

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS PARA  
PRODUCCIÓN DE BASES LUBRICANTES TIPO II EN LA REFINERÍA DE  
BARRANCABERMEJA.**

**DIANA MARCELA DUARTE LEON**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA**

**2017**

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS PARA  
PRODUCCIÓN DE BASES LUBRICANTES TIPO II EN LA REFINERÍA DE  
BARRANCABERMEJA**

**DIANA MARCELA DUARTE LEON**

**Trabajo para optar al título de Magister en ingeniería Química**

**Director:**

**CRISÓSTOMO BARAJAS FERREIRA**

**MSc Ingeniería Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA**

**2017**

## **DEDICATORIA**

A quienes estuvieron involucrados en el proceso de alcanzar esta nueva meta hecha realidad... Dios, mis padres, mi familia, mis compañeros de trabajo. Gracias

Diana Marcela Duarte León

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A. que, a través de sus líderes Orlando Diaz Montoya, Carlos Guillermo Garcia, Ernesto Gomez Cabarcas y Marggy Liliana Santos, me permitió hacer parte de este programa de crecimiento académico y profesional, cuyo principal objetivo es el de aportar a la evolución y desarrollo de la Gerencia Refinería de Barrancabermeja.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
2. FORMULACIÓN DE OBJETIVOS	22
2.1 OBJETIVO GENERAL	22
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
3. METODOLOGÍA	23
3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.	24
3.2 REVISIÓN DE EXPERIENCIAS DE PLANTAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BASES DE TIPO I A TIPO II.	24
3.3 REVISIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE PROCESOS Y CARGAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BASES TIPO II EN GRB	24
3.4 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA VIABLE QUE PERMITA PRODUCIR BASES TIPO II EN GRB CON LAS IDENTIFICADAS DURANTE LOS PASOS ANTERIORES.	25
3.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS BENEFICIOS PROYECTADOS CON LA ALTERNATIVA SELECCIONADA PARA PRODUCIR BASES TIPO II EN GRB.	25
4. MARCO TEÓRICO	27
4.1 COMPOSICIÓN GENERAL DE LAS BASES	27
4.1.1 n-Parafinas	27
4.1.2 Isoparafinas	28
4.1.3 Cicloparafinas	28

4.1.4 Aromáticos	28
4.1.5 Compuestos con contenido de azufre	28
4.1.6 Compuestos con contenido de nitrógeno	29
4.1.7 Compuestos con contenido de oxígeno	29
4.2 PROPIEDADES DE LAS BASES LUBRICANTES	29
4.2.1 Densidad y gravedad API	29
4.2.2 Viscosidad (40°C y 100 °C)	29
4.2.3 Índice de viscosidad – VI	30
4.2.4 Punto de fluidez	30
4.2.5 Punto de nube	31
4.2.6 Color	31
4.2.7 Destilación	31
4.2.8 Apariencia	31
4.2.9 Punto de chispa	31
4.2.10 Volatilidad	31
4.2.11 Punto de anilina	31
4.2.12 Índice de refracción	32
4.2.13 Azufre	32
4.2.14 Nitrógeno	32
4.2.15 Contenido de Aromáticos	32
4.3 CLASIFICACIÓN DE LAS BASES LUBRICANTES	33
4.4 PROCESO DE HIDROTAMAMIENTO - HIDROCRAQUEO	36
4.4.1 Reacciones del Hidroprocesamiento – Hidrocraqueo.	37

4.4.2 Reacciones de saturación	39
4.4.3 Reacciones de hidrosulfurización – HDS	39
4.4.4 Reacciones de desnitrificación – HDN	41
4.4.5 Reacciones de Hidrocraqueo – HCK	41
4.5 CATALIZADORES	43
4.6 METODOLOGÍA PARA SELECCIÓN Y EVALUACION DE ALTERNATIVAS	44
4.6.1 Metodología para selección y evaluacion de alternativas	46
5. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE	53
5.1 TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BASES TIPO II.	53
5.1.1 IFP Technology: Empress Nacional Calco Sotelo Refinery en Puertollano, Spain	53
6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	60
6.1 REVISION DE CASOS DE ESTUDIO SOBRE LA CONVERSIÓN DE UNIDADES	60
6.2 PROCESOS DISPONIBLES EN ECOPETROL PARA OBTENCIÓN DE BASES TIPO II	61
6.2.1 UNIBON – Refinería de Barrancabermeja GRB. DISEÑO COMO MHC	62
6.2.2 Unidad hydrocracker - Refinería Cartagena	66
6.2.3 Unidad de tratamiento nafténico – Departamento de Parafinas y Fenol - GRB	70
6.3 EVALUACIÓN DE DISPONIBILIDAD DE CORRIENTES PARA PRODUCCIÓN DE BASES TIPO II	72
6.3.1 UNIBON – GRB. diseño como MHC	72
6.3.2 Hidrocraquer Refinería Cartagena	76
6.3.3 Modificación unidad U1110 tratamiento nafténico – GRB	80

6.4 PREPARACIÓN DE MEZCLAS DE BASES UTILIZANDO EN MÉTODO SI/GI (ÍNDICE DE ESTRUCTURA/ÍNDICE DE GRADO).	81
6.5 COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS – EVALUACIÓN DE CRITERIOS	84
7. CONCLUSIONES	88
8. RECOMENDACIONES	90
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91
BIBLIOGRAFÍA	94
ANEXOS	97

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquema no convencional de producción de bases tipo I.	19
Figura 2. Diagrama metodología empleada	23
Figura 3. Representación de los compuestos de las bases lubricantes	27
Figura 4. Reacciones de saturación en el hidropceso	39
Figura 5. Mecanismo de hidrodeshulfurización	40
Figura 6. Mecanismo de hidrodeshnitrificación	41
Figura 7. Mecanismo de hidrocraqueo de parafinas	42
Figura 8. Diagrama Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos	45
Figura 9. Proceso de producción Tecnología IFP	54
Figura 10. Proceso de producción tecnología Gulf, Puerto Rico	55
Figura 11. Proceso de producción tecnología Shell.	56
Figura 12. Proceso de producción tecnología Gulf Canadá	57
Figura 13. Proceso de producción tecnología Chevron.	58
Figura 14. Proceso de producción tecnología ExxonMobil.	59
Figura 15. PFD unidad Unibon MHC. Sección reacción	65
Figura 16. Proceso de obtención de UCO	67
Figura 17. Sección reactor 1. Unidad HCK - Reficar	68
Figura 18. Sección fraccionamiento Unidad HCK - Reficar	69
Figura 19. Diagrama operación unidad U1110 - GRB	71
Figura 20. Diagrama de operación T2653 – Unibon	72
Figura 21. Diagrama de operación T2652 – Unibon	75

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Clasificación API de Bases Lubricantes	33
Tabla 2. Condiciones de operación de las unidades de hidropceso	37
Tabla 3. Tipos de reacciones que ocurren en el hidropceso	38
Tabla 4. Tipos de soportes de catalizadores de hidrotatamiento.	44
Tabla 5. Tipos de metales usados en los catalizadores de hidrotatamiento	44
Tabla 6. Síntesis de Modelos de Toma de Decisiones y Casos de Aplicación. [20]	46
Tabla 7. Guía de criterios y aspectos para la toma de decisiones multicriterio de ECOPETROL S.A.	50
Tabla 8. Condiciones operacionales Unidad hidrotatamiento caso estudio	60
Tabla 9. Condiciones operacionales unidades operativas GRB y GRC	61
Tabla 10. Especificaciones de calidad Gasoleo de carga a Unibon	62
Tabla 11. Tipos de catalizador unidad HCK – Reficar	66
Tabla 12. Composición catalizador Unidad U1110-GRB	70
Tabla 13. Caracterización corriente fondo T2653	73
Tabla 14. Caracterización corriente GAOH Unibon	75
Tabla 15. Caracterización Destilado STASCO 46R	77
Tabla 16. Caracterización corriente aceites desparafinados STSCO 46R	78
Tabla 17. Caracterización corrientes Refinato STASCO 46R.	78
Tabla 18. Propiedades productos base para mezcla	83
Tabla 19. Valores de V40, V100 y VI de mezcla a diferentes fracciones de GAOH	83
Tabla 20. Selección de criterios para evaluación de alternativas	84
Tabla 21. Criterios de comparación de alternativas	86
Tabla 22. Comparación de criterios para la selección de la mejor alternativa.	86

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. ESPECIFICACIONES DISEÑO HIDROCRAQUER	97
ANEXO B. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE LAS BASES PARAFINICAS ECOPETROL	98

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS PARA PRODUCCIÓN DE BASES LUBRICANTES TIPO II EN LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA\*

**AUTORES:** Diana Marcela Duarte León \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Bases lubricantes, Bases parafínicas, Bases lubricantes tipo II, Viscosidad, Punto de fluidez, Saturados, Índice de viscosidad

### RESUMEN:

En la Gerencia de Refinería de Barrancabermeja - GRB, la producción de ceras y bases lubricantes se logra a partir del "Esquema No Convencional". Con el esquema de producción actual y los tipos de crudos que se tiene como carga en la GRB, no se ha logrado cumplir con las características para producir bases parafínicas del grupo I. La demanda de productos lubricantes de mayor calidad proviene de los nuevos y exigentes requisitos de aceite para motores se formulan cada vez más alrededor de los lubricantes de los Grupo II y Grupo III. En Colombia las bases lubricantes Tipo II son importadas debido a que Ecopetrol S.A no las ha incluido en su portafolio de productos. Por lo anterior se hace necesario realizar la evaluación de alternativas que permitan definir la viabilidad técnico-económica de la producción de bases tipo II en la refinería de Barrancabermeja.

Se realizó una evaluación de tres corrientes, dos corrientes de la Refinería de Barrancabermeja y una corriente de la Refinería de Cartagena, donde se encontró que la corriente UCO de la Refinería de Cartagena, después de sufrir el proceso de desparafinado, cumple con las especificaciones de una base tipo II, por lo que se considera como una alternativa viable técnicamente para producir las bases tipo II en la Refinería de Barrancabermeja. La evaluación técnico económica se realizó mediante el método de variable multicriterio.

Teniendo en cuenta que la corriente desparafinada de GAOH de Unibon no cuenta con el valor mínimo de VI, como alternativa de producción de bases tipo II se tiene la mezcla del desparafinado de UCO con el desparafinado de GAOH de la unidad Unibon, siendo 40% el máximo porcentaje de desparafinado de GAOH que se puede incluir en la preparación para producir una base parafínica liviana en especificaciones.

---

\* Project of grade

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química Maestría en Ingeniería Química. MSc Crisóstomo Barajas Ferreira.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL-ECONOMIC EVALUATION OF ALTERNATIVES FOR PRODUCTION OF TYPE II BASE OILS IN THE BARRANCABERMEJA REFINERY\*

**AUTHORS:** Diana Marcela Duarte León\*\*

**KEY WORDS:** Base oils, Paraffinic base oils, Base oils type II, Viscosity, Pour point, Saturated, Viscosity index

### Description

In the Barrancabermeja Refinery Management - GRB, the production of waxes and lubricating bases is achieved from the "Non-Conventional Scheme". With the current production scheme and the types of crude oil that is charged in the GRB, the characteristics to produce paraffinic bases in Group I have not been met. The demand for higher quality lubricants comes from the new and demanding Engine oil requirements are increasingly formulated around Group II and Group III lubricants. In Colombia, Type II lubricant bases are imported because Ecopetrol SA has not included them in its product portfolio. Due to the above, it is necessary to carry out the evaluation of alternatives that allow to define the technical and economic viability of the production of type II bases in the Barrancabermeja refinery.

An evaluation of three streams, two streams of the Barrancabermeja Refinery and a stream of the Cartagena Refinery was carried out, and it was found that the UCO stream of the Cartagena Refinery, after undergoing the dewaxing process, complies with the specifications of A type II base, so it is considered as a technically feasible alternative to produce type II bases in the Barrancabermeja Refinery. The economic and technical evaluation was performed using the multi-criterion variable method.

Taking into account that the dewaxed GAOH stream from Unibon does not have the minimum value of VI, as an alternative to the production of type II bases, the dewaxing of UCO is mixed with the dewaxing of GAOH from the Unibon unit, with 40% being the maximum GAOH dewaxing percentage which may be included in the preparation to produce a light paraffinic base in specifications

---

\* Project of grade

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering. School of Engineering Chemical. Master of Chemical Engineering. MSc Crisóstomo Barajas Ferreira.

## INTRODUCCIÓN

El Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) cuenta con una clasificación estándar para las bases lubricantes con el objetivo de categorizar su calidad. Esta clasificación se divide en los Grupos I, II, III, IV y V. Los Grupos I, II y III son bases lubricantes minerales, con diferentes niveles de refinación. Para cada uno de estos tres grupos la clasificación API indica el índice de viscosidad (IV) y los porcentajes de hidrocarburo saturado y azufre requeridos.

En la Gerencia de Refinería de Barrancabermeja - GRB, la producción de ceras y bases lubricantes se logra a partir de los destilados de vacío de crudos parafínicos, como son el Crudo Cupiagua, crudo Cusiana, crudo HCT<sup>1</sup> y crudos de menor contenido de parafinas, utilizando el “Esquema No Convencional”. Este proceso involucra la separación de componentes seleccionados del crudo mediante los procesos de destilación, extracción por solventes y filtración, para ajustar el índice de viscosidad de las bases lubricantes y mejorar la estabilidad de la oxidación y desparafinado por solventes. Se pueden incluir algunos procesos adicionales, como el hidrotreatmento. [13]

Con el esquema de producción actual y los tipos de crudos que se tiene como carga en la GRB, no se ha logrado cumplir con las características para producir bases parafínicas del grupo I, ya que el Índice de viscosidad (VI)<sup>(2)</sup> de las bases lubricantes liviana y media producidas en la planta de parafinas llega a valores de 90 unidades, siendo el valor de la especificación de VI mínimo de 95 unidades[17].

La demanda de productos lubricantes de mayor calidad proviene de los nuevos y exigentes requisitos de aceite para motores, requerido por los fabricantes de

automotores que comprenden la mayor parte del volumen del mercado de lubricantes. Estos productos se formulan cada vez más alrededor de los lubricantes de los Grupo II y Grupo III. En Colombia las bases lubricantes Tipo II son importadas debido a que Ecopetrol S.A., mayor fabricante de bases lubricantes en el país, no las ha incluido en su portafolio de productos.

En este documento se condensa la información relacionada con el proyecto que tiene como propósito realizar la evaluación de alternativas que permitan definir la viabilidad técnico-económica de la producción de bases tipo II en la refinería de Barrancabermeja. Para tal propósito este estudio se ha organizado un contenido que se describen brevemente a continuación:

**PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**, se realiza una descripción de la condición actual del proceso y las limitantes que han llevado a la generación de esta propuesta.

**OBJETIVOS**, se enuncia el objetivo general y los objetivos específicos que se buscan alcanzar con el desarrollo de este estudio.

**MARCO TEORICO**, donde se hablará de los conceptos teóricos utilizados para el desarrollo de este trabajo tales como una síntesis de los aspectos más importantes sobre las bases lubricantes, su clasificación, procesos de elaboración, procesos industriales disponibles para la producción de las bases tipo II en Ecopetrol

**DISEÑO METODOLÓGICO**, donde se describen la secuencia de actividades y métodos que se llevaron a cabo para lograr los objetivos del trabajo. Se describe el desarrollo de la investigación, la selección de las variables de estudio, las técnicas y procedimientos para la recolección de los datos y análisis de la información.

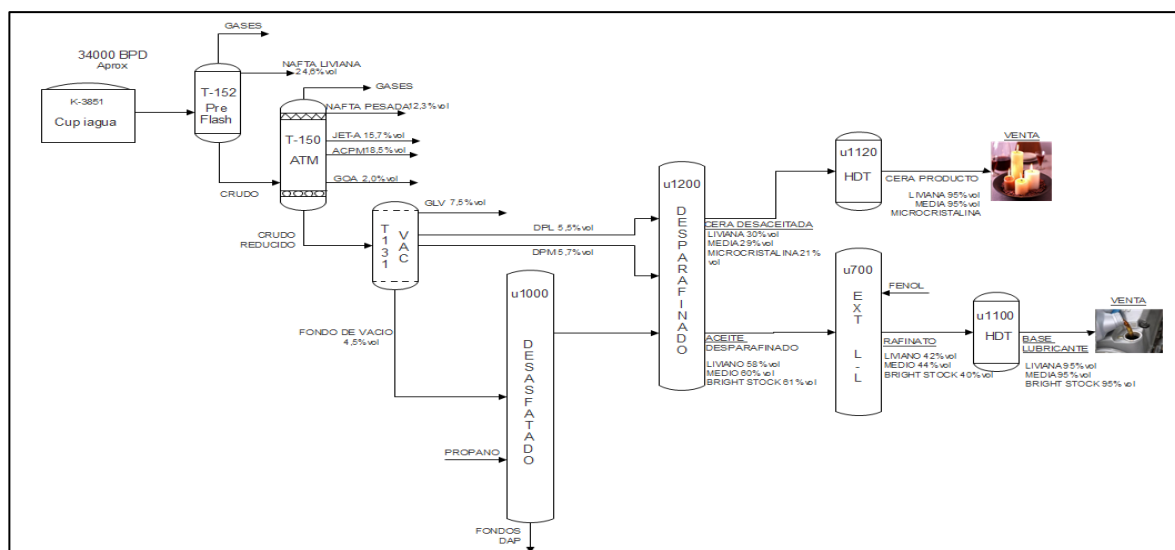
RESULTADOS Y DISCUSIÓN, presenta el análisis de los resultados obtenidos, así como revisión de toda la información generada en este estudio.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES, se enumeran las conclusiones finales que se tienen como producto de este estudio, así como las recomendaciones para ejecución de las mismas que pueden llevar al desarrollo de trabajos y/o investigaciones posteriores.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la Gerencia de Refinería de Barrancabermeja, la producción de ceras y bases lubricantes se logra a partir de los destilados de vacío de crudos parafínicos, como son el Crudo Cupiagua, crudo Cusiana, crudo HCT<sup>1</sup> y crudos de menor contenido de parafinas, utilizando el “Esquema No Convencional”. Este proceso involucra la separación de componentes seleccionados del crudo mediante los procesos de destilación, extracción por solventes y filtración, para ajustar el índice de viscosidad de las bases lubricantes y mejorar la estabilidad de la oxidación y desparafinado por solventes. Se pueden agregar algunos pasos adicionales, como el hidrotreamiento para mejorar la calidad de los productos (color, estabilidad a la oxidación, etc.) a partir de reacciones de hidrogenación que se llevan a cabo en un reactor catalítico. Ver figura 1. [13]

**Figura 1. Esquema no convencional de producción de bases tipo I.**



La demanda de productos lubricantes de mayor calidad proviene de los nuevos y exigentes requisitos de aceite para motores, requerido por los fabricantes de

automotores que comprenden la mayor parte del volumen del mercado de lubricantes. Estos productos se formulan cada vez más alrededor de los lubricantes de los Grupo II y Grupo III. En Colombia las bases lubricantes Tipo II son importadas debido a que Ecopetrol S.A., mayor fabricante de bases lubricantes en el país, no las ha incluido en su portafolio de productos.

Con el esquema de producción actual y los tipos de crudos que se tiene como carga en la Gerencia de Refinería de Barrancabermeja – GRB, para producir bases parafínicas no se ha logrado cumplir con las características del grupo I, Índice de viscosidad (VI)<sup>(2)</sup> de las bases lubricantes liviana y media producidas en la planta de parafinas. El valor de la especificación de VI es de 95 unidades, y con las cargas actuales bajo el proceso convencional se logra llegar a valores de 90 unidades. [17]

Las principales causas de los cambios en la dieta de crudo parafínico a la refinería se deben a la disponibilidad de campos con crudo parafínico y el direccionamiento de los crudos livianos hacia codilución de crudos pesado. De acuerdo a las reservas de crudos livianos disponibles actualmente en el país se tiene una proyección de disponibilidad de carga a la planta de parafinas y fenol hasta el año 2020. Por otra parte debido a las metas de Ecopetrol de producir 1'000.000 de barriles se tiene como alternativa el uso crudos livianos para codilución de crudos pesados que permite un mayor volumen de transporte de crudos, lo que a su vez permite una mayor producción en los campos.

Por otra parte, el plan volumétrico de producción anual del Departamento de parafinas y Fenol contempla la producción de 24000 Barriles/mes de bases parafínicas [18]; esto, basados en la disponibilidad actual de crudos parafínicos y el tipo de proceso disponible. Realizando una comparación con la capacidad instalada de procesamiento de bases lubricantes, se tiene un déficit de

producción de aproximadamente 19000 barriles/mes, con un potencial económico de 1'520.000 US\$/mes.

Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario buscar alternativas de modificación del proceso de producción de bases lubricantes en la Refinería de Barrancabermeja que sea viable económicamente, y que permita asegurar la producción de bases lubricantes de bases tipo II que cumplan con los requerimientos actuales del mercado mundial; lo que llevará a mantener el suministro al mercado nacional, con opciones de exportación de excedentes, generando rendimientos económicos proyectados de 5 MM Pesos/año.

## **2. FORMULACIÓN DE OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnica y económicamente alternativas de modificación operacional del proceso de producción de bases lubricantes de la Gerencia de Refinería de Barrancabermeja con el fin de asegurar la producción de bases lubricantes tipo II.

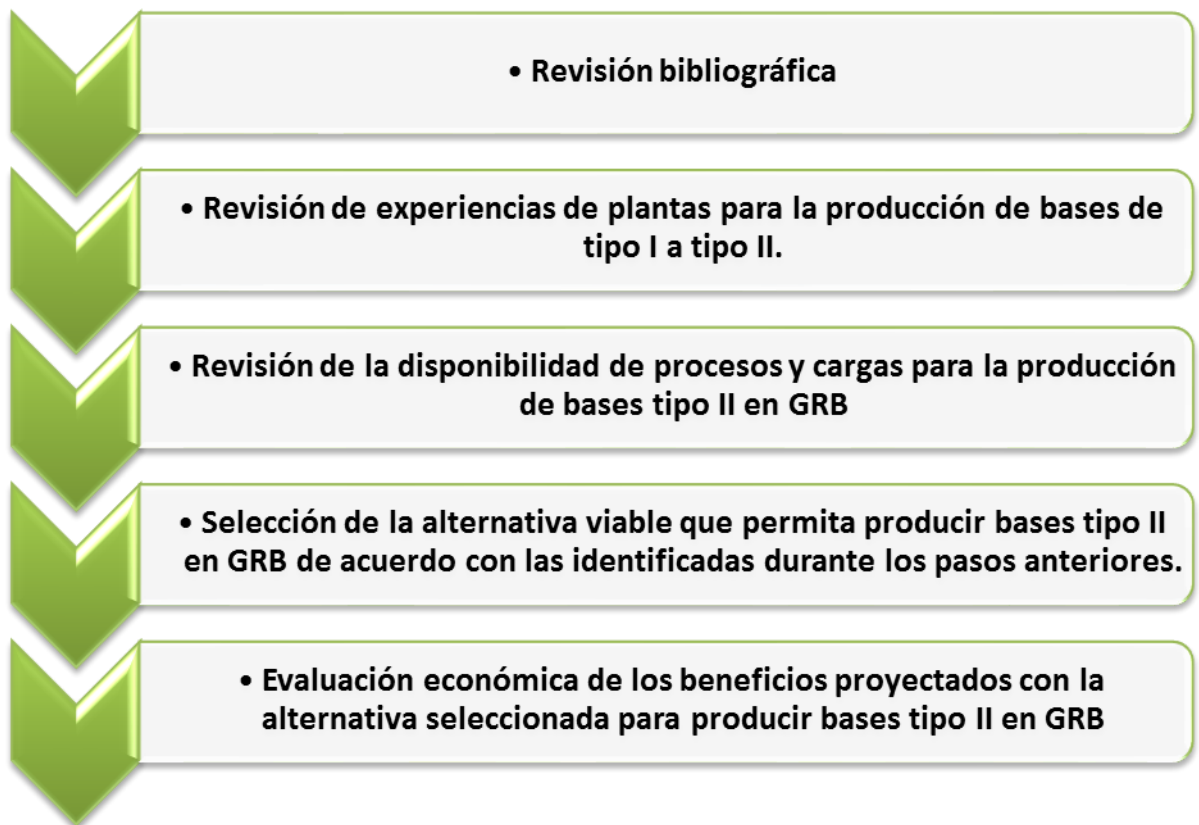
### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Evaluar los procesos disponibles para producción de corrientes que puedan proveer las materias primas para la producción de bases lubricantes tipo II en Ecopetrol.
2. Identificar las corrientes disponibles que provean la materia prima para la producción de bases lubricante que cumplan con las especificaciones de calidad de bases lubricantes del grupo II en la Refinería de Barrancabermeja
3. Seleccionar la mejor alternativa para la producción de bases tipo II mediante la metodología de decisión multicriterio establecida en Ecopetrol.
4. Evaluar los beneficios económicos proyectados de la tecnología seleccionada para la producción de bases lubricantes tipo II en la Refinería de Barrancabermeja

### 3. METODOLOGÍA

En la figura 2 se muestran las etapas que se siguieron para cumplir con el alcance de este trabajo. Básicamente se desarrollaron las siguientes actividades: recolección y pre procesamiento de datos históricos de planta, definición de variables de entrada e intervalos, construcción, entrenamiento y validación de la red neuronal

**Figura 2. Diagrama metodología empleada**



### **3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.**

En la revisión bibliográfica se hizo una revisión de las tecnologías que se tienen a nivel internacional para la producción de bases tipo II. Se realizaron consultas a los principales licenciadores de diseños para la producción de base tipo II. Como parte de este documento se incluye el estado del arte donde se enumeran los procesos actuales usados para la producción de bases tipo II.

### **3.2 REVISIÓN DE EXPERIENCIAS DE PLANTAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BASES DE TIPO I A TIPO II.**

En esta etapa se verificó las experiencias de otras unidades en el proceso de reconversión de producción de bases tipo I a procesos de producción de bases tipo II. Se realizó contacto con licenciadores y se consultó sobre los casos de éxito donde se han realizado reconversiones. Como producto se tendrá la identificación del proceso que puedan generar corrientes de producto que sea viable usar en la GRB para producción de bases tipo II.

### **3.3 REVISIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE PROCESOS Y CARGAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BASES TIPO II EN GRB**

En esta etapa se realizó una revisión de las unidades que siguen los lineamientos de los diseños establecidos para la producción de bases tipo II y con esto se identificó las corrientes que se encuentran disponibles actualmente en la Refinería de Barrancabermeja y la Refinería de Cartagena. Se caracterizarán las corrientes que se tienen identificadas que son viables, de acuerdo a sus características y propiedades, como materia prima para la producción de bases lubricantes tipo II.

Para realizar dicha evaluación se realizaron caracterizaciones en laboratorio de las corrientes disponibles. Estas pruebas incluyen medición de las principales propiedades de bases lubricantes.

Las evaluaciones en planta piloto que se realizaron en el ICP, permitirán evaluar la calidad y propiedad de los productos a obtener mediante el cargue, de las corrientes identificadas, en el tren de operación del Departamento de Parafinas y Fenol.

### **3.4 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA VIABLE QUE PERMITA PRODUCIR BASES TIPO II EN GRB CON LAS IDENTIFICADAS DURANTE LOS PASOS ANTERIORES.**

Esta esta etapa se realizó un procedimiento, que consta de varios pasos, que permitió evaluar la viabilidad de las alternativas seleccionadas. Se describe a continuación:

- a. Se identificaran las necesidades que se deben utilizar para la producción de la bases como son reactores, tambores de separación, torres de fraccionamiento.
- b. Realizar evaluación de alternativas mediante la metodología de toma de decisión multicriterio, donde se evaluaron los criterios establecidos para este tipo de procesos.

### **3.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS BENEFICIOS PROYECTADOS CON LA ALTERNATIVA SELECCIONADA PARA PRODUCIR BASES TIPO II EN GRB.**

Con el valor de la inversión necesaria y la proyección del beneficio económico de producción de las bases lubricantes tipo II se realizará la evaluación económica ,

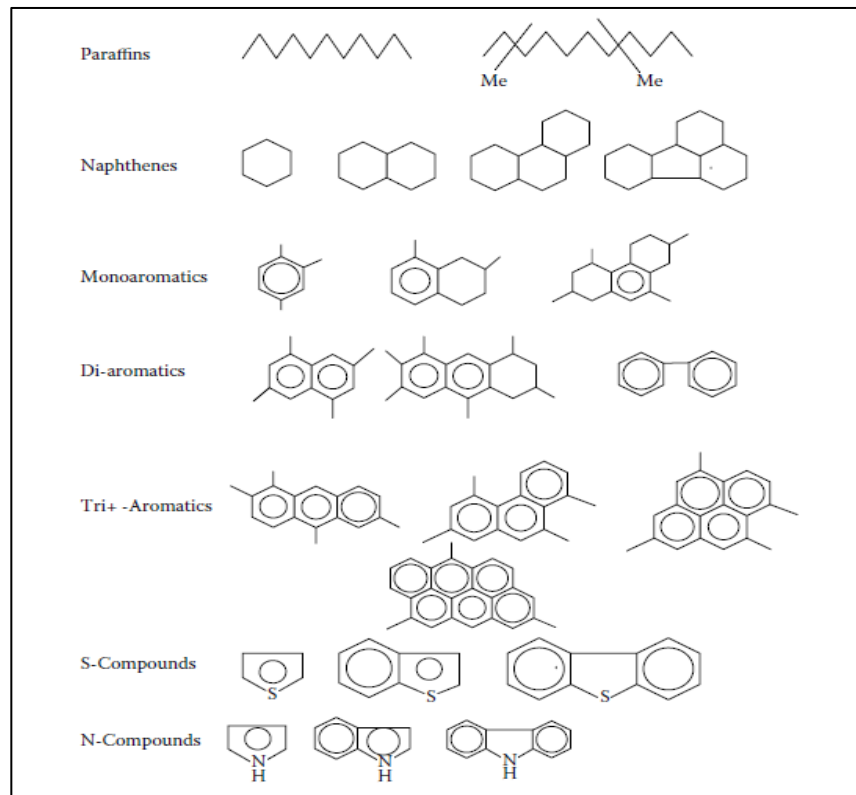
mediante la metodología del factor J, que permitirá definir si es viable económicamente realizar la inversión para producir las bases lubricantes tipo II en la Refinería de Barrancabermeja.

## 4. MARCO TEÓRICO

### 4.1 COMPOSICIÓN GENERAL DE LAS BASES

Los destilados del petróleo y sus residuos contienen una complejidad de hidrocarburos junto con compuestos de azufre y nitrógeno. A continuación se encuentra los compuestos que forman las bases lubricantes:

**Figura 3. Representación de los compuestos de las bases lubricantes**



**4.1.1 n-Parafinas** Este grupo se compone de compuestos con un número de carbón mayor de C18, que se encuentran en cargas y corrientes parafínicas intermedias con un punto de ebullición entre 600°F y 850°F dependiendo del

contenido de cera presente. A medida que el punto de ebullición aumenta por encima de 850°F, se vuelven menos comunes. Este tipo de compuestos son significativos debido a que tienen altos valores de fusión y por lo tanto incrementan el punto de fluidez de las bases. Las bases con bajo contenido de n-parafinas tienen bajo punto de fluidez.

**4.1.2 Isoparafinas** Este grupo está compuesto por n-parafinas con ramas de alquilos. En una cadena de iso-parafin deben haber varias ramas de grupos metilos o mayores. Las iso.-parafinas con estructura similar a las n-parafinas tiene mayor punto de fluidez y serán removidas con desparafinado con aceite. Las isoparafinas como grupo tienen mayor VI y bajos puntos de fluidez, y confieren buena resistencia a la oxidación.

**4.1.3 Cicloparafinas** Las cicloparafinas contienen uno o más anillos de ciclohexano o ciclopentano, o una combinación de los mismos. Si varios anillos se encuentran presentes, usualmente se encuentran en forma condensada.

**4.1.4 Aromáticos** Las estructuras básicas de este grupo tienen de 1 a 6 anillos de benceno con algunos enlaces carbón-hidrógeno reemplazados por enlaces carbón-carbón o alquilos. Bencenos substituidos con grupos 1,4 alquil tienen altos VI y buena resistencia a la oxidación, sin embargo estructuras poliaromáticas no son deseables.

**4.1.5 Compuestos con contenido de azufre** Estos pueden ser tioles, sulfidos, tiofenos, benzo y dibenzo tiofenos, y estructuras más complejas. La extracción con solvente reduce los niveles de azufre y por consiguiente el contenido de azufre en las bases producto. El hidrocrqueo de las bases generalmente reduce el azufre a 10 ppm o menos en las bases lubricantes producto.

**4.1.6 Compuestos con contenido de nitrógeno** Los compuestos nitrogenados aparecen en pyrroles, benzo y dibenzo-carbazoles, piridinas, quinolinas. Estos compuestos son minimizados en los lubricantes debido a que contribuyen con la formación de color. La producción de bases a partir del hidrocrackeo reduce los niveles de nitrógenos a algunas partes por millón.

**4.1.7 Compuestos con contenido de oxígeno** Los compuestos que contienen químicamente oxígeno unido (por ejemplo furanos, ácidos carboxílicos, etc.) en las materias primas de bases lubricantes rara vez son un problema y, por regla general, se pasan por alto

## **4.2 PROPIEDADES DE LAS BASES LUBRICANTES**

**4.2.1 Densidad y gravedad API** El conocimiento de la densidad es esencial cuando se debe manejar una cantidad de producto, así como para ser usados para realizar una clasificación en los tipos de bases. Una alternativa es la medición en la escala de gravedad API

$$\text{Gravedad API} = \frac{141,5}{\text{gravedad específica} - 131,5}$$

La densidad aumenta con la viscosidad, el rango de ebullición, el contenido de aromáticos y naftenos. Así mismo disminuye con el aumento del contenido de isoparafinas y el valor del índice de viscosidad VI.

**4.2.2 Viscosidad (40°C y 100 °C)** La viscosidad de un fluido es una medida de su resistencia a las deformaciones graduales producidas por tensiones cortantes o tensiones de tracción. la viscosidad del fluido es sensible a la temperatura, y la medición de temperatura debe ser muy precisa a fin de mantener una buena

medición de viscosidad. Un 0,1°C de desviación en la temperatura, puede generar más del 2% de error en la medición de viscosidad. Un incremento de temperatura le da más libertad a las moléculas para moverse entre ellas (en el caso de líquidos) y como consecuencia la resistencia al flujo es reducida. Las bases lubricantes son fabricadas y vendidas de acuerdo con sus viscosidades a 40°C y 100°C como parámetros.

**4.2.3 Índice de viscosidad – VI** El índice de viscosidad – VI es una medida extendida del cambio de la viscosidad con la temperatura, a mayor VI es menor el cambio, y en general se prefieren mayores VI. Usualmente se calcula con mediciones de la viscosidad a 40°C y 100°C. El valor mínimo para una base parafínica es 80, pero en la práctica la norma es 95 establecido por las necesidades del mercado automotor. Las bases nafténicas tiene un valor de VI alrededor de cero. El proceso convencional mediante extracción con solvente/ desparafinado con solvente produce bases con VI alrededor de 95. Menores rendimientos de refinato (altos rendimientos de extracto) significan mayores valores de VI, pero económicamente hablando no es viable producir bases por encima de 105. Por otro lado, los procesos de conversión permite un amplio rango de VI entre 95 y 140, dependiente de la materia prima, la severidad del reactor de primera etapa y el proceso de desparafinado. El proceso de desparafinado por hidroisomerización da un valor similar de VI que el de desparafinado con solvente, para obtener un valor alrededor de 140 generalmente la materia prima debe provenir de cera del petróleo o cera producto del proceso Fischer-tropsch.

**4.2.4 Punto de fluidez** El punto de fluidez mide la temperatura a la cual la base no puede continuar fluyendo, y para bases parafínicas este punto se encuentra usualmente entre -12°C y -15°C, y es determinado por la operación de la unidad de desparafinado. Para propósitos especiales, el punto de fluidez puede ser mucho menor.

**4.2.5 Punto de nube** El punto de nube es la temperatura a la cual los cristales de cera forman una nube de microcristales. Debe ser mayor que el punto de fluidez. El punto de nube puede ser 3°C a 15°C sobre el correspondiente punto de fluidez.

**4.2.6 Color** El color es un indicativo de un mejor o menor grado de refinación, así como una indicación del origen del crudo. Una tonalidad azulada caracteriza a los aceites sintéticos y una tonalidad verde a los aceites parafínicos.

**4.2.7 Destilación** La destilación es una propiedad que permite identificar los componentes presentes en la base.

**4.2.8 Apariencia** Las bases parafínicas deben ser claras y brillantes, sin sedimentos o niebla.

**4.2.9 Punto de chispa** Es la temperatura a partir de la cual una sustancia arde si se le aplica una llama al menos durante 5 segundos. Este valor limita la temperatura a la que el aceite debe estar expuesto. Cuanto más pesado es el aceite mayor es su temperatura de ignición. Para los más ligeros la temperatura de ignición está en torno a 105 °C

**4.2.10 Volatilidad** Es el porcentaje de producto que, bajo determinadas condiciones de temperatura, se evapora. Este ensayo es particularmente importante para bases que deben trabajar a elevada temperatura, como los aceites del motor. Una volatilidad demasiado alta implica una alta evaporación y con ello una variación de las propiedades físicas a lo largo de la vida del aceite, lo que es indeseable.

**4.2.11 Punto de anilina** El punto de anilina es una medida de la habilidad de la base lubricante para actuar como un solvente y es determinado por la temperatura a la cual volúmenes iguales de anilina y la base lubricante. Altos

valores de punto de anilina (100°C o más) es una indicación de bases parafínicas, mientras bajos valores (por debajo de 100°C) está relacionado con bases nafténicas o presencia de aromáticos.

El punto de anilina se utiliza fundamentalmente para determinar la compatibilidad del aceite con sellos y juntas de goma y elastómeros. Los aceites con punto de anilina alto hacen que los sellos se contraigan y endurezcan, mientras que los que tienen un punto de anilina demasiado bajo hacen que el sello se ablande y se expanda. Los fluidos con bajo punto de anilina tienden a degradarse más rápidamente.

**4.2.12 Índice de refracción** Es usado para caracterizar las bases, con presencia de aromáticos se tienen mayores valores que las parafínicas. El valor se incrementa con el peso molecular.

**4.2.13 Azufre** El contenido en azufre mide el grado de refino de base lubricante, cuanto menor es el contenido de azufre mayor es el refino. La tendencia actual es una disminución progresiva de azufre hasta su práctica ausencia.

**4.2.14 Nitrógeno** Como el azufre, el nitrógeno se encuentra presente en todas las materias primas para fabricar bases, entre 500 y 2000 ppm. Estos niveles disminuyen mediante la extracción con solvente y prácticamente eliminados mediante el hidrocraqueo.

**4.2.15 Contenido de Aromáticos** Predominantemente se encuentran monoaromáticos. Los aromáticos empeoran la estabilidad a la oxidación de las bases y pueden ser eliminados mediante procesos de conversión. Los productos de los procesos de extracción pueden contener cantidades substanciales de aromáticos.

### 4.3 CLASIFICACIÓN DE LAS BASES LUBRICANTES

El marco en que las bases lubricantes se diferencia unas de otras con el propósito de intercambios de bases lubricantes, vino con el desarrollo de la clasificación de las bases lubricantes por API en 1993

El Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) ha generado una clasificación estándar para las bases lubricantes con el objetivo de categorizar su calidad. Esta clasificación se divide en los Grupos I, II, III, IV y V. Los Grupos I, II y III son bases lubricantes minerales, con diferentes niveles de refinación. Ver tabla

**Tabla 1. Clasificación API de Bases Lubricantes**

CLASIFICACIÓN API DE BASES LUBRICANTES				
GRUPO	ESPECIFICACIONES FÍSICOQUÍMICAS			PROCESO DE FABRICACIÓN
	ÍNDICE DE VISCOSIDAD	AZUFRE % PESO	SATURADOS % PESO	
I	80 - 120	> 0,03	< 90	Convencional (refinación con solventes)
II	80 - 120	< 0,03	> 90	Requiere Hidrocrackeado/desparafinado
III	> 120	< 0,03	> 90	Requiere Hidrocrackeado/desparafinado severo
IV	> 140	0.00	> 90	Síntesis química – PAO
V				Todos los otros sintéticos - ésteres, poliglicoles, ésteres fosfatados, etc...

De acuerdo con los estudios realizados, se ha identificado que el mejor aceite para ser usado como base lubricante, es el que tiene una base libre de azufre y bajos contenidos de aromáticos, debido a que son indeseables en los productos lubricantes por la inestabilidad de sus enlaces moleculares. De acuerdo a lo anterior una base lubricante debe contener mayor número de moléculas saturadas, lo que la hace más estable térmicamente y con mejor estabilidad a la oxidación.

**GRUPO I:** Bases con un menos de un 90% de saturados, un contenido de azufre mayo a 0,03% y con un rango de índice de viscosidad entre 80 y 120. El rango de temperatura de estas bases es de 32 a 150°F. La bases del grupo I son producto del proceso de refinación con solvente, uno de los procesos más simples de refinación, por esta razón son las bases más económicas del mercado.

**GRUPO II:** Las bases lubricantes del grupo II son bases de alta calidad que en su composición molecular contienen moléculas saturadas mayor al 90% (máximo 10% de aromáticos) y menos de 300 ppm de azufre, definido por el Instituto Americano del Petróleo (API). [12] Esta composición le otorga características superiores de desempeño y de pureza al compararlas con las bases del grupo I, especialmente en relación con la estabilidad térmica, la estabilidad a la oxidación y control de la volatilidad que cumplan con los requerimientos del mercado, también tienen un color más claro y un mayor costo en comparación con las bases del grupo I. Su cuerpo debe ser resistente a la descomposición y el cizallamiento. Se debe tener en cuenta que su cizallamiento en situaciones de estrés frecuentemente es 45% menos que los del API grupo I y su resistencia a la degradación extiende su periodo de uso, lo que la convierte en una base de mejor calidad [12].

La producción de bases tipo II involucra el proceso de hidrocraqueo que consiste en la reacción de un producto parafínico con hidrógeno en presencia de un catalizador, que promueve la reorganización molecular y la ruptura de moléculas. Las reacciones presentes incluyen la saturación de aromáticos (hidrodesaromatización [HDA]) y la eliminación casi completa de azufre (hidrodesulfuración [HDS]) y nitrógeno (hidrodesnitrificación [HDN]). [1]

**GRUPO III:** Este bases lubricantes contienen más de 90% de saturados, menos de 0,03% de azufre y un índice de viscosidad mayor a 120. Estas bases normalmente vienen de procesos de hidrocraqueo (alta presión y temperatura),

que permite obtener una base de una calidad más pura. A pesar de provenir del crudo, algunas veces se hace referencia a estas bases como carbonos sintetizados, debido al proceso de producción.

El hidrotratamiento que se aplica a las bases lubricantes, para lograr productos de los grupos II y III remueven las moléculas heteroatómicas (S, N) y convierten los aromáticos en parafinas o naftenos. Sin embargo, los procesos utilizados limitan la viscosidad a 40 °C de los grupos II y III a 120 y 40 cSt respectivamente, por lo que se requiere agentes espesantes para satisfacer los requisitos de la mayoría de las aplicaciones industriales [10].

La estabilidad térmica no la puede mejorar ningún aditivo y la base se descompone más o menos rápido dependiendo de la estabilidad térmica de ésta al agotarse el aditivo antioxidante. Comparado con las bases del grupo I, las bases del grupo II aglomeran menos carbón y pueden tener un índice de viscosidad más alto en algunos casos. La presencia de nitrógeno favorece la corrosión ácida afectando la metalurgia de los componentes. Las bases grupo I no son recomendables para formulación de aceites con exigencia de desempeño, además su destilación y refinación es menos exigente en cuanto al proceso por lo tanto más económicas.

**GRUPO IV:** Estas bases son las polyalfaolefinas (PAOs). Estas bases sintéticas son fabricadas mediante el proceso de síntesis química; contienen más de 90% de saturados, 0% de azufre y un índice de viscosidad mayor a 140. Son excelentes para ser usadas en condiciones de frío extremo y en aplicaciones de alta temperatura.

**GRUPO V:** La clasificación de bases del grupo V contiene todos los otros tipos de bases: Siliconas, ésteres de fosfato, polialquilén glicol (PAG), poliéster, biolubricantes, etc. Estas bases son utilizadas para ser mezcladas con los otros

tipos de bases para mejorar las propiedades como lubricante. Por ejemplo los ésteres pueden soportar mayor trabajo a altas temperaturas y proveen una mayor detergencia comparado con las bases del grupo IV, lo que permite aumentar las horas de uso.

#### **4.4 PROCESO DE HIDROTAMIENTO - HIDROCRaqueo**

El hidrotamiento se trata principalmente de un proceso en el que las fracciones del petróleo reaccionan con el hidrógeno en presencia de un catalizador, con el fin de eliminar átomos de azufre, nitrógeno, metales, compuestos oxigenados y la hidrogenación de compuestos aromáticos.

Para el caso de los aceite lubricantes el hidrotamiento busca mejorar la calidad de los aceites y las ceras mediante el proceso de hidrogenación no severa, en donde los aceites mejoran su color, índice de viscosidad y estabilidad a la oxidación debido a la remoción de azufre, oxígeno, nitrógeno y la saturación de olefinas.

El hidrocraqueo es un proceso de la refinación del petróleo en el que se convierten las moléculas pesadas y de alto peso molecular en moléculas de más pequeñas y de menor punto de ebullición mediante la ruptura de los enlaces carbón-carbón, acompañado del proceso de hidrogenación de moléculas. Es un proceso considerablemente flexible porque permite la conversión de un amplio rango de cargas con diferentes especificaciones obteniendo una variedad de productos. [21]

Las unidades de hidrocraqueo son alimentadas con gasóleos de vacío o corrientes con similares puntos de ebullición, su conversión normalmente es superior al 60% en peso. Si el aceite no convertido en la primera etapa es recirculado se puede alcanzar conversiones superiores a 95% en peso. Las unidades de hidrocraqueo

moderado poseen al menos un lecho de hidro craqueo el cual le permite alcanzar conversiones entre 20 y 40% en peso, el fondo no convertido es un hidrocarburo de alto valor y normalmente es direccionado como dieta a las unidades de craqueo catalítico (FCC) o hacia plantas para producción de bases lubricantes

**Tabla 2. Condiciones de operación de las unidades de hidroproceso**

Process, Feedstock Types	H <sub>2</sub> Partial Pressure		Conversion wt%
	psig	kPa	
<i>Hydrotreating</i>			
Naphtha	250 to 450	1825 to 3204	0.5 to 5%
LGO (Kerosene)	250 to 600	1825 to 4238	0.5 to 5%
HGO (Diesel), LCO	600 to 800	4238 to 5617	5 to 15%
VGO, VBGO, DAO, CGO, HCO	800 to 2000	5617 to 13,891	5 to 15%
Residual Oil	2000 to 3000	13,891 to 20,786	5 to 15%
<i>Mild Hydrocracking</i>			
VGO, VBGO, DAO, CGO, LCO, HCO	800 to 1200	5617 to 8375	20 to 40%
<i>Once-Through Hydrocracking</i>			
VGO, VBGO, DAO, CGO, LCO, HCO	1500 to 2000	10,443 to 13,891	60 to 90%
Residual Oil	2000 to 3000	13,891 to 20,786	15 to 25%
<i>Recycle Hydrocracking</i>			
VGO, VBGO, DAO, CGO, LCO, HCO	1500 to 2000	10,443 to 13,891	80 to 99%
<i>Ebullated-Bed Hydrocracking</i>			
VGO, VBGO, DAO, HCO	2000	13,891	80 to 99%
Residual Oil	2000 to 3000	13,891 to 20,786	>50%
LGO = light gas oil	HGO = heavy gas oil		
LCO = FCC light cycle oil	HCO = FCC heavy cycle oil		
VGO = vacuum gas oil	VBGO = visbreaker gas oil		
DAO = deasphalted oil	CGO = coker gas oil		

**4.4.1 Reacciones del Hidroprocesamiento – Hidro craqueo.** Químicamente, las fronteras entre las reacciones de hidrotratamiento, hidro craqueo medio e hidro craqueo no son muy claras. La diferencia entre las unidades de hidro craqueo (HCK) e hidro craqueo moderado (Mild Hydrocracking MHC) está en el número de lechos de craqueo catalítico cargado en los rectores y la presión parcial de hidrogeno. El hidro craqueo ocurre en muchas hidrotratadoras al final del ciclo de corrida del catalizador sujeto a las condiciones operacionales. A continuación se encuentra la lista de reacciones que ocurren en las unidades de hidroprocesamiento. Muchas de estas reacciones son exotérmicas, así que el

control de la liberación de calor es una consideración principal en el diseño de la operación de las unidades de hidrotreatmento e hidrocrackeo

**Tabla 3. Tipos de reacciones que ocurren en el hidropceso**

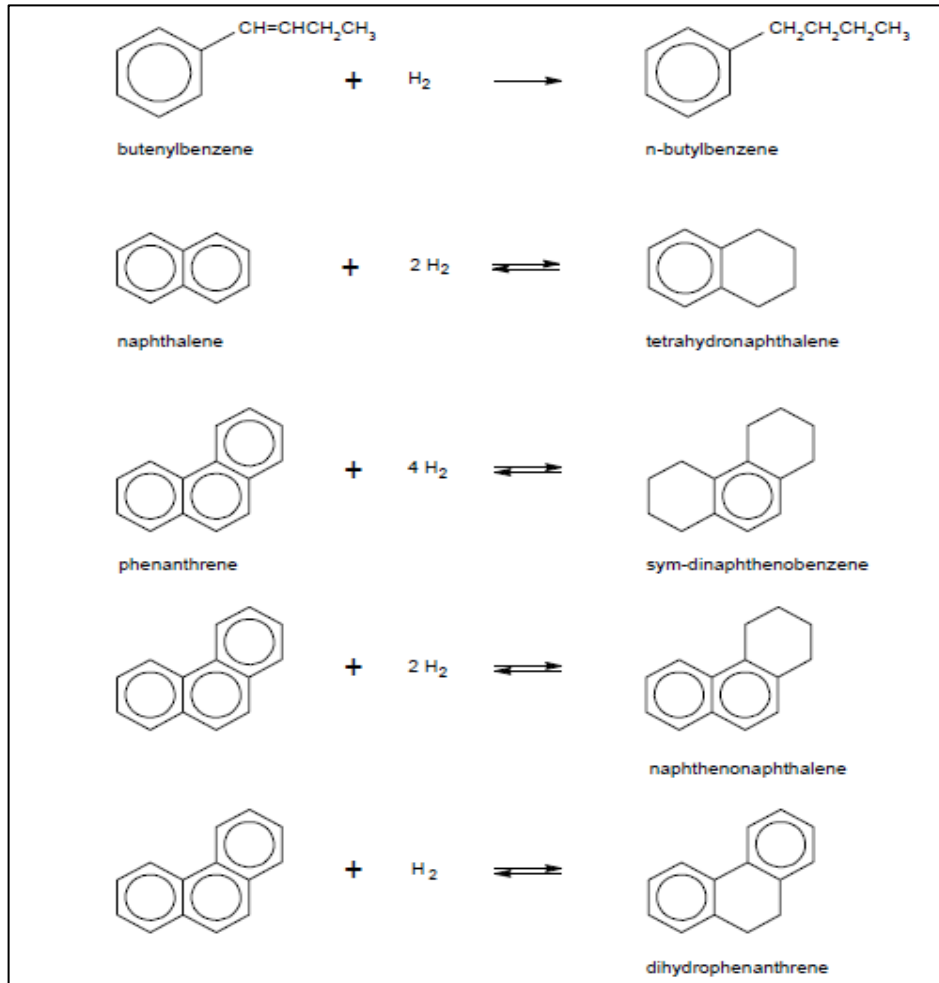
Tipo de Reacción	Ejemplo
Ruptura mínima de Enlaces C-C Hidrodesulfuración (HDS) Hidrodesnitrogenación (HDN) Hidrodesoxigenación (HDO) Hidrodesmetalización (HDM) Saturación de aromáticos (HDY) Saturación de olefinas (HDY) Isomerización (HYSOM)	$R-S-R' + 2 H_2 \rightarrow RH + R'H + H_2S$ $R=N-R' + 3 H_2 \rightarrow RH + R'H + NH_3$ $R-O-R' + 2 H_2 \rightarrow RH + R'H + H_2O$ $R-M + \frac{1}{2} H_2 + A \rightarrow RH + M-A$ $C_{10}H_8 + 2 H_2 \rightarrow C_{10}H_{12}$ $R=R' + H_2 \rightarrow HR-R'H$ $n-RH \rightarrow i-RH$
Ruptura significativa de enlaces C-C Desalquilación de anillos aromáticos Ruptura de anillos naftenicos Hidrocrackeo de parafinas	$\Phi-CH_2-R + H_2 \rightarrow \Phi-CH_3 + RH$ $Cyclo-C_6H_{12} \rightarrow C_6H_{14}$ $R-R' + H_2 \rightarrow RH + R'H$
Otras reacciones Formación de coque Formación de mercaptanos	$2 \Phi H \rightarrow \Phi\Phi + 2 H_2$ $R=R' + H_2S \rightarrow HS-R-R'H$

Tipos de Reacciones de Hidrotreatmento e Hidrocrackeo según el tipo de compuesto:

- Parafinas: HCK (Hidrocrackeo), HYSOM (Isomerización)
- Olefinas: HDY (Saturación de olefinas)
- Naftenos: HYSOM (Isomerización)
- Aromáticos: HDY (Saturación de olefinas)
- Compuestos de Azufre: HDS (Hidrodesulfurización)
- Compuestos de nitrógeno: HDN (Hidrodesnitrogenación)
- Metales: HDM (Hidrodesmetalización)

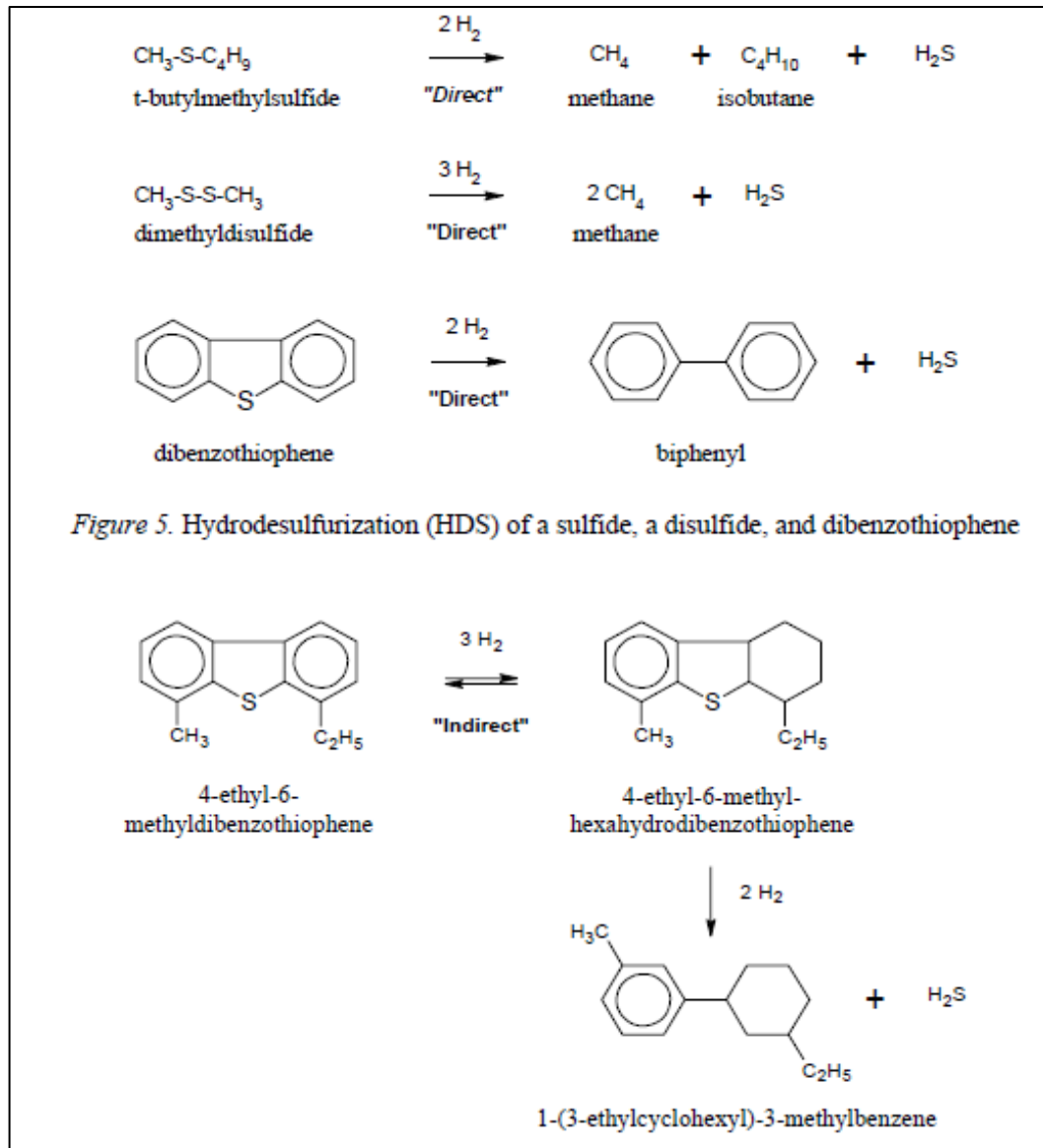
#### 4.4.2 Reacciones de saturación

Figura 4. Reacciones de saturación en el hidroproceso



**4.4.3 Reacciones de hidrosulfurización – HDS** Es la reacción más sencilla del hidroprocesamiento, reacción llevada a cabo mediante la vía de la hidrogenólisis, remoción directa de azufre. Esta reacción puede suceder por dos vías “HDS directa” o HDS Indirecta que requiere reacciones preliminares como saturación de aromáticos o desalquilación de anillos.

**Figura 5. Mecanismo de hidrodesulfurización**

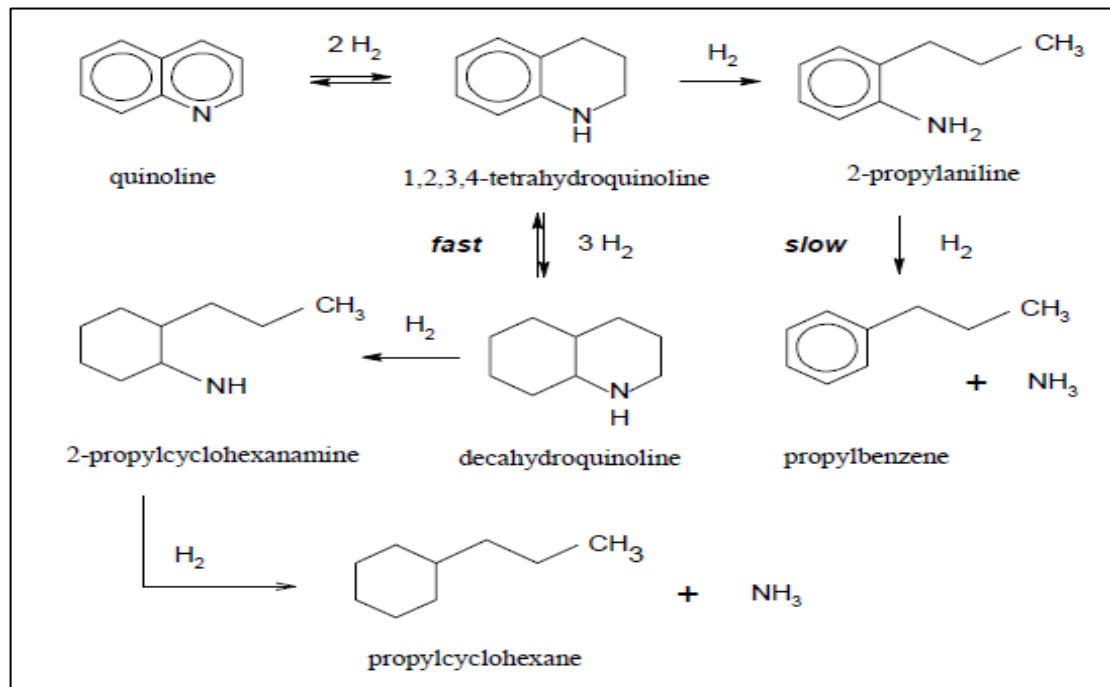


Nótese que la remoción de azufre requiere 2 moléculas de hidrógeno, mientras que la remoción indirecta de azufre requiere de 5 moléculas. Esta información es importante tener en cuenta al momento de estimar requerimientos de hidrógeno para desulfurización profunda.

**4.4.4 Reacciones de desnitrificación – HDN** En esta reacción sucede la transformación de los compuestos orgánicos nitrogenados en amonios menos venenosos para el catalizador con el fin de proteger la fase de hidrocrackeo HCK en el catalizador, ya que inhiben el hidrocrackeo absorbiendo fuertemente los sitios ácidos del catalizador, por lo tanto el nitrógeno debe removerse notablemente antes del proceso de hidrocrackeo.

Casi todo el nitrógeno en el petróleo se encuentra en compuestos con anillos, por lo que normalmente primero se debe saturar antes de remover la molécula de nitrógeno. Normalmente el camino rápido requiere 7 átomos de hidrógeno para llevar a cabo la reacción y el camino lento 4 átomos, sin embargo el camino lento ocurre a tan baja velocidad que no se tiene en cuenta en las reacciones.

**Figura 6. Mecanismo de hidrodensnitrificación**



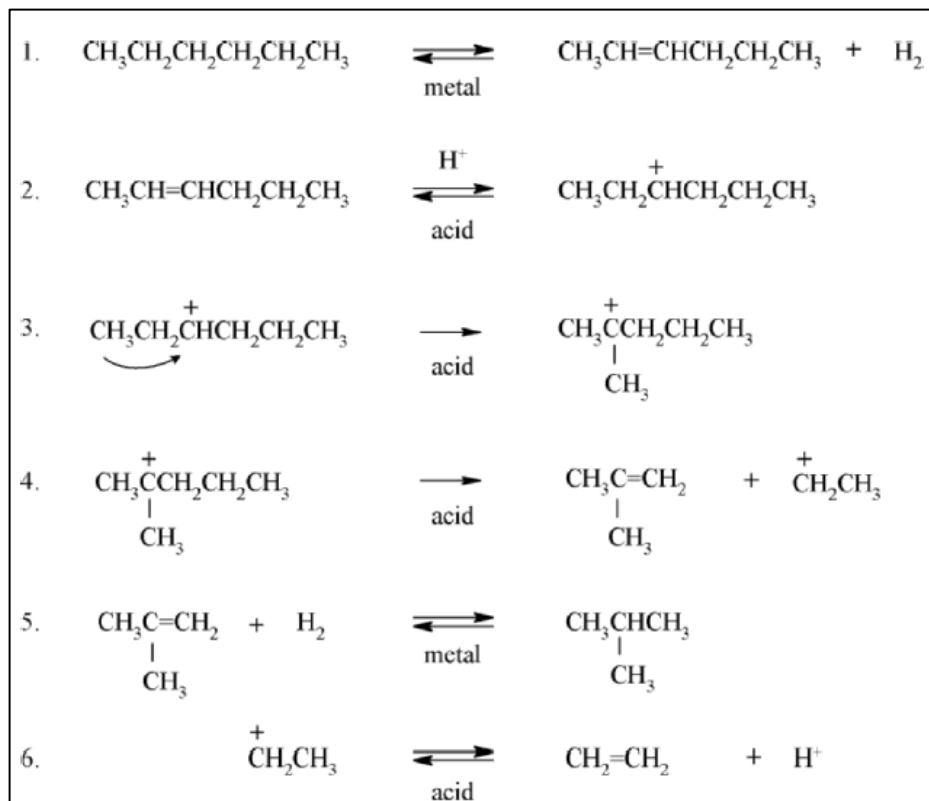
**4.4.5 Reacciones de Hidrocrackeo – HCK** Hidrocrackeo - HCK: Disminución de peso molecular promedio de la materia prima, produciendo cortes más livianos. En

las unidades de hidroprocesamiento, las reacciones de craqueo, en las que se rompen los enlaces carbón-carbón, pueden agruparse en tres categorías principales:

- Hidrocraqueo de parafinas
- Ruptura de anillos nafténicos
- Desalquilación de anillos aromáticos. Normalmente ocurre en un mecanismo por pasos.

A continuación se encuentra un ejemplo del mecanismo de hidrocraqueo de parafinas:

**Figura 7. Mecanismo de hidrocraqueo de parafinas**



Los mecanismos duales de hidrocraqueo de parafinas, hacen referencia a que el catalizador tienen dos clase de sitios activos: base ácida y base metal.

Para el caso específico de los gasóleos y otros materiales con temperaturas de destilación mayores a 650°F, más de la mitad de los átomos de carbono se encuentran en compuestos como hidrocarburos poliaromáticos (PAH), PAH parcialmente saturados (naftenos y aromáticos) y naftenos completamente saturados. De acuerdo con autores la conversión mediante hidrocraqueo de compuestos de anillos complejos en productos más livianos sucede mediante la siguiente secuencia:

- Saturación de anillos aromáticos
- Ruptura de los anillos nafténicos resultantes
- Remoción de las cadenas parafínicas (Desalquilación de anillos)
- Isomerización de parafinas y nafteno-aromáticos.

#### **4.5 CATALIZADORES**

En unidades de hidrogenación de lecho fijo, el catalizador debe ser capaz de llevar a la reacción deseada, pero adicionalmente debe poseer una gran área superficial y una gran fuerza mecánica, suficiente para resistirse a fracturarse debido a la operación bajo las fuerzas impuestas por el gran flujo de fluidos a altas presiones y el peso del mismo catalizador ya que un lecho puede llegar a estar compuesto por varias toneladas de catalizador.

Las reacciones químicas suceden dentro de los pequeños poros del catalizador, que son lo que hacen parte de la mayoría del área superficial. El diámetro de estos poros van en un rango de 75 Å a 85 Å para catalizadores que procesan gasóleos livianos y pesados. Para catalizadores que procesan residuos, el tamaño de poro va en un rango de 150 Å a 250 Å. Dentro de los principales soportes utilizados para los catalizadores de hidrotreatment se encuentran aluminas, aluminosilicatos y zeolitas.

**Tabla 4. Tipos de soportes de catalizadores de hidrotatamiento.**

Soporte	Uso principal	Acidez
$\gamma$ - Alumina	Catalizadores de hidrotatamiento	Baja
Aluminosilicatos amorfos	Catalizadores para hidrocrqueo destilativo selectivo	Alta
Zeolitas (X,Y o mordenita)	Catalizadores de hidrocrqueo de alta estabilidad	Muy alta

Con el propósito de asegurar las reacciones se hace necesario contar con metales activos usados en los catalizadores de hidrotatamiento, a continuación se encuentran los metales que son usados principalmente en estos procesos. Se debe tener en cuenta que el Pd y Pt son envenenados por el azufre, y solo pueden ser usados en ambientes de bajo H<sub>2</sub>S

**Tabla 5. Tipos de metales usados en los catalizadores de hidrotatamiento**

Metales	Uso principal	Método de activación	Actividad de hidrogenación
CoMo (Cobalto - Molibdeno)	HDS	Sulfidación	Moderada
NiMo (Niquel- Molibdeno)	HDN, Hidrocrqueo	Sulfidación	Alta
NiW (Niquel - Tungsteno)	HDN, Hidrocrqueo	Sulfidación	Muy Alta
Pd, Pt (Paladio - Platino)	Hidrocrqueo	Reducción con H <sub>2</sub>	La más alta

#### 4.6 METODOLOGÍA PARA SELECCIÓN Y EVALUACION DE ALTERNATIVAS

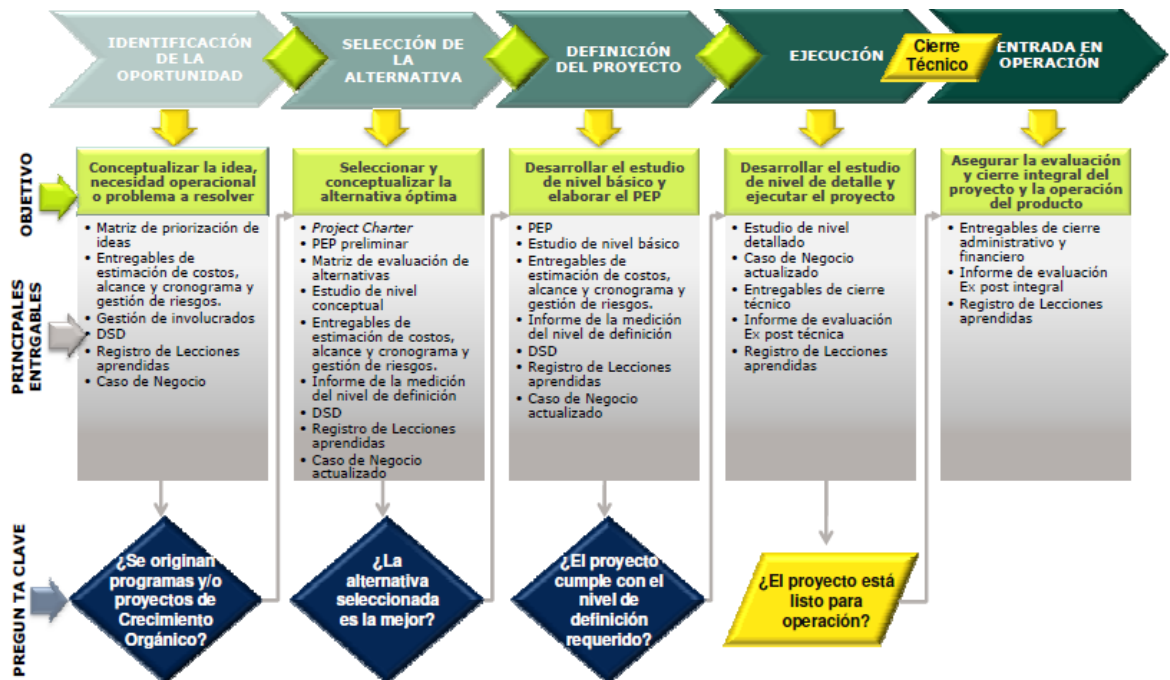
El Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos (MMGP) es una metodología que tiene como objetivo asegurar la efectividad en las decisiones de inversión, diseñada con base en las mejores prácticas de la industria, fundamentada en el

aseguramiento de los procesos de planeación y ejecución de los programas y proyectos de la organización.

El procedimiento MMGP se desarrolla a través de cinco fases: I) Identificación de la oportunidad, II) pre-planeamiento y selección, III) definición, IV) ejecución y cierre y V) monitoreo de beneficios.

A su vez, el MMGP cubre los procesos de identificación de la oportunidad, selección de la alternativa, definición del proyecto, ejecución y entrada en operación. A continuación se presenta un esquema que resume en el MMGP. [7]

**Figura 8. Diagrama Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos**



En detalle, la fase 2 llamada Selección de Alternativas tiene como objetivo seleccionar y conceptualizar la alternativa óptima [8]. Para lograr este fin un equipo establece el detalle requerido para la evaluación de alternativas; según el caso, este estudio conceptual puede llegar a ser para todas las alternativas. Este

análisis debe documentarse mediante un informe de conclusiones y recomendaciones. [9]

#### 4.6.1 Metodología para selección y evaluación de alternativas

**Tabla 6. Síntesis de Modelos de Toma de Decisiones y Casos de Aplicación.**  
[20]

Modelo	Descripción del Modelo	Casos de Aplicación
<b>Árboles de Decisión</b>	Modelo de decisión probabilístico que, mediante la estructuración de un problema de decisión a través de una secuencia acorde con la lógica del proceso de decisión, permite evaluar un conjunto de alternativas de decisión, teniendo en cuenta los eventos probabilísticos relevantes para la toma de la decisión y el comportamiento de cada alternativa con respecto a la variable de desempeño. El modelo selecciona aquella alternativa (estrategia) que produce el mejor valor esperado de la variable de desempeño.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Selección de la estrategia de perforación de un pozo petrolero, dependiendo de las características sísmicas del suelo.</li> <li>• Selección de la estrategia de reparación de un generador, dependiendo del tipo de falla.</li> <li>• Selección de la mejor estrategia para la consulta y presentación de una propuesta de reestructuración de procesos.</li> </ul>
<b>Redes Bayesianas</b>	Grafo que representa las relaciones de causalidad probabilística entre las variables relevantes del problema, por medio del cual es posible obtener información que soporte la toma de decisiones bajo incertidumbre. Están compuestas por nodos que representan las variables aleatorias a las cuales se les puede asignar distribuciones de probabilidad discreta, y por arcos que representan las	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estimación de la distribución de probabilidad del grado de confiabilidad de un equipo.</li> <li>• Estimación de la distribución de probabilidad de la duración de la parada de una planta.</li> <li>• Identificación y</li> </ul>

Modelo	Descripción del Modelo	Casos de Aplicación
	<p>relaciones de causalidad entre los nodos, las cuales se expresan por medio de probabilidades condicionales.</p>	<p>medición del riesgo operativo en el abastecimiento de combustibles.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Identificación y medición del riesgo operativo en un campo petrolero.</li> <li>• Identificación y medición del riesgo operativo debido a problemas de calidad de la potencia eléctrica en una planta de una refinería.</li> </ul>
<p>Simulación de Montecarlo</p>	<p>Modelo probabilístico que representa un sistema o problema de decisión. Se experimenta con el modelo para conocer el comportamiento del sistema y demás elementos que permitan seleccionar la mejor alternativa para el problema de decisión. Consiste en el proceso de generación de valores para los parámetros de entrada aleatorios de un modelo, calculando las variables de salida de interés, y repitiendo este proceso muchas veces, con el fin de analizar la distribución de los resultados del modelo y/o de las variables de desempeño definidas en el modelo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estimación del costo asociado a alternativas de reposición de un equipo motriz.</li> <li>• Estimación de la duración y el costo asociados a la reparación de una bomba centrífuga.</li> <li>• Modelo para la cuantificación de las pérdidas económicas en unidades de bombeo, y selección de la mejor alternativa para su reducción y mitigación.</li> <li>• Identificación y medición del riesgo operativo en abastecimiento de combustibles.</li> <li>• Modelo probabilístico para la estimación del</li> </ul>

Modelo	Descripción del Modelo	Casos de Aplicación
		<p>tiempo y el costo de un trabajo de pozo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo probabilístico para la estimación de fuga externa de un pozo petrolero.</li> <li>• Modelo probabilístico para la evaluación de alternativas de operación de un sistema de poliductos.</li> <li>• Modelo probabilístico para la estimación de las reservas para un campo petrolero.</li> </ul>
<p>Proceso Analítico Jerárquico</p>	<p>Modelo Multicriterio para la toma de decisiones que, mediante la formulación de un problema a través de una estructura jerárquica, permite seleccionar la mejor alternativa dentro de un conjunto de alternativas posibles, utilizando criterios cualitativos y/o cuantitativos. El propósito de la metodología es hacer posible el establecimiento de la importancia de los criterios de un nivel dado con respecto a los criterios adyacentes del nivel superior. A partir de juicios de expertos dados a través de comparaciones por pares se obtienen las prioridades globales y locales que permiten ordenar u obtener un ranking de las alternativas en estudio.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis y evaluación de alternativas de proveedor de bombas centrífugas.</li> <li>• Análisis y evaluación de alternativas de decisión para la operación e inversión de un campo petrolero.</li> <li>• Análisis y evaluación de alternativas de construcción de un gasoducto.</li> <li>• Análisis y evaluación de alternativas tecnológicas y operativas para los sistemas de recolección de pozos de un campo petrolero.</li> <li>• Análisis y evaluación de alternativas para el suministro de energía eléctrica para una</li> </ul>

Modelo	Descripción del Modelo	Casos de Aplicación
		refinería petrolera. • Metodología para la jerarquización de modos de falla en sistemas de bombeo de hidrocarburos. • Selección de la mejor alternativa para la ubicación de una refinería petrolera.
Teoría de la Utilidad Multiatributo	Modelo utilizado para resolver problemas de decisión multiatributo, en los cuales se tienen varios objetivos que son evaluados a través de diferentes atributos, utilizando funciones de utilidad lineales y construyendo una función de utilidad aditiva permite obtener la utilidad global de cada una de las alternativas.	• Evaluación de estrategias para la gestión de activos. • Estimación de la utilidad de un conjunto de alternativas para la gestión de activos.

Los métodos de Decisión Multicriterio [16] se utilizan para realizar una evaluación y decisión respecto a problemas que, por naturaleza o diseño, admiten un número finito de alternativas de solución, a través de:

- Un conjunto de alternativas estables, generalmente finito (soluciones factibles - que cumplen con las restricciones-, posibles o previsibles); se asume que cada una de ellas está perfectamente identificada, aunque no son necesariamente conocidas en forma exacta y completa todas sus consecuencias cuantitativas y cualitativas.
- Un conjunto de criterios de evaluación (atributos, objetivos) que permiten evaluar cada una de las alternativas (analizar sus consecuencias), conforme a los pesos (o ponderaciones) asignados por el agente decisor y que reflejan la importancia (preferencia) relativa de cada criterio; las propiedades de un conjunto de criterios consistente son: exhaustividad, coherencia, no-

redundancia (independencia), operacionalidad, mensurabilidad y economicidad.

- Una matriz de decisión o de impactos que resume la evaluación de cada alternativa conforme a cada criterio; una valoración (precisa o subjetiva) de cada una de las soluciones a la luz de cada uno de los criterios; la escala de medida de las evaluaciones puede ser cuantitativa o cualitativa, y las medidas pueden expresarse en escalas cardinal (razón e intervalo), ordinal, nominal, y probabilística.
- Una metodología o modelo de agregación de preferencias en una síntesis global; ordenación, clasificación, partición, o jerarquización de dichos juicios para determinar la solución que globalmente recibe las mejores evaluaciones, y
- Un proceso de toma de decisiones (contexto de análisis) en el cual se lleva a cabo una negociación consensual entre los involucrados o interesados (analista -'experto'-, decisor, y usuario).

En esa vía, la Empresa plantea como guía los siguientes criterios y aspectos:

**Tabla 7. Guía de criterios y aspectos para la toma de decisiones multicriterio de ECOPETROL S.A.**

Criterio	Aspectos
<b>Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y Ambiente (HSE)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estudios ambientales</li> <li>• Licencia Ambiental</li> <li>• Modificación de Licencia Ambiental</li> <li>• DDA Diagnostico Ambiental de Alternativas</li> <li>• EIA Estudio de Impacto Ambiental.</li> <li>• Inversión Ambiental (1%)</li> <li>• PMA Plan de Manejo Ambiental</li> <li>• Aprovechamiento de recursos, aprovechamiento forestal</li> <li>• Ocupación de cauce</li> <li>• Emisiones atmosféricas</li> <li>• Concesión de aguas subterráneas y superficiales</li> <li>• Vertimientos</li> </ul>

Criterio	Aspectos
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso y aprovechamiento del suelo</li> </ul>
<b>Seguridad física</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Antecedentes de Seguridad Física en el área del proyecto</li> <li>• Situación actual de orden público</li> <li>• Campañas electorales e impacto en el proyecto</li> <li>• Socialización del inicio del proyecto</li> <li>• Presencia de Organismos de Control (DAS, Policía, etc.)</li> <li>• Acuerdos entre los organismos de Control y ECOPEPETROL</li> </ul>
<b>Social</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Descripción del tipo de Población, Dedicación, Economía</li> <li>• Planes de Ordenamiento Territorial</li> <li>• Servicios públicos, sociales</li> <li>• Negociación de tierras</li> <li>• Infraestructura vial, condiciones de acceso a la zona del proyecto</li> <li>• Situación de orden público</li> <li>• Presencia Institucional, Organizaciones y ONGs</li> <li>• Empleabilidad, política salarial</li> <li>• Regalías</li> <li>• Impuestos</li> <li>• Inversión Social</li> </ul>
<b>Localización / sitio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Facilidades para la obtención de recursos.</li> <li>• Acceso al mercado y/ó clientes.</li> <li>• Influencia de los competidores.</li> <li>• Posibilidad de expansión ó crecimiento.</li> <li>• Suministro y costo de servicios.</li> <li>• Condiciones ambientales.</li> <li>• Zonificación.</li> <li>• Otros: Hidrológicos, Geotécnicos, Históricos, Topología, Propiedad, Facilidad de Construcción.</li> </ul>
<b>Tecnología</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se identificaron diferentes tecnologías del mercado ó se consultó la información al interior de la Empresa</li> <li>• Se revisó cada una de las tecnologías con los diferentes entes ó personas involucradas</li> <li>• Se determinó los riesgos e impacto con la aplicación de dicha tecnología.</li> <li>• Se planteó un plan para la transferencia del</li> </ul>

Criterio	Aspectos
	<p>conocimiento.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se revisó la disponibilidad de recursos para la implementación de dichas tecnologías</li> </ul>

A su vez, como se listó anteriormente, cada uno de estos criterios se subdivide en aspectos. El juicio del equipo, debe establecer cuales aspectos son obligatorios de cumplir por las alternativas. Posteriormente, a partir de las alternativas que cumplen con los requisitos obligatorios, el equipo, define ciertos aspectos deseables y el grado de cumplimiento de los aspectos deseables seleccionado.

## 5. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE

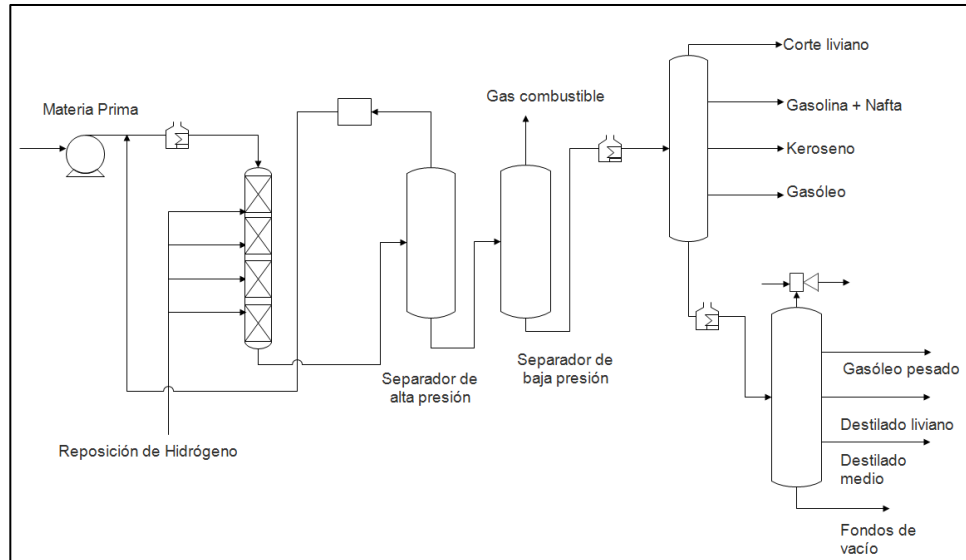
### 5.1 TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BASES TIPO II.

En el mundo se cuenta con diferentes tecnologías para la producción de bases tipo II mediante el hidrocaqueo [14]; y a continuación se encuentra una descripción de las más reconocidas con el fin de identificar la tecnología que hará viable la producción de bases tipo II en GRB, Ecopetrol:

**5.1.1 IFP Technology: Empress Nacional Calco Sotelo Refinery en Puertollano, Spain [6]** Fue la primera empresa en fabricar bases tipo II a partir del hidrocaqueo usando tecnología desarrollada por el Institut Francais du Pétrole's (IFP's). El propósito de este proceso es producir bases de un VI estándar (95), y mediante el aumento de temperatura del reactor producir VIs mayor que 100 para productos de automotrices multigrado.

El proceso incluye el hidrocaqueo de la carga con hidrógeno en un reactor de alta presión, a continuación se realiza la separación del hidrógeno de exceso en un tambor separador de alta presión y posteriormente se realiza la remoción de los componentes livianos (C1- C5, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>) en un separador de baja presión, la remoción de nafta, jet y diésel en una torre atmosférica y finalmente la separación de los productos con contenido de parafinas van a una torre de vacío donde se separan para su posterior proceso de desparafinado y almacenamiento final de los productos terminados.

**Figura 9. Proceso de producción Tecnología IFP**

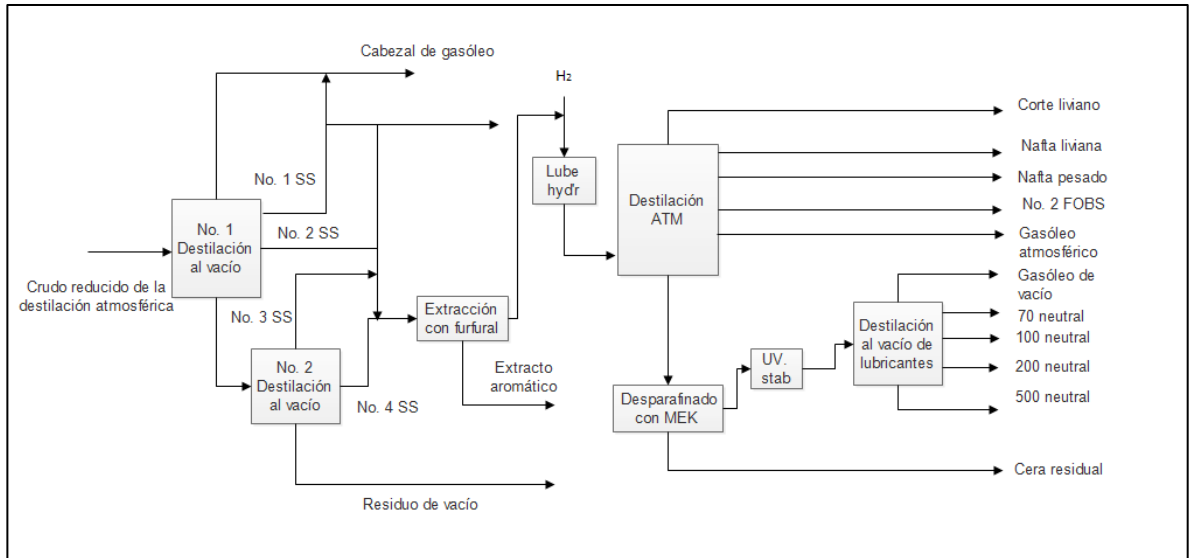


**Gulf Technology: Sun's Yabacoa, Puerto Rico, Plant [6]**

Este proceso con el fin de mejorar la calidad de los productos se realiza una extracción leve antes de llevar a cabo el proceso de hidrocraqueo. Posterior a esto se realiza una destilación atmosférica donde se separan los componentes livianos y se obtiene un fondo que se lleva al proceso de desparafinado con solvente y una posterior estabilización, para finalizar con una destilación al vacío que permite obtener los diferentes grados de bases tipo II.

Este proceso presenta las siguientes ventajas: (1) la reducción de la dependencia de los crudos de lubricación de alta VI, (2) los rendimientos de base de valores más altos y más flexibilidad en la pizarra de lubricantes, (3) la capacidad de hacer de base acciones con VIs mayor que 100, y (4) materiales base de hidrocraqueo se ha demostrado que tienen una respuesta superior a los inhibidores de oxidación.

**Figura 10. Proceso de producción tecnología Gulf, Puerto Rico**

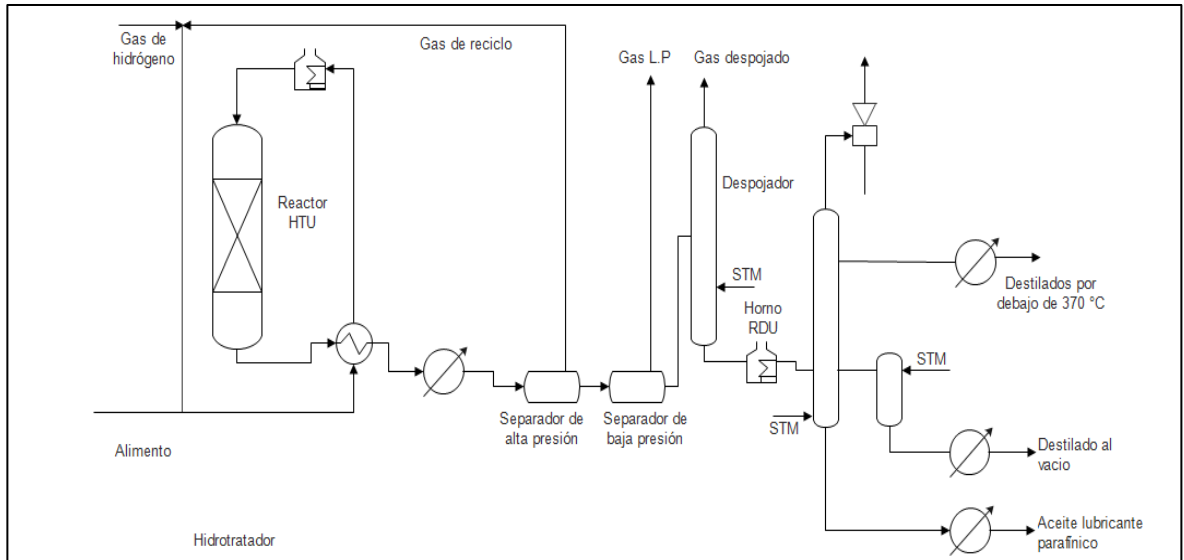


### Shell's Hydroprocessed Lubes [6]

El proceso desarrollado por Shell contempla un solo reactor para hidro craqueo a severidad moderada. El producto obtenido se lleva a separadores de alta y baja presión, con un posterior desparafinado con solvente. Una vez finalizado el proceso se lleva una torre de destilación al vacío donde se realiza una separación de tres tipos de productos.

Posteriormente Shell desarrolló un proceso híbrido para fabricar lubricantes de cargas no parafínicas y/o cargas con alto contenido de poliaromáticos y compuestos nitrogenados. En este proceso se toma los productos de la unidad de destilación al vacío y se llevan a una unidad de extracción con solvente, para posteriormente proceder a utilizar una unidad de hidro craqueo leve seguida por un fraccionamiento y un desparafinado con solvente.

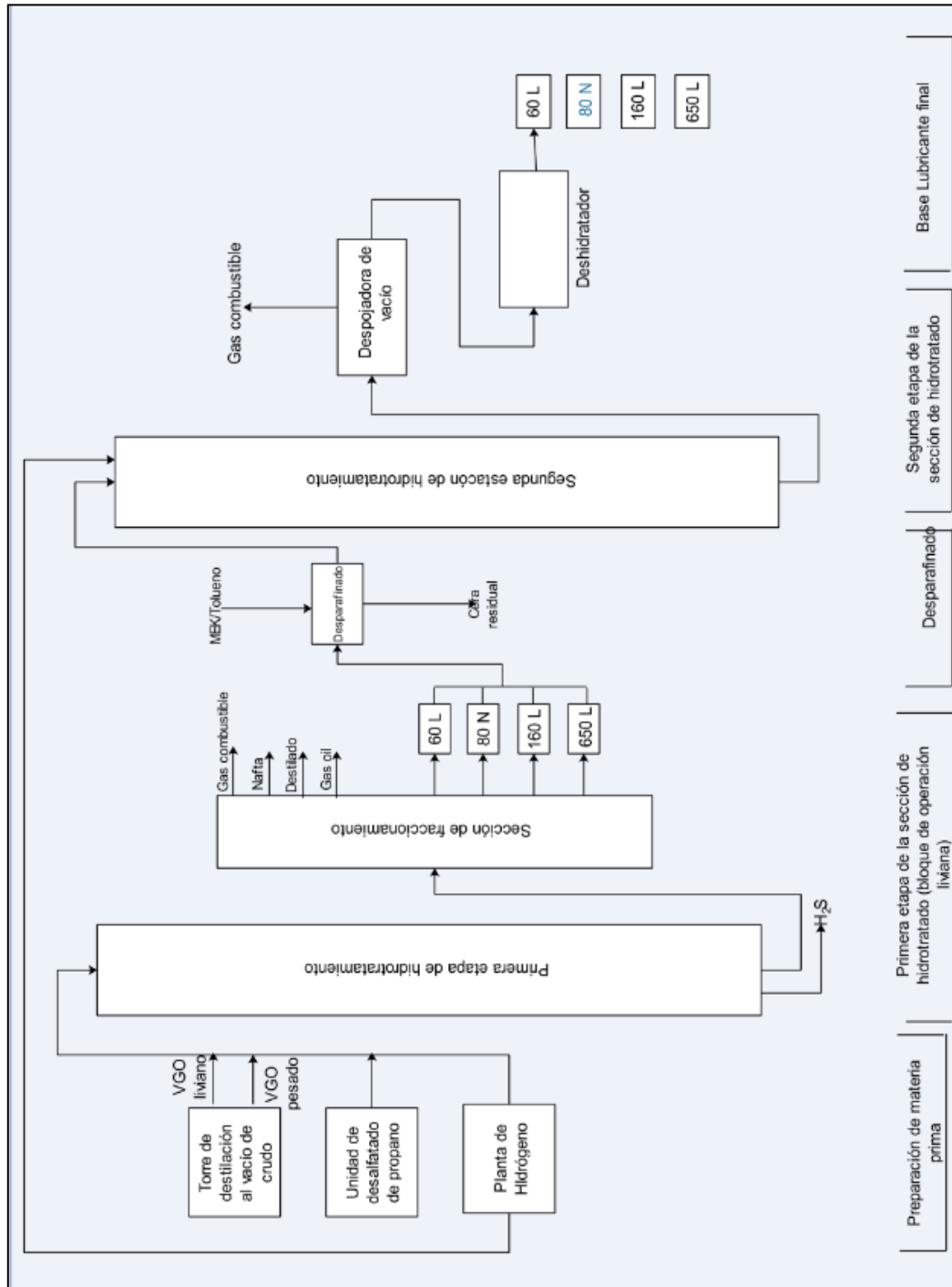
**Figura 11. Proceso de producción tecnología Shell.**



**Gulf Technology: Petro-Canada's Mississauga Refinery, Canada [6]**

Este proceso incluye una primera etapa de hidrocraqueo seguida por un fraccionamiento que permite retirar los componentes livianos. A continuación se realiza un desparafinado con solvente, seguido por una sección de hidrotratamiento a alta presión y una separación al vacío para retirar el metano presente y así obtener el producto final.

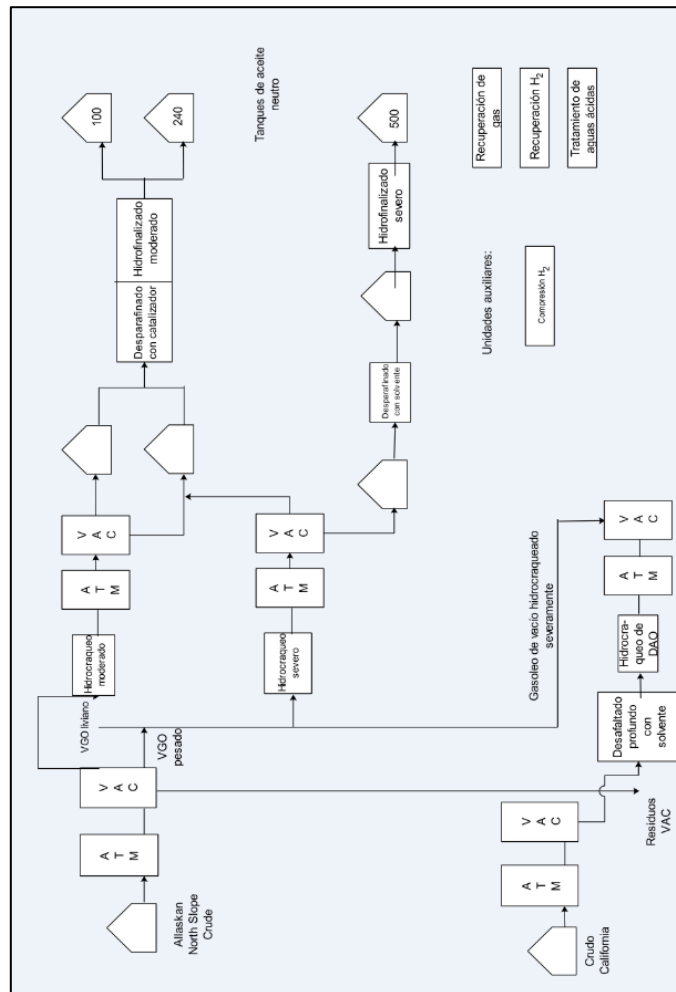
Figura 12. Proceso de producción tecnología Gulf Canadá



## Chevron's Hydrocracking Technology for Its Richmond, California, Refinery [6]

Con el fin de obtener el mayor rendimiento posible este proceso contempla dos unidades de hidrocraqueo, una unidad de hidrocraqueo leve y una unidad de hidrocraqueo pesado. A continuación se tiene unidades de destilación atmosférica y al vacío, seguidas por una unidad de desparafinado (catalítico para productos livianos y con solvente para productos pesados) y unidades de hidrotratamiento para obtener la calidad de producto final.

Figura 13. Proceso de producción tecnología Chevron.

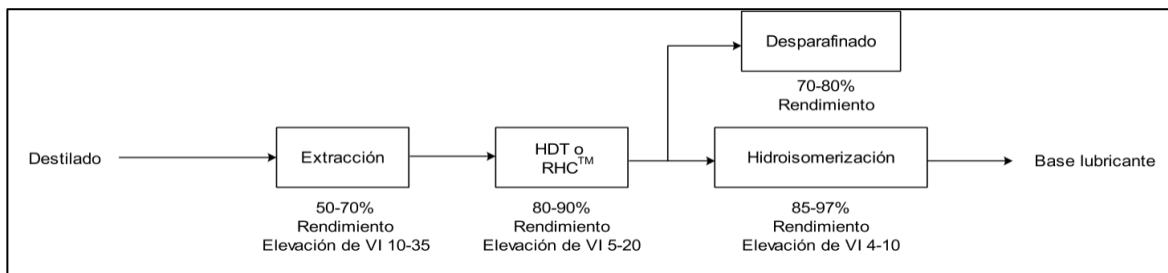


### ExxonMobil Technologies [3]

Exxon ha desarrollado dos tecnologías que permiten producir bases que pueden llegar a cumplir especificaciones de bases tipo III [3]. Estas tecnologías producen bases tipo II liviana y pesada mediante un proceso que inicia con un hidrocrackeo producto del proceso de destilación al vacío, seguido de una isomerización de ceras y finalizando con un hidrotratamiento que permite dar la calidad de producto final con un 98% de saturados presentes. Esta dos tecnología son:

- LHDC (Hidrocrackeo de lubricantes) con MSDW (con desparafinado selectivo de Mobil) que convierte los gasóleos en lubricantes mediante una ruta catalítica con hidrógeno.
- RHC (hidroconversión de Rafinado), que se puede ver como una mejora de una planta de extracción existente.

**Figura 14. Proceso de producción tecnología ExxonMobil.**



## 6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 6.1 REVISIÓN DE CASOS DE ESTUDIO SOBRE LA CONVERSIÓN DE UNIDADES

Una vez realizada la revisión del estado del arte en artículos de publicaciones de la industria, y teniendo en cuenta que el catalizador es una de las condiciones principales para asegurar la conversión en las unidades de hidroprocesamiento e hidrocrackeo ya que permiten llevar a cabo las reacciones de saturación y ruptura catalítica; se pudo identificar un caso de estudio de una unidad de procesamiento de bases donde se llevó al cumplimiento de las especificaciones establecidas para la producción de bases tipo II.

En el caso de estudio se cuenta con una unidad de hidrotratamiento donde se tiene como principal objetivo obtener bases hidrotratadas con un porcentaje de aromáticos por debajo del 10% y con una viscosidad mayor a 65 cst a 40°C.

Las condiciones de operación de la unidad de hidrotratamiento se encuentran a continuación:

**Tabla 8. Condiciones operacionales Unidad hidrotratamiento caso estudio**

	Unidades	Valor
<b>CARGA</b>	BPD	300
<b>T° SALIDA DELHORNO</b>	°F	662
<b>PRESION DE SALIDA REACCION</b>	PSI	1440

La evaluación realizada permite identificar que en una unidad con condiciones de presión y temperatura de operación típicas de una unidad de hidrotratamiento, se

puede llegar a obtener bases lubricantes con especificaciones de base tipo II mediante la adecuada selección de catalizador.

## 6.2 PROCESOS DISPONIBLES EN ECOPETROL PARA OBTENCIÓN DE BASES TIPO II

Partiendo de la revisión bibliográfica y del estado del arte, así como el caso de estudio, se realizó una comparación de los procesos operativos de las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, que presentan dentro de su diseño los procesos hidrotratamiento o el hidrocrqueo de producto. Lo anterior con el fin de poder identificar las corrientes que podrían ser usadas como insumo y/o procesos donde se puede llevar a cabo las reacciones necesarias para la producción de bases tipo II. Se toma como base la tabla que se encuentra a continuación para realizar la comparación.

De acuerdo con los datos obtenidos se tienen las siguientes unidades operativas que cuenta con las condiciones necesarias para operar como una unidad de hidrocrqueo:

**Tabla 9. Condiciones operacionales unidades operativas GRB y GRC**

UNIDAD	PRESIÓN DE OPERACIÓN (PSI)	TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°F)
<b>U2650 Unibon MHC - GRB</b>	1500	700
<b>U1100 – GRB</b>	1500	600
<b>U1110 – GRB</b>	1500	700
<b>U1120 – GRB</b>	1500	620
<b>U110 - GRC</b>	2100	715

De la anterior tabla y teniendo en cuenta la temperatura de operación, se identifica que las unidades donde se tiene procesos con condiciones que permiten el hidroprocesamiento y el hidrocrackeo son las siguientes:

- U2650 Unibon MHC - GRB
- U110 Hydrocraquer – GRC
- U1110 Unidad de tratamiento naftenico - GRB

**6.2.1 UNIBON – Refinería de Barrancabermeja GRB. DISEÑO COMO MHC** La planta de hidrotratamiento de residuos UNIBON está diseñada para una capacidad de carga de 24 KBPD y la composición de la carga está compuesta por 4 tipos de hidrocarburo según sea la necesidad para mejorar el beneficio económico:

Aceite demetalizado (DMO con bajo contenido de carbón y metales), gasóleo atmosférico o de vacío (GAO), aceite liviano de ciclo (ALC) y diésel (ACPM).

La carga a hidrocrackear es el gasóleo liviano (GLV) y gasóleo pesado de vacío (GPV) de las unidades de destilación de la GRB, con el objetivo de maximizar la producción diésel de bajo azufre en Unibon y garantizar gasóleo hidrotratado a cracking

**Tabla 10. Especificaciones de calidad Gasoleo de carga a Unibon**

Propiedades de la carga		
<b>Gravedad API</b>	API	18,8
<b>IBP</b>	°F	540
<b>10 %</b>	°F	711
<b>30 %</b>	°F	788
<b>50 %</b>	°F	860
<b>70 %</b>	°F	907
<b>90 %</b>	°F	1010
<b>EBP</b>	°F	1170
<b>Contenido de Azufre</b>	wt%	1,1

Propiedades de la carga		
<b>Contenido de Nitrógeno</b>	wppm	1500
<b>Contenido Carbón Conradson</b>	wt%	1,6
<b>Monoaromáticos</b>	%	25
<b>Diaromáticos</b>	%	20
<b>Tri+ Aromáticos</b>	%	10
<b>Ni + V</b>	wppm	1,4
<b>Insolubles en n-heptano</b>	ppm	0,1

Con el nuevo diseño de la unidad Unibon, se presentan dos tipos de reacciones: reacciones de hidrotratamiento y reacciones de hidrocrackeo que ocurren en la unidad de UNIBON-HCM. El hidrocrackeo es un proceso en dos fases que combina el crackeo catalítico y la hidrogenación, y por medio del cual las fracciones de destilado se descomponen en presencia de hidrógeno y catalizadores especiales dando lugar a productos de más valor.

### **Catalizador Unidad Unibon MHC**

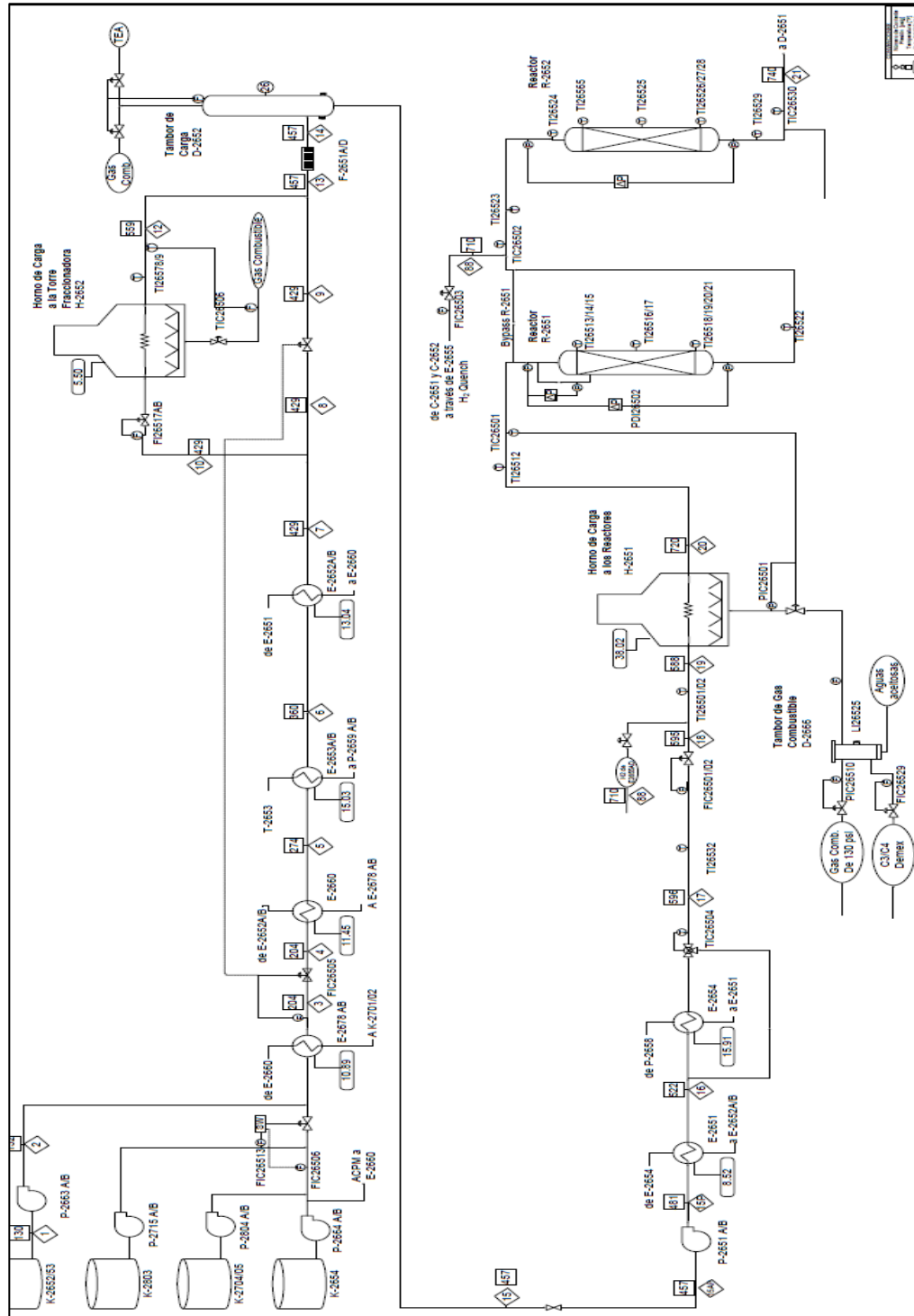
Se usa catalizadores NiMo (Níquel-Molibdeno), CoMo (Cobalto-Molibdeno) y un lecho de catalizador HC teniendo en cuenta la disponibilidad de hidrogeno en la unidad, las condiciones de diseño y velocidad espacial.

El esquema catalítico que permite obtener las especificaciones de calidad de los productos en los reactores R2651 y R2652 se orienta a la remoción de azufre y Nitrógeno con catalizadores tipo NiMo y CoMo, en la parte inferior del lecho catalítico del reactor R2652 se ubicó un catalizador zeolita para hidrocrackeo.

Se contempla esta unidad como una alternativa para la obtención de la materia prima para la producción de bases tipo II teniendo en cuenta que se diseñó el lecho catalítico con el fin de realizar hidrocrackeo de gasóleos de vacío. De acuerdo con la caracterización preliminar de la corrida anterior de la unidad

Unibon, con un catalizador direccionado hacia hidrotratamiento, se identificó un valor de VI del GAOH mayor a 35. Una vez se implementó la iniciativa de la operación de la unidad Unibon como una unidad de hidrocraqueo medio (MHC) se identificó que el esquema de operación podría generar corrientes que podrían llegar a ser contempladas con potencial para la producción de bases parafínicas; ya que este esquema complementado con el esquema de operación del departamento de parafinas y fenol, es un esquema similar al diseño de las tecnologías revisadas en el estado del arte.

Figura 15. PFD unidad Unibon MHC. Sección reacción



**6.2.2 Unidad hydrocracker - Refinería Cartagena** La unidad de hidrocrackeo de la refinería de Cartagena, consiste en una unidad con una configuración de dos etapas, que procesa una mezcla de tres corrientes: Gasoleo medio de la unidad de destilación al vacío (MVGO), Aceite liviano de Ciclo de la unidad FCC y Gasoleo pesado de Coker de la nueva unidad Delayed Coker, para una carga total del 35000 BPSD. El diseño de esta unidad es basado en la tecnología de Hidrocrackeo de UOP.

Como diseño esta unidad tiene los siguientes productos:

- Gases livianos
- GLP saturado
- Nafta liviana
- Nafta pesada
- KErneso / Jet
- Diesel
- Residuo de hydrocraques (UCO – UnConverted Oil)

CATALIZADOR

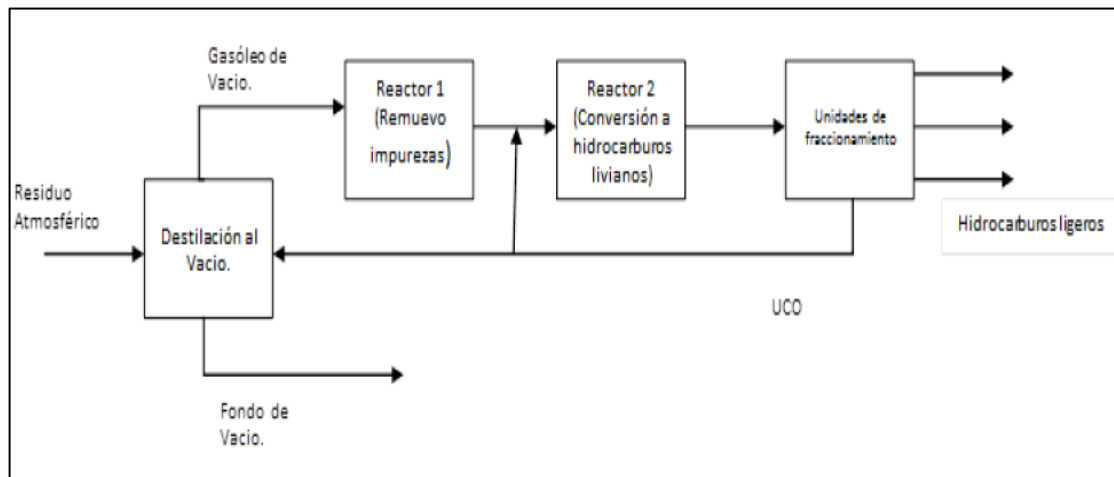
**Tabla 11. Tipos de catalizador unidad HCK – Reficar**

Reactor	Tipo de Catalizador
Etapa 1 (4 lechos)	Catalizador Cat Trap & Desmetalizador Catalizador NiMo de alta actividad Catalizador de hidrocrackeo
Etapa 2 (3 lechos)	Grading Catalizador de hidrocrackeo Catalizador NiMo, Regenerado

El gasóleo de vacío, carga del proceso de hidrocracking, es enviado a una unidad de reacción de hidrot ratamiento donde se retira las impurezas de la carga como:

azufre, nitrógeno, oxígeno y metales, el resultado del hidrotreatmento es enviado a una segunda unidad de reacción donde ocurre la conversión de hidrocarburos pesados a ligeros, los productos de esta unidad son separados en un gas rico en hidrógeno y un hidrocarburo ligero líquido, la corriente gaseosa es recirculada a las dos unidades anteriores y el hidrocarburo líquido es fraccionado para la obtención de diesel, productos ligeros y residuos (UCO), estos residuos se deben a que la conversión de hidrocarburos pesados a livianos no es del 100% [ 21 ]

**Figura 16. Proceso de obtención de UCO**



De acuerdo con la configuración de la unidad U110 de Cartagena, esquema que tiene similitudes a los esquemas revisados en el estado del arte, permite prever que se puede obtener una corriente producto del proceso de hidrocraqueo.

Figura 17. Sección reactor 1. Unidad HCK - Reficar

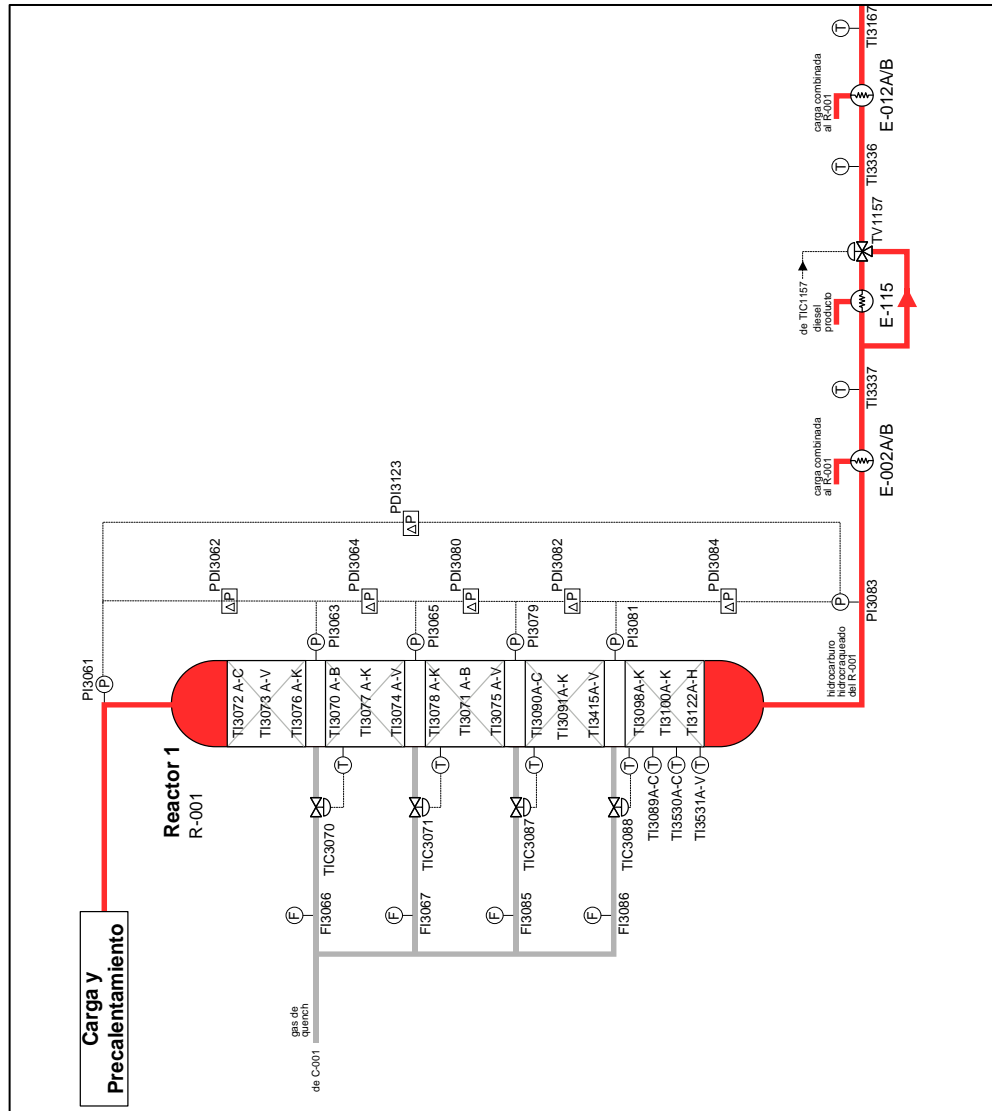
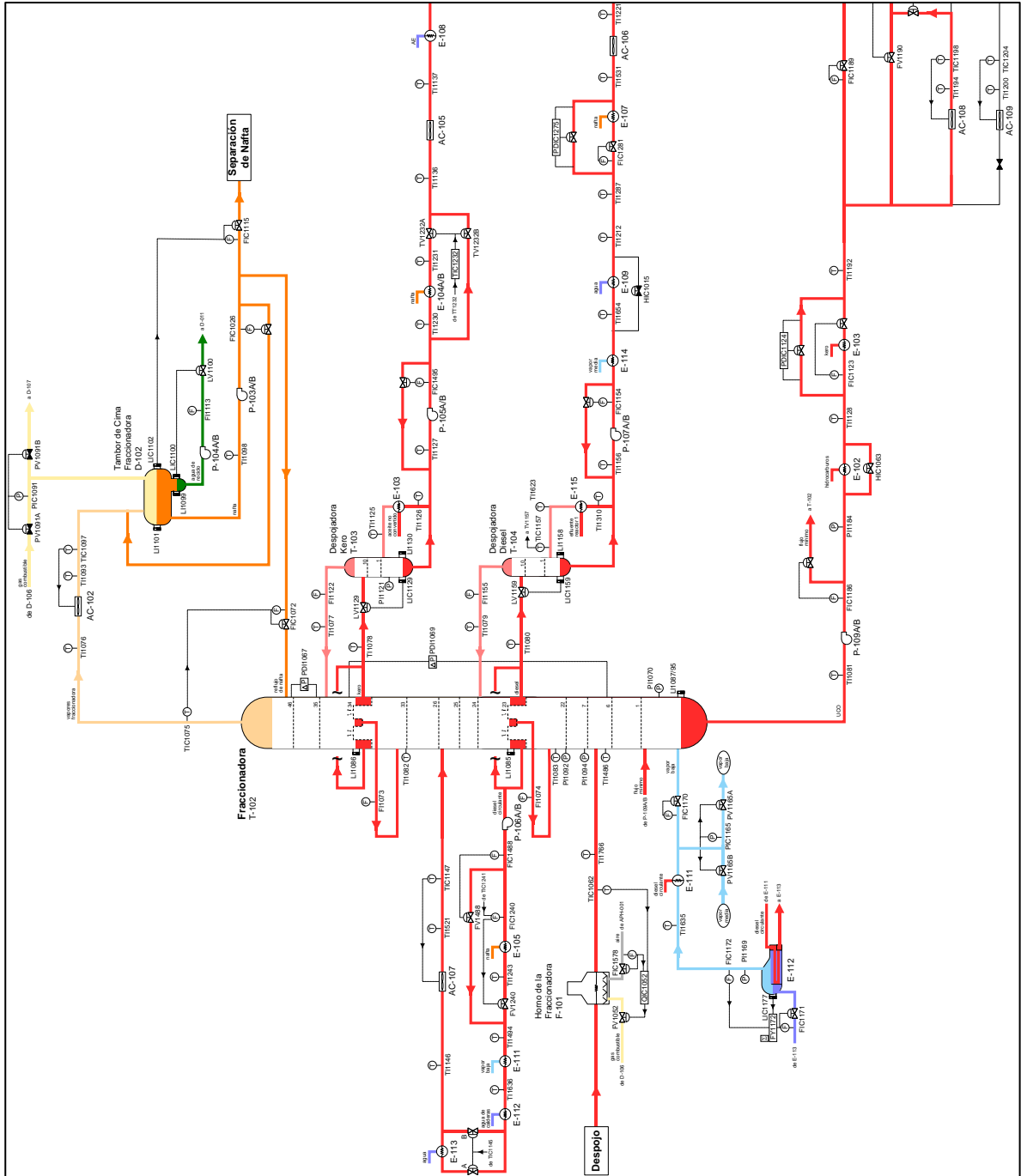


Figura 18. Sección fraccionamiento Unidad HCK - Reficar



### 6.2.3 Unidad de tratamiento nafténico – Departamento de Parafinas y Fenol -

**GRB** En el departamento de Parafinas y Fenol se encuentra la unidad de tratamiento Nafténico (U1110), unidad que se encuentra diseñada para realizar el hidrotratamiento de las bases nafténicas.

En los reactores de la unidad de tratamiento nafténico ocurren varias reacciones de hidrotratamiento que cumplen varias funciones: reducir el contenido de azufre y nitrógeno e hidrogenar las olefinas e hidrocarburos aromáticos de la carga con el fin de mejorar el índice de corrosión, color, índice de viscosidad y estabilidad de los productos.

#### CATALIZADOR

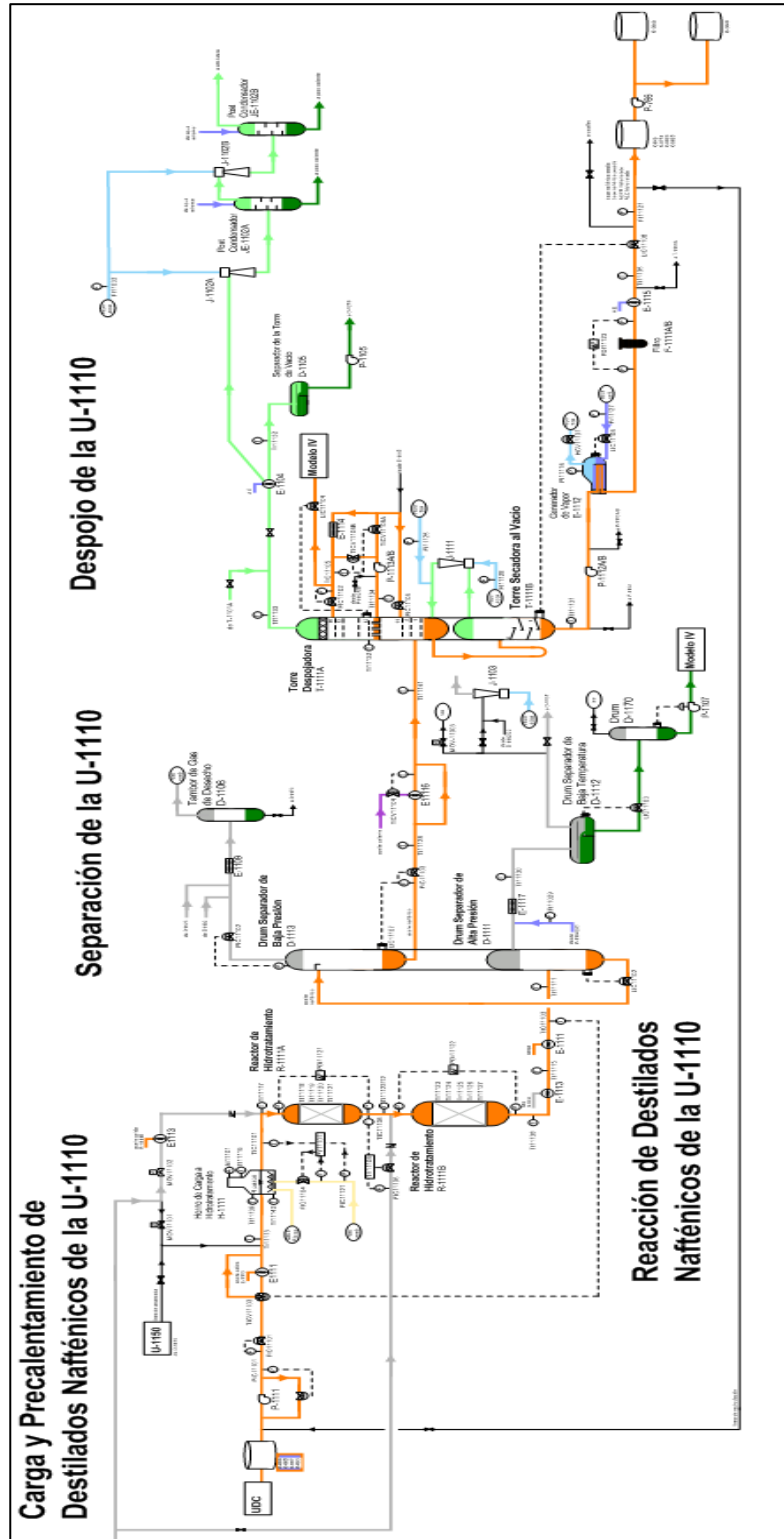
Los catalizadores más comúnmente empleados en los procesos de hidrodesulfurización están compuestos por óxidos metálicos de Ni-Mo (Níquel-Molibdeno) soportados sobre una base de alúmina inerte. Para el caso de esta unidad actualmente se cuenta con un catalizador del tipo Ni-Mo: hydrotreating Catalyst HDMax 300 – Sud Chemie. A continuación se cuenta con una composición aproximada de este catalizador:

**Tabla 12. Composición catalizador Unidad U1110-GRB**

Chemical Name CAS-No	Concentración (%)
<b>Molybdenum trioxide 1313-27-5</b>	15 - 25
<b>Nickel monoxide 1313-99-1</b>	2 - 8
<b>Aluminium oxide 1344-28-1</b>	65 - 85

La unidad cuenta con una configuración para realizar el hidrotratamiento, sin embargo debido al tipo de catalizador y al tipo de cargue (manga), se tiene una operación con un hidrotratamiento leve, mas no reacciones que permitan obtener parafinas.

Figura 19. Diagrama operación unidad U1110 - GRB



## 6.3 EVALUACIÓN DE DISPONIBILIDAD DE CORRIENTES PARA PRODUCCIÓN DE BASES TIPO II

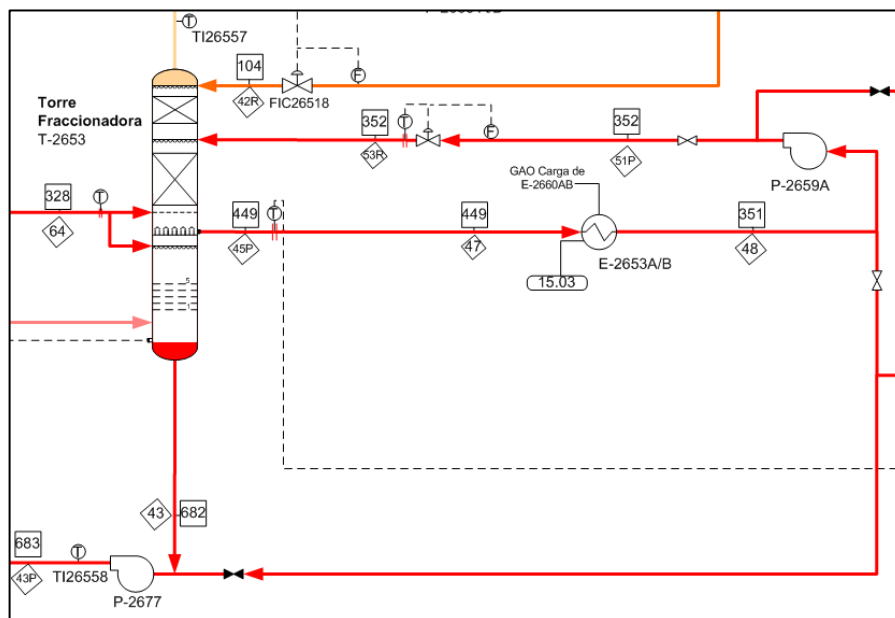
Una vez verificadas la configuración de las unidades disponibles en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena para la producción de bases tipo II, se hace necesario verificar la calidad de las corrientes disponibles en cada una de las unidades para verificar la viabilidad de obtener bases tipo II de estas corrientes.

**6.3.1 UNIBON – GRB. diseño como MHC** Se realizó una caracterización de 2 corrientes que por sus características se pueden considerar para la producción de bases parafínicas:

- Corriente de fondo Torre rectificadora, T-2653, de la unidad U-2650 Unibon.

Corresponde a la fracción liviana del Gasóleo hidrogenado del fondo de la T-2653 (Torre rectificadora). Se tienen disponibles entre 1200 y 2000 BPD de producto.

**Figura 20. Diagrama de operación T2653 – Unibon**



La corriente del fondo del tambor de flash frío D-2655 (sección de separación de alta presión) se calienta por el lado de tubos de los intercambiadores de calor E2657 y E-2658A/B alcanzando una temperatura de salida de 328°F. Los intercambiadores E2657 y E2658A/B intercambian calor por el lado casco con vapores de ACPM desde la cima del tambor D-2654.

Una vez calentada la corriente en los E2657 y E2658A/B se envía hacia la torre fraccionadora T-2653 donde es alimentada en la boquilla K por encima del plato colector. Ver anexo 2. Diagrama de flujo Unibon MHC.

Por el fondo de la Torre Rectificadora T-2653 sale una corriente de GAOH, a través del indicador de temperatura TI-26558 y succionado por la bomba P2677, el nivel del fondo la torre es regulado mediante el nuevo indicador controlador de nivel LIC26513 y a la salida va como retorno a la torre T-2652 interconectándose con la línea de alimentación a la torre T-2652.

**Tabla 13. Caracterización corriente fondo T2653**

PARAMETRO	F. T-2653	F. T-2653 desparafinado
Azufre, ppmw	525	365
Punto de Fluidez, °C	+24	-3
Gravedad API	23,8	23,7
Viscosidad a 40°C, cSt	55,5	41,58
Viscosidad a 100°C, cSt	6,55	5,555
Indice de Viscosidad	52	52
Punto Inicial de Ebullición, °C	241	110,4
5 %v de recobrado, °C	318	296
30%v de recobrado, °C	394	No dato
50%v de recobrado, °C	423	419
70%v de recobrado, °C	446	No dato
90%v de recobrado, °C	478	475
95%v de recobrado, °C	440	493
Punto Final de Ebullición, °C	544	517

En la tabla 13 se encuentra la caracterización de la corriente producto del fondo de la T2653 y la corriente después de haber sufrido el proceso de desparafinado, como se puede observar los valores de VI se encuentra por debajo de los valores esperados, mayor a 80, para una muestra que cumpla con las especificaciones de una base tipo II. Por lo anterior se considera que esta corriente no es apta para la producción de bases tipo II.

- GAOH producto de la unidad U-2650 Unibon

Se conoce con el nombre de Gasóleo Hidrogenado a la fracción intermedia del crudo que ha sido hidrogenada en presencia de un lecho catalítico. En este caso el GAO ha sido a un proceso de craqueo e hidrogenación catalítica. La unidad produce entre 13000 y 18000 BPD de esta corriente, dependiendo de la carga que se tenga y el rendimiento de ACPM que se tenga programado.

Figura 21. Diagrama de operación T2652 – Unibon

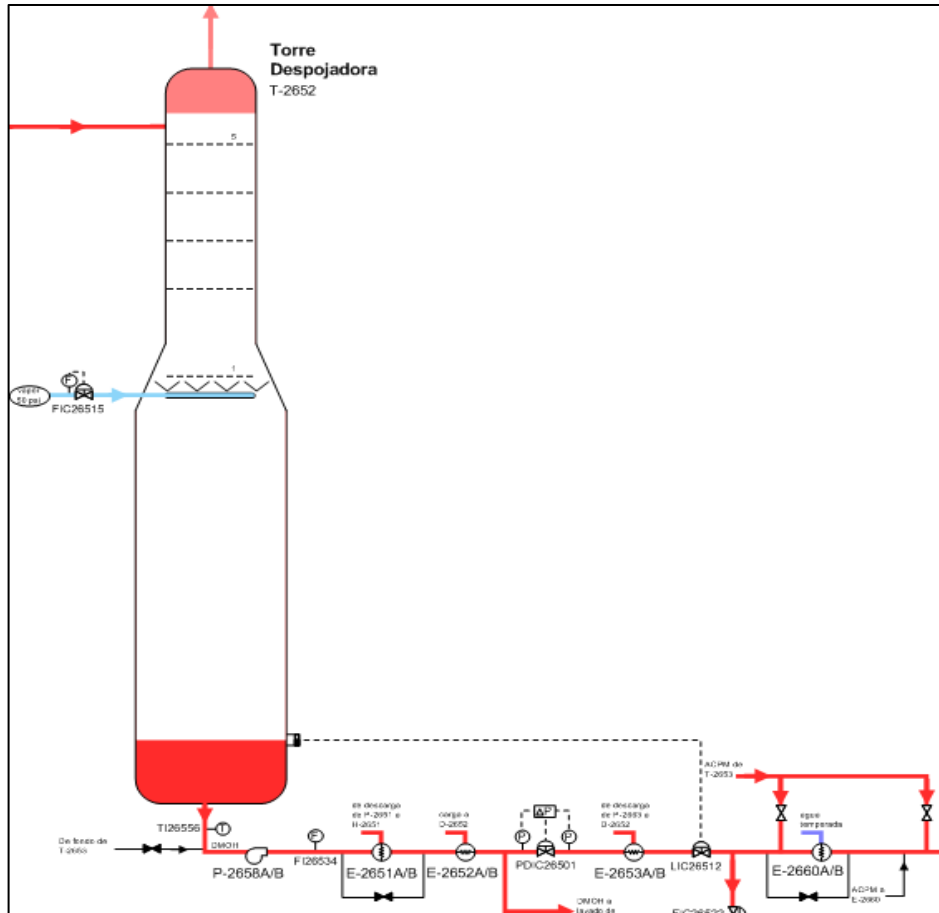


Tabla 14. Caracterización corriente GAOH Unibon

PARAMETRO	GAOH	GAOH Desparafinado
Azufre, ppmw	604	456
Punto de Fluidez, °C	+21	-3
Gravedad API	23,1	23,1
Viscosidad a 40°C, cSt	115.5	65,07
Viscosidad a 100°C, cSt	9,94	8,023
Índice de Viscosidad	48	87
Punto Inicial de Ebullición, °C	302	110
5 %v de recobrado, °C	353	117
30%v de recobrado, °C	422	No dato
50%v de recobrado, °C	452	438

PARAMETRO	GAOH	GAOH Desparafinado
<b>70%v de recobrado, °C</b>	482	No dato
<b>90%v de recobrado, °C</b>	523	505
<b>95%v de recobrado, °C</b>	542	519
<b>Punto Final de Ebullición, °C</b>	587	538

En la tabla 15 se tienen la caracterización de la corriente de GAOH producto del fondo de la torre T-2652. Esta corriente presenta un bajo valor de VI, comparada con una corriente como el UCO (Unconverted Oil), mayor a 100. Sin embargo, la caracterización de la corriente después de haber realizado el proceso de desparafinado en planta piloto muestra un valor de VI mayor a 80, lo que muestra un potencial para ser materia prima para la producción de bases tipo II, teniendo en cuenta que normalmente en la unidad de extracción líquido-líquido se presentan mejoras de entre 20 y 40 puntos de VI, sujeto al contenido de aromáticos que se tenga en el producto. Teniendo en cuenta la calidad de esta muestra, se hace necesario realizar las pruebas en el proceso de extracción líquido-líquido con el fin de poder obtener los valores finales de VI de la base producto y poder corroborar con mediciones del contenido de aromáticos, si esta corriente, después de haber sido procesada en el tren de parafinas y fenol, cumple con las especificaciones de una base tipo II.

### 6.3.2 Hidrocraquer Refinería Cartagena

#### a. Corriente UCO (Unconverted Oil)

De acuerdo con la configuración de la unidad, y con las bases de diseño se cuenta con BASES DE DISEÑO DE LA UNIDAD HYCROCRACKER donde se puede observar que dentro del diseño se cuenta con una corriente UCO (Unconverted Oil). Ver Anexo 1. Con una carga de 35000 BPD a la unidad de hidrocraquer, se tienen un proyectado de producir 1750 BPD de UCO.

## CARACTERIZACIÓN CORRIENTE UCO – DESTILADO IMPORTADO STASCO 46R

Teniendo en cuenta que la unidad Hydrocracker de la refinería de Cartagena se encuentra en proceso de estabilización, por lo que no ha llegado a unas condiciones operacionales que permitan la producción de la corriente UCO; y al tener la disponibilidad de una corriente de similares características producto de una unidad de la compañía Shell, se realizó una evaluación en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) para verificar su potencial como base parafínica.

La evaluación del destilado importado en el esquema parafínico involucró los procesos de desparafinado para la producción de los aceites desparafinados y ceras y el proceso de extracción líquido – líquido a nivel de planta piloto para la obtención de los Rafinatos, los cuales fueron caracterizados de acuerdo con las especificaciones establecidas para las bases parafínicas.

**Tabla 15. Caracterización Destilado STASCO 46R**

ANÁLISIS	UNIDADES	DESTILADO
Densidad a 15 °C – ASTM D4052	g/ml	0,8353
Gravedad API	°API	37,8
Índice de refracción a 70 °C	N/A	1,4419
Punto de anilina	°C	113,2
Punto de fluidez	°C	30
Viscosidad a 100°C	mm <sup>2</sup> /s	3,728
Viscosidad a 40°C	mm <sup>2</sup> /s	15,96
Índice de viscosidad	N/A	123
Azufre Horiba – ASTM D4294	% Peso	< 30 ppm
Contenido de ceras en crudos	% Peso	26,6

Debido al punto de fluidez que presenta el destilado, se hace necesario realizar un proceso de desparafinado en la unidad MEK, con el fin de retirar las ceras

presentes. Se debe tener en cuenta que el contenido de aromáticos de esta corriente se encuentra entre 4-6%, cumpliendo con las especificaciones de una base tipoll.

**Tabla 16. Caracterización corriente aceites desparafinados STSCO 46R**

ANÁLISIS	UNIDADES	DESPARAFINADO	CO2	CO3
		CO1 DPL	DAO S/C=4	DAO S/C=5
Densidad a 15 °C – ASTM D4052	g/ml	0,8353	0,838	0,838
Gravedad API	°API	37,2	37,3	37,3
Viscosidad a 100°C	mm <sup>2</sup> /s	3,464	3,589	3,562
Viscosidad a 40°C	mm <sup>2</sup> /s	14,27	15,04	14,68
Índice de viscosidad	N/A	121	122	126
Azufre D4294	ppm	30	<30	<30
Índice de Refracción a 70°C	N/A	1,444	1,444	1,444
Punto de fluidez	°C	-6	-3	-3

**Tabla 17. Caracterización corrientes Rafinado STASCO 46R.**

ANÁLISIS	UNIDADES	DESP.	DESP.	DESP.
		RAF RS/C=1,5	RAF RS/C=2,0	RAF RS/C=2,5
Densidad a 15 °C – ASTM D4052	g/ml	0,8365	0,8367	0,8364
Gravedad API	°API	37,6	37,5	37,6
Color ASTM	N/A	L0,5	L0,5	L0,5
Azufre D4294	ppm	47	37	35
Punto de fluidez	°C	6	0	-3
Punto de anilina	°C	117,6	117,2	117,5
Viscosidad a 100°C	mm <sup>2</sup> /s	3,509	3,484	3,494
Viscosidad a 40°C	mm <sup>2</sup> /s	14,4	14,28	14,17
Índice de viscosidad	N/A	125	124	127
Número de ácido D664	Mg KOH/g	<0,1	<0,1	<0,1

Una vez realizada la caracterización se identifica que esta corriente es viable para la producción de bases tipo II. Sin embargo, debido a que se encuentra en la Refinería de Cartagena, se debe evaluar los costos asociados a la logística y transporte hasta la refinenería de Barrancabermeja donde se deben realizar los procesos necesarios para obtener la base tipo II en especificaciones (Desparafinado y extracción líquido-líquido con fenol)

- Evaluación de la viabilidad de transporte de los destilados UCO hasta la Refinería de Barrancabermeja.

De acuerdo con la disponibilidad de esta corriente fue necesario realizar la evaluación del medio de transporte que mejor permitiera llevar el producto desde la Refinería de Cartagena hasta la Refinería de Barrancabermeja. De acuerdo con los resultados obtenidos se encontró que la mejor alternativa para realizar el transporte es mediante transporte terrestre teniendo como principal justificación los siguientes beneficios:

- Se realiza una operación con lotes pequeños (1000 BPD)
- Se cuenta con un tanque en Reficar que permite almacenar 9000 Barriles.
- Existe bomba disponible para el servicio.
- Se puede contar con una flota dedicada de 6 carrotanques con calentamiento, con lo que se asegura la calidad del producto.
- No existen limitaciones de transporte durante el año, no existes limitaciones por los ciclos climatológicos que limitan el transporte fluvial.
- Requerido habilitar cargadero en Reficar y descargadero en GRB.
- Costos facilidades MU\$2.2 vs MU\$7 en el caso de optar por transporte fluvial (La inversión total necesaria para adecuar las facilidades para realizar el transporte terrestre es de USD\$2.210.854 (CPO\$6.632'000.000)).
- Tarifa de transporte 9,86US/bl vs 7,9 U\$/bl en el transporte fluvial

- Tiempo de ejecución 9 meses vs 12 meses para el caso de las facilidades necesarias para realizar el transporte fluvial

Facilidades requeridas para el transporte de UCO desde Cartagena hasta Barrancabermeja

Reficar:

- Alistamiento de TK-3045
- Interconexión de la unidad HC hasta el TK-3045
- Interconexión desde TK-3045 hasta bomba
- Interconexión desde bomba existente hasta descargadero
- Adecuación de brazo de llenado para entrega del producto

GRB:

- Modificar el descargadero de producto no conforme ubicado en llenadero de la GRB. (Interconexiones nuevas)
- Instalación de interconexiones y tracing en líneas hasta Parafinas

Una vez realizada la evaluación económica en Ecopetrol se encuentra que los casos evaluados muestran una TIR mayor a 120%, sujeto al precio del barril Brent al volumen de carga disponible.[22]

**6.3.3 Modificación unidad U1110 tratamiento nafténico – GRB** De acuerdo con la información de casos previos revisada, se plantea como una alternativa adicional la evaluación técnica de la producción de bases mediante el hidrotratamiento de gasóleos de vacío en la unidad de tratamiento nafténico, ya que esta es una unidad que cuenta con condiciones de operación de presión y temperatura que permiten alcanzar condiciones para llevar a cabo reacciones de hidrotratamiento de hidrosaturación y de hidrocraqueo.

Como parte de esta evaluación se debe realizar una evaluación de los siguientes aspectos:

- Tipo de catalizador que se debe cargar en cada uno de los reactores de la unidad de manera que las reacciones que se lleven a cabo sean principalmente de desaromatización. Lo anterior se puede ver reflejado en ganancia de alrededor de 10 puntos en el índice de viscosidad.
- Condiciones operacionales que permitan obtener las reacciones de hidroprocesamiento, pero que no produzcan craqueo parcial de la base, generando un bajo rendimiento por la generación de compuestos livianos que a su vez generan la reducción en la viscosidad y la densidad de la base
- Realizar la evaluación de la relación hidrogeno/carga óptima para asegurar el equilibrio químico y el consumo químico necesario para obtener las reacciones óptimas de hidrotatamiento con el fin de obtener bases con máximo 10% de aromáticos.
- Realizar la evaluación del sistema de fraccionamiento que permitan separar la fracción liviana producto del hidrocraqueo que puede llegar a afectar la viscosidad de las bases. Actualmente solo se cuenta con torres despojadoras que direccionan los livianos hacia el sistema de vacío, generando un riesgo de envío de hidrocarburo con condensados.

#### **6.4 PREPARACIÓN DE MEZCLAS DE BASES UTILIZANDO EN MÉTODO SI/GI (ÍNDICE DE ESTRUCTURA/ÍNDICE DE GRADO).**

Teniendo en cuenta que la alternativa de uso de GAOH desparafinado de la unidad Unibon MHC cuenta con un valor de VI bajo; se toma la decisión de realizar la evaluación de la viabilidad de realizar mezclas del refinato de UCO con el deparafinado del GAOH de Unibon.

Debido a que la propiedad de índice de VI y la viscosidad no tiene un comportamiento proporcional, fue necesario identificar una metodología que permitiese realizar una proyección de la fracción másica máxima de Desparafinado de GAOH que se debe mezclar con el refinato de UCO para q se cumpla con las especificaciones de VI, para lo que se usó el método SI/GI.

Este método, originado en 1970 por Bayle, de KSAL, introdujo dos nuevos parámetros para describir las propiedades de viscosidad de los hidrocarburos y de las mezclas de hidrocarburos en el rango de bases lubricantes:

- Índice de estructura, **SI** (Structure Index) por su nombre en inglés : Refleja la estructura de la clase de compuestos (n-parafinas, noma-aromáticos, mono-enlazadas iso-parafinas, etc)
- Índice de grado, **GI** (Grade Index) por su nombre en inglés: Refleja el tamaño de las moléculas consideradas.

La ecuación fundamental del sistema SI/GI se encuentra a continuación:

$$\ln V_T = p_T GI + q_T SI + r_T \quad (1)$$

En la que:

$$p_T = 0.020359 e^{285.012/T} - 0.025573 \quad (2)$$

$$q_T = 0.0031779 e^{285.012/T} + 2.5897 e^{-0.0217909T} - 0.005631 \quad (3)$$

$$r_T = 2.10196 e^{285.012/T} + 196.53 e^{-0.02179097T} - 4.03659 \quad (4)$$

Las unidades de viscosidad cinemática ( $V_T$ ) and Temperatura absoluta ( $T$ ) en esta ecuación son centistokes (cst) y grados Kelvin (K) respectivamente.

La ecuación básica puede ser reescrita como sigue:

$$V_{kT} = e^{(p_T^{GI} + q_T^{SI} + r_T)}$$

Así mismo, debido a que el sistema de SI/GI es representativo de propiedades moleculares que exhiben comportamiento lineal en una mezcla (Estructura molecular promedio, y peso molecular promedio), el sistema puede ser usado para calculos de mezclas lineales, lo que permite realizar un cálculo de viscosidad de la mezcla de dos compuestos.

**Tabla 18. Propiedades productos base para mezcla**

PARÁMETRO	Rafinado UCO R S/C=2,5	GAOH Desparafinado
Viscosidad a 40°C, cSt	14,17	65,07
Viscosidad a 100°C, cSt	3,494	8,023

Teniendo en cuenta los valores de viscosidad de la tabla 18, para el caso de la mezcla de desparafinado de GAOH con desparafinado de UCO se obtuvieron los siguientes resultados:

**Tabla 19. Valores de V40, V100 y VI de mezcla a diferentes fracciones de GAOH**

Propiedad	FRACCIÓN MÁSCICA DE GAOH EN MEZCLA				
	0	0,1	0,2	0,3	0,4
V40	14,170	16,274	18,731	21,611	25,002
V100	3,494	3,781	4,093	4,435	4,810
VI mezcla	127,000	123,780	119,860	116,551	113,885

Propiedad	FRACCIÓN MASICA DE GAOH EN MEZCLA					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
V40	29,017	33,796	39,520	46,421	54,802	65,070
V100	5,221	5,674	6,173	6,726	7,339	8,023
VI mezcla	110,976	106,857	101,656	96,942	92,184	87,000

Como se puede observar en la tabla, en una fracción de 0,4 de GAOH en la mezcla se pueden obtener valores de VI de 110, que cumplen con una especificación de una base parafínica liviana. En el anexo 2 se incluyen las especificaciones de calidad de las bases parafínicas que se tienen como producto en Ecopetrol.

## 6.5 COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS – EVALUACIÓN DE CRITERIOS

Con el fin de poder seleccionar la mejora alternativa que permita producir las bases tipo II se seleccionaron los principales criterios que permiten comparar las alternativas expuestas. A continuación se encuentra la justificación de los criterios seleccionados, teniendo en cuenta que son procesos que actualmente se encuentra operando en las instalaciones de GRB y /o Reficar.

**Tabla 20. Selección de criterios para evaluación de alternativas**

<b>Criterio</b>	<b>JUSTIFICACION</b>
<b>Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y Ambiente (HSE)</b>	Debido a que son unidades que se encuentran instaladas actualmente no se hace necesario realizar Estudios ambientales, solicitar Licencia Ambiental y/o realizar Modificación de Licencia Ambiental, EIA Estudio de Impacto Ambiental, Inversión Ambiental (1%), PMA Plan de Manejo Ambiental, Aprovechamiento de recursos, aprovechamiento forestal, Ocupación de cauce, Emisiones atmosféricas, Concesión de aguas subterráneas y superficiales, Vertimientos, Uso y aprovechamiento del suelo
<b>Seguridad física</b>	Teniendo en cuenta que las unidades se encuentran operando dentro de áreas de Ecopetrol, no se hace necesario realizar evaluación de: Antecedentes de Seguridad Física en el área del proyecto, Situación actual de orden público, Campañas electorales e impacto en el proyecto, Socialización del inicio del proyecto, Presencia de Organismos de Control (DAS, Policía, etc.), Acuerdos entre los organismos de Control y ECOPETROL
<b>Social</b>	Las unidades donde se producirán las corrientes definidas se

Criterio	JUSTIFICACION
	<p>producen dentro de las instalaciones de las refinerías de Ecopetrol, no se hace necesario realizar descripción del tipo de Población, Dedicación, Economía, Planes de Ordenamiento Territorial, Servicios públicos, sociales, Negociación de tierras</p>
<b>Localización / sitio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Facilidades para la obtención de recursos.</li> <li>• Acceso al mercado y/ó clientes.</li> <li>• Influencia de los competidores.</li> <li>• Posibilidad de expansión ó crecimiento.</li> <li>• Suministro y costo de servicios.</li> <li>• Condiciones ambientales.</li> <li>• Zonificación.</li> <li>• Otros: Hidrológicos, Geotécnicos, Históricos, Topología, Propiedad, Facilidad de Construcción.</li> </ul>
<b>Tecnología</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se identificaron diferentes tecnologías del mercado ó se consultó la información al interior de la Empresa</li> <li>• Se revisó cada una de las tecnologías con los diferentes entes ó personas involucradas</li> <li>• Se determinó los riesgos e impacto con la aplicación de dicha tecnología.</li> <li>• Se planteó un plan para la transferencia del conocimiento.</li> <li>• Se revisó la disponibilidad de recursos para la implementación de dichas tecnologías</li> </ul>

Los criterios que han sido escogidos para realizar la comparación han sido:

- Localización / sitio
- Tecnología
- Costos
- Tiempos de ejecución

Con el fin de realizar una evaluación que permita comparar las dos alternativas que se tienen disponibles para la producción de las bases tipo II, se seleccionan los criterios que se encuentran en la tabla 21.

**Tabla 21. Criterios de comparación de alternativas**

Item	Criterios	Unidad	% valoración
1	La tecnología se encuentra operando actualmente	SI/NO	20
2	Valor de VI del aceite desparafinado - Contenido de aromáticos	Unidades VI	30
3	Tiempo de implementación de la alternativa	Meses	10
4	Volumen disponible	BPD	10
5	Costos de implementación de la alternativa	MM\$ COP (No supere valor tope)	30

La evaluación económica realizada en Ecopetrol de la iniciativa para la producción de bases parafinicas a partir de la corriente UCO de la refinería de Cartagena, reporta que el beneficio económico se encuentra estimado entre 32,7KU\$/día y 42,8 KU\$/día.

Al realizar la comparación de los valores de cada criterio para cada una de las corrientes seleccionadas, se identifica que la corriente de Desparafinado de UCO, es la corriente que cumple con el mayor número de criterios.

**Tabla 22. Comparación de criterios para la selección de la mejor alternativa.**

Item	Criterio de comparación	Desparafinado UCO Reficar	Desparafinado GAOH Unibon
1	La tecnología se encuentra operando actualmente	SI	SI
2	Valor de VI del aceite desparafinado - Contenido de aromáticos (Medido)	123	86
3	Tiempo de implementación de la alternativa (meses)	12	2

<b>Item</b>	<b>Criterio de comparación</b>	<b>Desparafinado UCO Reficar</b>	<b>Desparafinado GAOH Unibon</b>
<b>4</b>	Volumen disponible (BPD)	1750	4200(*)
<b>5</b>	Costos de implementación de la alternativa (MM\$)	6.600	100
<b>6</b>	Beneficio esperado de la alternativa (MU\$/año)	12	13,9

(\*) Sujeto a la evaluación por afectación de carga a las unidades de craqueo catalítico.

Se hace necesario realizar una evaluación de las dos corrientes en las planta piloto, desparafinado y para el caso del GAOH en la planta piloto de extracción con fenol de desparafinado de GAOH, con el fin de poder contar con una caracterización que corrobore los valores obtenidos con la muestra STASCO 46 y la proyección de la muestra de GAOH una vez se retire la fracción aromática.

## 7. CONCLUSIONES

1. Una vez realizada la revisión de calidad, del destilado STASCO 46R, similar a la calidad esperada para la corriente UCO de la Refinería de Cartagena, se encuentra que al sufrir el proceso de desparafinado, cumple con las especificaciones de una base tipo II, por lo que se considera como una alternativa viable técnicamente para producir las bases tipo II en la Refinería de Barrancabermeja.
2. Teniendo en cuenta que la corriente desparafinada de GAOH de Unibon no cuenta con el valor mínimo de VI, como alternativa de producción de bases se tiene la mezcla del desparafinado de UCO con el desparafinado de GAOH de la unidad Unibon. Como máximo valor porcentaje de desparafinado de GAOH para producir una base parafínica liviana en especificaciones se tiene como resultado 40%, mediante el método SI/GI.
3. Con el fin de poder contar con la corriente UCO en la Refinería de Barrancabermeja, se hace necesario contar con un medio que transporte que exija realizar la menor inversión y que tenga el menor costo, por lo que se considera que el mejor medio de transporte es el terrestres, sin embargo se deben realizar adecuaciones para el cargue en Reficar y descargue en GRB.
4. Para el recibo de la corriente de GAOH en la planta de Parafinas y Fenol, se hace necesario realizar la instalación de facilidades que permitan interconectar las líneas desde la unidad Unibon en Balance hasta el área sur de la Refinería de Barrancabermeja.

5. De acuerdo con la metodología multicriterio, se identifica que la mejor alternativa para la producción de las bases tipo II en la Refinería de Barrancabermeja, es la corriente UCO de la Refinería de Cartagena. Lo anterior debido principalmente al cumplimiento del valor de VI y la viscosidad del producto.
  
6. De acuerdo con la evaluación realizada en Ecopetrol, los beneficios económicos proyectados por la producción de bases lubricantes tipo II en la Refinería de Barrancabermeja a partir de la corriente UCO de la Refinería de Cartagena se encuentran estimados entre 32,7U\$/barril y 42,8 U\$/Barril.

## 8. RECOMENDACIONES

De acuerdo con la revisión realizada se recomienda se recomienda realizar las siguientes revisiones:

1. Una vez se cuente con estabilidad en la unidad de hidrocraqueo de la refinería de Cartagena, se debe realizar una corrida con la muestra de UCO en planta piloto del ICP que permita contar con una caracterización que corrobore los valores obtenidos con la muestra STASCO 46.
2. Realizar la evaluación técnica de la producción de bases mediante el hidrotratamiento de gasóleos de vacío en la unidad de tratamiento nafténico, donde se verifique el catalizador a cargar en cada uno de los lechos, las condiciones operacionales y los equipos necesarios para realizar el fraccionamiento y la rectificación de las bases.
3. La corriente GAOH debe ser evaluada en el tren completo de parafinas y fenol, para poder identificar si es viable ser usada como materia prima para la producción de bases tipo II.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. J. Rockwell, "History of GTL Technology," Paper LW-01-131, presented at the Lubricants and Waxes meeting, National Petroleum Refiners Association, Houston, Texas, November 8–9, 2001.
2. T. H. Fleisch, R. A. Sills, and M. D. Briscoe, "2002-Emergence of the Gas-to-Liquids Industry: A Review of Global GTL Developments," *Journal of Natural Gas Chemistry* 11:1–14 (2002).
3. "ExxonMobil's Advanced Gas-to-Liquids Technology," *Hydrocarbon Asia*. July/August:56–63 (2003).
4. Lubes N Greases, 2005 Guide to Global Base Oil Refining (Falls Church, VA: LNG Publishing).
5. ECOPETROL, [www.ecopetrol.com.co/informe\\_anual/estrategia.htm](http://www.ecopetrol.com.co/informe_anual/estrategia.htm), Estrategia Corporativa, 2007.
6. T Lynch, *Process Chemistry of Lubricant Base Stocks*. CRC Press, Taylor & Francis Group, 2008, 172 – 205.
7. ECOPETROL S.A. *Gestión de programas y proyectos (ECP-DPY-M-001)*. Bogotá: ECOPETROL S.A. 2010
8. ECOPETROL S.A. *Matriz de Evaluación de alternativas (ECP-DPY-F-007)*. Bogotá: ECOPETROL S.A. 2010.

9. ECOPETROL S.A. *Documento Soporte de Decisión (ECP-DPY-F-001)*. Bogotá: ECOPETROL S.A. 2011.
10. Worldwide Refinery processing review. Lube oil production. Third Quarter 2012. Hydrocarbon publishing company. 2012.
11. Kamchev, B. Global Base oil Demand to grow. Lube report. 2012 Agosto.
12. American Petroleum Institute. API 1509. Engine oil licensing and certification system. 17<sup>th</sup> edition. September 2012.
13. S. Gonzalez. Informe con Recomendaciones para la viabilidad de producción de base parafínica media grupo II. Ecopetrol – ICP. 2013.
14. Ian Moncrieff. The Twilight of Group I: How changes in lubricant formulations are driving fundamental shifts in base oil supply and pricing. September 2013.
15. Pusey Mitchell, A. D. Diseño de una estrategia de decisión para la gestión de los activos de automatización y control en la Gerencia Refinería de Barrancabermeja de ECOPETROL S.A. Bogotá: Universidad de los Andes. 2013
16. Carvajar, I. E. Desarrollo de una metodología de decisión para la contratación de servicios para realizar los tratamientos ambientales en la gestión de residuos en la industria de refinación a través de un modelo de ecoeficiencia. Bogotá: Universidad de los Andes. 2013
17. Duarte, Dario Ivan. Ecopetrol. INFORME TECNICO IMPACTO DE LA CORRIDA OCENSA EN LAS UNIDADES DE PARAFINAS. 28 de septiembre del 2013

18. ECOPETROL, W:\Planeación de la producción \Planeación y Programación de la Producción\Análisis Económicos\Potenciales, 2014/2015.
19. Base Oils supplement to ICIS Chemical Business. Marzo 2015.
20. Entrenamiento de análisis de decisiones bajo incertidumbre y análisis y cuantificación del Riesgo. Ecopetrol – Universidad de los Andes. Refinería de Barrancabermeja. 2016.
21. Gonzalez, Sandro. Ecopetrol. Evaluación del destilado importado STASTCO 46r como alternativa de dieta para el esquema parafínico GRB. Diciembre 2013.
22. Orozco, K. Caso de negocio. Estudio de factibilidad para el UCO de HDK de Reficar como materia prima para la unidad de Parafinas y Lubricantes de la GRB. Octubre, 2016.
23. CB&I – Proces. Process design basis for basic engineering of the unit 110 Hydrocracker – Cartagena Refinery. 2008.

## BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 1509. Engine oil licensing and certification system. 17th edition. September 2012.

BASE OILS supplement to ICIS Chemical Business. Marzo 2015.

CARVAJAR, I. E. Desarrollo de una metodología de decisión para la contratación de servicios para realizar los tratamientos ambientales en la gestión de residuos en la industria de refinación a través de un modelo de ecoeficiencia. Bogotá: Universidad de los Andes. 2013

CB&I – Proces. Process design basis for basic engineering of the unit 110 Hydrocracker – Cartagena Refinery. 2008.

DUARTE, Dario Ivan. Ecopetrol. Informe técnico impacto de la corrida OCENSA en las unidades de parafinas. 28 de septiembre del 2013

ECOPETROL – UNIVERSIDAD DE LOS ANDES. REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA. Entrenamiento de análisis de decisiones bajo incertidumbre y análisis y cuantificación del Riesgo. 2016.

ECOPETROL S.A. Matriz de Evaluación de alternativas (ECP-DPY-F-007). Bogotá: ECOPETROL S.A. 2010.

ECOPETROL S.A. Documento Soporte de Decisión (ECP-DPY-F-001). Bogotá: ECOPETROL S.A. 2011.

ECOPETROL S.A. Gestión de programas y proyectos (ECP-DPY-M-001). Bogotá: ECOPETROL S.A. 2010

ECOPETROL, W:\Planeación de la producción \Planeación y Programación de la Producción\Análisis Económicos\Potenciales, 2014/2015.

ECOPETROL, Estrategia Corporativa 2007. [en línea] disponible en: [www.ecopetrol.com.co/informe\\_anual/estrategia.htm](http://www.ecopetrol.com.co/informe_anual/estrategia.htm)

EXXONMOBIL'S Advanced Gas-to-Liquids Technology," Hydrocarbon Asia. July/August:56–63 2003.

FLEISCH, T. H. SILLS, R. A. and BRISCOE M. D., "2002-Emergence of the Gas-to- Liquids Industry: A Review of Global GTL Developments," Journal of Natural Gas Chemistry 11:1–14 2002.

GONZALEZ, Sandro. Ecopetrol. Evaluación del destilado importado STASTCO 46r como alternativa de dieta para el esquema parafínico GRB. Diciembre 2013.

GONZALEZ. S. Informe con Recomendaciones para la viabilidad de producción de base parafínica media grupo II. Ecopetrol – ICP. 2013.

KAMCHEV, B. Global Base oil Demand to grow. Lube report. 2012 Agosto.

LUBES N Greases, 2005 Guide to Global Base Oil Refining (Falls Church, VA: LNG Publishing).

LYNCH T, Process Chemistry of Lubricant Base Stocks. CRC Press, Taylos & Francis Group, 2008, 172 – 205.

MONCRIEFF Ian. The Twilight of Group I: How changes in lubricant formulations are driving fundamental shifts in base oil supply and pricing. September 2013.

OROZCO, K. Caso de negocio. Estudio de factibilidad para el UCO de HDK de Reficar como materia prima para la unidad de Parafinas y Lubricantes de la GRB. Octubre, 2016.

PUSEY MITCHELL, A. D. Diseño de una estrategia de decisión para la gestión de los activos de automatización y control en la Gerencia Refinería de Barrancabermeja de ECOPETROL S.A. Bogotá: Universidad de los Andes. 2013

ROCKWELL J., "History of GTL Technology," Paper LW-01-131, presented at the Lubricants and Waxes meeting, National Petroleum Refiners Association, Houston, Texas, November 8–9, 2001.

WORLDWIDE REFINERY PROCESSING REVIEW. Lube oil production. Third Quarter 2012. Hydrocarbon publishing company. 2012.

## ANEXOS

### ANEXO A. ESPECIFICACIONES DISEÑO HIDROCRACKER

Product Fraction		C5-C6	Hvy.Naptha	Kero / jet	Diesel	Unconverted	Export. Diesel
TBP cut	°F	175F max	C7 -300 (1)	300-495 (1)	495-670	670+	300-670
Gravity	API	79.05	54.58	40.08	35.52	35.24	37.27
Sulfur- wt	Ppm	1	0.5	5.0	8	27	<10
Nitrogen-wt	Ppm	0.5	0.5	0.8	0.8	1	0.5
Cetane Index	D-976				54.3		50.42
Aromatics	wt% Vol%	3	12	19	14		15.8
Poly aromatics	wt%				2		<1
Viscosity, cSt	@122F			1.226	3.431	13.402	2.214
Viscosity, cSt	@212F			0.650	1.568	4.230	1.107
Distillation Type		D86	D86	D86	D86	D1160	D86
IBP		90	206	291	485	665	291
10%		105	223	332	507	686	378
30%		120	230	375	549	741	465
50%		130	235	411	580	787	507
70%		145	258	437	608	828	577
90%		167	292	476	639	890	631
EP		191	324	507	665	917	665

## ANEXO B. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE LAS BASES PARAFINICAS ECOPETROL

### Base parafínica liviana (BP 22 H/F) - SN150

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
		ASTM	Mínimo	Máximo
Color ASTM	Clasificación	ASTM D1500		1,5
Corrosión lámina de cobre	Clasificación	ASTM D130		1 (1)
Contenido de agua y sedimento	mL/100 ml	ASTM D1796 (2)		0,05
Índice de viscosidad	N/A	ASTM D2270	95	
Volatilidad a 371°C	g/100 g	ASTM D2887 (3)		15,0
Punto de fluidez	°C	ASTM D97 (4)		0
Punto de inflamación	°C	ASTM D92	200	
Tiempo de separación de la emulsión	min	ASTM D1401		15
Viscosidad cinemática a 100°C	mm <sup>2</sup> /s	ASTM D445	4,3	5
Viscosidad cinemática a 40°C	mm <sup>2</sup> /s	ASTM D445		Reportar
Número de ácido	mgKOH/g	ASTM D664		Reportar
Contenido de fenol	g/100 g	UOP262		Reportar
Microcarbón residual	g/100 g	ASTM D4530		Reportar
Azufre	g/100 g	ASTM D4294 (5)		Reportar

**Notas:**

- (1) El valor 1 se refiere a valores 1a o 1b
- (2) Método alternativo ASTM D 6304
- (3) Método alternativo ASTM D 5800
- (4) Método alternativo ASTM D 5949
- (5) Método alternativo ASTM D 2622

### Base parafínica media (BP 68 H/F) - SN300/350

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN	
		ASTM	Mínimo	Máximo
Color ASTM	Clasificación	ASTM D1500		3,5
Corrosión lámina de cobre	Clasificación	ASTM D130		1 (1)
Contenido de agua y sedimento	mL/100 ml	ASTM D1796 (2)		0,05
Índice de viscosidad	N/A	ASTM D2270	95	
Punto de fluidez	°C	ASTM D97 (3)		0
Punto de inflamación	°C	ASTM D92	220	
Tiempo de separación de la emulsión	min	ASTM D1401		15
Viscosidad cinemática a 100°C	mm <sup>2</sup> /s	ASTM D445	8,0	9,0
Viscosidad cinemática a 40°C	mm <sup>2</sup> /s	ASTM D445		Reportar
Número de ácido	mgKOH/g	ASTM D664		Reportar
Contenido de fenol	g/100 g	UOP262		Reportar
Microcarbón residual	g/100 g	ASTM D4530		Reportar
Azufre	g/100 g	ASTM D4294 (4)		Reportar

**Notas:**

- (1) El valor 1 se refiere a valores 1a o 1b
- (2) Método alternativo ASTM D 6304
- (3) Método alternativo ASTM D 5949
- (4) Método alternativo ASTM D 2622