tienen su punto de encuentro en cuanto a los depósitos y migración de los hidrocarburos. En primer lugar, tenemos una roca madre o generadora, que hoy en día es un término muy escuchado debido a su asociación con el petróleo no convencional, su exploración y explotación. Esta roca madre consiste en un reservorio de un gran tamaño; tomando como ejemplo la conocida formación de Vaca Muerta en la Cuenca neuquina que tiene una superficie de 30 mil km<sup>2</sup> (YPF, 2013). La roca madre, como su nombre lo dice es el gran reservorio y el lugar de donde el petróleo y los gases migran hacia otros reservorios más pequeños y más cercanos a la superficie.

Para que exista un yacimiento petrolífero son necesarias 3 condiciones: 1) Carga de hidrocarburos; 2) Roca reservorio y; 3) Trampa. Es necesario que estas tres condiciones se den en una Cuenca Sedimentaria. (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2009).

“Un medio sedimentario puede ser un lugar de erosión, no depósito o sedimentación, y en general, alternan etapas diferentes en cada medio o en cada parte de un medio: así, un delta puede crecer rápidamente en las avenidas de los ríos que lo alimentan, puede permanecer estable durante el estiaje y puede, finalmente, sufrir erosión durante grandes tempestades en el mar, especialmente en su borde subaéreo externo.

Los sedimentos se acumulan en depresiones de tamaño variable denominadas cuencas sedimentarias, cuyo relleno registra la evolución paleogeográfica de las mismas. Este relleno está formado no sólo por los sedimentos, sino por las superficies de omisión o hiatos, reflejo de etapas de no deposición y por las discordancias, que registran etapas de erosión, acompañadas o no de actividad tectónica.”<sup>2</sup>

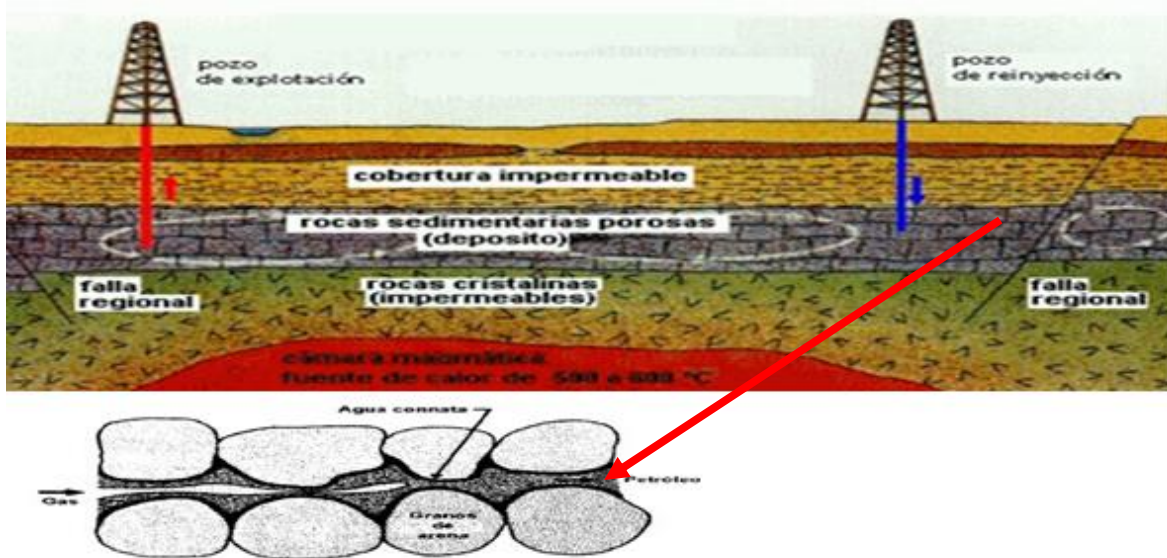
Una cuenca sedimentaria es, entonces, una depresión donde se acumulan las rocas responsables de la generación de hidrocarburos. Estas rocas, conocidas como rocas sedimentarias se depositan en las cuencas y con el paso del tiempo, material orgánico y otros sedimentos logran que, mediante un proceso de alta presión, temperatura y con la acción microbiológica, se obtenga hidrocarburos. Esta formación es lo que antes llamamos roca madre.

---

<sup>2</sup> Arche, A., 2010. *Sedimentología: Del proceso físico a la cuenca sedimentaria*. 1era ed. Madrid: Consejo Superior de Investigaciones Científicas.

Al existir una presión elevada ocurre que los gases e hidrocarburos líquidos migran hacia los reservorios, utilizando pequeñas fisuras en la roca para lograrlo. Al hablar de reservorios se podría entender que se trata de un gran lago o laguna donde el líquido está libre. Sin embargo, esa apreciación es incorrecta, los reservorios también son rocas. Se diferencian debido a que los reservorios están formados de una roca más porosa y más cercana a la superficie. (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2009).

Imagen 2.1: Yacimiento Petrolífero



Fuente: <http://uninformacion.blogspot.com.ar/2011/02/el-petroleo-en-la-litosfera.html>

Fuente: <http://ingenieria-devacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/inyeccion-de-gas-interna-y-externa.html>

La roca reservorio es la roca de donde se va a extraer el petróleo. Estas rocas tienen una porosidad dada y una permeabilidad determinada. “La porosidad es el porcentaje de espacios libres (poros) respecto del volumen total de roca y da una medida de su capacidad para almacenar fluido.”<sup>3</sup> Una vez que se conoce la porosidad y el tamaño de la roca, es posible estimar la cantidad de petróleo y de gas presente en ella. La permeabilidad, por otro lado, “describe la facilidad con que un fluido dado puede moverse a través de los poros de la roca”<sup>4</sup>. Esta propiedad es la que define cómo los hidrocarburos, junto con el agua, pueden migrar desde la roca madre hasta la roca reservorio.

<sup>3</sup> Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2009. *El abecé del petróleo y del gas : en el mundo y en la Argentina*. 3ra ed. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

<sup>4</sup> Ídem

Es necesario hablar también de una tercera propiedad, la saturación de hidrocarburos. Esto hace referencia al porcentaje de hidrocarburos que ocupan el espacio libre en las rocas. El espacio libre se comparte entre hidrocarburos, aire y agua, y esto ocurre en la mayoría de los yacimientos.

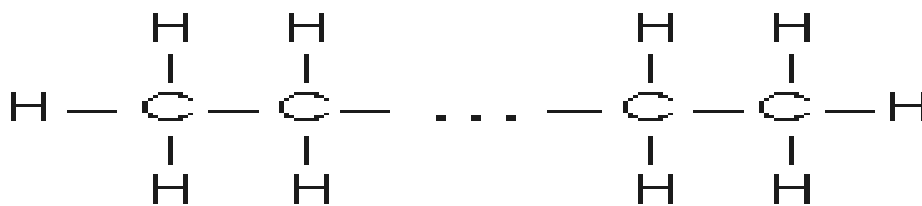
Procedemos a analizar lo que se conoce como trampa. Como su nombre lo indica, la trampa es un sello que no permite que los hidrocarburos migren hacia la superficie y se pierdan. Generalmente, lo que sucede es que debido a la presión ejercida por los hidrocarburos dentro de la roca, ésta pierde su porosidad y así sella a los hidrocarburos en su interior impidiendo su ascenso hacia la superficie.

### 2.1.3 Hidrocarburos

A lo largo de la investigación hemos hablado acerca de los hidrocarburos, sin embargo ¿qué es un hidrocarburo? Los hidrocarburos son sustancias orgánicas compuestos principalmente por cadenas de átomos de carbono e hidrogeno. Se pueden dividir en varias categorías dependiendo de las formas que tomen y los enlaces que formen entre ellos y con otros elementos como oxígeno, nitrógeno, azufre. Una de las principales categorías son los hidrocarburos alifáticos. En esta categoría se forma una larga línea compuesta por átomos de carbono e hidrogeno. Dentro de los hidrocarburos alifáticos, tenemos en primer lugar a los saturados, donde los carbonos que se encuentran en las puntas se enlazan con 3 hidrógenos y el siguiente carbono, y los carbonos que están entre ellos se enlazan con el carbono anterior y siguiente y con dos hidrógenos.

#### Hidrocarburos parafínicos

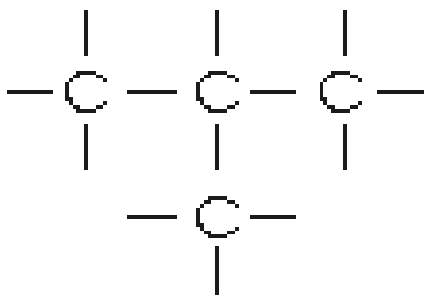
*Imagen 2.2: Hidrocarburos Parafínicos*



Fuente: Conceptos sobre Hidrocarburos

En la imagen 2.2 se puede distinguir claramente lo explicado anteriormente. Este tipo de hidrocarburo cumple con la fórmula química  $C_nH_{2n+2}$ . Son conocidos también como hidrocarburos parafínicos. El término saturados viene dado ya que los carbonos forman un enlace simple con los hidrógenos y carbonos. Estos hidrocarburos pueden ser ramificados, si son ramificados alguno de los hidrógenos que no están en las puntas son reemplazados por un carbono con sus hidrógenos. La imagen 2.3 es una representación de esto.

Imagen 2.3: Hidrocarburos Ramificados

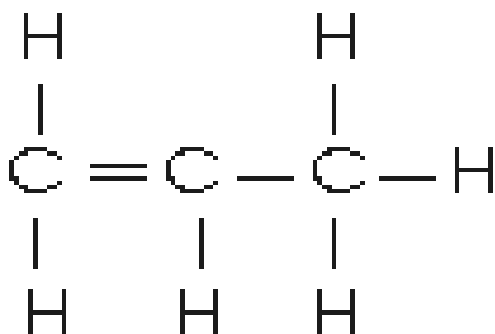


Fuente: Conceptos sobre Hidrocarburos

### Hidrocarburos no saturados

El siguiente tipo de hidrocarburo se conoce como no saturado. En este caso, se presenta la característica de que alguno de los enlaces entre carbono y carbono no son simples. Esto significa que se forma un enlace covalente en el los átomos que comparten dos electrones de valencia en lugar de uno, como en los enlaces simples. Este tipo de hidrocarburos se conocen como olefínicos. Sus fórmulas químicas cumplen con la regla  $C_nH_{2n}$ , en caso de que solo exista un enlace doble y  $C_nH_{2n-x}$  en caso de que sean "x" enlaces dobles. También se da el caso de que exista un enlace triple, aquí los carbonos comparten 3 electrones de valencia. Al igual que los hidrocarburos parafínicos, los olefínicos también pueden presentar cadenas ramificadas, donde los dobles enlaces sean parte de la cadena principal o parte de la ramificación.

Imagen 2.4: Hidrocarburos No Saturados



Fuente: Conceptos sobre Hidrocarburos

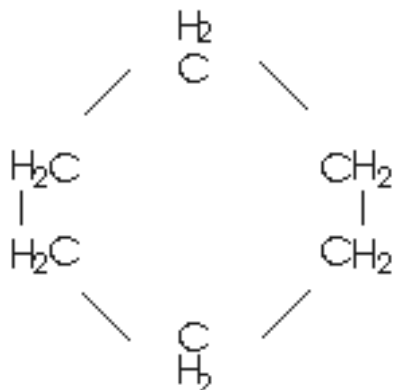
### Hidrocarburos Cíclicos

Existen también los hidrocarburos conocidos como cíclicos. Estos se caracterizan por formar polígonos desde tres hasta ocho vértices donde se ubican los átomos de carbono. Estos a su vez



pueden ser saturados, y, al igual que con los alifáticos, se caracterizan porque los átomos de carbono tienen enlaces simples entre sí.

*Imagen 2.5: Hidrocarburos Cíclicos*

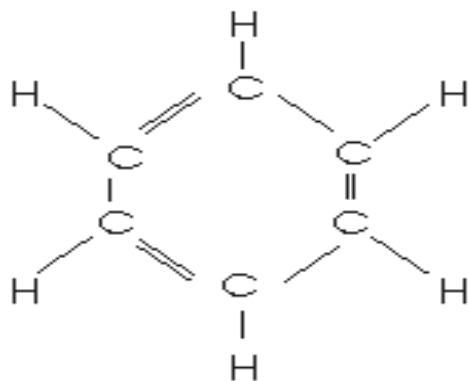


Fuente: Conceptos sobre Hidrocarburos

### **Hidrocarburos Cíclicos no saturados**

Por otro lado encontramos a los hidrocarburos cíclicos no saturados, donde uno de los más conocidos es el benceno. Estos hidrocarburos también se conocen como aromáticos, debido a que presentan un olor penetrante. Estos pueden presentar entre uno y tres enlaces dobles entre los carbonos.

*Imagen 2.6: Hidrocarburos Cíclicos No Saturados*



Fuente: Conceptos sobre Hidrocarburos

### **2.1.4 Petróleo**

Ahora que entendemos un poco más sobre los hidrocarburos podemos hablar sobre el petróleo y su composición. El petróleo es una sustancia líquida de color muy oscuro, casi negro. Es de consistencia muy viscosa, tiene densidad menor que la del agua por lo que tiende a flotar en ella.

Está compuesto por los hidrocarburos que ya hemos mencionado anteriormente. Dependiendo del lugar de donde se extraiga el petróleo tiene diferentes componentes. Según los componentes que tenga el petróleo, se le confiere una graduación API. Los grados API de un tipo de petróleo nos hablan acerca de su densidad con respecto al agua. Así por ejemplo, si se superan los 10° API entonces el petróleo es menos denso que el agua y por lo tanto flota sobre ella. La graduación API (por sus siglas en inglés) es un parámetro calculado por el Instituto Americano del Petróleo.

### **2.1.5 Procesos de extracción y producción de petróleo**

El proceso de extracción de petróleo y de la producción de sus derivados se divide en tres grandes grupos. El primer grupo se le conoce como *Upstream*. El *Upstream*, que se traduce del inglés como corriente arriba o río arriba, implica todos los procesos de exploración, perforación y extracción del petróleo desde el subsuelo. Una vez extraído, el petróleo debe ser transportado hasta su lugar de tratamiento. Este proceso de transporte y almacenamiento se conoce como *Midstream*. Dentro de este tipo de procesos tenemos todos los tipos de transporte: oleoductos, gasoductos, barcos tanqueros, etc. El fin de este proceso es que el petróleo llegue de su punto de extracción que comúnmente es un sitio no muy accesible o de condiciones no aptas para poder realizar el proceso de refinación y los que le siguen. Este último proceso de refinación, tratamiento y producción petroquímica es lo que se conoce como *Downstream*. Literalmente significa corriente abajo o río abajo. En este tipo de procesos, el petróleo se trata, se refina y se procesa hasta llegar a convertirlo en productos finales a ser usados por el ser humano. Esta investigación lidiará precisamente en este último. Intentará optimizar la primera parte de los procesos de *Downstream* y de esta manera lograr una mejora en el producto que recibe el usuario final.

#### **Upstream**

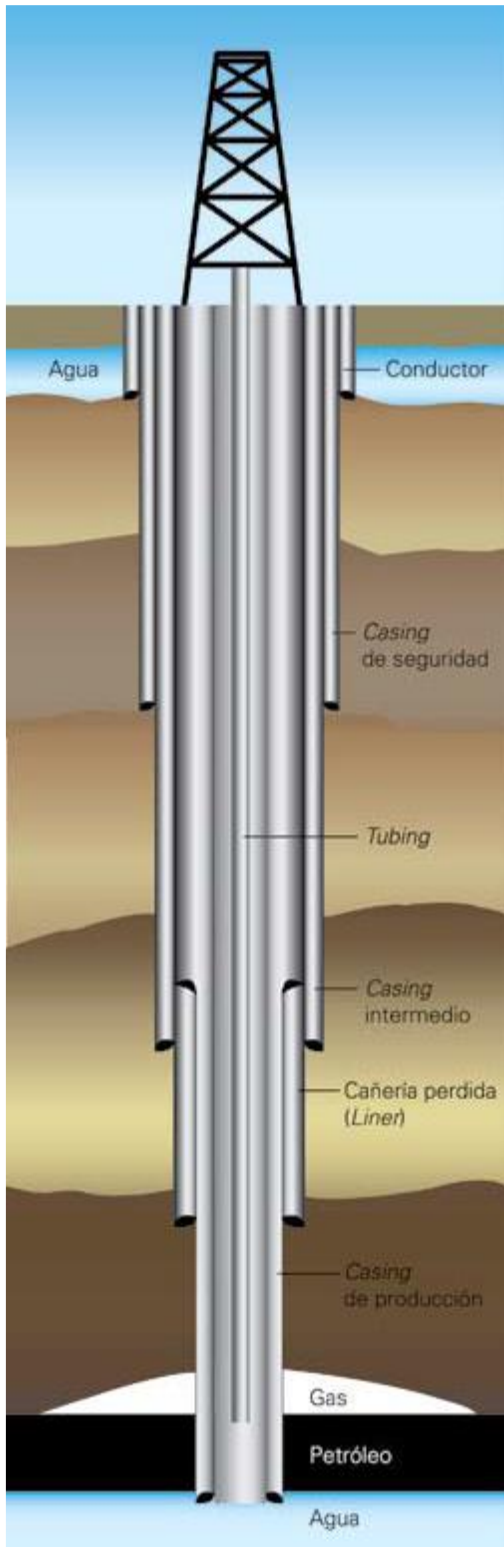
En el proceso de *Upstream*, comenzamos con la exploración, que, como su nombre lo indica cumple la función de encontrar yacimientos de hidrocarburos. Existen varios métodos para encontrar y para confirmar la presencia de éstos. Entre los métodos más importantes está el mapeo subterráneo. Este consiste en utilizar distintos dispositivos que presentan una imagen de lo que se encuentra subsuelo. Esta información se la puede obtener desde pozos confirmados anteriores y mediante un sistema de mapeo con sísmica y funciona como un radar o sonar, utilizando ondas sísmicas. Consiste en generar una explosión en la superficie y que sus ondas expansivas permitan, mediante un dispositivo lector, generar una imagen basada en la reflexión que tienen estas ondas, según los distintos materiales que contenga el subsuelo. Esto quiere decir que cuando las ondas sísmicas se reflejan en los distintos cuerpos que encuentra en el subsuelo, el dispositivo, puede diferenciar, rocas porosas, rocas sólidas y posibles reservorios. Este es un primer acercamiento a los yacimientos. Luego de esto se debe recurrir al método de perforación exploratoria, que significa realizar una

perforación para verificar que efectivamente en el sitio que muestra el mapa existe un yacimiento de hidrocarburos. Los mapeos subterráneos también permiten tener un estimado del tamaño de las reservas y la cantidad de hidrocarburos que podrían contener las rocas del reservorio. (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2009)

Las reservas de petróleo son la cantidad de petróleo comercialmente factible para extraer de un yacimiento. Esta factibilidad económica de extracción es lo que hace que muchos yacimientos queden sin extracción por mucho tiempo debido a que el precio del barril de petróleo simplemente no es suficientemente alto para que cubra los costos de explotación. Existen yacimientos que son de muy difícil explotación por lo que su costo operativo es demasiado alto, y si el precio del barril no es suficientemente alto, entonces no es económicamente viable su extracción. En consecuencia, se dejan sin explotar hasta que el precio del barril pueda cubrir y sobrepasar los costos operativos. De esta misma manera aparecen los pozos maduros, este caso se da cuando los costos operativos de extracción superan a los precios del barril debido a que el pozo ha disminuido su producción o la extracción se ha dificultado y, por tanto, ha aumentado el costo operativo.

El siguiente paso, después de la exploración, es la explotación. En la explotación lo que se hace es armar el sistema adecuado para poder extraer los hidrocarburos de manera segura y económica. Hay que recordar que los hidrocarburos se encuentran a muy alta presión, lo que significa que no es posible simplemente hacer un agujero y bombear el petróleo hacia arriba, se debe tener precaución y hacer que el petróleo fluya de manera controlada hacia la superficie donde se pueda recuperar de manera segura evitando los accidentes. Para lograr esto a medida que se hace la perforación se hacen recubrimientos con distintos tipos de materiales para poder contener, por un lado, la presión de la tierra hacia adentro y para que los hidrocarburos puedan fluir hacia la superficie. La imagen 2.7 es una representación de las distintas “capas” que recubren el tubo que llega hasta los reservorios.

Imagen 2.7: Capas del tubo extractor

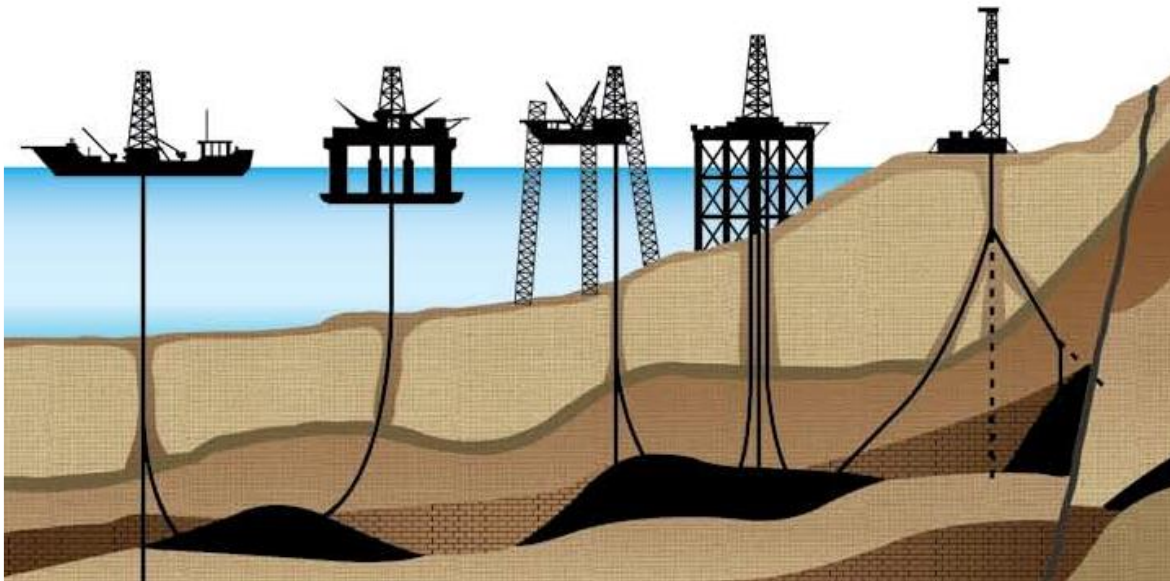


Fuente: Abecé del petróleo y del gas: en Argentina y en el mundo.

Una vez que se llega hasta el nivel donde se encuentran los hidrocarburos y se colocan los distintos *casings* de las tuberías por donde fluirán los gases y líquidos, comienza la explotación. Hay que recordar que los hidrocarburos no se presentan naturalmente en lagos subterráneos, sino embebidos en rocas porosas. Dada esta condición de la roca, primero debe ser triturada de manera mecánica y de manera química. Entonces por la tubería principal desciende un cabezal que, dependiendo del tipo de la composición del suelo y del objetivo, varía su forma y funcionamiento. También se inyectan algunos químicos para ayudar con la fluidificación del petróleo y para ayudar con la trituración de la roca. Una vez que se logra esto, esta mezcla se extrae hasta la superficie donde se separan hidrocarburos de piedra pulverizada, y de químicos. Este lodo, como se conoce en la industria, debe ser reinyectado ya que tiene químicos tóxicos que pueden contaminar acuíferos subterráneos. Además, debe ocupar el espacio dejado por la extracción de toda la materia.

Hoy en día se puede explotar petróleo y demás hidrocarburos de cualquier lugar de la superficie terrestre. En la imagen 2.8 podemos ver varios tipos de pozos, algunos que son sobre tierra y otros conocidos como *offshore* que son aquellos donde la explotación se realiza en el fondo marino.

*Imagen 2.8: Tipos de Pozos y su Explotación*



Fuente: El abecé del petróleo y el gas: en Argentina y el mundo.

De izquierda a derecha tenemos primero las plataformas offshore. En primer lugar, están los denominados barcos perforadores o *drillships*. Estos son grandes embarcaciones con la capacidad de realizar el proceso de explotación desde la superficie del mar hasta el fondo marino. En segundo lugar, tenemos a las plataformas flotantes. Éstas se anclan mediante varios cables, al fondo marino. Una vez ancladas proceden a realizar todo el proceso de perforación y explotación. En tercer lugar,

tenemos dos tipos de plataformas similares de poca profundidad. La diferencia es que uno es temporal y el otro es permanente. En el primer caso, la plataforma, mediante una serie de “patas” que llegan al fondo marino se levanta y puede realizar los procesos exploratorios, de perforación y explotación. Una vez que concluye con su trabajo, levanta las patas y puede ir a otro punto a comenzar con el proceso nuevamente. Finalmente nos encontramos con las plataformas permanentes. En este caso se arma una estructura desde el fondo marino hasta la superficie donde se encuentra la plataforma, lugar donde se desarrollan todos los procesos productivos. Este tipo de plataformas como su nombre lo indica, son permanentes, por lo tanto su construcción se realiza cuando las reservas son verificadas y es un pozo que puede generar por mucho tiempo, esto debido a que su costo de construcción y operación es muy alto. Además que una gran parte de la infraestructura se pierde una vez que la explotación ya no es viable económicamente. Por último tenemos dos tipos de explotación desde tierra firme. Primero los pozos marinos que se explotan desde tierra firme y por otro lado, los pozos terrestres que se explotan desde la superficie terrestre. En el primer caso, la operación se realiza en tierra firme pero la perforación tiene una manera particular debido a que debe tener una ruta horizontal para poder llegar hasta el petróleo que se encuentra en el lecho marino. Finalmente el último pozo es el más común. La operación se realiza desde la superficie sobre el reservorio y la perforación se realiza de manera vertical completamente.

### **Midstream**

En el mundo existen aproximadamente 190 mil kilómetros de redes de oleoductos construidos, con miles de kilómetros más en proceso de construcción (Tubb, 2012). ¿Qué es un oleoducto? Es el principal componente de las operaciones de *midstream*, consiste en una larga tubería por donde circulan hidrocarburos, en este caso, en estado líquido. ¿Para qué sirve? Por lo general los pozos se encuentran en lugares que presentan todo tipo de dificultades de acceso y por supuesto muy apartados de centros urbanos donde se encuentran los usuarios finales. Es por esto que los hidrocarburos deben ser transportados hacia puertos o refinerías donde serán procesados para su refinación o para su exportación vía marítima hacia otros continentes.

Las operaciones de *midstream* se centran por lo general alrededor del transporte, pero es común que también se realicen algunas operaciones propias del *upstream* y *downstream* como por ejemplo la separación de gases y líquidos en condiciones normales, la desalinización, desulfuración, entre otros. Dependiendo del estado natural de los hidrocarburos los ductos tienen su propio nombre: para el transporte de los gases adquieren el nombre de gasoductos, para el transporte de líquidos, oleoductos y cuando se trata de una combinación de ambos, adquieren el nombre de poliductos. No obstante, el transporte de hidrocarburos no solamente se centra en ductos, estos sirven mayormente para el transporte terrestre. Cuando los hidrocarburos deben viajar por mar lo hacen en grandes barcos tanque. Dependiendo, una vez más, del tipo de hidrocarburo, se utilizan distintos tipos de

barcos. Los barcos tanqueros por lo general son doblemente reforzados en su casco con el fin de prevenir derrames. Es muy conocido el derrame ocurrido en las costas de Alaska en los Estados Unidos en el año 1989 por el tanquero Exxon Valdez de la compañía petrolera Exxon Mobil. En este caso, entre muchas otras causas, el barco no fue debidamente inspeccionado y su casco no estaba reforzado por lo que el golpe con el arrecife causó el derrame de entre 250mil a 750 mil barriles de crudo. (Levenson, 2005) Esta catástrofe ambiental fue el derrame de crudo pesado más grande en aguas norteamericanas, hasta que fue sobrepasado por el derrame en las costas de Luisiana en la plataforma Deepwater Horizon que operaba para British Petroleum en 2010.

Por otro lado, los gases naturales también son transportados vía marítima. En este caso los tanques son más especializados que los que transportan crudo debido a que el gas se transporta de manera líquida. Para que el gas esté en estado líquido son necesarias presiones muy altas y temperaturas muy bajas. Lo anterior hace que no sólo los barcos tengan compartimentos que puedan soportar presiones muy importantes, pero a su vez deben tener una muy buena aislación térmica, ya que si la temperatura del gas líquido aumenta y éste comienza a evaporarse, puede crear picos de presión que generen fugas o una explosión.

### **Downstream**

Una vez que los hidrocarburos han llegado a su destino final se llevan a cabo los procesos conocidos como *Downstream*. Estos incluyen todas las operaciones de refinación y distribución de los productos finales a los consumidores. El fin de esta investigación entra dentro del *Downstream*. El proceso inicia con la llegada de los hidrocarburos desulfurados, desalinizados y deshidratados. Luego ingresan a las refinerías, donde, a través de varias operaciones -que serán explicadas posteriormente- el petróleo se transforma de ese líquido negro altamente viscoso en muchos productos que serán utilizados como combustibles, lubricantes y, también, como bienes intermedios para la creación de otros productos, gracias a la industria petroquímica. Esos productos van desde caucho vulcanizado para cubiertas, hasta nylon y poliéster para hacer prendas de vestir.

En las refinerías se utilizan procesos físicos como químicos. Los físicos son los que hacen una separación gracias a las distintas temperaturas de ebullición de los componentes del petróleo. Una vez que se tiene los productos mediante la separación física se debe procesar químicamente los residuos para poder producir productos de valor. Entre los principales productos que se obtienen del petróleo se pueden distinguir dos grupos: a) los gaseosos en condiciones normales y, b) los líquidos en condiciones normales.

Hasta hace unos pocos años, los gases de petróleo eran considerados de poco valor y uso, razón por la cual eran liberados a la atmósfera y no se aprovechaban. Una vez que se les encontró uso,

se les dio importancia y hoy en día -si bien existe un superávit de la producción con respecto a la demanda- pueden convertirse en un combustible más limpio que los que se utilizan en la actualidad. Entre los gases se destacan el metano, etano, butano y propano.

El GLP o gas licuado de petróleo es básicamente una mezcla de propano y butano, obtenidos naturalmente al explotar petróleo o que se obtiene luego de la destilación fraccionada del crudo. Como su nombre indica, se encuentra en estado líquido debido a que es sometido a una presión moderada. El estado líquido de la mezcla hace que su transporte y distribución sea más eficiente. Dado que la densidad del líquido es mayor cuando se encuentra en estado líquido, se puede transportar una mayor cantidad en menor. El GLP tiene una infinidad de usos. Muchos países están volcándose hacia el GLP como combustible limpio ya que su combustión es más completa y las emisiones generadas por su combustión no llevan consigo sustancias tóxicas. En síntesis, el GLP es utilizado alrededor del mundo para cocinar, para enfriar, para soldar, como combustible para vehículos e, inclusive, entre sus usos más famosos está en ser el combustible para mantener encendido el fuego de la antorcha olímpica.

La gran mayoría de productos que se obtienen del petróleo son líquidos en condiciones normales. En su mayoría son combustibles para todo tipo de vehículos y máquinas. Sin embargo, son varios los productos que se obtienen del petróleo. Es posible entrar en un debate feroz acerca del bien o mal que el petróleo le ha hecho a la humanidad. Quienes se oponen al uso del petróleo basan su opinión en la contaminación que se genera por la combustión de combustibles fósiles y por la contaminación generada a partir del uso de plásticos y otros polímeros. No obstante, el petróleo le ha dado a la humanidad muchísimo y, si su uso fuera racional y la cultura del reciclaje fuera practicada de una manera más global, el petróleo sería el recurso más valioso que tiene el planeta.

### **Productos del Petróleo**

El líquido negro que conocemos como petróleo no es más que una suma de varios compuestos. El fin de la refinación del petróleo es descomponer a este en varios productos. Estos productos pueden ser gaseosos o líquidos en condiciones normales. Los productos líquidos se pueden dividir en dos: pesados y livianos. Entre los pesados tenemos, *fuel oil*, lubricantes, grasas, *gasoil* y asfaltos. Entre los livianos podemos encontrar, kerosene, naftas, alcoholes, y ácidos. Además de estos, entre los residuos que se obtienen de la destilación y demás procesos de refinación, también encontramos coque, que es básicamente carbono y que sirve para producir electrodos que se utilizan en otros procesos.



### **Fuel-Oil**

Según la Agencia para Sustancias Tóxicas y Registro de Enfermedades del gobierno de los Estados Unidos, el fuel oil es un aceite combustible que es producto de distintos procesos de refinación. Además dependen del uso que se le vaya a dar, entre los que se encuentran: combustibles para motores, lámparas, hornos, estufas etc. (Agencia para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades, 2014). El fuel oil está compuesto por distintos hidrocarburos. La mayoría de estos pertenecen a los grupos de 20 Carbonos en adelante. Su aspecto es de un líquido muy viscoso de color negro; su poder calorífico se encuentra entre 9800 y 10500 Kcal/kg; su densidad es 0.96g/cm<sup>3</sup>.

### **Coque**

En el proceso de refinación se produce como subproducto carbono reducido de petróleo, CPR, este luego se trata y se convierte en coque. El coque es una sustancia sólida, que se asemeja a una piedra porosa. Está compuesto casi en su totalidad de carbono (96%). Además tiene algunos otros componentes como azufre y metales. Su poder calorífico varía entre 8000 y 8600 kcal/kg. Este tipo de carbonos solo se pueden utilizar para hornos de procesos industriales debido a que tiene un olor muy característico a petróleo, razón por la cual no se utiliza para cocinar.

### **Kerosene**

Siguiendo con las sustancias líquidas obtenidas del proceso de refinación, llegamos al kerosene. Este es un combustible líquido que tenía una gran acogida en siglos pasados pero que su consumo ha disminuido con el paso del tiempo, al mejorar los procesos y artículos del hogar como cocinas, hogueras y calefacción. Como se mencionó anteriormente, es un combustible incoloro, con un fuerte aroma, que tiene una capacidad calorífica de 11000 a 11700 kcal/kg.

### **Grasas**

Las grasas, que son utilizadas como lubricantes, son hidrocarburos en estado sólido o semisólido. Su uso se da como una variante de los aceites lubricantes, particular que veremos más adelante. Las grasas tienen la capacidad de permanecer en un mismo engranaje, o juntas sin necesidad de que este esté sumergido, como pasa con los aceites. A diferencia de los aceites, las grasas no tienen la propiedad de enfriar, por lo tanto no son muy efectivas en procesos donde sea necesario disipar calor. Además, debido a su estado semisólido no pueden circular por caños y tuberías lo que hace que no puedan ejercer la función detergente que, por otro lado, los aceites sí.

## **Asfaltos**

Pasamos ahora a los asfaltos. Éstos están formados de hidrocarburos muy pesados, su apariencia es la de un líquido negro y viscoso. Su uso es básico es como aglomerante, el mismo es el material predilecto para la construcción vial. Lo que se conoce como carpeta asfáltica, que es la superficie por donde circulan los vehículos, está compuesta por una serie de minerales y piedras de varias granulometrías, todos estos componentes están aglomerados con asfalto. El asfalto permite que la capa asfáltica tenga algunas características que otras sustancias no le podrían aportar. Estas características son, impermeabilidad, elasticidad y duración necesaria para garantizar que se mantenga en buen estado por mucho tiempo.

## **Solventes**

De la refinación del petróleo se obtienen una serie de solventes. Estos como su nombre lo dice sirven para diluir sustancias. Estos se pueden categorizar en *spirits* y *white spirits*. La diferencia entre ellos es su contenido de hidrocarburos y sus puntos de corte y tienen distintos usos en las diferentes industrias. En varias de ellas se utilizan como elementos de limpieza, desengrasante y diluyente en general de pinturas, ceras y parafinas.

## **Naftas**

Ahora pasamos al grupo que tiene el mayor valor comercial, las naftas. Estos son los combustibles que utilizan la gran mayoría de los vehículos que vemos en las calles. Es un líquido incoloro con un fuerte aroma. Las naftas tienen una característica con la cual se “mide” que tan buena es. El octanaje nos dice el porcentaje de isooctanos que tiene la nafta. Los octanos le otorgan características antidetonantes a la mezcla, esto quiere decir que demoran la detonación de la mezcla nafta-aire en los cilindros para que esta suceda en el momento preciso y, así, el motor funcione de manera más eficiente, si la mezcla detona antes, puede ocasionar un desbalanceo del motor. Hace muchos años, se utilizaba tetra etilo de plomo para incrementar el octanaje de las naftas y, debido a la toxicidad de este aditivo por su alto contenido de plomo, se dejó de utilizar. Hoy la gran mayoría de las naftas utilizan metil terbutil éter como aditivo, este es mucho menos tóxico y funciona de manera similar o superior al tetra etilo de plomo. Existe otro método en el que se le otorga las características de antidetonancia a la mezcla de nafta. Este precisamente se da gracias a nuevas tecnologías aplicadas a la industria que han logrado que se logre mezclas homogéneas con las mismas cualidades, donde no es necesario agregar ningún tipo de aditivo. El poder calorífico de la nafta se encuentra en el orden de 11250 kcal/kg. Como mencionamos anteriormente, este combustible para motores se utiliza para transporte en su mayoría, pero sirve también para el funcionamiento de otro tipo de maquinarias, como por ejemplo generadores de electricidad para casas, bombas de agua, etc.

## **Aceites Lubricantes**

Otro de los productos mundialmente comercializados y de gran valor son los aceites lubricantes. Estos líquidos, de viscosidad alta, y de color amarillento o ámbar, sirven una serie de funciones. Por un lado se utilizan como disipadores de calor en los grandes transformadores de la red eléctrica. Para los motores cumplen varias funciones, son lubricantes, lo que permite que el desgaste de las piezas por fricción sea más lento; tienen características detergentes que ayudan a mantener limpio el motor por dentro y que no se acumule suciedad; ayudan con la disipación de calor, entre otros. El problema de estos es que tienen una vida corta, generalmente se consiguen aceites que duran alrededor de 5000 km de recorrido del motor. Hoy en día se encuentran en el mercado aceites sintéticos de laboratorio que tienen muchas de las características de los aceites de petróleo pero mejoradas.

## **Gasoil**

Pasamos ahora a otro combustible, el gasoil también conocido en varios países como diésel. Este combustible, de menor valor comercial que las naftas, está enfocado hacia el sector de los grandes motores. Lo anterior significa que los vehículos o maquinaria que generalmente utilizan este combustible, son grandes. En algunos países los buses utilizan este tipo de combustible, los camiones, los trenes, los barcos etc. Hoy en día se están produciendo autos pequeños con motores a diésel como una alternativa económica frente a los altos costos de los combustibles. El diésel mide su calidad con un índice de cetano. Este índice nos indica la cantidad en porcentaje de cetanos presentes en él. Los cetanos tienen la característica de hacer la detonación más rápida con el fin de que la mezcla detone en el momento preciso. Cumplen la función inversa de los octanos en las naftas. Esto debido a que los motores a diésel y los motores nafteros tienen un distinto funcionamiento. El motor naftero es un motor que cumple un ciclo Otto, mientras que el motor a diésel cumple un ciclo diésel. El poder calorífico del diésel es de alrededor de 10300 kcal/kg.

### **2.1.6 Refinerías**

Pasando ahora a la etapa de *upstream* -la que nos interesa- vamos a hablar sobre las refinerías. Las refinerías se encargan de dividir por medios físicos y químicos al petróleo en los productos intermedios o finales. Los productos finales son aquellos que llegan al consumidor para su fin último, por ejemplo la nafta y demás combustibles. Por otro lado, los productos intermedios aquellos que se utilizan como materia prima en la producción de otros productos. El proceso más importante dentro de las refinerías es la destilación fraccionada. Ésta, se refiere a un proceso físico que mediante la alimentación de una solución puede obtener todos sus componentes en las distintas etapas de la torre de destilación.

Imagen 2.9: Refinería



Fuente: El abecé del petróleo y el gas: en Argentina y el mundo.

Una vez que describimos el proceso de cómo llega el petróleo desde el subsuelo hasta las refinerías, podemos empezar a analizar la base del problema. Es importante destacar que se debe tener un conocimiento de todos los conceptos anteriormente presentados para poder entender lo que sucede en una refinería. Desde los hidrocarburos básicos hasta los productos complejos como las naftas y el gasoil, los conceptos por los que hemos recorrido nos ayudaran a entender qué pasa cuando entra petróleo por un lado y obtenemos productos completamente distintos por el otro lado de la refinería.

## **Acondicionamiento**

### **Eliminación de Agua**

El petróleo debe ser acondicionado para poder ser refinado. El primer paso en el tratamiento del petróleo consiste en eliminar algunos compuestos que contiene el crudo al salir del pozo. Estos compuestos, si no son eliminados debidamente, pueden traer problemas tanto en los productos finales como en los equipos y máquinas. En primer lugar se elimina el agua. Al ser agua y petróleo la mayor cantidad de agua es agua libre, es decir, agua que no ha emulsionado con el petróleo. El agua libre se puede separar por procesos físicos ya que, al ser insolubles, no es necesario un procedimiento complicado. Por otro lado, el agua que ha emulsionado con el petróleo se debe retirar mediante la adición de un químico des emulsionante, ese químico ayuda a que el agua emulsionada se convierta en agua libre y finalmente se la separa por procesos físicos.

## **Desalado**

Una vez eliminada el agua presente en el petróleo, se debe someter a este a un proceso de desalado, con el fin de extraer todo el contenido de sales existentes en él. En su mayoría, estas sales son NaCl o sal común. La mayor cantidad de las sales se encontraban mezcladas con el agua, por lo tanto, una vez que se ha eliminado el agua en el proceso previo, se debe agregar agua dulce que tenga una alta capacidad de poder disolver las sales en ella. Una vez que se agrega el agua entonces se procede a hacer nuevamente los procesos de deshidratación anteriores para eliminar tanto las sales como el agua. Generalmente estos procesos se realizan *in situ*, en el punto de extracción, con el fin de poder disminuir el impacto y corrosión en los tanques u oleoductos utilizados para el transporte del petróleo.

## **Separación de gases y líquidos**

Además de estos procesos, existe uno que no necesariamente se realiza en las refinerías, sino que puede ser realizado en la etapa de *midstream* o transporte. Este proceso consiste en dividir el crudo en una fase líquida y una fase gaseosa, el mismo se conoce como un “pre-flasheado”. El pre-flash se realiza dentro de un tanque donde se calienta el crudo a una cierta temperatura dependiendo de los productos que se desea separar. Generalmente la fase gaseosa contiene metano, etano, propano, butano y algunas naftas livianas. Este corte, luego se transporta por gasoductos a una planta de gases de petróleo para ser procesada. La fase líquida está compuesta de todos los componentes restantes del crudo, este corte es el que se utilizará de ahora en adelante para los procesos de refinación. La tabla 2.1 refleja el porcentaje molar de los distintos hidrocarburos de un petróleo con graduación API 26.5 del pozo Ocano II del campo Ocano en la provincia de Sucumbíos, Ecuador.

Tabla 2.1: Composición de Crudo API 26.5 del Pozo Ocano II

Compuesto	% Molar	Compuesto	% Molar	Compuesto	% Molar	Compuesto	% Molar
CO2	4.59%	Mcyclo-C5	1.09%	C10	4.08%	C21	1.63%
H2S	0.00%	Benzene	0.14%	C11	3.43%	C22	1.50%
N2	0.41%	Cyclo-C6	0.43%	C12	3.07%	C23	1.41%
C1	4.35%	C7	3.00%	C13	3.49%	C24	1.31%
C2	2.57%	Mcyclo-C6	1.02%	C14	2.91%	C25	1.22%
C3	5.67%	Toluene	0.46%	C15	2.86%	C26	1.16%
i-C4	1.43%	C8	3.67%	C16	2.41%	C27	1.09%
n-C4	3.68%	C2-Benzene	0.29%	C17	2.23%	C28	1.07%
i-C5	1.85%	m&p-Xylene	0.52%	C18	2.28%	C29	1.04%
n-C5	1.92%	o-Xylene	0.20%	C19	2.22%	C30+	14.30%
C6	2.80%	C9	3.44%	C20	1.76%	Total	100%

Fuente: Fluid Analysis Report

En la tabla 2.1 podemos ver que el petróleo tiene contenidos de varios componentes que finalmente serán los que formen parte de los productos de uso final e intermedio. Una vez que este petróleo pasa por el proceso de separación flash entonces se divide en la fase gaseosa y líquida.

## Refinación del Petróleo

### Destilación Fraccionada

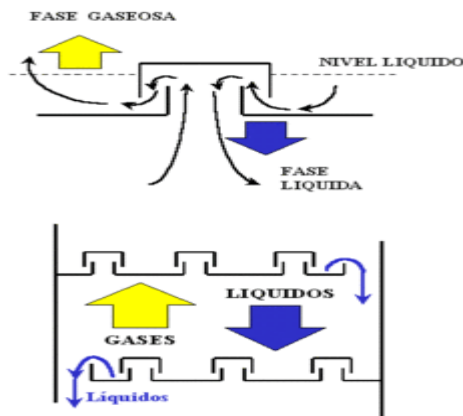
Dada la importancia de la industria del petróleo es muy importante que se adapte todos los días y, siendo el petróleo un bien escaso, el aprovechamiento de este recurso debe ser máximo. La fase más importante del proceso es, sin duda, la destilación fraccionada en la torre atmosférica. En la torre de destilación ocurre una descomposición del petróleo en grupos de sus distintos compuestos. Esta torre tiene en su interior alrededor de 30 platos, dependiendo de la refinería. Se hace uso de las distintas temperaturas de ebullición de los productos para su separación.

El proceso se realiza de la siguiente manera:

- Se calienta la fase líquida, obtenida a partir de la separación flash realizada en el paso anterior, hasta entre 341° C y 371° C. Esta temperatura se debe controlar con el fin de que no se produzca un proceso de craqueo térmico y se cambie la composición del petróleo.
- Una vez que se ha calentado la fase líquida se la vuelve a mezclar con la fase gaseosa con el fin de que la alimentación de la torre se haga en una mezcla con una fase líquida y una fase gaseosa.

- La columna se alimenta por la parte inferior, donde un horno se encarga de mantener la temperatura permanente igual a la temperatura del corte de alimentación de la torre.
- Esta temperatura hace burbujear el líquido generando gases, de esta manera comienza el proceso de destilación.
- Los platos que se encuentran en el interior de la torre tienen una temperatura menor que el inmediato inferior, lo que quiere decir que a medida que vamos subiendo en la torre la temperatura disminuye. En esta diferencia de temperaturas está la clave de la destilación fraccionada.
- Los platos están diseñados de manera que el vapor que ingresa desde el plato inferior ( $n-1$ ) haga burbujear el líquido que se encuentra en el plato ( $n$ ). La disminución de la temperatura desde el plato  $n-1$  al plato  $n$ , logra que una parte del vapor condense y se haga líquido, mientras que la parte que es vapor sigue subiendo por la torre al siguiente plato,  $n+1$ , donde la temperatura será menor y condensará otra parte del vapor. Este proceso seguirá sucesivamente hasta el último plato. El líquido que queda en los platos contiene una mezcla de todos los hidrocarburos con una temperatura de ebullición similar. Este líquido, está compuesto de hidrocarburos de la misma clase, y así obtenemos las diferentes familias de productos del petróleo, naftas, gasoil, fueloil, etc.

Imagen 2.10: Platos de la Torre de Destilación Fraccionada



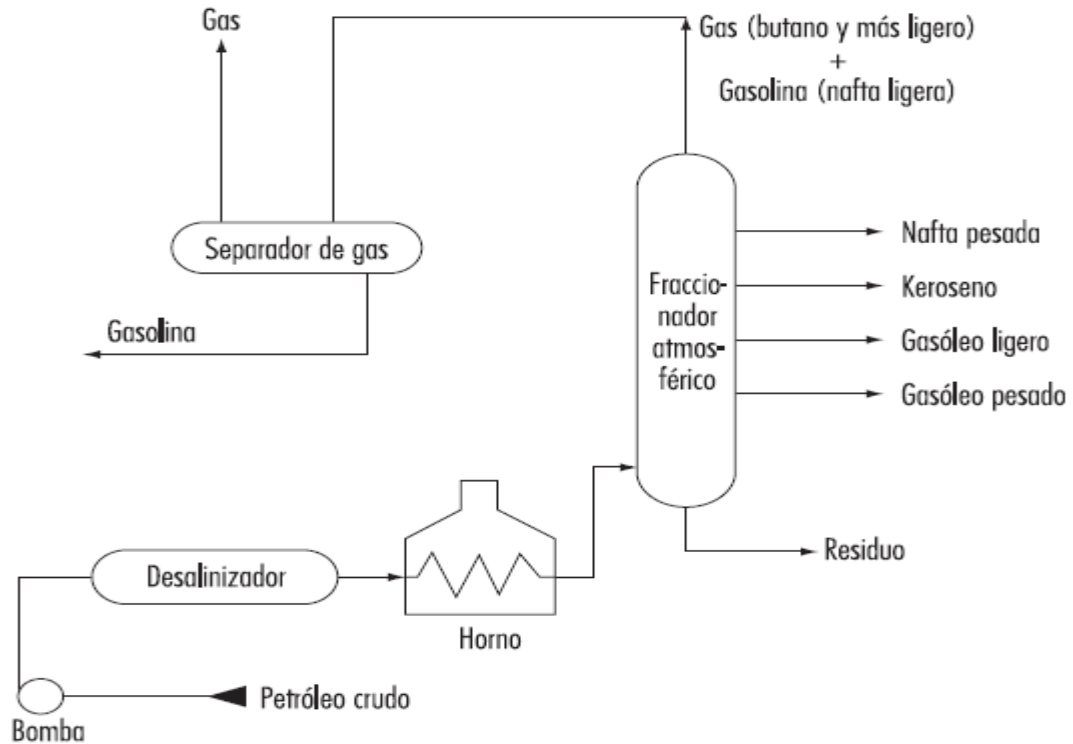
Fuente: [http://procesosbio.wikispaces.com/file/view/DEST\\_03.gif/289759439/549x419/DEST\\_03.gif](http://procesosbio.wikispaces.com/file/view/DEST_03.gif/289759439/549x419/DEST_03.gif)

En la imagen 2.10 podemos observar cómo funcionan los platos dentro de la torre. En las campanas de la mitad, observamos que el gas hace que el líquido burbujee, y el líquido cae al plato inferior en un proceso constante con el fin de obtener productos más puros.

La imagen 2.11 es una representación básica del funcionamiento de la torre de destilación atmosférica. Como podemos ver, la torre se alimenta de petróleo desalinizado y deshidratado, luego

es calentado y, finalmente, en la torre se separa en los distintos platos en varias familias de hidrocarburos que componen a los productos.

Imagen 2.11: Destilación Atmosférica



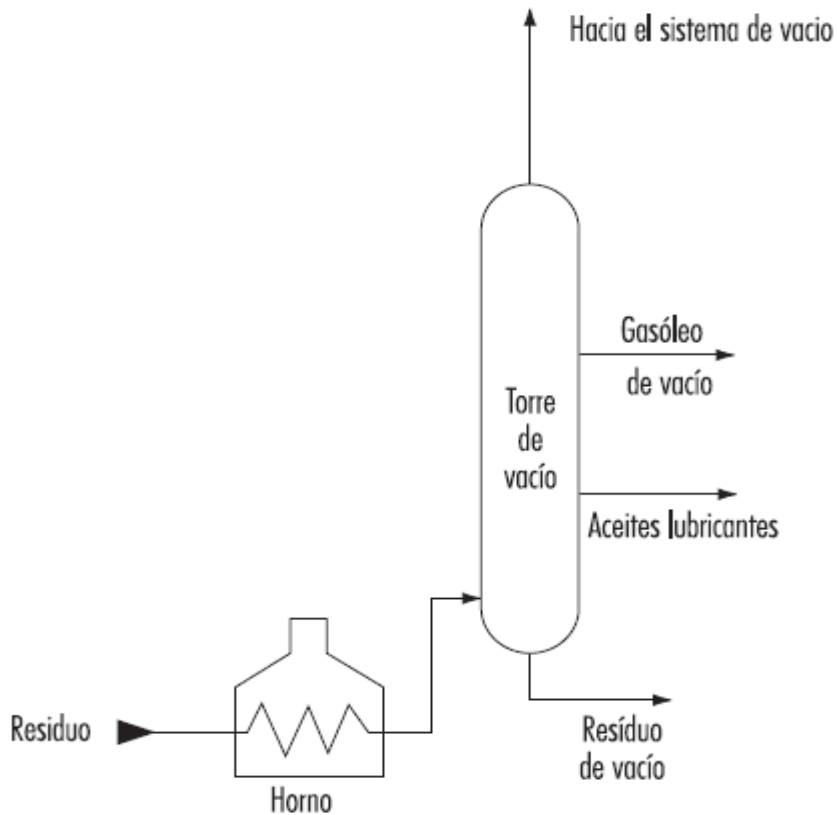
Fuente: Enciclopedia de Salud y Seguridad en el Trabajo: Proceso de Refino del Petróleo

### Destilación al vacío

Una vez que se cumple el proceso de destilación atmosférica, se pasa a un proceso de destilación al vacío. La torre de destilación al vacío está alimentada por la corriente de residuos que sale de la torre de destilación atmosférica por la parte inferior. Este proceso similar al anterior solo tiene la diferencia de que la presión utilizada es menor que la atmosférica. Al ser alimentada por los residuos, las temperaturas de ebullición de estos hidrocarburos son mucho más altas que las manejadas en la torre de destilación atmosférica. Es por este motivo que se utiliza una presión más baja que la atmosférica, con el fin de que las temperaturas de ebullición sean menores y así evitar que se produzca un craqueo térmico.



Imagen 2.12: Destilación al Vacío



Fuente: Enciclopedia de Salud y Seguridad en el Trabajo: Proceso de Refino del Petróleo

### Procesos de tratamiento químico

Una vez finalizado el proceso de destilación al vacío, comienzan los procesos químicos de descomposición, unificación, rectificación, y otros tratamientos para eliminar impurezas y sustancias no deseadas.

### Procesos de descomposición

En los procesos de descomposición tenemos seis procesos utilizados para distintos cortes salientes de la torre. Los procesos de descomposición lo que pretenden, es cortar las cadenas muy largas de hidrocarburos pesados para convertirlas en hidrocarburos más livianos que tienen un mayor valor.

### Cracking Catalítico

El primer proceso de descomposición del que hablaremos será el de craqueo catalítico. En este proceso se pretende mejorar las condiciones de las naftas producidas. Así, el reactor se alimenta de gasoil y con la ayuda de temperatura y presión rompe las largas cadenas de hidrocarburos pesados para obtener moléculas más pequeñas con mejores capacidades antidetonantes que ayudan a que la nafta sea de mejor calidad.

En el craqueo catalítico además de utilizar presión y temperatura, se agrega un catalizador que ayuda a la reacción química de descomposición de los hidrocarburos pesados. Se pueden utilizar varios catalizadores, siempre teniendo en cuenta su capacidad de recuperación y velocidad de reacción. En este proceso se cumplen tres funciones. Primero reacciona el flujo de alimentación con el catalizador y logra que se descompongan los hidrocarburos pesados; luego se recupera el catalizador en el regenerador; y, finalmente el producto debe ser enviado a dividirse debido a que se obtienen varios tipos de productos, entre lo que podemos encontrar naftas, gasoil, y demás.

### **Hidrocracking**

El hidrocracking es un proceso de descomposición donde se utiliza hidrógeno además de catalizadores para lograr la descomposición de los hidrocarburos pesados. Se hace reaccionar en presencia de los catalizadores al hidrogeno con el corte de carga que viene de los residuos. Este proceso genera varios tipos de productos por lo que debe dividirse una vez que salen del proceso. El hidrocracking produce combustible para aviones de reacción de muy alta calidad.

### **Procesos de Combinación**

Existen algunas mezclas de hidrocarburos ligeros que son producto de los procesos anteriores que tampoco tienen mucho valor, Es por esto que se deben realizar procesos de combinación o unificación. En estos procesos, que son dos, se pretende juntar todas las moléculas olefínicas que tienen poco valor para que generen cadenas más largas de hidrocarburos de mayor valor.

### **Polimerización**

El primer proceso de combinación es la polimerización. Este proceso se lleva a cabo en reactores con un catalizador fosforoso que genera una reacción exotérmica, debido a esto es necesario que el proceso cuente con algún tipo de refrigerante para evitar problemas por altas temperaturas. Como producto de este proceso se va a obtener naftas.

### **Alquilación**

La alquilación es otro proceso de combinación. En este proceso se utilizan las olefínicas que se obtienen del craqueo catalítico y se las hace reaccionar en un reactor con las isoparafinas. El catalizador utilizado es por lo general ácido sulfúrico, ya que debe ser muy activo. Como producto de esta combinación se obtienen isoocitanos que tienen una gran capacidad antidetonante.

## **Procesos de Rectificación**

Los procesos de rectificación ayudan a que los productos obtenidos tengan todas las características requeridas. Se realiza de dos formas, con *reforming* catalítico o mediante isomerización.

### **Reforming Catalítico**

El *reforming* catalítico convierte a naftas pesadas en naftas livianas con un mayor número de octanos y con mayor capacidad antidetonante. En este proceso, la nafta se calienta hasta su punto de evaporación y se la hace reaccionar en un reactor con un catalizador metálico. Al reformarse las cadenas de naftas pesadas y convertirse en naftas livianas y aromáticos el hidrógeno se libera.

## **2.2 Metodología del Trabajo**

Este trabajo será realizado como un caso de investigación comparada. Se obtendrán resultados de los métodos actuales de refinación de petróleo y se comparará con los datos obtenidos del método propuesto. Para esto, se realizará una simulación de los procesos en los que se podrá medir sin restricciones todas las variables y el contenido de los diferentes compuestos de cada uno de los productos que se obtienen de la torre de destilación atmosférica.

## 3 Análisis del Problema o Sistema

### 3.1 Descripción de la Situación actual

Las refinerías de hoy en día son obras de ingeniería magníficas que están en constante funcionamiento. Los productos que salen de una refinería se encuentran entre los más valiosos en términos de que, literalmente, hacen que el mundo funcione. Los productos obtenidos hacen que podamos movilizarnos en autos, buses, aviones y otros medios de transporte. Además de los productos para combustión, también se utilizan los productos de las refinerías como materia prima para otras industrias que entregan al mercado productos tan variados que van desde cubiertas para los autos y buses, hasta medias nylon para moda femenina.

### 3.2 Simulación

A lo que esta investigación respecta nos interesa sólo la primera parte de la refinería, o sea, la columna de destilación fraccionada atmosférica. El software de simulación utilizado, **Aspentech HYSYS v.8.6**, es un sistema útil en la industria petrolera con el mismo fin. Tiene incorporadas muchas herramientas ventajosas que facilitan la simulación y ahorran mucho trabajo. En la siguiente imagen se muestra la interfaz gráfica del software con el proceso armado.

#### 3.2.1 Armado del ambiente de simulación

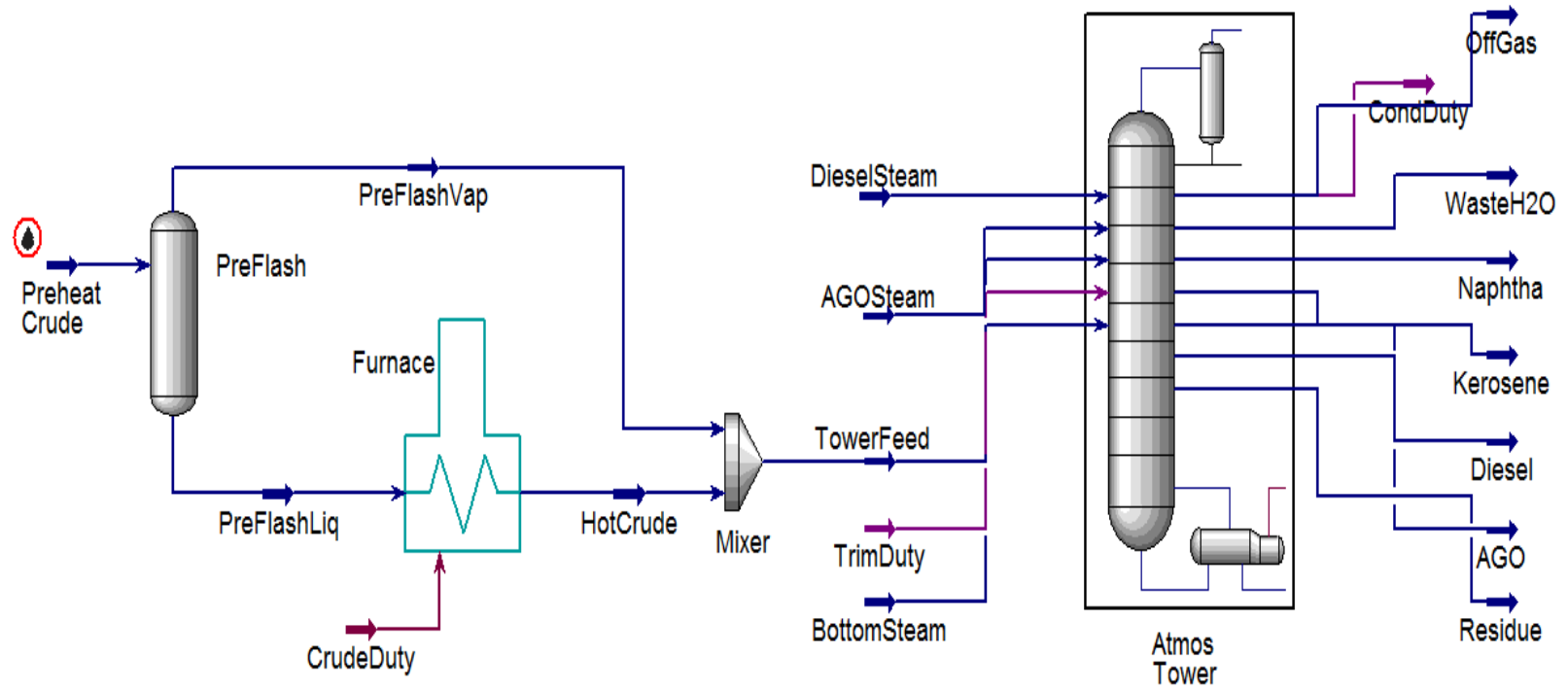
El software permite la simulación de un sinnúmero de sistemas y procesos físicos y químicos. Las distintas operaciones y procesos unitarios vienen pre programados y se pueden elegir de una paleta de elementos. Una vez armado el ambiente de simulación se pueden variar los distintos parámetros y el software se encarga del cálculo de los resultados de estas variaciones.

Siguiendo el tutorial de Aspentech "Tutorials & Applications" fue posible el armado de una torre de destilación con todos sus componentes. A lo largo del armado de la torre se pidieron algunos parámetros que fueron los que finalmente se adaptaron para este caso. El parámetro más importante que se varió fue la composición del petróleo utilizado, el software utilizaba compuestos imaginarios que suponían grandes grupos de varios hidrocarburos, mientras que la composición usada en esta investigación estaba conformada por hidrocarburos reales y representaba un petróleo real extraído de un pozo en la República del Ecuador.

El software utilizado necesita el ingreso de algunos datos de las corrientes de entrada. La composición, temperatura y presión son variables que son de ingreso por parte del usuario. El software se encarga del cálculo de todas las composiciones, temperaturas y presiones de los

distintos procesos que se llevan a cabo en la torre de destilación. Entonces los parámetros de entrada en definitiva son los mínimos datos necesarios para que el software pueda funcionar de manera correcta y que los resultados obtenidos sean correctos.

Diagrama 3.1: Simulación de una Torre de Destilación Fraccionada



### 3.2.2 Simulación de una Torre de Destilación Fraccionada

#### Corrientes de entrada

#### Propiedades

En el diagrama 3.1 podemos ver claramente el proceso. Por la izquierda entra una corriente de crudo precalentado, Preheat Crude, a 232.2° C con un flujo de 2634 kgmol/h y presión de 517.1 kPa. Estos datos, como se explicó con anterioridad, son los parámetros que se pueden variar. La corriente de crudo precalentado entra al tanque de pre-flash. En el tanque de pre-flash se divide la mezcla en dos fases: a) una líquida (PreFlashLiq) y, b) otra gaseosa (PreFlashVap). La fase gaseosa tiene una temperatura de 232.2° C con un flujo de 992.6 kgmol/h. La fase líquida tiene una temperatura de 232.2° C con un flujo de 1640 kgmol/h. La fase líquida se calienta hasta 343.3° C y sale del horno con el nombre Hot Crude, luego, las dos fases se mezclan en un mixer. El producto de esta mezcla se llama *Tower Feed*, flujo de alimentación de la torre atmosférica. En la tabla 3.1 se puede apreciar los datos con mayor claridad.

Tabla 3.1: Propiedades Flujos de Entrada

	Vapour Fraction	Temperature	Pressure	Molar Flow	Mass Flow	Molar Weight
Unit		C	kPa	kgmole/h	kg/h	kg
Preheat Crude	0,376889	232,222222	517,1	2633,614541	505882,11	192,0866179
PreFlashVap	1	232,222222	517,1	992,579314	70585,479	71,11318763
PreFlashLiq	0	232,222222	517,1	1641,035228	435296,631	265,2573348
HotCrude	0,223737	343,333333	448,152409	1641,035228	435296,631	265,2573348
TowerFeed	0,594344	325,274362	448,152409	2633,614541	505882,11	192,0866179

#### Composición

En la tabla 3.2 vamos a poder apreciar la composición del flujo de entrada a la torre, *Tower Feed*. La composición viene dada por la fracción molar de cada uno de los componentes que hacen a la sustancia.

Tabla 3.2: Composición Flujo TowerFeed

Fracción Molar	TowerFeed
Mole Frac (CO2)	0,0459
Mole Frac (Nitrogen)	0,0041
Mole Frac (Methane)	0,0435
Mole Frac (Ethane)	0,0257
Mole Frac (Propane)	0,0567
Mole Frac (i-Butane)	0,0143
Mole Frac (n-Butane)	0,0368
Mole Frac (i-Pentane)	0,0185
Mole Frac (n-Pentane)	0,0192
Mole Frac (Mecyclopentan)	0,0109
Mole Frac (n-Hexane)	0,028
Mole Frac (Benzene)	0,0014
Mole Frac (Cyclohexane)	0,0043
Mole Frac (n-Heptane)	0,03
Mole Frac (Mecyclohexane)	0,0102
Mole Frac (Toluene)	0,0046
Mole Frac (n-Octane)	0,0367
Mole Frac (E-Benzene)	0,0029
Mole Frac (p-Xylene)	0,0026
Mole Frac (m-Xylene)	0,0026
Mole Frac (o-Xylene)	0,002
Mole Frac (n-Nonane)	0,0344
Mole Frac (n-Decane)	0,0408
Mole Frac (n-C11)	0,0343
Mole Frac (n-C12)	0,0307
Mole Frac (n-C13)	0,0349
Mole Frac (n-C14)	0,0291
Mole Frac (n-C15)	0,0286
Mole Frac (n-C16)	0,0241
Mole Frac (n-C17)	0,0223
Mole Frac (n-C18)	0,0228
Mole Frac (n-C19)	0,0222
Mole Frac (n-C20)	0,0176
Mole Frac (n-C21)	0,0163
Mole Frac (n-C22)	0,015
Mole Frac (n-C23)	0,0141
Mole Frac (n-C24)	0,0131
Mole Frac (n-C25)	0,0122
Mole Frac (n-C26)	0,0116
Mole Frac (n-C27)	0,0109
Mole Frac (n-C28)	0,0107
Mole Frac (n-C29)	0,0104
Mole Frac (n-C30)	0,143

No es necesario hacer el análisis de las otras corrientes previas al ingreso a la torre debido a que luego de separarse en el tanque de flash se vuelven a unir en el mixer. Como podemos ver, en esta mezcla tenemos todos los hidrocarburos y otros compuestos como dióxido de carbono y nitrógeno. El componente n-C30 representa a todos los hidrocarburos pesados de más de 30 átomos de carbono, mismo que tiene la proporción más grande llegando a 14.3% del peso. El nitrógeno y el



dióxido de carbono son gases muy poco reactivos, por lo que su presencia no genera mayor preocupación.

### **3.2.3 Torre de Destilación**

Como vimos anteriormente, la torre de destilación es la base del proceso de refinación. De la torre obtenemos los primeros cortes de distintas sustancias que luego pasarán a ser tratadas para llegar a sus condiciones y presentación final. La torre con la que trabajamos en la simulación es una torre de 29 platos, donde la temperatura varía desde 371.11° C hasta 121.11 ° C. Esta variación de temperatura de 150 ° C, hace posible que podamos obtener distintas sustancias a medida que varía la temperatura. Las sustancias más volátiles las obtenemos en los platos de la parte superior de la torre mientras que las sustancias menos volátiles se obtienen a medida que nos acercamos a la parte inferior de la torre. Además de los platos, la torre tiene operaciones laterales para la obtención de productos más puros. Estos se alimentan de diferentes platos y realimentan la torre en el inmediato superior, logrando que se obtenga un producto con la composición deseada y además se devuelve el restante a la torre para que siga con su destilación. También tiene un condensador de tope, que funciona de manera similar, pero éste se utiliza para separación de los gases de petróleo. La tabla 3.3 resume datos de presión, temperatura, flujos molares líquidos y vapor en cada uno de los platos de la torre y las operaciones adicionales.

Tabla 3.3: Propiedades de los Flujos dentro de la Torre de Destilación Fraccionada

	Etapa	Presión kPa	Temperatura C	Flujo Molar Fracción Líquida kgmol/h	Flujo Molar Fracción Vapor kgmol/h
Condenser	0	135,8268	37,7777778	252,5780021	5,21E-07
1__Main TS	1	197,8796	121,1111111	2948,649867	1796,970546
2__Main TS	2	198,8646	156,2322312	1504,82184	2678,99082
3__Main TS	3	199,8495	172,4819384	1534,749117	3049,214383
4__Main TS	4	200,8345	179,9196016	1511,372039	3079,14166
5__Main TS	5	201,8194	185,053479	1471,571448	3055,764582
6__Main TS	6	202,8044	189,6698998	1414,101588	3015,963992
7__Main TS	7	203,7894	194,8694483	1322,351442	2958,494132
8__Main TS	8	204,7743	202,1412183	1179,947132	2866,743986
9__Main TS	9	205,7593	213,1238659	617,0880975	2689,494792
1__KeroSS	30	205,7593	224,8812546	455,6821837	34,84488356
10__Main TS	10	206,7443	227,8811805	542,1025583	2526,554668
2__KeroSS	31	205,7593	231,987955	487,0456741	90,60815702
11__Main TS	11	207,7292	236,8915094	507,576724	2451,569128
3__KeroSS	32	205,7593	238,055897	505,5382455	121,9716474
12__Main TS	12	208,7142	241,9221226	482,2301288	2417,043294
13__Main TS	13	209,6992	245,2259188	455,7429891	2391,696699
KeroSS_Reb	33	205,7593	247,2827259	365,0740267	140,4642189
14__Main TS	14	210,6841	248,1201458	420,4430364	2365,209559
15__Main TS	15	211,6691	251,5855476	359,6602352	2329,909607
16__Main TS	16	212,6541	257,3349566	1271,282379	2269,126805
3__DieselSS	36	213,639	265,4575484	348,0284885	103,6750505
2__DieselSS	35	213,639	271,4465074	376,1796344	117,9946296
1__DieselSS	34	213,639	273,8910235	390,4992136	136,4208191
17__Main TS	17	213,639	276,3173192	118,2777995	2409,100501
18__Main TS	18	214,624	302,3711912	62,87094595	2300,248954
19__Main TS	19	215,609	308,8325802	44,77709755	2244,8421
20__Main TS	20	216,5939	310,720304	36,15222233	2226,748252
21__Main TS	21	217,5789	311,5640903	682,4157938	2218,123376
3__AGOSS	39	218,5639	313,6828593	74,49198993	70,9101172
2__AGOSS	38	218,5639	322,8505157	82,44284015	76,67734374
1__AGOSS	37	218,5639	326,716708	88,21006669	86,15484348
22__Main TS	22	218,5639	330,9754087	71,53868854	2297,437812
23__Main TS	23	219,5488	347,4398461	56,60348001	2265,042566
24__Main TS	24	220,5338	349,7881545	53,40746696	2250,107357
25__Main TS	25	221,5188	350,1951257	52,44005459	2246,911344
26__Main TS	26	222,5037	350,3095956	51,94613213	2245,943932
27__Main TS	27	223,4887	350,3703988	51,56588329	2245,450009
28__Main TS	28	224,4737	350,4193043	698,6203589	2245,06976
29__Main TS	29	225,4586	371,1111111	628,9431057	258,5096945

### Operaciones laterales

En la tabla 3.3 se puede ver los 29 platos con sus respectivas temperaturas. El plato número 1 es el plato superior y el plato 29 es el inferior. Las operaciones laterales se llevan a cabo entre los platos 22 y 21, 17 y 16, 9 y 8, y finalmente entre los platos 2 y 1. Entre los platos 2 y 1 ocurre la operación lateral del condensador de tope. Esta operación se alimenta del flujo desde el plato número 2 y se procesa en un tanque condensador, donde se separa las naftas de los gases de

petróleo. La temperatura de trabajo es de  $37.7^{\circ}\text{C}$ , lo que hace que las naftas livianas que tienen una temperatura de ebullición mayor a ésta se condensen, mientras que los gases que tienen una temperatura de ebullición mucho menor mantengan su estado gaseoso. De esta manera se separa a los gases que salen como producto por la parte superior del condensador. Por otro lado, por el fondo del tanque se obtienen dos corrientes, una de naftas y otra del líquido, con el cual se realimenta la torre para ser destilado nuevamente. El flujo de retroalimentación se da en el plato número 1.

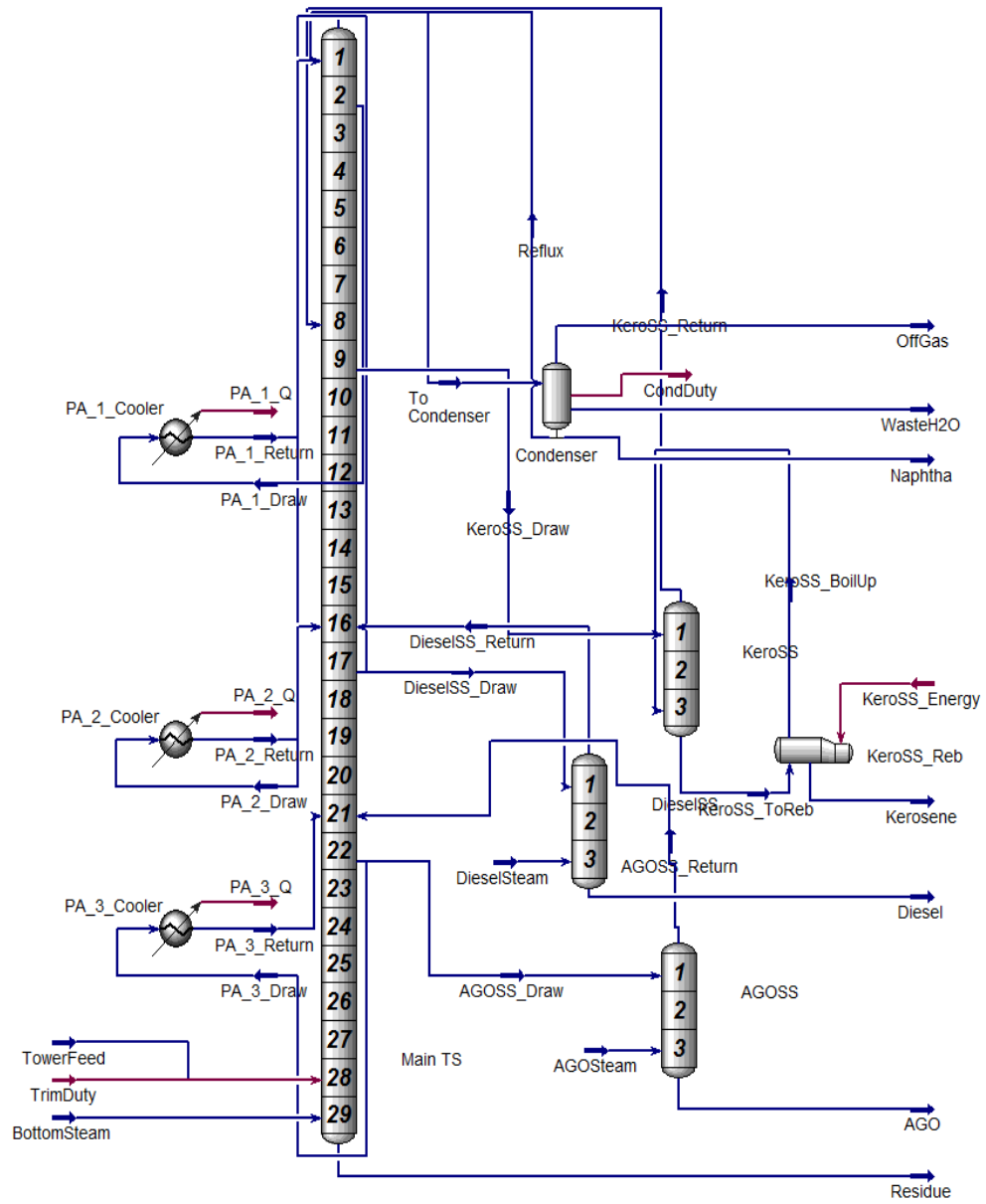
Entre los platos 8 y 9 se dan dos operaciones laterales que producen un producto. La alimentación se da desde el plato número 9 hacia una pequeña torre de destilación de 3 platos. El flujo de alimentación ingresa por el plato número 1, o sea por la parte superior de la torre, se destila la mezcla y finalmente, por el fondo de la torre, sale un flujo que alimenta un *reboiler*. En el *reboiler* lo que ocurre es que la mezcla se calienta generando una fase líquida y una fase de vapor. El vapor se realimenta a la torre pequeña mientras que el líquido se separa y se obtiene como producto kerosene. El vapor realimentado del *reboiler* entra por el plato número 3 de la torre pequeña. Finalmente, del tope de la torre pequeña sale el flujo de realimentación a la torre principal que ingresa a la misma por el plato número 8.

En los platos 16 y 17 se tiene la operación lateral de la que se obtiene diésel. Esta operación se alimenta con un flujo que sale de la torre en el plato número 17 y entra en una pequeña torre de destilación similar a la torre de 3 platos utilizada para la obtención de kerosene. Esta torre se alimenta por la parte superior en el plato 1, se destila y el producto, diésel, se obtiene del fondo de la torre. Del tope de esta torre se obtiene el flujo de realimentación de la torre principal que ingresa a la misma por el plato número 16.

Por último, la cuarta y última operación lateral se realiza con el objetivo de obtener gasoil. Esta operación ocurre entre los platos 21 y 22. El proceso es igual al de obtención de diésel. Hay una pequeña torre de 3 platos que se alimenta de un flujo que sale de la torre principal desde el plato número 22. La torre pequeña se alimenta en el plato número 1 en la parte superior de la misma. Se realiza el proceso de destilación y se obtiene el producto final por el fondo de la torre. El flujo de realimentación hacia la torre principal sale desde el tope de la torre pequeña. Este flujo reingresa a la torre principal por el plato número 21.

El diagrama 3.2 muestra una expansión del proceso, haciendo énfasis en estas operaciones laterales y en la torre de destilación con todos sus platos y los ingresos y egresos de flujos.

Diagrama 3.2: Expansión de la Torre de Destilación Fraccionada



### 3.2.4 Corrientes de Salida

Tabla 3.4: Propiedades de las Corrientes de Salida

	Vapour Fraction	Temperature	Pressure	Molar Flow	Mass Flow	Molar Weight
Unit		C	kPa	kgmole/h	kg/h	kg
OffGas	1	-128,51824	135,826754	3,39E-07	0,000006	17,69911504
Naphtha	0,001077	-128,51824	135,826754	1111,65828	85218,79599	76,65916543
WasteH2O	0	-128,51824	135,826754	430,944833	10563,97598	24,51352278
Kerosene	0	247,238862	205,75931	365,126683	65057,90644	178,1789978
Diésel	0	265,427949	213,639035	348,073929	88340,26338	253,7974149
AGO	0	313,656808	218,563863	74,50151	26654,34773	357,7692282
Residue	0	345,090156	225,458622	629,049989	235906,2202	375,0198305

La tabla 3.4 nos muestra las condiciones de fracción de vapor, temperatura, presión, flujo molar y flujo másico de las distintas corrientes de salida. Si bien las lecturas de la salida de gases de petróleo parecerían ser un poco baja, hay que considerar que el producto está en estado gaseoso, por lo tanto, su densidad es muy baja. Esta cuestión genera que la producción en kg sea muy pequeña por lo que requiere grandes volúmenes para que se asemeje a la producción de productos líquidos.

#### Composición de las corrientes

Ahora pasaremos a ver la composición de los productos que se obtienen luego del proceso de destilación fraccionada. En la tabla 3.5 podemos observar cómo se van acotando cada uno de los componentes de los productos. Se debe tener en cuenta que, al ser una mezcla de la cual no se tiene una receta exacta, los productos tienen en su composición compuestos de todo tipo de hidrocarburos.

Tabla 3.5: Composición de los Flujos de Salida

	OffGas	Naphtha	Kerosene	Diésel	AGO	Residue
Mole Frac (CO2)	0,003914	0,015085	0	0	0	0,000017
Mole Frac (Nitrogen)	0,082238	0,000427	0	0	0	0,000001
Mole Frac (Methane)	0,909921	0,103049	0	0	0	0,000011
Mole Frac (Ethane)	0,003703	0,060877	0	0	0	0,000015
Mole Frac (Propane)	0,000215	0,134292	0	0,000001	0	0,000062
Mole Frac (i-Butane)	0,000004	0,033863	0,000001	0	0	0,000026
Mole Frac (n-Butane)	0,000004	0,087138	0,000004	0,000002	0	0,000075
Mole Frac (i-Pentane)	0	0,043787	0,000013	0,000003	0	0,000064
Mole Frac (n-Pentane)	0	0,045439	0,000019	0,000004	0	0,000071
Mole Frac (Mecyclopentan)	0	0,025737	0,000116	0,000012	0	0,000078
Mole Frac (n-Hexane)	0	0,066143	0,00024	0,000027	0	0,000183
Mole Frac (Benzene)	0	0,003306	0,000014	0,000001	0	0,00001
Mole Frac (Cyclohexane)	0	0,01014	0,000075	0,000007	0	0,000036
Mole Frac (n-Heptane)	0	0,070332	0,001565	0,000116	0,000001	0,000337
Mole Frac (Mecyclohexane)	0	0,023848	0,000681	0,00005	0,000001	0,000136
Mole Frac (Toluene)	0	0,010751	0,000323	0,000022	0	0,000059
Mole Frac (n-Octane)	0	0,083986	0,007344	0,000501	0,000006	0,000689
Mole Frac (E-Benzene)	0	0,006583	0,000719	0,000049	0,000001	0,000063
Mole Frac (p-Xylene)	0	0,005877	0,000714	0,000049	0,000001	0,000058
Mole Frac (m-Xylene)	0	0,005878	0,000711	0,000048	0,000001	0,000058
Mole Frac (o-Xylene)	0	0,004495	0,000616	0,000043	0,000001	0,000048
Mole Frac (n-Nonane)	0	0,074527	0,017989	0,001461	0,000017	0,001065
Mole Frac (n-Decane)	0	0,073414	0,062802	0,004641	0,000064	0,00205
Mole Frac (n-C11)	0	0,010797	0,201514	0,008769	0,000157	0,002684
Mole Frac (n-C12)	0	0,000227	0,199399	0,01559	0,000405	0,003716
Mole Frac (n-C13)	0	0,000003	0,209199	0,032937	0,001233	0,00631
Mole Frac (n-C14)	0	0	0,146493	0,051558	0,002764	0,007945
Mole Frac (n-C15)	0	0	0,106652	0,08413	0,005489	0,010631
Mole Frac (n-C16)	0	0	0,038178	0,119123	0,00854	0,011812
Mole Frac (n-C17)	0	0	0,004258	0,133464	0,015232	0,015237
Mole Frac (n-C18)	0	0	0,000334	0,129886	0,025584	0,020362
Mole Frac (n-C19)	0	0	0,000027	0,115028	0,036904	0,024909
Mole Frac (n-C20)	0	0	0,000001	0,080488	0,041367	0,024248
Mole Frac (n-C21)	0	0	0	0,064126	0,05021	0,026813
Mole Frac (n-C22)	0	0	0	0,049535	0,057029	0,028636
Mole Frac (n-C23)	0	0	0	0,036281	0,065139	0,031242
Mole Frac (n-C24)	0	0	0	0,025296	0,068835	0,032695
Mole Frac (n-C25)	0	0	0	0,016946	0,068972	0,033532
Mole Frac (n-C26)	0	0	0	0,010268	0,067607	0,034877
Mole Frac (n-C27)	0	0	0	0,005209	0,061405	0,03548
Mole Frac (n-C28)	0	0	0	0,002902	0,055527	0,036615
Mole Frac (n-C29)	0	0	0	0,001407	0,047154	0,037178
Mole Frac (n-C30)	0	0	0	0,001317	0,310043	0,561243

## **Gas**

En primer lugar podemos ver la composición molar de la corriente OffGas que es la corriente que nos da como producto los gases de petróleo. En esta corriente podemos ver que está acotada a solamente a hidrocarburos que son gaseosos en condiciones normales, y debido a que el condensador maneja una temperatura de 37°C entonces se pueden separar tranquilamente estos gases. La mayor parte, más de 90% de esta corriente está compuesta por metano, también tiene etano, propano y butano. Por otro lado tenemos nitrógeno y dióxido de carbono, pero como vimos antes, estos gases tienen una reactividad muy baja por lo que no generan preocupación.

## **Nafta**

Por otro lado tenemos a la nafta, esta tiene compuestos desde etano hasta hidrocarburos de 13 átomos de carbono. Como explicamos antes estos productos son todos mezclas de varios hidrocarburos y no existe una receta para cada uno, su calidad, por llamarla de alguna forma, se la prueba de manera práctica y en comparación con naftas de las que se conoce su poder calorífico y su índice de octanos o capacidad antidetonante. La composición es medianamente distribuida entre todos sus componentes teniendo un máximo de 13% en el caso del propano pasando por 6-8% de varios componentes como heptanos y octanos y finalmente a partir de hidrocarburos de 11 átomos de carbono baja a menos de 1%, lo mismo con el contenido de dióxido de carbono y nitrógeno que a duras penas supera el 1%.

## **Kerosene**

Pasando al kerosene se puede ver que no existe un contenido muy significativo de hidrocarburos desde el metano hasta los xilenos, que pertenecerían al grupo de los hidrocarburos con 8 átomos de carbono. A partir del nonano, se puede ver que el porcentaje de estos aumenta desde casi 2% hasta casi 21% en el C13 y luego vuelve a disminuir hasta 4% en el C16 y finalmente a menos de 1% desde el C17 hasta el C20, luego de esto no se registra presencia de otros hidrocarburos.

## **Diésel**

El diésel es un combustible muy utilizado. Hoy en día se utiliza casi al mismo nivel que la nafta en autos debido a su bajo costo. El diésel se diferencia de la nafta en el hecho de que los motores diésel al tener un diferente ciclo, necesitan que la mezcla de diésel y aire detone con mayor rapidez por lo tanto acelera la detonación de la mezcla. Esta aceleración de la detonación viene dada por el índice de cetanos, que es en pocas palabras el contenido de cetanos que tiene el diésel. El diésel no tiene contenido significativo de ningún hidrocarburo hasta C12, a partir de este el contenido comienza a aumentar desde un poco más de 1% hasta llegar a un pico de casi 14% en el C17 y finalmente vuelve a descender el porcentaje de los restantes hidrocarburos hasta C30 en adelante.

## **GasOil**

El AGO o gas oil atmosférico por sus siglas en ingles. Es un combustible similar al diésel pero compuesto de hidrocarburos más pesados. En este caso se puede ver en la tabla que comienza a tener un contenido significativo a partir de C17 que pasa el 1% y llega a un pico de 6% en los C25, pero la mayor parte y el mayor porcentaje lo tienen los hidrocarburos de C30 en adelante con 31% de porcentaje de la mezcla.

## **Residuo**

Finalmente tenemos la corriente de residuos. En esta corriente se da una mezcla de todos los hidrocarburos que entraron, nitrógeno y dióxido de carbono. La mayoría de su composición es de C30 en adelante, pero tiene al menos una pequeña cantidad de los otros hidrocarburos y componentes. Es residuo luego servirá como alimentación de las torres de destilación al vacío, operaciones cracking, y otras operaciones que ayuden a romper las largas cadenas de hidrocarburos para obtener productos más útiles.

## **3.3 Conclusión**

Esta es la manera en la que funciona una torre de destilación. Por supuesto luego de este proceso se pasa a hacer todas las otras operaciones que mencionamos antes, y finalmente se obtienen los distintos productos finales o intermedios que salen de una refinería promedio.

En el siguiente capítulo presentaremos la mejora pensada en este proceso, que puede generar que los residuos generados sean mucho menores y que pueden ahorrar tiempo y dinero en procesos más complicados y costosos.



## 4 Diseño del sistema o solución del problema

Como hemos hablado a lo largo de la investigación, el petróleo es un *commodity* que, si bien ha visto en su precio una importante disminución en los últimos meses y, en consecuencia, ha acarreado una disminución del precio de sus productos, el valor de los mismos sigue siendo muy alto para el ser humano. El hecho de que el precio haya bajado simplemente ha impulsado la economía de muchos países que no son productores de petróleo. Esta situación nos permite ver la importancia que tiene la capacidad de que la producción de productos de petróleo, sea más eficiente en términos económicos. Y de aquí tenemos el objetivo de este trabajo, donde lo que buscamos es una pequeña modificación al proceso que finalmente pueda generar grandes cambios en la obtención de combustibles y demás productos del petróleo. En este capítulo vamos a ver cómo un pequeño cambio puede lograr que se generen menos desperdicios y que sean necesarios menos procesos que aumentan los costos de producción y, por lo tanto, el precio del producto aumente.

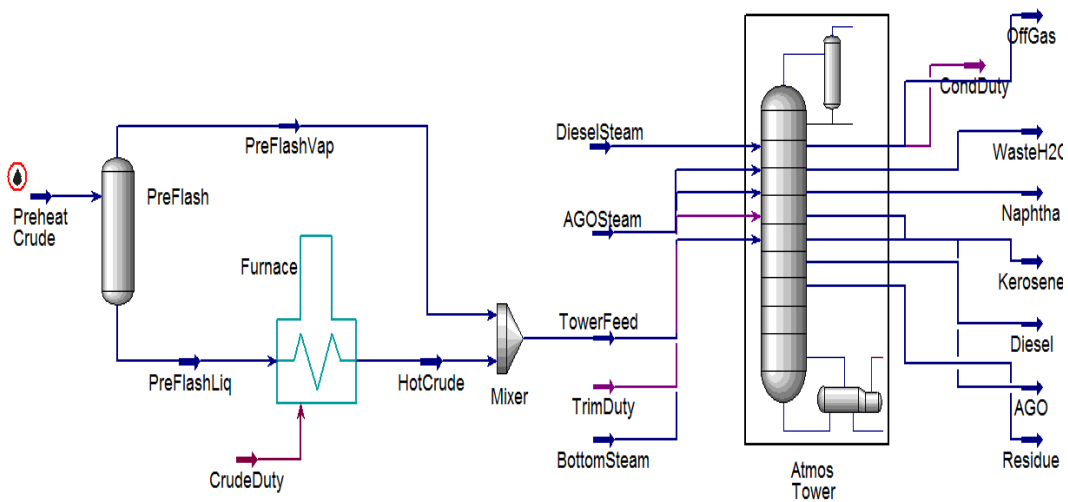
### 4.1 Formulación del problema propuesto

Después de analizar todo el proceso de destilación utilizado hoy en día, y luego de probar varias opciones, llegamos a una solución muy sencilla. Es común decir que la solución para un problema es la más simple. Esto quedó demostrado en la presente investigación.

El objetivo de este estudio siempre buscó mejorar la “pureza” de los productos. Las comillas se utilizan para la palabra pureza porque, como hemos hablado, es difícil hablar de pureza perfecta si se considera que los productos son fruto de mezclas de las que no se tiene una receta acabada. No es posible afirmar que un corte es 100% nafta, o que un corte es 100% gasoil. No obstante, lo que sí se puede hacer es acotar los componentes, ya sea de hidrocarburos o de otras sustancias, que forman parte de la mezcla. De esta manera logramos que los residuos sean menores y, que el contenido de sustancias que no debería estar en el producto, sea mínimo. La mejora propuesta tiene un impacto directo en la salida de la torre y en los productos de manera positiva. Se disminuye la cantidad de hidrocarburos que son útiles para otros productos en los residuos y en productos donde no son necesarios.

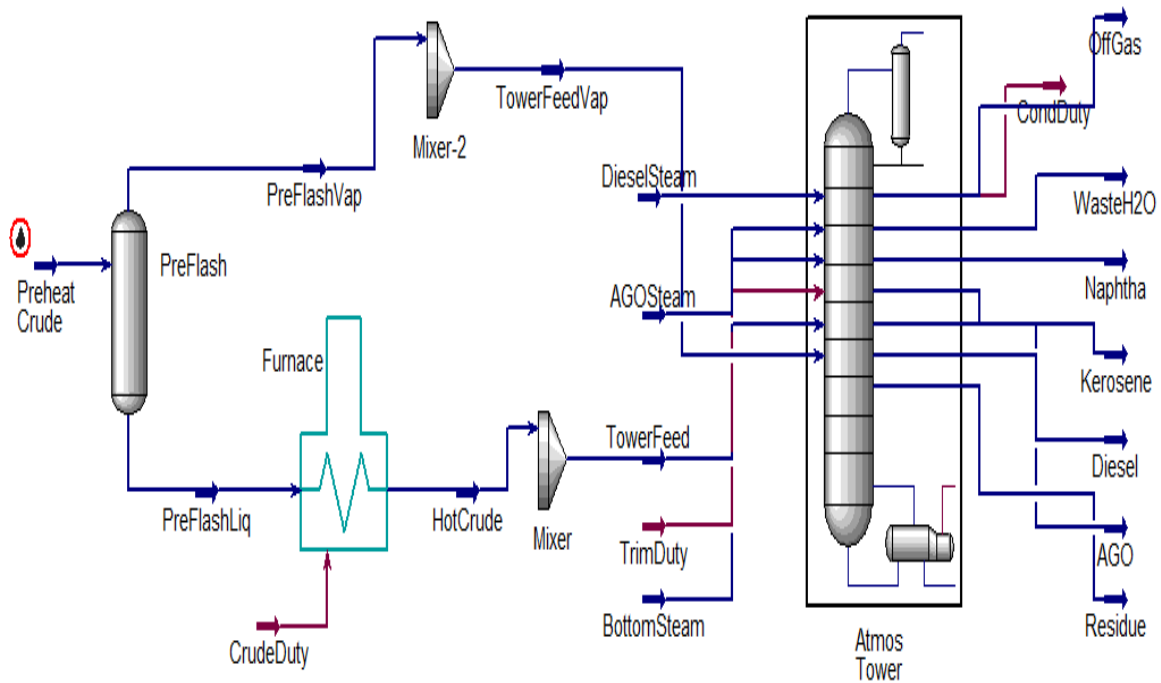
Si recordamos, el sistema utilizado actualmente para la destilación comienza con el ingreso de la corriente de crudo precalentado a un tanque de flash. En el tanque de flash, el crudo se separa en dos fases, una de vapor y otra líquida. La fase líquida va hacia un calentador donde se aumenta su temperatura para luego terminar en un mezclador. La corriente de vapor sale del tanque de flash directo hacia el mezclador donde se mezclan las dos corrientes, para luego alimentar a la torre por la parte inferior de ésta, en el plato número 28 de 29. El diagrama 4.1 ilustra la primera parte del proceso actual.

Diagrama 4.1: Diagrama de la situación actual



Considerando lo anterior, lo que esta investigación propone es simple. El crudo precalentado, ingresa a un tanque de flash, aquí se separa la mezcla en dos fases. La fase líquida sale del tanque de flash y se calienta hasta llegar a la temperatura del fondo de la columna de destilación. Esto ocurre, debido a que esta corriente entra directo a la torre por el plato 28 y, una vez que fue calentada, ya no se mezcla con la fase vapor, pero sigue siendo una mezcla de fase vapor y fase líquida aunque la fase vapor ahora es mucho menor. Por otro lado, la fase vapor que sale del tanque de flash entra a la torre de destilación en el plato número 8. ¿Por qué el plato 8? Dada la temperatura con la que la corriente sale del tanque de flash y con el fin de no aumentar el número de procesos, al tener que calentar o enfriar la mezcla, el plato numero 8 es donde la temperatura es similar a la temperatura de la corriente de vapor. En el diagrama 4.2 podremos ver un diagrama del funcionamiento del proceso propuesto.

Diagrama 4.2: Diagrama de la Solución Propuesta



Como podemos ver la diferencia se encuentra únicamente en lo que se señaló anteriormente. En lugar de tener una sola corriente con dos fases de entrada a la torre por la parte inferior, proponemos dos corrientes de alimentación una fase cada una. Una vez hecho esto, el proceso de refinación funciona de la misma manera. Las operaciones laterales que se utilizaban antes se siguen usando de la misma manera y finalmente se producen los mismos productos pero con mayor acotación de sus componentes además de que se disminuyen los residuos. Dicho esto, el análisis lo dejaremos para después cuando comparemos lado a lado los productos y residuos. En la tabla 7 podremos ver los parámetros de las corrientes y después pasaremos a hablar de su composición.

#### 4.1.1 Corrientes de Entrada

##### Propiedades

Tabla 4.1: Propiedades de las corrientes de entrada

	Vapour Fraction	Temperature	Pressure	Molar Flow	Mass Flow	Peso Molar
Unit		C	kPa	kgmole/h	kg/h	kg
Preheat Crude	0,31935	200	517,1	2633,614541	505882,11	192,086618
PreFlashVap	1	200	517,1	841,045419	52183,07169	62,0454859
PreFlashLiq	0	200	517,1	1792,569122	453699,0383	253,099885
HotCrude	0,309722	343,333333	448,152409	1792,569122	453699,0383	253,099885
TowerFeed	0,309722	343,333332	448,152409	1792,569122	453699,0383	253,099885
TowerFeedVap	1	200	517,1	841,045419	52183,07169	62,0454859

En la tabla 4.1 podemos ver, en primer lugar, que el crudo precalentado está compuesto de 2 fases: 31.9% de vapor y 68.1% de líquido; tiene una temperatura de 200°C y presión de 517.1 kPa; fluye a una tasa de 2633.61 kgmol/h o 505882.11 kg/h, dando un peso molar de 192.08 kg, por cada kmol. Los parámetros que figuran en azul, son aquellos requeridos por el sistema como datos para que funcione correctamente y pueda hacer los cálculos necesarios para obtener toda la información. Una vez que se da la separación la corriente de vapor sale con una temperatura de 200°C y en una sola fase. En términos de flujo másico, representa alrededor del 14% de la corriente de crudo precalentado llegando sólo a 52183.07 kg/h, y su flujo molar es de 841.04 kmol/h, lo que nos da un peso molar de 62.04 kg por cada kmol. Esta corriente luego alimenta a la torre de destilación por el plato número 8. En este punto, se hace pertinente resaltar que, si bien en el diagrama presentado previamente, la corriente llega a un mezclador, aclaramos que este mezclador no juega ningún papel en el proceso ni cambia las condiciones, simplemente ayuda al programa a que todo converja de manera correcta y pueda realizar sin problemas todos los cálculos necesarios. Es por esto que se puede ver que las corrientes que entran y salen de los mezcladores son exactamente iguales. Continuando con el tema en cuestión, la corriente que sale del tanque de flash, tiene sólo una fase líquida con una temperatura de 200°C; ésta representa el 90% del flujo de masa del crudo precalentado con 453699.03 kg/h y 1792.56 kmol/h, dicha mezcla tiene un peso molar de 253.09 kg por cada kmol. La temperatura que tiene la mezcla no es suficiente para alimentar a la torre por la parte inferior de la misma como debe ser, en consecuencia se la debe calentar. La mezcla ingresa en un intercambiador que la calienta hasta llegar a 343.33 °C, con este aumento de temperatura se registra una evaporación de parte de la mezcla lo genera que ésta pase a ser de dos fases. Como resultado de lo anterior, la mezcla tiene ahora 30.9% de vapor y 69.1% de líquido, mientras que el

flujo másico, el flujo y el peso molar siguen siendo los mismos que antes debido a que no se ha perdido ni ganado materia y, tampoco ha ocurrido una reacción química.

## Composición

En cuanto a la composición de cada uno de los flujos los podremos ver en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Composición de las corrientes de entrada

	Preheat Crude	PreFlashVap	PreFlashLiq	HotCrude	TowerFeed	TowerFeedVap
Mole Frac (CO2)	0,0459	0,136058	0,003599	0,003599	0,003599	0,136058
Mole Frac (Nitrogen)	0,0041	0,012538	0,000141	0,000141	0,000141	0,012538
Mole Frac (Methane)	0,0435	0,131182	0,002361	0,002361	0,002361	0,131182
Mole Frac (Ethane)	0,0257	0,074645	0,002736	0,002736	0,002736	0,074645
Mole Frac (Propane)	0,0567	0,156271	0,009983	0,009983	0,009983	0,156271
Mole Frac (i-Butane)	0,0143	0,037007	0,003646	0,003646	0,003646	0,037007
Mole Frac (n-Butane)	0,0368	0,093007	0,010429	0,010429	0,010429	0,093007
Mole Frac (i-Pentane)	0,0185	0,042179	0,00739	0,00739	0,00739	0,042179
Mole Frac (n-Pentane)	0,0192	0,042715	0,008167	0,008167	0,008167	0,042715
Mole Frac (Mycyclopentan)	0,0109	0,019879	0,006687	0,006687	0,006687	0,019879
Mole Frac (n-Hexane)	0,028	0,051893	0,01679	0,01679	0,01679	0,051893
Mole Frac (Benzene)	0,0014	0,002582	0,000845	0,000845	0,000845	0,002582
Mole Frac (Cyclohexane)	0,0043	0,00744	0,002827	0,002827	0,002827	0,00744
Mole Frac (n-Heptane)	0,03	0,043811	0,02352	0,02352	0,02352	0,043811
Mole Frac (Mycyclohexane)	0,0102	0,0145	0,008183	0,008183	0,008183	0,0145
Mole Frac (Toluene)	0,0046	0,006481	0,003717	0,003717	0,003717	0,006481
Mole Frac (n-Octane)	0,0367	0,039829	0,035232	0,035232	0,035232	0,039829
Mole Frac (E-Benzene)	0,0029	0,003012	0,002847	0,002847	0,002847	0,003012
Mole Frac (p-Xylene)	0,0026	0,002607	0,002597	0,002597	0,002597	0,002607
Mole Frac (m-Xylene)	0,0026	0,002612	0,002595	0,002595	0,002595	0,002612
Mole Frac (o-Xylene)	0,002	0,001936	0,00203	0,00203	0,00203	0,001936
Mole Frac (n-Nonane)	0,0344	0,026401	0,038153	0,038153	0,038153	0,026401
Mole Frac (n-Decane)	0,0408	0,021258	0,049969	0,049969	0,049969	0,021258
Mole Frac (n-C11)	0,0343	0,01181	0,044852	0,044852	0,044852	0,01181
Mole Frac (n-C12)	0,0307	0,006966	0,041836	0,041836	0,041836	0,006966
Mole Frac (n-C13)	0,0349	0,004941	0,048956	0,048956	0,048956	0,004941
Mole Frac (n-C14)	0,0291	0,002458	0,0416	0,0416	0,0416	0,002458
Mole Frac (n-C15)	0,0286	0,001644	0,041247	0,041247	0,041247	0,001644
Mole Frac (n-C16)	0,0241	0,000905	0,034983	0,034983	0,034983	0,000905
Mole Frac (n-C17)	0,0223	0,000543	0,032508	0,032508	0,032508	0,000543
Mole Frac (n-C18)	0,0228	0,000364	0,033326	0,033326	0,033326	0,000364
Mole Frac (n-C19)	0,0222	0,000241	0,032503	0,032503	0,032503	0,000241
Mole Frac (n-C20)	0,0176	0,000109	0,025807	0,025807	0,025807	0,000109
Mole Frac (n-C21)	0,0163	0,000066	0,023917	0,023917	0,023917	0,000066
Mole Frac (n-C22)	0,015	0,000042	0,022018	0,022018	0,022018	0,000042
Mole Frac (n-C23)	0,0141	0,000024	0,020704	0,020704	0,020704	0,000024
Mole Frac (n-C24)	0,0131	0,000014	0,01924	0,01924	0,01924	0,000014
Mole Frac (n-C25)	0,0122	0,000009	0,01792	0,01792	0,01792	0,000009
Mole Frac (n-C26)	0,0116	0,000005	0,01704	0,01704	0,01704	0,000005
Mole Frac (n-C27)	0,0109	0,000003	0,016013	0,016013	0,016013	0,000003
Mole Frac (n-C28)	0,0107	0,000002	0,015719	0,015719	0,015719	0,000002
Mole Frac (n-C29)	0,0104	0,000001	0,015279	0,015279	0,015279	0,000001
Mole Frac (n-C30)	0,143	0,000007	0,21009	0,21009	0,21009	0,000007

La tabla 4.2 devela lo que veníamos diciendo acerca de las corrientes que salen del tanque de flash como líquido y vapor no cambian sus condiciones, y tampoco su composición. Teniendo en cuenta las corrientes que corresponden a la fase vapor del tanque de flash podemos ver claramente que mayormente están compuestas por hidrocarburos livianos. Los de mayor porcentaje son el propano y etano, también está el dióxido de carbono y nitrógeno pero, como ya se ha dicho, estos son muy poco reactivos para tomarlos en cuenta. A partir del C13, el porcentaje de los hidrocarburos más pesados comienza a disminuir notablemente. Los compuestos más pesados no llegan a sumar 2%. Por otro lado, la corriente líquida que sale del tanque de flash es más rica en hidrocarburos pesados. A partir del C9 los hidrocarburos más pesados aumentan su participación en la mezcla. Los hidrocarburos más ligeros tienen una participación de alrededor de 15%, mientras que sólo los hidrocarburos de C30 para arriba tienen una participación de 21%.

#### **4.1.2 Corrientes de Salida**

Una vez analizadas las corrientes de entrada a la torre de destilación podemos pasar al análisis de los productos. Puesto que el proceso de destilación no difiere, sería redundante volver a examinarlo. Los productos obtenidos son los mismos de los que se ha venido hablando. En primer lugar del condensador obtenemos nafta y gas; de la operación lateral que ocurre entre los platos 8 y 9 obtenemos kerosene; entre los platos 16 y 17 tenemos como producto diésel; finalmente entre los platos 21 y 22 obtenemos gasoil. Por el fondo de la torre sale el residuo que seguirá con su procesamiento para poder obtener más productos.

Tabla 4.3: Composición de las corrientes de Salida

	OffGas	Naphtha	Kerosene	Diésel	AGO	Residue
Mole Frac (CO2)	0,003759	0,014669	0	0	0	0,000001
Mole Frac (Nitrogen)	0,079283	0,000405	0	0	0	0
Mole Frac (Methane)	0,913102	0,102987	0	0	0	0,000001
Mole Frac (Ethane)	0,00364	0,060858	0	0	0	0,000002
Mole Frac (Propane)	0,000209	0,134261	0	0	0	0,000011
Mole Frac (i-Butane)	0,000004	0,033859	0	0	0	0,000007
Mole Frac (n-Butane)	0,000003	0,087131	0,000001	0	0	0,000021
Mole Frac (i-Pentane)	0	0,043794	0,000003	0,000001	0	0,000025
Mole Frac (n-Pentane)	0	0,045448	0,000004	0,000001	0	0,000029
Mole Frac (Mecyclopentan)	0	0,025774	0,000034	0,000005	0	0,000044
Mole Frac (n-Hexane)	0	0,066221	0,000069	0,000011	0	0,000102
Mole Frac (Benzene)	0	0,003311	0,000004	0,000001	0	0,000005
Mole Frac (Cyclohexane)	0	0,010161	0,000024	0,000003	0	0,000022
Mole Frac (n-Heptane)	0	0,070677	0,000649	0,000059	0,000001	0,000235
Mole Frac (Mecyclohexane)	0	0,023992	0,000302	0,000027	0	0,000097
Mole Frac (Toluene)	0	0,010818	0,000144	0,000012	0	0,000042
Mole Frac (n-Octane)	0	0,084958	0,004675	0,000311	0,000004	0,000569
Mole Frac (E-Benzene)	0	0,006665	0,000497	0,000032	0	0,000053
Mole Frac (p-Xylene)	0	0,005951	0,000513	0,000032	0	0,00005
Mole Frac (m-Xylene)	0	0,005952	0,00051	0,000031	0	0,00005
Mole Frac (o-Xylene)	0	0,004552	0,000463	0,000029	0	0,000042
Mole Frac (n-Nonane)	0	0,075196	0,016422	0,001068	0,000014	0,000987
Mole Frac (n-Decane)	0	0,072238	0,06723	0,003938	0,000054	0,002043
Mole Frac (n-C11)	0	0,009923	0,205084	0,008454	0,000135	0,002788
Mole Frac (n-C12)	0	0,000197	0,198918	0,016629	0,000351	0,003953
Mole Frac (n-C13)	0	0,000003	0,20527	0,037243	0,001072	0,006778
Mole Frac (n-C14)	0	0	0,140005	0,058186	0,002438	0,008558
Mole Frac (n-C15)	0	0	0,102482	0,087991	0,004976	0,011465
Mole Frac (n-C16)	0	0	0,045685	0,110601	0,007968	0,012679
Mole Frac (n-C17)	0	0	0,008859	0,127379	0,015015	0,016369
Mole Frac (n-C18)	0	0	0,001388	0,126736	0,026242	0,021792
Mole Frac (n-C19)	0	0	0,00041	0,111828	0,038859	0,026536
Mole Frac (n-C20)	0	0	0,000143	0,078112	0,043612	0,025413
Mole Frac (n-C21)	0	0	0,000083	0,061838	0,052749	0,027866
Mole Frac (n-C22)	0	0	0,000051	0,047572	0,059092	0,029531
Mole Frac (n-C23)	0	0	0,000029	0,035058	0,065639	0,031875
Mole Frac (n-C24)	0	0	0,000017	0,024937	0,067182	0,033075
Mole Frac (n-C25)	0	0	0,000011	0,017394	0,065173	0,033694
Mole Frac (n-C26)	0	0	0,000006	0,011533	0,061722	0,034812
Mole Frac (n-C27)	0	0	0,000004	0,007019	0,054686	0,035196
Mole Frac (n-C28)	0	0	0,000003	0,004784	0,049221	0,036232
Mole Frac (n-C29)	0	0	0,000002	0,003093	0,042428	0,036708
Mole Frac (n-C30)	0	0	0,000009	0,00995	0,331297	0,552341

## **Gas y Nafta**

La tabla 9 nos da la composición de las corrientes de los productos de la torre de destilación. Como se observa, la corriente OffGas, que lleva los gases de petróleo, contiene metano, etano, propano, butano, dióxido de carbono y nitrógeno. Reforzando lo dicho anteriormente, el dióxido de carbono y nitrógeno no son contaminantes debido a su baja reactividad. Otro de los productos livianos, es la nafta, en esta podemos ver hidrocarburos desde C1 hasta trazas de C13. Es importante ver que los hidrocarburos livianos son los que lleven la mayor parte del contenido. Adicionalmente, ver que los octanos también deben tener una fracción importante de la mezcla, y así que esta tenga un buen índice de octanos y que sean necesarios menos aditivos para mejorar su calidad.

## **Kerosene**

Siguiendo con el análisis, llegamos al kerosene. El kerosene generalmente está compuesto por hidrocarburos con 6 a 16 átomos de carbono por molécula. Esto se puede ver claramente en la tabla donde a partir del hexano o C6, el porcentaje de participación se incrementa a medida que se incrementan los átomos de carbono en las moléculas de los hidrocarburos. Entonces, llega a su máximo en el C13 donde su participación llega a ser del 20% y luego desciende la participación hasta el C16. A partir del C16 la fracción de cada uno de los hidrocarburos es muy pequeña.

## **Diésel**

Pasamos ahora al diésel. La mayor participación en este producto debe ser entre los hidrocarburos con 8 a 21 átomos de carbono en la molécula. Como podemos ver, esto se cumple en la mezcla que obtenemos como producto. A partir del octano, la participación de cada uno de los hidrocarburos se incrementa a medida que aumenta el número de átomos de carbono. Llega a su máximo en el C17 y C18 y a partir de ahí comienza a disminuir la proporción de los hidrocarburos siguientes.

## **Gasoil**

Pasando al gasoil atmosférico, tenemos que este se compone de hidrocarburos de C12 hasta C70. En la tabla vemos que tiene pequeñas cantidades a partir del C7 y C8, y a partir de C12 comienza a incrementar la participación de cada uno de los hidrocarburos. La mayor parte se ve en C30 donde se llega a 33% de la mezcla. Entonces, la mezcla obtenida está dentro de los parámetros de los *gas oils* que se producen a nivel mundial.

## **Residuo**

Finalmente está el residuo. Como cualquier proceso, el residuo se pretende minimizar para poder aprovechar la mayor cantidad de compuestos del crudo. Si nos fijamos, el 55% del residuo está compuesto por hidrocarburos de más de 30 átomos de carbono. Además, la participación de los



hidrocarburos más livianos es mínima, lo que hace ver que el proceso sí logra aprovechar casi en su totalidad los hidrocarburos con pocos carbonos que son los más valiosos.

A lo largo del capítulo recorrimos la propuesta de mejorar al proceso de refinación de algunos combustibles. Si bien la mejora es muy simple, los resultados obtenidos son ampliamente beneficiosos. En el siguiente capítulo pasaremos a comparar lado a lado los resultados del método tradicional y el propuesto donde podremos ver las variaciones y las mejoras que trae a la mesa el método pensado.

## 5 Comparación de Resultados

En este capítulo realizaremos un ejercicio comparativo de los resultados obtenidos a lo largo de esta investigación. Primero comenzaremos comparando los parámetros de las distintas corrientes tanto de entrada y su composición. Luego pondremos lado a lado las corrientes de salida para comparar sus parámetros y composición. Por último iremos viendo el contenido en kg de cada una de las corrientes de salida para ver, en realidad, cuanto más o menos masa aporta el proceso propuesto en cada uno de los productos.

### 5.1 Corrientes de Entrada

En esta primera parte compararemos todos los parámetros de los flujos de entrada a la torre. Con esto vamos a ver que son muy similares en cuanto a temperatura, flujo molar y másico. Lo anterior va a demostrar que si bien los procesos de entrada son distintos, siempre estamos trabajando de la misma base de crudo.

#### 5.1.1 Propiedades

##### Fracción de Vapor

*Tabla 5.1: Comparación de la Fracción de Vapor de las corrientes de entrada de los Métodos Tradicional y Propuesto*

	Vapour Fraction	
Unit		
	Tradicional	Propuesto
Preheat Crude	0,376889	0,31935
PreFlashVap	1	1
PreFlashLiq	0	0
HotCrude	0,223737	0,309722
TowerFeed	0,594344	0,309722
TowerFeedVap		1

Comenzaremos analizando la fracción de vapor. La primera corriente que vemos es la del crudo precalentado. En el método tradicional se observa que la fracción de vapor llega a 37.6% mientras que en el propuesto solo llega al 31.9%. Esto ocurre porqué, como veremos con mayor profundidad en la siguiente tabla, la temperatura que utilizamos en el método propuesto es un poco menor que la temperatura utilizada en el método tradicional. Más adelante, las corrientes que salen del tanque de flash, son 100% vapor en el caso de PreFlashVap y, 100% líquida en el caso de PreFlashLiq. La corriente HotCrude es la obtenemos al hacer ingresar la PreFlashLiq en el horno. En el método tradicional, la temperatura a la que se llega con el horno es mayor debido a que la temperatura de salida de tanque de flash es mayor también. Finalmente en el método tradicional tenemos que las

corrientes de vapor y líquidas llegan al mezclador donde se obtiene una sola corriente con dos fases que se llama TowerFeed. La suma de estas dos corrientes hace que la fracción de vapor aumente. Por otro lado, en el método propuesto tenemos dos corrientes, una 100% vapor llamada TowerFeedVap, y otra compuesta de 30.9% de vapor y 69.1% de líquido.

## Temperatura

*Tabla 5.2: Comparación de la Temperatura de las corrientes de entrada de los Métodos Tradicional y Propuesto*

	Temperature		
Unit	°C		
	Tradicional	Propuesto	Variación
Preheat Crude	232,222222	200	-13,88%
PreFlashVap	232,222222	200	-13,88%
PreFlashLiq	232,222222	200	-13,88%
HotCrude	343,333333	343,33333	0,00%
TowerFeed	325,274362	343,33333	5,55%
TowerFeedVap		200	0,00%

La tabla 5.2 compara las temperaturas de las distintas corrientes de entrada. En primer lugar y la primera diferencia la vemos en la corriente PreheatCrude que alimenta el tanque de flash. En el método tradicional esta temperatura llegaba a los 232.2°C mientras que en el método propuesto llega a 200°C, esto nos da una variación de casi 14%. Esta misma variación se repite al salir del tanque de flash. A la salida del horno, la corriente HotCrude tiene la misma temperatura en ambos casos. Existe una diferencia en la corriente TowerFeed debido a que en el método tradicional las corrientes HotCrude y PreFlashVap se mezclan, y porque la temperatura de PreFlashVap es menor entonces la temperatura final de la mezcla es 325.27 °C. En el método propuesto TowerFeed mantiene la misma temperatura que a la salida del horno, y TowerFeedVap mantiene los 200 °C de la salida del tanque de flash.

## Flujos

Tabla 5.3: Comparación de los flujos de las corrientes de entrada de los Métodos Tradicional y Propuesto

	Molar Flow			Mass Flow			Peso Molar	
Unit	kgmole/h			kg/h			kg	
	Tradicional	Propuesto	Variación	Tradicional	Propuesto	Variación	Tradicional	Propuesto
Preheat Crude	2633,61454	2633,6145	0,00%	505882,11	505882,11	0,00%	192,086618	192,08662
PreFlashVap	992,579314	841,04542	-15,27%	70585,479	52183,072	-26,07%	71,1131876	62,045486
PreFlashLiq	1641,03523	1792,5691	9,23%	435296,631	453699,04	4,23%	265,257335	253,09988
HotCrude	1641,03523	1792,5691	9,23%	435296,631	453699,04	4,23%	265,257335	253,09988
TowerFeed	2633,61454	1792,5691	-31,94%	505882,11	453699,04	-10,32%	192,086618	253,09988
TowerFeedVap		841,04542	0,00%		52183,072	0,00%		62,045486

### Crudo Precaentado

Pasamos ahora a hablar de los flujos tanto molar como másico. En el caso de la corriente PreheatCrude no existe variación debido a que esta es la corriente principal de entrada al sistema. Una vez que salen las corrientes del tanque flash comienzan las diferencias. Por un lado, la corriente PreFlashVap es mayor en el método tradicional puesto que la temperatura más alta logra que se genere más vapor y, además, que se evaporen hidrocarburos más pesados. La variación es de alrededor del 15% menos en el método propuesto. Por otro lado, si se observa el flujo másico podemos ver que es mayor en el método tradicional y que su variación llega al 26%. Con los valores de flujo molar y másico se obtiene el peso molar de la mezcla que, en este caso, da 71.11 kg por kmol en el método tradicional, mientras que 62.04 kg por kmol en el método propuesto. Con estos valores del peso molar podemos ahora sí asegurar que la mezcla en el método tradicional es más pesada y tiene hidrocarburos más pesados.

### Corriente líquida del Pre Flash

Veamos ahora la corriente líquida del tanque de flash PreFlashLiq. Esta va a ser mayor tanto en flujo molar como en flujo másico en el método propuesto debido a que la temperatura más baja no permite que se evapore una gran parte de la mezcla. El flujo molar en el método propuesto es mayor en un 10% y, el flujo másico supera en un 4% al del método tradicional. Sin embargo, el peso molar es más bajo en el método que se propone pero sólo en un 4%. Como ya se habló anteriormente, las mismas condiciones se repiten para las corrientes HotCrude debido a que es la misma corriente PreFlashLiq que pasa por el horno para calentarse.

### **Alimentación a la Torre**

La corriente TowerFeed en el método tradicional es la suma de las corrientes PreFlashVap y HotCrude, por lo tanto, los flujos vuelven a ser como el de PreheatCrude. En el método propuesto la corriente TowerFeed es siempre la misma desde la salida del tanque de flash. Por estas razones las corrientes difieren en los flujos. Los flujos son más pequeños en el método propuesto, llegando a ser 32% menos en flujo molar y 10% menos en flujo másico. Por otro lado, el peso molar de la corriente del método que propone esta investigación es mayor debido a que sigue siendo una mezcla de hidrocarburos pesados en su mayoría, mientras que en el método tradicional es una mezcla tanto de hidrocarburos pesados como livianos.

## 5.1.2 Composición

### Fracción de Vapor Pre Flash

Tabla 5.4: Comparación de la corriente PreFlashVap de los Métodos Tradicional y Propuesto

	PreFlashVap					
	Fracción			Flujo Másico		
	Tradicional	Propuesto	Variación	Tradicional	Propuesto	Variación
Mole Frac (CO2)	0,116878	0,136058	16,41%	5104,47014	5034,9621	-1,36%
Mole Frac (Nitrogen)	0,010664	0,012538	17,57%	296,376243	295,26077	-0,38%
Mole Frac (Methane)	0,112003	0,131182	17,12%	1778,74977	1765,2803	-0,76%
Mole Frac (Ethane)	0,064528	0,074645	15,68%	1921,47474	1883,3951	-1,98%
Mole Frac (Propane)	0,137726	0,156271	13,47%	6014,97506	5782,9644	-3,86%
Mole Frac (i-Butane)	0,033423	0,037007	10,72%	1924,14875	1805,2249	-6,18%
Mole Frac (n-Butane)	0,084821	0,093007	9,65%	4883,11106	4536,9405	-7,09%
Mole Frac (i-Pentane)	0,040091	0,042179	5,21%	2865,1318	2554,1607	-10,85%
Mole Frac (n-Pentane)	0,041054	0,042715	4,05%	2933,95328	2586,6184	-11,84%
Mole Frac (Mecyclopentan)	0,020678	0,019879	-3,86%	1724,06262	1404,4079	-18,54%
Mole Frac (n-Hexane)	0,053772	0,051893	-3,49%	4590,07584	3753,4158	-18,23%
Mole Frac (Benzene)	0,002673	0,002582	-3,40%	206,946831	169,38318	-18,15%
Mole Frac (Cyclohexane)	0,00789	0,00744	-5,70%	657,841866	525,61975	-20,10%
Mole Frac (n-Heptane)	0,049949	0,043811	-12,29%	4957,83442	3684,7041	-25,68%
Mole Frac (Mecyclohexane)	0,016563	0,0145	-12,46%	1611,12894	1195,1255	-25,82%
Mole Frac (Toluene)	0,007454	0,006481	-13,05%	680,679131	501,47501	-26,33%
Mole Frac (n-Octane)	0,050807	0,039829	-21,61%	5749,0174	3818,7718	-33,58%
Mole Frac (E-Benzene)	0,003873	0,003012	-22,23%	407,491526	268,52225	-34,10%
Mole Frac (p-Xylene)	0,0034	0,002607	-23,32%	357,725585	232,41617	-35,03%
Mole Frac (m-Xylene)	0,003405	0,002612	-23,29%	358,251652	232,86193	-35,00%
Mole Frac (o-Xylene)	0,00255	0,001936	-24,08%	268,294189	172,59598	-35,67%
Mole Frac (n-Nonane)	0,037924	0,026401	-30,38%	4818,24997	2842,1683	-41,01%
Mole Frac (n-Decane)	0,034349	0,021258	-38,11%	4841,36317	2538,81	-47,56%
Mole Frac (n-C11)	0,02136	0,01181	-44,71%	3307,43309	1549,5084	-53,15%
Mole Frac (n-C12)	0,01385	0,006966	-49,70%	2337,02799	995,98281	-57,38%
Mole Frac (n-C13)	0,010893	0,004941	-54,64%	1989,43863	764,6314	-61,57%
Mole Frac (n-C14)	0,005984	0,002458	-58,92%	1176,03973	409,32335	-65,19%
Mole Frac (n-C15)	0,00426	0,001644	-61,41%	896,41823	293,12788	-67,30%
Mole Frac (n-C16)	0,002525	0,000905	-64,16%	566,415386	172,01902	-69,63%
Mole Frac (n-C17)	0,001596	0,000543	-65,98%	380,19758	109,60504	-71,17%
Mole Frac (n-C18)	0,001131	0,000364	-67,82%	285,14223	77,759695	-72,73%
Mole Frac (n-C19)	0,000784	0,000241	-69,26%	208,552825	54,321442	-73,95%
Mole Frac (n-C20)	0,000391	0,000109	-72,12%	109,44378	25,852054	-76,38%
Mole Frac (n-C21)	0,000253	0,000066	-73,91%	74,3322797	16,430663	-77,90%
Mole Frac (n-C22)	0,000166	0,000042	-74,70%	51,0781315	10,950411	-78,56%
Mole Frac (n-C23)	0,000103	0,000024	-76,70%	33,1243569	6,5399692	-80,26%
Mole Frac (n-C24)	0,000066	0,000014	-78,79%	22,1424593	3,9798269	-82,03%
Mole Frac (n-C25)	0,000043	0,000009	-79,07%	15,0236805	2,6644319	-82,27%
Mole Frac (n-C26)	0,000028	0,000005	-82,14%	10,1719528	1,5391131	-84,87%
Mole Frac (n-C27)	0,000017	0,000003	-82,35%	6,41206237	0,9587918	-85,05%
Mole Frac (n-C28)	0,000013	0,000002	-84,62%	5,08399125	0,6627438	-86,96%
Mole Frac (n-C29)	0,000009	0,000001	-88,89%	3,64475124	0,3431465	-90,59%
Mole Frac (n-C30)	0,000052	0,000007	-86,54%	21,7811605	2,4844482	-88,59%

Como hemos dicho antes, la composición del flujo de entrada al tanque flash es la misma en ambos casos, razón por la cual no se ha incluido una tabla comparativa de su composición. Ahora, una

vez que ingresa al tanque flash y se produce la primera separación entre hidrocarburos livianos y pesados en fases líquida y vapor, se puede entonces observar una diferencia debido a la temperatura. Esta diferencia de composición de la corriente de vapor, PreFlashVap, se puede apreciar en la tabla anterior. Además también podemos ver la cantidad de masa de cada uno de los hidrocarburos en la corriente. Asimismo se puede observar que, en términos de cantidad de masa de cada uno de los hidrocarburos de la corriente, todos disminuyen debido a que la cantidad de vapor que se genera en el método propuesto es mucho menor. Por otro lado, la variación de la fracción de cada uno de los hidrocarburos en la mezcla sí varía. Los hidrocarburos más livianos forman una mayor parte de la mezcla, por eso la variación entre el método propuesto y el tradicional es positiva para ellos. Además los hidrocarburos pesados tienen una menor presencia en la mezcla del método propuesto, por lo tanto su variación será negativa con respecto al método tradicional. Todo esto se da, como dijimos antes, por motivo de la temperatura más baja utilizada para la separación flash. La temperatura más baja hace que los hidrocarburos más pesados, que a su vez tienen un punto de ebullición más alto, permanezcan en estado líquido, de esta manera se logra que si bien no todos los hidrocarburos livianos se evaporen, la mayoría de los hidrocarburos pesados permanezca como líquido.

## Fracción Líquida Pre Flash

Tabla 5.5: Comparación de la corriente PreFlashLiq de los Métodos Tradicional y Propuesto

	PreFlashLiq					
	Fracción			Flujo Másico		
	Tradicional	Propuesto	Variación	Tradicional	Propuesto	Variación
Mole Frac (CO2)	0,002969	0,003599	21,22%	214,378278	283,8640759	32,41%
Mole Frac (Nitrogen)	0,00013	0,000141	8,46%	5,97336823	7,077062894	18,48%
Mole Frac (Methane)	0,002066	0,002361	14,28%	54,2460605	67,71609115	24,83%
Mole Frac (Ethane)	0,002215	0,002736	23,52%	109,0467909	147,1340735	34,93%
Mole Frac (Propane)	0,007691	0,009983	29,80%	555,3328853	787,389572	41,79%
Mole Frac (i-Butane)	0,002733	0,003646	33,41%	260,1270581	379,0710071	45,73%
Mole Frac (n-Butane)	0,007754	0,010429	34,50%	738,0260552	1084,292796	46,92%
Mole Frac (i-Pentane)	0,005441	0,00739	35,82%	642,8788326	953,7901784	48,36%
Mole Frac (n-Pentane)	0,005982	0,008167	36,53%	706,8004368	1054,073665	49,13%
Mole Frac (Mycyclopentan)	0,004986	0,006687	34,12%	687,3049383	1006,900416	46,50%
Mole Frac (n-Hexane)	0,012412	0,01679	35,27%	1751,693515	2588,362258	47,76%
Mole Frac (Benzene)	0,00063	0,000845	34,13%	80,6404711	118,1482308	46,51%
Mole Frac (Cyclohexane)	0,002129	0,002827	32,79%	293,476176	425,6778043	45,05%
Mole Frac (n-Heptane)	0,017934	0,02352	31,15%	2943,032578	4216,122575	43,26%
Mole Frac	0,006351	0,008183	28,85%	1021,377044	1437,522126	40,74%
Mole Frac (Toluene)	0,002874	0,003717	29,33%	433,9028426	612,9941072	41,27%
Mole Frac (n-Octane)	0,028167	0,035232	25,08%	5269,426476	7199,760665	36,63%
Mole Frac (E-Benzene)	0,002312	0,002847	23,14%	402,1717854	540,9650948	34,51%
Mole Frac (p-Xylene)	0,002116	0,002597	22,73%	368,0776375	493,462013	34,06%
Mole Frac (m-Xylene)	0,002113	0,002595	22,81%	367,5557883	493,0819884	34,15%
Mole Frac (o-Xylene)	0,001667	0,00203	21,78%	289,9742069	385,7250237	33,02%
Mole Frac (n-Nonane)	0,032268	0,038153	18,24%	6777,974366	8754,161883	29,16%
Mole Frac (n-Decane)	0,044702	0,049969	11,78%	10416,77306	12719,34988	22,10%
Mole Frac (n-C11)	0,042127	0,044852	6,47%	10784,575	12542,4484	16,30%
Mole Frac (n-C12)	0,040892	0,041836	2,31%	11407,88613	12748,9667	11,76%
Mole Frac (n-C13)	0,049421	0,048956	-0,94%	14922,69477	16147,29056	8,21%
Mole Frac (n-C14)	0,043082	0,0416	-3,44%	13998,41778	14765,03334	5,48%
Mole Frac (n-C15)	0,043322	0,041247	-4,79%	15071,70077	15674,8769	4,00%
Mole Frac (n-C16)	0,037149	0,034983	-5,83%	13777,5968	14172,3347	2,87%
Mole Frac (n-C17)	0,034823	0,032508	-6,65%	13714,98474	13985,48088	1,97%
Mole Frac (n-C18)	0,035906	0,033326	-7,19%	14966,44477	15173,74627	1,39%
Mole Frac (n-C19)	0,035153	0,032503	-7,54%	15460,19945	15614,71828	1,00%
Mole Frac (n-C20)	0,028009	0,025807	-7,86%	12961,77911	13045,55444	0,65%
Mole Frac (n-C21)	0,026006	0,023917	-8,03%	12632,32159	12690,3712	0,46%
Mole Frac (n-C22)	0,023972	0,022018	-8,15%	12195,05791	12235,32395	0,33%
Mole Frac (n-C23)	0,022566	0,020704	-8,25%	11998,23871	12024,72576	0,22%
Mole Frac (n-C24)	0,020984	0,01924	-8,31%	11639,19333	11657,29211	0,16%
Mole Frac (n-C25)	0,019553	0,01792	-8,35%	11294,68096	11307,23921	0,11%
Mole Frac (n-C26)	0,018599	0,01704	-8,38%	11170,9108	11179,60829	0,08%
Mole Frac (n-C27)	0,017483	0,016013	-8,41%	10902,28318	10907,67555	0,05%
Mole Frac (n-C28)	0,017164	0,015719	-8,42%	11097,69109	11101,89325	0,04%
Mole Frac (n-C29)	0,016685	0,015279	-8,43%	11171,31449	11174,57475	0,03%
Mole Frac (n-C30)	0,229462	0,21009	-8,44%	158906,3052	158925,5574	0,01%

Con la tabla 5.5 podemos analizar el flujo de corriente líquida que sale del tanque de flash. Se puede ver que la fracción molar de los hidrocarburos aumenta hasta llegar a un máximo con C12 a partir de este comienza a disminuir. Esto se da una vez más por la temperatura. Debido a que menos



hidrocarburos pudieron evaporarse por la temperatura más baja del método propuesto, entonces aumentan su proporción en la fase líquida. No sucede esto con los hidrocarburos pesados de más de 12 átomos de carbón, debido a que en el método tradicional es muy poca la cantidad que logra evaporarse, y si a eso se suma que los hidrocarburos livianos aumentaron su participación en la mezcla, se puede inferir que la participación de los hidrocarburos pesados disminuya. De todas formas podemos ver que en términos de flujo de masa, todos aumentan debido a que hay mayor cantidad de masa que se quedó en estado líquido.

A este punto, queda solo analizar y ver las diferencias de las corrientes que alimentan la torre de destilación. En el caso del método tradicional teníamos que la corriente líquida que sale del tanque de flash, PreFlashLiq, pasa por un horno que aumenta su temperatura, y luego llega a un mezclador, donde se encuentra con la corriente PreFlashVap. Ahí se mezclan y entran a la torre como una sola corriente de dos fases llamada TowerFeed. Por otro lado, en el método propuesto se tiene dos corrientes, una, con solo una fase de vapor y otra, con dos fases: líquida y vapor. Dado que las corrientes difieren mucho en cuanto a su composición, no es de interés analizarlas una al lado de la otra. Además, para los fines de este trabajo con el análisis ya hecho de las corrientes anteriores está claro el panorama antes del ingreso a la torre.

## 5.2 Corrientes de Salida

A continuación se procederá a analizar los productos de la torre de destilación del proceso tradicional y del proceso propuesto. Como toda mejora a un proceso, se busca probar que, los productos obtenidos tienen menos contaminantes o menos compuestos que no ayudan a la mezcla además de disminuir la cantidad de residuo generado, cuestión que significaría que la torre aprovecha mejor la materia prima.

### 5.2.1 Propiedades

#### Fracción de Vapor y Temperatura

Tabla 5.6: Comparación de la temperatura de las corrientes de salida de los Métodos Tradicional y Propuesto

Unit	Vapour Fraction			Temperature		
	Tradicional	Propuesto	Variación	Tradicional	Propuesto	Variación
OffGas	1	1	0,00%	-128,51824	-128,844809	0,25%
Naphtha	0,001077	0,000188	-82,54%	-128,51824	-128,844809	0,25%
Kerosene	0	0	0,00%	247,238862	248,663615	0,58%
Diésel	0	0	0,00%	265,427949	273,952754	3,21%
AGO	0	0	0,00%	313,656808	323,943827	3,28%
Residue	0	0	0,00%	345,090156	362,746599	5,12%

Con la tabla 5.6 podemos ver que no existe mayor diferencia en cuanto a la fracción de vapor de las corrientes de salida. Se puede ver que el único que sufre una reducción sustancial de la fase de vapor en su salida es la corriente de la nafta. Esto nos dice que una más del 99% de la corriente es líquida y que menos del 1% de la corriente es vapor. Además de esta variación no hay mayor comentario que hacer. Las variaciones de temperatura son mínimas, siendo la mayor, la variación de temperatura de la corriente de residuo pero no es mucho más de 5%.

## Flujos

Tabla 5.7: Comparación de las flujos de las corrientes de salida de los Métodos Tradicional y Propuesto

Unit	Molar Flow			Mass Flow		
	kgmole/h			kg/h		
	Tradicional	Propuesto	Variación	Tradicional	Propuesto	Variación
OffGas	3,39E-07	0,026811	7908749,56%	0,000006	0,459917	7665183,33%
Naphtha	1111,65828	1112,1493	0,04%	85218,796	85216,061	0,00%
Kerosene	365,126683	363,77239	-0,37%	65057,9064	65082,868	0,04%
Diésel	348,073929	345,90691	-0,62%	88340,2634	88383,85	0,05%
AGO	74,50151	74,415103	-0,12%	26654,3477	26655,298	0,00%
Residue	629,049989	630,96634	0,30%	235906,22	235805,54	-0,04%

La tabla 5.7 nos da información más valiosa. Aquí estamos comparando los flujos molares y másicos de las corrientes de salida. Como podemos ver, hay un aumento sustancial del flujo de gas. Ahora se está obteniendo 0.026 kmol/h, frente a la producción anterior que era nula prácticamente. Esta mejoría nos dio un aumento de 79 mil veces más moles de gas. Lo que se confirma en el flujo másico, donde, con el método tradicional, la producción de gas es casi cero. El método propuesto, entonces, logra una producción de 0.45kg/h de gas que es alrededor de 76mil veces más que el método tradicional. En cuanto a las demás corrientes se observa que si bien el flujo molar disminuye en los productos y aumenta en la corriente de residuo, cuando vemos el flujo másico, se puede ver que la producción es mayor y que la corriente de residuos disminuye. Si bien los aumentos y disminuciones no son muy grandes siguen representando una mejora que se podría explotar.

## Peso Molar

Tabla 5.8: Comparación del peso molar de las corrientes de salida de los Métodos Tradicional y Propuesto

	Peso Molar		
Unit	Kg		
	Tradicional	Propuesto	Variación
OffGas	17,699115	17,154041	-3,08%
Naphtha	76,6591654	76,622863	-0,05%
Kerosene	178,178998	178,91096	0,41%
Diésel	253,797415	255,5134	0,68%
AGO	357,769228	358,19743	0,12%
Residue	375,01983	373,72127	-0,35%

En la tabla 5.8 podemos ver lo que se señaló anteriormente. La corriente OffGas, de los gases de petróleo, tiene una variación negativa del peso molar, lo que significa que este se redujo con respecto al método tradicional. Esto se debe a la mayor fracción de hidrocarburos livianos en la mezcla. El otro corte que redujo su peso molar fue la nafta. Esta corriente también tuvo un incremento en la presencia de hidrocarburos más livianos en su mezcla, razón por la cual su peso molar es más bajo con respecto al método tradicional. Igualmente, la corriente de residuos disminuyó su peso molar debido a que algunos hidrocarburos pesados se fueron a las corrientes de kerosene, diésel y gasoil atmosférico. Estos últimos tres, por otro lado, sí aumentaron su peso molar debido a la presencia de mayor cantidad de hidrocarburos pesados.

### 5.2.2 Composición

En este punto se puede pasar a ver la composición de las corrientes de salida. Analizando la composición se puede observar si el método propuesto es mejor que el tradicional, puesto que se podría acotar más la mezcla y dejar fuera compuestos que no deberían estar.

## Gas

Tabla 5.9: Comparación de la composición del gas producido por los Métodos Tradicional y Propuesto

	OffGas					
	Fracción			Flujo Másico		
	Tradicional	Propuesto	Variación	Tradicional	Propuesto	Variación
Mole Frac (CO2)	0,003914	0,003759	-3,96%	5,84E-08	0,0044344	7595547,80%
Mole Frac (Nitrogen)	0,082238	0,079283	-3,59%	7,81E-07	0,0595184	7624566,45%
Mole Frac (Methane)	0,909921	0,913102	0,35%	4,94E-06	0,3916988	7936398,17%
Mole Frac (Ethane)	0,003703	0,00364	-1,70%	3,77E-08	0,0029278	7774194,46%
Mole Frac (Propane)	0,000215	0,000209	-2,79%	3,21E-09	0,0002466	7688037,48%
Mole Frac (i-Butane)	0,000004	0,000004	0,00%	7,86E-11	6,22E-06	7908749,56%
Mole Frac (n-Butane)	0,000004	0,000003	-25,00%	7,86E-11	4,665E-06	5931537,17%
Mole Frac (i-Pentane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-Pentane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Mycyclopentan)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-Hexane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Benzene)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Cyclohexane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-Heptane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Mycyclohexane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Toluene)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-Octane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (E-Benzene)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (p-Xylene)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (m-Xylene)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (o-Xylene)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-Nonane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-Decane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C11)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C12)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C13)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C14)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C15)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C16)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C17)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C18)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C19)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C20)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C21)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C22)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C23)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C24)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C25)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C26)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C27)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C28)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C29)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C30)	0	0	0,00%	0	0	0,00%

En la tabla 5.9 podemos ver cómo disminuye la fracción molar de muchos de los compuestos. En primer lugar, se aprecia una disminución del nitrógeno y del dióxido de carbono, que si bien no son un problema, es mejor que sean parte de la mezcla o que, en su defecto, la participación sea mínima.

Además se observa que aumenta el porcentaje de metano, pero disminuye el porcentaje de etano, propano y butano. Sin embargo, como era de esperarse, la cantidad de materia producida, reflejada en el flujo másico, es muy superior. Finalmente, se manejan valores de más de 70 mil veces de lo que se producía con el método tradicional. En consecuencia, se puede decir que para la producción de gases de petróleo el método propuesto es muy superior que el tradicional. Consideremos también que debido al aumento de fracciones más livianas, el peso molar del corte se ve afectado y disminuye su valor cuando se utiliza el método propuesto.

### **Nafta**

A continuación pasamos a uno de los productos más codiciados por su valor en el mercado. En el último tiempo se ha podido apreciar que a pesar de que el petróleo ha sufrido una gran caída, los precios de la nafta no han disminuido en la misma proporción. El precio está en su valor más bajo desde hace 5 años, sin embargo la nafta bajo únicamente en un 5% en la Argentina por ejemplo. Asimismo, en países como Ecuador, que es un país dependiente del petróleo, el precio de la nafta no sufrió ningún cambio. En Estados Unidos, en cambio, sí hubo una modificación significativa en los precios de los combustibles, pero no llegaron a ser parecidos a la proporción en la que disminuyó el precio del barril de petróleo. Podemos ver entonces una tendencia, y decir que aunque la materia prima disminuya a casi la mitad del precio que tenía, la nafta siempre tendrá un precio alto. Este y otros factores son los que hacen que la nafta sea uno de los bienes más valiosos que se obtienen del petróleo.

Tabla 5.10: Comparación de la composición de la nafta producida por los Métodos Tradicional y Propuesto

	Naphtha					
	Fracción			Flujo Másico		
	Tradicional	Propuesto	Variación	Tradicional	Propuesto	Variación
Mole Frac (CO2)	0,015085	0,014669	-2,76%	737,852067	717,82117	-2,71%
Mole Frac (Nitrogen)	0,000427	0,000405	-5,15%	13,2909864	12,611773	-5,11%
Mole Frac (Methane)	0,103049	0,102987	-0,06%	1832,88439	1832,5906	-0,02%
Mole Frac (Ethane)	0,060877	0,060858	-0,03%	2030,23263	2030,4954	0,01%
Mole Frac (Propane)	0,134292	0,134261	-0,02%	6568,6198	6570,0039	0,02%
Mole Frac (i-Butane)	0,033863	0,033859	-0,01%	2183,35689	2184,0632	0,03%
Mole Frac (n-Butane)	0,087138	0,087131	-0,01%	5618,32539	5620,3553	0,04%
Mole Frac (i-Pentane)	0,043787	0,043794	0,02%	3504,68504	3506,7934	0,06%
Mole Frac (n-Pentane)	0,045439	0,045448	0,02%	3636,91012	3639,2371	0,06%
Mole Frac (Mecyclopentan)	0,025737	0,025774	0,14%	2403,30293	2407,8209	0,19%
Mole Frac (n-Hexane)	0,066143	0,066221	0,12%	6323,44357	6333,6967	0,16%
Mole Frac (Benzene)	0,003306	0,003311	0,15%	286,661097	287,22144	0,20%
Mole Frac (Cyclohexane)	0,01014	0,010161	0,21%	946,866057	949,24608	0,25%
Mole Frac (n-Heptane)	0,070332	0,070677	0,49%	7818,51501	7860,3373	0,53%
Mole Frac (Mecyclohexane)	0,023848	0,023992	0,60%	2598,06101	2614,9031	0,65%
Mole Frac (Toluene)	0,010751	0,010818	0,62%	1099,53231	1106,8732	0,67%
Mole Frac (n-Octane)	0,083986	0,084958	1,16%	10643,4655	10771,401	1,20%
Mole Frac (E-Benzene)	0,006583	0,006665	1,25%	775,712924	785,72233	1,29%
Mole Frac (p-Xylene)	0,005877	0,005951	1,26%	692,520865	701,55042	1,30%
Mole Frac (m-Xylene)	0,005878	0,005952	1,26%	692,638701	701,66831	1,30%
Mole Frac (o-Xylene)	0,004495	0,004552	1,27%	529,671821	536,62536	1,31%
Mole Frac (n-Nonane)	0,074527	0,075196	0,90%	10604,6152	10704,534	0,94%
Mole Frac (n-Decane)	0,073414	0,072238	-1,60%	11588,8019	11408,2	-1,56%
Mole Frac (n-C11)	0,010797	0,009923	-8,09%	1872,40161	1721,5937	-8,05%
Mole Frac (n-C12)	0,000227	0,000197	-13,22%	42,898893	37,245879	-13,18%
Mole Frac (n-C13)	0,000003	0,000003	0,00%	0,61363537	0,6139064	0,04%
Mole Frac (n-C14)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C15)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C16)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C17)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C18)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C19)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C20)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C21)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C22)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C23)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C24)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C25)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C26)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C27)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C28)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C29)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-C30)	0	0	0,00%	0	0	0,00%

La tabla 5.10 también nos demuestra que el método propuesto funciona para producir una nafta de mejor calidad. ¿Por qué de mejor calidad? Porque se puede ver que existe un aumento en la fracción molar y en el flujo másico de los hidrocarburos que más nos interesa que estén en la nafta: los octanos. Además hay una disminución de hidrocarburos más pesados que no interesa que formen parte de la mezcla. Adicionalmente y como se había dicho antes, la cantidad de nafta que

se produce aumentó en un 0.04%. Al tener una nafta de mejor calidad resultan menos necesarios los procesos posteriores a la destilación. Asimismo, la adición de aditivos que aumenten el octanaje de la nafta también se reduce. Si consideramos que las fracciones de hidrocarburos livianos aumentan en esta mezcla utilizando el método propuesto, el peso molar del corte debe ser más bajo, cosa que es realidad una vez que veamos la tabla comparativa de pesos molares.

### **Kerosene**

Pasamos ahora al kerosene. El kerosene era muy utilizado como combustible para cocinas en otras épocas. Hoy en día tiene un uso muy importante en el mundo de la aviación. El kerosene es el principal componente del combustible para aviones, utilizado solo o en mezcla con nafta, que lo hace un combustible más liviano. Generalmente se considera que el kerosene debe tener hidrocarburos entre C8 y C16 en su mayoría y sin descartar la presencia de otros hidrocarburos más pesados. En la siguiente tabla podremos ver lado a lado la composición y flujo másico de cada uno de los componentes que hacen al kerosene tanto con el modo tradicional como con el método propuesto.

Tabla 5.11: Comparación de la composición del kerosene producido por los Métodos Tradicional y Propuesto

	Kerosene					
	Fracción			Flujo Másico		
	Tradicional	Propuesto	Variación	Tradicional	Propuesto	Variación
Mole Frac (CO2)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Nitrogen)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Methane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Ethane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Propane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (i-Butane)	0,000001	0	-100,00%	0,021177348	0	-100,00%
Mole Frac (n-Butane)	0,000004	0,000001	-75,00%	0,08470939	0,021098799	-75,09%
Mole Frac (i-Pentane)	0,000013	0,000003	-76,92%	0,341758575	0,078574836	-77,01%
Mole Frac (n-Pentane)	0,000019	0,000004	-78,95%	0,499493302	0,104766448	-79,03%
Mole Frac (Mycyclopentan)	0,000116	0,000034	-70,69%	3,557794399	1,038933946	-70,80%
Mole Frac (n-Hexane)	0,00024	0,000069	-71,25%	7,536214737	2,158625362	-71,36%
Mole Frac (Benzene)	0,000014	0,000004	-71,43%	0,398718338	0,113496986	-71,53%
Mole Frac (Cyclohexane)	0,000075	0,000024	-68,00%	2,300298103	0,733365138	-68,12%
Mole Frac (n-Heptane)	0,001565	0,000649	-58,53%	57,14232589	23,60882811	-58,68%
Mole Frac (Mycyclohexane)	0,000681	0,000302	-55,65%	24,36782457	10,76620765	-55,82%
Mole Frac (Toluene)	0,000323	0,000144	-55,42%	10,85010451	4,819256623	-55,58%
Mole Frac (n-Octane)	0,007344	0,004675	-36,34%	305,689901	193,8724953	-36,58%
Mole Frac (E-Benzene)	0,000719	0,000497	-30,88%	27,82776502	19,16425705	-31,13%
Mole Frac (p-Xylene)	0,000714	0,000513	-28,15%	27,63424788	19,78121502	-28,42%
Mole Frac (m-Xylene)	0,000711	0,00051	-28,27%	27,51813759	19,6655354	-28,54%
Mole Frac (o-Xylene)	0,000616	0,000463	-24,84%	23,84131189	17,85322136	-25,12%
Mole Frac (n-Nonane)	0,017989	0,016422	-8,71%	840,7377793	764,6553841	-9,05%
Mole Frac (n-Decane)	0,062802	0,06723	7,05%	3256,157404	3472,811325	6,65%
Mole Frac (n-C11)	0,201514	0,205084	1,77%	11478,18959	11638,20791	1,39%
Mole Frac (n-C12)	0,199399	0,198918	-0,24%	12377,00223	12301,34897	-0,61%
Mole Frac (n-C13)	0,209199	0,20527	-1,88%	14054,6812	13739,56676	-2,24%
Mole Frac (n-C14)	0,146493	0,140005	-4,43%	10590,72363	10084,13079	-4,78%
Mole Frac (n-C15)	0,106652	0,102482	-3,91%	8255,596091	7903,385879	-4,27%
Mole Frac (n-C16)	0,038178	0,045685	19,66%	3150,39627	3755,88081	19,22%
Mole Frac (n-C17)	0,004258	0,008859	108,06%	373,1302599	773,4383047	107,28%
Mole Frac (n-C18)	0,000334	0,001388	315,57%	30,97588728	128,2486836	314,03%
Mole Frac (n-C19)	0,000027	0,00041	1418,52%	2,642056678	39,97131021	1412,89%
Mole Frac (n-C20)	0,000001	0,000143	14200,00%	0,102965725	14,6694854	14146,96%
Mole Frac (n-C21)	0	0,000083	100,00%	0	8,937160078	100,00%
Mole Frac (n-C22)	0	0,000051	100,00%	0	5,751241486	100,00%
Mole Frac (n-C23)	0	0,000029	100,00%	0	3,418005376	100,00%
Mole Frac (n-C24)	0	0,000017	100,00%	0	2,090236153	100,00%
Mole Frac (n-C25)	0	0,000011	100,00%	0	1,408526694	100,00%
Mole Frac (n-C26)	0	0,000006	100,00%	0	0,798844168	100,00%
Mole Frac (n-C27)	0	0,000004	100,00%	0	0,552934033	100,00%
Mole Frac (n-C28)	0	0,000003	100,00%	0	0,429978965	100,00%
Mole Frac (n-C29)	0	0,000002	100,00%	0	0,29683827	100,00%
Mole Frac (n-C30)	0	0,000009	100,00%	0	1,381607537	100,00%



La tabla 5.11 deja ver lo que venimos diciendo. En el método tradicional se observa que se comienzan a tener pequeñas fracciones de hidrocarburos desde C4 en adelante, encontrándose la mayoría entre C8 y C16. Algo muy parecido sucede con el método propuesto, que aunque disminuye la presencia de algunos hidrocarburos más livianos, aumenta en muy poco la presencia de hidrocarburos más pesados. Tal vez este proceso sea el único que no brinda tantos beneficios como obtienen los otros productos en la mejora propuesta. La misma situación se puede ver en el flujo molar donde disminuye el flujo de los hidrocarburos más livianos y aumenta el flujo, aunque mínimo, de los hidrocarburos más pesados. Asimismo, el aumento de las fracciones de los hidrocarburos más pesados en este corte ha generado que su peso molar aumente en el método propuesto. En una tabla más adelante podremos ver esta variación.

### **Diésel**

Los autos con motores diésel han visto un incremento en su producción y demanda por parte de las personas debido al bajo valor que tiene este con respecto a la nafta. Además el diésel siempre ha sido el combustible preferido para operar maquinaria pesada, justamente por su bajo valor y las grandes cantidades de combustible que deben consumir los grandes motores. La mezcla de diésel incluye hidrocarburos desde 8 hasta 21 átomos de carbono en la molécula. En la siguiente tabla podremos ver una comparación de la composición y de los flujos producidos con el método tradicional y método propuesto.

Tabla 5.12: Comparación de la composición del diésel producido por los Métodos Tradicional y Propuesto

	Diésel					
	Fracción			Flujo Másico		
	Tradicional	Propuesto	Variación	Tradicional	Propuesto	Variación
Mole Frac (CO2)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Nitrogen)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Methane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Ethane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Propane)	0,000001	0	-100,00%	0,015315253	0	-
Mole Frac (i-Butane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-Butane)	0,000002	0	-100,00%	0,040376576	0	-
Mole Frac (i-Pentane)	0,000003	0,000001	-66,67%	0,075183969	0,024905298	-66,87%
Mole Frac (n-Pentane)	0,000004	0,000001	-75,00%	0,100245292	0,024905298	-75,16%
Mole Frac (Mecyclopentan)	0,000012	0,000005	-58,33%	0,35085852	0,145280903	-58,59%
Mole Frac (n-Hexane)	0,000027	0,000011	-59,26%	0,808227663	0,327227938	-59,51%
Mole Frac (Benzene)	0,000001	0,000001	0,00%	0,027149766	0,026980739	-0,62%
Mole Frac (Cyclohexane)	0,000007	0,000003	-57,14%	0,20466747	0,087168542	-57,41%
Mole Frac (n-Heptane)	0,000116	0,000059	-49,14%	4,037657576	2,040850775	-49,45%
Mole Frac (Mecyclohexane)	0,00005	0,000027	-46,00%	1,705562252	0,915269687	-46,34%
Mole Frac (Toluene)	0,000022	0,000012	-45,45%	0,704501632	0,38188123	-45,79%
Mole Frac (n-Octane)	0,000501	0,000311	-37,92%	19,87989438	12,26378362	-38,31%
Mole Frac (E-Benzene)	0,000049	0,000032	-34,69%	1,807895987	1,173316242	-35,10%
Mole Frac (p-Xylene)	0,000049	0,000032	-34,69%	1,807895987	1,173316242	-35,10%
Mole Frac (m-Xylene)	0,000048	0,000031	-35,42%	1,771000151	1,13665011	-35,82%
Mole Frac (o-Xylene)	0,000043	0,000029	-32,56%	1,586520968	1,063317844	-32,98%
Mole Frac (n-Nonane)	0,001461	0,001068	-26,90%	65,09260931	47,28685836	-27,35%
Mole Frac (n-Decane)	0,004641	0,003938	-15,15%	229,3883768	193,429761	-15,68%
Mole Frac (n-C11)	0,008769	0,008454	-3,59%	476,1526042	456,190336	-4,19%
Mole Frac (n-C12)	0,01559	0,016629	6,66%	922,500334	977,8546239	6,00%
Mole Frac (n-C13)	0,032937	0,037243	13,07%	2109,470024	2370,40044	12,37%
Mole Frac (n-C14)	0,051558	0,058186	12,86%	3553,307135	3985,134026	12,15%
Mole Frac (n-C15)	0,08413	0,087991	4,59%	6208,093445	6452,579341	3,94%
Mole Frac (n-C16)	0,119123	0,110601	-7,15%	9370,776006	8646,22896	-7,73%
Mole Frac (n-C17)	0,133464	0,127379	-4,56%	11149,28133	10574,70634	-5,15%
Mole Frac (n-C18)	0,129886	0,126736	-2,43%	11483,32231	11135,07	-3,03%
Mole Frac (n-C19)	0,115028	0,111828	-2,78%	10730,25044	10366,79692	-3,39%
Mole Frac (n-C20)	0,080488	0,078112	-2,95%	7900,44838	7619,493538	-3,56%
Mole Frac (n-C21)	0,064126	0,061838	-3,57%	6606,894276	6331,496702	-4,17%
Mole Frac (n-C22)	0,049535	0,047572	-3,96%	5344,971043	5101,199907	-4,56%
Mole Frac (n-C23)	0,036281	0,035058	-3,37%	4091,624351	3929,084653	-3,97%
Mole Frac (n-C24)	0,025296	0,024937	-1,42%	2976,0488	2915,547656	-2,03%
Mole Frac (n-C25)	0,016946	0,017394	2,64%	2076,258202	2117,880093	2,00%
Mole Frac (n-C26)	0,010268	0,011533	12,32%	1308,092456	1460,100052	11,62%
Mole Frac (n-C27)	0,005209	0,007019	34,75%	688,9844965	922,6098312	33,91%
Mole Frac (n-C28)	0,002902	0,004784	64,85%	397,9835535	651,9985529	63,83%
Mole Frac (n-C29)	0,001407	0,003093	119,83%	199,8139274	436,5151509	118,46%
Mole Frac (n-C30)	0,001317	0,00995	655,50%	193,4504398	1452,428529	650,80%

En la tabla 5.12 podemos ver que en el método propuesto disminuye la fracción de los átomos de hidrocarburos livianos y que aumenta la fracción de hidrocarburos más pesados. Aunque la fracción de los hidrocarburos pesados aumenta, sigue siendo una proporción mínima que no afecta mayormente la mezcla. Por otro lado, la disminución de los hidrocarburos livianos, ha logrado que estos tengan un mejor uso en cortes que realmente los necesita., como la nafta y los gases de petróleo. El aumento en el contenido de hidrocarburos más pesados en este tipo de mezclas ha logrado que el peso molar de este corte sea más elevado en el método propuesto que en el método tradicional. Las variaciones que se dan en las fracciones de los compuestos se ven reflejadas en los flujos másicos del producto.

### **Gasoil**

En este punto pasamos al combustible más pesado que se obtiene de la destilación atmosférica. El gasoil atmosférico es un combustible utilizado como producto final o si se necesita hacer más pesado uno de los cortes. Está compuesto por hidrocarburos con 12 hasta 70 átomos de carbono por molécula. Como podemos ver es un combustible muy pesado que tiene algún valor comercial, pero que mayormente se utiliza como producto intermedio para la producción de otros combustibles o para mejorar algunos cortes que resulten muy livianos. En la siguiente tabla podremos ver lado a lado la composición del flujo de salida junto con el flujo de cada uno de los componentes de esta.

Tabla 5.13: Comparación de la composición del gasoil producido por los Métodos Tradicional y Propuesto

	AGO					
	Fracción			Flujo Másico		
	Tradicional	Propuesto	Variación	Tradicional	Propuesto	Variación
Mole Frac (CO2)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Nitrogen)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Methane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Ethane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Propane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (i-Butane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-Butane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (i-Pentane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-Pentane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Mcylopentan)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-Hexane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Benzene)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (Cyclohexane)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-Heptane)	0,000001	0,000001	0,00%	0,007450151	0,00744151	-0,12%
Mole Frac (Mcylohexane)	0,000001	0	-100,00%	0,007301148	0	-100,00%
Mole Frac (Toluene)	0	0	0,00%	0	0	0,00%
Mole Frac (n-Octane)	0,000006	0,000004	-33,33%	0,050959033	0,033933287	-33,41%
Mole Frac (E-Benzene)	0,000001	0	-100,00%	0,00789716	0	-100,00%
Mole Frac (p-Xylene)	0,000001	0	-100,00%	0,00789716	0	-100,00%
Mole Frac (m-Xylene)	0,000001	0	-100,00%	0,00789716	0	-100,00%
Mole Frac (o-Xylene)	0,000001	0	-100,00%	0,00789716	0	-100,00%
Mole Frac (n-Nonane)	0,000017	0,000014	-17,65%	0,162115286	0,133351865	-17,74%
Mole Frac (n-Decane)	0,000064	0,000054	-15,63%	0,677069723	0,57061501	-15,72%
Mole Frac (n-C11)	0,000157	0,000135	-14,01%	1,824690983	1,567182069	-14,11%
Mole Frac (n-C12)	0,000405	0,000351	-13,33%	5,129428964	4,440349196	-13,43%
Mole Frac (n-C13)	0,001233	0,001072	-13,06%	16,90230658	14,67823024	-13,16%
Mole Frac (n-C14)	0,002764	0,002438	-11,79%	40,77259038	35,92195618	-11,90%
Mole Frac (n-C15)	0,005489	0,004976	-9,35%	86,69502314	78,50138514	-9,45%
Mole Frac (n-C16)	0,00854	0,007968	-6,70%	143,7908944	134,0043362	-6,81%
Mole Frac (n-C17)	0,015232	0,015015	-1,42%	272,3536801	268,1622652	-1,54%
Mole Frac (n-C18)	0,025584	0,026242	2,57%	484,1358445	496,0114878	2,45%
Mole Frac (n-C19)	0,036904	0,038859	5,30%	736,8401983	774,9746586	5,18%
Mole Frac (n-C20)	0,041367	0,043612	5,43%	869,0969179	915,2003951	5,30%
Mole Frac (n-C21)	0,05021	0,052749	5,06%	1107,253362	1161,895391	4,93%
Mole Frac (n-C22)	0,057029	0,059092	3,62%	1317,11145	1363,174553	3,50%
Mole Frac (n-C23)	0,065139	0,065639	0,77%	1572,357051	1582,588674	0,65%
Mole Frac (n-C24)	0,068835	0,067182	-2,40%	1733,369267	1689,782142	-2,51%
Mole Frac (n-C25)	0,068972	0,065173	-5,51%	1808,758388	1707,149139	-5,62%
Mole Frac (n-C26)	0,067607	0,061722	-8,70%	1843,477433	1681,055929	-8,81%
Mole Frac (n-C27)	0,061405	0,054686	-10,94%	1738,410784	1546,396443	-11,05%
Mole Frac (n-C28)	0,055527	0,049221	-11,36%	1629,917066	1443,137599	-11,46%
Mole Frac (n-C29)	0,047154	0,042428	-10,02%	1433,322035	1288,171868	-10,13%
Mole Frac (n-C30)	0,310043	0,331297	6,86%	9747,639443	10403,77716	6,73%

Como podemos ver en la tabla 5.13, existe una gran reducción de los hidrocarburos livianos. En el método tradicional existen algunas pequeñas cantidades de heptanos y octanos mientras que en el método propuesto éstas han sido eliminadas completamente. También vemos una reducción de la participación de los hidrocarburos en el método propuesto hasta aquellos con 17 átomos de carbono en la cadena. Finalmente vemos que existe un aumento de la fracción de hidrocarburos pesados. Desde los C18 hasta los C24 y de los C30 en adelante, se aprecia una variación positiva entre el método propuesto y el tradicional, lo que nos indica un aumento de la fracción de los mismos. El aumento de hidrocarburos más pesados también se ve reflejado en el aumento del peso molar de la mezcla, que, en el caso del método propuesto, es más alto. De igual manera se observa que la variación de las fracciones se traslada hacia la variación del flujo másico. En esta comparación vemos que aumentan o disminuyen en igual medida. Por otro lado, el peso molar de la mezcla al aumentar las fracciones de hidrocarburos pesados aumenta en valor al utilizar el método propuesto.

### **Residuo**

Finalmente pasamos a la corriente de residuos. Vale hacer la salvedad que en este punto, y a pesar de su nombre, bajo ningún concepto se trata de residuos ya que se utiliza todo el petróleo de una u otra forma. Estos residuos son la corriente que alimenta otros procesos de los que hablamos anteriormente y que completan a la refinería. Es un corte de hidrocarburos muy pesados. Con la mejora, lo que se pretendía era que la corriente sea menor y que el contenido de hidrocarburos livianos sea mínima. La tabla 5.14 a continuación evidencia que cumplimos con varias de estas propuestas.

Tabla 5.14: Comparación de la composición del residuo producido por los Métodos Tradicional y Propuesto

	Residue					
	Fracción			Flujo Másico		
	Tradicional	Propuesto	Variación	Tradicional	Propuesto	Variación
Mole Frac (CO2)	0,000017	0,000001	-94,12%	0,470529392	0,027762519	-94,10%
Mole Frac (Nitrogen)	0,000001	0	-100,00%	0,0176134	0	-100,00%
Mole Frac (Methane)	0,000011	0,000001	-90,91%	0,110712798	0,010095461	-90,88%
Mole Frac (Ethane)	0,000015	0,000002	-86,67%	0,283072495	0,03785798	-86,63%
Mole Frac (Propane)	0,000062	0,000011	-82,26%	1,71604837	0,305387706	-82,20%
Mole Frac (i-Butane)	0,000026	0,000007	-73,08%	0,948607383	0,256172332	-72,99%
Mole Frac (n-Butane)	0,000075	0,000021	-72,00%	2,736367452	0,768516996	-71,91%
Mole Frac (i-Pentane)	0,000064	0,000025	-60,94%	2,898662349	1,135739403	-60,82%
Mole Frac (n-Pentane)	0,000071	0,000029	-59,15%	3,215703544	1,317457707	-59,03%
Mole Frac (Mycyclopentan)	0,000078	0,000044	-43,59%	4,121535528	2,332051574	-43,42%
Mole Frac (n-Hexane)	0,000183	0,000102	-44,26%	9,899988727	5,534836691	-44,09%
Mole Frac (Benzene)	0,00001	0,000005	-50,00%	0,490658991	0,246076871	-49,85%
Mole Frac (Cyclohexane)	0,000036	0,000022	-38,89%	1,902247167	1,166025787	-38,70%
Mole Frac (n-Heptane)	0,000337	0,000235	-30,27%	21,19898463	14,82770887	-30,05%
Mole Frac (Mycyclohexane)	0,000136	0,000097	-28,68%	8,383978253	5,997965981	-28,46%
Mole Frac (Toluene)	0,000059	0,000042	-28,81%	3,41448334	2,438053918	-28,60%
Mole Frac (n-Octane)	0,000689	0,000569	-17,42%	49,40936044	40,92826229	-17,16%
Mole Frac (E-Benzene)	0,000063	0,000053	-15,87%	4,200795827	3,54476887	-15,62%
Mole Frac (p-Xylene)	0,000058	0,00005	-13,79%	3,867399332	3,344121576	-13,53%
Mole Frac (m-Xylene)	0,000058	0,00005	-13,79%	3,867399332	3,344121576	-13,53%
Mole Frac (o-Xylene)	0,000048	0,000042	-12,50%	3,200606344	2,809062123	-12,23%
Mole Frac (n-Nonane)	0,001065	0,000987	-7,32%	85,7520945	79,7137629	-7,04%
Mole Frac (n-Decane)	0,00205	0,002043	-0,34%	183,1164518	183,0471196	-0,04%
Mole Frac (n-C11)	0,002684	0,002788	3,87%	263,3857466	274,4249261	4,19%
Mole Frac (n-C12)	0,003716	0,003953	6,38%	397,3834591	424,0156868	6,70%
Mole Frac (n-C13)	0,00631	0,006778	7,42%	730,3521992	786,9109266	7,74%
Mole Frac (n-C14)	0,007945	0,008558	7,72%	989,5648282	1069,162359	8,04%
Mole Frac (n-C15)	0,010631	0,011465	7,84%	1417,735252	1533,614155	8,17%
Mole Frac (n-C16)	0,011812	0,012679	7,34%	1679,256494	1808,005008	7,67%
Mole Frac (n-C17)	0,015237	0,016369	7,43%	2300,360324	2478,789105	7,76%
Mole Frac (n-C18)	0,020362	0,021792	7,02%	3253,413833	3492,504667	7,35%
Mole Frac (n-C19)	0,024909	0,026536	6,53%	4199,293655	4487,210474	6,86%
Mole Frac (n-C20)	0,024248	0,025413	4,80%	4301,403566	4521,798787	5,12%
Mole Frac (n-C21)	0,026813	0,027866	3,93%	4992,548337	5204,422336	4,24%
Mole Frac (n-C22)	0,028636	0,029531	3,13%	5584,1774	5776,25072	3,44%
Mole Frac (n-C23)	0,031242	0,031875	2,03%	6367,500641	6516,304825	2,34%
Mole Frac (n-C24)	0,032695	0,033075	1,16%	6951,574814	7053,793497	1,47%
Mole Frac (n-C25)	0,033532	0,033694	0,48%	7424,843089	7483,442451	0,79%
Mole Frac (n-C26)	0,034877	0,034812	-0,19%	8029,811787	8039,26322	0,12%
Mole Frac (n-C27)	0,03548	0,035196	-0,80%	8481,103572	8438,846628	-0,50%
Mole Frac (n-C28)	0,036615	0,036232	-1,05%	9074,870147	9007,301866	-0,74%
Mole Frac (n-C29)	0,037178	0,036708	-1,26%	9541,82276	9449,896988	-0,96%
Mole Frac (n-C30)	0,561243	0,552341	-1,59%	148987,0591	147070,6193	-1,29%

La tabla 5.14 habla por sí misma. Podemos ver que existe una disminución importante de la fracción de hidrocarburos livianos hasta C9 y que a partir de este aumentan su participación en la mezcla. Siendo esta una corriente de residuos, lo que se quiere es que los hidrocarburos más valiosos, los livianos, no se desperdicien saliendo en esta corriente. Por otro lado, el aumento de los hidrocarburos más pesados si es beneficioso para el proceso, puesto que estos serán sometidos a otros procesos por los cuales se rompe sus cadenas de hidrocarburos para convertirlos en hidrocarburos más livianos.

## 6 Conclusiones

A lo largo de toda esta investigación se pudo ver y analizar los distintos procesos dentro de una refinería. Al enfocarnos en el primer proceso de separación -la destilación fraccionada- se pudo entender más profundamente su funcionamiento y las variables a tener en cuenta para su correcto funcionamiento. La torre de destilación fraccionada permite obtener varios productos a raíz de una corriente de alimentación. Puesto que es el primer proceso de donde se obtiene algunos productos finales y varios productos intermedios, es el punto perfecto para realizar una optimización que pueda eliminar procesos posteriores o que estos sean menos necesarios.

### 6.1 Contribuciones

Una vez que se pudo comparar los resultados de ambos métodos estamos en capacidad de encontrar fortalezas y debilidades de la mejora propuesta. Entre las fortalezas y contribuciones, se puede afirmar lo siguiente:

- Aumentamos la producción de gases de petróleo en más de 70mil veces. Con el método tradicional, la producción de gases era mínima y una vez que se aplicó el método propuesto el cambio fue radical. De producir tan solo fracciones mínimas de kg por hora se pasó a producir casi 0.5 kg de gases por hora.
- Se aumentaron los hidrocarburos livianos en la mezcla de nafta haciendo la mezcla más ligera y con un aumento de los octanos que finalmente levantan la calidad de esta.
- Se eliminaron los hidrocarburos más livianos del kerosene, lo que hizo a la mezcla más pesada y con presencia de más hidrocarburos pesados. También se aumentó la producción de kg por hora de kerosene en un 0.04%.
- Se eliminó la presencia de hidrocarburos livianos en la mezcla de diésel y aumentó la presencia de hidrocarburos más pesados, en consecuencia su peso se incrementó.
- Se aumentó la producción de kg por hora de diésel en 0.05%
- Se eliminó la presencia de hidrocarburos livianos en la mezcla de gasoil atmosférico y se aumentó la cantidad de hidrocarburos livianos aumentando su peso molar.
- En la producción de residuos se eliminaron en gran parte los hidrocarburos livianos y aumentaron los hidrocarburos pesados. La producción de kg por hora de residuos disminuyó, lo que indica que se utilizó una mayor parte de la materia prima en los productos.

### 6.2 Limitaciones de la solución planteada

Dado que la investigación fue realizada como una simulación se debería tener en cuenta que es necesaria la realización de una experimentación real donde se puedan manejar todas las variables de la misma manera. Asimismo, es necesario que, una vez obtenidos los productos, se compruebe su mejora en calidad con respecto a los productos obtenidos con el método propuesto.



### **6.3 Líneas futuras de investigación.**

Como proyectos futuros se puede variar también el número y las variables de operaciones laterales con el fin de obtener distintos productos o productos aun de mayor calidad. Además es posible, utilizando el mismo software, optimizar los procesos posteriores a la destilación fraccionada y poder terminar con la refinería para encontrar mejoras.

## 7 Bibliografía

- Agencia para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades, 2014. *Aceites Combustibles (Fuel Oils)*. [En línea]  
Available at: [http://www.atsdr.cdc.gov/es/toxfaqs/es\\_tfacts75.html](http://www.atsdr.cdc.gov/es/toxfaqs/es_tfacts75.html)  
[Último acceso: 10 Noviembre 2014].
- Arche, A., 2010. *Sedimentología: Del proceso físico a la cuenca sedimentaria*. 1era ed. Madrid: Consejo Superior de Investigaciones Científicas.
- Argentina, S. d. E. –. R., 2003. *Conceptos sobre Hidrocarburos*. Buenos Aires: s.n.
- Aspentech, 2003. *Tutorials & Applications*. Cambridge: s.n.
- Cerutti, A. A., 2001. *La Refinación del Petróleo*. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y el Gas.
- Glasby, G. P., 2006. Abiogenic Origin of Hydrocarbons: An Historical Overview. *Resource Geology*, 56(1), pp. 85-98.
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2009. *El abecé del petróleo y del gas : en el mundo y en la Argentina*. 3ra ed. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
- Levenson, N., 2005. *Software System Safety*, Boston: Massachusetts Institute of Technology.
- Real Academia Española, 2014. *Diccionario Usual*. [En línea]  
Available at: <http://lema.rae.es/drae/srv/search?key=petr%C3%B3leo>  
[Último acceso: 05 Septiembre 2014].
- Tubb, R., 2012. 2012 Worldwide pipeline construction Report. *Pipeline & Gas Journal*, 239(1).
- YPF, 2013. *Vaca Muerta - Energía YPF*. [En línea]  
Available at: <https://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/vaca-muerta.html>  
[Último acceso: 22 Abril 2015].