



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS**  
**FACULTAD DE CIENCIAS TECNICAS**  
**DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA**

***Análisis del comportamiento de la unidad de hidrofinación de queroseno de la Refinería Cienfuegos procesando turbocombustible***

*Trabajo Final en Opción al Título Académico: Especialista en Tecnologías de Refinación de Petróleo*

**Autor:** Ing. Claudia Y. López Vega

**MATANZAS**

**2018**



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS**  
**FACULTAD DE CIENCIAS TECNICAS**  
**DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA**  
**QUÍMICA**



**CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO**  
**SEDE: CIENFUEGOS**

***Análisis del comportamiento de la unidad de hidrofinación de queroseno de la refinería de Cienfuegos procesando turbocombustible***

*Trabajo Final en Opción al Título Académico: Especialista en Tecnologías de refinación de petróleo*

**Autor:** Ing. Claudia Y. López Vega

**Tutores:** MSc. Serguei Varela Pared

MSc. Pablo Rafael Pérez Estévez

**Matanzas**

**2018**



## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, CLAUDIA YOANA LÓPEZ VEGA, mayor de edad, vecino de calle 45 # 6604, ÷ 66 y 68 San Lázaro, Cienfuegos, identificado con 92052936053, actuando en nombre propio, en mi calidad de autor del presente trabajo denominado:

**“Análisis del comportamiento de la unidad de hidrofinación de queroseno de la Refinería Cienfuegos procesando turbocombustible**

Hago entrega del ejemplar respectivo y de sus anexos en formato digital y 2 copias impresas y autorizo a la Universidad de Matanzas utilice y use en todas sus formas, los derechos patrimoniales de reproducción, comunicación pública, transformación, y distribución que me correspondan como creador de la obra objeto del presente documento. La presente autorización se hace extensiva no sólo a las facultades y derechos de uso sobre la obra en formato o soporte material, sino también para formato virtual, electrónico, digital, óptico, uso en red, internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer.

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y la realizó sin violar o usurpar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es de su exclusiva autoría y detenta la titularidad sobre la misma.

Para constancia se firma el presente documento a los \_\_\_\_ días del mes \_\_\_\_\_ de 2018.

**EL AUTOR**

---

Claudia Yoana López Vega

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a todas aquellas personas que de una u otra forma, colaboraron o participaron en la realización de este trabajo, hago extensivo mi más sincero agradecimiento.

## **DEDICATORIA**

A mis compañeros que estuvieron conmigo en cada paso durante el desarrollo del trabajo;

A mi familia por brindarme siempre apoyo incondicional;

A mis tutores por dedicar tiempo y esfuerzo en cada aspecto posible;

Y a la vida, por darme la oportunidad de crecer profesionalmente.

**RESUMEN**

El presente trabajo tiene como título “Análisis del comportamiento de la unidad de hidrofinación de queroseno de la refinería de Cienfuegos procesando turbocombustible y su objetivo es determinar, mediante la simulación de procesos, los parámetros operacionales de la unidad que permita cumplir con la estabilidad térmica en el procesamiento del turbocombustible, con vistas a disminuir las pérdidas actuales, mejorando la rentabilidad de la Refinería y cumpliendo con las especificaciones de calidad del Jet-A1 declaradas en el Reglamento Nacional para los Combustibles de Aviación. A consecuencia del esquema de refinación actual de la refinería existen pérdidas al utilizarse toda la fracción de turbocombustible como componente para la producción de diésel, en este trabajo se desarrollará una breve descripción de la unidad de Hidrotratamiento de queroseno ubicada en la refinería de Cienfuegos, así como establecerán las metodologías de para la obtención del modelo de simulación y para su validación. Se determinaran las nuevas condiciones de operación al procesar turbocombustible.

**ABSTRACT**

The present work is entitled "Analysis of the behavior of the kerosene hydrotreating unit of the Cienfuegos refinery processing turbo fuel and its objective is to determine, through the simulation of processes, the operational parameters of the unit that allows to comply with the thermal stability in the processing of the turbo fuel, with a view to diminishing the current losses, improving the profitability of the Refinery and complying with the Jet-A1 quality specifications declared in the National Regulations for Aviation Fuels. As a result of the refinery's current refining scheme there are losses when using the entire turbo fuel fraction as a component for diesel production, in this work a brief description of the kerosene hydrotreating unit located in the Cienfuegos refinery will be developed, as well as how they will establish the methodologies for obtaining the simulation model and for its validation. The new operating conditions will be determined when processing turbo fuel.



**ÍNDICE**

<b>GLOSARIO DE TÉRMINOS</b> .....	
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO</b> .....	4
<b>1.1 Composición e impurezas del petróleo</b> .....	4
<b>1.2 Refinación de petróleo</b> .....	5
<b>1.3 Características de algunos productos de refinación</b> .....	6
<b>1.4 Caracterización del Turbocombustible</b> .....	10
<b>1.4.1 Principales parámetros de calidad del Turbocombustible</b> .....	11
<b>1.5 Tratamiento Merox</b> .....	13
<b>1.6 Proceso de Hidrofinación</b> .....	15
<b>1.6.1 Desarrollo del proceso</b> .....	15
<b>1.6.2 Reacciones del proceso</b> .....	18
<b>1.6.3 Parámetros del proceso</b> .....	21
<b>1.7 Aspectos básicos sobre simulación</b> .....	23
<b>1.8 Softwares utilizados en la simulación de procesos químicos</b> .....	24
<b>CAPÍTULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS</b> .....	29
<b>2.1 Proceso de hidrofinación de queroseno (sección 300-2KO)</b> .....	29
<b>2.1.1 Características generales</b> .....	29
<b>2.1.2 Descripción del proceso tecnológico</b> .....	29
<b>2.1.3 Características del catalizador</b> .....	31
<b>2.2 Metodología para la simulación de procesos</b> .....	32
<b>2.2.1 Obtención del modelo de simulación</b> .....	32
<b>2.2.2 Calibración del modelo de simulación</b> .....	37
<b>2.2.3 Determinación de las condiciones de operación de la unidad al procesar turbocombustible</b> .....	48
<b>CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	51
<b>3.1 Obtención del modelo de simulación</b> .....	51
<b>3.2 Ajuste y validación del modelo</b> .....	51
<b>3.3 Resultados del análisis de sensibilidad del modelo</b> .....	53
<b>3.4 Evaluación de la unidad al procesar turbocombustible</b> .....	54
<b>3.5 Resultados de la valoración económica</b> .....	61

---

---

<b>RECOMENDACIONES</b> .....	63
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	64
<b>ANEXOS</b>	

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

AES: Características del intercambiador: Tipo de cabezal estacionario, A (Canal y cubierta desmontable), tipo de casco E (casco de un paso) y tipo de cabezal S (cabezal flotante con dispositivo de apoyo).

DEA: Dietanolamina

DFI: Diagrama de flujo de información

DISTOP: Modelo de fraccionamiento propio del software Petro Sim, que permite realizar separaciones de componentes y fracciones.

HDS: Hidrodesulfuración

HDN: Hidrodesnitrificación

HT: Hidrotratamiento

HDM: Hidrodesmetalización

HDA: Hidrodesaromatización

HCK: Hidrocraqueo en sus sigla en ingles

JFTOT: Oxidación Térmica del combustible de aviación

MHC: Hidrocraqueo moderado

PBD: Barriles por día

PIONA: Se refiere al contenido de parafinas, isoparafinas, olefinas, naftenos y aromáticos.

RVP: Presión de vapor Reid

TAN: Número de Acidez Total.

TBP: Punto de ebullición real (True Boiling Point)

## **INTRODUCCIÓN**

La Refinería Cienfuegos S.A, objeto de este trabajo, está ubicada al norte de la bahía de Cienfuegos, es una de las grandes inversiones que se iniciaron con la colaboración de la desaparecida Unión Soviética, tiene una capacidad de destilación de 65 000 barriles por día. Diseñada para procesar el crudo soviético Romaskino de 33 ° API en un esquema de refinación primario constituido por una unidad de destilación atmosférica, un reformador catalítico de nafta, una planta de fraccionamiento de gases e hidrofinadores de nafta, queroseno, turbocombustible y diésel.

En el año 2007, y con la creación del ALBA. Cuba y Venezuela firmaron un contrato que permitió la reactivación y puesta en marcha de la instalación con una mezcla de crudos venezolanos 88 % MESA 30 y 16 % MEREY 16. Los productos fundamentales que se comercializan en refinería son el Gas Licuado del Petróleo (GLP), gasolinas de 83 y 90 octanos, diésel especial, fuel oíl y combustible de aviación Jet A-1, siendo este último el de mayor valor comercial.

Debido a los requerimientos de queroseno en el mercado nacional no fue necesario reactivar la unidad de hidrofinación de queroseno de 5000 barriles por día (PBD) (Sección 300-2KO) y por las características y el bajo contenido de contaminantes de estos crudos no se reactiva la unidad de hidrofinación de turbocombustible de 4000 BPD (Sección 300-2PT) y en su lugar se instala una planta para el endulzamiento o tratamiento cáustico (Merox) con el objetivo de disminuir la acidez del turbocombustible.

Producto de la disminución de los crudos ligeros como el mesa 30 se introduce en la mezcla crudos mejorados, los cuales presentan mayor contenido de impurezas como azufre, nitrógeno y olefinas, afectándose la calidad del turbocombustible, principalmente la estabilidad térmica, la cual no puede ser modificada por el proceso de endulzamiento cáustico, utilizándose toda la fracción de turbocombustible como componente para la producción de diésel.

## **Problema científico:**

¿Será posible lograr el procesamiento del turbocombustible en la unidad de hidrofinación de queroseno?

## **Hipótesis:**

Mediante la simulación de la unidad de hidrofinación de queroseno es posible obtener los parámetros operacionales requeridos para tratar el turbocombustible cumpliendo con la especificación de estabilidad térmica del turbocombustible.

## **Objetivo general:**

Determinar, mediante la simulación de procesos, los parámetros operacionales de la unidad de hidrofinación de queroseno que permita cumplir con la estabilidad térmica en el procesamiento del turbocombustible.

## **Objetivos específicos:**

1. Realizar un análisis bibliográfico sobre los procesos de tratamiento de turbo combustible para identificar y describir los fundamentos del proceso y las variables de operación.
2. Obtener el modelo de simulación de la planta de hidrofinación de queroseno.
3. Determinar las condiciones de operación de la unidad procesando turbocombustible.
4. Valorar económicamente la propuesta de solución.

## **Estructura del Trabajo:**

### **CAPITULO I: Análisis bibliográfico**

En este capítulo se realizará una búsqueda sobre los requerimientos de calidad del combustible de aviación y los factores que lo afectan, se describirán los procesos utilizados para alcanzar dichos requerimientos, así como sus fundamentos. Se investigará sobre el uso de simuladores utilizados en la evaluación de procesos.

### **CAPITULO II: Diseño metodológico**

Se desarrollará una breve descripción de la unidad de Hidrotratamiento de queroseno ubicada en la refinería de Cienfuegos. Se desarrollarán las metodologías para la obtención

de un modelo de simulación y para la determinación de las condiciones de operación de la unidad procesando turbocombustible. Además para el análisis económico necesario.

### **CAPÍTULO III: Resultados y discusión**

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos en la validación y análisis de sensibilidad del modelo de simulación, se establecerán los parámetros operacionales de la unidad y se propondrán las modificaciones tecnológicas requeridas para el tratamiento del turbo combustible en la unidad 300-2KO. Y el análisis económico necesario.

## **CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO**

Los crudos como consecuencia de su origen, condiciones de evolución y antigüedad, tienen diferente composición en cuanto al tipo y cantidad de familias químicas hidrocarbonadas de las que están formadas hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos, cuyas características físicas variarán en función de esta composición y las posibilidades de refinado o aprovechamiento para la obtención de sus productos derivados, principalmente combustibles, lubricantes, asfaltos y materias primas para petroquímica, serán diferentes así como su valoración económica. (J.Lluch.Urpí, 2012)

### **1.1 Composición e impurezas del petróleo**

El petróleo crudo se presenta en la naturaleza como un líquido móvil de color amarillento, pudiendo llegar hasta tener el aspecto de un material semisólido de color negro. En la composición del petróleo entran fundamentalmente hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos, estando estos últimos disueltos o suspendidos en los líquidos. Además se encuentran otras sustancias, consideradas impurezas, tales como compuestos de azufre, oxígeno, nitrógeno, trazas de metales y sales de sodio, calcio y magnesio. (Palacios, 2002)

Como impurezas se define todo aquel material contenido en el petróleo que no está constituido solo por carbono e hidrógeno. En la actualidad se consideran dos clases de impurezas: oleofóbicas y oleofílicas. Las primeras, insolubles en el cuerpo del petróleo constituido por hidrocarburos, forman una fase separada y deben ser llevadas a límites tolerables antes de proceder al procesamiento del petróleo. (Palacios, 2002)

**Tabla 1.1 Impurezas presentes en el petróleo.**

<b>Imp. oleofóbicas</b>	<b>Contenido</b>	<b>Imp. oleofílicas</b>	<b>Rango de contenido</b>
Sales	10 - 2000 gr/m <sup>3</sup>	Compuestos de azufre	0,1-5 % en peso como S
Agua	0, 1 - 5 Vol. %	Comp. Órganuestoso- metálicos	0,03-0, 5 % en vol.
Sedimentos	1 - 1000 gr/ m <sup>3</sup>	Ácidos nafténicos	5-400 ppm como el metal
		Compuestos de nitrógeno	0,01-1,5 % en vol.

La influencia de las impurezas oleofóbicas en el proceso tiene que ver con la corrosión de los equipos y el ensuciamiento de los mismos, no afectando mayormente la calidad de los productos obtenidos, salvo los no destilados. En lo que respecta a las impurezas oleofílicas, estas están disueltas en los hidrocarburos y generalmente afectan a los procesos de elaboración, tanto como a los productos obtenidos. A diferencia de las oleofóbicas, que son tratadas antes del procesamiento, las impurezas oleofílicas deben tratarse durante el mismo, constituyendo un problema tecnológico que puede resultar de alto costo. (Colectivo de Autores, 2010)

## **1.2 Refinación de petróleo**

El crudo no tiene aplicaciones prácticas tal y como se obtiene del yacimiento; sin embargo, sometido a las operaciones básicas de la industria de refinación, da lugar a un conjunto de productos de uso energético directo y otros que constituyen materia prima de la industria petroquímica. De forma genérica pueden listarse los siguientes productos. (J.Lluch.Urpí, 2012)



## Capítulo 1

- Gases licuados (GLP): propano y butano
- Gasolinas automotor y aviación
- Turbo combustible
- Diésel automotor
- Gasóleos de calefacción
- Fuel oil bunker para buques
- Fuelóleos para hornos y calderas
- Disolventes
- Aceites lubricantes
- Betunes para la fabricación de asfaltos
- Coque combustible
- Azufre, extractos aromáticos y parafinas

La refinación del petróleo empieza con la destilación o fraccionamiento del petróleo crudo en grupos de hidrocarburos de distintos rangos de punto de ebullición llamados fracciones o cortes, utilizando torres atmosféricas y de vacío. Los productos resultantes están directamente relacionados con las características del crudo procesado. La mayor parte de los productos destilados se convierten posteriormente en otros productos más utilizables, cambiándoles el tamaño y estructura de las moléculas de sus hidrocarburos a través del rompimiento (“cracking”), reformado y otros procesos de conversión. Estos productos convertidos son sujetos a varios tratamientos y procesos de separación como la extracción, hidrotratamiento y endulzamiento para remover compuestos indeseables y para preparar productos finales de alta calidad.(J.Lluch.Urpí, 2012)

### **1.3 Características de algunos productos de refinación**

#### **Gas licuado de petróleo**

El gas licuado de petróleo (GLP) se usa como combustible doméstico o como materia prima de otros procesos de una refinería o la industria petroquímica. Está constituido por hidrocarburos de tres y cuatro átomos de carbono. A temperatura ambiente y a presión atmosférica se encuentran en fase gaseosa pero pasan a fase líquida a presiones relativamente bajas. (Morejon, 2016)

## Capítulo 1

Las especificaciones principales que se tienen en cuenta para definir la calidad del producto son:

- Contenido de pentano
- Contenido de azufre
- Presión de vapor Reid (RVP)
- Corrosión

### **Nafta**

Las naftas son mezclas de hidrocarburos entre 5 y 11 átomos de carbono que normalmente presentan un intervalo de ebullición comprendido entre los 35 y 195 °C aunque a veces sobrepasan los 200 °C, en dependencia de su disposición final. Están compuestas por n-parafinas, iso-parafinas, olefinas, naftenos y aromáticos (PIONA) en distintas proporciones según su origen. Cuando no están desulfuradas presentan impurezas como mercaptanos y disulfuros. (Morejón, 2016)

Como en la gran mayoría de los casos no es un producto terminado las especificaciones estarán en dependencia del destino de las mismas. Principalmente se tienen en cuenta las especificaciones siguientes:

- Densidad
- Destilación ASTM D-86
- PIONA
- Contenido de C<sub>4</sub>, en naftas livianas
- Azufre
- Humedad (a procesos catalíticos)

### **Gasolina**

Es el combustible utilizado en los automóviles de explosión y es el resultado de una mezcla de distintos componentes obtenidos en diferentes procesos de refinación, hidrocarburos desde C<sub>4</sub> hasta C<sub>11</sub> que destilan entre los 25 y 220 °C. Puede contener componentes oxigenados como etanol en proporciones variables. Tiene también un contenido muy bajo del orden de las partes por millón de azufre y nitrógeno. (Morejón, 2016)

La principal especificación medida a las gasolinas es su número de octano, además de otras que se relacionan a continuación:

- RVP
- Densidad
- Oxigenados
- Azufre
- Curva de destilación ASTM D-86
- Período de inducción

### **Turbocombustible**

El turbocombustible también llamado Jet A-1 es el más utilizado por las líneas aéreas del mundo, específicamente en los aviones con turbinas tipo propulsión o jet y su función principal es suministrar potencia al avión, siendo parámetros clave su contenido energético y la calidad de combustión. El Jet A-1, es un combustible líquido inflamable e incoloro o ligeramente amarillo, constituido por una mezcla de hidrocarburos parafínicos, cicloparafínicos, aromáticos y olefínicos, donde predominan el número de átomos de carbono en el intervalo C8 a C16. (Parkash, 2003)

Los componentes que lo conforman proceden de un corte de la destilación directa de crudo. Determinados crudos pueden producir fracciones de querosenos cumpliendo con las estándares internacionales de calidad del Jet-A1 (Anexo 1) de una forma directa, sin embargo para casi la totalidad de crudos es necesario un posterior tratamiento de hidrofinación o un endulzamiento para eliminación de compuestos azufrados tales como sulfuros, mercaptanos y ácidos nafténicos, que pueden tener un comportamiento corrosivo y que le confieren al producto una baja estabilidad térmica.(Delgado, Arrabal, Aguirre, 2005)

Principales propiedades del producto:

#### Punto de humo

El punto de humo es una propiedad que se le mide únicamente al combustible de aviación jet fuel, indicando la capacidad de formación de humo y se relaciona indirectamente con el contenido de aromáticos como el naftaleno. Mide la máxima altura de una llama que puede producirse en determinadas condiciones sin que se desprenda humo. (J.Lluch.Urpí, 2012)

## Punto de congelación

Esta propiedad es importantísima en los combustibles que están sometidos a temperaturas de operación extremadamente bajas como en los países con climas fríos y principalmente en los combustibles de aviación ya que en el caso del Jet fuel debe tener un comportamiento en frío que evite la cristalización de parafinas en el sistema de combustible a las muy bajas temperaturas en las que será utilizado. El valor especificado para el JET A-1 es de  $-47\text{ }^{\circ}\text{C}$ . (J.Lluch.Urpí, 2012)

## Número de neutralización o Acidez

La presencia de ácidos orgánicos, nafténicos da lugar a importantes problemas de corrosión en equipos y tuberías a determinadas condiciones de operación por lo que es necesaria su determinación, para lo cual es utilizado un índice denominado Número de Neutralización (Total Acid Number), que mide la cantidad de base, en forma de KOH, y expresada en mg, necesaria para neutralizar un gramo de muestra. (J.Lluch.Urpí, 2012)

## Punto de Inflamación

El Punto de inflamación mide la mínima temperatura a la que una llama produce la inflamación de los gases producidos por la evaporación superficial del combustible confinado en un vaso abierto o cerrado. Da una indicación de las condiciones de seguridad que deben adoptarse en la utilización del combustible para prevenir accidentes [Lluch Urpí, José. 2008].

## Estabilidad térmica

La estabilidad térmica es una importante propiedad del Jet fuel. Esta involucra la formación de compuestos de peso molecular más altos como peróxidos y los hidroperóxidos, gomas, y, fundamentalmente los materiales insolubles los cuales pueden recubrir superficies o partículas.

Las reacciones de inestabilidad son de múltiples etapas, algunas de las cuales son de oxidación. Se cree que los reaccionantes son ciertos compuestos que contienen nitrógeno y azufre, ácidos orgánicos y olefinas reactivas. Estas se aceleran por la presencia de ciertos metales disueltos, especialmente el cobre, que funciona como catalizadores. (Gel, 2014)

## Capítulo 1

En operaciones normales, el combustible de avión está sujeto a los extremos de temperatura entre las temperaturas de sub cero en depósitos de combustible de la aeronave en las altitudes altas para las temperaturas muy altas en la cámara de combustión del motor. En motores modernos, el combustible se usa para absorber calor en etapas y partes diferentes antes de entrar en la cámara de combustión. En las altas temperaturas, el combustible puede averiarse debido a la oxidación, lo cual puede estar acelerado por las presencias de ciertos metales disueltos, como el cobre, el cual funciona como un catalizador.

La prueba de oxidación térmica del combustible para aviones (JFTOT), ASTM D3241, es un método de prueba para medir la estabilidad a alta temperatura de los combustibles de turbinas de gas. Sujeta el combustible de prueba a condiciones relacionadas con las que se producen en los sistemas de motores de turbina. El combustible se bombea a una velocidad fija a través de un calentador, después de lo cual ingresa a un filtro de acero inoxidable donde los productos de degradación del combustible pueden depositarse. Los datos esenciales derivados son la cantidad de depósitos en un tubo calentador de aluminio que luego se clasifica visualmente. (Gel, 2014)

### **1.4 Caracterización del Turbocombustible.**

Uno de los productos finales de gran importancia debido a su alto valor comercial para la refinería es el Jet A-1 ó Turbo combustible para aviación, destilado medio proveniente de la destilación atmosférica que posee características especiales de calidad.

El combustible para un avión accionado por pistón motor tiene un punto de destello bajo para mejorar sus características de la ignición. Los motores de turbina pueden funcionar con una amplia gama de combustibles, y los motores del Jet-avión utilizan típicamente los combustibles con puntos de destello más altos, que son menos inflamables y por lo tanto más seguro transportar y dirigir. Los primeros combustibles de jet fueron basados en el queroseno o una mezcla de gasolina-queroseno, y la mayoría de los combustibles de Jet todavía se basan en el queroseno. Este producto tiene especificaciones muy estrictas y las más importantes son el punto de congelación y el de flasheo. El punto inicial de ebullición es ajustado para obtener la temperatura mínima de flasheo aproximadamente de 100 °F

## Capítulo 1

(37.8 °C) y el punto final de ebullición es ajustado para obtener el punto máximo de congelación requerido aproximadamente de  $-52$  °F ( $-11$  °C). Los jet fuel básicos son: el Jet A, Jet A-1, Jet B. (Parkash, 2003)

Los combustibles de Jet se clasifican como tipo queroseno o tipo nafta. El tipo queroseno incluye el Jet A, el Jet A-1, JP-5 y JP-8. El tipo Nafta incluye el Jet B y JP-4.

El Jet A es un tipo de queroseno similar al Jet A-1, a excepción de su punto de congelación más alto de  $-40$  ° c. Es usado mayormente por aerolíneas comerciales de varios países, donde el punto de congelación no impone limitaciones. El Jet B es un combustible que tiene un amplio rango, es decir su punto inicial de ebullición está en el rango de las gasolinas, y por ende tiene mayor contenido de ligeros que los restantes combustible con punto de congelación de  $-50$  a  $-58$  °C y es mayormente utilizado por los aviones militares. El Jet A-1 también conocido como Turbocombustible, Turbosina tiene características parecidas al Jet A-1 pero un máximo punto de congelación de  $-47$  °C y el punto de flasheo de ambos de  $38$  °C. Este tipo de combustible es usado por muchas aerolíneas internacionales. (Ecopetrol, 2005).

### **1.4.1 Principales parámetros de calidad del Turbocombustible.**

Normalmente y en la mayoría de las refinerías que cuentan con una Unidad de Producción de Turbocombustible, no se controlan la totalidad de los parámetros de calidad en la corriente de producción, dado que son varias las determinaciones que exige la especificación, y los recursos de personal y tiempo que disponen los laboratorios de control de calidad, son limitados. El análisis completo del producto, se realiza sobre muestras representativas de los tanques de producción.

No obstante, las características propias que hacen al proceso de elaboración de la unidad, permiten conseguir la especificación del producto, controlando las variables de operación y realizando los ensayos de laboratorio, de los principales parámetros de calidad. Ello no implica que, para determinadas situaciones particulares o eventuales, se pueda monitorear en particular, algún parámetro de calidad en el laboratorio, ya sea porque ha salido de

## Capítulo 1

especificación o simplemente para ver su evolución a los cambios de las variables de proceso. Ejemplos de este control pueden ser, el seguimiento del Wsim o el contenido de sólidos. (DEF STAND 91-91, 2008)

Los principales parámetros que hacen al control diario de la corriente de producción de Jet de la unidad son:

- Color Saybolt: Mide el color del Jet según una escala de color determinada.
  - Aspecto: Mide el aspecto de la muestra. Las posibilidades son: turbia, clara, con material sólido, opaca, amarillenta, etc. Se trata de una determinación visual. La especificación requiere que la muestra sea clara y brillante.
  - Acidez total: Conocido también como Número de Acidez Total (TAN). Mide el contenido de ácidos nafténicos y carboxílicos, expresado en mg de Hidróxido de Potasio por gramo de muestra.
  - Azufre total: Mide el contenido de Azufre orgánico (sulfuros y disulfuros) y mercaptanos.
  - Azufre mercaptánico: Mide el contenido de mercaptanos.
  - Ensayo Doctor: Se trata de un ensayo cualitativo para corroborar la presencia de Sulfuro de Hidrógeno y mercaptanos.
  - Destilación ASTM D-86: Se trata de los puntos de ebullición promedio, de cada % de destilado.
  - Punto de Inflamación: Es la temperatura más baja, a la cual los vapores de una mezcla se inflaman por acción de una fuente de ignición.
  - Gravedad Específica: Es la densidad a 15 °C.
- Punto de Congelación: Es la temperatura por debajo de la cual se pueden formar cristales en la muestra.
- Viscosidad: Representa la mayor o menor tendencia a fluir. La determinación se realiza a -20 °C.
  - Micro separador de Agua Wsim: Da una medida de la capacidad del Jet, para liberar el Agua arrastrada o emulsificada, cuando el producto pasa a través de un filtro coalescedor de fibra de vidrio.

## Capítulo 1

- Contaminantes sólidos: Mide el contenido de partículas muy pequeñas de diámetro especificado. (DEF STAND 91-91, 2008)

Según (Gravie Martínez, 2007) existen dos métodos para mejorar la calidad del turbo combustible:

- Tratamiento Merox
- Hidrofinación

La selección de un método u otro depende principalmente del contenido de contaminantes presentes en la materia prima, utilizándose el tratamiento Merox cuando se requiere mejorar la calidad del producto por acidez y contenido de mercaptanos, para la eliminación de otros contaminantes que afecten la calidad del turbocombustible se requiere el hidrotratamiento, a pesar de que incrementa los costos de inversión entre 10 y 20 veces y los costos de operación entre 20 y 50 veces con respecto al tratamiento Merox (Gravie Martínez, 2007).

La hidrofinación puede producir Jet-A1 de la mayoría de los crudos, pues destruye los ácidos nafténicos y fenoles; mientras que el tratamiento merox está limitado para los turbo combustibles que tengan especificaciones apropiadas que no se afecten por dicho tratamiento. (Suárez, 2001)

### **1.5 Tratamiento Merox**

Es un proceso catalítico usado en refinerías de petróleo para endulzar el jet fuel. Los mercaptanos se convierten a disulfuros. Estos pueden permanecer en la corriente del hidrocarburo pues son solubles en productos de petróleo y menos corrosivos. El proceso de endulzamiento del tratamiento del Jet A-1 se utiliza en lugar de un hidrotratamiento cuando el azufre total es inferior a lo normado, es una planta con bajos costos de operación y se aplica a combustibles livianos. (Suárez, 2001)

En el tratamiento cáustico del jet fuel hay dos pasos importantes que son la reducción de la acidez total y la oxidación de mercaptanos. La acidez de los hidrocarburos es medida por su número de neutralización o por el valor de los ácidos totales que puede estar relacionado



## Capítulo 1

con su potencial de corrosión en el equipo. Los ácidos nafténicos son el principal contribuyente de la acidez en las fracciones de destilados. Su nombre es genérico para familia de compuestos que pertenecen a la amplia categoría de los ácidos carboxílico en donde uno o la combinación de hidrocarburos saturados tienen un radical de ácido orgánico unido a uno de los átomos de carbono. El mercaptano es el nombre genérico para una familia de compuestos orgánicos donde el átomo SH se une a uno de los átomos de carbono en la molécula. El átomo de hidrógeno en el radical SH puede ionizarse y producir un ambiente ligeramente ácido pero en menor grado que los ácidos nafténicos. La más notable característica de los mercaptanos es su olor desagradable fuerte, incluso cuando su concentración es muy pequeña. Es interesante notar que las fracciones que se derivan de crudos que contienen grandes cantidades de ácidos nafténicos rara vez contienen significativas cantidades de mercaptanos. Igualmente lo opuesto es verdadero, por lo que la mayoría de las refinerías procesan una variedad de crudo mixto, esto requiere que se le realice tratamientos químicos para ambos tipos de impurezas. (Marcilla D.et.al, 2001)

El proceso de tratamiento cáustico cuenta de varios pasos y antes es necesario conocer la acidez, el contenido de mercaptano y otras especificaciones requeridas para decidir la magnitud del mejoramiento de la fracción jet fuel objeto de estudio. Por lo que el empleo de la simulación del proceso será una herramienta de vital importancia, para obtener datos de las corrientes laterales con una fiabilidad alta, así como para acordar su posterior tratamiento. (Chematek, 2008)

La producción de turbo combustible varía desde un simple producto de corriente lateral por extracción de un fraccionador de crudo que no requiere tratamiento adicional ni limpieza, y en otros que sólo requiere limpieza mínima con técnicas de filtración con arcilla; otro caso puede ser obtener un producto que requiere tratamiento cáustico seguido de lavado con agua, secado con sal y filtración con arcilla; y finalmente en algunos casos por un hidrotratamiento. (Suárez, 2001)

## **1.6 Proceso de Hidrofinación**

### **1.6.1 Desarrollo del proceso**

Las reacciones de hidrofinación son muy importantes en la refinación del petróleo. Se emplean, generalmente, para preparar las alimentaciones que van a ir a las unidades de conversión (reformación catalítica de nafta, craqueo catalítico, etc.) o para mejorar la calidad de los productos finales. La mayor parte de los productos de destilación del petróleo que produce una refinería se han sometido a un proceso de hidrotratamiento antes de su comercialización. (Álvarez D.et.al, 2012)

Así, las naftas se hidrofinan para eliminar azufre, nitrógeno y metales, que son venenos de los catalizadores de reformado; el proceso de reformado es fundamental en la producción de gasolina, aromáticos e hidrógeno. El queroseno, formado por las fracciones de turbocombustible y queroseno, se somete a un proceso de hidrofinación para eliminar el azufre y saturar olefinas y aromáticos, previamente a su utilización como combustible de aviación. El gasoil sufre un proceso similar al queroseno para eliminar el azufre y el nitrógeno. Los aceites lubricantes se hidrogenan para mejorar su viscosidad, color y estabilidad. (Passini D.et.al, 2010)

Los procesos de hidrofinación son de una importancia crucial en el esquema de una refinería y, además, su importancia crece día a día, debido fundamentalmente a la necesidad de procesar cargas más pesadas y a exigencias medioambientales.(Hernández, 2016)

En la Refinería Cienfuegos, existen tres unidades de hidrotratamiento para los destilados medios que se obtienen producto de la refinación del crudo.

- Hidrodesulfuradora de Turbo combustible (Sección 300-2PT), con una capacidad de 4000 BPD.
- Hidrodesulfuradora de Queroseno (Sección 300-2KO), con una capacidad de 5000 BPD.

## Capítulo 1

- Hidrodesulfuradora de Diésel (Sección 300-1), con una capacidad de 16000 BPD.

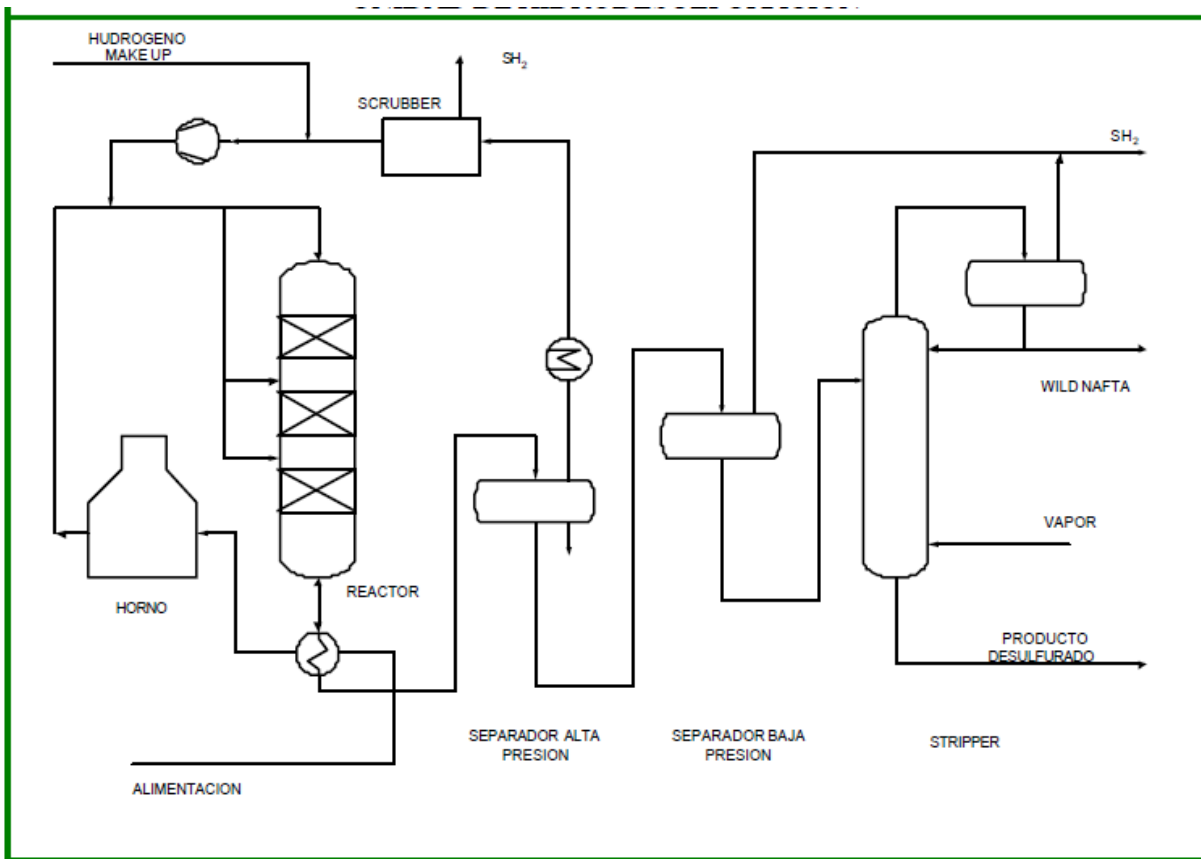
Estas tres unidades presentan un flujo tecnológico similar por tener idéntica función. Al analizar la capacidad de procesamiento de cada una de ellas, se observa que podemos utilizar para el caso en estudio las Secciones 300 – 2KO o la 300 – 2PT para desulfurar la fracción 120-243 °C pues el volumen a tratar de la misma alcanza los 2623 BPD., aunque por la situación actual de ambas instalaciones resulta más favorable la reactivación de la Sección 300 – 2KO para este fin, puesto que estas unidades no fueron reactivadas en el momento de la creación de la empresa mixta y sus equipos y accesorios fueron empleados para suplir el déficit de los mismos. (Leng iproheftekhim, 1985)

El esquema tecnológico de la sección incluye las siguientes operaciones fundamentales:

- Hidrofinación de la fracción de turbocombustible, utilizando el catalizador del tipo Níquel-Molibdeno soportado en Alúmina en un flujo de gas recirculante rico en hidrógeno y alimentando el gas fresco rico en hidrógeno de la unidad de Reformación Catalítica para mantener la concentración requerida del gas recirculante.
- Estabilización de la corriente de turbo combustible hidrodesulfurizado.
- Sedimentación y control de laboratorio del combustible estable.
- Introducción de aditivos al turbocombustible el fin de mejorar sus características de operación.
- Tratamiento combinado del gas recirculante rico en hidrógeno y del gas hidrocarbónico de estabilización utilizando una solución de dietanolamina al 20 %.
- Tratamiento combinado del gas hidrocarbónico del separador de baja presión en la sección 300.I, utilizando una solución de dietanolamina al 20 %.
- Circulación del gas rico en hidrógeno en las secciones 300-2PT y 300-2KO con ayuda de un compresor común C-01-302 (C-01-302R). (Leng iproheftekhim, 1985)

**Tabla 1.2 Tipos de catalizadores que se utilizan en la hidrofinación.**

Catalizadores	Aplicaciones
CoO-MoO <sub>3</sub> / g Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	HDS
NiO-MoO <sub>3</sub> ( WO <sub>3</sub> ) / g Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	HDN, HT, HDM
NiO-MoO <sub>3</sub> (W)-Pd (Pt, Ru) /g Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	HDA
NiO - MoO <sub>3</sub> ) / SiO <sub>2</sub> - Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	MHC - HCK
NiO - MoO <sub>3</sub> ) / SiO <sub>2</sub> - Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	MHC
NiO-MoO <sub>3</sub> (W)-Pd/g Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> - Zeolita	MHC - HCK



**Figura 1.2.** Esquema general de unidades de hidrofinación. (Lluch, 2015)

### **1.6.2 Reacciones del proceso**

El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos que contiene una gran variedad de elementos inorgánicos como azufre, nitrógeno, oxígeno, vanadio, níquel, sodio, y, ocasionalmente, hierro y arsénico. Estos elementos forman compuestos orgánicos de diversa complejidad, desde moléculas sencillas (mercaptanos) hasta las muy complejas de los asfáltenos. Debido a esta diversidad de compuestos, se presentan una gran variedad de reacciones químicas tanto deseadas o indeseadas. Las reacciones químicas deseadas más frecuentes para este proceso se pueden observar a continuación y en el (Anexo 2).

#### Hidrodesulfuración (HDS)

El objetivo de este proceso es remover el átomo de azufre mediante la ruptura del enlace C-S. A través de este proceso se eliminan los compuestos sulfurados responsables de las emisiones de SO<sub>x</sub> al ambiente. Además, estos compuestos actúan como venenos para los catalizadores de algunos procesos de conversión (Gary D. et. al, 2007). Las reacciones características que se pueden llevar a cabo en este proceso se pueden observar en el (Anexo 2).

Para las reacciones de hidrodesulfurización se toman generalmente como compuestos característicos el tiofeno y algunos derivados del benzotiofeno y del dibenzotiofeno, ya que son los compuestos que mayoritariamente están presentes en las diferentes cargas de hidrocarburos (Anexo 2).(Cooper, y otros, 2000)

#### Hidrodesnitrogenación (HDN)

El objetivo de este proceso es remover los átomos de nitrógeno mediante la ruptura del enlace C-N. Mediante este proceso se eliminan los compuestos nitrogenados que son responsables de las emisiones de NO<sub>x</sub> al ambiente y del envenenamiento de los catalizadores de hidrocraqueo y reformación catalítica. (Grafeo, 1998). Las reacciones características que ocurren en este proceso se pueden observar en el (Anexo 2).

## Capítulo 1

Es importante destacar que la remoción de nitrógeno es más difícil que la remoción de azufre. A pesar de ello históricamente este hecho era considerado de poca importancia debido a la cantidad relativa de compuestos de nitrógeno presentes en las cargas convencionales. Sin embargo, esta situación ha cambiado por la creciente necesidad de procesar cargas más pesadas. Además se ha demostrado que los compuestos de nitrógeno, debido a su alta adsorptividad en el catalizador, tienen fuertes efectos inhibidores sobre otras reacciones deseables del hidrotratamiento. (PDVSA, 1990)

### Hidrodesoxigenación (HDO)

Este proceso involucra la ruptura del enlace C-O en los compuestos de oxígeno, los cuales comprenden principalmente los ácidos nafténicos y fenoles. Estos compuestos inducen la formación de agua durante las reacciones de hidrogenación, lo cual afecta negativamente la vida promedio de los catalizadores. Además estos compuestos son responsables de la formación de materiales resinosos solubles en combustibles. (Gary, 2007)

El hidrotratamiento requerido para remover azufre y nitrógeno generalmente también elimina el oxígeno adecuadamente a las mismas condiciones de operación. El mecanismo de desoxidación es similar al de desulfurización. Se adsorbe el oxígeno en la superficie del catalizador, se rompe el enlace C-O y luego ocurre la hidrogenación. Reacciones del proceso (Anexo 2).

### Hidrodeshalogenación

Este proceso involucra la ruptura del enlace C-X en los compuestos halogenados, los cuales comprenden los compuestos que poseen un enlace con algún halógeno, principalmente los cloruros. Reacciones del proceso (Anexo 2).

### Hidrocraqueo

Las moléculas complejas de hidrocarburos, sometidas a altas temperaturas en una atmósfera de hidrógeno, se rompen formando moléculas más simples. El hidrocraqueo reduce el peso molecular promedio, disminuye el intervalo de ebullición, la viscosidad y la densidad. Esta

## Capítulo 1

reacción puede o no ser deseable según el objetivo del hidrotratamiento. Si el objetivo es reducir el contenido de azufre, el hidro craqueo no es deseable; lo contrario ocurre si el objetivo es hidroconvertir residuos a productos más livianos. La reacción de hidro craqueo se puede observar en el (Anexo 2). (Colectivo de Autores, 1990)

### Hidrodesaromatización (HDA)

Consiste en la hidrogenación de compuestos aromáticos para obtener compuestos totalmente saturados o con menor grado de insaturación. Los compuestos poliaromáticos son responsables de la formación de gomas, de color indeseable y desactivación rápida del catalizador debido a la deposición de coque. (Turaga, 2000)

En el (Anexo 2) se presentan unos ejemplos de las reacciones de (HDA).

### Hidrodesmetalización (HDM)

Este proceso implica la ruptura del enlace C-M, donde M es un metal pesado, por ejemplo vanadio y níquel. Estos metales pueden bloquear los sitios activos del catalizador de manera indirecta ya que favorecen la deposición del coque. En el (Anexo 2) se presentan unos ejemplos de las reacciones de (HDM). (Colectivo de Autores, 1990)

Hay que resaltar que todas las reacciones del proceso de hidrotratamiento son exotérmicas y, dependiendo de las condiciones específicas, se observa normalmente un aumento de 5 a 20°F a través del reactor. También se encuentran reacciones químicas indeseadas tales como:

### Coquificación

La coquificación se debe a la polimerización y aglomeración de moléculas de gran longitud. Está vinculado a los productos insaturados pesados tales como los aromáticos polinucleares, los cuales pueden ser deshidrogenados resultantes de la alimentación o de la polimerización de los aromáticos involucrados en algunas reacciones. Trazas residuales de olefinas de alto peso molecular o diolefinas pueden también provocar la formación de coque.

## Capítulo 1

Un alto punto final de ebullición en la carga significa un alto porcentaje de poliaromáticos y con ello una gran tendencia a la coquificación. Como la coquificación está promovida por alta temperatura, la mala distribución en el reactor favorece temperaturas altas localizadas y con esto la formación de coque. El coque depositado en el catalizador reduce la superficie activa del catalizador lo cual reduce grandemente la actividad del catalizador. Es posible limitar estas reacciones adversas, para ello:

- Controlar la cantidad de moléculas grandes (asfáltenos) en la carga las cuales son difíciles de hidrogenar y bloquean los poros del catalizador, esto se logra ajustando el rango de destilación de la carga.
- Operar a la más baja temperatura de reacción posible, contando con una adecuada presión parcial de hidrógeno y con una alta velocidad espacial. (Mariñas, 2006)

### **1.6.3 Parámetros del proceso**

Como en la mayor parte de los procesos catalíticos de hidrogenación, las variables que afectan al grado de desulfuración obtenible son: alimentación, tipo de catalizador, temperatura de reacción, velocidad espacial, presión de reacción y relación hidrógeno / hidrocarburo. (Belle, 2007)

#### Alimentación

Puede ser variada, desde una nafta hasta un destilado de vacío de destilación directa o productos procedentes de conversión. Cuanto más pesada sea la molécula hidrocarbonada en la que esté presente el átomo de azufre más severas serán las condiciones de operación necesarias para conseguir un mismo nivel de azufre en el producto final, las moléculas más pesadas se encuentran también en los intervalos de destilación más pesados. (Belle, 2007)

#### Temperatura de reacción (Wabt, Weight, Average, Bed temperature)

Depende de la alimentación y el grado de desulfuración deseado, el rango está entre los 300 °C para querosenos hasta 370/380 °C para fracciones más pesadas y con catalizador en final de ciclo. A medida que el catalizador se desactiva por deposición de coque y metales es



## Capítulo 1

necesario aumentar la temperatura de reacción para obtener el mismo grado de desulfuración. Los catalizadores son regenerables, operación que normalmente se realiza “in situ”, y permiten varios ciclos de regeneración. (Mariñas, 2006)

### Velocidad espacial (VVH)

Es una medida del tiempo de contacto de la alimentación con el catalizador, la desulfuración se favorece a velocidades bajas lo que implica grandes volúmenes de catalizador, se suele trabajar entre valores de 0,5 h-1 para niveles de azufre en destilados medios inferiores a 500 ppm hasta 2 h-1 para fracciones ligeras como naftas y querosenos y niveles de azufre en producto superiores al 0,2 %. (Lluch, 2015)

### Presión de operación:

Se mide en términos de presión parcial de hidrógeno (PH<sub>2</sub>), tiene también un efecto positivo sobre el grado de desulfuración. Hay tres grupos de procesos:

- Los que trabajan a baja presión, hasta 20 kgf/cm<sup>2</sup> de presión parcial de hidrógeno: hidrodesulfuración de naftas.
- Los que trabajan a media presión, hasta 50 kgf/cm<sup>2</sup> para desulfuración de querosenos o destilados medios de destilación directa y de bajo contenido en azufre.
- Los que trabajan alta presión, hasta 80 kgf/cm<sup>2</sup> para cargas de conversión puras o en mezcla con productos directos de destilación, alto contenido en azufre y aromáticos y para obtener niveles de azufre de hasta 10 ppm en producto. (Mariñas, 2006)

### Relación hidrógeno/hidrocarburo:

Debe mantenerse en un valor suficiente para garantizar en cada momento la presión de hidrógeno necesaria para la reacción y además para prevenir la formación de coque y en consecuencia la desactivación rápida del catalizador. Los valores varían entre 200 l/l hasta los 500 l/l en los sistemas de alta presión. (Lluch, 2015)

A partir de los valores de las variables fijadas (variables independientes) se determinan las dependientes como:

- Rendimientos de las variables
- Calidad
- Estabilidad del catalizador

### **1.7 Aspectos básicos sobre simulación**

La ingeniería química se encarga de la transformación de materias primas naturales y artificiales para la satisfacción de necesidades, para ello la síntesis de procesos corresponde a la etapa donde se crea la estructura básica del diagrama de flujo del proceso químico, seleccionando los equipos a ser utilizados, con sus correspondientes interconexiones, y se establecen los valores iniciales de las condiciones de operación.(Ramírez, 2005)

La simulación se define como una técnica para evaluar de forma rápida un proceso con base en una representación del mismo mediante modelos matemáticos. La solución de éstos se lleva a cabo por medio de programas computacionales y permite tener un mejor conocimiento del comportamiento del proceso. (Martínez, D.et.al, 2000)

Existe actualmente una gran variedad de simuladores de procesos comerciales, los cuales son poderosas herramientas de cálculo en procesos industriales. Cuentan con enormes bases de datos y un fuerte respaldo de bibliotecas para cálculos de equipos y bibliotecas de modelos para cálculos termodinámicos, que le dan al simulador la ventaja de una gran versatilidad.(Ramírez, 2005)

Otro aspecto importante en los simuladores de procesos es la disponibilidad de propiedades termodinámicas y de transporte de las corrientes del proceso. Estas propiedades son fundamentales para efectuar los balances de materia y energía. Si se tienen buenos datos o buenas correlaciones para las propiedades, entonces los resultados de la simulación serán altamente confiables.

Los simuladores modernos permiten la selección de los modelos de propiedades termodinámicas adecuados para la naturaleza de los componentes químicos, estado de agregación y condiciones de operación. Las corrientes del proceso pueden ser según: (Martínez, D.et.al, 2000)

1. Gases a baja y alta presión.
2. Soluciones líquidas con componentes no polares, polares y electrolitos a baja y alta presión.
3. Sólidos en suspensión o finamente divididos.

En general la simulación de procesos se ha convertido en una ventaja para los ingenieros químicos. Estos tienen como ventajas la reducción del tiempo de trabajo, permite mejorar procesos y realizar la evaluación económica en una planta o proceso. (Han, y otros, 2014)

### **1.8 Softwares utilizados en la simulación de procesos químicos**

- **Dynsim**

Es un programa de simulación de procesos completo y dinámico que permite a los usuarios cumplir y superar los retos dinámicos de diseñar y operar una planta procesadora moderna de forma segura y rentable. Acelera el flujo de trabajo de la ingeniería integral: diseño, análisis operacional, simulación dinámica, formación del operador, mejoras en el rendimiento de la planta para reducir costos de inversión de capital, mejoras en la producción de procesos y mejoras en el apoyo para la toma de decisiones de gestión a la vez que aprovecha las inversiones actuales en tecnología. (DYNSIM, 2015)

- **PRO/II**

Es el programa de insignia *SimSci-Esscor's Process Engineering Suite (PES)*. Este simulador realiza balances rigurosos de masa y energía para una amplia gama de procesos químicos como lo son: los procesos del petróleo, del gas natural, de sólidos procesados y las industrias de polímeros (*PRO/II*, 2007) en estado estable. PRO/II combina los recursos de los datos de una biblioteca química y métodos de predicción de propiedad termodinámicos con las técnicas de funcionamiento de unidad más avanzada y flexible. Este programa contiene un método para modelar la remoción de  $H_2S$  y  $CO_2$  del gas natural usando alcanolaminas. Provee datos de aminas primarias (metil-etanol-amina), secundarias (dietanol-amina, disopropanol-amina, diglicol-amina) y terciarias (metil-dietanol-amina). En solución acuosa el  $H_2S$  y el  $CO_2$  reaccionan con las alcanolaminas a través de un mecanismo de buffer de ácido-base. (Kent, D.et.al, 1976)

- **AspenPlus**

El sistema avanzado para ingeniería de procesos *AdvancedSystemforProcessEngineering* (Aspen Technology) es en el mercado, el líder en herramientas de modelación de proceso, de diseño conceptual, optimización y monitoreo del desempeño, para la industria química, polímeros, especialidades químicas, metales y minerales. AspenPlus es un simulador estacionario, secuencial modular (en las últimas versiones permite la estrategia orientada a ecuaciones). Actualmente es posible que sea el más extendido en la industria. Se ha utilizado para modelar procesos en industrias: química y petroquímica, refino de petróleo, procesamientos de gas y aceites, generación de energía, metales y minerales, industrias del papel y la pulpa y otros. AspenPlus tiene la base de datos más amplia entre los simuladores de procesos comerciales e incluye comportamiento de iones y de electrolitos. Posee herramientas para cálculos de costos y optimizaciones del proceso, generación de resultados en forma gráfica y en tablas. (Aspen Technology, 2015)

- **Hysys**

Fue adquirido por *AspenTech* en el 2004 por lo que se desarrolla en la actualidad por *Aspen Technology*. Es un simulador bidireccional, ya que el flujo de información va en dos direcciones (hacia delante y hacia atrás). De esta forma, puede calcular las condiciones de una corriente de entrada a una operación a partir de las correspondientes a la corriente de salida sin necesidad de cálculos iterativos. Posee un entorno de simulación modular tanto para estado estacionario como para régimen dinámico. Según (Oi, 2007) es un programa de simulación de procesos químicos orientado a objetos, posee un aspecto visual característico y trabaja sobre sistemas operativos *Windows*. Es un *software* que permite la simulación de plantas petroquímicas y afines.

*Hysys* utiliza el concepto de paquete fluido o "*Fluid Package*" como el contenido de toda la información necesaria para desarrollar cálculos de propiedades físicas y evaporaciones espontáneas de corrientes. El paquete fluido permite definir toda la información (propiedades, componentes, componentes hipotéticos, parámetros de interacción, reacciones, datos tabulados, etc.) dentro de un archivo muy sencillo. (Velez, y otros, 2002)

- **PETROSIM**

Es un completo simulador gráfico de procesos que combina la destacada tecnología Profimatics(R) de KBC y modelos de procesos comprobados para efectuar simulaciones rigurosas de refinerías y plantas petroquímicas. PETROSIM permite que los ingenieros de procesos optimicen, analicen y evalúen las complejas interacciones que se producen en una refinería mientras realizan simulaciones de múltiples unidades, determinan el impacto de diferentes materias primas y objetivos operativos, controlan el rendimiento de los procesos, efectúan análisis de inversión o actualizan un modelo de Programa Lineal.

PETROSIM, una interfaz basada en HYSYS.*Refinery*(R), es una herramienta fácil de usar que ayuda a los usuarios a prever cómo el cambio en una variable puede afectar a miles de otras. Su arquitectura totalmente adaptable permite que los ingenieros optimicen una unidad de proceso determinada con el fin de mejorar el funcionamiento diario, o bien simulen una refinería entera para estimar con precisión el impacto de los cambios en los procesos. PETROSIM es capaz de hacer proyecciones realistas sobre los rendimientos y determinar el potencial económico, lo que ayuda a los clientes a tomar decisiones mejores y más informadas. PETROSIM es un amplio conjunto de modelos de reactor estándares de KBC, que incluye: Fluid Catalytic Cracker (FCC-SIM) para craqueo catalítico fluidizado, Hydrocracker (HCR-SIM) para craqueo con hidrógeno, CatalyticReformer (REF-SIM) para reformador catalítico, NaphthaHydrotreater (NHTR-SIM) para hidrotratamiento de la nafta, DieselHydrotreater (DHTR-SIM) para hidrotratamiento del Diesel, VGO Hydrotreater (VGOHTR-SIM) para hidrotratamiento de VGO, ResidueHydrosulfurizer (RHDS-SIM) para hidrosulfuración de residuos, DelayedCoker (DC-SIM) para coquización retardada, Alkylation (ALK-SIM) para alchoilación, Visbreaking (VIS-SIM) para reducción de viscosidad, e Isomerization Modeling and Blending para modelado de isomerización y mezclado.

PETROSIM permitirá construir su propia base de datos de ensayos con datos de laboratorio o acceder a la más completa y actualizada base de datos de ensayos de crudos comerciales que incluye más de 400 clases de crudo que se comercializan internacionalmente. El modelo ajustable de columna de destilación hace del PETROSIM el conjunto de soluciones de simulación de refinerías muy completo.

### **1.8.1 Experiencias de simulación de software**

Numerosos autores han simulado plantas de procesos para las industrias de procesos del petróleo tales como:

(Marimón, 2016) simuló la planta de hidrofinación de diésel con el objetivo de disminuir el consumo excesivo de combustible diésel con alto contenido de azufre para de esta forma disminuir la contaminación ambiental.

(Álvarez D.et.al, 2012) simuló la planta de hidrotratamiento de diésel perteneciente a la refinería ubicada en Colombia en donde se presenta un estudio experimental de HDT de diésel y mezclas de éste con Aceite Liviano de Ciclo (ALC) y Jet, realizado en planta piloto, y los modelos pseudo-cinéticos desarrollados para el contenido de azufre, nitrógeno y aromáticos.

(Montes de Oca, 2007) desarrolló un modelo de simulación para la evaluación de una caldera recuperadora de calor usando el simulador de procesos.

**CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPÍTULO 1**

1. La estabilidad térmica se puede ver afectada por las reacciones de compuestos que contienen nitrógeno y azufre, ácidos orgánicos y olefinas reactivas las cuales pueden ser catalizadas por metales disueltos como el cobre.
2. La selección del esquema de tratamiento depende de los contaminantes presentes en la materia prima, utilizándose el tratamiento Merox para destruir mercaptanos y ácidos orgánicos y el hidrotratamiento para todos los contaminantes.
3. El hidrotratamiento involucra una inversión de capital muy grande y requiere costos de operación altos, sin embargo puede producir jet fuel de la mayoría de los crudos, pues destruye los ácidos nafténicos y fenoles.
4. Es posible la simulación de la planta mediante la utilización del software PETROSIM debido a que este posee el paquete de cálculo de reactores de hidrofinación.

## CAPÍTULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS

### 2.1 Proceso de hidrofinación de queroseno (sección 300-2KO)

#### 2.1.1 Características generales

La sección 300-2KO consiste en la hidrofinación de la fracción 120-270 °C con un rendimiento a base de la materia prima de 109.6 mil toneladas por año. El proceso está destinado para la producción del queroseno de alumbrado, con contenido de azufre 0.05% en masa, obtenidos por hidrofinación de la fracción 120-270 °C del petróleo Romanshkin.

*Tabla 2.1. Parámetros de operación.*

Parámetros	UM	Valores
Velocidad volumétrica del flujo de materia prima	h-1	2.5
Temperatura de entrada al reactor	° C	340 - 380
Presión de salida del reactor	kgf/cm <sup>2</sup>	20 - 40
Gas de reposición H <sub>2</sub> 100 %	Nm <sup>3</sup> /h	440
Gas de reciclo H <sub>2</sub> 100%	Nm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> de Materia Prima	10 330
Contenido de H <sub>2</sub> en gas de reciclo	%	75

#### 2.1.2 Descripción del proceso tecnológico.

La materia prima, o sea, la fracción 120-270 °C viene de los tanques o directamente de la sección 100 para mezclarse con el hidrógeno recirculante proveniente de la sección 300-2PT. La mezcla de gases y materia prima, se calienta en los intercambiadores de calor hasta 249-278 °C, incrementándose en el horno tubular hasta 340-380 °C, y se dirige al reactor. En el reactor se efectúa la hidrogenación de compuestos sulfurosos contenidos en la materia prima, con desprendimiento del hidrógeno sulfurado, y tiene lugar también un hidrocraqueo parcial con desprendimiento de gas hidrocarbonado y fracciones ligeras de gasolina.



## Capítulo 2

Después del reactor la mezcla de productos y gases, entrega su calor en el rehervidor termosifónico y en los intercambiadores de calor antes descrito. Luego esta es enfriada en el enfriador por aire y por agua, y llega al separador de alta presión donde se produce la separación del hidrofinado inestable y el gas rico en hidrógeno circulante. Este gas viene al absorbedor de la sección 300-2PT para disminuir el sulfuro de hidrógeno, a través de una solución de 20% de dietanolamina (DEA), luego se dirige al compresor de la misma sección y se inyecta a la sección 300-2KO para mezclarse con materia prima.

El producto hidrogenado inestable al salir del separador de presión de alta llega al separador de presión de baja, donde a la presión disminuye a 8 Kgf/cm<sup>2</sup> g donde se desprende una parte del gas disuelto. El gas hidrocarbonado del separador se dirige al absorbedor de la sección 300-1 para disminuir el sulfuro de hidrógeno a través de la solución de 20% de DEA.

El producto hidrogenado inestable al salir del separador de baja presión viene a la torre estabilizadora a través de intercambiadores de calor donde se calienta a 170 °C, intercambiando con la fracción hidrogenada estable (120-270 °C). El balance térmico en la torre se mantiene gracias a la circulación del producto inferior de la torre a través del rehervidor termosifónico donde se calienta a la temperatura de 250 °C y parcialmente se vaporiza por la mezcla caliente del producto y gases del reactor. La fracción 120-270 °C, hidrofinada y estabilizada sale de la parte inferior de la torre y se evacúa de la planta a través de los intercambiadores de calor, enfriador por aire y enfriador por agua donde se enfría a 45 °C.

De la parte superior de la torre salen vapores de gasolina y gas hidrocarbonado que se dirigen al condensador enfriador por aire, para condensarse y enfriarse a 60 °C, y después al enfriador por agua para enfriarse a 45 °C. Los productos enfriados llegan al separador.

El gas hidrocarbonado sale del separador de gasolina y va hacia la sección 300-2PT para disminuir el sulfuro de hidrógeno a través de la solución de 20% de DEA. La gasolina del separador regresa a la torre como reflujo de la torre, el exceso se envía hacia el patio de tanques para ser usado como nafta industrial.

### **2.1.3 Características del catalizador**

Entre las principales características del catalizador se encuentran las siguientes:

- El soporte de alúmina de alta pureza posee una gran resistencia al desgaste.
- Alta estabilidad y selectividad hacia las reacciones de hidrotratamiento.

Las cuales le permiten, un hidrotratamiento eficiente, pérdidas de rendimiento en el proceso mínimas, larga vida útil del catalizador. El catalizador de hidrotratamiento de queroseno responde a las siguientes características:

**Tabla 2.2: Composición del catalizador de hidrofinación. (Reglamento tecnológico S-300 2-KO, 1985).**

<b>Catalizador AlNiMo</b>	<b>UM</b>	<b>Valores</b>
Cantidad (Carga)	kg	5100
Composición MoO <sub>3</sub>	% Masa	13.8 - 14
Composición CoO	% Masa	0.6
Composición NiO	% Masa	3.4 – 4.1
Composición Na <sub>2</sub> O	% Masa	0.21 – 0.26
Densidad	g/cm <sup>3</sup>	0.74
Diámetro de partícula	Mm	1.9
Humedad	% Masa	3 máx.
Resistencia	Kg/mm	2.7 - 3.1
Superficie específica	M <sup>2</sup> /g	200 min.
Contenido de polvo	%	1.3 – 1.6
Actividad relativa (VEHL= 4h-1, 370 <sup>0</sup> C )	%	85 in

## **2.2 Metodología para la simulación de procesos**

El proceso de hidrofinación de turbocombustible se simula utilizando el simulador de procesos PETRO SIM versión 6.0.

### **2.2.1 Obtención del modelo de simulación**

Cuando se construye un modelo de simulación se deben seguir tres pasos en general:

#### **a) Construcción del diagrama de flujo de información (DFI)**

La elaboración de un diagrama de flujo de información no es más que un diagrama donde los flujos de masa o energía del proceso son equivalentes a flujos de información (valores numéricos de las variables de las corrientes y parámetros necesarios para definir los módulos), y los equipos del proceso equivalentes a modificaciones de la información que fluye entre ellos.(Himmelblau, 2012). Para su construcción, se transforma el diagrama de flujo del proceso, haciendo uso de símbolos establecidos para cada operación unitaria y se tienen en cuenta la cantidad de módulos que representan a una operación o proceso. En el DFI se emplea el nombre del modelo matemático que se usa para los cálculos, en lugar del nombre de la unidad de proceso.

- La información fluye de un módulo a otro a través de las corrientes de materia
- Se descomponen las operaciones complejas en otras más simples.
- Se incluyen todas las operaciones de mezcla y de división de corrientes.
- Un equipo puede ser simulado por uno o varios módulos y varios equipos pueden ser simulados con un solo módulo
- Finalmente se enumeran consecutivamente las operaciones y las corrientes del proceso.
- Los módulos que representan una misma operación deben tener igual nombre, sólo cambia la numeración.

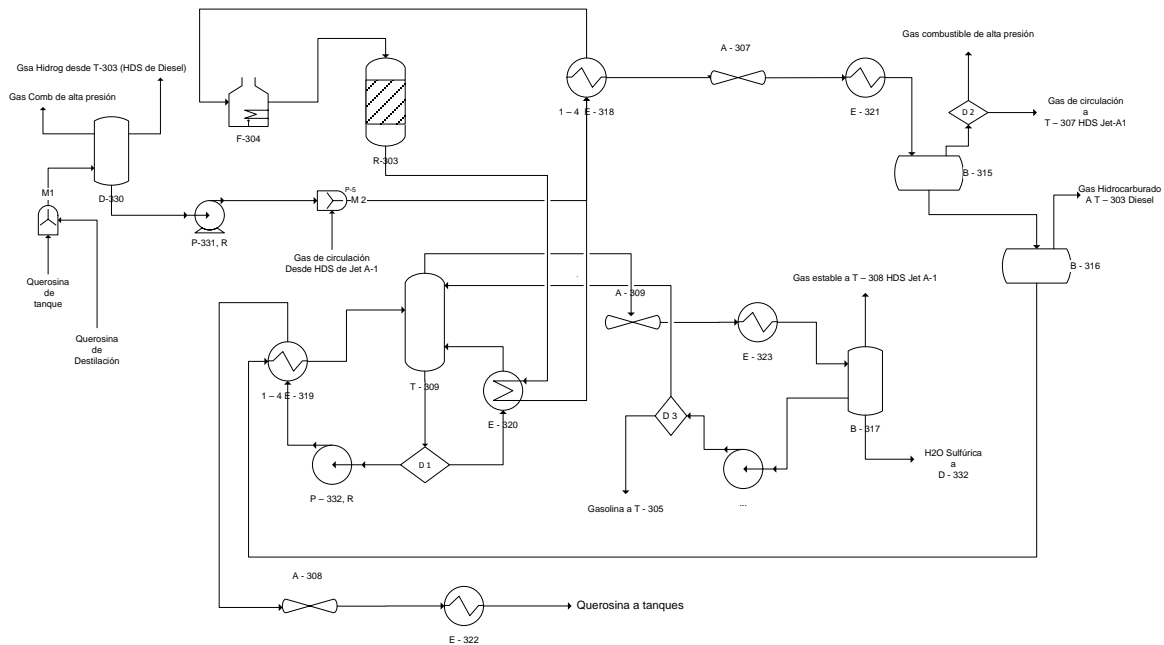


Figura 2.1 Diagrama de Flujo de Información (DFI).

### b) Definir el orden de cálculo de los módulos del DFI.

El objetivo de este paso es seleccionar el módulo por donde se comienza la simulación y el orden o secuencia que después le procederá.

El orden de cálculo depende de la presencia o no de corrientes de recirculación en el DFI ya que esta es uno de los impedimentos para la resolución secuencial de un problema de simulación. El software a utilizar (Petro-Sim 6.0) posee un módulo específico para la recirculación (Recycle), lo que permite trabajar con un orden de cálculo lineal sin llegar a afectar la resolución secuencial del caso a simular. Este simulador tiene la capacidad única de realizar cálculos retroactivos a través de muchas operaciones de manera no secuencial, lo que permite resolver muchos problemas con los ciclos de reciclaje.

### c) Definir las corrientes de entradas.

Las corrientes de entradas o las principales alimentaciones de la planta de hidrofinación son el queroseno proveniente de la planta de destilación atmosférica y el gas hidrogenado (tabla 2.2).

### **d) Definir los módulos e implementarlos en el simulador.**

Para la simulación, el proceso se puede representar como una colección de módulos en los que las ecuaciones (y otra información) que representan cada subsistema o equipo se reúnen y codifican de modo que el módulo pueda usarse aislado del resto del diagrama de flujo y por tanto pueda pasarse de un diagrama de flujo a otro o usarse más de una vez en un mismo diagrama.

Un módulo es un modelo de un elemento individual del diagrama de flujo. Cada módulo contiene parámetros de diseño, relaciones de balance de materia y de energía, las velocidades de flujo de los componentes y las temperaturas, presiones y condiciones de fase de cada corriente que entra en el equipo físico representado por el módulo o que sale de él. Desde luego, las interconexiones establecidas para los módulos deben ser tales que sea posible transferir de un módulo a otro la información respecto a las corrientes, composiciones, velocidades de flujo, coeficientes, etcétera.

Los módulos requeridos para la confección del DFI del caso de estudio son:

#### **Módulo (Mixer)**

Este módulo realiza un balance completo de materia y energía en el punto mezcla. Si se conocen las propiedades de las corrientes de entrada (temperatura, presión, flujo y composición), las propiedades de la corriente de salida serán calculadas automáticamente de forma rigurosa.

#### **Módulo Válvulas (Valve)**

Se realiza un balance de materiales y energía en las corrientes de entrada y salida de la operación. Se supone que la operación de la válvula es entálpica y por lo tanto realiza un cálculo basado en la igualdad de la materia y la entalpía entre las dos corrientes. Las variables que puede especificar el usuario son:

- Temperatura de entrada
- Presión de entrada

- Temperatura de salida
- Presión de salida
- Caída de presión de la válvula

Se requieren tres especificaciones antes de que se resuelva la operación de la válvula. Se requieren al menos una especificación de temperatura y una especificación de presión. Petro-SIM calcula las otras dos incógnitas.

### **Módulo Bombas (Pump)**

Se utiliza para aumentar la presión de una corriente de líquido de entrada. En función de la información especificada, la operación de la bomba calcula una presión desconocida. Los cálculos se basan en la ecuación de potencia de una bomba estándar usando la elevación de la presión, el flujo de líquido y la densidad de la sustancia.

$$\text{Potencia requerida}_{\text{ideal}} = \frac{(P_{\text{salida}} - P_{\text{entrada}}) \cdot F}{\rho} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Dónde: F: flujo de líquido; kg/s                      ρ: densidad del líquido; kg/m<sup>3</sup>

La ecuación anterior define la potencia ideal necesaria para elevar la presión del líquido. La potencia real requerida se define a partir de la eficiencia de la Bomba:

$$\eta = \frac{\text{Potencia requerida}_{\text{ideal}}}{\text{Potencia requerida}_{\text{real}}} \cdot 100 \quad \text{Ec. 2.2}$$

Dónde: η: eficiencia de la bomba; %

Cuando la eficiencia es menor que 100%, el exceso de energía eleva la temperatura de la corriente de salida.

La combinación de las ecuaciones anteriores conduce a la expresión de la potencia real requerida de la Bomba:

$$\text{Potencia requerida}_{\text{actual}} = \frac{(P_{\text{salida}} - P_{\text{entrada}}) \cdot F \cdot 100}{\rho \cdot \eta} \quad \text{Ec. 2.3}$$

Finalmente, la potencia real es igual a la diferencia en el flujo de calor entre la salida y la entrada de las corrientes:

$$\text{Potencia requerida}_{\text{actual}} = (\text{Flujo de calor}_{\text{salida}} - \text{Flujo de calor}_{\text{entrada}}) \quad \text{Ec. 2.4}$$

Si la alimentación está completamente definida, sólo se deben especificar dos de las siguientes variables para determinar todas las incógnitas:

- Presión de salida o caída de presión
- Eficiencia
- Energía de la bomba

### **Módulo Intercambiadores de Calor (Heat Exchanger)**

El Intercambiador de calor realiza cálculos de equilibrio de energía y material a dos caras. El intercambiador de calor es muy flexible y puede resolver temperaturas, presiones, calores de calor (incluyendo pérdida de calor y fuga de calor), flujos de corriente de material o UA.

Petro-SIM tiene varias opciones de modelo para resolver el intercambiador, dependiendo del nivel de datos disponibles. Cuando no se conocen los datos de la geometría y desea realizar un balance de calor y material en el intercambiador, puede elegir entre estos dos modelos:

- Punto final.
- Ponderado.

Cuando se conoce la geometría, puede elegir entre estos dos modelos de Petro-SIM:

- Calificación de estado estable.
- Clasificación dinámica.

Petro-SIM también le permite vincularse con software de terceros para realizar cálculos calificados por geometría. Se proporciona una transferencia de datos bidireccional entre Petro-SIM y estos programas de terceros.

### **Módulo de Enfriadores de Aire (Air Cooler)**

El funcionamiento de la unidad de Enfriador de aire utiliza una mezcla de aire ideal como medio de transferencia de calor para enfriar (o calentar) una corriente de proceso de entrada a una condición de corriente de salida requerida. Uno o más ventiladores hacen circular el aire a través de haces de tubos para enfriar los fluidos del proceso. El flujo de aire se puede especificar o calcular a partir de la información de clasificación del ventilador. La caída de presión también puede determinarse.

Una vez definido los módulos de cálculo y construido el modelo se realiza la calibración del reactor en un modelo independiente, el cual permite obtener los parámetros cinéticos del reactor de hidrofinación.

### **2.2.2 Calibración del modelo de simulación**

Para la calibración se crea un modelo específico que presenta el programa PetroSim6.0 denominado DHTR-SIM para ajustar los parámetros cinéticos de las reacciones de hidrofinación y garantizar la menor tolerancia de errores.

Entre los módulos principales del modelo de calibración se encuentran:

- Reactor DHT (Distillate Hydrotreater)
- Columna en Distop (Distillation Column Sub-flowsheet, in Distop)
- Divisor de componentes (Component splitter)

El Reactor DHT (Distillate Hydrotreater):

Este módulo simula un reactor equipado con un regenerador. Calcula los balances completos de calor y masa para el reactor y el regenerador. El producto del reactor forma la alimentación a un fraccionador que típicamente se modela en el Petro-SIM como una columna en Distop.

La Columna en Distop (Distillation Column Sub-flowsheet, in Distop):

El modelo en Distop resuelve las ecuaciones de destilación sección por sección. Se define de forma explícita los rendimientos de los productos proporcionando puntos de corte TBP.



## Capítulo 2

Determina el rendimiento de la destilación coincidiendo con los productos realmente logrados en una refinería.

El Divisor de componentes (Component splitter):

Este módulo permite que la corriente de entrada se separe en dos o más flujos en función de los parámetros que se necesiten. Permite trabajar de forma lineal uniendo varias corrientes en una sola.

### **Pasos para la calibración del reactor**

#### **a) Creación del modelo**

Para la configuración del hidrofinador es necesario seleccionar el tipo de proceso de hidrofinación, el tipo y número de reactores y los tipos de tambores de separación (alta o baja presión), entre otras especificaciones generales del esquema.

#### **b) Introducción de datos al modelo.**

En el modelo se introducen las especificaciones de las materias primas, productos y los datos técnicos de los equipos.

- Materias primas y productos

En los medidores se introducen los datos de planta (especificaciones de calidad, composición y parámetros de operación) tanto de la alimentación, como de los productos y los gases. Tabla 2.3 y tabla 2.4.

**Tabla 2.3 Propiedades de la alimentación.**

<b>Fracción 120-270</b>		
<b>Propiedades</b>	<b>UM</b>	<b>Valores</b>
Flujo másico	kg/h	13700
Gravedad específica		0,800
Contenido de azufre	% peso	0,7
Contenido de nitrógeno	ppm peso	0,017
Acidez	mgKOH/g	0.03
Viscosidad cinemática a 38 <sup>0</sup> C/99 <sup>0</sup> C	cSt	2,15/0,9074
Punto de fluidez	<sup>0</sup> C	-34,2
Contenido de aromáticos	% volumen	8,10
Contenido de naftenos	% volumen	20,8
Contenido de parafinas	% volumen	71,1
<b>Destilación ASTM D86:</b>		
Inicial % volumen	<sup>0</sup> C	160
10 % volumen	<sup>0</sup> C	175
30 % volumen	<sup>0</sup> C	200
50 % volumen	<sup>0</sup> C	220
70 % volumen	<sup>0</sup> C	235
90 % volumen	<sup>0</sup> C	260
Final % volumen	<sup>0</sup> C	270

**Tabla 2.3 Propiedades de la alimentación (continuación)**

<b>HIDRÓGENO</b>		
<b>Propiedades</b>	<b>U/M</b>	<b>Valores</b>
Flujo	Kg/h	500
Contenido de Azufre	% peso	0,0007
<b>Composición</b>		
Hidrógeno	% volumen	90,44
Metano	% volumen	1,62
Etano	% volumen	3,33
H <sub>2</sub> S	% volumen	0,0001
Propano	% volumen	2,74
i-butano	% volumen	0,84
n-butano	% volumen	0,65
i-pentano	% volumen	0,23
n-pentano	% volumen	0,15

**Tabla 2.4 Propiedades de los productos.**

<b>QUEROSENO HIDROFINADO</b>		
<b>Propiedades</b>	<b>UM</b>	<b>Valores</b>
Flujo másico	kg/h	13356
Gravedad específica		0,79
Contenido de azufre	% peso	0,05
<b>Destilación ASTM D86:</b>		
Inicial % volumen	<sup>0</sup> C	159
10 % volumen	<sup>0</sup> C	173
30 % volumen	<sup>0</sup> C	198
50 % volumen	<sup>0</sup> C	218
70 % volumen	<sup>0</sup> C	233
90 % volumen.	<sup>0</sup> C	258
Final % volumen	<sup>0</sup> C	269

<b>Gas Hidrogeno Purgado</b>		
<b>Propiedades</b>	<b>U/M</b>	<b>Valores</b>
Flujo	Kg/h	168
<b>Composición</b>		
Hidrógeno	% volumen	93,46
Metano	% volumen	2
Etano	% volumen	1,22
H2S	% volumen	1,87
Propano	% volumen	1,1
i-butano	% volumen	0,22
n-butano	% volumen	0,12

**Tabla 2.4 Propiedades de los productos (Continuación)**

<b>Gas Combustible de Alta</b>		
<b>Propiedades</b>	<b>U/M</b>	<b>Valores</b>
Flujo	Kg/h	55
<b>Composición</b>		
Hidrógeno	% volumen	86
Metano	% volumen	3,4
Etano	% volumen	2,5
H2S	% volumen	5,14
Propano	% volumen	2,2
i-butano	% volumen	0,448
n-butano	% volumen	0,249
i-pentano	% volumen	0,014
n-pentano	% volumen	0,017

<b>Gas Combustible de Baja</b>		
<b>Propiedades</b>	<b>U/M</b>	<b>Valores</b>
Flujo	Kg/h	286
<b>Composición</b>		
Hidrógeno	% volumen	13,7
Metano	% volumen	2,6
Etano	% volumen	13
H2S	% volumen	17,5
Propano	% volumen	28,9
i-butano	% volumen	11,2
n-butano	% volumen	8,8
i-pentano	% volumen	2,9
n-pentano	% volumen	1,3

**Tabla 2.4 Propiedades de los productos (continuación)**

<b>Nafta</b>		
<b>Propiedades</b>	<b>UM</b>	<b>Valores</b>
Flujo másico	kg/h	186
Gravedad específica		0,787
<b>Destilación ASTM D86:</b>		
Inicial % volumen	<sup>0</sup> C	42
10 % volumen	<sup>0</sup> C	57
50 % volumen	<sup>0</sup> C	96
90 % volumen	<sup>0</sup> C	153
Final % volumen	<sup>0</sup> C	204

**Tabla 2.5 Temperatura y presión de las corrientes del proceso.**

<b>Corrientes</b>	<b>Temperatura (<sup>0</sup>C)</b>	<b>Presión (kg/cm2)</b>
Fracción 120-270	260	43
Gas Hidrogeno Purgado	45	35
Gas Combustible de Alta	45	7,5
Gas Combustible de Baja	45	0,5
Nafta	45	0,5
Queroseno Hidrofinado	235	1

- Especificaciones de los equipos

En los equipos presentes en el esquema se establecen las características específicas de cada uno de ellos, seleccionando los puntos de corte de los productos en la columna DISTOP.

**Tabla 2.6 Parámetros tecnológicos y operacionales del reactor.**

<b>Geometría</b>	<b>UM</b>	<b>Valores</b>
Diámetro	m	1,4
Altura	m	7,9
Volumen	m <sup>3</sup>	6,9
<b>Condiciones de operación</b>		
Flujo de vapor de despojamiento	kg/h	
Presión de entrada	kgf/cm <sup>2</sup>	40
Temperatura de entrada	°C	360
Presión de salida	kgf/cm <sup>2</sup>	38
Temperatura de salida	°C	370

**Tabla 2.7 Parámetros tecnológicos y operacionales de la torre estabilizadora.**

<b>Geometría</b>	<b>UM</b>	<b>Valores</b>
Diámetro	m	1,6
Numero de Platos		35
Separación entre platos	m	0,55
<b>Condiciones de operación</b>		
Presión en el tope	kgf/cm <sup>2</sup>	0,8
Temperatura de salida	°C	120

**Tabla 2.8 Parámetro principal en el horno.**

Parámetro	UM	Valor
Energía intercambiada	Kcal	2,4 x 10 <sup>6</sup>

**Tabla 2.9 Características de los intercambiadores de calor tipo AES.**

Intercambiadores	Concha				Tubos					Bafles			
	DI mm	Serie	Paral.	Material	Nº	L m	DE mm	Sep. mm	Arreglo	Pases	Material	Nº	Sep. Central mm
E-01-318	600	4	1	5 Cr, 0.5 Mo	416	6	25	32	45	2	5 Cr, 0.5 Mo	13	320
E-01-319	420	8	1	5 Cr, 0.5 Mo	296	6	20	26	45	2	5 Cr, 0.5 Mo	19	260
E-01-321	400	2	1	AC	240	6	20	26	45	4	AC	19	210
E-01-322	325	2	1	AC	200	5,7	20	26	45	4	AC	19	210
E-01-323	320	2	1	AC	136	6	25	26	45	4	AC	15	140

Todos los intercambiadores tienen un arreglo de los tubos de 45° y un espesor de 2 mm. Los bafles tienen un corte de 20%.

**c) Calibración y verificación**

Para la calibración y verificación del modelo luego de haber introducido en el programa todos los datos necesarios y mostrados en las tablas 2.3 a la 2.9, este realiza una revisión general del balance de materiales donde confirma que todos los datos están en



correspondencia y los ajusta individualmente. Este paso considera solamente los datos de los medidores y determina esencialmente nuevos valores conciliados dentro de estos.

### **d) Ratificación de las alimentaciones y productos**

En la ratificación de los valores de las alimentaciones y productos requeridos, el programa enumera los pasos del proceso e indica el estado del éxito o error.

### **e) Obtención de los valores cálculos de los factores de calibración**

Durante el proceso el grupo de equipos se desconecta del resto del caso y se resuelven cada uno por separados debido a que las secuencias contienen temporalmente materiales diferentes en función de las mediciones y evita que el resto del caso interfiera con la calibración.

### **f) Validación del modelo calibrado**

Para validar el modelo se simula el proceso de hidrofinación con las condiciones de diseño y se comparan los resultados obtenidos, estimándose el error que se comete al estudiar el sistema con el modelo simulado.

Como criterio de comparación se toma el error relativo:

$$e_{relativo} = \left| \frac{X_{diseño} - X_{calculada}}{X_{diseño}} \right| * 100 \% \quad 2.1$$

Se considera que un error relativo menor que 10 % permite definir la confiabilidad del modelo para predecir y estudiar el proceso de hidrofinación del turbocombustible. A partir del desarrollo del modelo se realizan estudios de sensibilidad de diferentes parámetros del proceso. Este análisis es fundamental en la validación de un modelo y se realiza con el objetivo de conocer la sensibilidad de la respuesta del modelo ante cambios en los parámetros que lo conforman. (Himmelblau, 2012)

Para la validación se utilizan los datos mostrados desde la Tabla 2.1 hasta la 2.10 y en las que se muestran a continuación.

**Tabla 2.10 Características tecnológicas necesarias para la validación.**

<b>Catalizador</b>	<b>UM</b>	<b>Valores</b>
Cantidad (Carga)	kg	5100
Composición MoO <sub>3</sub>	% Masa	13.8 - 14
Composición CoO	% Masa	0.6
Composición NiO	% Masa	3.4 – 4.1
Composición Na <sub>2</sub> O	% Masa	0.21 – 0.26
Densidad	g/cm <sup>3</sup>	0.74
Diámetro de partícula	Mm	1.9
Humedad	% Masa	3 máx.
Resistencia	Kg/mm	2.7 - 3.1
Superficie específica	M <sup>2</sup> /g	200 min.
Contenido de polvo	%	1.3 – 1.6
Actividad relativa (VEHL= 4h-1, 370 <sup>0</sup> C )	%	85 in

**g) Análisis de sensibilidad del modelo**

Para la medición de la sensibilidad del modelo conformado, se varía la temperatura de entrada al reactor con los datos que se muestran a continuación y se analiza cómo influye en el contenido de azufre del queroseno hidrofinado. Al variar la temperatura de reacción es posible observar el comportamiento del contenido de azufre en el proceso, se establecieron estos valores de temperaturas al azahar cumpliendo que para los querosenos la temperatura de reacción debe estar en el rango de (300 – 380) °C.

**Tabla 2.11 Valores de temperaturas.**

Temperaturas ( <sup>0</sup> C)
324
333
342
351
360
369
378
387
396

Una vez validado el modelo y comprobado que el mismo responde lógicamente a cambios de parámetros operacionales a través del análisis de sensibilidad, Se puede utilizar se puede utilizar para determinar los nuevos parámetros operacionales al procesar turbocombustible.

**2.2.3 Determinación de las condiciones de operación de la unidad al procesar turbocombustible**

Después de validar el modelo de la unidad de hidrotratamiento de queroseno se utiliza el mismo para verificar si es posible procesar en esta unidad la fracción de turbocombustible (Fracción 180-230) cumpliendo con las especificaciones de calidad establecidas en la DEF STAND 91-91 del 2005 (Anexo 1).

**Tabla 2.12 Características de la alimentación (Turbocombustible).**

<b>Fracción 180 - 230</b>			
<b>Propiedades</b>	<b>U/M</b>	<b>Valor</b>	<b>Norma</b>
Gravedad específica		0,8133	0,775-0,840
Viscosidad @ -20 °C	cst	5,3	8 máx
Contenido de azufre	% peso	0,0926	0,3 máx
Contenido de mercaptanos	% peso	0,0009	0,003 máx
Acidez	mgKOH/g	0	
Contenido de nitrógeno	% peso	0,0027	
Temperatura de inflamación	°C	47	40 min
Temperatura de congelamiento	°C	-55,3	- 47 máx
Punto de humo	°C	22,13	19 min
Olefinas	% vol	1,3557	
Aromáticos	% vol	21,8	26.5 máx
<b>Destilación ASTM D-86</b>			
PIE	°C	158	
10%	°C	187,7	205 máx
50%	°C	208,9	
90%	°C	226,2	
PFE	°C	243,7	245 máx

A partir de la introducción de las características del turbocombustible se determinan las condiciones de operación principales para cada equipo por individual.

Condiciones de operación en el reactor:

- Carga Catalizador
- Temperatura de entrada y salida

- Presión de entrada y salida
- Velocidad espacial
- Presión parcial H<sub>2</sub>
- Ciclo de vida catalizador
- Tasa de desactivación

Condiciones de operación los separadores de alta y baja presión:

- Temperatura
- Presión

Condiciones de operación en la torre:

- Presión en el fondo y en tope de la torre
- Temperatura en el fondo y tope de la torre

### **2.4 Valoración económica**

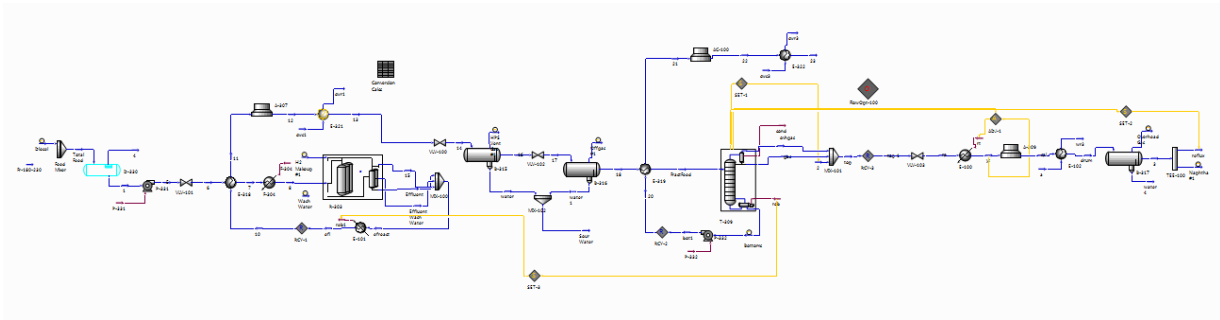
El turbocombustible posee un alto valor comercial en comparación con otros derivados del petróleo. Y a través de los años ha ido incrementando su precio. Si este se hidrofina en la planta de hidrofinación de queroseno logrando el cumplimiento de las especificaciones de calidad se obtiene una ganancia, la cual se puede calcular por la ecuación siguiente:

Ganancia = (Precio del turbocombustible – Precio del Diésel) \* Cantidad de queroseno que se obtiene en el año, tomando como base 250 días de producción).

Para el cálculo de la ganancia se pueden ver los precios en el mercado mundial de los combustibles derivados del petróleo en el presente año en el Anexo 3.

## CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 3.1 Obtención del modelo de simulación.



### 3.2 Ajuste y validación del modelo.

Una vez construido el modelo de simulación, se calibra o se ajusta la sección de reacción a las condiciones reales del proceso. Con la calibración se realizó la validación del modelo con el que se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación:

**Tabla 3.1. Balance de Materiales**

Producto	Real (% peso)	Simulado (% peso)	Error (%)
H2 fresco	3,5	3,5	0,1
Gases	5,4	4,9	9,5
Nafta	0,5	0,5	0,0
Queroseno	94,08	94,55	0,5

Realizando un análisis de la Tabla 3.1 se tiene que de los 4 elementos comparados todos se encuentran dentro del rango de error permitido que es de 10 %, siendo el porcentaje más alto obtenido de 9.8 %. En el caso de los gases el error tiene un valor bastante cercano al 10

## Capítulo 3

%, ya que el PETRO SIM al realizar el ajuste prioriza a los productos de mayor rendimiento siendo para este caso el queroseno.

**Tabla 3.2. Características de la Fracción 120-270.**

<b>Parámetros</b>	<b>U/M</b>	<b>Real</b>	<b>Simulado</b>	<b>% error</b>
Presión	kg/cm2_g	1	1	0,0
Temperatura	C	235	240	2,1
Gravedad Específica		0,79	0,7896	0,05
Contenido de azufre	% peso	0,0500	0,0527	5,2
<b>Destilación</b>				
Destilación 1 %	C	159	160	0,6
Destilación 10 %	C	173	177	2,4
Destilación 50 %	C	218	217,3	0,3
Destilación 90 %	C	258	255,4	1,0
Destilación 99 %	C	269	271,9	1,1

**Tabla 3.3. Parámetros de la Nafta**

<b>Parámetros</b>	<b>U/M</b>	<b>Simulado</b>	<b>Real</b>	<b>% Error</b>
Presión	kg/cm2_g	0,5	0,5	0
Temperatura	C	45	45	0
Gravedad Específica		0,7861	0,7553	4,1
Contenido de azufre	% peso	0,36	0,365	1,4

En las tablas anteriores se aprecia que el error entre el valor simulado y el valor real es inferior al 10 % para todos los parámetros mostrados, por lo que se puede decir que el modelo reproduce los datos de entrada.

**Tabla 3.4 Consumo de hidrógeno**

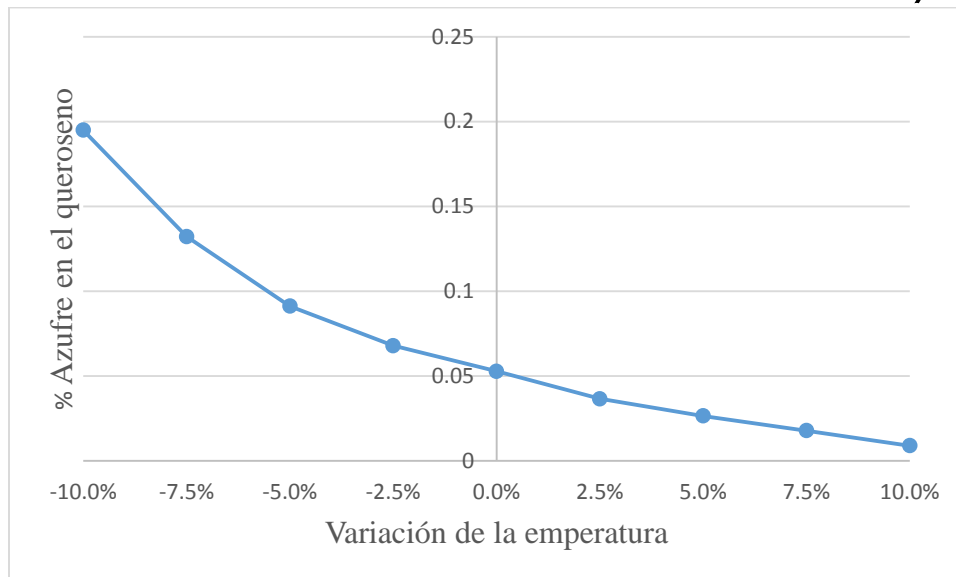
Parámetro	U/M	Real	Simulado	% error
Flujo	t/h	1,025	1,026	3,6

Como se aprecia en la Tabla 3.4, el modelo estima el consumo de hidrógeno requerido para el proceso con sólo un error de 3.6 %. En las tablas anteriores se aprecia que el modelo ajustado predice el comportamiento de los parámetros operacionales de las distintas corrientes del proceso, observándose desviaciones inferiores al 10 % de error.

### **3.3 Resultados del análisis de sensibilidad del modelo**

Con el ajuste del modelo al caso base se realiza el análisis de sensibilidad para comprobar que el modelo responde lógicamente ante cambios en la temperatura de reacción. Para esto se toman los valores de temperaturas mostrados en la Tabla 2.11. Este análisis arrojó los siguientes resultados:





**Figura 3.1** Comportamiento del % de azufre ante cambios de temperatura.

El gráfico anterior arroja el resultado esperado ya que con el aumento de la temperatura de reacción ocurre una disminución del contenido de azufre. Esto se explica ya que al aumentar la temperatura aumenta la velocidad de reacción y la severidad del proceso.

### **3.4 Evaluación de la unidad al procesar turbo combustible**

Para la evaluación de la unidad de hidrofinación de queroseno se utiliza el equipamiento existente y la herramienta software Petro Sim, sustituyendo la alimentación de queroseno por el turbocombustible cuyas propiedades se muestran en la tabla 2.12 del capítulo 2 y la composición de hidrogeno de reposición que se muestra en la tabla 3.5.

**Tabla 3.5 Propiedades de la alimentación**

<b>HIDRÓGENO</b>		
<b>Propiedades</b>	<b>U/M</b>	<b>Valor</b>
Contenido de Azufre	% peso	0,0007
<b>Composición</b>		
Hidrógeno	% volumen	90,44
Metano	% volumen	1,62
Etano	% volumen	3,33
H <sub>2</sub> S	% volumen	0,0001
Propano	% volumen	2,74
i-butano	% volumen	0,84
n-butano	% volumen	0,65
i-pentano	% volumen	0,23
n-pentano	% volumen	0,15

En las tablas siguientes se muestran los resultados obtenidos procesando turbocombustible en la unidad de hidrofinación de queroseno.

**Tabla 3.6 Balance material general**

<b>Indicadores</b>	<b>Producciones</b>		<b>Rendimiento</b>	
	Ton/h	BPD	% peso	% Volumen
<b>Materia Prima Procesada</b>				
Fr-120-230	28,3	5264	100	100
Hidrógeno Fresco	0,5	687	1,68	13,06
<b>Producción Obtenida</b>				
Gas H <sub>2</sub> Alta presión	0,3	501	1,01	8,42
Gas HC de alta presión	0,02	19	0,06	0,32
Gas HC de baja Presión	0,12	40	0,40	0,67

Nafta	0,1	11	0,21	0,19
Turbo combustible Hidrofinado	28,3	5333	98,32	89,62

En la tabla anterior se aprecia que el rendimiento del producto hidrofinado se encuentra dentro del rango típico para este tipo de procesos (min 96 % peso).

**Tabla 3.7 Parámetros operacionales de cada equipo.**

<b>REACTOR</b>		
<b>Parámetros</b>	<b>U/M</b>	<b>Valor</b>
Carga Catalizador	kg	5100
Temperatura entrada	°C	10,4
Temperatura salida	°C	316
Presión Entrada	kgf/cm <sup>2</sup> g	40,0
Presión Salida	kgf/cm <sup>2</sup> g	38
Velocidad espacial	h <sup>-1</sup>	5,02
Presión parcial H <sub>2</sub>	kgf/cm <sup>2</sup>	22,6
Ciclo de vida catalizador	días	8635
Tasa de desactivación	°C/m <sup>3</sup> /kg	0,0189

<b>SEPARADOR ALTA PRESIÓN</b>		
<b>Parámetros</b>	<b>U/M</b>	<b>Valor</b>
Presión	kgf/cm <sup>2</sup> g	35
Temperatura	°C	43,4

**Tabla 3.7 Parámetros operacionales de cada equipo (continuación)**

<b>SEPARADOR BAJA PRESIÓN</b>		
<b>Parámetros</b>	<b>U/M</b>	<b>Valor</b>
Presión	kgf/cm <sup>2</sup> g	7,5
Temperatura	°C	45

<b>TORRE</b>		
<b>Parámetros</b>	<b>U/M</b>	<b>Valor</b>
Presión D-317	kgf/cm <sup>2</sup> g	0,52
Temperatura D-317	°C	45
Presión Tope	kgf/cm <sup>2</sup> g	0,7
Temperatura Tope	°C	131
Presión Fondo	kgf/cm <sup>2</sup> g	1,3
Temperatura Fondo	°C	231,5

**Tabla 3.8. Propiedades de los productos**

<b>GAS DE RECICLO</b>			
<b>Parámetros</b>	<b>U/M</b>	<b>Valor</b>	<b>Normado</b>
Contenido de Azufre	% peso	1,73	---
<b>Composición</b>			
Hidrógeno	% volumen	94,400	75 min
H <sub>2</sub> O	% volumen	0,000	---
Metano	% volumen	1,992	---
Etano	% volumen	2,120	---
H <sub>2</sub> S	% volumen	0,205	---
Propano	% volumen	0,889	---
i-butano	% volumen	0,145	---

n-butano	% volumen	0,084	---
n-pentano	% volumen	0,017	---
C6 +	% volumen	0,000	
Sales de amonio	% volumen	0,059	---

Como se observa en la tabla anterior el hidrógeno contenido en la corriente del gas de reciclo cumple con el valor normado para este.

**Tabla 3.8. Propiedades de los productos (continuación)**

<b>GAS HC DE ALTA PRESIÓN</b>		
<b>Parámetros y Composición</b>	<b>U/M</b>	<b>Valor</b>
Hidrógeno	% volumen	82,508
H <sub>2</sub> O	% volumen	0,000
Metano	% volumen	4,805
Etano	% volumen	7,231
H <sub>2</sub> S	% volumen	0,754
Propano	% volumen	3,255
i-butano	% volumen	0,537
n-butano	% volumen	0,312
i-pentano	% volumen	0,063
n-pentano	% volumen	0,013
C6 +	% volumen	0,305
Sales de amonio	% volumen	0,217

**Tabla 3.8. Propiedades de los productos (continuación)**

<b>GAS HC DE BAJA PRESIÓN</b>		
<b>Parámetros y Composición</b>	<b>U/M</b>	<b>valor</b>
Hidrógeno	% volumen	8,54
H <sub>2</sub> O	% volumen	0,893
Metano	% volumen	2,11
Etano	% volumen	16,95
H <sub>2</sub> S	% volumen	2,16
Propano	% volumen	34,6
i-butano	% volumen	12,89
n-butano	% volumen	9,95
n-pentano	% volumen	2,79
C6+	% volumen	9
Sales de amonio	% volumen	0,0874

En las tablas anteriores se observa que se logra separar un gas hidrogenado de lata presión con alta pureza y bajo contenido de H<sub>2</sub>S, el cual se encuentra en condiciones de ser recirculado al proceso de reacción.

**Tabla 3.8. Propiedades de los productos (continuación)**

<b>NAFTA</b>		
<b>Parámetros</b>	<b>U/M</b>	<b>Valor</b>
Gravedad específica		0,743
Contenido de azufre	% peso	0,099
<b>Destilación ASTM D-86</b>		
Punto Inicial Ebullición	°C	23
10%	°C	146,9
50%	°C	163,9
90%	°C	178,8

Punto Final Ebullición	°C	194,4
------------------------	----	-------

**Tabla 3.8. Propiedades de los productos (continuación)**

<b>TURBOCOMBUSTIBLE HIDROFINADO</b>			
	<b>U/M</b>	<b>valor</b>	<b>Norma</b>
Gravedad específica		0,8025	0.775-0,840
Viscosidad @ -20 °C	cst	4,5	8 máx
Contenido de azufre	% peso	0,0398	0,3 máx
Contenido de mercaptanos	% peso	0,0009	0,003 máx
Acidez	mgKOH/g	0	0,015
Contenido de nitrógeno	% peso	0,0437	
Temperatura de inflamación	°C	52,3	40 min
Temperatura de congelamiento	°C	-46,0	- 47 máx
Punto de humo	°C	22,3	19 min
Olefinas	% volumen	0,009	
Aromáticos	% volumen	22,5	26,5 máx
<b>Destilación ASTM D-86</b>			
Punto Inicial Ebullición	°C	169	
10%	°C	196	205 máx
50%	°C	211	
90%	°C	229	
Punto Final Ebullición	°C	248	

Como se puede observar en la tabla anterior para el turbo combustible hidrofinado se cumplen todos los parámetros de calidad especificados por la norma (Anexo 1), incumpléndose para este caso la temperatura de congelación en 1°C, lo que no afecta al producto comercializable debido a que este es mezclado posteriormente con la fracción de

nafta pesada disminuyendo de esta manera la temperatura de congelación a los parámetros establecidos.

### **3.5 Resultados de la valoración económica**

#### Venta del queroseno como diésel:

Precio del diésel: 88,2632 USD / barriles (según reporte de precios reales de venta de 2018 Anexo 3)

Cantidad de queroseno que se produce: 1 333 250 barriles / año

$1\ 333\ 250\ \text{barriles} / \text{año} \times 88,2632\ \text{USD} / \text{barriles} = 117\ 676\ 911,4\ \text{USD} / \text{año}$

#### Venta del queroseno como turbocombustible (Jet A-1):

Precio del Turbocombustible (Jet A-1): 96,8985 USD / barriles (según reporte de precios reales de venta de 2018 Anexo 3)

Cantidad de queroseno que se produce: 1 333 250 barriles / año

$1\ 333\ 250\ \text{barriles} / \text{año} \times 96,8985\ \text{USD} / \text{barriles} = 129\ 189\ 925,1\ \text{USD} / \text{año}$

Al comercializar el queroseno como turbocombustible se obtiene aproximadamente una ganancia de 11 513 013,7 USD/ año.



## **CONCLUSIONES**

1. Se identificaron y describieron los fundamentos del proceso de hidrofinación así como las principales variables de operación.
2. El modelo de simulación de la planta de hidrofinación de queroseno obtenido predice los parámetros operacionales con buena exactitud ya que el % de error se encuentra por debajo del 10%.
3. Los parámetros de calidad del turbo combustible hidrofinado se encuentran dentro de los rangos establecidos, excepto la temperatura de congelación que se encuentra a 1<sup>0</sup>C por encima de la establecida.
4. Al comercializar el queroseno como turbocombustible se obtiene aproximadamente una ganancia de 11 513 013,7 USD/ año.

**RECOMENDACIONES**

1. Realizar el levantamiento del equipamiento de la planta de hidrofinación de queroseno para determinar el costo de la inversión que se requiere para su puesta en operación.
2. Determinar la factibilidad técnico económica de la puesta en operación de la planta de hidrofinación de queroseno.

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Álvarez D.et.al. 2012. *Modelado del proceso de hidrotreatmento de diésel*.2012.
2. Aspen Technology. 2015. Aspen Technology. *Aspen Technology*. [En línea] 2015. <http://www.aspentech.com/productos/aspentech-engineering/>.
3. Chematek. 2008. Manual de operación de la Planta de tratamiento Cáustico de 11.000 BPD keroseno. s.l. : PDV CUPET S.A. Refinería Camilo Cienfuegos , 2008.
4. Colectivo de Autores. 2010.*Refinación de petróleos TOMO I*. 2010.
5. Colectivo de Autores. 1990. *Manual Básico de Hidrotreatmento*. 1990.
6. Cooper, H. B. y Knudsen, G. 2000.*The importance of Liquid distribution and Proper Selection of*. Tokio : s.n., 2000.
7. DEF STAND, 91-91. 2008. *Turbo combustible para la aviación. Requerimientos de calidad establecidos en normativas internacionales*. 2008.
8. Delgado, Arrabal, Aguirre. 2005. *Ingeniería Química*. 2005.
9. DYSIM. 2015. DYSIM. *DYSIM*. [En línea] 2015. [Citado el: 13 de 11 de 2016.] <http://iom.invensys.com/LA/pages/SimSci-DynSimSuite-DYSIM.aspx..>
10. Ecopetrol. 2005. *Especificaciones mundiales del Jet A-1*. 2005.
11. Gary, James H. y Handwerk. 1994.*Petroleum Refining: Technology and Economics*. New York : s.n., 1994.
12. Gary, James H., y otros. 2007.*Petroleum Refining: Technology and Economics*. 2007.
13. Gel, Yasnely.2014. *Evaluación del Impacto en la producción de Jet A-1 con la introducción de Crudo Nacional en la Refinaría Camilo Cienfuegos*.
14. Grafeo, Severio A. 1998.*Modelaje de la reacción de HDN de la piridina con catalizadores*. 1998.

15. Gravie Martínez, Yoandra. 2007. *Estudio de factibilidad técnico económico para definir el esquema de tratamiento de la corriente de turbo Jet A-I obtenida por destilación atmosférica en la reactivación de la Refinería de Petróleo Cienfuegos*. Santa Clara, Villa Clara : s.n., 2007.
16. Han, L. y Perozo, M. P. 2014. *Mejoras en la preparación de soda del sistema de lavado cáustico de la planta de olefinas I del complejo: Ana María Campos*. Mariacaibo : s.n., 2014.
17. Hernández, Wilmer A. 2016. *Propuesta de tratamientos de la corriente de gas hidrogenado de reciclaje en la planta de Hidrotratamiento de Diesel*. Cienfuegos : s.n., 2016.
18. J.L., Urpí. 2012. *Tecnología y margen de refino del petróleo*. Madrid : s.n., 2012. 445.
19. J.Lluch. Urpí. 2012. *Tecnología y margen de refino del petróleo*. Madrid : s.n., 2012. 445.
20. Kent, R. L. y Eisenberg, B. 1976. *Hydrocarbon Processing*. 1976.
21. Leng iproheftekhim. (1985). *Reglamento tecnológico Sección 300 2-KO. Leningrado*.
22. Montes de Oca, L. 2007. *Desarrollo de un modelo de simulación para la evaluación de una caldera recuperadora de calor usando un simulador de procesos*. 2007.
23. Marcilla, D, Rivera, E. y L. Aquino. 2001. *Economía de Refinación*. 2001.
24. Mariñas, Paul, 2006. *"Unidad de Hidrotratamiento de Diesel"*. 2006.
25. Martínez y Hugo. 2000. *Simulación de procesos en ingeniería química*. Tamaulipas : s.n., 2000.
26. Morejon, George L. 2016. *Diseño del nodo de mezcla para hidrocarburos de la unidad de Destilación Atmosférica de la refinería de petróleo Camilo Cienfuegos*. Cienfuegos : s.n., 2016.

27. Oi, L. E. 2007. *Aspen HYSYS Simulation of CO2 Removal by Amine Absorption from Gas Based Power Plant*. 2007.
28. Oliveros, Miguel A. y Haydee, Cecilia. 2010. *Gestión de costos en los proyectos: un abordaje teórico desde las mejores prácticas del Project Management Institute*. 2010.
29. Pacheco, H. S. 2006. *Evaluación del software para la simulación de procesos químicos*. 2006.
30. Page, John S. 1996. *Conceptual Cost Estimating Manual*. 1996.
31. Palacios, S. 2002. *Dimensionamiento de una unidad para la producción de hidrógeno a partir de gases residuales*. Iztapalpa : s.n., 2002.
32. Parkash, S. 2003. *Refining Processes Handbook*. 2003
33. Passini, Luis y Miguel, Victor . 2010. *Hidrotratamiento de nafta y diesel en Refinería Bahía Blanca: atendiendo a los futuros límites del azufre*
34. PDVSA. 1999. *Guías de Gerencia para Proyectos de Inversión Capital (GGPIC) de Petróleos de Venezuela*. 1999.
35. —. 2015. *Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión Capital (LEEPIC)*. 2015.
36. 2015. Proceso de Hidrofinación. *Proceso de Hidrofinación*. [En línea] 2015. [Citado el: 15 de 11 de 2016.] <http://www.monografias.com>..
37. Ramírez, M. C. 2005. *Desarrollo de módulos de simulación de procesos en ingeniería química*. 2005.
38. Suárez, F. J. 2001. *Hydrocarbon processing*. 2001.
39. Turaga, U. T. 2000. *MCM-41 as Support for Deep Desulfurization Catalyst*. 2000.
40. Varadi, T. y France, E. 1999. *Hydrocarbon Technology Internacional*. 1999.

41. Velez, J. y Henao, C. 2002. *Manual del laboratorio diseño de procesos químicos*.  
Medellín : s.n., 2002.

**ANEXOS**

**Anexo 1.** Especificaciones de calidad del Turbocombustible Jet A-1 (DEF STAND 91-91, 2005).

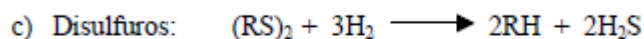
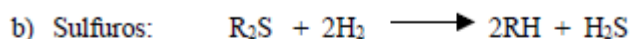
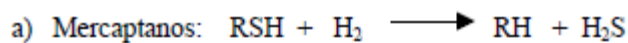
ESPECIFICACIONES DEL PRODUCTO			
INDICE DE CALIDAD	U/M	METODO DE ENSAYO	VALOR ESPECIFICADO
1- Apariencia. 2-Color	-	ASTM-D 4176 ASTM-D 156 o ASTM-D 6045	Claro y Brillante (1) Reportar
3-Contaminación por Partícula en el punto de manufactura.	Mg/l	ASTM-D 5452	1.0 Máx. (2)
4-Acidez Total	mgKOH/g	ASTM-D 3242	0.015 máx.
5- Aromáticos ó	% v/v	ASTM-D1319	25.0 máx.
6-Aromáticos Totales	% v/v	ASTM-D 6379	26.5 máx.
7- Azufre Mercaptano o Prueba Doctor	% m/m	ASTM-D 3227 (3) ASTM-D 4952	0.0030 máx. negativa
8- Azufre Total	% m/m	ASTM-D 1266 (3) , D 1552, D 2622	0.30 máx.
9- Componentes Hidroprocesados	% v/v		Reportar (4)
10- Componentes Hidroprocesados con severidad	% v/v		Reportar (4)
11 - Destilación Inicial 10 % destilado 50 % destilado 90 % destilado Final Residuo Perdida	°C     % v/v % v/v	ASTM-D 86	Reportar 205 máx. Reportar Reportar 300 máx. 1.5 máx. 1.5 máx.
12-Temperatura de Inflamación	°C	ASTM-D 56	40 mín.
13-Densidad a 15 °c	g/cm3	ASTM-D 1298	0.775 – 0.840
14-Temperatura de Congelación	°C	ASTM-D 2386 ASTM-D 5972	- 47 máx.

15-Viscosidad a – 20 °c	mm <sup>2</sup> /s	ASTM-D 445	8.0 máx.
16- Valor calórico neto	MJ/kg (kcal/kg)	ASTM-D 4529 ASTM-D 3338 ASTM-D 4809	42.8 mín. (10222) mín.
17- Propiedades de Combustión: una de las siguientes: a) punto de humo b) punto de humo e hidrocarburos naftalenicos	mm mm % v/v	ASTM-D 1322 ASTM-D 1322 ASTM-D 1840	25 mín. 19 mín. 3.0 máx.
18- Corrosión al cu 2 h a 100 °C		ASTM-D 130	1 máx.
19-Estabilidad térmica (JFTOT) Control de temperatura 260 °c Diferencial de presión en el filtro Deposito en el tubo (visual)	mm Hg	ASTM-D 3241	25 máx. Menor de código 4 Y (5)
20-Goma Existente	mg/100cm <sup>3</sup>	ASTM-D 381	7 máx.
21-Reacción al agua Rate de interfase	-	ASTM-D 1094	1b máx.
22- Rate microseparometro (MSEP)  ➤ Con aditivo disipador estático ó ➤ Sin aditivo disipador estático		ASTM-D 3948	70 mín. 85 mín.
23- Conductividad Eléctrica	pS/m	ASTM-D 2624	50 – 600 (8)
24-Diámetro marca desgaste Bocle	mm	ASTM-D 5001	0.85 máx.
25- Aditivos (6) Antioxidantes • Obligatorio en combustibles hidroprocesados y sintéticos • Opcional en combustibles no hidroprocesados. Desactivador de metal (opcional) Disipador estático Stadis 450 (7) • Primera aditivación • re – aditivación: concentración acumulativa dosificación inicial desconocida: Redosificación	mg/L  mg/L mg/L  mg/L mg/L mg/L		17.0 – 24.0  24.0 máx. 5.7 máx. (9)  3.0 máx 5.0 máx  2.0 máx.

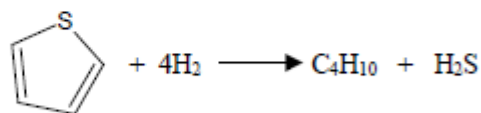


**Anexo 2:** Reacciones químicas del proceso de hidrotreatmento (HDT)

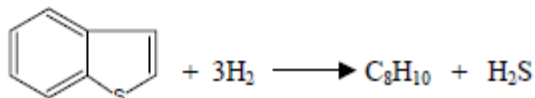
## 1. Reacciones químicas de hidrodesulfuración (HDS)



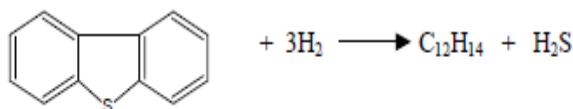
## d) Tiofenos:



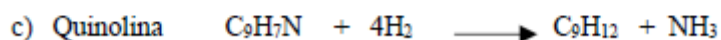
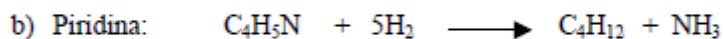
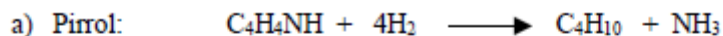
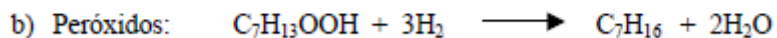
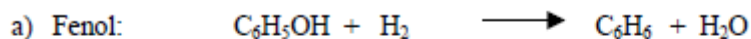
## e) Benzotiofenos:



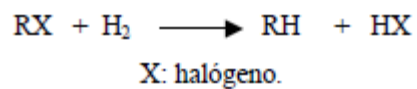
## f) Dibenzotiofenos:



## 2. Reacciones químicas de Hidrodesnitrogenación (HDN)

3. Reacciones químicas de Hidrodesoxigenación (HDO)

4. Reacciones químicas de la Hidrodeshalogenación

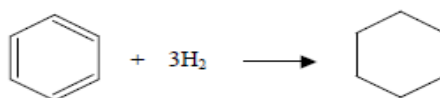


5. Reacciones químicas del Hidrocraqueo

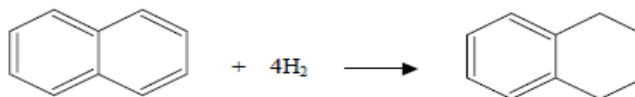


6. Reacciones químicas de la Hidrodesaromatización (HDA)

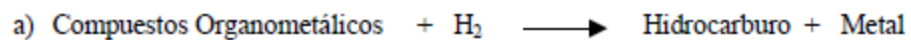
a) Benceno:



b) Poliaromáticos:



7. Reacciones químicas de la Hidrodesmetalización (HDM)



**Anexo 3:** Precios de los combustibles del 2018 (Extraído del TRADE MAP)

<b>Combustibles</b>	<b>Precios 2018 (usd/bb)</b>
MESA 30	64,9400
MEREY 16	57,7678
GAS LICUADO REGULAR	55,3557
NAFTA COMPONENTE	76,7914
GASOLINA MOTOR SIN PLOMO 83 OCTANOS	91,8652
GASOLINA MOTOR SIN PLOMO 90 OCTANOS	98,7728
TURBOCOMBUSTIBLE JET A-1	96,8985
COMBUSTIBLE DIESEL ESPECIAL	90,4878
COMBUSTIBLE DIESEL REGULAR	88,2632
PETRÓLEO COMBUSTIBLE MEDIANO BV	69,2374
PETRÓLEO COMBUSTIBLE PESADO BV	64,3059
COMBUSTIBLE DIESEL MARINO IFO 180	69,9170
COMBUSTIBLE DIESEL MARINO IFO 380	70,0992