



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y

MECÁNICA

CARRERA DE INGENIERÍA PETROQUÍMICA

**TRABAJO DE TITULACIÓN, PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO PETROQUÍMICO**

**TEMA: “IMPLEMENTACION DE UNA METODOLOGÍA EN
LOS LABORATORIOS DE PETROQUIMICA DE LA
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE PARA
LA CARACTERIZACIÓN DE NAFTA VIRGEN OBTENIDA
EN ECUADOR”**

AUTOR: LUIS DAVID LISINTUÑA CISNEROS

DIRECTOR: HEBERT MARIO MOLERO MORAN, PH.D.

LATACUNGA

2018



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA

CARRERA DE INGENIERÍA PETROQUÍMICA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo de titulación, **“IMPLEMENTACION DE UNA METODOLOGÍA EN LOS LABORATORIOS DE PETROQUIMICA DE LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE PARA LA CARACTERIZACIÓN DE NAFTA VIRGEN OBTENIDA EN VARIAS TORRES DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA EN EL ECUADOR”** realizado por **LUIS DAVID LISINTUÑA CISNEROS**, ha sido revisado en su totalidad y analizado por el software anti-plagio, el mismo cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, por lo tanto me permito acreditarlo y autorizar a **LUIS DAVID LISINTUÑA CISNEROS** para que lo sustente públicamente.

Latacunga, 03 de febrero de 2018

Ph. D Hebert Molero Morán

DIRECTOR



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA

CARRERA DE INGENIERÍA PETROQUÍMICA

AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD

Yo, **LUIS DAVID LISINTUÑA CISNEROS**, con cedula de ciudadanía No. 0503476749 declaro que el presente proyecto de investigación, **“IMPLEMENTACION DE UNA METODOLOGÍA EN LOS LABORATORIOS DE PETROQUIMICA DE LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE PARA LA CARACTERIZACIÓN DE NAFTA VIRGEN OBTENIDA EN VARIAS TORRES DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA EN EL ECUADOR”** ha sido desarrollado considerando los métodos de investigación existentes, así como también se ha respetado los derechos intelectuales de terceros considerándose en las citas bibliográficas. Consecuentemente declaro que este trabajo es de mi autoría, en virtud de ello me declaro responsable del contenido, veracidad y alcance de la investigación mencionada.

Latacunga, 03 de febrero de 2018

Luis David Lisintuña Cisneros

C.C.: 0503476749



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA

CARRERA DE INGENIERÍA PETROQUÍMICA

AUTORIZACIÓN

Yo, **LUIS DAVID LISINTUÑA CISNEROS**, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar en la Biblioteca Virtual de la institución el presente trabajo de titulación **“IMPLEMENTACION DE UNA METODOLOGÍA EN LOS LABORATORIOS DE PETROQUIMICA DE LA UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS ESPE PARA LA CARACTERIZACIÓN DE NAFTA VIRGEN OBTENIDA EN VARIAS TORRES DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA EN EL ECUADOR”** cuyo contenido, ideas y criterios son de mi autoría y responsabilidad.

Latacunga, 03 de febrero de 2018

Una firma manuscrita en tinta azul que parece decir 'Luis David Lisintuña Cisneros'.

Luis David Lisintuña Cisneros

C.C.: 0503476749

DEDICATORIA

A Dios, a mis padres Luis Eliecer y María Eugenia, mis hermanas Andrea y Anahí y a toda mi familia.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme la vida y confianza para realizar este trabajo, a mis Padres por ser las personas que siempre brindaron su apoyo para que pueda cumplir esta etapa de mi vida, a mis hermanas por todo ese cariño y comprensión que me brindan, y a mis amigos por su apoyo y ánimos siempre.

Un agradecimiento especial al Dr. Hebert Molero, Ph. D Roman Rodríguez los cual con su apoyo, conocimiento y tiempo brindado permitió que este trabajo se realice.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

| | |
|--|-------------|
| CARÁTULA..... | i |
| CERTIFICACIÓN..... | ii |
| AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD..... | iii |
| AUTORIZACIÓN..... | iv |
| DEDICATORIA..... | v |
| AGRADECIMIENTOS..... | vi |
| ÍNDICE DE CONTENIDOS..... | vii |
| ÍNDICE DE TABLAS..... | xi |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | xiv |
| RESUMEN..... | xvi |
| ABSTRACT..... | xvii |

CAPÍTULO I

| | |
|--------------------------------------|----------|
| 1. INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 1.1 Antecedentes..... | 1 |
| 1.2 Planteamiento del problema..... | 5 |
| 1.3 Justificación e Importancia..... | 6 |
| 1.4 Objetivos..... | 7 |
| 1.4.1 Objetivo General..... | 7 |
| 1.4.2 Objetivos Específicos..... | 7 |
| 1.5 Hipótesis..... | 8 |

CAPÍTULO II

| | |
|-------------------------------|----------|
| 2. MARCO TEÓRICO..... | 9 |
| 2.1 Petróleo..... | 9 |
| 2.1.1 Aspectos generales..... | 9 |

| | | |
|-------|---|----|
| 2.2 | Origen..... | 9 |
| 2.2.1 | Origen abiogénico | 10 |
| 2.2.2 | Origen Biogénico | 10 |
| 2.3 | Principio de destilación del crudo en la refinería..... | 10 |
| 2.4 | Caracterización de crudo según su carácter dominante a partir de propiedades físicas globales | 12 |
| 2.5 | Producción de derivados de petróleo en Ecuador | 13 |
| 2.5.1 | Petroamazonas..... | 14 |
| 2.5.2 | Petroecuador..... | 15 |
| 2.6 | Nafta virgen..... | 18 |
| 2.6.1 | Definición..... | 18 |
| 2.6.2 | Historia | 18 |
| 2.6.3 | Utilización como materia prima..... | 19 |
| 2.7 | Caracterización de derivados del petróleo | 21 |
| 2.7.1 | Densidad..... | 22 |
| 2.7.2 | Grados API..... | 22 |
| 2.7.3 | Corrosión en lámina de cobre | 23 |
| 2.7.4 | Destilación Atmosférica..... | 26 |
| 2.7.5 | Cromatografía de gases | 27 |
| a. | Partes de un cromatógrafo de gases | 29 |
| 2.7.6 | Espectrometría de masas | 32 |
| a. | Partes de un espectrómetro de masas. | 34 |
| 2.7.7 | Cromatografía de gases- Espectrometría de masas (GS-MS)..... | 35 |

CAPÍTULO III

| | | |
|-----------|---------------------------------------|-----------|
| 3. | METODOLOGÍA EXPERIMENTAL | 37 |
| 3.1 | Recolección de las muestras..... | 37 |

| | | |
|-------|--|----|
| 3.2 | Caracterización de Naftas | 38 |
| 3.2.1 | Densidad..... | 39 |
| a. | Calibración del Equipo | 40 |
| b. | Medición de la densidad..... | 40 |
| c. | Cálculo de coeficiente de compensación..... | 40 |
| d. | Cálculo de densidad compensada | 41 |
| e. | Principales errores de medición | 41 |
| 3.2.2 | Corrosión en lámina de Cobre..... | 42 |
| a. | Preparación de lámina de cobre..... | 43 |
| b. | Procedimiento de análisis de Corrosión en lámina de cobre..... | 44 |
| c. | Examen para el cálculo de corrosión..... | 44 |
| d. | Interpretación de resultados | 45 |
| e. | Principales Errores al ejecutar el análisis | 45 |
| f. | Presentación de resultados | 45 |
| 3.2.3 | Destilación atmosférica | 46 |
| a. | Procedimiento para realizar la destilación..... | 48 |
| b. | Presentación y corrección de datos de la destilación | 48 |
| 3.2.4 | Cromatografía de gases y espectrometría de masas | 50 |
| a. | Procedimiento de determinación de componentes con GC-MS..... | 52 |
| b. | Determinación de componentes de la Nafta..... | 52 |
| c. | Presentación de Datos. | 53 |

CAPÍTULO IV

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 4. | RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN Y DISCUSIONES | 54 |
| 4.1 | Caracterización de Naftas | 54 |
| 4.1.1 | Densidad (ASTM D-7777)..... | 54 |
| 4.1.2 | Corrosión en lámina de cobre (ASTM D-130) | 60 |

| | | |
|-------|--|----|
| | Interpretación de resultados. | 62 |
| 4.1.3 | Destilación Atmosférica (ASTM D-86)..... | 62 |
| | Interpretación de resultados. | 71 |
| 4.1.4 | Cromatografía de gases acoplado a espectrometría de masas..... | 72 |

CAPÍTULO V

| | | |
|-----------|---|------------|
| 5. | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 100 |
| 5.1 | Conclusiones..... | 100 |
| 5.2 | Recomendaciones | 102 |
| | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 103 |
| | ANEXOS | 108 |

ÍNDICE DE TABLAS.

| | | |
|------------------|---|----|
| Tabla 1: | Capacidad de las refinerías y complejos..... | 15 |
| Tabla 2: | Refinería Estatal Esmeraldas Unidades de refinación. | 16 |
| Tabla 3: | Refinería La Libertad Unidades de refinación..... | 17 |
| Tabla 4: | Complejo Industrial Shushufindi Unidades de refinación..... | 17 |
| Tabla 5: | Producción Nacional Derivados de Petróleo | 17 |
| Tabla 6: | Clasificaciones de la tira de cobre. | 25 |
| Tabla 7: | Resultados tipo de una destilación de Gasolina..... | 27 |
| Tabla 8: | Muestreo de nafta en diferentes torres de destilación..... | 37 |
| Tabla 9: | Reactivos, equipos y materiales utilizados | 39 |
| Tabla 10: | Reactivos, equipos y materiales utilizados | 42 |
| Tabla 11: | Reactivos, equipos y materiales utilizados | 46 |
| Tabla 12: | Reactivos, equipos y materiales utilizados. | 50 |
| Tabla 13: | Condiciones cromatográficas..... | 51 |
| Tabla 14: | Resultados del coeficiente de compensación de temperatura Refinería la libertad. | 54 |
| Tabla 15: | Resultados del coeficiente de compensación de temperatura Bloque 15..... | 54 |
| Tabla 16: | Resultados del coeficiente de compensación de temperatura Bloque 56..... | 55 |
| Tabla 17: | Densidad promedio muestreo La libertad..... | 55 |
| Tabla 18: | Densidad promedio muestreo bloque 15. | 55 |
| Tabla 19: | Densidad promedio muestreo bloque 56. | 55 |
| Tabla 20: | Densidad Corregida Muestreo La libertad..... | 56 |
| Tabla 21: | Densidad Corregida Muestreo Bloque 15..... | 56 |
| Tabla 22: | Densidad Corregida Muestreo Bloque 56..... | 56 |
| Tabla 23: | Grados API de naftas caracterizadas. | 56 |
| Tabla 24: | Análisis de contraste Chi-cuadrado. | 57 |
| Tabla 25: | Contraste método de comparación de medias experimentales Nafta Liviana. | 58 |
| Tabla 26: | A nálisis de contraste método de comparación de medias experimentales Nafta Pesada. | 59 |
| Tabla 27: | Resultados lámina de cobre La libertad..... | 60 |
| Tabla 28: | Resultados lámina de cobre Bloque 56..... | 61 |

| | | |
|------------------|---|----|
| Tabla 29: | Resultados lámina de cobre Bloque 15..... | 61 |
| Tabla 30: | Destilación ASTM D 86 Nafta La libertad muestra 1. | 63 |
| Tabla 31: | Destilación ASTM D 86 Nafta La libertad muestra 2. | 64 |
| Tabla 32: | Destilación ASTM D 86 Nafta La libertad muestra 3 | 65 |
| Tabla 33: | Destilación ASTM D 86 Nafta La libertad muestra 4. | 66 |
| Tabla 34: | Destilación ASTM D 86 Nafta Bloque 15 muestra 1. | 68 |
| Tabla 35: | Destilación ASTM D 86 Nafta Bloque 15 muestra 2. | 69 |
| Tabla 36: | Destilación ASTM D 86 Nafta Bloque 56 muestra 1 | 70 |
| Tabla 37: | Afinamiento del método para cromatografía de gases..... | 73 |
| Tabla 38: | Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra. | 75 |
| Tabla 39: | Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra. | 78 |
| Tabla 40: | Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra..... | 80 |
| Tabla 41: | Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra..... | 83 |
| Tabla 42: | Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra..... | 85 |
| Tabla 43: | Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra..... | 88 |
| Tabla 44: | Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra..... | 90 |
| Tabla 45: | Composición de la nafta por familia y numero de carbonos NAFLIB-01..... | 92 |
| Tabla 46: | Composición de la nafta por familia y numero de carbonos NAFLIB-02..... | 93 |
| Tabla 47: | Composición de la nafta por familia y numero de carbonos NAFLIB-03..... | 94 |
| Tabla 48: | Composición de la nafta por familia y numero de carbonos NAFLIB-04..... | 94 |
| Tabla 49: | Composición de la nafta por familia y numero de carbonos NAFB15-01. | 95 |

| | | |
|------------------|--|----|
| Tabla 50: | Composición de la nafta por familia y numero de carbonos | |
| | NAFB15-02. | 96 |
| Tabla 51: | Composición de la nafta por familia y numero de carbonos | |
| | NAFB56-01. | 96 |
| Tabla 52: | Compuestos Relacionados en cada Nafta analizada. | 97 |
| Tabla 53: | Compuestos asimétricos encontrados en el análisis. | 98 |

ÍNDICE DE FIGURAS.

| | | |
|-------------------|--|----|
| Figura 1: | Mapa Refinería "La Libertad". | 2 |
| Figura 2: | Mapa Geográfico Refinería Esmeraldas. | 4 |
| Figura 3: | Principales productos petrolíferos, intervalos de temperatura de ebullición y de números de átomos de carbono. | 11 |
| Figura 4: | Esquema de una separación de hidrocarburos. | 12 |
| Figura 5: | Molécula de hidrocarburo mixta | 13 |
| Figura 6: | Bloques petroleros a cargo de Petroamazonas EP en el Ecuador. | 14 |
| Figura 7: | Plantas de refinación en el Ecuador. | 15 |
| Figura 8: | Lista de productos petroquímicos. | 20 |
| Figura 9: | Los principales productos petroquímicos que se obtienen a partir del etileno. | 21 |
| Figura 10: | Test estándar de color para estudio de corrosión en lámina de cobre | 26 |
| Figura 11: | Partes de un Cromatógrafo de Gases. | 29 |
| Figura 12: | Componente de un Espectrómetro de Masas. | 34 |
| Figura 13: | Esquema de un sistema GC-MS. | 36 |
| Figura 14: | Densímetro digital densito 30px | 40 |
| Figura 15: | Capsula de presión para el análisis de corrosión en lámina de cobre | 43 |
| Figura 16: | Balón de destilación estandarizado | 47 |
| Figura 17: | Posición del termómetro para la destilación | 48 |
| Figura 18: | Cromatógrafo de gases acoplado al espectrómetro de masas | 52 |
| Figura 19: | Comparación temperaturas NAFLIB-01 | 64 |
| Figura 20: | Comparación temperaturas NAFLIB-02. | 65 |
| Figura 21: | Comparación temperaturas NAFLIB-03. | 66 |
| Figura 22: | Comparación temperaturas NAFLIB-04. | 67 |
| Figura 23: | Comparación temperaturas NAFB15-01. | 68 |
| Figura 24: | Comparación temperaturas NAFB15-02. | 69 |
| Figura 25: | Comparación temperaturas NAFB56-01. | 70 |
| Figura 26: | Comparación Temperaturas diferentes muestras | 71 |
| Figura 27: | Condiciones horno primera prueba. | 73 |
| Figura 28: | Condiciones horno segunda prueba. | 74 |
| Figura 29: | Condiciones horno tercera prueba. | 74 |

| | | |
|-------------------|---|----|
| Figura 30: | Cromatograma NAFLIB-01 | 75 |
| Figura 31: | Cromatograma NAFLIB-02 | 77 |
| Figura 32: | Cromatograma NAFLIB-03 | 80 |
| Figura 33: | Cromatograma NAFLIB-04. | 83 |
| Figura 34: | Cromatograma NAFB15-01. | 85 |
| Figura 35: | Cromatograma NAFB15-02. | 87 |
| Figura 36: | Cromatograma NAFB56-01. | 90 |
| Figura 37: | Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFLIB-01. | 93 |
| Figura 38: | Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFLIB-02. | 93 |
| Figura 39: | Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFLIB-03. | 94 |
| Figura 40: | Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFLIB-04. | 95 |
| Figura 41: | Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFB15-01. | 95 |
| Figura 42: | Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFB15-02. | 96 |
| Figura 43: | Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFB56-01. | 97 |
| Figura 44: | Relación entre productos de muestras mayoritarios. | 98 |
| Figura 45: | Compuestos únicos por nafta. | 99 |

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se estudia mediante una caracterización físico-química a un derivado del petróleo como son las naftas vírgenes las cuales se obtienen en torres de destilación atmosférica siendo utilizadas como materia prima para la producción de Etileno y productos de la industria petroquímica, esta caracterización físico-química está utilizando en lo posible normas ASTM en los análisis realizados, y la utilización de cromatografía de gases acoplado con espectrometría de masas para que los resultados obtenidos sean más detallados y proporcionen información precisa al momento de elaborar procesos que la utilicen como alimentación, teniendo como propósito el implementar una metodología que permita su caracterización y pueda constituir una alternativa favorable a ser utilizada en los laboratorios Petroquímicos de la Universidad de las Fuerza Armadas Espe. La caracterización de nafta virgen en el Ecuador no ha sido desarrollada, debido a que no se ha encontrado un fin favorable para este derivado, su uso se concentra para obtener gasolina en las refinerías del país. El proyecto se enfoca en un análisis que brinde información confiable sobre la nafta virgen, estas características conllevan análisis diversos que están divididos en análisis no cromatográficos siendo estos: grados API, Densidad Específica, Corrosión en lámina de Cobre, destilación de productos de petróleo a presión atmosférica, y análisis cromatográficos, este último se realizó utilizando un cromatógrafo de gases acoplado a un espectrómetro de masas, esta caracterización beneficiará trabajos posteriores que utilicen la nafta virgen.

PALABRAS CLAVE:

- **NAFTAS - CARACTERIZACIÓN FÍSICO-QUÍMICA**
- **CROMATOGRAFÍA DE GASES**
- **NORMAS ASTM**
- **PETRÓLEO**

ABSTRACT

In the present project it is studied by means of a physical-chemical characteristic in a petroleum tree like the virgin lands, which were obtained in atmospheric distillation towers, as the raw material for the production of Ethylene and products of the petrochemical industry, this characterization physicist-chemistry is using ASTM standards as much as possible in the analysis performed, and the use of gas chromatography coupled with mass spectrometry so that the results obtained are more detailed and provided by accurate information when developing processes that use as food, having as objective to implement a methodology that allows its characterization and that could constitute an alternative favorable to the use of the Petrochemical laboratories of the University of the Armed Forces Espe. The characterization of virgin naphtha in Ecuador has not been developed, because a favorable fin has not been found for this derivative, its use is concentrated to obtain gasoline in the country's refineries. The project focused on an analysis that offers reliable information on virgin safety, these characteristics entail analyzes that are divided into non-chromatographic analyzes like these: API grades, Specific Density, Corrosion in Copper foil, distillation of petroleum products atmospheric pressure, and chromatographic analysis, the latter was performed using a gas chromatograph coupled to a mass spectrometer, this feature will benefit subsequent work using virgin naphtha. Samples were taken from various distillation towers in the country.

KEYWORDS:

- **NAPHTHA - PHYSICAL-CHEMICAL CHARACTERIZATION**
- **GAS CHROMATOGRAPHY**
- **ASTM STANDARDS**
- **PETROLEUM**

CAPÍTULO I

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Cuando hablamos sobre la explotación de petróleo en el Ecuador tendremos que hablar sobre la época precolombina, donde la mayoría de sus habitantes conocían el petróleo con los nombres de Oro Negro o copey, aunque su utilización en esta época fue en dispositivos de iluminación a base de combustibles líquidos.(Suarez Rodríguez, 2014)

En el País Existen 3 plantas de refinación ubicadas en sectores estratégicos para su consumo y comercialización siendo estos:

- La Refinería La Libertad (RLL).
- Refinería Estatal Esmeraldas (REE).
- Complejo Industrial Shushufindi (CIS).
- **Refinería La Libertad.**

La explotación del petróleo en Santa Elena inicio en el año de 1925 gracias a la empresa Anglo Ecuadorian Oilfields Limited que inició la explotación de los yacimientos de Ancón ubicado en esta provincia.

En ese principio con esta empresa solo se trataba de la explotación del petróleo de estos yacimientos, no obstante en el año de 1940 la misma empresa toma la decisión de diseñar y construir un complejo de refinación en la provincia de Santa Elena, construyendo dos plantas las cuales se les conocían como: Foster y Stratford que es sus inicios tenía una producción de 7000 barriles por día, la materia prima a ser utilizada era crudo extraído de los yacimientos de Ancón y su traslado gracias a la vía férrea facilito la llegada hasta las instalaciones donde se ubicaban las plantas construidas.(CALDERON, 2012)

El crecimiento del País en el contorno del petróleo y sus derivados fue creciente, las plantas de refinación en este complejo no producían la capacidad necesaria para abastecer la demanda y se vio la necesidad de construir más plantas de refinación

entre los años de 1956 a 1968, la primera planta construida en este periodo fue llamada Universal tenía una capacidad de producción de 6000 barriles de crudo por día, la segunda planta de refinación denominada Parson`s con capacidad de refinamiento de 20000 barriles de crudo.

El complejo de refinación empezó a sacar al mercado productos derivados del petróleo como:

- Combustible para la aviación militar y comercial (JP4 y JP1 respectivamente).
- Solvente No. 1 (Solvente de uso general).
- Rubber Solvent (Solvente de caucho).
- Mineral Turpentine (Solvente de pintura).

Debido al tiempo de vida de las plantas en el año de 1968 la planta Stratford deja de operar sustituyendo con otra planta llamada Repetrol ubicada en el Cautivo la cual en su inicio procesaba 5009 barriles diarios y actualmente procesa 9000 barriles diarios.

El complejo está ubicado en la provincia de Santa Elena, cantón La libertad, en la Calle 27 E Cdla Las Acacias. Limitada al Norte con el Batallón de Infantería 14 Marañón y Puerto Nuevo, al sur la Av. Eleodoro Solórzano, al Este con el océano Pacífico y al Oeste la Cdla. Santa María. (Suarez Rodríguez, 2014)

MAPA GEOGRÁFICO



Figura 1: Mapa Refinería "La Libertad".

Fuente: Petroindustrial- Refinería la Libertad.

- **Refinería Estatal Esmeraldas (REE).**

La Refinería Estatal Esmeraldas inicio su etapa de diseño y construcción en el año 1975 a 1977, su principal objetivo era procesar 55.000 barriles por día (BPD). Al ver el gran futuro que se tenía en esta refinería se propuso su ampliación, a 90.000 BPD, sin embargo, la capacidad de procesamiento aumento a 110.000 BPD, y su ejecución fue realizada en el año 1987 al año 1997, favoreciendo su adaptación para procesar crudos más pesados y de menor calidad e incorporando nuevas unidades para mejorar la calidad de los combustibles y minimizar el impacto ambiental.(Hidalgo Andino, 2007)

La refinería fue construida por el consorcio japonés Sumitomo-Chiyoda, con el aval y diseño de la empresa americana United Oil Products, el principal objetivo era el transformar 55.000 barriles de crudo por día (bpd), haciendo posible la obtención de productos derivados del petróleo que pueden ser utilizados como materia prima o productos terminados entre estos productos tenemos, gasolinas, diésel, kerosene, GLP, jet fuel, fuel oil #4 y # 6, asfaltos 80/100 y RC-2; además de butano, propano, azufre sólido, etcétera. El proyecto de ampliación original fue procesar 110.000 bpd y las ampliaciones futuras se las harían de acuerdo con un proceso planificado.(Ortega, 2017)

En el año 2007 inicia el proyecto de rehabilitación de la Refinería Estatal Esmeraldas, que estuvo a cargo de una empresa llamada South Korea Engineering and Construction, cuya rehabilitación concluyo su primera etapa en el año 2010, después de la finalización de la primera etapa se realizaron diversos trabajos para la recuperación de diferentes unidades que presentaban deficiencia realizando cambios de piezas, estas piezas fueron importadas para que su funcionamiento sea adecuado.

La refinería estatal de Esmeraldas se encuentra ubicada en la provincia de Esmeraldas, localizada a 7 km con orientación suroeste en la ciudad de Esmeraldas, aledaño a la ruta que permite el acceso al cantón Atacames, la infraestructura de la refinería se encuentran a 300 metros del Río Teaone, a 3 kilómetros del Río Esmeraldas y a 3,8 kilómetros del Océano Pacífico en línea recta.(Espinoza Angulo, 2015)

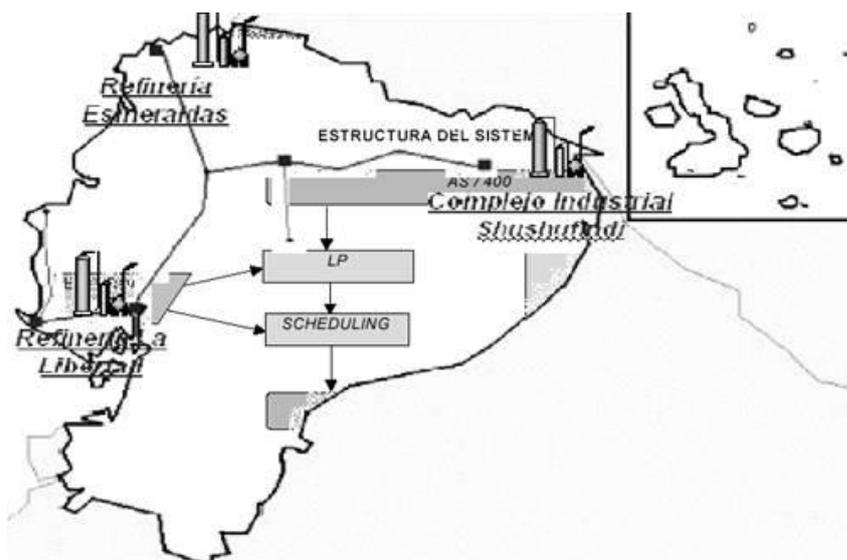


Figura 2: Mapa Geográfico Refinería Esmeraldas.

Fuente: Petroecuador.

- **Complejo Industrial Shushufindi (CIS).**

El complejo industrial Shushufindi se encuentra conformado por dos instalaciones la Refinería Amazonas y la Planta de Gas Shushufindi. La Refinería Amazonas comenzó su operación en el año 1987, en sus primeros años tenía una capacidad de 10.000 BPD. Posteriormente en 1995 realizó una ampliación en su capacidad de procesamiento de los 10.000 BPD a 20.000 BPD. La planta de gas de Shushufindi fue construida con una capacidad de procesamiento de 25 millones de pies cúbicos de gas, su operación inició en 1984, en el transcurso de los años se han realizado instalaciones complementarias las cuales facilitaron la captación de gas natural obtenido de los campos petroleros y permitir su transporte asociado con componentes licuables para su procesamiento en la planta de gas. (Vinueza, 2009)

En enero de 1981, el gobierno de Jaime Roídos inauguró la Planta de Gas de Shushufindi que poseía procesaba gas natural con una capacidad de 25 millones de pies cúbicos, en el año de 1987 se inaugura la refinería de Shushufindi que procesaba crudo con una capacidad 10.000 barriles diarios

En mayo de 1995 la Refinería Amazonas admitía para su procesamiento una capacidad de 20.000 barriles de petróleo, ya que esta refinería posee una columna de destilación que utiliza los diferentes puntos de ebullición de los derivados del crudo para obtener varios productos, en los siguientes porcentajes promedios: gasolina 27.1; diésel 30.1; kerosene 2.5; y crudo reducido o residuos 40.3 estos se consumen en la zona y el resto se transporta a Quito, a través del Poliducto Shushufindi - Quito, para consumo doméstico e industrial.

El Complejo Industrial Shushufindi con las Plantas de Gas y la Refinería Amazonas, se encuentra localizado geográficamente en el Cantón Shushufindi, Provincia de Sucumbíos.

La definición de nafta virgen está expresada como una mezcla compleja de hidrocarburos formados en su mayoría por Parafinas, Naftenos, Olefinas y Aromáticos; además está considerada como una de las principales materias primas utilizada en la industria petroquímica. (J. G. Speight, 2014)

La caracterización físico-química de las naftas es de gran valor para determinar la potencialidad de ser utilizada como materia prima en cualquier proceso químico y/o petroquímico. Al realizar una caracterización de la composición química de las naftas vírgenes producidas en torres de destilación atmosféricas se debe tomar en cuenta el grado de dificultad que este presenta debido a que las Naftas vírgenes son mezclas orgánicas complejas, formadas principalmente por hidrocarburos parafínicos, nafténicos, olefínicos, aromáticos.

No obstante, debido a que la utilización de este derivado en la industria petroquímica es alta se ve la necesidad de realizar un análisis químico más detallado de todas las fracciones contenidas en el rango correspondiente a nafta virgen, uno de los métodos más acertados para lograr este análisis detallado químico es mediante la utilización de la cromatografía de gases.

1.2 Planteamiento del problema

La nafta virgen al ser una mezcla compleja de hidrocarburos formados en su mayoría por Parafinas, Naftenos, Olefinas y Aromáticos es una de las principales materias primas utilizada en la industria petroquímica, entre los factores por los cuales en el Ecuador este sector no ha tenido un alto desarrollo es debido a la falta de profesionales con conocimientos para emprender esta industria; además, de falta de interés por parte del sector petrolero de invertir fuera del tradicional esquema de producción de crudo, refinar la mínimo indispensable para abastecer el mercado interno de derivados básicos del petróleo y exportar el excedente, en muchos casos la capacidad de refinación instalada no es suficiente para satisfacer las necesidades del mercado interno al punto que el país “invierte” al menos 3 mil millones de dólares anuales para satisfacer las necesidades de calidad y cantidad del mercado interno.

Por todo esto, surge la necesidad de generar estudios relacionados a la caracterización y utilización de corrientes de refinería como la nafta virgen en otros

procesos que no sea para la obtención de combustibles, esto permitiría eventualmente que los productos de la Industria petroquímica sean obtenidos en el país, evitando los altos costos de importación de los mismos.

La nafta virgen es considerada una de las materias primas para la generación de Etileno y otros compuestos de la industria petroquímica, esto es gracias a que su estructura molecular no posee cadenas de carbono muy grandes y en el proceso no se genera una gran cantidad de residuos, sin embargo, al momento no se posee una caracterización y análisis detallados actualizados de nafta virgen producida en el Ecuador y debido a su complejidad molecular posiblemente surgirán obstáculos que no permitirán la transformación óptima a Etileno. La “Universidad De Las Fuerzas Armadas ESPE” extensión Latacunga posee una cantidad de equipos aptos para que la caracterización de la nafta sea realizada, para lograr esto es necesario desarrollar e implementar una metodología apropiada mediante la implementación y utilización de metodologías de caracterización de las naftas vírgenes producidas en el Ecuador.

1.3 Justificación e Importancia

La industria petroquímica es una de las industrias que genera una gran cantidad de productos terminados de uso cotidiano y/o como materia prima para realizar otros productos, es por ello que existe la necesidad de que el Ecuador abandone su papel de importador y comience con la implementación de complejos petroquímicos para que en el País se logre generar algunos productos petroquímicos y eventualmente exportarlos, disminuyendo el gasto en importaciones, generando empleos y permitiendo un cambio en la matriz productiva brindando y colaborando para la generación de soluciones a las empresas que requieren productos que utilizan nafta como materia prima.

La caracterización de las materias primas utilizadas en la industria petroquímica es uno de los principales pasos para el diseño e implementación de plantas y procesos debido a que al conocer la alimentación del proceso se puede determinar cuáles son las condiciones de operación de cada una de las etapas a ser desarrolladas, sean estas separaciones, reactores, acondicionamientos optimizando los procesos y ayudando a la reducción de residuos.

En general la nafta que se genera en las diferentes plantas de refinación en el Ecuador no poseen los análisis necesarios, al menos en la literatura abierta. Para que esta pueda ser utilizada como materia prima, es necesario un estudio de este derivado

para el control y mejoramiento de procesos de transformación química, la optimización del proceso y de esta forma un producto con las especificaciones necesarias para los procesos productivos aguas abajo y predecir propiedades físicas y químicas de los productos que usen la nafta virgen como alimentación.

Por ello se ve la necesidad de investigar alternativas para la generación de compuestos petroquímicos en el país, orientándonos a que permita generar el consumo interno de los mismos y reducir el porcentaje de estos productos que son importados en su totalidad de otros países y abaratar costos sin degradar la calidad de cada uno de los productos.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Implementar una metodología óptima y posiblemente normalizada para la caracterización físico-química de naftas vírgenes tomadas de diferentes plantas de destilación atmosférica en el país.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Analizar muestras de naftas vírgenes tomadas de diferentes torres de destilación atmosférica en el país, mediante la caracterización con análisis cromatográficos y no cromatográficos aplicando en lo posible normas ASTM y determinar las características físico-químicas más importantes de la nafta virgen producida en el país.
- Determinar si los instrumentos que posee la Universidad de las Fuerzas Armadas Espe Extensión Latacunga son adecuados para realizar los análisis físico-químicos pertinentes para caracterizar nafta virgen.

- Comparar los resultados en los análisis cromatográficos de diferentes naftas vírgenes para determinar los componentes más importantes presentes en las mismas y establecer una comparación entre ellas e inferir sobre el efecto de las condiciones de los procesos y la alimentación de las torres de destilación atmosférica utilizadas para la obtención de la nafta virgen analizada.

1.5 Hipótesis

¿Las naftas de las diversas torres de destilación atmosférica poseen características diferentes tanto en sus propiedades físico-químicas como en los componentes que las conforman?

CAPÍTULO II

2 MARCO TEÓRICO.

2.1 Petróleo

2.1.1 Aspectos generales

La palabra petróleo, derivada del latín *petra* y *óleum*, significa literalmente aceite de roca y se refiere a los hidrocarburos que se producen ampliamente en los sedimentos rocas en forma de gases, líquidos, semisólidos o sólidos, desde un punto de vista químico, el petróleo es una mezcla extremadamente compleja de compuestos de hidrocarburo, generalmente con cantidades menores de compuestos que contienen nitrógeno, oxígeno y azufre, así como pequeñas cantidades de compuestos que contienen metales, El petróleo es quizás la sustancia más importante que se consume en la sociedad moderna, proporciona no solo materias primas para los plásticos y otros productos terminados, sino también combustible para la energía, industria, calefacción y transporte. (James G Speight, 2014)

Al hablar del petróleo se debe tener en cuenta que este se encuentra subdividido en 3 partes que se encuentran en fases diferentes sólido, líquido y gaseoso siendo el bitumen, crudo y gas natural respectivamente, los cuales se encuentran de forma independiente o asociado entre sí, dependiendo el yacimiento en el cual se encuentre, generando un método más complejo al momento de aspirar trabajar con cada uno de estos cortes.

2.2 Origen

Al hablar sobre un origen detallado del petróleo existen un sin número de teorías que lo tratan de describir, en el presente trabajo se expondrá sobre dos teorías: la teoría abiogénica y la biogénica. Las dos teorías han sido intensamente debatidas desde la 1860, poco después del descubrimiento de la ocurrencia generalizada de petróleo. No es la intención de esta sección para influir a los lectores en sus puntos de vista sobre el origen del petróleo y el gas natural. La intención es colocar ante el lector ambos puntos de vista desde los cuales el lector puede hacer más investigación

y decidir sobre cuál de las dos teorías tiene mayor aprobación. (James G Speight, 2014) citado en (Kenney, 1996)

2.2.1 Origen abiogénico

Los primeros postulados abordaron con sustancias inorgánicas como principales materias básicas. Por ejemplo, en 1866, Berthelot consideraba que el acetileno era el principal material del crudo, los constituyentes del aceite se produjeron a partir del acetileno. Inicialmente, se formaron carburos inorgánicos por la acción de metales alcalinos sobre carbonatos después de lo cual el acetileno fue producido por la reacción de los carburos con agua, por otra parte, otro científico llamado Mendelejeff, el cual propuso que la acción de los ácidos diluidos o el agua caliente sobre el hierro mezclado y los carburos de manganeso producen una mezcla de hidrocarburos a partir de la cual evolucionó el petróleo mostrados en la ecuación (1) y ecuación (2). (James G Speight, 2014)



2.2.2 Origen Biogénico

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos natural, pero los hidrocarburos que se sintetizan por organismos vivos generalmente representan menos del 20% del petróleo. El resto de los hidrocarburos en el petróleo se produce mediante una variedad de procesos que convierten otras materias orgánicas en hidrocarburos como parte de los procesos de maduración en general conocido como diagénesis, catagénesis y metagénesis, estos tres procesos son una combinación de acción bacteriológica y reacciones a baja temperatura que convierten estos residuos en petróleo. Durante estos procesos, se puede generar una migración de los productos líquidos sedimentados al yacimiento. (Hunt, Philp, & Kvenvolden, 2002)

2.3 Principio de destilación del crudo en la refinería

En las diferentes refinerías petroleras la separación de los compuestos del petróleo se efectúa en columnas de fraccionamiento o destilación primaria, las cuales operan a una presión atmosférica específica y adecuada para que su separación permita la

extracción de compuestos útiles para la industria, por otra parte, se debe tomar muy en cuenta la temperatura en cada sección de la columna para que de esta manera los compuestos a obtener se encuentren en cada sección.

En la figura 3 observamos que existe una relación entre los puntos de ebullición y el número de carbonos de cada uno de los hidrocarburos presentes en el crudo, se plantea entonces cada una de las temperaturas que debe tener la columna para que cada compuesto sea separado y así obtener fracciones acorde a lo necesitado.

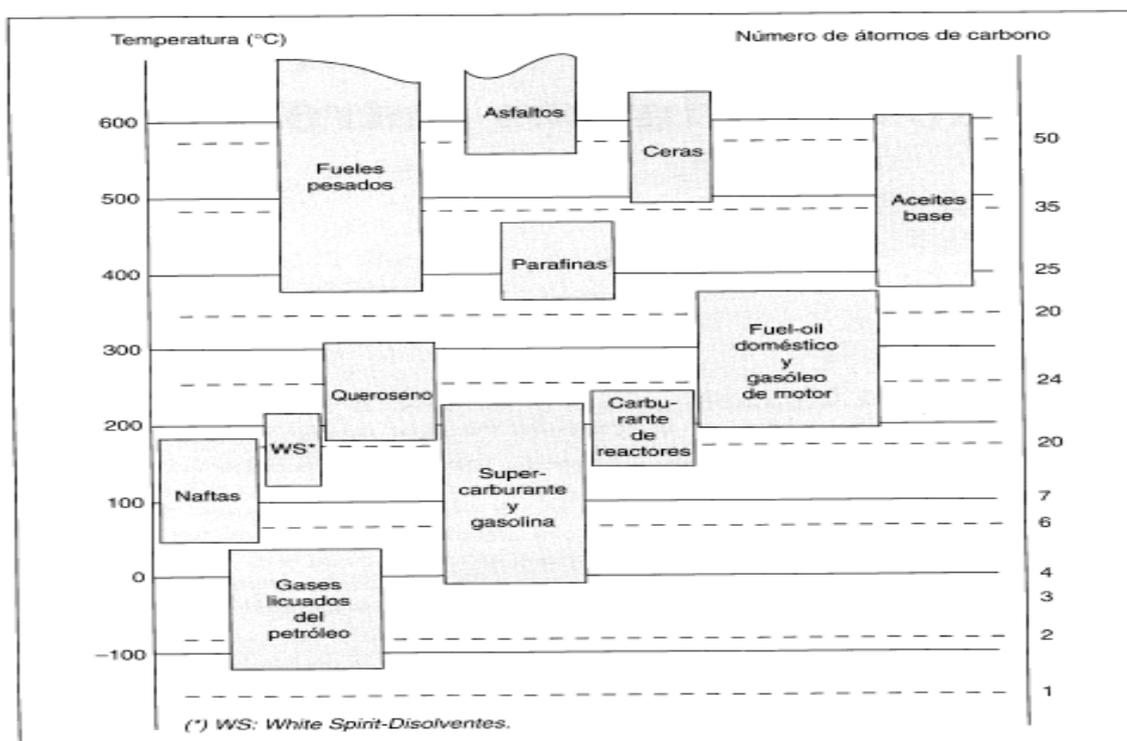


Figura 3: Principales productos petrolíferos, intervalos de temperatura de ebullición y de números de átomos de carbono.

Fuente: (J.-P. Wauquier, 2004) citado de (ENSPN-FI).

Una columna fraccionada para la separación de hidrocarburos presenta varias salidas por consiguiente sus productos serán distintos, en la figura 4 se visualiza con una alimentación de crudo (petróleo en forma líquida), los principales compuestos a ser extraídos, con la cantidad de carbonos que presenta este derivado y los rangos de las temperaturas que se requiere para que su separación pueda ser generada.

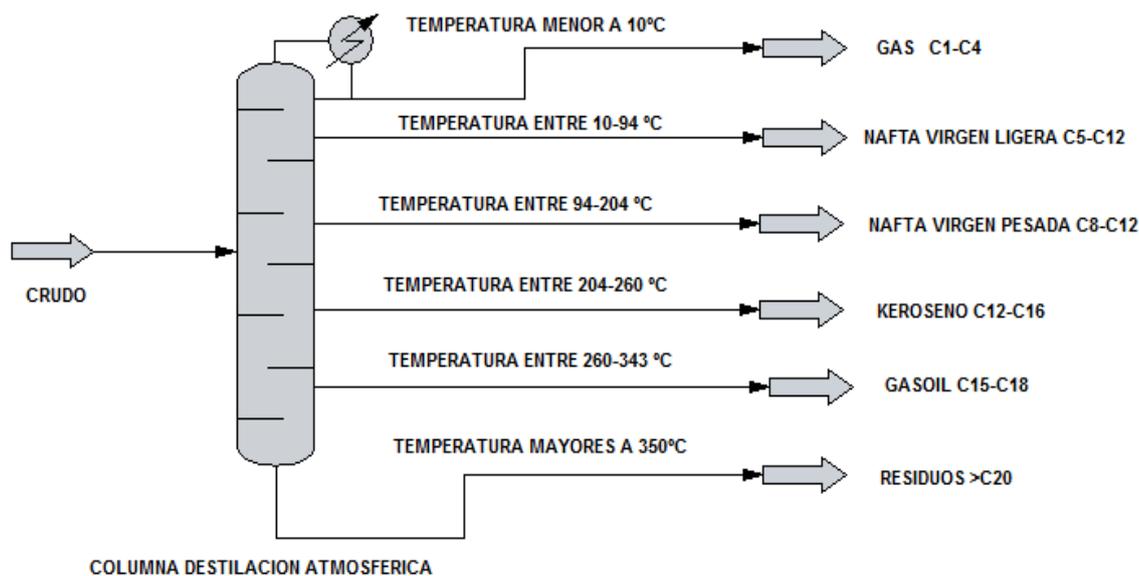


Figura 4: Esquema de una separación de hidrocarburos.

Fuente: Modelamiento Chemcad.

Se plantea entonces que para la obtención de diversos derivados a partir del petróleo se requiere un proceso de separación el cual puede ser una destilación, absorción, extracción, cristalización o adsorción, al hablar de la separación de hidrocarburos presentes en el crudo es proceso de separación más común es la destilación y en segundo plano si es necesaria una separación más profunda se utiliza la extracción por solventes que separa asfáltenos.

La destilación primaria o también conocida como destilación atmosférica es una destilación que trabaje a condiciones de operación óptima para que cada uno de estos productos puedan ser extraídos, para la alimentación de este proceso el crudo pasa por una operación de desalado el cual es un lavado con agua e hidróxido de sodio que permitirá la extracción de ciertas sales tales como el cloruro de sodio, cloruro de potasio, cloruro de magnesio estas sales son las principales causantes de la corrosión acida y minimizando los depósitos y residuos.(J.-P. Wauquier, 2004)

2.4 Caracterización de crudo según su carácter dominante a partir de propiedades físicas globales

Existen un sinnúmero de diferencias con respecto a la calidad de las fracciones obtenidas mediante la destilación, es por ello que se ve la necesidad de elaborar una distribución entre las tres principales cadenas químicas que la conforman siendo

estas: Parafinas, Naftenos, Aromáticos. Conforme la reactividad que estos hidrocarburos y mediante el punto de vista molecular se lo puede ordenar de la siguiente manera:



Teniendo en cuenta esta definición podremos dar a notar la prioridad de nomenclatura siendo que en cualquier momento un compuesto comparta un átomo con cadenas nafteno-aromáticas, nafteno-parafínicas o parafínico-nafténicas la prioridad será aromática después nafténica y al final parafínica. En resumidas cuentas, como se muestra en la figura 5 visualizamos una molécula de hidrocarburo mixta, los átomos correspondientes a los números 1, 2, 3, 4, 5 y 6 son aromáticos los átomos correspondientes a los números 7, 8 y 9 son nafténicos y los átomos correspondientes a los números 10, 11, 12 y 13 son parafínicos, dicho de otro modo, cada una de las cadenas debe cumplir una prioridad para ser nombrado o ser clasificado. (tomado de (J.-P. Wauquier, 2004) el cual fue citado en (Arias., 2012))

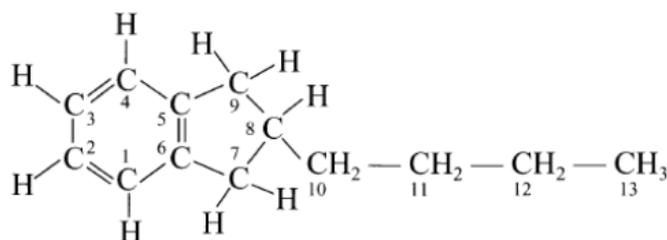


Figura 5: Molécula de hidrocarburo mixta

Fuente: (J.-P. Wauquier, 2004)

2.5 Producción de derivados de petróleo en Ecuador

Existen diversos sectores en el Ecuador que poseen unidades para la obtención de derivados del petróleo, entre las más conocidas esta Petroecuador y Petroamazonas las dos empresas del estado que ostentan unidades topping y/o unidades de destilación atmosférica, estas unidades permiten separar dichos compuestos y obtenerlos de manera eficiente, observamos que, tanto Petroecuador como Petroamazonas trabajan individualmente para obtener estos compuestos derivados.

2.5.1 Petroamazonas

Petroamazonas EP posee varias plantas topping ubicadas en diferentes bloques administrados por la empresa los más conocidos se encuentran ubicados en el bloque 15 Centro de producción y servicios CPF y en el bloque 56 Lago Agrio, estas 2 plantas topping tienen el trabajo de generar algunos derivados que son utilizados internamente en los bloques.

En la siguiente figura se observa los bloques que se encuentran a cargo de Petroamazonas EP y sus ubicaciones geográficas.

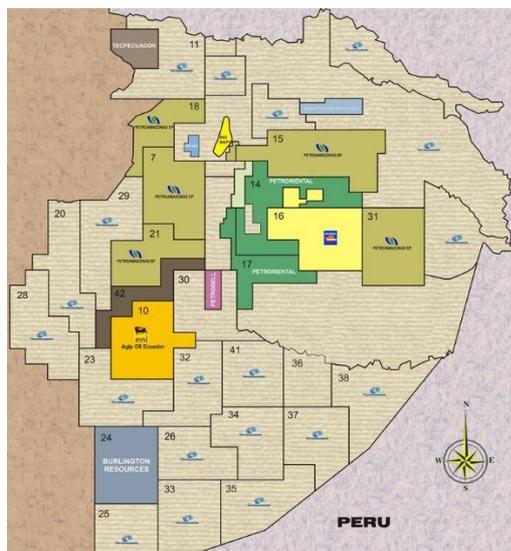


Figura 6: Bloques petroleros a cargo de Petroamazonas EP en el Ecuador.

Fuente: Petroamazonas.

La unidad topping es una torre de destilación con escala muy pequeña que se calienta hasta llegar a los 370°C el crudo una vez vaporizado separa ciertos componentes extrayéndolos de la siguiente manera, por la parte superior se extrae el gas licuado de Petróleo y gasolina, por la parte intermedia se encuentran las naftas, consecutivamente el queroseno, el diésel y al fondo de la torre está el fuel oil.

Debido a su pequeña capacidad estas plantas topping no contribuyen en nada a la demanda de cada uno de los derivados que en ella se extraen, solo se extrae lo que se requiere y los residuos se los vuelve a inyectar a los oleoductos que distribuyen a las refinerías a cargo de Petroecuador.

Las tablas 2,3,4 que se visualizaran posteriores muestran la distribución del crudo en cada una de las unidades presentes en las refinerías del Ecuador, cada una de las unidades existentes en los complejos posee condiciones de trabajo óptimas para que los derivados del petróleo sean extraídos de manera adecuada sea para el consumo local tanto como para la exportación, evidentemente un sinnúmero de unidades se encuentra conectadas entre sí teniendo procesos en común obteniendo productos refinados.

Tabla 2.

Refinería Estatal Esmeraldas Unidades de refinación.

| REFINERIA ESTATAL ESMERALDAS | |
|--------------------------------------|----------------------------------|
| Unidad | Capacidad Nominal Bls/Día |
| Crudo 1 | 55.000 |
| Crudo 2 | 55.000 |
| Vacío 1 | 29.400 |
| Vacío 2 | 15.900 |
| Visbreaking 1 | 15.750 |
| Visbreaking 2 | 15.750 |
| FCC | 18.000 |
| HYD/PLATF | 2.780 |
| HDT | 13.000 |
| CCR | 10.000 |
| HDS | 24.500 |
| Merox Jet fuel | 15.000 |
| Merox Gasolina | 11.000 |
| Merox Lpg | 5.524 |
| Planta de azufre V. (Ton/Día) | 13 |
| Planta de azufre N. (Ton/Día) | 50 |

Fuente: PETROECUADOR.

Tabla 3:**Refinería La Libertad Unidades de refinación.**

| REFINERIA LA LIBERTAD | |
|-----------------------|---------------------------|
| Unidad | Capacidad Nominal Bls/Día |
| Parsons | 25.000 |
| Universal | 10.000 |
| Cautivo | 10.000 |

Fuente: PETROECUADOR.

Tabla 4:**Complejo Industrial Shushufindi Unidades de refinación.**

| COMPLEJO INDUSTRIAL SHUSHUFINDI | |
|---------------------------------|---------------------------|
| Unidad | Capacidad Nominal Bls/Día |
| Amazonas 1 | 10.000 |
| Amazonas 2 | 10.000 |

Fuente: PETROECUADOR.

Cabe considerar que en lo que respecta a los derivados obtenidos en todas las refinerías y complejos del Ecuador la siguiente tabla muestra la producción nacional de los derivados tomando en cuenta una clasificación comercial según el informe estadístico presentado por Petroecuador EP en el año 2017 de los meses enero-mayo.

Tabla 5:**Producción Nacional Derivados de Petróleo.**

| PRODUCCION DE PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETROLEO ECUADOR Enero-Mayo Año 2017 | |
|--|------------|
| Producto | Barriles |
| Gasolinas | 12.456.164 |
| Nafta | 3.547.452 |
| Nafta 90 (Sector Eléctrico) | 25.164 |
| Diésel 1 | 49.182 |
| Diésel 2 | 2.291.519 |
| Diésel Premium | 2.526.553 |
| Fuel Oil No.4 | 2.338.609 |
| Residuo | 1.471.201 |

CONTINÚA 

| | |
|-------------------------|-----------|
| Residuo Amazonas | 1.254.485 |
| Jet Fuel | 1.160.216 |
| GLP | 1.198.014 |
| Spray Oil | 65.892 |
| Asfaltos | 478.146 |
| Solventes | 58.189 |
| Pesca Artesanal | 330.630 |
| Gasolina Natural | 501.452 |
| Absorver | 476 |

Fuente: Informe Estadístico enero-mayo año 2017 PETROECUADOR EP

2.6 Nafta virgen

2.6.1 Definición

Al hablar de nafta virgen podemos tener diferentes tipos de definiciones dependiendo del punto de vista y el lugar donde se lo busca, entre las principales definiciones encontramos.

- “La definición de nafta esta dado a un derivado del petróleo obtenido mediante su refinación con una utilización no energética, que es utilizado en la industria petroquímica como materia prima”.(J. P. Wauquier, 2004)
- “La nafta al ser una mezcla compleja de hidrocarburos formados en su mayoría por Parafinas, Naftenos, Olefinas y Aromáticos es una de las principales materias primas utilizada en la industria petroquímica”. (J. G. Speight, 2014)
- “La nafta de petróleo es una corriente líquida de hidrocarburos intermedios derivada del refinado del petróleo crudo”. (Diccionario Universal Francés, 1743)

2.6.2 Historia

El derivado del crudo mediante la refinación conocida como nafta no siempre fue utilizado para la generación de gasolinas o como producto petroquímico, este derivado fue llamado fuego griego, precursor y primo químico de napalm, su uso fue registrado en el periodo 674 a 678 a.C, en la ciudad de Constantinopla contra la flota árabe (Davies, 1996).

En sus inicios en la incursión del combustible fósil, se vio que este producto podría ser utilizado como un iluminante y como un suplemento de asfalto incendiario

en las guerras, hay registros del uso de mezclas de Nafta con Azufre como arma de guerra durante la batalla de Palatea, Grecia en el año 429 a.C (Forbes, 1959).

En los tiempos modernos la nafta, tenía un parecido con una sustancia conocida como parafina líquida que tenía fines medicinales, la cual se obtenía de pozos poco profundos o por destilación destructiva del asfalto.

La industria Petrolera moderna comenzó en los últimos años de la década de 1850 a tratar de refinar el crudo por medio de destilaciones atmosféricas, (Bell, 1945). Debido a esto se pudo determinar el carácter del crudo y así la definición de sus fracciones, digno de mencionar en el sentido histórico (Burke, 1996).

2.6.3 Utilización como materia prima

La nafta virgen en la industria petroquímica tiene un sinnúmero de aplicaciones que por medio de procesos químicos son posibles, entre los principales productos que se obtienen tenemos: los disolventes, la producción de productos petroquímicos primarios tales como: etileno y propileno, así como de otras fracciones líquidas como benceno, tolueno y xileno y los productos petroquímicos intermediarios, como el ciclohexano y el sulfato de amoníaco.

Como se muestra en la figura 8 la nafta puede ser utilizada como materia prima en diversos procesos, ya que es el principal precursor de diversos monómeros, polímeros y productos terminados.

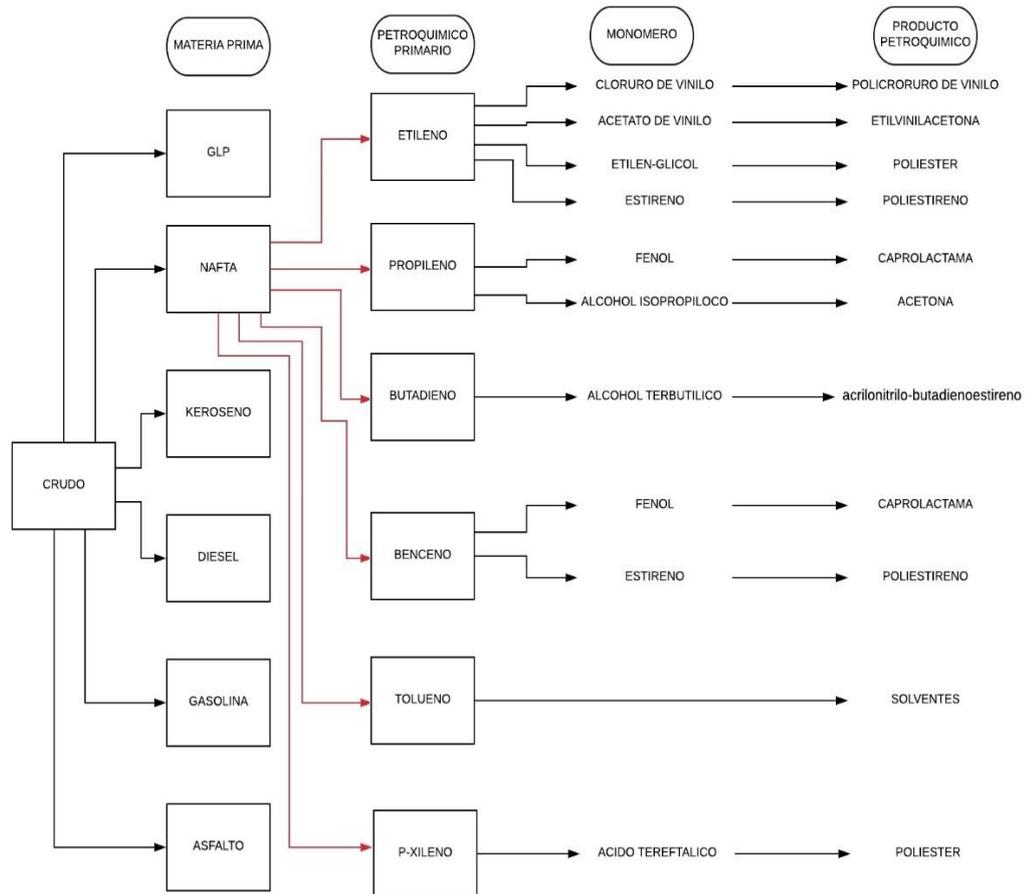


Figura 8: Lista de productos petroquímicos.

Fuente:(James G Speight, 2014)

La nafta virgen es la materia prima más utilizada para la producción de etileno debido a que la nafta se la obtiene después del proceso de separación que en su principal caso es la destilación del crudo, a partir del etileno se desenlazan una multitud de productos petroquímicos tal como se muestra en la siguiente figura, es por ello que se puede asegurar que la nafta viene a ser una de las principales materias primas que la industria petroquímica puede poseer.

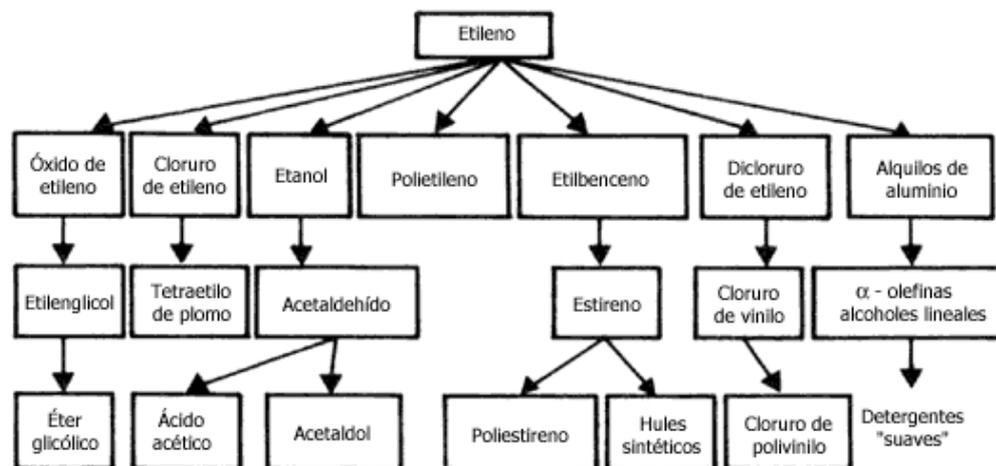


Figura 9: Los principales productos petroquímicos que se obtienen a partir del etileno.

Fuente: R.M. Stephenson, Introducción a los procesos químicos industriales, (CECSA, México 1980).

2.7 Caracterización de derivados del petróleo

La caracterización de los derivados del petróleo en su mayoría nos revela sus propiedades y características físico-químicas, las cuales deben ser tomadas en cuenta cuando se los requiera utilizar como materia prima, diversos procesos petroquímicos necesitan conocer estas propiedades debido a que se requiere diseñar en su totalidad el proceso y estas características permiten tomar decisiones sobre materiales de diseño, procesos de separación, tipos de reacción y procesos de transporte, esto permitirá la transformación en productos deseados.

Los análisis comúnmente utilizados al momento de realizar una caracterización de los derivados del petróleo son:

- Densidad.
- API
- Destilación Atmosférica.
- Corrosión en lámina de cobre.

Al momento de realizar una caracterización que requiera información mucho más detallada sobre el derivado es necesario realizar análisis específicos, la utilización de la cromatografía de gases acoplado a un espectrómetro de masas (GC-MS) es la mejor opción ya que este análisis permite obtener un estudio más amplio sobre sus características y composiciones químicas facilitando su interpretación y permitiendo

realizar procedimientos de manufactura sin tener en cuenta residuos o reacciones no deseadas en el proceso.

En la siguiente sección se describirán las principales propiedades físico-químicas que deben ser tomadas en cuenta al momento de utilizar nafta virgen como materia prima para cualquier proceso petroquímico.

2.7.1 Densidad

La densidad es una propiedad física que posee una sustancia o un cuerpo, definido como la relación entre su masa y su volumen, su representación es definida con la letra griega Rho (ρ). Las unidades más comunes para su representación son en el sistema internacional (SI) kilogramo sobre metro cúbico ($\frac{Kg}{m^3}$) y en sistema cegesimal (CGS) gramos sobre centímetro cúbico ($\frac{g}{cm^3}$). Uno de los principales factores para el cálculo de la densidad es la temperatura. (Serway & Faughn, 2001)

La densidad desde el inicio de la industria del petróleo ha sido, el principal y en su mayoría la única especificación de las características físico-químicas que presentan los productos derivados del petróleo crudo, esta propiedad era tomada en cuenta para tener un conocimiento de la proporción de gasolina y, queroseno presente en muestras analizadas, otra utilización que se le daba a la densidad es la evaluación preliminar del carácter y la calidad del petróleo crudo. (James G Speight, 2014)

Para realizar un análisis de densidad se requiere conocer ciertas normas que pueden ser tomadas como punto de partida o procedimiento a seguir para el cálculo de densidad las que podemos citar son: “ASTM D70, ASTM D71, ASTM D287, ASTM D941, ASTM D1217, ASTM D1298, ASTM D1480, ASTM D1481, ASTM D1555, ASTM D1657, ASTM D4052, IP 235, IP 160, IP 249, IP 365”. (James G Speight, 2014) Cada una de estas posee una normativa para que el análisis sea aceptado como fiable y a su vez pueda ser tomado en cuenta como datos fiables en procesos químicos, petroquímicos o físicos dependiendo la necesidad estimada.

2.7.2 Grados API

Los grados API o también conocida como gravedad API que proviene de las siglas del Instituto americano de petróleo (American Petroleum Institute), está

definido como una relación entre la densidad de un compuesto y la densidad del agua a una temperatura establecida, el cual establece con precisión que tan pesado o liviano se encuentra un tipo de crudo o sus derivados mientras la gravedad API sea mayor más liviano es la muestra, los grados API en ocasiones son empleados para realizar una comparación de densidades en diversas fracciones extraídas del petróleo. Una de las fórmulas más utilizadas para el cálculo de la gravedad API es la que se muestra en la ecuación 3:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{G.E} - 131.4 \quad a \ 60^{\circ}F \ \text{ó} \ 15.55^{\circ}C \quad (3)$$

Donde G.E está dado por la gravedad específica del componente, Existe diversos tipos de instrumentos para la medición de la gravedad API sin embargo uno de los más utilizados es el hidrómetro ya que es accesible y solo requiere la utilización de un termómetro y un recipiente donde sumergirlo en su mayoría el recipiente a ser usado es la probeta.

Para realizar un análisis de gravedad API se requiere tener un conocimiento previo de las diversas normas que se pueden tomar en cuenta para realizar el análisis entre ellas tenemos ASTM D 287, ASTM D 1298, ASTM D 6822, IP 389. Las cuales favorecen a que los datos sean confiables para ser tomados como referencia en diversos análisis característicos o procesos en los cuales se utilice los productos caracterizados.

2.7.3 Corrosión en lámina de cobre

La corrosión puede ser definida como la destrucción que soporta un material debido a la presencia de un ataque químico el cual principalmente está dado por el proceso o utilidad que se le da al mismo. En su mayoría la principal causa de la corrosión es debido al ataque químico, la velocidad que la corrosión se exterioriza en el material dependerá de ciertos factores como la superficie, diferencia de potencial, la erosión el esfuerzo mecánico, la temperatura, humedad, tiempo, biológicos, el alto contenido de dióxido de azufre, corrientes eléctricas, al hablar de estos factores observamos que un sinnúmero de problemas pueden causar al realizar procesos que contengan equipos o instrumentos con materiales metálicos. Cuando las condiciones se manejan en los parámetros normales los principales productos que la corrosión

genera son hidróxidos sin embargo cuando las temperaturas son altas generan óxidos más simples. (Speller, 1926)

Los factores antes mencionados son afectados por la corrosión de la siguiente manera, el efecto de erosión en si no se puede catalogar como corrosión sin embargo al generarse comienza a remover la capa protectora del metal permitiendo que este quede expuesto y se deteriore, el efecto de la temperatura afecta la tasa de corrosión mediante que permite la una mayor cinética de las reacciones otro factor que se observa en la corrosión es reactivos o productos corrosivos la concentración de un compuesto debido a que por impurezas estas puedan deteriorar el material de los equipos, el tiempo es otro factor fundamental al hablar de corrosión debido a que es directamente proporcional, en otras palabras mientras mayor es el tiempo de exposición aumentara la tasa de corrosión en los materiales en algunos casos existe la posibilidad de que no se genere un aumento sino que permanezca constante esta tasa. (Mendoza, 2004)

La principal forma de determinar que existe corrosión en un material es mediante la determinación de la pérdida de peso que presente, otra de las formas de determinar que existe corrosión es mediante una visualización del material, debido a que solo se puede visualizar y no cuantificar la cantidad de corrosión que se genera este último método no es muy utilizada en la industria.

En atención a lo expuesto para determinar que un compuesto es corrosivo y pueda o no ser utilizado en diferentes procesos, instrumentos y/o equipos viene dado por análisis característicos de los mismos, para el petróleo o derivados del petróleo la principal norma que definen el mencionado análisis es: ASTM D130 (Análisis de corrosión en lámina de cobre) el cual determina su capacidad corrosiva mediante la exposición a una lámina de cobre, y es visualizada en función de una tabla de grados de corrosión que se muestra a continuación, el cual está distribuido en función de una escala 1-4 y un grado de nivel etiquetado por letras, de este modo, el nivel de corrosión de un compuesto está dado por esta escala.

Tabla 6:**Clasificaciones de la tira de cobre.**

| Clasificación | Designación | Descripción |
|---------------------------|--------------------|--|
| Tira recién pulida | Pulida | Tira pulida comenzando de un grid 80 pasando a un grid 50 y finalizando en un grid 220 |
| 1 | Leve deslustre | a. Naranja claro, casi lo mismo que la tira recién pulida b. Naranja oscuro |
| 2 | Deslustre moderado | a. Rojo clarete b. Lavanda c. Multicolor con azul lavanda o plata, o ambos, superpuestos en rojo clarete d. Plateado e. Oro |
| 3 | Deslustre oscuro | a. Magenta nublado en la tira de cobre b. Multicolor con una muestra roja y verde (pavo real), pero no gris |
| 4 | Corrosión | a. Transparente negro, gris oscuro o marrón con verde pavo real apenas mostrando b. Grafito o negro sin brillo c. Brillante o negro azabache |

Fuente: ASTM D-130

La tabla mostrada anteriormente presenta una extensa cantidad de posibilidades de corrosión, queremos con ella significar, como se muestra en la figura siguiente la cual definirá y especificará cada una de las variaciones que puede ser generada de la escala mostrada en la tabla anterior, la lámina de cobre podría presentar cualquiera de estos colores y así permitir de una manera eficiente y factible definir qué tan corrosivo puede ser un compuesto, por mediante ello poder determinar procesos o normativas al momento de trabajar con el mismo.

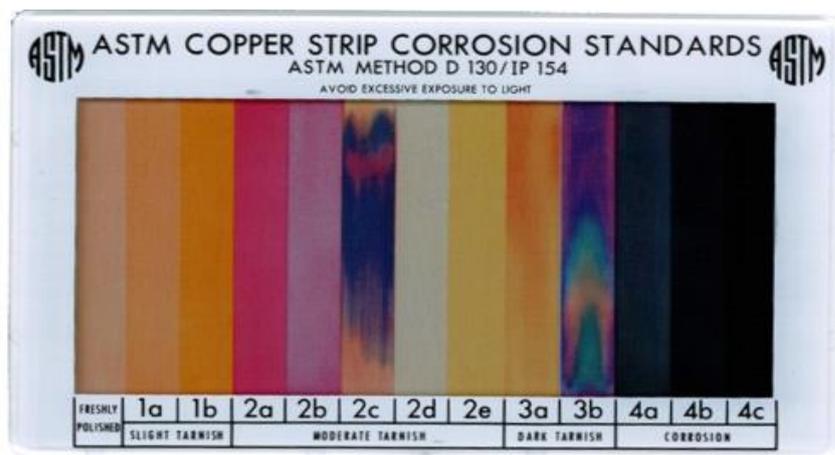


Figura 10: Test estándar de color para estudio de corrosión en lámina de cobre

Fuente: Norma ASTM D-130.

2.7.4 Destilación Atmosférica

La destilación que se realiza como parámetros de caracterización vienen dado por la norma ASTM D 86 que permite realizar un estudio de los puntos de ebullición de mezclas presentes, esta destilación se efectúa para compuestos tales como gasolinas, queroseno y productos derivados del petróleo similares para que sea posible los compuestos a ser destilados deben presentar sus puntos de ebullición en el rango de 0 a 400 °C.(J.-P. Wauquier, 2004)

Esta destilación es conocida como destilación no preparativa, por ello es que no es necesario una cantidad grande, la muestra a ser utilizada es de 100 ml colocados en el matraz de destilación, las condiciones a las cuales la destilación se efectúa es dependiente a la naturaleza que la muestra posea, es por eso, que esta destilación no define cuantitativamente ni cualitativamente los componentes que se van separando en la misma, más bien determina las temperaturas a los diferentes porcentajes de destilado, generando una tabla la que vemos a continuación donde se especifica el volumen destilado y la temperatura observada, cabe resaltar que la primera temperatura a ser tomada viene dada por el punto de burbuja que es cuando se observa la primera gota en el refrigerante y posteriormente la última burbuja en el refrigerante será la temperatura final, queremos con ello significar, el porcentaje de destilado, el porcentaje de residuo y la pérdida que se generó por factores diversos.

Tabla 7:
Resultados tipo de una destilación de Gasolina

| VOLUMEN DESTILADO (%) | TEMPERATURA (°C) |
|-------------------------------|------------------|
| Punto de burbuja | 33.0 |
| 5 | 42.5 |
| 10 | 45.5 |
| 20 | 50.0 |
| 30 | 55.5 |
| 40 | 62.5 |
| 50 | 75.0 |
| 60 | 99.0 |
| 70 | 131.0 |
| 80 | 151.5 |
| 90 | 167.5 |
| 95 | 177.5 |
| Punto de burbuja final | 183.5 |
| Destilado (%) | 97.8 |
| Residuo (%) | 0.8 |
| Perdida (%) | 1.4 |

Fuente: (J.-P. Wauquier, 2004)

2.7.5 Cromatografía de gases

La cromatografía asocia un conjunto de métodos que facilita la separación de diversos compuestos químicos que se encuentran relacionados entre sí en mezclas complejas, siendo imposible de separar de manera comprensible por otros métodos o aplicaciones. Las separaciones cromatográficas tienen un proceso en común, la muestra se ve transportada mediante una fase móvil que puede ser un gas, un líquido o un fluido supercrítico. La fase móvil atraviesa una fase estacionaria con la cual es inmisible, y que se encuentra fijada a una columna o superficie sólida. Las dos fases son seleccionadas de tal forma que los componentes de la muestra queden distribuidos de manera diferente entre la fase móvil y la fase estacionaria.

Los componentes que se encuentran fuertemente retenidos en la fase estacionaria se moverán lentamente conforme la fase móvil fluya, por el contrario, los componentes que se encuentren débilmente retenidos a la fase estacionaria se

moverán con mayor velocidad, como resultado de la variación de movilidad de los componentes de la muestra se formaran zonas las cuales pueden ser analizadas de manera cualitativa y/o cuantitativa. (Skoog, 2001)

La cromatografía de gases es una técnica que permite la separación de componentes orgánicos e inorgánicos térmicamente estables y volátiles. Esta técnica es utilizada principalmente cuando se necesita una cuantificación de cada componente que se localiza en la muestra, la cromatografía de gases posee un alto número de aplicaciones las cuales tienen una orientación principal a la valoración de la pureza de los productos y reactivos en una reacción, de esta manera, facilita el control de las secuencias de reacción. Al momento de hablar de la elaboración de compuestos químicos elaborados por industrias es eficiente afirmar que el uso de la cromatografía de gases es el principal objetivo para la determinación de la pureza del compuesto.

La cromatografía de gases es una técnica muy útil a ser seleccionada cuando se requiere realizar separaciones de compuestos orgánicos, inorgánicos térmicamente estables y volátiles. (Skoog, 2001) Su principal objetivo es la cuantificación de cada compuesto presente en la mezcla, la cromatografía de gases tiene amplia aplicación, en las industrias se enfoca principalmente a evaluar la pureza de los reactantes y productos de reacción o bien a monitorear la secuencia de la reacción. Para los fabricantes de reactivos químicos, su aplicación es en la determinación de la pureza.

Existen dos tipos de cromatografía de gases (GC): La cromatografía gas-líquido (GLC), y la cromatografía gas-sólido (GSC), donde la cromatografía gas-líquido posee la mayor aplicación en la ciencia, la cual es nombrada tan solo como cromatografía de gases (GC). En la GSC la fase estacionaria se presenta de forma sólida y la movilidad de los componentes de la muestra es dada debido a que se genera una adsorción.

Sin embargo, gracias a que al momento de la utilización del cromatógrafo de gases existen compuestos que poseen tiempos de retención no siempre adecuados y se obtienen picos de elución con colas o sobrepuestos, esto ha provocado que este tipo de cromatografía tenga una aplicación limitada. El principal estudio de esta cromatografía es la separación de compuestos gaseosos que presentan bajos pesos moleculares. (Skoog, Holler, & Timothy, 2001)

a. Partes de un cromatógrafo de gases

Un cromatógrafo de gases normalmente presenta piezas comunes las cuales permiten la separación adecuada de la muestra, entre las principales partes que lo conforman tenemos el inyector de la columna, horno para la columna, detector, columna de separación por consiguiente sus partes las cuales como se muestran en la figura siguiente y posteriormente definidos permitirán obtener un conocimiento básico de su aplicación, utilización y estructura.

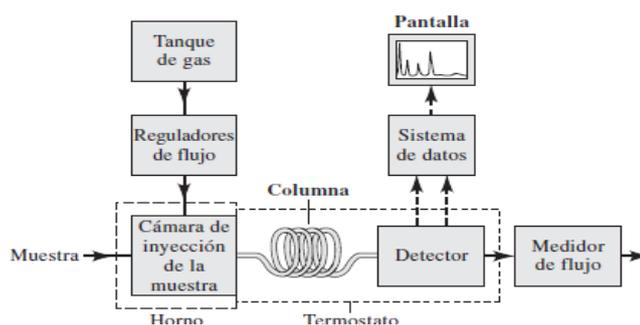


Figura 11: Partes de un Cromatógrafo de Gases.

Fuente: (Skoog, 2001).

- **Inyector en columna:** El inyector es una unidad que permite la introducción de la muestra directamente a la columna. Cuando su utilización es en cromatografía de gases el puerto donde se inyecta permite implantar la muestra líquida directamente en la columna sin necesidad de subir la temperatura hasta llegar a su ebullición, dicho de otro modo, la muestra entra líquida al cromatógrafo de gases.(SECYTA, 2012)
- **Horno para la columna:** Es un horno con un sistema automatizado de control de temperatura en el cual la columna se encuentra en su interior, la temperatura de separación o la temperatura de la columna puede ser ajustado con una tolerancia considerable para que la separación sea realizada de una manera adecuada.(SECYTA, 2012)
- **Detector:** Es un dispositivo el cual permite determinar el cambio en la composición de la fase móvil, esto se lleva a partir de sus propiedades físicas o químicas.(SECYTA, 2012)
- **Columna:** Es un tubo que contiene la fase estacionaria y a través del cual discurre la fase móvil, estas fases son de suma importancia para la separación adecuada de la muestra para su selección se debe tomar en cuenta el tipo de

muestra que se tiene y la miscibilidad de la misma.(SECYTA, 2012) Existen 2 tipos de columna para cromatografía, columna empacada o también conocidas como columnas de relleno y columnas capilares o conocidas como columnas tubulares. Las columnas empacadas son columnas rellenas que presentan un soporte sólido de grano muy fino que actúa como una fase estacionaria o rellena de una fase estacionaria líquida no volátil, el material de la columna debe ser inerte y resistente para poderlos elevar a altas temperaturas, estas columnas poseen diámetros entre 3-6 mm y longitudes entre 1-5 metros y las columnas capilares las cuales son más pequeñas poseen un diámetro entre 0.2-0.5 mm con longitudes desde 10-100 m la fase estacionaria en estas columnas se encuentra en forma de película en la pared interna, la cantidad de muestra para los análisis con este tipo de columna es menor, a diferencia de las columnas empacadas las columnas capilares permite obtener una mejor resolución, menor tiempo de análisis y una mayor sensibilidad siendo más utilizadas hasta el punto de remplazar por completo las columnas empacadas. (Skoog et al., 2001)

En atención a lo expuesto serán definidas las fases que comprenden una columna de cromatografía, el tipo de columna y cuáles son los parámetros adecuados para seleccionar una columna de cromatografía adecuada en función a las necesidades específicas que se requiera al momento de separar muestras concretas.

- **Fase estacionaria:** La fase estacionaria es una fase perteneciente a la columna cromatográfica, por consiguiente, la fase estacionaria puede presentarse en diferentes estados sea sólido, en forma de gel, o como líquido. Si la fase estacionaria es un líquido existen columnas que poseen la fase soportada en un sólido, este sólido en ocasiones favorece a la separación y en otras solo es un medio inerte que lo soporta.(Skoog et al., 2001)
- **Fase móvil:** La fase móvil es una fase perteneciente a la columna cromatográfica representada por un fluido que atraviesa por todo lo largo de la columna y la fase estacionaria, en una dirección específica dependiendo de la cromatografía a ser utilizada esta fase varía cuando la cromatografía es líquida la fase móvil en su mayoría se encuentra en estado líquido y si la cromatografía es gaseosa la fase móvil será un gas o un fluido supercrítico. En cromatografía de gases se puede utilizar la expresión gas portador para designar la fase móvil, y en cromatografía

de elución se puede utilizar la palabra eluyente para designar esta misma fase. (Skoog et al., 2001)

Para la selección de una columna de cromatografía adecuada se deben tener en cuenta diferentes parámetros, si es posible, es necesario buscar en bibliografía trabajos publicados con muestras semejantes, aplicaciones proporcionadas por fabricantes y proveedores de cromatógrafos de gases. Los parámetros a tomar en cuenta para la selección de la columna son:

- La fase estacionaria a ser utilizada este factor es de suma importancia debido a que tiene como base principal la selectividad, la polaridad y el contenido de fenilo.
- El diámetro de la columna favorece ciertos parámetros tales como la eficiencia, la retención, la presión, la velocidad de flujo de la fase móvil y su capacidad al momento de recorrer la torre.
- La longitud de la columna permitirá la determinación de la retención que cada compuesto de la muestra tenga, la presión de la cabeza de la columna el sangrado y el costo que esta tendrá
- El espesor de la película genera influencia con algunos parámetros básicos tales como la capacidad, la inercia, el sangrado, el límite de la temperatura superior la retención, resolución de la columna.

Al referirse en columnas de cromatografía de gases y su utilización con nafta virgen se debe tener en cuenta la resolución. Las columnas capilares permiten hoy en día la separación de todos los componentes principales de una gasolina de destilación directa. Las fases estacionarias más utilizadas son a base de siliconas, que dan un orden de elución de los hidrocarburos próximo al orden creciente de sus puntos de ebullición. En la cromatografía en fase gaseosa, al no ser un método de identificación, se deben identificar los componentes después de separarlos en la columna capilar, debido a que la nafta es un compuesto no polar la fase estacionaria de la columna en efecto debe ser no polar, el tamaño de la columna no presenta gran diferencia en su resolución debido a que la nafta virgen no posee una gran infinidad de compuestos, con relación a su diámetro la columna a ser tomada en cuenta es una columna cromatográfica

DB-5 no polar que presenta un intervalo de temperatura entre -60°C a 325°C en sus presentaciones más comunes.

2.7.6 Espectrometría de masas

La espectrometría de masas es un método de análisis cualitativo y en ocasiones cuantitativo que facilita la determinación de compuestos orgánicos desconocidos, en ciertas ocasiones se encuentra combinado con otras técnicas espectroscópicas para obtener una amplia utilización en análisis químicos y caracterizaciones de muestras desconocidas. (Rubinson & Rubinson, 2000)

Las principales cualidades que presenta la espectrometría de masas y que podemos citar de (Esteban, 1993) tenemos:

- Su capacidad de Identificación. La espectrometría de masas puede identificar cualitativamente y de forma precisa un sinnúmero de muestras desde átomos, compuestos sencillos hasta moléculas complejas como pueden ser, la determinación de biopolímeros de pesos moleculares elevados que presentan varios miles de unidades de masa atómica.
- Es cualitativa y cuantitativa. La espectrometría de masas no solo es capaz de identificar muestras de sustancias desconocidas proporcionando el espectro de identificación sino también puede cuantificar y medir la concentración que cada compuesto dentro de una mezcla posee facilitando información para el análisis de materias primas en procesos químicos.
- Análisis de mezclas complejas. La espectrometría de masas es capaz de realizar identificaciones de sustancias desconocidas considerando que exista una mezcla que presente compuestos similares.
- Posee una gran sensibilidad. La espectrometría de masas es un método que permite determinar e identificar componentes presentes en las muestras que se encuentren en de orden de hasta las “ppq” (partes por cuatrillón).
- Es universal y específica. En esta característica de la espectrometría de masas observamos que puede analizar muestras o mezclas de sustancias sólidas, líquidas o gaseosas y también es capaz de detectar y separar muestras concretas en presencia de una matriz compleja.
- Es capaz de proporcionar información estructural de la molécula analizada, energía de enlaces, información cinética, físico-química, cuántica, etc.
- Suministra información Isotópica. La espectrometría de masas puede ser aplicada en el estudio de isótopos estables o radiogénicos utilizados en geología, bioquímica, agricultura, clínica, hidrología, meteorología, geocronología, etc.

- Es una técnica veloz. La espectrometría de masas puede realizar un espectro en décimas de segundo, es por ello que en ocasiones es utilizada en el monitoreo de procesos, emitiendo información en tiempo real sobre la composición de la mezcla de reactivos y productos en un reactor o a su vez en procesos enzimáticos biológicos para realizar su control.

La espectrometría de masas está fundamentada en la obtención de iones a partir de moléculas orgánicas en fase gaseosa, cuando estos iones se encuentran producidos son divididos de acuerdo a la cantidad de su masa y su carga que finalmente es medido por un dispositivo (detector) que proporciona información relacionada a la muestra este parámetro está representado por la diferencia de los tipos de iones que se generan que tienen relaciones de masa/carga diferentes cada una de ellas. (Skoog et al., 2001)

Los métodos que proceden a partir de la espectrometría de masas en su mayoría poseen una naturaleza química, en función de la estructura química que cada compuesto adquiera en la muestra será la cantidad de iones que se revelen en el espectro debido a que estos varían como tipos de iones, dependiendo de su masa e identificables por bases de datos, es por ello, que se puede definir que la espectrometría de masas es una de las técnicas viables capaces de permitir la determinación de compuestos químicos obtenidos de muestras desconocidas y facilitando la obtención de información específica de los compuestos que se encuentran presentes en una muestra.

Es por ello que básicamente se puede especificar que la espectrometría de masas para que sea considerada como un método apto de análisis debe ser capaz de realizar cuatro funciones enumeradas posteriormente las cuales son citadas en (Rubinson & Rubinson, 2000) y son las siguientes:

- El espectrómetro de masas debe ser capaz de vaporizar sustancias de volatilidades muy diferentes.
- Una vez volatilizadas las muestras, el espectrómetro debe ser capaz de originar iones a partir de las moléculas neutras en fase gaseosa.
- Una vez generados los iones, el espectrómetro debe ser capaz de separarlos en función de su relación masa/carga.
- Una vez separados los iones, el espectrómetro debe ser capaz de detectar los

iones formados y registrar la información adecuadamente.

b. Partes de un espectrómetro de masas.

En el diagrama de bloques que se presenta en la siguiente ilustración se aprecia los principales componentes de todos los tipos de espectrómetros de masas:

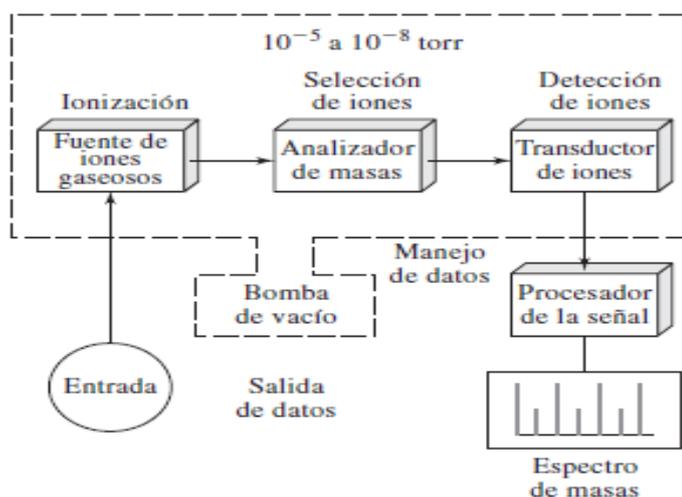


Figura 12: Componente de un Espectrómetro de Masas.

Fuente: (Skoog, 2001)

Estas partes serán detalladas para un entendimiento adecuado del equipo. El objetivo del sistema de entrada es permitir la introducción de una cantidad pequeña de muestra, en la fuente de iones gaseosos su principal objetivo es permitir que los componentes de la muestra serán convertidos en iones gaseosos debido al bombardeo de electrones, fotones, iones o moléculas, en ciertos espectrómetros de masas la transformación de los componentes a iones es por medio de la aplicación de energía térmica o energía eléctrica a la salida de la fuente se observarán iones cargados positivamente y negativamente que posteriormente serán acelerados en el analizador de masas (Skoog et al., 2001), la función del analizador de masas es desviar mediante campos magnéticos los iones y permitir su agrupación para un valor de fuerza específica aplicada que recolecta iones iguales en función del valor de su masa y carga. (Esteban, 1993)

El transductor de iones tiene como principal objetivo la transformación en señales eléctricas los iones positivos por consiguiente las señales eléctricas son multiplicadas en esta sección (Rubinson & Rubinson, 2000), el procesador de la señal permitirá definir el tiempo y la cantidad de carga que ha llegado y formar un espectro

bidimensional que permitirá saber la relación masa/carga, en su mayoría los espectrómetros de masas requieren un sistema de vacío para mantener una presión baja en todos los componentes evidentemente esta presión baja permite asegurar colisiones no frecuentes y poder conservar iones y electrones libres. (Skoog et al., 2001)

2.7.7 Cromatografía de gases- Espectrometría de masas (GS-MS)

La combinación de la cromatografía de gases y la espectrometría de masas conocida por sus siglas (GC-MS) es una técnica analítica que permite la combinación de las características que posee cada uno de ellos con un principal objetivo que es facilitar la identificación de diferentes sustancias dentro de una muestra de ensayo, Las aplicaciones para el GC-MS son variadas desde la detección de fármacos, la investigación de incendios, el análisis ambiental, la investigación de explosivos y la identificación de muestras desconocidas. La cromatografía líquida-espectrometría de masas, permite el análisis y la detección incluso de pequeñas cantidades de una sustancia.(Skoog et al., 2001)

El GC-MS se compone de dos bloques de construcción principales: el cromatógrafo de gases y el espectrómetro de masas. El cromatógrafo de gases utiliza una columna capilar que depende de las dimensiones de la columna (longitud, diámetro, grosor de la película) así como de las propiedades de fase. La diferencia en las propiedades químicas entre diferentes moléculas en una mezcla y su afinidad relativa para la fase estacionaria de la columna promoverá la separación de las moléculas a medida que la muestra recorre la longitud de la columna. Las moléculas son retenidas por la columna y luego se eluyen de la columna en diferentes momentos (llamado tiempo de retención) y esto permite que el espectrómetro de masas aguas abajo capture, ionice, acelere, desvíe y detecte las moléculas ionizadas por separado. El espectrómetro de masas lo hace rompiendo cada molécula en fragmentos ionizados y detectando estos fragmentos usando su relación masa-carga.(Kitson, Larsen, & McEwen, 1996)

En la rama de la ingeniería química el GC-MS se utiliza para el análisis de mezclas de compuestos orgánicos desconocidos. Un uso crítico de esta tecnología es

el uso de GC-MS para determinar la composición de bio-aceites procesados a partir de biomasa cruda. (Tekin, Karagöz, & Bektaş, 2014)

Su procedimiento básico es inyectar una cantidad de la muestra en el cromatógrafo de gases el cual será separado en la columna cromatográfica logrando que la separación sea efectuada correctamente, posteriormente los componentes cruzaran al detector del espectrómetro de masas permitiendo generar su espectro de masas el cual puede ser identificado de manera cómoda. (Gutiérrez & Droguet, 2002)

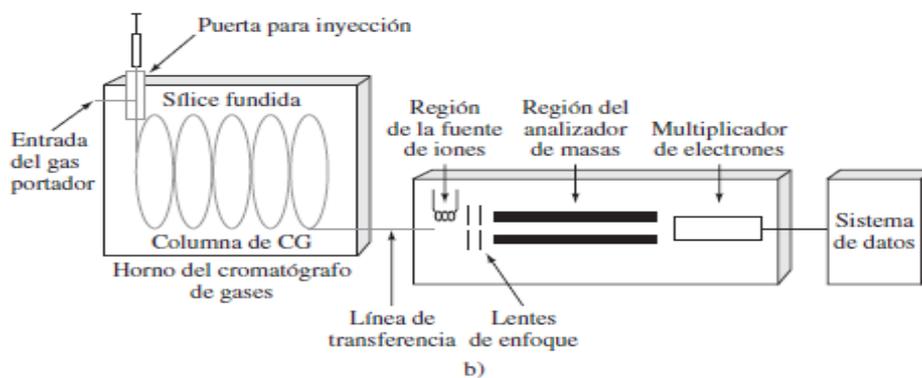


Figura 13: Esquema de un sistema GC-MS.

Fuente: (Skoog, 2001).

CAPÍTULO III

3 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

La meta que posee este capítulo es describir la metodología usada en el presente Trabajo de Grado, iniciando con la recolección de las muestras siendo rotuladas por el lugar en el cual fue obtenido, las cuales fueron caracterizadas encaminando al principal objetivo de este trabajo. Se describirá la metodología empleada desde la toma de muestras, hasta el proceso de caracterización para satisfacer los objetivos específicos planteados originalmente.

3.1 Recolección de las muestras.

Las muestras fueron de obtenidas de 3 lugares diferentes que poseen torres de destilación atmosférica, siendo estos lugares: La Refinería la Libertad perteneciente a la Empresa Publica Petroecuador (EP Petroecuador), el Bloque 15 y 56 de la Empresa Pública Petroamazonas (EP Petroamazonas). En la tabla 8 se describe el muestreo, el cual se tomó aleatoriamente y posteriormente fue rotulado cada una de las muestras de tal manera que sea sencilla su clasificación tanto para los análisis no cromatográficos como cromatográficos.

Cada una de las muestras se recolectó de manera estándar para productos derivados del petróleo que será resumida a continuación.

Tabla 8:
Muestreo de nafta en diferentes torres de destilación.

| MUESTRA | NAFTA | ROTULACION |
|--------------------|------------|------------|
| LA LIBERTAD | MUESTREO 1 | NAFLIB-01 |
| | MUESTREO 2 | NAFLIB-02 |
| | MUESTREO 3 | NAFLIB-03 |
| | MUESTREO 4 | NAFLIB-04 |
| BLOQUE 15 | MUESTREO 1 | NAFB15-01 |
| | MUESTREO 2 | NAFB15-02 |
| BLOQUE 56 | MUESTREO 1 | NAFB56-01 |

La recolección de las muestras se hizo siguiendo la norma INEN 0930. Esta norma incluye diferentes procedimientos para facilitar la obtención de muestras de petróleo crudo y/o productos derivados, esta norma es exclusiva para muestras que no sean gases a presión y temperatura ambiental.

Para la toma de la muestra se debe seleccionar el tipo de muestra que se posee, en el presente trabajo la muestra a ser tomada es una muestra continua debido a que “es obtenida en una tubería de tal forma que represente un promedio del flujo en movimiento”. (INEN, 1984)

Es de principal importancia para el muestreo el material del envase a ser utilizado, las especificaciones que se da para las muestras debe ser de lata, o botellas de vidrio transparente, incoloro o de color ámbar oscuro, posteriormente para el cierre del envase de botellas de vidrio pueden ser utilizados tapones de vidrio, corchos tapas con hilo o material de plástico.

El procedimiento a realizar al momento de tomar muestras es el siguiente.

- Purgar, con el producto de ensayo, la llave y el tubo, enjuagarlos hasta que se encuentre completamente limpio si no es posible una purga completa, hacer circular el flujo hasta que el tubo quede homogenizado y sea posible extraer de manera que las muestras sean lo más aproximado a la mezcla total.
- Tapar todos los envases con muestras, etiquetarlos y llevarlos al laboratorio en los envases que fueron recolectados, tomando en cuenta el rotulado mostrado.
- Debido a que las muestras poseen productos volátiles es necesario protegerlas y es por esto que se procede a transportarlas en cajas térmicas con hielo durante el muestreo para almacenarlos posteriormente en un congelador.
- Cada una de las muestras para la caracterización serán siempre guardadas en cajas térmicas con hielo o en un congelador que permita mantener a una temperatura de 0 °C a los 10 °C

3.2 Caracterización de Naftas

Los métodos y análisis a ser utilizados para la caracterización de nafta serán explicados a continuación especificando la norma utilizada para que el método sea aceptado de manera confiable y adecuada al momento de medición.

3.2.1 Densidad

Tabla 9:
Reactivos, equipos y materiales utilizados

| Nombre | Especificaciones | Uso |
|------------------------------|--|---|
| Densito 30PX | Proveedor: METTLER TOLEDO Rango de medición: $0-2 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$ y $5-35^\circ\text{C}$. Resolución: $0,0001 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$ y $0,1^\circ\text{C}$ | Caracterización de nafta para el análisis de Densidad |
| Baño María | Marca: Boeco Modelo PWB-8 Serie MBA6119-127 | Calentamiento de muestras para calculo estandarizado |
| Vaso de Precipitación | Proveedor: GLASSCO Material: Boro 3.3 Medida: 25 ml | Contener las muestras para la manipulación adecuada de muestras |
| Termómetro | Marca: LUFT Rango de Medición: -10 a 250°C | Medición de temperatura de las muestras |
| Acetona | Proveedor: MERCK Pureza: Grado analítico | Disolvente para la limpieza del equipo Densito |
| Agua Destilada | Realizada en el Laboratorio | Estándar de calibración del equipo |

Para el método de cálculo de la densidad de productos derivados del petróleo normalizado se requiere la utilización de la norma ASTM D7777 “Método de prueba estándar para densidad, densidad relativa o gravedad API del petróleo líquido mediante medidor de densidad digital portátil”, debido a que se posee la disponibilidad del equipo es posible realizar la norma mencionada, posteriormente se explicada cada uno de los pasos o procedimientos a seguir para que la norma sea aceptada y fiable, en la figura 14 es posible visualizar el equipo a ser utilizado en la norma.



Figura 14: Densímetro digital densito 30px

Fuente. Manual de instrucciones densito 30px

a. Calibración del Equipo

Al momento de determinar si el equipo se encuentra calibrado se debe realizar una medición de control, para lo cual se establecerá la unidad de medición y luego en el menú se selecciona el peso específico, posteriormente se llena la celda con agua destilada, tomando en cuenta que no se posea ninguna impureza ni burbujas en el recipiente de llenado, se procede a presionar el botón “ok/meas”, el equipo realizará la medición de forma automática y el resultado será visualizado en la pantalla del equipo, el resultado de la medición debe ser 1.0000 si existe una desviación menor a 0.0005 el equipo se encontrara calibrado correctamente, sin embargo, si la desviación es mayor a 0.0005 se requiere un ajuste que se muestra en el manual del equipo.

b. Medición de la densidad

Para medir la densidad de la muestra se debe colocar en un vaso de precipitación dejar que la temperatura se estabilice, tome en cuenta que no existan burbujas en el vaso de precipitación o en el tubo de inyección de ser ese el caso vacíelo y vuélvalo a llenar pulsado lentamente el botón de llenado la celda que se llenara, el instrumento realiza la medida mostrando en la pantalla la densidad y la temperatura medida, después de cada medición es necesario una limpieza y esto se lleva a cabo mediante un disolvente dependiendo la naturaleza de la muestra, en el presente caso se utilizó acetona el cual será llenado en la celda y luego expulsado varias veces hasta estar seguro de no existir gotas en el sensor esto permitirá obtener una medición correcta.

c. Calculo de coeficiente de compensación

Según expresa la norma para el cálculo de la densidad, este debe ser realizado tomando en cuenta una temperatura de referencia, en el presente caso es 60 °F o 15

°C, se debe determinar un coeficiente de compensación (α) para establecer el coeficiente se debe determinar la densidad a una temperatura mayor (T_1) y a una temperatura menor (T_2) a la de referencia El coeficiente de compensación está dado por la siguiente formula.

$$\alpha = \left(\frac{\text{densidad a } T_2}{\text{densidad a } T_1} - 1 \right) / (T_1 - T_2) \quad (4)$$

d. Calculo de densidad compensada

Al momento de realizar el cálculo del coeficiente de compensación (α) existen dos métodos para el cálculo de la densidad a diferentes temperaturas, una es mediante el equipo al seleccionar la opción “Comp. Density” donde se almacena el coeficiente calculado y se realiza el cálculo la densidad de la muestra insertada y por medio de la formula se calcula de la densidad compensada correlacionando la densidad medida a cierta temperatura con el coeficiente.

$$\rho_{\text{compensada}} = \rho_{\text{medida}} * (1 + \alpha(T_1 - T_{\text{ref}})) \quad (5)$$

Para el reporte de datos la norma específica que se debe realizar 2 mediciones consecutivas de cada muestra y posteriormente se determinara la densidad promedio de las mediciones, cada medición de densidad debe estar reportada en $\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$ y se presentara una tabla con cada una de ellas a la temperatura medida.

e. Principales errores de medición

Asegúrese de que el medidor de densidad digital portátil esté en equilibrio térmico con la temperatura ambiente. Si el instrumento ha sido transferido de un lugar cálido a un lugar frío o viceversa inmediatamente antes del uso, espere varios minutos antes de medir, es recomendable no transferir con frecuencia el equipo entre lugar con diferentes temperaturas, el principal problema es la condensación y humedad las cuales causan mediciones erróneas.

Es necesario tener las muestras a temperatura ambiente o a una temperatura superior, no utilizar el equipo si se posee muestras frías menores a 5 °C o 9 °F, Al tener muestras a estas temperaturas existe la posibilidad de obtener condensación en el sensor oscilante del tubo en U, estos problemas son los principales causantes de mediciones incorrectas y potencialmente dañar el instrumento.

3.2.2 Corrosión en lámina de Cobre

Tabla 10:
Reactivos, equipos y materiales utilizados

| Nombre | Especificaciones | Uso |
|---|--|--|
| Recipiente de presión de corrosión de banda de cobre | Fabricante: Inox-Tec Material Acero Inoxidable 316 | Capsula hermética para realizar la prueba de la lámina de cobre para determinar potencial efecto corrosivo de la muestra |
| Baño María | Marca: Boeco Modelo PWB-8 Serie MBA6119-127 | Calentamiento de la capsula con muestra y lámina de cobre |
| Tubo de Ensayo | Proveedor: GLASSCO Material: Vidrio borosilicato Dimensiones 25*150 mm | Contener las muestras y la lámina de cobre |
| Termómetro | Marca: LUFT Rango de Medición: -10 a 250 °C | Medición de temperatura del baño maría |
| Lámina de Cobre | Proveedor: Importcom Dimensiones: 12.5*1.5*75 mm Pureza: 99.9 % | Indicador para la determinación de la corrosividad de las muestras |
| Agua Destilada | Realizada en el Laboratorio | Limpieza para el pulido de las láminas de cobre y liquido de calentamiento para el baño maría |
| Lijas | Proveedor: 3M Numero de granos : 80,150, 220 | Pulido de las láminas de cobre para análisis de corrosión |
| Lupa | Proveedor: Direct Industry Dimensiones: Portátil | Visualización del pulido de la lámina de cobre |
| Guantes de látex | Proveedor: ABIDERM Dimensiones: Talla M | Manejo de lámina de Cobre sin contaminarlo con impurezas |

CONTINÚA 

| | | |
|-------------------|---------------------------------------|--|
| Mascarilla | Proveedor: 3M Dimensiones: Regular | Protección por limallas generadas por pulido de láminas de cobre |
| Cronometro | Marca: Casio | Calculo del tiempo especificado para el análisis a realizar |

Para el método de análisis y determinación del porcentaje de corrosión que posee un derivado del petróleo normalizado se utilizó la norma ASTM D130 Corrosividad al cobre de los productos derivados del petróleo por prueba de la tira de cobre, para lo cual se requiere de una capsula construida de acero inoxidable 316 según las dimensiones dadas en la figura 15, el recipiente debe ser capaz de resistir una presión de hasta 700 kPa (100 psi), es por ello se permiten diseños alternativos para la tapa del recipiente y la junta de goma sintética (o-rin), las dimensiones internas del recipiente a presión son tales que un tubo de ensayo de 25 mm por 150 mm puede colocado dentro del recipiente.

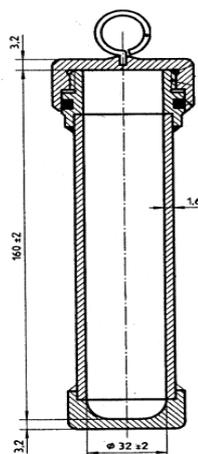


Figura 15: Capsula de presión para el análisis de corrosión en lámina de cobre

FUENTE. Norma ASTM D-130

a. Preparación de lámina de cobre

Para la preparación de las láminas de cobre se requiere un soporte de pulido que permita sujetar fijamente la lámina sin estropear los bordes mientras se pule, generalmente se utiliza soportes de madera fijados con cinta doble faz, al tener sujeta la lámina de cobre se comienza con la lija con el Grid número 80 a pulir de manera uniforme verticalmente hasta llegar a poseer líneas paralelas en la misma

dirección y en toda el área de la lámina, posteriormente se procede con la lija con el Grid número 150 a pulir uniformemente de manera vertical a las líneas de pulido anteriores hasta que las líneas del Grid número 80 se hayan perdido y solo se observe líneas paralelas generadas por la segunda lija, finalmente se utilizara la lija con el Grid número 220 a pulir de manera perpendicular a las líneas de pulido anteriores para tener constancia de que las líneas son uniformes se utilizara una lupa que permitirá la visualización más detallada y aceptar el pulido realizado.

Se realiza el mismo procedimiento para cada uno de las superficies de la lámina de cobre, tomando en cuenta la cantidad de muestras y análisis a realizar se preparan el número adecuado de láminas de cobre, las mismas tiras pueden ser utilizadas repetidamente las veces que sea necesario, pero se descartaran cuando la superficie presentan algún rasguño o rasgos profundos que no pueden ser removidos por el procedimiento de pulido o si poseen alguna deformidad, o se hayan perdido las dimensiones que la tira debe poseer según la norma.

Para que no exista deformidades después del pulido es recomendado guardar las láminas de cobre en algodón farmacéutico esto ayudara a que no se genere ningún deterioro del pulido.

b. Procedimiento de análisis de Corrosión en lámina de cobre.

Después de realizar el pulido de la lámina de cobre colocar 30 ml de la muestra completamente limpia y libre de cualquier impureza suspendida o arrastrada dentro del tubo de ensayo de vidrio, deslizar la lámina de cobre en el tubo de ensayo y colocarla en la capsula, colocar la tapa bien enroscada sumergirla en un baño maría a una temperatura de 40°C o 104 °F dejarla por 3h (\pm 5 min), repetir el mismo procedimiento para cada una de las muestras, se realizará 3 repeticiones para cada muestra y se tabulara el indicador marcado.

c. Examen para el cálculo de corrosión.

Vacíe el contenido del tubo de ensayo en un recipiente de tamaño adecuado, si se usa un recipiente hecho de vidrio se sugiere un vaso de precipitación de 150 ml, deje que la tira se deslice suavemente para evitar romper el vidrio, retire inmediatamente la tira con pinzas y sumerja en el solvente de lavado. Retirar la tira de inmediato, secar e inspeccionar para detectar evidencia de manchado o corrosión, la etapa de secado de la tira puede hacerse mediante transferencia con papel de filtro, secado al aire, o por otros medios adecuados. Sostenga tanto la tira de prueba como la tabla

estándar que se encuentra representada en la figura 10 de estándares de corrosión de tal manera que se observe la luz reflejada desde ellos en un ángulo de aproximadamente 45°.

d. Interpretación de resultados

Para la interpretación de la corrosividad de la muestra de acuerdo con las clasificaciones de la tira de cobre ASTM indicada en la tabla 6. Cuando una tira está en el estado de transición entre dos estándares adyacentes, se tomará la clasificación del que se presente con mayor porcentaje, si alguna tira presenta un color más oscuro que define la clasificación y la descripción, pero no se asemeja a otra clasificación, la tira sigue perteneciendo a esa misma clasificación hasta que se observe una pequeña cantidad de otra tonalidad en ese caso la tira pasará a pertenecer a la siguiente clasificación.

e. Principales Errores al ejecutar el análisis

Repita la prueba si se observan manchas de huellas digitales, o debido a manchas de partículas o gotas de agua que pueden haber tocado la tira de prueba durante el período de pulido.

Repetir la prueba si los bordes afilados a lo largo del plano las caras de la tira parecen estar en una clasificación más alta que la mayor porción de la tira; en este caso, es probable que los bordes no fueron pulidos correctamente durante la preparación.

f. Presentación de resultados

Para la presentación de los resultados del análisis de corrosión en lámina de cobre se generará una tabla que constará del siguiente formato.

$$(X \text{ h} / Y \text{ } ^\circ\text{C}), \text{ Clasificación } Zp \quad (6)$$

Dónde:

X = duración del ensayo, en horas,

Y = temperatura de ensayo, ° C,

Z = categoría de clasificación (es decir, 1, 2, 3 o 4)

p = descripción de clasificación para el Z correspondiente (para ejemplo, a, b, c, d).

Dicho de otro modo y mostrado en un ejemplo el formato a ser utilizado para la presentación de resultados es: (3 h / 40 °C), Clasificación 1b.

3.2.3 Destilación atmosférica

Tabla 11:
Reactivos, equipos y materiales utilizados

| Nombre | Especificaciones | Uso |
|---|--|---|
| Balón de destilación | Fabricante: GLASSCO Material Vidrio borosilicato Capacidad: 125 ml Dimensiones 10 cm de brazo con un Angulo de 75° | Recipiente donde se encuentra la muestra a ser destilada |
| Refrigerante de bulbo | Fabricante: Material: Vidrio borosilicato Dimensiones | Facilitar la condensación de los gases separados en la destilación. |
| Codo esmerilado | Proveedor: GLASSCO Material: Vidrio borosilicato Dimensiones: Pequeña | Facilita el traslado de la muestra condensada desde el refrigerante al tubo de ensayo |
| Termómetro | Marca: LUFT Rango de Medición: -10 a 250 °C | Medición de temperatura dentro del balón de destilación |
| Probeta | <ul style="list-style-type: none"> • Proveedor: GLASSCO • Material: Boro 3.3 • Capacidad: 100 ml <p style="text-align: center;">4</p> | Recipiente volumétrico donde se almacenara el destilado que sea condensado en el refrigerante |
| Fluido de calentamiento (Aceite) | Proveedor: DANEC S.A Aceite de palma refinado Nombre industrial: DANOLIN | Fluido que calentara el balón de destilación que posea un punto de ebullición elevado |
| Mechero de Bunsen | Proveedor: LYNSUM | Equipo que permite el calentamiento lineal del fluido por medio de una llama |
| Vaso de precipitación | Proveedor: Capacidad 100 ml | Recipiente que mide la muestra a ser utilizado en |

CONTINÚA 

| | | |
|-----------------------|--|--|
| | Dimensiones: | el balón de destilación |
| Embudo | Proveedor: Glassco Dimensiones: Pequeño | Equipo para transvasar desde el vaso de precipitación al balón de destilación |
| Bombona de Gas | Proveedor: AGA Dimensiones: Comercial | Combustible a ser utilizado para el calentamiento de la muestra en el análisis |

Para el análisis de caracterización, destilación de petróleo o productos derivados del petróleo que requiera ser realizado mediante una normalización se debe seguir la norma ASTM STANDARD D86: "Método de prueba estándar para destilación de productos de petróleo" evidentemente se puede definir a esta normativa como una destilación no preparativa debido a que no determina la composición de cada corte del destilado generado por la destilación, si bien en cierto lo que denota es la temperatura y el porcentaje en volumen que este genere.

Para esta destilación se utilizó un balón de destilación normalizado con dimensiones específicas mostradas en la figura 16, el refrigerante a ser utilizado a la facilidad del instrumento, sin embargo, se debe tomar en cuenta el área y tiempo de contacto necesario para que la condensación ocurra, el termómetro y tapón serán colocados en el terminal con la medida NS 19/26.

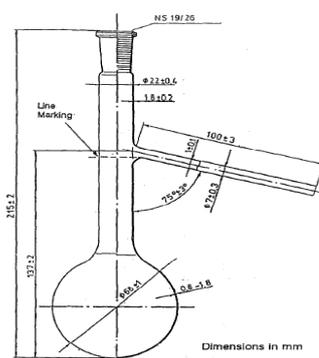


Figura 16: Balón de destilación estandarizado

FUENTE. Norma ASTM D-86

a. Procedimiento para realizar la destilación

Al momento de armar el equipo de destilación se administró una muestra de 100 ml de nafta virgen previamente enfriada debido a que posee compuestos volátiles, posteriormente la muestra se coloca en el balón de destilación con núcleos de ebullición para que las burbujas no fraccionen el balón, se coloca el tapón en el terminal NS 19/26 con un termómetro que se localizara a la altura de la salida de los gases para constatar una temperatura adecuada en el condensador como se muestra en la figura 17, la cual muestra las posiciones recomendadas por la norma para que el termómetro represente una temperatura adecuada y confiable durante todo el procedimiento de destilación, abrir la manguera del refrigerante para que se llene de líquido de refrigeración y la condensación se genere de una manera adecuada conforme la temperatura aumente.

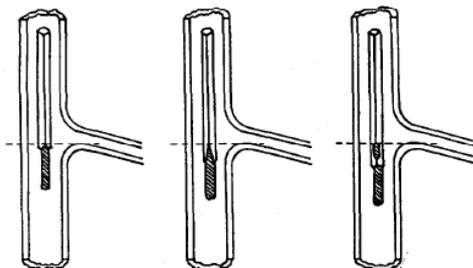


Figura 17: Posición del termómetro para la destilación

Fuente. Norma ASTM D-86.

Se realizó un calentamiento lento y controlado para que sea factible el control del porcentaje de destilado y temperatura, se registró la temperatura de la primera burbuja generada en el refrigerante, posteriormente se midió la temperatura cada 5 por ciento de destilado consecutivamente a los 10, 20, 30 hasta llegar a 90 por ciento, finalmente se tomara la temperatura de la última burbuja o gota en el refrigerante.

b. Presentación y corrección de datos de la destilación

Para la presentación de los datos obtenidos por destilación, se debe realizar una tabla utilizando como referencia la tabla 7, los datos presentados en esta tabla son los datos observados y reportados, otros datos que se presentan en la tabla son el volumen del destilado final, del residuo final y del porcentaje perdido que será expresado por la siguiente ecuación.

$$V_p = 100 - V_D - V_R \quad (7)$$

Donde:

V_p : Volumen perdido en el ensayo a la presión del laboratorio.

V_D : Volumen de destilado recogido en el ensayo a la presión del laboratorio.

V_R : Volumen de residuo recogido en el ensayo a la presión del laboratorio.

En secuencia a lo explicado anteriormente se realizó una corrección a una presión estándar de 760 mmHg o 1 atmosfera, la cual se expresa en otra tabla corregida con la misma estructura de la tabla 7, las correcciones se realizaron utilizando las ecuaciones descritas previamente, para la corrección de la temperatura se tomó en cuenta la presión a la cual fue realizado el análisis y se consideró la ecuación (8) o la ecuación (10) la cual dependerá de la unidad de medición de la temperatura y la medición de la presión en Kpa, y la ecuación (9) si la presión fue medida en milímetros de mercurio y la temperatura en grados Celsius.

$$C_C = 0.0009 \times (101.3 - P_k) \times (273,15 - T_C) \quad (8)$$

$$C_C = 0.00012 \times (760 - P) \times (273,15 - T_C) \quad (9)$$

$$C_F = 0.00012 \times (760 - P_k) \times (460 - T_F) \quad (10)$$

Donde:

T_C, T_F : Temperatura observada a la presión del lugar en el análisis de la destilación.

C_C y C_F : Corrección a ser añadida a la temperatura observada para Temperatura en grados Celsius y Fahrenheit respectivamente.

P_k : Presión barométrica en KPa medida en el tiempo y lugar del análisis.

P : Presión barométrica en mmHg medida en el tiempo y lugar del análisis.

Posteriormente la temperatura corregida es determinada por la ecuación, para cada uno de los cortes de volumen en cada análisis realizado.

$$T_{Corregida} = T_C + C_C \quad (11)$$

Posteriormente que la temperatura ha sido corregida se precede a corregir los valores de los volúmenes del destilado final y del porcentaje perdido en el ensayo para lo cual se toman en cuenta distintas ecuaciones con el fin de determinar los volúmenes rectificadas, debido a que no se posee los valores de las constantes A y B de corrección a la presión de los ensayos realizados, se utilizaron las ecuaciones (12), (13) descritas a continuación.

$$L_C = \frac{(L - 0.499287)}{(13.65651 - 0.12492914 P_k)} + 0.4997299 \quad (12)$$

$$L_C = \frac{(L - 0.499287)}{(13.65651 - 0.01665174 P)} + 0.4997299 \quad (13)$$

Donde:

L: Porcentaje perdido determinado por el ensayo en el laboratorio.

L_C : Corrección del porcentaje perdido.

P_k : Presión barométrica en KPa medida en el tiempo y lugar del análisis.

P: Presión barométrica en mmHg medida en el tiempo y lugar del análisis.

El porcentaje de recuperación corregido correspondiente es calculado de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Rc = R(L - L_C) \quad (14)$$

Donde:

L: Porcentaje perdido determinado por el ensayo en el laboratorio.

L_C : Corrección del porcentaje perdido.

R: Volumen de destilado observado.

3.2.4 Cromatografía de gases y espectrometría de masas

Tabla 12:
Reactivos, equipos y materiales utilizados.

| Nombre | Especificaciones | Uso |
|---------------------------------------|--|--|
| Cromatógrafo de gases (GC) | Marca: PerkinElmer Modelo: Clarus 680 Tipo de detector : GC/MS | Permite separar para su posterior identificación de los compuestos que se encuentren en la nafta |
| GC/Espectrómetro de masas (MS) | Marca: PerkinElmer Modelo: Clarus SQ 8 T | Identificar los compuestos que constituyen la nafta |
| Viales para GC | Marca: Agilent Technologies Capacidad 2 ml color Ambar | Colocación de muestras para inyección en GC-MS |
| Pipeta | Marca: Capacidad: 2ml | Preparación de muestras y adición en viales |
| Helio | Proveedor: Indura Especificaciones: Pureza 5.0 | Utilizada como fase móvil en el GC-MS |

Para el análisis de caracterización, la cromatografía de gases acoplado a un espectrómetro de masas permitió una caracterización detallada, no fue posible seguir un análisis normado debido a que no existían condiciones ni equipos para su realización, aun así el análisis utilizado en el presente trabajo permite la elaboración de una tabla detallada y cuantitativa de los componentes que están presentes en las naftas analizadas, el método utilizado para establecer una cuantificación relativa es el de normalización de áreas, el cual consiste en relacionar el área de los pico generada por el cromatógrafo con el área total de todos los picos y de tal manera conseguir una concentración relativa de los componentes de cada una de las muestras de nafta.

Los equipos utilizados para este análisis son los especificados en la tabla 12 y en la figura 18; sin embargo, la separación es llevada a cabo gracias a una columna capilar ubicada en el cromatógrafo de gases con especificaciones definidas a continuación: Zebron™ ZB-5MS (30 m x 0.25mm, 0.25 µm de espesor de película), las condiciones utilizadas para este análisis están especificadas a continuación.

Tabla 13:
Condiciones cromatográficas

| Parámetros | Condiciones |
|---|--|
| Gas Portador | Helio Caudal 3 ml/min |
| Temperatura del Horno | 100 °C mantenidos por 4 minutos Subir en Rampa 8°C/min hasta 310°C |
| Temperatura de Inyector y detector | 250°C |
| Relación de División | 1:50 |
| Volumen de Muestra | 1 uL de muestra tomada preparada en un vial de 2 ml sin dilución. |
| Espectrómetro de Masas | Escaneo: 30-550 m/z Tiempo de escaneo total 31 minutos |
| Método de integración | Se integraron los picos de todo el tiempo que se transcurre en el análisis |

Fuente. (Application Note 108, 1996)



Figura 18: Cromatógrafo de gases acoplado al espectrómetro de masas

a. Procedimiento de determinación de componentes con GC-MS

Debido a que la nafta posee algunos componentes con puntos de ebullición bajos se debe mantener en refrigeración las muestras, es por ello que las muestras serán colocadas en viales dentro de las cajas térmicas a una temperatura entre 0-10°C, una pipeta volumétrica de 2 ml tomara una muestra y posteriormente llenara el vial el cual se tapara inmediatamente y será rotulado para que se pueda definir cada muestra.

Se coloca el vial en el automuestreador definido por números, realizando esto para cada una de las muestras que se vayan a analizar, se colocan las condiciones del cromatógrafo de gases y el espectrómetro de masas haciéndolo correr con todas las muestras preparadas, después de que los resultados sean obtenidos se extrajo un archivo que posee los siguientes datos: número de pico, tiempo de retención, masa, área de pico y porcentaje de área. Se utilizó la librería del espectrómetro de masas para identificar las señales correspondientes a cada compuesto.

b. Determinación de componentes de la Nafta

Gracias a la utilización del programa TurboMass GC-MS el cual pertenece a la empresa Perkin-Elmer y las bibliotecas NIST y WR10 se determinaron a que compuesto pertenece cada pico generado en el cromatógrafo de gases para lo cual en dicho programa se toma pico a pico generando el espectrómetro de masas y buscando a que compuesto pertenece debido al sinnúmero de picos que posee la nafta se toman los principales picos y posibles a ser interpretados, la generación de los datos

obtenidos se mostró (ver resultados y anexos) el cromatograma y cada uno de los espectros de masa obtenidos.

Para el análisis cuantitativo se debe tomar en cuenta el área de los picos el cual define la cantidad de compuesto en la muestra, es por ello que se puede deducir que mientras mayor sea el área del pico de un componente específico se obtendrá una mayor concentración en el análisis, el tiempo de retención para todas las muestras analizadas es el mismo porque se mantuvieron las condiciones de funcionamiento.

c. Presentación de Datos.

Para la presentación de datos de estos análisis se muestran los cromatogramas obtenidos en el análisis, la información sobre los cromatogramas se tabularon; esto es, las concentraciones relativas en función del área de cada pico, el espectro de masas de cada pico a ser analizado, el compuesto al cual pertenece el cromatograma, la fórmula del compuesto y ciertas propiedades de los mismos, este análisis es realizado para cada una de las muestras analizadas con el cromatógrafo de gases acoplado al espectrómetro de masas (GC-MS).

CAPÍTULO IV

3 RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN Y DISCUSIONES

3.1 Caracterización de Naftas

3.1.1 Densidad (ASTM D-7777)

El cálculo de la densidad esta descrito en el en el apartado 3.2.1., donde como punto de partida se realizó la determinación del coeficiente de compensación de temperatura ($\alpha \times 1000$) para cada una de las muestras de ensayo, se determinaron 2 densidades a diferentes temperaturas y mediante la utilización de la ecuación 4, se obtuvo los resultados mostrados en las tablas 14, 15, 16.

Tabla 14:
Resultados del coeficiente de compensación de temperatura La libertad.

| MUESTREO LA LIBERTAD | | | | | | | | |
|---|-----------|--------|-----------|--------|-----------|--------|-----------|--------|
| | MUESTRA 1 | | MUESTRA 2 | | MUESTRA 3 | | MUESTRA 4 | |
| Temperatura (°C) | 12.9 | 18.0 | 11.0 | 19.2 | 14.3 | 18.8 | 11.7 | 19.0 |
| densidad (g/cm³) | 0.7464 | 0.7441 | 0.7468 | 0.7431 | 0.7474 | 0.7453 | 0.7467 | 0.7438 |
| Factor compensación $\times 1000$ | 0.6061 | | 0.6072 | | 0.6261 | | 0.5341 | |

Tabla 15:
Resultados del coeficiente de compensación de temperatura Bloque 15.

| MUESTREO BLOQUE 15 | | | | |
|---|-----------|--------|-----------|--------|
| | MUESTRA 1 | | MUESTRA 2 | |
| Temperatura (°C) | 11.9 | 15.9 | 11.7 | 19.5 |
| densidad (g/cm³) | 0.6678 | 0.6652 | 0.6652 | 0.6632 |
| Factor compensación $\times 1000$ | 0.9771 | | 0.3866 | |

Tabla 16:
Resultados del coeficiente de compensación de temperatura Bloque 56.

| MUESTREO BLOQUE 56 | | |
|-------------------------------|-----------|--------|
| | MUESTRA 1 | |
| Temperatura (°C) | 13.2 | 20.7 |
| densidad (g/cm ³) | 0.6598 | 0.6565 |
| Factor compensación ×1000 | 0.6702 | |

Posteriormente se realizó la medición de la densidad a una temperatura específica por duplicado localizada en el rango de temperaturas de cálculo del factor de compensación para posteriormente calcular una densidad promedio, obteniendo los resultados mostrados en las tablas 17, 18, 19.

Tabla 17:
Densidad promedio muestreo La libertad.

| MUESTREO LA LIBERTAD | | | | | | | | |
|--|-----------|--------|-----------|--------|-----------|--------|-----------|--------|
| | MUESTRA 1 | | MUESTRA 2 | | MUESTRA 3 | | MUESTRA 4 | |
| Temperatura (°C) | 17.3 | | 18.8 | | 17.2 | | 18.2 | |
| densidad (g/cm ³) | 0.7448 | 0.7449 | 0.7436 | 0.7434 | 0.7462 | 0.7460 | 0.7441 | 0.7440 |
| Densidad Promedio (g/cm ³) | 0.74485 | | 0.7435 | | 0.7461 | | 0.74405 | |

Tabla 18:
Densidad promedio muestreo bloque 15.

| MUESTREO BLOQUE 15 | | | | |
|--|-----------|--------|-----------|-------|
| | MUESTRA 1 | | MUESTRA 2 | |
| Temperatura (°C) | 17.3 | | 17.1 | |
| densidad (g/cm ³) | 0.6662 | 0.6665 | 0.6648 | 0.665 |
| Densidad Promedio (g/cm ³) | 0.66635 | | 0.6649 | |

Tabla 19:
Densidad promedio muestreo bloque 56.

| MUESTREO BLOQUE 56 | | |
|--|-----------|--------|
| | MUESTRA 1 | |
| Temperatura (°C) | 17.8 | |
| densidad (g/cm ³) | 0.6578 | 0.6580 |
| Densidad Promedio (g/cm ³) | 0.6579 | |

La densidad corregida tomando en cuenta una temperatura de referencia $T_{ref}=15^{\circ}\text{C}$, se determinó mediante la utilización de la densidad promedio a una temperatura establecida y el factor de compensación, a continuación, mediante la utilización de la ecuación 5 se calculó la densidad corregida, los resultados obtenidos mediante dicho cálculo se muestran en la tabla 20, 21, 22

Tabla 20:
Densidad Corregida Muestreo La libertad

| MUESTREO LA LIBERTAD | | | | |
|-----------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | MUESTRA 1 | MUESTRA 2 | MUESTRA 3 | MUESTRA 4 |
| Densidad corregida @ 15 °C | 0.74589 | 0.74522 | 0.74713 | 0.74532 |

Tabla 21:
Densidad Corregida Muestreo Bloque 15.

| MUESTREO BLOQUE 15 | | |
|-----------------------------------|-----------|-----------|
| | MUESTRA 1 | MUESTRA 2 |
| Densidad corregida @ 15 °C | 0.66655 | 0.66544 |

Tabla 22:
Densidad Corregida Muestreo Bloque 56.

| MUESTREO BLOQUE 56 | |
|-----------------------------------|-----------|
| | MUESTRA 1 |
| Densidad corregida @ 15 °C | 0.65913 |

Finalmente, gracias a las densidades corregidas es posible el cálculo de los grados API mediante la utilización de la ecuación 3, facilitando el reconocimiento del tipo de nafta presente en las muestras analizadas, los resultados de los grados API de cada muestra se observa en la tabla 23.

Tabla 23:
Grados API de naftas caracterizadas.

| | MUESTRA | CALCULO GRADO API |
|-----------------------------|-----------|-------------------|
| MUESTREO LA LIBERTAD | MUESTRA 1 | 58.04 |
| | MUESTRA 2 | 58.21 |
| | MUESTRA 3 | 54.72 |

CONTINÚA 

| | | |
|---------------------------|-----------|-------|
| | MUESTRA 4 | 58.18 |
| MUESTREO BLOQUE 15 | MUESTRA 1 | 80.60 |
| | MUESTRA 2 | 80.95 |
| MUESTREO BLOQUE 56 | MUESTRA 2 | 82.98 |

Interpretación de resultados.

La Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 253:2000 que especifica los requisitos para los derivados del petróleo Naftas industriales, no especifica un número cuantitativo de densidad o de grados API necesarios para cumplir requerimientos de comercialización, se realizó un análisis de contraste de significación utilizando el método chi-cuadrado, el cual es un estudio para afirmar o rechazar una hipótesis que define que las muestras de nafta tomadas de diferentes torres de destilación atmosférica difieren en su grado API, dando como resultados lo mostrado en la tabla 24.

Tabla 24:

Análisis de contraste Chi-cuadrado.

| | | °API (O) | °API ESPERADA (PROMEDIO) | (O-E) | (O-E) ² /E |
|-------------------------------------|-----------|-------------|--------------------------------|--------|-----------------------|
| MUESTREO LA LIBERTAD | MUESTRA 1 | 58.04 | 67.67 | -9.63 | 1.37 |
| | MUESTRA 2 | 58.21 | 67.67 | -9.46 | 1.32 |
| | MUESTRA 3 | 54.72 | 67.67 | -12.95 | 2.48 |
| | MUESTRA 4 | 58.18 | 67.67 | -9.49 | 1.33 |
| MUESTREO BLOQUE 15 | MUESTRA 1 | 80.6 | 67.67 | 12.93 | 2.47 |
| | MUESTRA 2 | 80.95 | 67.67 | 13.28 | 2.61 |
| MUESTREO BLOQUE 56 | MUESTRA 1 | 82.98 | 67.67 | 15.31 | 3.46 |
| X² CALCULADO | | | | | 15.04 |

Tomando en cuenta los grados de libertad (n-1) según la tabla de los valores críticos de X² (Anexo 1) para un P= 0.05 con 6 grados de libertad el valor crítico es

de 12.592 puesto que el valor calculado es mayor al valor al valor critico se procede a rechazar la hipótesis nula afirmando que las muestras de nafta si poseen una diferencia significativa en su grado API.

Al rechazar la hipótesis planteada se procedió a comparar con resultados de los grados API encontrado en un estudio de caracterización de Naftas obtenidas en la refinería de Esmeraldas, (Arias, 2012) en donde se realizó una clasificación de naftas livianas y naftas pesadas se realizó un análisis de contraste de significación utilizando el método de comparación de dos medias experimentales presentando una hipótesis nula que afirma que los muestreos de naftas con grados API mayores a 80 son similares a los mostrados en el estudio de (Arias, 2012) dando como resultado la tabla 25 y 26.

Tabla 25:
Contraste método de comparación de medias experimentales Nafta Liviana.

| | | API | MEDIA | DESVIACION ESTANDAR | t |
|---------------------------|-------------------|-------|-------|---------------------|------|
| ESTUDIO ARIAS,2012 | NAFTA LIVIANA NC1 | 81.7 | 83.57 | 2.49 | 2.54 |
| | NAFTA LIVIANA NC2 | 86.4 | | | |
| | NAFTA LIVIANA NC3 | 82.6 | | | |
| MUESTREO BLOQUE 15 | MUESTRA 1 | 80.6 | 81.51 | 1.29 | |
| | MUESTRA 2 | 80.95 | | | |
| MUESTREO BLOQUE 56 | MUESTRA 2 | 82.98 | | | |

Tabla 26:**Contraste método de comparación de medias experimentales Nafta Pesada.**

| | | API | MEDIA | DESVIACION ESTANDAR | t |
|-----------------------------|------------------|-------|-------|---------------------|------|
| ESTUDIO ARIAS,2012 | NAFTA PESADA NC1 | 54.8 | 57.75 | 5.97 | |
| | NAFTA PESADA NC2 | 55.9 | | | |
| | NAFTA PESADA FCC | 53.7 | | | |
| | NAFTA PESADA VIS | 66.6 | | | |
| MUESTREO LA LIBERTAD | MUESTRA 1 | 58.04 | 57.29 | 1.71 | 0.51 |
| | MUESTRA 2 | 58.21 | | | |
| | MUESTRA 3 | 54.72 | | | |
| | MUESTRA 4 | 58.18 | | | |

Para los resultados obtenidos en la tabla 25 tomando en cuenta los grados de libertad igual a $(n-2)$ según la tabla de distribución t Anexo 2, para $P=0.05$ con 4 grados de libertad el valor crítico es de 2.78 puesto que el valor calculado es menor que el valor crítico se procede a aceptar la hipótesis, ahora bien para los resultados obtenidos en la tabla 26 según la tabla de distribución t, para $P=0.05$ con 6 grados de libertad el valor crítico es de 2.31, el valor calculado es menor que el valor crítico se procede a aceptar la hipótesis.

Es posible entonces definir de una manera comparativa el tipo de nafta que cada una de las muestras recolectadas presenta, por consiguiente, se puede concluir que las muestras obtenidas de la Refinería La libertad resultan ser procedentes de una Nafta Pesada, las muestras obtenidas de los bloques 15, y bloque 56 resultan ser procedentes de una nafta liviana.

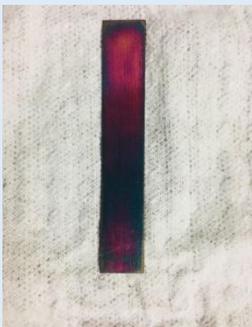
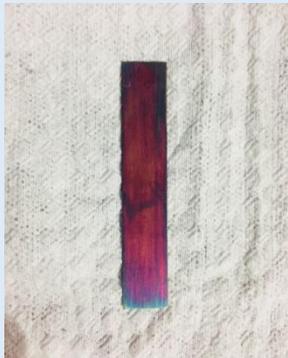
Los análisis de los resultados obtenidos nos permiten sugerir que bajo la alimentación de las torres de destilación respectivas y sus condiciones de operación los crudos empleados en la Refinería La Libertad son crudos pesados o al menos más pesados a los empleados en las unidades topping de los bloques 15 y 56.

3.1.2 Corrosión en lámina de cobre (ASTM D-130)

Para la realización del análisis normalizado de lámina de cobre se siguió el procedimiento descrito en el apartado 3.2.2., el cual define el estudio completo sobre la metodología utilizada para que los resultados obtenidos en este ensayo sean válidos y fiables, los resultados mostrados en la tabla 27, 28, 29 permiten observar las láminas de cobre después de ser tratadas con cada una de las naftas con el procedimiento descrito.

Tabla 27:

Resultados lámina de cobre La libertad.

| MUESTRA | FIGURA | ROTULACION |
|-----------------------|---|-----------------------------|
| MUESTRA LA LIBERTAD 1 |  | (3h/40°C), Clasificación 3b |
| MUESTRA LA LIBERTAD 2 |  | (3h/40°C), Clasificación 3b |
| MUESTRA LA LIBERTAD 3 |  | (3h/40°C), Clasificación 3b |

CONTINÚA 

| | | |
|---|---|------------------------------------|
| <p>MUESTRA LA LIBERTAD 4</p> |  | <p>(3h/40°C), Clasificación 3b</p> |
|---|---|------------------------------------|

Tabla 28:

Resultados lámina de cobre Bloque 56

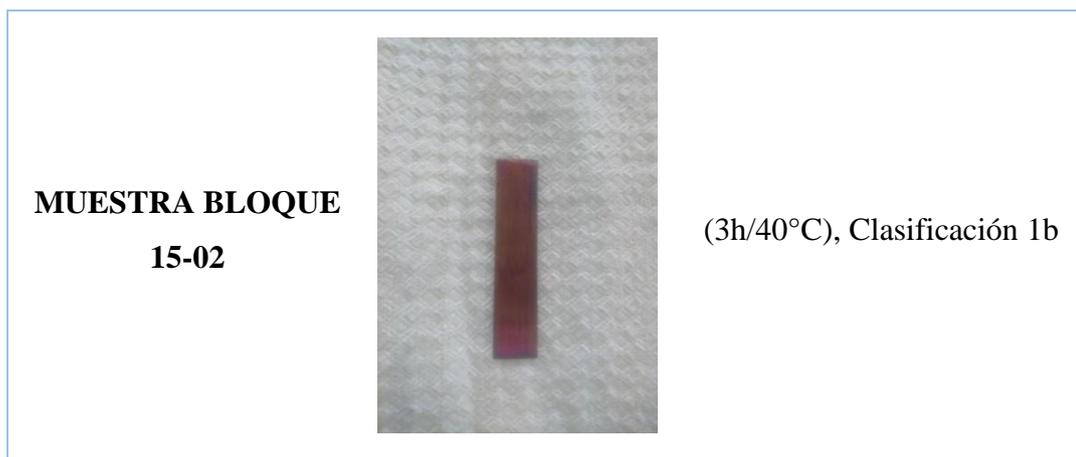
| MUESTRA | FIGURA | ROTULACION |
|--|--|------------------------------------|
| <p>MUESTRA BLOQUE 56-01</p> |  | <p>(3h/40°C), Clasificación 1b</p> |

Tabla 29:

Resultados lámina de cobre Bloque 15

| MUESTRA | FIGURA | ROTULACION |
|--|---|------------------------------------|
| <p>MUESTRA BLOQUE 15-01</p> |  | <p>(3h/40°C), Clasificación 1b</p> |

CONTINÚA 



Interpretación de resultados de la corrosión de la lámina de cobre.

Según la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 253:2000 que especifica los requisitos para los derivados del petróleo, Naftas industriales, el requisito que corresponde a la corrosión en lámina de cobre la máxima clasificación que las naftas deben poseer es el número 1 y con el subgrupo A o B. Las muestras de nafta de La Libertad se localizan en la clasificación 3b; es decir, no están en el rango adecuado para cumplir los requisitos de comercialización en el país; mientras que las muestras de nafta obtenidos en el bloque 15 se localizan en la clasificación 1b y las muestras del bloque 56 se localizan en la clasificación 1a. Por lo tanto, las muestras del bloque 15 y del bloque 56 si cumplen con los requisitos para su comercialización haciendo posible su utilización como materia prima.

Es importante señalar que se debe tener especial cuidado si se piensa utilizar en otros procesos la nafta obtenida en La Libertad porque puede ocasionar problemas graves de corrosión. A partir de estos resultados es posible inferir que la nafta de La Libertad posee heteroátomos como azufre, moléculas con nitrógeno y/o oxígeno que pueden ser corrosivas como en efecto lo es al analizar los resultados de corrosión de la lámina de cobre. Adicionalmente, este resultado puede ser sustentado adicionalmente en los resultados de densidad porque la nafta de La Libertad es más pesada y generalmente los hidrocarburos más pesados son ricos en moléculas con heteroátomos como las señaladas anteriormente.

3.1.3 Destilación Atmosférica (ASTM D-86)

La destilación atmosférica normalizada se llevó a cabo siguiendo el procedimiento descrito en el apartado 3.2.3., cada una de las muestras de nafta recolectada fue sometida al mismo procedimiento y las mismas condiciones de

tratamiento, de esta manera se tiene la seguridad de que el análisis fue realizado siguiendo las normas establecidas y los resultados alcanzados podrán ser comparados de manera inequívoca con resultados ya definidos o estandarizados.

Al momento de que se está realizando el análisis se toman datos de temperatura por porcentaje de volumen destilado debido a que posteriormente se realizó el cálculo de la temperatura corregida a una presión estándar (1 atm, 760 mmHg) desde la temperatura observada a la presión medida, mediante la utilización las ecuaciones 10, 11, 13, 14 en continuidad determinada, alineando el reporte según las especificaciones de la norma ASTM D-86.

Para cada una de las muestras de nafta obtenidas y descritas en el capítulo 3, se presenta una tabla, la cual especifica las temperaturas medidas y la temperatura corregida respectivamente para cada porcentaje de volumen denotado, se realizaron gráficas comparativas las cuales permiten observar de manera clara la diferencia que se genera entre estas temperaturas y son expuestas en las figuras 19, 20,21,22,23,24,25 a continuación de cada tabla por muestra analizada.

Tabla 30:

Destilación ASTM D 86 Nafta La libertad muestra 1.

| MUESTRA LA LIBERTAD | | |
|---------------------|--------------------|-----------------------|
| MUESTRA 1 | | |
| | PRESION 553.3 mmHg | PRESION 760 mmHg |
| VOLUMEN | TEMPERATURA OBS. | TEMPERATURA CALCULADA |
| IBP | 62.00 | 70.31 |
| 5% | 75.00 | 83.63 |
| 10% | 78.00 | 86.71 |
| 20% | 89.00 | 97.98 |
| 30% | 101.00 | 110.28 |
| 40% | 106.00 | 115.40 |
| 50% | 112.00 | 121.55 |
| 60% | 119.00 | 128.72 |
| 70% | 124.00 | 133.85 |
| 80% | 127.00 | 136.92 |
| 90% | 131.00 | 141.02 |

CONTINÚA 

| | | |
|---------------|--------|--------|
| 95% | 136.00 | 146.14 |
| FPB | 160.00 | 170.74 |
| DESTILADO, ml | 97 | 98.55 |
| RESIDUO, ml | 0.5 | 0.50 |
| PERDIDA, ml | 2.5 | 0.95 |

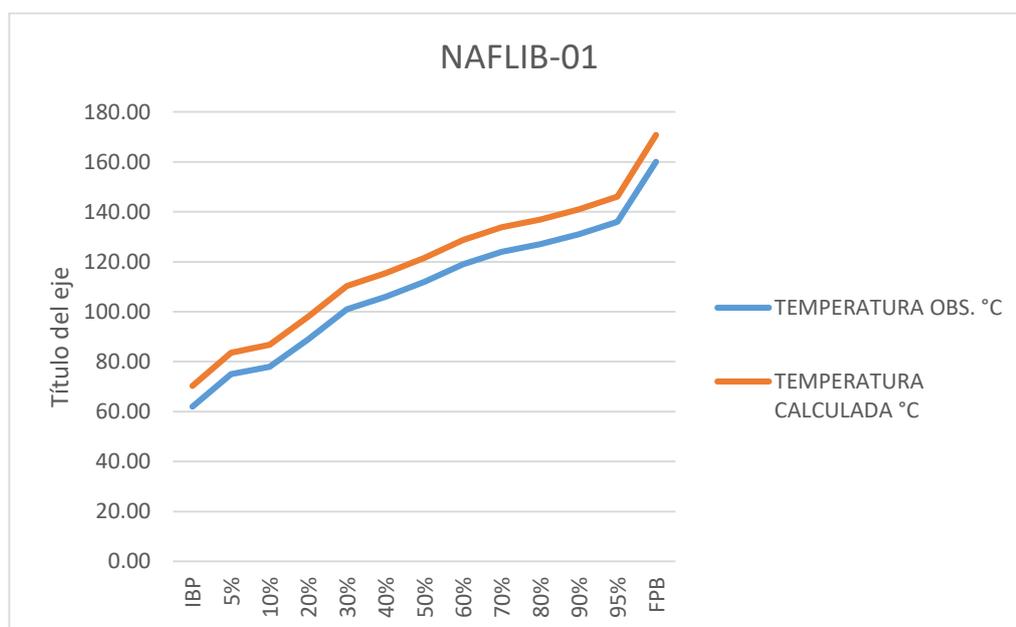


Figura 19: Comparación temperaturas NAFLIB-01

Tabla 31:

Destilación ASTM D 86 Nafta La libertad muestra 2.

| MUESTREO LA LIBERTAD | | | |
|----------------------|------------------|------------------------|--|
| MUESTRA 2 | | | |
| PRESION 551.5 mmHg | | PRESION 760 mmHg | |
| VOLUMEN | TEMPERATURA OBS. | TEMPERATURA CALCULADA. | |
| IBP | 64 | 72.43 | |
| 5% | 76 | 84.73 | |
| 10% | 82 | 90.88 | |
| 20% | 94 | 103.18 | |
| 30% | 99 | 108.31 | |
| 40% | 103 | 112.41 | |
| 50% | 108 | 117.53 | |

CONTINÚA 

| | | |
|---------------|-----|--------|
| 60% | 112 | 121.63 |
| 70% | 119 | 128.81 |
| 80% | 125 | 134.96 |
| 90% | 130 | 140.08 |
| 95% | 135 | 145.21 |
| FPB | 161 | 171.86 |
| DESTILADO, ml | 97 | 98.32 |
| RESIDUO, ml | 0.8 | 0.80 |
| PERDIDA, ml | 2.2 | 0.88 |

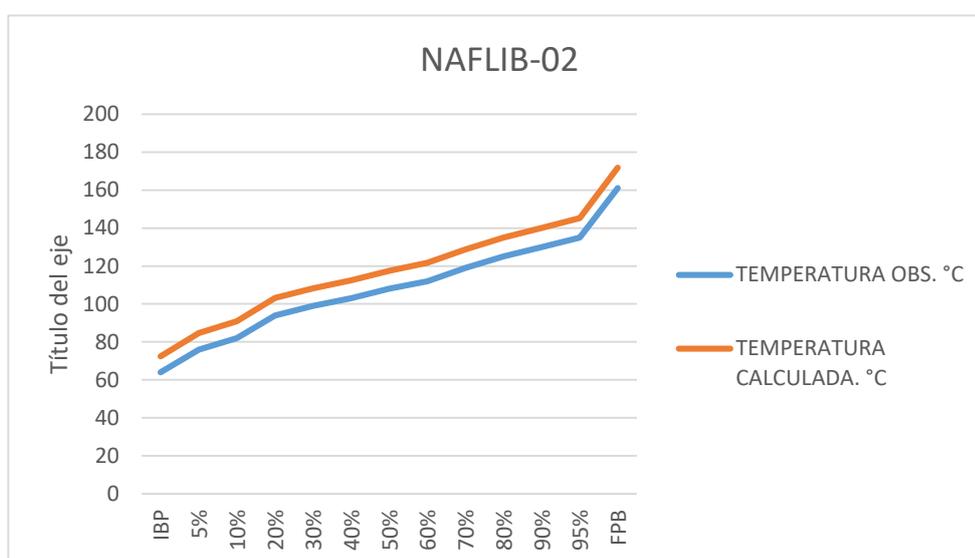


Figura 20: Comparación temperaturas NAFLIB-02.

Tabla 32:

Destilación ASTM D 86 Nafta La libertad muestra 3

| MUESTREO LA LIBERTAD | | |
|----------------------|--------------------|------------------------|
| MUESTRA 3 | | |
| | PRESION 552.1 mmHg | PRESION 760 mmHg |
| VOLUMEN | TEMPERATURA OBS. | TEMPERATURA CALCULADA. |
| IBP | 59 | 67.28 |
| 5% | 74 | 82.66 |
| 10% | 83 | 91.88 |
| 20% | 94 | 103.16 |
| 30% | 101 | 110.33 |

CONTINÚA 

| | | |
|---------------|-----|--------|
| 40% | 107 | 116.48 |
| 50% | 113 | 122.63 |
| 60% | 118 | 127.75 |
| 70% | 124 | 133.90 |
| 80% | 128 | 138.00 |
| 90% | 134 | 144.15 |
| 95% | 138 | 148.25 |
| FPB | 163 | 173.88 |
| DESTILADO, ml | 97 | 98.40 |
| RESIDUO, ml | 0.7 | 0.70 |
| PERDIDA, ml | 2.3 | 0.90 |

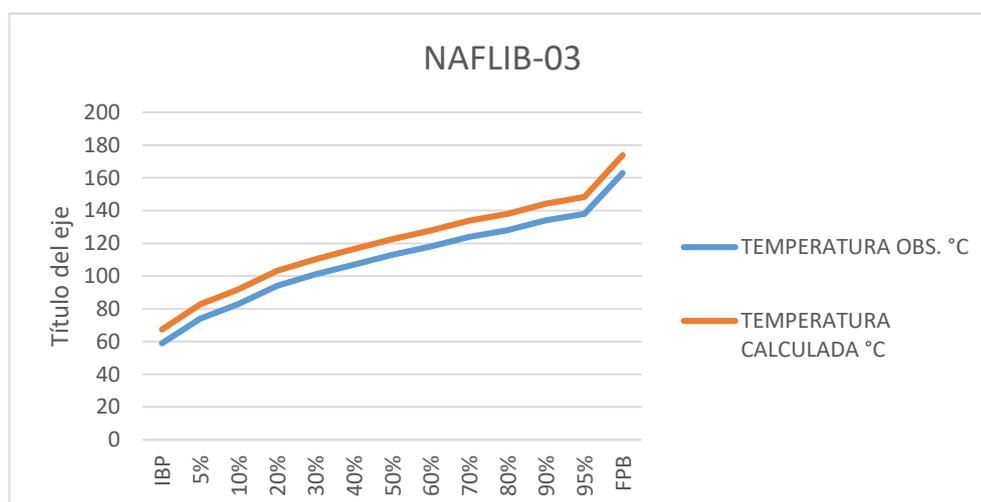


Figura 21: Comparación temperaturas NAFLIB-03.

Tabla 33:

Destilación ASTM D 86 Nafta La libertad muestra 4.

| MUESTREO LA LIBERTAD | | |
|----------------------|--------------------|------------------------|
| MUESTRA 4 | | |
| | PRESION 550.1 mmHg | PRESION 760 mmHg |
| VOLUMEN | TEMPERATURA OBS. | TEMPERATURA CALCULADA. |
| IBP | 69 | 77.61 |
| 5% | 74 | 82.74 |
| 10% | 86 | 95.04 |

CONTINÚA 

| | | |
|---------------|-----|--------|
| 20% | 92 | 101.19 |
| 30% | 98 | 107.34 |
| 40% | 104 | 113.50 |
| 50% | 107 | 116.57 |
| 60% | 115 | 124.77 |
| 70% | 121 | 130.92 |
| 80% | 126 | 136.05 |
| 90% | 132 | 142.20 |
| 95% | 136 | 146.30 |
| FPB | 163 | 173.98 |
| DESTILADO, ml | 98 | 98.54 |
| RESIDUO, ml | 0.8 | 0.80 |
| PERDIDA, ml | 1.2 | 0.66 |

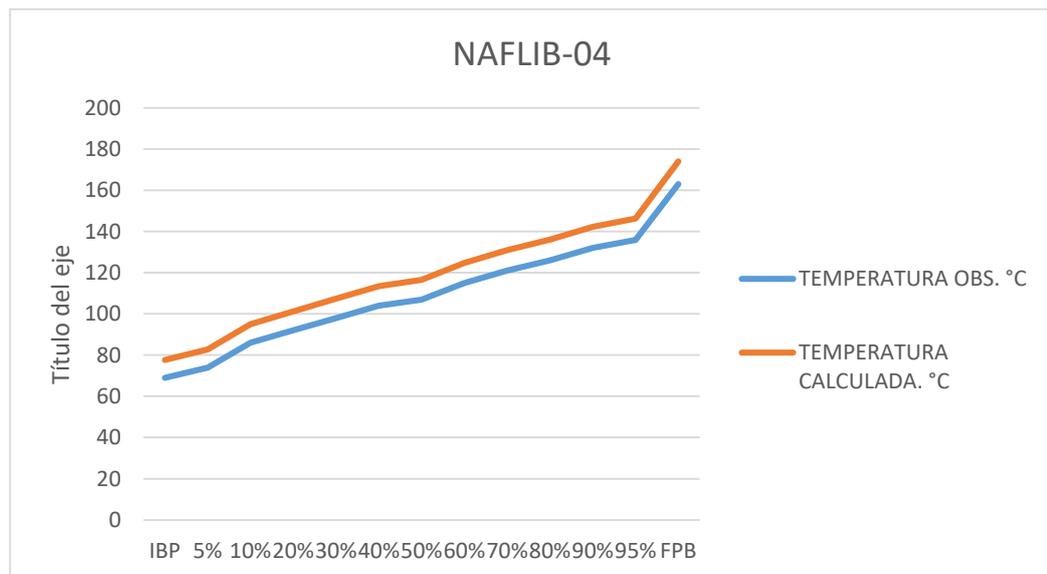


Figura 22: Comparación temperaturas NAFLIB-04.

Tabla 34:**Destilación ASTM D 86 Nafta Bloque 15 muestra 1.**

| MUESTREO BLOQUE 15 | | | |
|--------------------|------------------|------------------------|--|
| MUESTRA 1 | | | |
| PRESION 550.3 mmHg | | PRESION 760 mmHg | |
| VOLUMEN | TEMPERATURA OBS. | TEMPERATURA CALCULADA. | |
| IBP | 34 | 41.73 | |
| 5% | 56 | 64.28 | |
| 10% | 63 | 71.46 | |
| 20% | 72 | 80.68 | |
| 30% | 75 | 83.76 | |
| 40% | 86 | 95.03 | |
| 50% | 90 | 99.13 | |
| 60% | 108 | 117.59 | |
| 70% | 119 | 128.86 | |
| 80% | 122 | 131.94 | |
| 90% | 130 | 140.14 | |
| 95% | 134 | 144.24 | |
| FPB | 143 | 153.47 | |
| DESTILADO, ml | 98 | 98.70 | |
| RESIDUO, ml | 0.6 | 0.60 | |
| PERDIDA, ml | 1.4 | 0.70 | |

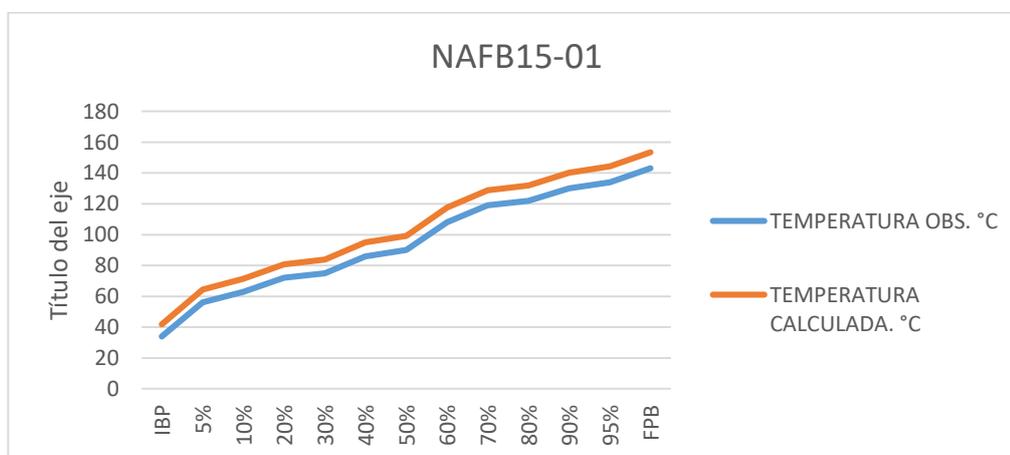
**Figura 23: Comparación temperaturas NAFB15-01.**

Tabla 35:**Destilación ASTM D 86 Nafta Bloque 15 muestra 2.**

| MUESTREO BLOQUE 15 | | |
|--------------------|--------------------|-----------------------|
| MUESTRA 2 | | |
| | PRESION 552.4 mmHg | PRESION 760 mmHg |
| VOLUMEN | TEMPERATURA OBS. | TEMPERATURA CALCULADA |
| IBP | 31 | 38.57 |
| 5% | 50 | 58.05 |
| 10% | 59 | 67.27 |
| 20% | 68 | 76.49 |
| 30% | 73 | 81.62 |
| 40% | 84 | 92.89 |
| 50% | 89 | 98.02 |
| 60% | 104 | 113.39 |
| 70% | 119 | 128.77 |
| 80% | 123 | 132.87 |
| 90% | 132 | 142.09 |
| 95% | 135 | 145.16 |
| FPB | 140 | 150.29 |
| DESTILADO, ml | 98 | 98.47 |
| RESIDUO, ml | 0.9 | 0.90 |
| PERDIDA, ml | 1.1 | 0.63 |

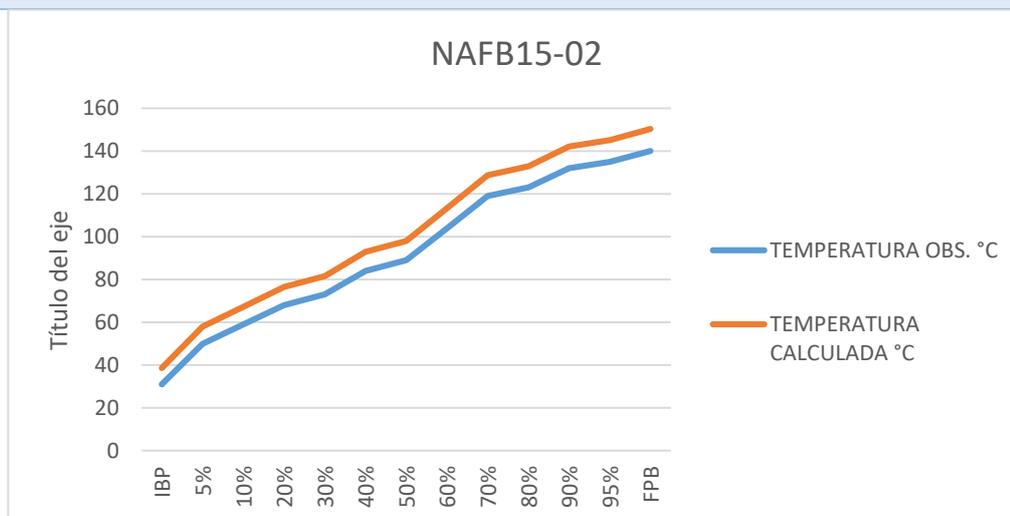
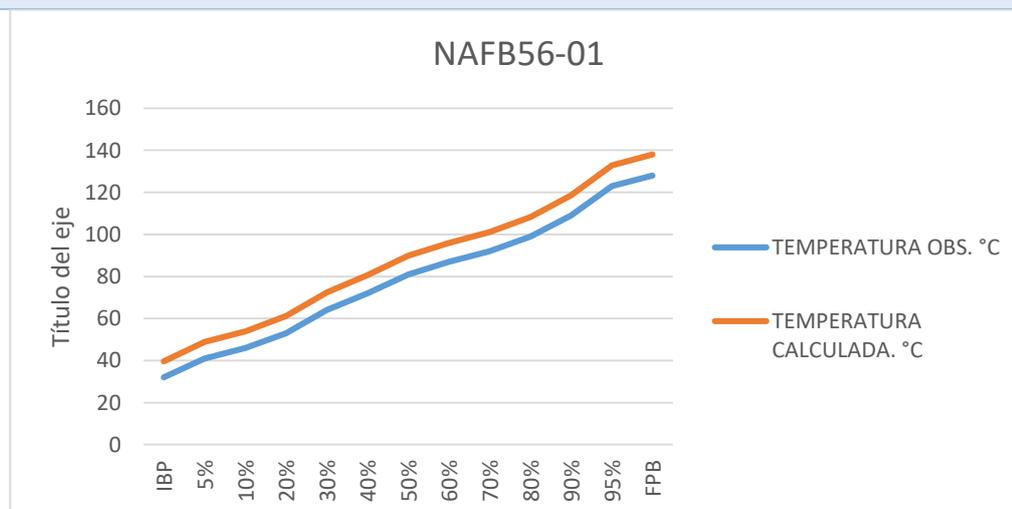
**Figura 24: Comparación temperaturas NAFB15-02.**

Tabla 36:**Destilación ASTM D 86 Nafta Bloque 56 muestra 1**

| MUESTREO BLOQUE 56 | | | |
|--------------------|------------------|------------------------|--|
| MUESTRA 1 | | | |
| PRESION 551.8 mmHg | | PRESION 760 mmHg | |
| VOLUMEN | TEMPERATURA OBS. | TEMPERATURA CALCULADA. | |
| IBP | 32 | 39.62 | |
| 5% | 41 | 48.84 | |
| 10% | 46 | 53.97 | |
| 20% | 53 | 61.14 | |
| 30% | 64 | 72.42 | |
| 40% | 72 | 80.62 | |
| 50% | 81 | 89.84 | |
| 60% | 87 | 95.99 | |
| 70% | 92 | 101.12 | |
| 80% | 99 | 108.29 | |
| 90% | 109 | 118.54 | |
| 95% | 123 | 132.89 | |
| FPB | 128 | 138.02 | |
| DESTILADO, ml | 97 | 98.40 | |
| RESIDUO, ml | 0.7 | 0.70 | |
| PERDIDA, ml | 2.3 | 0.90 | |

**Figura 25: Comparación temperaturas NAFB56-01**

3.1.3.1 Interpretación de resultados.

Para poder interpretar de una manera adecuada los datos obtenidos a partir de la destilación se muestra en la figura 26 una comparación entre los datos de las diferentes muestras obtenidas permitiendo comprobar la diferencia entre sus puntos de ebullición en función de los porcentajes de destilado obtenido.

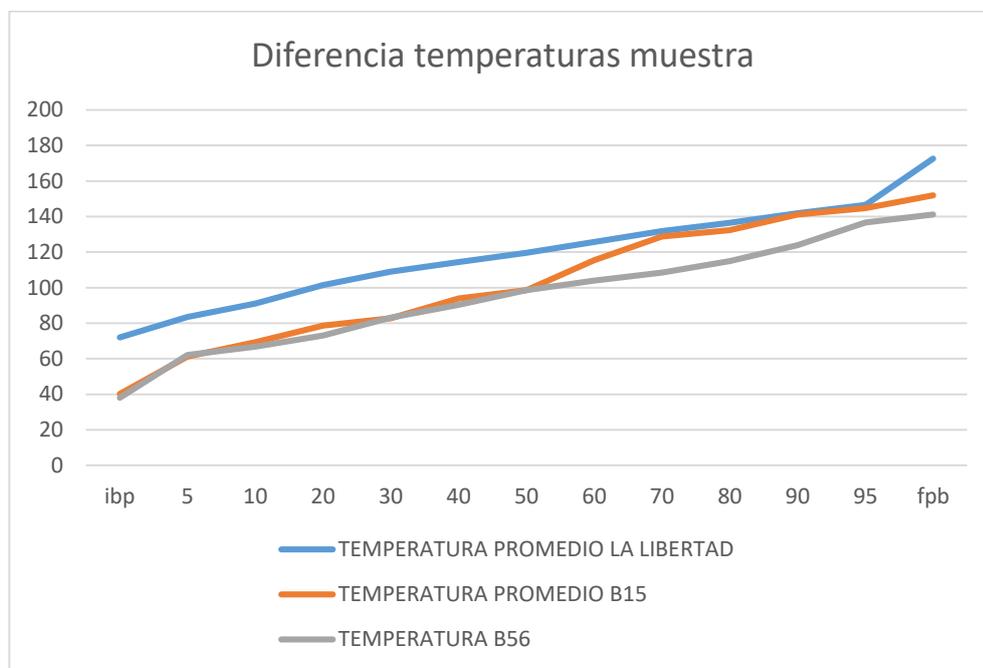


Figura 26: Comparación Temperaturas diferentes muestras

Según la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 253:2000 que especifica los requisitos para los derivados del petróleo Naftas industriales en el análisis de ensayo de destilación se deben cumplir un rango de temperatura para diferentes porcentajes de volúmenes siendo estos específicos para naftas livianas y naftas pesadas, los porcentajes de volúmenes a ser comparados para naftas livianas serán 10% con un rango de temperatura en grados Celsius de 40 a 70, 50% con un rango de temperatura en grados Celsius de 50-120 y 90% con un rango de temperatura en grados Celsius de 85 a 165 y un punto final de burbuja con un rango de temperatura en grados Celsius de 98 a 190 y para naftas pesadas serán 10% con un rango de temperatura en grados Celsius de 60 a 110, 50% con un rango de temperatura en grados Celsius de 90-130 y 90% con un rango de temperatura en grados Celsius de 120 a 170 y un punto final de burbuja con un rango de temperatura en grados Celsius de 160 a 190, para las dos naftas un residuo máximo de 1 ml.

Para las muestras obtenidas de la refinería La libertad al 10 por ciento en volumen se encuentran en el rango de 86 a 95 grados Celsius, al 50 por ciento en volumen se encuentran en el rango de 116 a 122 grados Celsius, al 90 por ciento en volumen se encuentran en el rango de 140 a 144 grados Celsius y con un punto final de burbuja que se encuentra en el rango de 170 a 173 grados Celsius y con un residuo máximo de 0,8 permite afirmar que la nafta proveniente de la Libertad es una nafta pesada, y cumple los requisitos de la norma NTE INEN 2 253:2000.

Para las muestras obtenidas del bloque 15 al 10 por ciento en volumen se encuentra las muestras 1 y 2 a 71 y 67 grados Celsius respectivamente, al 50 por ciento en volumen se encuentra las muestras 1 y 2 a 99 y 98 grados Celsius respectivamente, al 90 por ciento en volumen se encuentra las muestras 1 y 2 a 140 y 142 grados Celsius respectivamente y con un punto final de burbuja se encuentra las muestras 1 y 2 a 150 y 153 grados Celsius respectivamente, con un residuo de las muestras 1 y 2 de 0.6 ml y 0.9 ml respectivamente, permitiendo afirmar que la nafta liviana proveniente del bloque 15 cumple los requisitos de la norma NTE INEN 2 253:2000.

Para la muestra obtenida del bloque 56 al 10 por ciento en volumen se encuentra a 53 grados Celsius, al 50 por ciento en volumen se encuentra a 89 grados Celsius, al 90 por ciento en volumen se encuentra a 118 grados Celsius y con un punto final de burbuja se encuentra a 138 grados Celsius, con un residuo de 0.7 ml, permitiendo afirmar que la nafta liviana proveniente del bloque 15 cumple los requisitos de la norma NTE INEN 2 253:2000.

En resolución a lo anteriormente expuesto se puede definir una relación entre los análisis provenientes de la densidad con los análisis provenientes de la destilación afirmando que las muestras del bloque 15 y 56 son muestras de nafta liviana, mientras que las muestras de la refinería la Libertad provienen de nafta pesada facilitando los procedimientos de análisis posteriores para determinar procesos adecuados.

3.1.4 Cromatografía de gases acoplado a espectrometría de masas.

En los análisis de cromatografía de gases acoplado a espectrometría de masas cumplió el procedimiento establecido en el apartado 3.2.4., sin embargo, debido a

que la separación de los compuestos en la columna capilar no se dio de manera adecuada con el procedimiento mostrado en la tabla 13, obtenido en Application notes 108, se procedió a mejorar el método, cambiando las condiciones de trabajo en el horno del cromatógrafo de gases las cuales están mostradas en la tabla 37 En las figuras 26,27,38 se muestran los cromatogramas para las diferentes condiciones de análisis donde se observa que los picos no pueden ser separados siguiendo las primeras dos condiciones de trabajo .

Tabla 37:

Afinamiento del método para cromatografía de gases.

| Condiciones horno primera prueba. | Condiciones horno segunda prueba | Condiciones horno tercera prueba |
|---|--|---|
| 100 °C mantenidos por 4 minutos, subir en rampa 8°C/min hasta 310°C | 50 °C mantener por 6 min, subir en rampa 20°C hasta 310 °C y mantener por 0.75 min | 40 °C manteniendo por 8 minutos, subir en rampa 20°C/min hasta 300 °C |

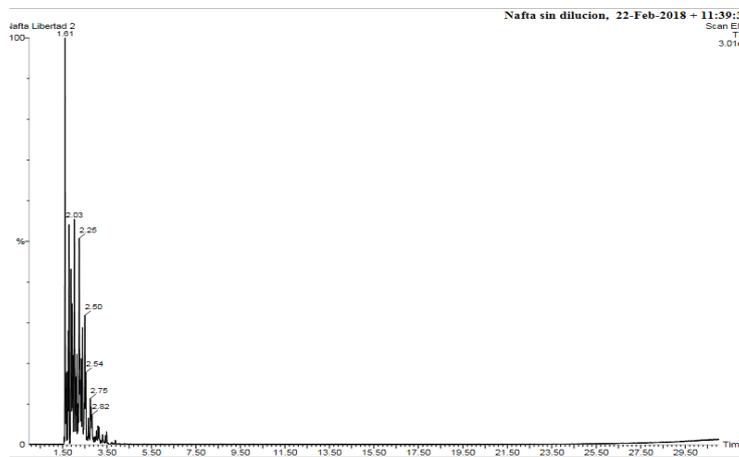


Figura 27: Condiciones horno primera prueba.

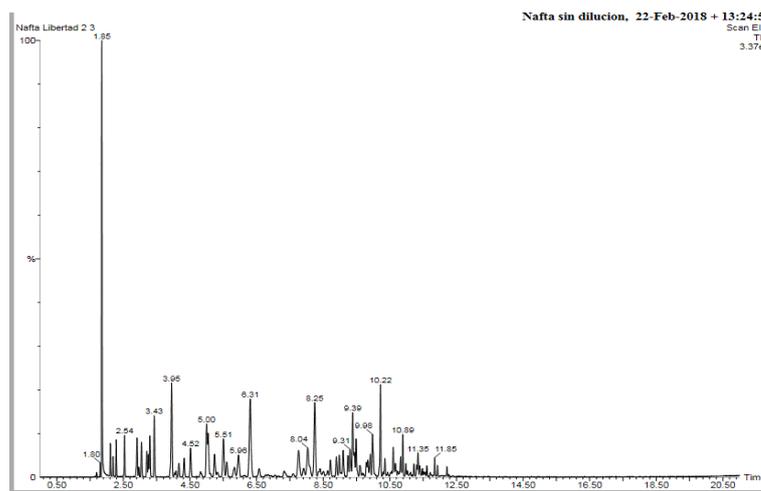


Figura 28: Condiciones horno segunda prueba.

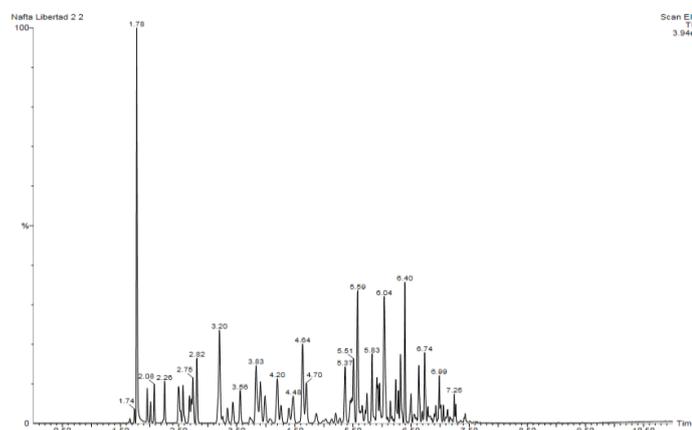


Figura 29: Condiciones horno tercera prueba.

Después de la modificación de las condiciones se llegó a la conclusión que las condiciones de la tercera prueba permitieron la mejor separación, facilitando la lectura y análisis de los picos, luego de que el método fuera mejorado y los picos de cada compuesto estuvieron separados se realizaron el análisis para cada una de las muestras tomando como base de compuestos los 50 picos de mayor área presente en cada cromatograma, de esta manera fueron identificados a partir del software del instrumento que posee dos bibliotecas de compuestos NIST y WR10 los compuestos a los cuales pertenece cada uno de los picos del cromatograma, y la determinación de una composición relativa en función del área de cada pico.

Las naftas obtenidas de la refinería La libertad presentan cromatogramas similares los cuales se observan en las figuras 30, 31, 32, 33, y en las tablas 38, 39, 40, 41 muestran la identificación de cada señal, el tiempo de retención, el área y la concentración relativa de los componentes en la muestra

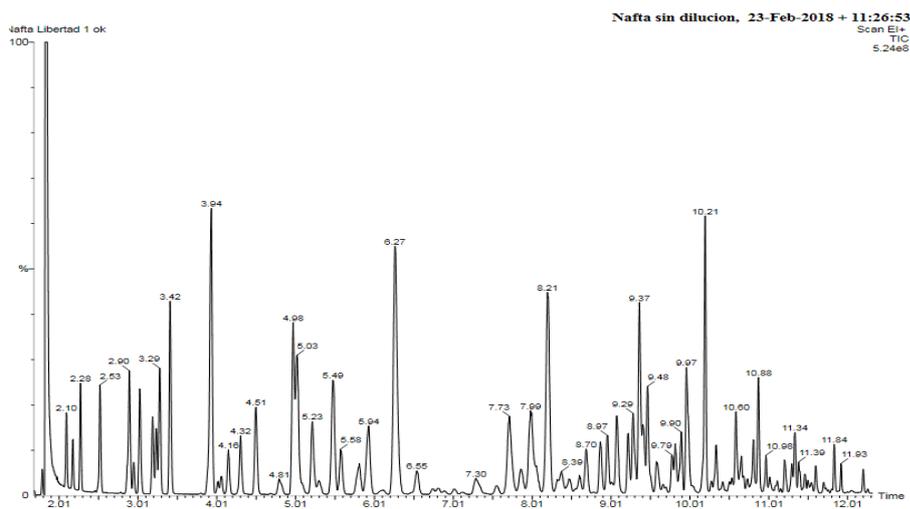


Figura 30: Cromatograma NAFLIB-01

Tabla 38:

Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra.

| NAFLIB-01 | | | | |
|-------------|---------------------|-----------------------------|-----------|------------------------|
| Numero pico | Tiempo de retención | COMPUESTO | Área | CONCENTRACION RELATIVA |
| 1 | 1.844 | n-pentano | 96415120 | 34.3042 |
| 2 | 2.104 | 2-metil pentano | 1767894.8 | 0.6290 |
| 3 | 2.284 | n-hexano | 2434545.5 | 0.8662 |
| 4 | 2.529 | metil-ciclopentano | 3001644.2 | 1.0680 |
| 5 | 2.905 | ciclohexano | 3948632 | 1.4049 |
| 6 | 3.035 | 3-metil hexano | 3381615 | 1.2032 |
| 7 | 3.2 | 1,3-dimetil ciclopentano | 1938119.2 | 0.6896 |
| 8 | 3.29 | benceno | 3223398.8 | 1.1469 |
| 9 | 3.42 | heptano | 6230457 | 2.2168 |
| 10 | 3.945 | metil-ciclohexano | 12302004 | 4.3770 |
| 11 | 4.16 | cicloheptano | 1678103.5 | 0.5971 |
| 12 | 4.315 | 1,2,4-trimetil ciclopentano | 2373093 | 0.8443 |
| 13 | 4.51 | 1,2,3-trimetil ciclopentano | 3842324 | 1.3671 |

CONTINÚA 

| | | | | |
|-----------|-------|--------------------------------|-----------|---------|
| 14 | 4.98 | 2-metil heptano | 7031507.5 | 2.5018 |
| 15 | 5.03 | Tolueno | 6898842.5 | 2.4546 |
| 16 | 5.225 | 3-metilheptano | 3564170.8 | 1.2681 |
| 17 | 5.486 | 1,3-dimetil ciclohexano | 6192463 | 2.2033 |
| 18 | 5.581 | 1,4-dimetil ciclohexano | 1994935.4 | 0.7098 |
| 19 | 5.821 | 1-etil,1-metil ciclopentano | 1743708.9 | 0.6204 |
| 20 | 5.941 | 1-etil,2-metil ciclopentano | 4244184.5 | 1. 5101 |
| 21 | 6.271 | octano | 16755945 | 5.9617 |
| 22 | 6.551 | 1,4-dimetil ciclohexano | 1556675.2 | 0.5539 |
| 23 | 7.301 | 2,3,4-trimetil hexano | 1475567.6 | 0.5250 |
| 24 | 7.726 | 2-metil octano | 5608818 | 1.9956 |
| 25 | 7.866 | propil ciclopentano | 1277613.6 | 0.4546 |
| 26 | 7.992 | etil ciclohexano | 6678424.5 | 2.3762 |
| 27 | 8.207 | 1,1,3-trimetil ciclohexano | 12290270 | 4.3728 |
| 28 | 8.387 | 1,2,3-trimetil ciclohexano | 1372837.5 | 0.4885 |
| 29 | 8.697 | 1,2,4-trimetil ciclohexano | 1973507.2 | 0.7022 |
| 30 | 8.877 | metil ciclooctano | 2246415.2 | 0.7993 |
| 31 | 8.972 | 2,3-dimetil heptano | 2134083 | 0.7593 |
| 32 | 9.087 | etil-benceno | 3174370.5 | 1.1294 |
| 33 | 9.232 | 4-metil octano | 1956590.4 | 0.6961 |
| 34 | 9.292 | 2-metil octano | 2625966.2 | 0.9343 |
| 35 | 9.372 | Xyleno | 6250663.5 | 2.2240 |
| 36 | 9.417 | O-Xyleno | 1725840.4 | 0.6140 |
| 37 | 9.477 | 3 metil-octano | 2691390 | 0.9576 |
| 38 | 9.587 | 1,2,3-trimetil- | 1570312.8 | 0.5587 |

CONTINÚA 

| | | | | |
|-----------|--------|---------------------------------|-----------|----------|
| | | ciclohexano | | |
| 39 | 9.787 | 1,1,2 trimetil- ciclohexano | 1386772.9 | 0.4934 |
| 40 | 9.827 | 1-metil,4-etil ciclopentano | 1800158.6 | 0.6405 |
| 41 | 9.902 | 1-etil,4-metil ciclohexano | 2386948 | 0.8493 |
| 42 | 9.967 | O-Xyleno | 5570566.5 | 1.9820 |
| 43 | 10.207 | Nonano | 8750002 | 3.1132 |
| 44 | 10.347 | 1-metil,2-propil ciclohexano | 1668350.8 | 0.5936 |
| 45 | 10.598 | cis- Bicyclo[4.3.0]Nonane | 2773038.8 | 0.9866 |
| 46 | 10.668 | x-etil,x-metil benceno | 1506414.5 | 0.5360 |
| 47 | 10.818 | propil ciclohexano | 1361643.2 | 0.4845 |
| 48 | 10.883 | 3,6-metil octano | 3221704.2 | 1.1463 |
| 49 | 11.343 | x-etil,x-metil benceno | 1832927.6 | 0.6522 |
| 50 | 11.843 | x-etil,x-metil benceno | 1228425.8 | 0.4371 |
| | | Sumatoria total de áreas | 281059007 | 100.0000 |

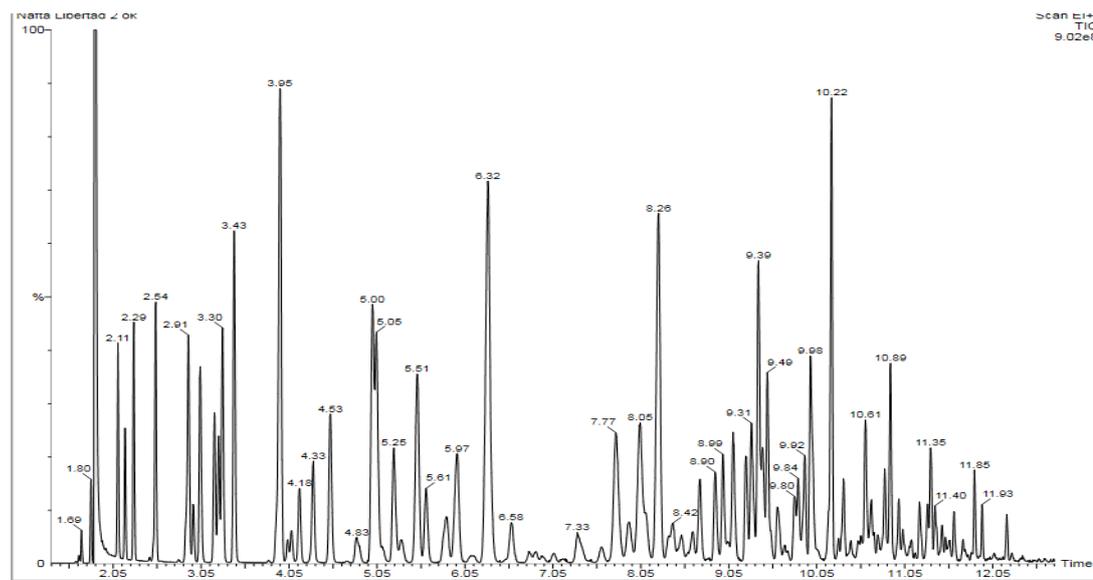


Figura 31: Cromatograma NAFLIB-02

Tabla 39:**Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra.**

| NAFLIB-02 | | | | |
|------------------------|------------------------------------|---------------------------------|-------------|-----------------------------------|
| numero pico | Tiempo de retención | COMPUESTO | Área | CONCENTRACION RELATIVA |
| 1 | 1.854 | n-pentano | 90761288 | 16.4402 |
| 2 | 2.109 | 2-metil pentano | 6270471 | 1.1358 |
| 3 | 2.189 | 3-metil pentano | 3930372 | 0.7119 |
| 4 | 2.289 | n-hexano | 7457850.5 | 1.3509 |
| 5 | 2.539 | metil-ciclopentano | 9900993 | 1.7934 |
| 6 | 2.91 | ciclohexano | 11381944 | 2.0617 |
| 7 | 3.045 | 3-metil hexano | 9418352 | 1.7060 |
| 8 | 3.205 | 1,3-dimetil ciclopentano | 5428623.5 | 0.9833 |
| 9 | 3.3 | benceno | 8681224 | 1.5725 |
| 10 | 3.43 | heptano | 15154494 | 2.7450 |
| 11 | 3.95 | metil-ciclohexano | 30888932 | 5.5951 |
| 12 | 4.175 | cicloheptano | 4171796 | 0.7557 |
| 13 | 4.33 | 1,2,4-trimetil- ciclopentano | 6019895 | 1.0904 |
| 14 | 4.525 | 1,2,3-trimetil- ciclopentano | 9492423 | 1.7194 |
| 15 | 5 | 2-metil heptano | 16392502 | 2.9693 |
| 16 | 5.05 | Tolueno | 15262062 | 2.7645 |
| 17 | 5.245 | 3-metilheptano | 8561680 | 1.5508 |
| 18 | 5.511 | 1,3-dimetil ciclohexano | 14995478 | 2.7162 |
| 19 | 5.611 | 1,4-dimetil ciclohexano | 4921294.5 | 0.8914 |
| 20 | 5.846 | 1-etil, 1-metil ciclopentano | 4473271 | 0.8103 |

CONTINÚA 

| | | | | |
|-----------|--------|---------------------------------|-----------|--------|
| 21 | 5.966 | 1-etil, 2-metil ciclopentano | 10255456 | 1.8576 |
| 22 | 6.316 | octano | 39201672 | 7.1008 |
| 23 | 6.581 | 1,4-dimetil ciclohexano | 3924566.5 | 0.7109 |
| 24 | 7.331 | 2,3,4-trimetil hexano | 3817499.2 | 0.6915 |
| 25 | 7.771 | 2-metil octano | 13823722 | 2.5040 |
| 26 | 8.047 | etil ciclohexano | 16087280 | 2.9140 |
| 27 | 8.257 | 1,1,3-trimetil ciclohexano | 29889694 | 5.4141 |
| 28 | 8.417 | 1,2,3-trimetil ciclohexano | 3497265.5 | 0.6335 |
| 29 | 8.727 | 1,2,4-trimetil ciclohexano | 5086873.5 | 0.9214 |
| 30 | 8.897 | metil ciclooctano | 5522316.5 | 1.0003 |
| 31 | 8.987 | 2,3-dimetil heptano | 5283944 | 0.9571 |
| 32 | 9.102 | etil-benceno | 7276254.5 | 1.3180 |
| 33 | 9.247 | 4-metil octano | 5075336.5 | 0.9193 |
| 34 | 9.312 | 2-metil octano | 6642228.5 | 1.2031 |
| 35 | 9.392 | Xyleno | 14556724 | 2.6368 |
| 36 | 9.437 | O-Xyleno | 3766915.5 | 0.6823 |
| 37 | 9.492 | 3 metil-octano | 7081438 | 1.2827 |
| 38 | 9.607 | 1,2,3-trimetil- ciclohexano | 3886155 | 0.7039 |
| 39 | 9.802 | 1,1,2 trimetil- ciclohexano | 3590827 | 0.6504 |
| 40 | 9.842 | 1-metil,4-etil ciclopentano | 4405080.5 | 0.7979 |
| 41 | 9.917 | 1-etil,4-metil ciclohexano | 6076941 | 1.1008 |
| 42 | 9.982 | O-Xyleno | 12991124 | 2.3532 |
| 43 | 10.222 | Nonano | 21824746 | 3.9533 |
| 44 | 10.357 | 1-metil, 2-propil | 4190599.5 | 0.7591 |

CONTINÚA 

| ciclohexano | | | | |
|--------------------------|--------|------------------------|-----------|----------|
| 45 | 10.608 | x-etil,x-metil benceno | 7192463.5 | 1.3028 |
| 46 | 10.678 | x-etil,x-metil benceno | 3797019.8 | 0.6878 |
| 47 | 10.828 | propil ciclohexano | 3375361.5 | 0.6114 |
| 48 | 10.893 | 3,6-metil octano | 8234112.5 | 1.4915 |
| 49 | 11.348 | x-etil,x-metil benceno | 4906042.5 | 0.8887 |
| 50 | 11.848 | x-etil,x-metil benceno | 3245565 | 0.5879 |
| Sumatoria total de áreas | | | 552070170 | 100.0000 |

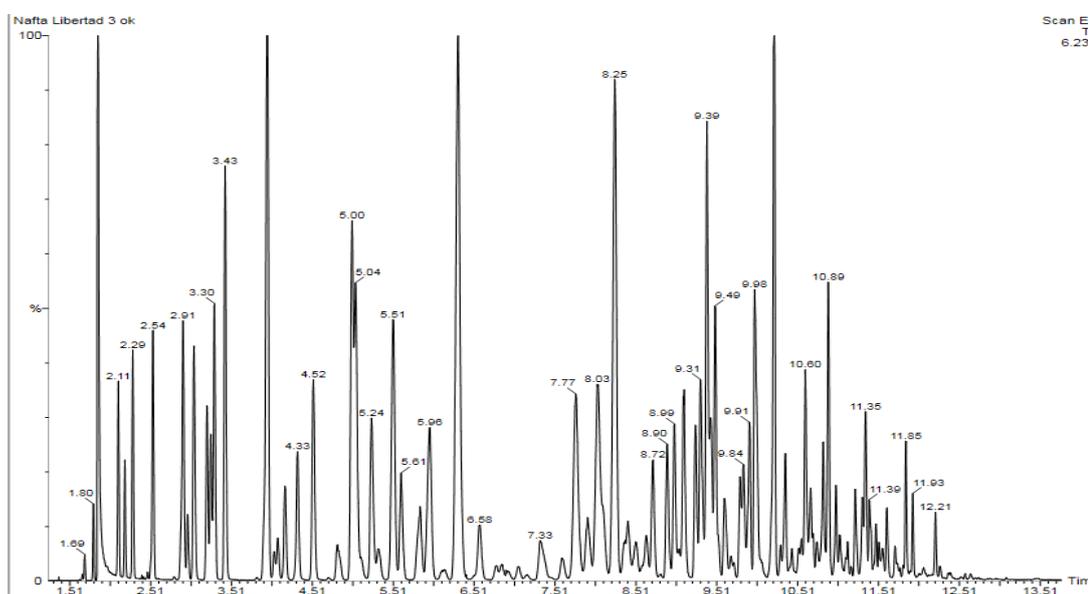


Figura 32: Cromatograma NAFLIB-03

Tabla 40:

Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra.

| NAFLIB-03 | | | | |
|-------------|---------------------|--------------------|-----------|------------------------|
| Numero Pico | Tiempo de retención | Compuesto | Área | CONCENTRACION RELATIVA |
| 1 | 1.854 | n-pentano | 19063190 | 4.2816 |
| 2 | 2.109 | 2-metil pentano | 4148342.5 | 0.9317 |
| 3 | 2.289 | n-hexano | 5119065.5 | 1.1498 |
| 4 | 2.539 | metil-ciclopentano | 7029452 | 1.5788 |

CONTINÚA 

| | | | | |
|-----------|-------|---------------------------------|-----------|--------|
| 5 | 2.91 | ciclohexano | 8978873 | 2.0167 |
| 6 | 3.045 | 3-metil hexano | 7748401 | 1.7403 |
| 7 | 3.205 | 1,3-dimetil ciclopentano | 4338803.5 | 0.9745 |
| 8 | 3.3 | benceno | 6890684 | 1.5477 |
| 9 | 3.43 | heptano | 13070773 | 2.9357 |
| 10 | 3.95 | metil- ciclohexano | 26977314 | 6.0592 |
| 11 | 4.17 | cicloheptano | 3611096.8 | 0.8111 |
| 12 | 4.325 | 1,2,4-trimetil- ciclopentano | 5406434 | 1.2143 |
| 13 | 4.52 | 1,2,3-trimetil- ciclopentano | 8618319 | 1.9357 |
| 14 | 5 | 2-metil heptano | 15605160 | 3.5049 |
| 15 | 5.04 | Tolueno | 12260814 | 2.7538 |
| 16 | 5.24 | 3-metilheptano | 8118824.5 | 1.8235 |
| 17 | 5.506 | 1,3-dimetil ciclohexano | 13954410 | 3.1342 |
| 18 | 5.606 | 1,4-dimetil ciclohexano | 4559931.5 | 1.0242 |
| 19 | 5.841 | 1-etil, 1-metil ciclopentano | 4285151 | 0.9625 |
| 20 | 5.961 | 1-etil, 2-metil ciclopentano | 9787793 | 2.1984 |
| 21 | 6.311 | octano | 37569740 | 8.4382 |
| 22 | 6.581 | 1,4-dimetil ciclohexano | 3632074.5 | 0.8158 |
| 23 | 7.326 | 2,3,4-trimetil hexano | 3479786 | 0.7816 |
| 24 | 7.766 | 2-metil octano | 13470144 | 3.0254 |
| 25 | 7.911 | propil ciclopentano | 3054505.5 | 0.6860 |
| 26 | 8.032 | etil ciclohexano | 15864456 | 3.5632 |
| 27 | 8.247 | 1,1,3-trimetil ciclohexano | 29160200 | 6.5494 |
| 28 | 8.412 | 1,2,3-trimetil ciclohexano | 3488793.2 | 0.7836 |
| 29 | 8.722 | 1,2,4-trimetil ciclohexano | 4981309 | 1.1188 |

CONTINÚA 

| | | | | |
|-----------|--------|----------------------------------|-------------|----------|
| 30 | 8.897 | metil ciclooctano | 5501261.5 | 1.2356 |
| 31 | 8.987 | 2,3-dimetil heptano | 5334071.5 | 1.1980 |
| 32 | 9.107 | etil-benceno | 7252811 | 1.6290 |
| 33 | 9.247 | 4-metil octano | 4880989 | 1.0963 |
| 34 | 9.307 | 2-metil octano | 6267178.5 | 1.4076 |
| 35 | 9.387 | Xyleno | 14018185 | 3.1485 |
| 36 | 9.432 | O-Xyleno | 3701979 | 0.8315 |
| 37 | 9.487 | 3 metil-octano | 6872790 | 1.5436 |
| 38 | 9.607 | 1,2,3-trimetil- ciclohexano | 3848656.8 | |
| 39 | 9.797 | 1,1,2 trimetil- ciclohexano | 3262435.2 | 0.7327 |
| 40 | 9.837 | 1-metil,4-etil ciclopentano | 4496835.5 | 1.0100 |
| 41 | 9.912 | 1-etil,4-metil ciclohexano | 5952786.5 | 1.3370 |
| 42 | 9.977 | O-Xyleno | 13135424 | 2.9502 |
| 43 | 10.222 | Nonano | 21741066 | 4.8831 |
| 44 | 10.357 | 1-metil, 2-propil ciclohexano | 4183771.8 | 0.9397 |
| 45 | 10.603 | x-etil,x-metil benceno | 7122746 | 1.5998 |
| 46 | 10.673 | x-etil,x-metil benceno | 3481638 | 0.7820 |
| 47 | 10.828 | propil ciclohexano | 3344532.5 | 0.7512 |
| 48 | 10.888 | 3,6-metil octano | 8231768.5 | 1.8489 |
| 49 | 11.348 | x-etil,x-metil benceno | 5100023.5 | 1.1455 |
| 50 | 11.848 | x-etil,x-metil benceno | 3227674 | 0.7249 |
| | | Sumatoria total de áreas | 445232464.3 | 100.0000 |

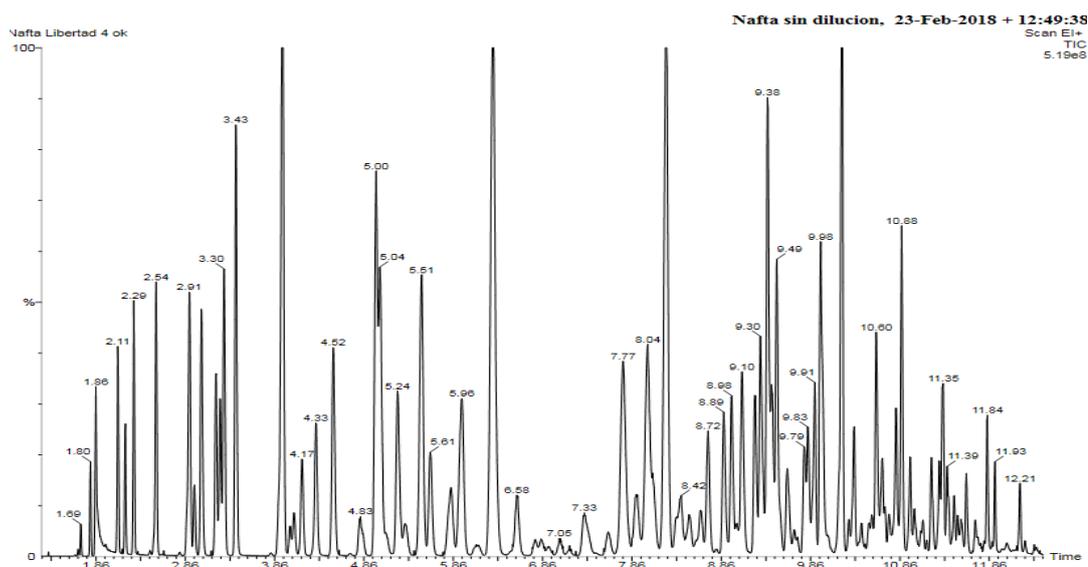


Figura 33: Cromatograma NAFLIB-04.

Tabla 41:

Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra.

| NAFLIB-04 | | | | |
|----------------|---------------------|-----------------------------|-----------|------------------------|
| numero de pico | Tiempo de retención | Compuesto | Área | CONCENTRACION RELATIVA |
| 1 | 1.864 | n-pentano | 4743685 | 1.1884 |
| 2 | 2.109 | 2-metil pentano | 3815250.8 | 0.9558 |
| 3 | 2.289 | n-hexano | 4653574 | 1.1658 |
| 4 | 2.539 | metil-ciclopentano | 6287443 | 1.5751 |
| 5 | 2.91 | ciclohexano | 8061242.5 | 2.0195 |
| 6 | 3.045 | 3-metil hexano | 6964317.5 | 1.7447 |
| 7 | 3.21 | 1,3-dimetil ciclopentano | 3921244.8 | 0.9823 |
| 8 | 3.3 | benceno | 6510827 | 1.6311 |
| 9 | 3.43 | heptano | 11811576 | 2.9590 |
| 10 | 3.95 | metil-ciclohexano | 24486972 | 6.1345 |
| 11 | 4.17 | cicloheptano | 3293265.5 | 0.8250 |
| 12 | 4.325 | 1,2,4-trimetil-ciclopentano | 4921484.5 | 1.2329 |
| 13 | 4.52 | 1,2,3-trimetil-ciclopentano | 7903014 | 1.9799 |
| 14 | 5 | 2-metil heptano | 14353201 | 3.5958 |
| 15 | 5.04 | Tolueno | 10976883 | 2.7499 |

CONTINÚA 

| | | | | |
|----|--------|----------------------------------|------------|----------|
| 16 | 5.24 | 3-metilheptano | 7391297 | 1.8517 |
| 17 | 5.511 | 1,3-dimetil ciclohexano | 12982373 | 3.2523 |
| 18 | 5.606 | 1,4-dimetil ciclohexano | 4234778 | 1.0609 |
| 19 | 5.841 | 1-etil, 1-metil ciclopentano | 3806444.8 | 0.9536 |
| 20 | 5.961 | 1-etil, 2-metil ciclopentano | 8969812 | 2.2471 |
| 21 | 6.311 | octano | 34611808 | 8.6709 |
| 22 | 6.576 | 1,4-dimetil ciclohexano | 3417483.2 | 0.8561 |
| 23 | 7.331 | 2,3,4-trimetil hexano | 3243312 | 0.8125 |
| 24 | 7.766 | 2-metil octano | 12673182 | 3.1749 |
| 25 | 7.916 | propil ciclopentano | 2812569.5 | 0.7046 |
| 26 | 8.042 | etil ciclohexano | 14736944 | 3.6919 |
| 27 | 8.247 | 1,1,3-trimetil ciclohexano | 27691744 | 6.9373 |
| 28 | 8.417 | 1,2,3-trimetil ciclohexano | 3147415.8 | 0.7885 |
| 29 | 8.717 | 1,2,4-trimetil ciclohexano | 4624922.5 | 1.1586 |
| 30 | 8.892 | metil ciclooctano | 5126148 | 1.2842 |
| 31 | 8.982 | 2,3-dimetil heptano | 4916719.5 | 1.2317 |
| 32 | 9.097 | etil-benceno | 6315803.5 | 1.5822 |
| 33 | 9.242 | 4-metil octano | 4485932 | 1.1238 |
| 34 | 9.302 | 2-metil octano | 5917613.5 | 1.4825 |
| 35 | 9.382 | Xyleno | 12999318 | 3.2566 |
| 36 | 9.427 | O-Xyleno | 2916079.2 | 0.7305 |
| 37 | 9.487 | 3 metil-octano | 6505322 | 1.6297 |
| 38 | 9.602 | 1,2,3-trimetil-ciclohexano | 3664567 | 0.9180 |
| 39 | 9.792 | 1,1,2 trimetil-ciclohexano | 3731751.8 | 0.9349 |
| 40 | 9.832 | 1-metil,4-etil ciclopentano | 4107819.8 | 1.0291 |
| 41 | 9.912 | 1-etil,4-metil ciclohexano | 5690107 | 1.4255 |
| 42 | 9.977 | O-Xyleno | 12155332 | 3.0451 |
| 43 | 10.212 | Nonano | 20645322 | 5.1720 |
| 44 | 10.352 | 1-metil, 2-propil ciclohexano | 3936350 | 0.9861 |
| 45 | 10.597 | x-etil,x-metil benceno | 6640053.5 | 1.6635 |
| 46 | 10.668 | x-etil,x-metil benceno | 3214855. 8 | 0.8054 |
| 47 | 10.823 | propil ciclohexano | 3269603.8 | 0.8191 |
| 48 | 10.883 | 3,6-metil octano | 7846113 | 1.9656 |
| 49 | 11.348 | x-etil,x-metil benceno | 4840532 | 1.2126 |
| 50 | 11.843 | x-etil,x-metil benceno | 3197665.2 | 0.8011 |
| | | Sumatoria total de áreas | 399171075 | 100.0000 |

Las naftas obtenidas del bloque 15 presentan cromatogramas similares los cuales se observan en las figuras 34, 35, y en las tablas 42, 43, donde se reporta la identificación de la especie, el tiempo de retención, el área y la concentración relativa de los componentes en la muestra.

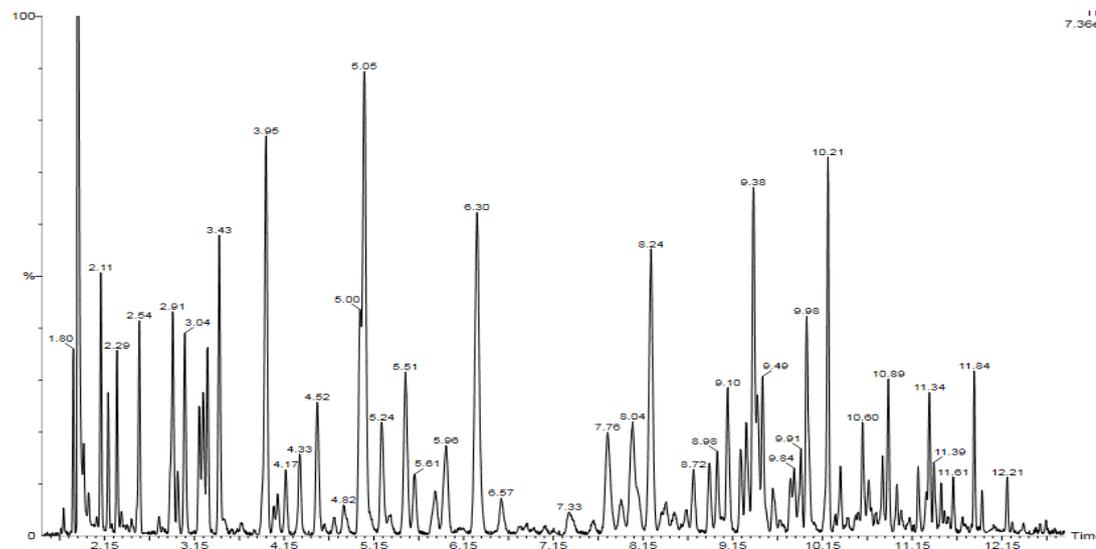


Figura 34: Cromatograma NAFB15-01.

Tabla 42:

Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra.

| NAFB15-01 | | | | |
|----------------|---------------------|---------------------|-----------|------------------------|
| numero de pico | Tiempo de retención | Compuesto | Área | CONCENTRACION RELATIVA |
| 1 | 1.804 | 2-metil butano | 4423703.5 | 1.0128 |
| 2 | 1.854 | n-pentano | 56614596 | 12.9615 |
| 3 | 1.919 | 2,2-dimetil butano | 3216853.8 | 0.7365 |
| 4 | 2.109 | 2-metil pentano | 7124030 | 1.6310 |
| 5 | 2.189 | 3-metil pentano | 3750582.5 | 0.8587 |
| 6 | 2.289 | n-hexano | 5336159 | 1.2217 |
| 7 | 2.539 | metil-ciclopentano | 7533563.5 | 1.7248 |
| 8 | 2.91 | ciclohexano | 10125117 | 2.3181 |
| 9 | 3.045 | 3-metil hexano | 8345709.5 | 1.9107 |
| 10 | 3.205 | 2,3-dimetil pentano | 4946103.5 | 1.1324 |
| 11 | 3.25 | 1,3-dimetil | 6605279.5 | 1.5122 |

CONTINÚA 

| | | | | |
|-----------|-------|-----------------------------|-----------|--------|
| | | ciclopentano | | |
| 12 | 3.3 | benceno | 7454183.5 | 1.7066 |
| 13 | 3.43 | heptano | 11052027 | 2.5303 |
| 14 | 3.95 | metil-ciclohexano | 21546920 | 4.9330 |
| 15 | 4.17 | cicloheptano | 3080643 | 0.7053 |
| 16 | 4.325 | 1,2,4-trimetil-ciclopentano | 4527954 | 1.0366 |
| 17 | 4.52 | 1,2,3-trimetil-ciclopentano | 7527561.5 | 1.7234 |
| 18 | 5.045 | Tolueno | 42379368 | 9.7025 |
| 19 | 5.24 | 3-metilheptano | 7268349 | 1.6640 |
| 20 | 5.506 | 1,3-dimetil ciclohexano | 10409645 | 2.3832 |
| 21 | 5.606 | 1,4-dimetil ciclohexano | 3315760 | 0.7591 |
| 22 | 5.836 | 1-etil,1-metil ciclopentano | 3241939 | 0.7422 |
| 23 | 5.956 | 1-etil,2-metil ciclopentano | 7040811 | 1.6119 |
| 24 | 6.301 | octano | 27113444 | 6.2074 |
| 25 | 6.571 | 1,4-dimetil ciclohexano | 2857119.2 | 0.6541 |
| 26 | 7.331 | 2,3,4-trimetil hexano | 2776708.2 | 0.6357 |
| 27 | 7.756 | 2-metil octano | 9067955 | 2.0760 |
| 28 | 8.037 | etil ciclohexano | 10882272 | 2.4914 |
| 29 | 8.242 | 1,1,3-trimetil ciclohexano | 19831262 | 4.5402 |
| 30 | 8.717 | 1,2,4-trimetil ciclohexano | 3444721.5 | 0.7886 |
| 31 | 8.892 | metil ciclooctano | 3664913 | 0.8391 |
| 32 | 8.982 | 2,3-dimetil heptano | 3499230.5 | 0.8011 |
| 33 | 9.097 | etil-benceno | 7147689.5 | 1.6364 |
| 34 | 9.237 | 4-metil octano | 3405084.8 | 0.7796 |
| 35 | 9.302 | 2-metil octano | 4392531.5 | 1.0056 |
| 36 | 9.382 | Xyleno | 15288989 | 3.5003 |
| 37 | 9.427 | O-Xyleno | 5623237 | 1.2874 |
| 38 | 9.487 | 3 metil-octano | 6463770.5 | 1.4798 |
| 39 | 9.597 | 1,2,3-trimetil-ciclohexano | 2607407 | 0.5969 |

CONTINÚA 

| | | | | |
|-----------------------------|--------|----------------------------------|-----------|----------|
| 40 | 9.837 | 1-metil,4-etil ciclopentano | 3101571 | 0.7101 |
| 41 | 9.912 | 1-etil,4-metil ciclohexano | 3900228 | 0.8929 |
| 42 | 9.977 | O-Xyleno | 12197465 | 2.7925 |
| 43 | 10.212 | Nonano | 14407293 | 3.2984 |
| 44 | 10.352 | 1-metil, 2-propil ciclohexano | 2774670 | 0.6352 |
| 45 | 10.598 | x-etil,x-metil benceno | 4638563.5 | 1.0620 |
| 46 | 10.668 | x-etil,x-metil benceno | 2647767.8 | 0.6062 |
| 47 | 10.888 | propil ciclohexano | 5490889.5 | 1.2571 |
| 48 | 11.218 | Decano | 2480208.5 | 0.5678 |
| 49 | 11.343 | x-etil,x-metil benceno | 5214766 | 1.1939 |
| 50 | 11.843 | x-etil,x-metil benceno | 5003635.5 | 1.1455 |
| Sumatoria total de áreas | | | 436790251 | 100.0000 |

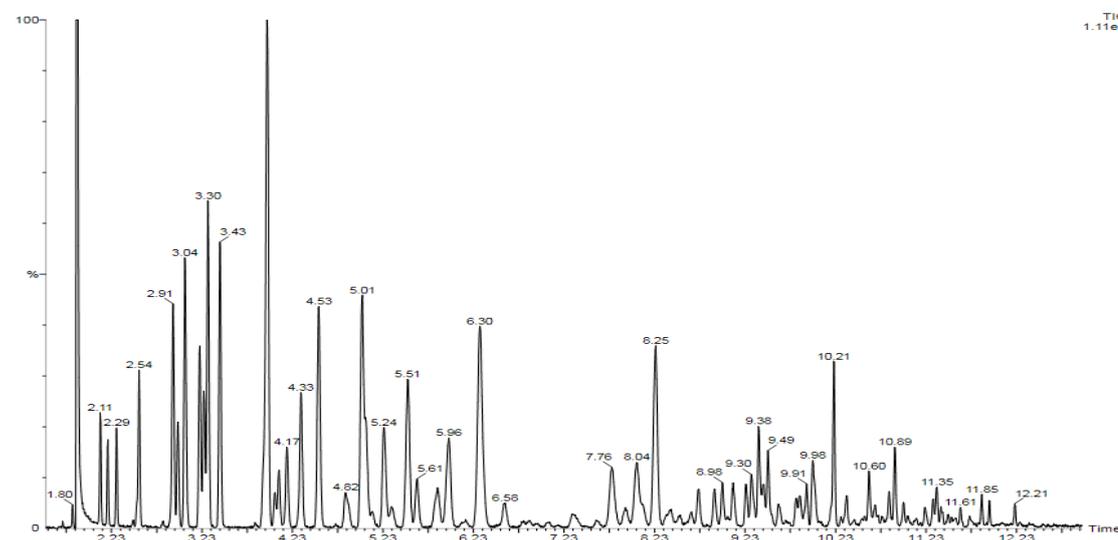


Figura 35: Cromatograma NAFB15-02.

Tabla 43:

Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra.

| NAFB15-02 | | | | |
|----------------|---------------------|---------------------------------|-----------|------------------------|
| numero de pico | Tiempo de retención | Compuesto | Área | CONCENTRACION RELATIVA |
| 1 | 1.854 | n-pentano | 61868708 | 13.2503 |
| 2 | 2.109 | 2-metil pentano | 4647783.5 | 0.9954 |
| 3 | 2.194 | 3-metil pentano | 3456925.2 | 0.7404 |
| 4 | 2.289 | n-hexano | 4023015 | 0.8616 |
| 5 | 2.539 | metil-ciclopentano | 8208319.5 | 1.7580 |
| 6 | 2.915 | ciclohexano | 12512809 | 2.6798 |
| 7 | 2.97 | 3-metil hexano | 5017615 | 1.0746 |
| 8 | 3.045 | 2,3-dimetil pentano | 16839016 | 3.6064 |
| 9 | 3.21 | 1,3-dimetil ciclopentano | 8635156 | 1.8494 |
| 10 | 3.255 | benceno | 4175046 | 0.8942 |
| 11 | 3.3 | CIS-1,3-dimetil ciclopentano | 15815599 | 3.3872 |
| 12 | 3.43 | heptano | 17409764 | 3.7286 |
| 13 | 3.95 | metil-ciclohexano | 43928480 | 9.4081 |
| 14 | 4.04 | 2,5-dimetil hexano | 2096839.4 | 0.4491 |
| 15 | 4.085 | 2,4-dimetil hexano | 3717954.5 | 0.7963 |
| 16 | 4.17 | cicloheptano | 5911565.5 | 1.2661 |
| 17 | 4.325 | 1,2,4-trimetil- ciclopentano | 10747760 | 2.3018 |
| 18 | 4.525 | 1,2,3-trimetil- ciclopentano | 18578618 | 3.9790 |
| 19 | 4.82 | 4-metil heptano | 4675014.5 | 1.0012 |
| 20 | 5.005 | Tolueno | 29724916 | 6.3661 |
| 21 | 5.24 | 3-metilheptano | 10183449 | 2.1810 |
| 22 | 5.325 | 2-metilheptano | 2549337 | 0.5460 |
| 23 | 5.506 | 1,3-dimetil ciclohexano | 15156282 | 3.2460 |
| 24 | 5.611 | 1,4-dimetil ciclohexano | 4210726 | 0.9018 |
| 25 | 5.836 | 1-etil, 1-metil ciclopentano | 4809315 | 1.0300 |
| 26 | 5.961 | 1-etil, 2-metil | 10500939 | 2.2490 |

CONTINÚA 

| | | | | |
|-----------|--------|----------------------------------|-----------|----------|
| | | ciclopentano | | |
| 27 | 6.301 | octano | 28281832 | 6.0571 |
| 28 | 6.581 | 1,4-dimetil ciclohexano | 2992563.5 | 0.6409 |
| 29 | 7.336 | 2,3,4-trimetil hexano | 2736642.2 | 0.5861 |
| 30 | 7.761 | 2-metil octano | 8434967 | 1.8065 |
| 31 | 8.037 | etil ciclohexano | 9831147 | 2.1055 |
| 32 | 8.247 | 1,1,3-trimetil ciclohexano | 20091418 | 4.3029 |
| 33 | 8.417 | 1,2,3-trimetil ciclohexano | 2545406.8 | 0.5451 |
| 34 | 8.722 | 1,2,4-trimetil ciclohexano | 3110739.2 | 0.6662 |
| 35 | 8.897 | metil ciclooctano | 2997335.8 | 0.6419 |
| 36 | 8.982 | 2,3-dimetil heptano | 2712573 | 0.5809 |
| 37 | 9.102 | etil-benceno | 3024635 | 0.6478 |
| 38 | 9.242 | 4-metil octano | 2484563.8 | 0.5321 |
| 39 | 9.302 | 2-metil octano | 3023170.5 | 0.6475 |
| 40 | 9.382 | Xyleno | 5741148 | 1.2296 |
| 41 | 9.487 | O-Xyleno | 3334671.5 | 0.7142 |
| 42 | 9.602 | 1,2,3-trimetil- ciclohexano | 2137651.2 | 0.4578 |
| 43 | 9.837 | 1-metil,4-etil ciclopentano | 2360524.8 | 0.5055 |
| 44 | 9.912 | 1-etil,4-metil ciclohexano | 2958294 | 0.6336 |
| 45 | 9.982 | O-Xyleno | 6200837.5 | 1.3280 |
| 46 | 10.212 | Nonano | 10436003 | 2.2351 |
| 47 | 10.357 | 1-metil, 2-propil ciclohexano | 2265276 | 0.4852 |
| 48 | 10.603 | x-etil,x-metil benceno | 3421892.2 | 0.7329 |
| 49 | 10.888 | 3,6-metil octano | 4207560.5 | 0.9011 |
| 50 | 11.353 | x-etil,x-metil benceno | 2190614 | 0.4692 |
| | | Sumatoria total de áreas | 466922419 | 100.0000 |

La nafta obtenida del bloque 56 presenta un cromatograma diferente al de las demás muestras el cual se observa en la figura 36, y en la tabla 44, se presenta el

tiempo de retención, el área y la concentración relativa de los componentes en la muestra.

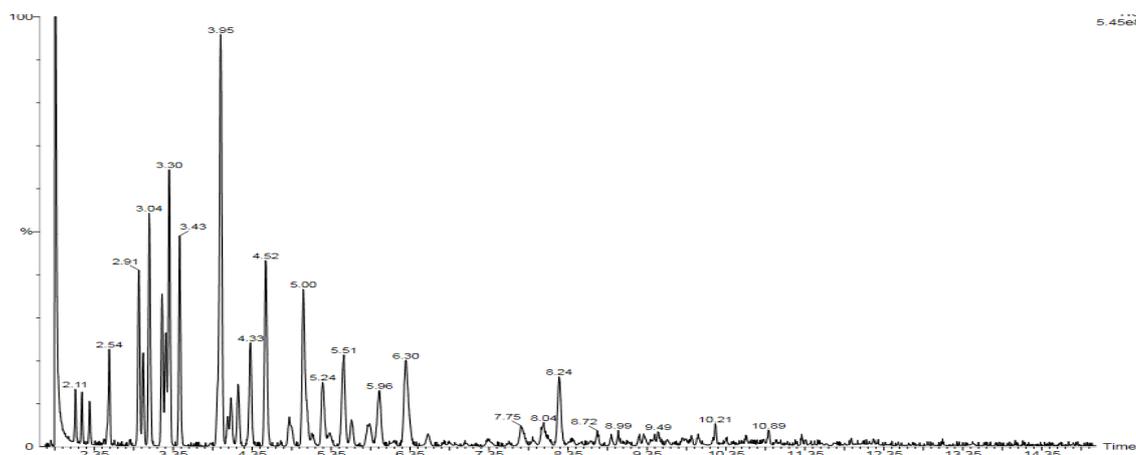


Figura 36: Cromatograma NAFB56-01.

Tabla 44:

Tabla del porcentaje de área y el índice de retención para la muestra.

| NAFB56-01 | | | | |
|----------------|---------------------|---------------------------------|-----------|------------------------|
| numero de pico | Tiempo de retención | Compuesto | Área | CONCENTRACION RELATIVA |
| 1 | 1.854 | n-pentano | 28151050 | 16.6210 |
| 2 | 2.109 | 2-metil pentano | 1466139.9 | 0.8656 |
| 3 | 2.194 | 3-metil pentano | 1284096.1 | 0.7582 |
| 4 | 2.289 | n-hexano | 1168533.4 | 0.6899 |
| 5 | 2.539 | metil-ciclopentano | 3301711.2 | 1.9494 |
| 6 | 2.915 | ciclohexano | 5707274 | 3.3697 |
| 7 | 2.97 | 2,3-dimetil pentano | 2679186.2 | 1.5819 |
| 8 | 3.045 | 3-metil hexano | 8631749 | 5.0964 |
| 9 | 3.21 | 1,3-dimetil ciclopentano | 4216141.5 | 2.4893 |
| 10 | 3.255 | CIS-1,3-dimetil ciclopentano | 2553604.5 | 1.5077 |
| 11 | 3.3 | benceno | 9185542 | 5.4234 |
| 12 | 3.43 | heptano | 7448617 | 4.3978 |
| 13 | 3.95 | metil-ciclohexano | 20949656 | 12.3692 |
| 14 | 4.04 | 2,4-dimetil hexano | 919115.4 | 0.5427 |

CONTINÚA 

| | | | | |
|-----------|-------|------------------------------------|-----------|--------|
| 15 | 4.08 | 2,5-dimetil hexano | 1885401.6 | 1.1132 |
| 16 | 4.17 | cicloheptano | 2651571 | 1.5656 |
| 17 | 4.33 | 1,2,4-trimetil- ciclopentano | 5032468 | 2.9713 |
| 18 | 4.52 | 1,2,3-trimetil- ciclopentano | 9025517 | 5.3289 |
| 19 | 4.82 | 4-metil heptano | 1988552.9 | 1.1741 |
| 20 | 4.995 | 2-metil heptano | 9800391 | 5.7864 |
| 21 | 5.105 | 3,4-dimetil hexano | 588128.8 | 0.3472 |
| 22 | 5.24 | 3-metilheptano | 3796118.5 | 2.2413 |
| 23 | 5.33 | 1,1,3,4-tetrametil ciclopentano | 917884.9 | 0.5419 |
| 24 | 5.511 | 1,3-dimetil ciclohexano | 5340531.5 | 3.1532 |
| 25 | 5.606 | 1-etil, 1-metil ciclopentano | 1272980.6 | 0.7516 |
| 26 | 5.836 | 1-etil, 1-metil ciclopentano | 1707000 | 1.0079 |
| 27 | 5.961 | 1-etil, 2-metil ciclopentano | 3758029.2 | 2.2188 |
| 28 | 6.156 | cicloheptano | 293549.1 | 0.1733 |
| 29 | 6.296 | octano | 7295287 | 4.3073 |
| 30 | 6.576 | 1,4-dimetil ciclohexano | 820632.3 | 0.4845 |
| 31 | 7.331 | 2,3,4-trimetil hexano | 588501.9 | 0.3475 |
| 32 | 7.751 | 2-metil octano | 1638126.1 | 0.9672 |
| 33 | 7.901 | propil ciclopentano | 328928.7 | 0.1942 |
| 34 | 8.042 | etil ciclohexano | 1968711.6 | 1.1624 |
| 35 | 8.237 | 1,1,3-trimetil ciclohexano | 4472647 | 2.6408 |
| 36 | 8.722 | 1,2,4-trimetil ciclohexano | 600626.3 | 0.3546 |
| 37 | 8.897 | metil ciclooctano | 409510.8 | 0.2418 |

CONTINÚA 

| | | | | |
|----|--------|--------------------------------|-----------|----------|
| 38 | 8.987 | etil-benceno | 484735.5 | 0.2862 |
| 39 | 9.257 | 4-metil octano | 346219.8 | 0.2044 |
| 40 | 9.307 | 2-metil octano | 441853.1 | 0.2609 |
| 41 | 9.447 | O-Xyleno | 350618.5 | 0.2070 |
| 42 | 9.492 | 3 metil-octano | 564260 | 0.3332 |
| 43 | 9.607 | 1,2,3-trimetil- ciclohexano | 269727.2 | 0.1593 |
| 44 | 9.797 | 1,1,2- trimetilciclohexano | 272559.4 | 0.1609 |
| 45 | 9.912 | 1-etil,4-metil ciclohexano | 299865 | 0.1770 |
| 46 | 9.997 | O-Xyleno | 436828.9 | 0.2579 |
| 47 | 10.212 | Nonano | 881629.5 | 0.5205 |
| 48 | 10.603 | x-etil, metil benceno | 374887.8 | 0.2213 |
| 49 | 10.888 | 3,6-metil octano | 532979.3 | 0.3147 |
| 50 | 11.308 | x-etil, metil benceno | 270202.2 | 0.1595 |
| | | Sumatoria de áreas | 169369878 | 100.0000 |

En atención a lo expuesto anteriormente, cuando se requiere reconocer sus compuestos en función del número de carbonos que este presenta, se puede realizar una clasificación por el tipo de hidrocarburo dividiéndolo en Parafinas, Iso-parafinas, Naftenos y aromáticos y el número de carbonos que esté presente desde carbonos 5 hasta carbonos 10, esta clasificación se puede apreciar en las tablas a continuación con una interpretación en las figuras para un reconocimiento apropiado y una interpretación coherente.

Tabla 45:
Composición de la nafta por familia y numero de carbonos NAFLIB-01.

| | PARAFINAS | ISO- PARAFINAS | NAFTENOS | AROMATICOS | |
|----|-----------|-------------------|----------|------------|---------|
| C5 | 34.3042 | - | - | - | 34.3042 |
| C6 | 0.8662 | 0.6290 | 2.4729 | 1.1469 | 5.1150 |
| C7 | 3.4199 | - | 5.6637 | 2.4546 | 11.5382 |
| C8 | 9.7316 | - | 11.2800 | 5.9494 | 26.9611 |
| C9 | 8.9812 | - | 8.7486 | 1.6252 | 19.3550 |

CONTINÚA 

| | | | | | |
|------------|---------|--------|--------|--------|--------|
| C10 | 1.1463 | - | 1.5802 | - | 2.7265 |
| | 58.4495 | 0.6896 | 29.745 | 11.176 | 100 |

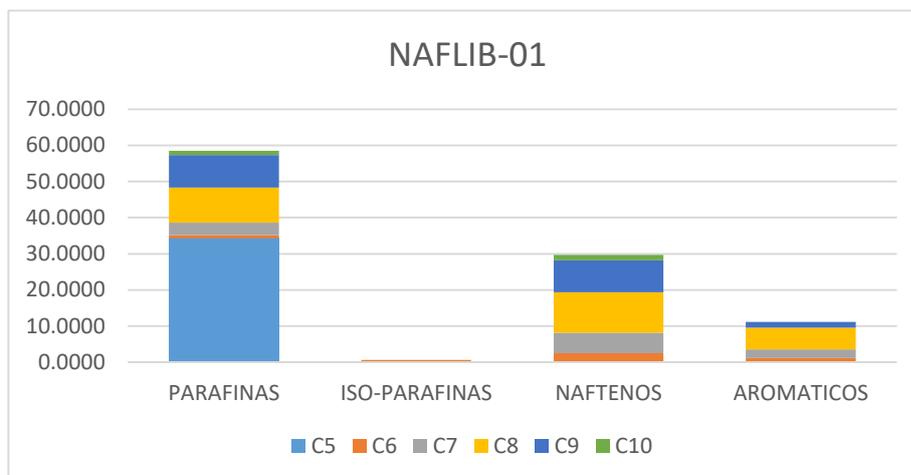


Figura 37: Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFLIB-01.

Tabla 46:

Composición de la nafta por familia y numero de carbonos NAFLIB-02.

| | PARAFINAS | ISO-PARAFINAS | NAFTENOS | AROMATICOS | |
|------------|-----------|---------------|----------|------------|----------|
| C5 | 16.4402 | - | - | - | 16.4402 |
| C6 | 2.0628 | 1.1358 | 3.8551 | 1.5725 | 8.6262 |
| C7 | 4.4510 | - | 7.3341 | 2.7645 | 14.5496 |
| C8 | 11.6210 | - | 13.5082 | 6.9902 | 32.1194 |
| C9 | 11.5110 | - | 11.0358 | 3.4671 | 26.0140 |
| C10 | 1.4915 | - | 0.7591 | - | 2.2506 |
| | 47.5775 | 1.1358 | 36.492 | 14.794 | 100.0000 |

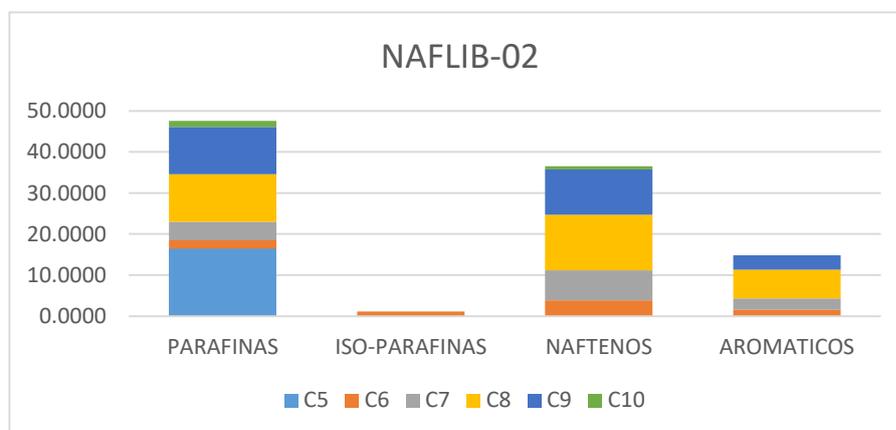


Figura 38: Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFLIB-02.

Tabla 47:
Composición de la nafta por familia y numero de carbonos NAFLIB-03.

| | PARAFINAS | ISO- PARAFINAS | NAFTENOS | AROMATICOS | |
|------------|-----------|-------------------|----------|------------|----------|
| C5 | 4.2816 | - | - | - | 4.2816 |
| C6 | 1.1498 | 0.9317 | 3.5955 | 1.5477 | 7.2246 |
| C7 | 4.6760 | - | 10.9947 | 2.7538 | 18.4245 |
| C8 | 13.7667 | - | 13.3942 | 8.5592 | 35.7201 |
| C9 | 13.1541 | - | 14.1543 | 4.2522 | 31.5606 |
| C10 | 1.8489 | - | 0.9397 | | 2.7886 |
| | 38.8770 | 0.9317 | 43.078 | 17.113 | 100.0000 |

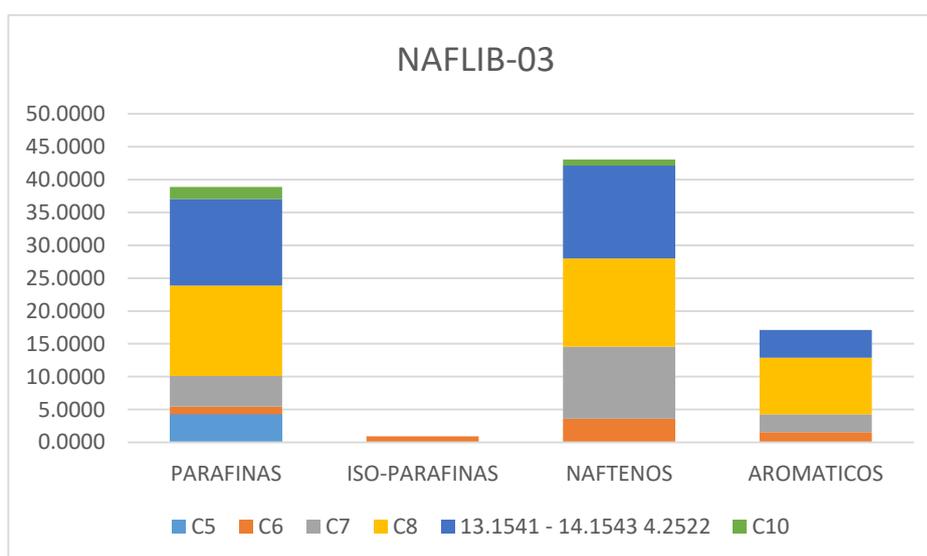


Figura 39: Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFLIB-03.

Tabla 48:
Composición de la nafta por familia y numero de carbonos NAFLIB-04.

| | PARAFINAS | ISO- PARAFINAS | NAFTENOS | AROMATICOS | |
|------------|-----------|-------------------|----------|------------|----------|
| C5 | 1.1884 | - | - | - | 1.1884 |
| C6 | 1.1658 | 0.9558 | 3.5946 | 1.6311 | 7.3473 |
| C7 | 4.7037 | - | 7.9418 | 2.7499 | 15.3955 |
| C8 | 14.1183 | - | 17.0084 | 8.6145 | 39.7412 |
| C9 | 13.3954 | - | 16.4840 | 4.4826 | 34.3620 |
| C10 | 1.9656 | - | - | - | 1.9656 |
| | 36.5373 | 0.9558 | 45.029 | 17.478 | 100.0000 |

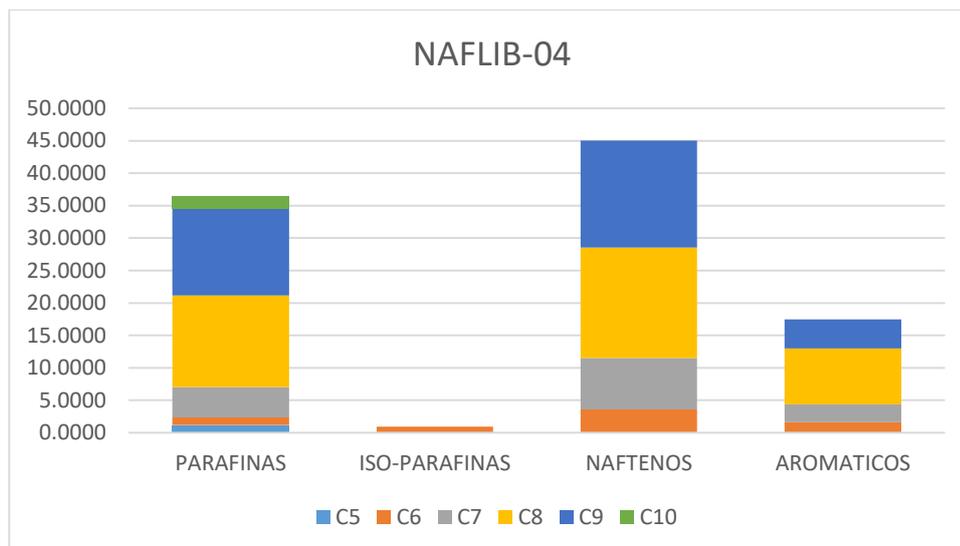


Figura 40: Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFLIB-04.

Tabla 49:

Composición de la nafta por familia y numero de carbonos NAFB15-01.

| | PARAFINAS | ISO-PARAFINAS | NAFTENOS | AROMATICOS | |
|------------|-----------|---------------|----------|------------|----------|
| C5 | 12.9615 | 1.0128 | - | - | 13.9743 |
| C6 | 4.4478 | - | 4.0428 | 1.7066 | 10.1972 |
| C7 | 5.5733 | - | 7.1505 | 9.7025 | 22.4263 |
| C8 | 7.8715 | - | 12.1121 | 9.2166 | 29.2002 |
| C9 | 9.2752 | - | 10.3513 | 4.0076 | 23.6341 |
| C10 | 0.5678 | - | - | - | 0.5678 |
| | 40.6972 | 1.0128 | 33.657 | 24.633 | 100.0000 |

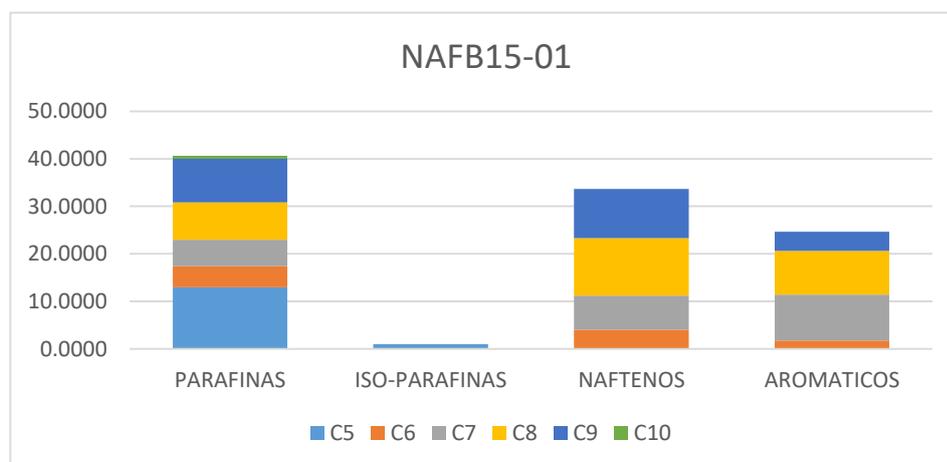
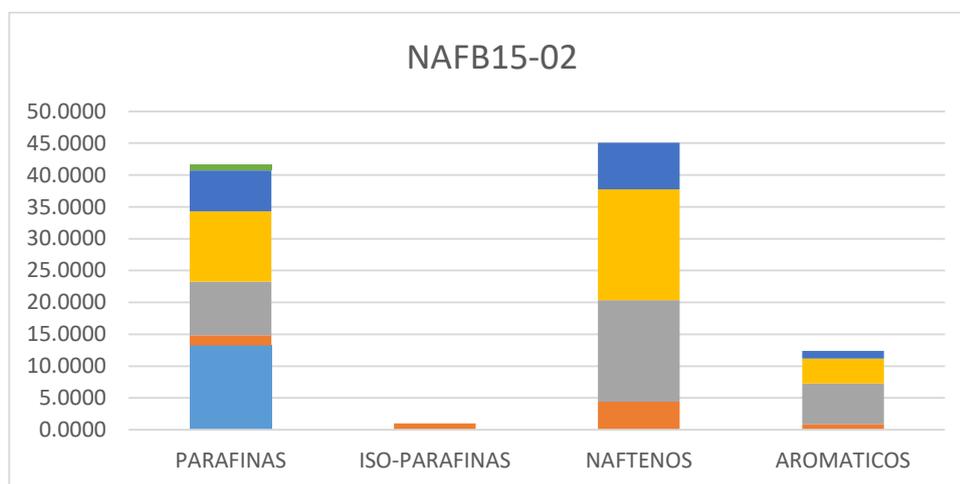


Figura 41: Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFB15-01.

Tabla 50:**Composición de la nafta por familia y numero de carbonos NAFB15-02.**

| | PARAFINAS | ISO-PARAFINAS | NAFTENOS | AROMATICOS | |
|------------|-----------|---------------|----------|------------|----------|
| C5 | 13.2503 | - | - | - | 13.2503 |
| C6 | 1.6020 | 0.9954 | 4.4378 | 0.8942 | 7.9293 |
| C7 | 8.4096 | - | 15.9107 | 6.3661 | 30.6865 |
| C8 | 11.0306 | - | 17.4174 | 3.9196 | 32.3675 |
| C9 | 6.3882 | - | 7.2750 | 1.2020 | 14.8652 |
| C10 | 0.9011 | - | - | - | 0.9011 |
| | 41.5818 | 0.9954 | 45.041 | 12.382 | 100.0000 |

**Figura 42: Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFB15-02.****Tabla 51:****Composición de la nafta por familia y numero de carbonos NAFB56-01.**

| | PARAFINAS | ISO-PARAFINAS | NAFTENOS | AROMATICOS | |
|------------|-----------|---------------|----------|------------|----------|
| C5 | 16.6210 | - | - | - | 16.6210 |
| C6 | 1.4481 | 0.8656 | 5.3191 | 5.4234 | 13.0562 |
| C7 | 11.0761 | - | 18.1051 | 0.7511 | 29.9323 |
| C8 | 15.5122 | - | 17.2727 | 0.3809 | 33.1658 |
| C9 | 2.6336 | - | 4.0993 | - | 6.7329 |
| C10 | 0.3147 | - | 0.1770 | - | 0.4917 |
| | 47.6057 | 0.8656 | 44.973 | 6.555 | 100.0000 |

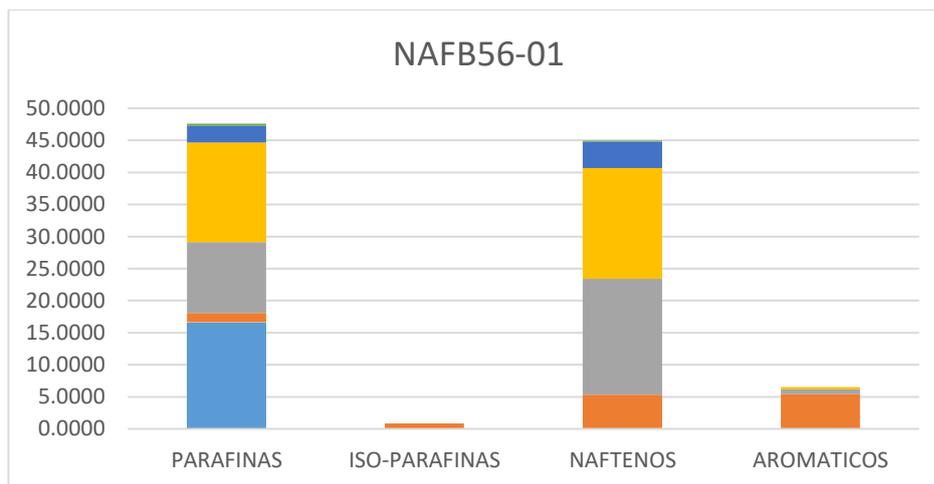


Figura 43: Análisis de los compuestos de nafta por familia NAFB56-01.

Interpretación de resultados.

Los compuestos identificados en cada uno de los análisis precedentes muestran similitud entre ellos, sin embargo, un factor que los diferencia es la concentración de uno u otro compuesto tal y como se muestra en la tabla 52 y en la figura 44.

**Tabla 52:
Compuestos Relacionados en cada Nafta analizada.**

| | NAFLI B-01 | NAFLI B-02 | NAFLI B-03 | NAFLI B-04 | NAFB1 5-01 | NAFB1 5-02 | NAFB5 6-01 |
|-----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| n-Pentano | 34.30 | 16.44 | 4.28 | 1.19 | 12.96 | 13.25 | 16.62 |
| Tolueno | 2.45 | 2.76 | 2.75 | 2.75 | 9.70 | 6.37 | 0.00 |
| Ciclohexano | 4.38 | 5.60 | 6.06 | 6.13 | 4.93 | 9.41 | 12.37 |
| Heptano | 2.22 | 2.75 | 2.94 | 2.96 | 2.53 | 3.73 | 4.40 |
| Metil-Heptano | 2.50 | 2.97 | 3.50 | 6.13 | 1.66 | 2.18 | 5.79 |
| Octano | 5.96 | 7.10 | 8.44 | 8.67 | 6.21 | 6.06 | 4.31 |
| Xyleno | 2.22 | 2.64 | 3.15 | 3.26 | 3.50 | 1.23 | 0.00 |
| Trimetil ciclohexano | 4.37 | 5.41 | 6.55 | 6.94 | 4.54 | 4.30 | 2.64 |
| Nonano | 3.11 | 3.95 | 4.88 | 5.17 | 2.24 | 2.24 | 0.52 |
| Sumatoria total | 61.53 | 49.62 | 42.55 | 43.20 | 48.27 | 48.76 | 46.64 |

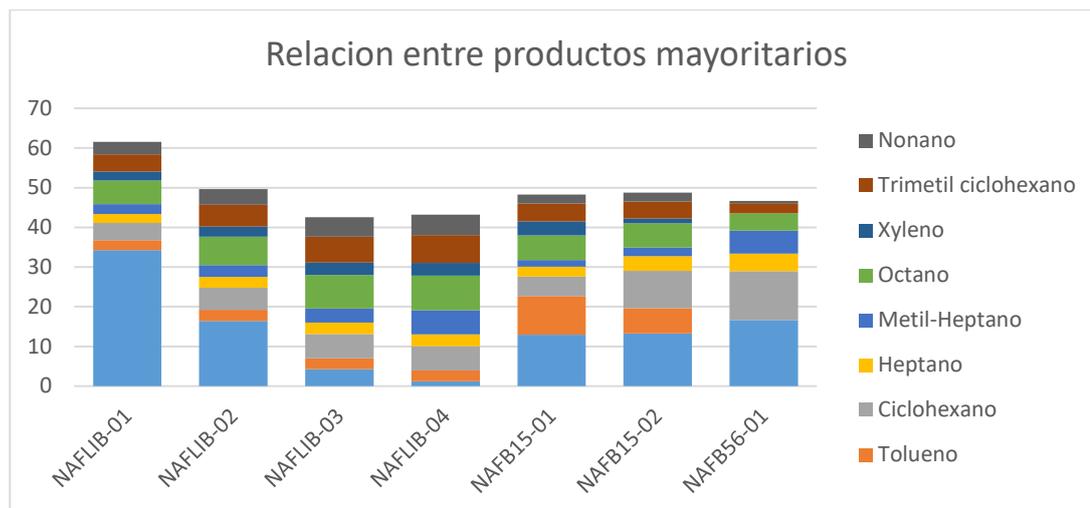


Figura 44: Relación entre productos de muestras mayoritarios.

En el análisis característico realizado a cada muestra de nafta también se determinó compuestos que eran característicos de una sola nafta, aunque su concentración relativa fuese muy pequeña como se muestra en la tabla 53, estos compuestos son específicos de cada nafta dando a notar una variación de compuestos en sus componentes que la conforman.

Tabla 53:

Compuestos asimétricos encontrados en el análisis.

| | NAFL IB-01 | NAFL IB-02 | NAFL IB-03 | NAFL IB-04 | NAFB 15-01 | NAFb 15-02 | NAFb 56-01 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 3,4 metil hexano | - | - | - | - | - | - | 0.35 |
| 1,1,3,4tetrametil ciclopentano | - | - | - | - | - | - | 0.54 |
| cicloheptano | - | - | - | - | - | - | 0.17 |
| 2 metil butano | - | - | - | - | 1.01 | - | - |
| 3 metil pentano | - | 0.71 | - | - | 0.86 | 0.74 | 0.76 |
| 2,3metilpentano | - | - | - | - | - | 1.07 | 1.58 |
| 2,4 metil hexano | - | - | - | - | - | 0.80 | 0.54 |
| cisBicyclo[4.3.0] Nonane | 0.99 | - | - | - | - | - | - |

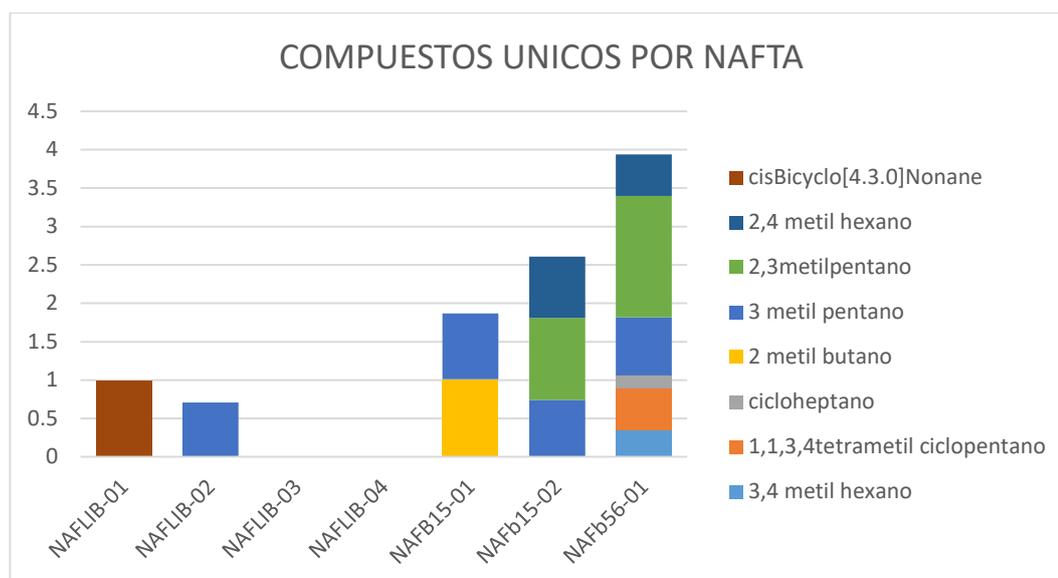


Figura 45: Compuestos únicos por nafta.

CAPÍTULO V.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- Según la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 253:2000 que especifica los requisitos para los derivados del petróleo, Naftas industriales se define a las naftas obtenidas de las unidades topping del bloque 15 y bloque 56 como naftas livianas debido a que comparten propiedades establecidas con dichos requisitos, mientras que la nafta obtenida de la refinería la Libertad proviene de naftas pesadas cumpliendo en su mayoría todos los estándares expresados en la norma para estos tipos de nafta.
- Las muestras obtenidas en la refinería La libertad en la caracterización de corrosión en lámina de cobre no cumplen la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 253:2000 ya que su clasificación se encuentra en 3 subnivel b, por lo tanto esta nafta es corrosiva para su utilización en cualquier proceso de transformación petroquímico o de refinación, entonces es necesario realizar un tratamiento previo para eliminar las posibles moléculas causantes de la corrosión y así permitir su utilización óptima en la industria.
- Las naftas obtenidas en diferentes torres de destilación atmosférica tienen en común hidrocarburos tales como parafínicos, aromáticos, naftenos con un rango de carbonos entre C5 a C11, donde predominan los alcanos saturados tales como n-pentano, n-hexano, n-heptano, n-octano, n-nonano en mayor cantidad.
- La normalización para cada uno de los análisis que se realizaron en el presente trabajo fue posible ser realizados en los laboratorios petroquímicos de la Universidad de las Fuerzas Armadas Espe, definiendo las siguientes normas para cada uno de los análisis para el análisis, el análisis de densidad mediante la utilización de la norma ASTM D-7777, el análisis de corrosión en lámina de

Cobre mediante la utilización de la norma ASTM D-130, y el método de prueba estándar para destilación de productos de petróleo mediante la utilización de la norma ASTM D-86, para la caracterización detallada utilizando el cromatógrafo de gases acoplada al espectrómetro de masas no fue posible la utilización de normas debido al tipo de equipo y las condiciones de trabajo de demandaba el procedimiento.

- La afinación del método para la cromatografía de gases permite la separación óptima de los compuestos, obteniendo como resultado una separación adecuada, resultando claro, observar que las condiciones óptimas utilizadas están definidas en la tabla 34, y llegando a la conclusión que las condiciones óptimas para el análisis de naftas en el cromatógrafo de marca PerkinElmer, modelo: Clarus 680 con una columna capilar Zebron™ ZB-5MS (30 m x 0.25mm, 0.25 µm de espesor de película) son, colocar a 40 °C manteniéndolo por 8 minutos, y subir en una velocidad de calentamiento de 20°C/min hasta llegar a 300 °C.
- Mediante la clasificación de cada compuesto por su familia y número de carbonos se puede observar que para cada una de las muestras existe una familia y un número de carbonos en mayor proporción siendo el caso de la muestra NAFLIB-01 mayor cantidad de parafinas y compuestos con 5 carbonos, para la muestra NAFLIB-02 mayor cantidad de parafinas y compuestos con 8 carbonos, para la muestra NAFLIB-03 mayor cantidad de naftenos y compuestos con 8 carbonos, para la muestra NAFLIB-04 mayor cantidad de Naftenos y compuestos con 8 carbonos, para la muestra de las unidades topping NAFB15-01 mayor cantidad de parafinas y compuestos con 8 carbonos, para la muestra NAFB15-02 mayor cantidad de Naftenos y compuestos con entre 7 y 8 carbonos, para la muestra NAFB56-01 mayor cantidad de parafinas y compuestos con 8 carbonos

4.2 Recomendaciones

- Para la obtención de mejores resultados en la cromatografía de gases acoplada a la espectrometría de masas es recomendable utilizar una columna capilar de mayor longitud así existirá una mayor separación de compuestos y se podría definir de mejor manera un sinnúmero de compuestos que no fue posible por su separación en los picos del cromatograma.
- Debido a que la nafta posee compuestos volátiles en su composición es recomendable transportarlo en todo momento en cajas térmicas que mantenga la temperatura entre los 0 a 10 °C, permitiendo la preservación de la muestra y facilitando obtener datos más confiables al momento de realizar algún análisis.
- En el método de prueba estándar para destilación de productos de petróleo se recomienda utilizar un fluido de enfriamiento en el condensador que no se encuentre a temperatura ambiente debido que existen compuestos que se pierden de forma gaseosa al no alcanzar el cambio de fase en el destilado, o de lo contrario cubrir el refrigerante con hielo o algún componente con temperaturas bajas siendo posible de una manera adecuada su cambio de fase a estado líquido y lograr obtener una recuperación en la destilación.
- Para el análisis de corrosión en lámina de cobre se recomienda utilizar guantes en todo momento ya que es posible la contaminación de la lámina y por consiguiente una medición errónea de la capacidad corrosiva de las muestras a ser analizadas.
- Para el análisis de cromatografía de gases acoplado con espectrometría de masas se recomienda calibrar el equipo con estándares de los compuestos que predominan en las naftas para que así sea posible la determinación de la concentración específica entro de los análisis a realizar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arias, S., & Fabricio, D. (2012). *Caracterización Físico-Química de Naftas producidas en la Refinería Estatal de Esmeraldas, mediante cromatografía de gases.*
- BRIONES, J. A. S. *Determinación de benceno mediante espectroscopia infrarroja en gasolinas importadas, y comerciales elaboradas en la refinería de la libertad.*
- Cabrera Arriaga, J. d. D. (2014). *Caracterización de una gasolina (NAFTA ligera) mediante cromatografía de gases.*
- Cáceres Del Salto, P. E. (2012). *Análisis cuantitativo de riesgos en accidentes mayores en la torre de destilación de la planta topping del bloque 16 Repsol y propuesta de medidas preventivas.* Universidad Internacional SEK.
- Calderón, I. A. M. (2012). *Análisis de los gases combustibles de las plantas Parsons y universal que actualmente se queman en la tea de rll, mediante pruebas de laboratorio para identificar su utilidad y reemplazar el diesel que utilizan los generadores eléctricos.* Quito, Ecuador: TESIS.
- Clavijo Mayorga, D. G., Erazo, P., & Leonardo, W. (2014). *Minimización de pérdidas en los tanques de almacenamiento de naftas en Refinería Esmeraldas.* QUITO/EPN/2014.
- Đukanović, Z., Glišić, S. B., Čobanin, V. J., Nićiforović, M., Georgiou, C. A., & Orlović, A. M. (2013). *Hydrotreating of straight-run gas oil blended with FCC naphtha and light cycle oil.* *Fuel processing technology*, 106, 160-165.
- Espinoza Angulo, A. P. (2015). *Estudio del crecimiento de la Biomasa en la piscina de Fangos Activos del área de Tratamiento de Efluentes de la Refinería Estatal Esmeraldas.* Guayaquil: (Bachelor's thesis).
- Esteban, L. (1993). *La espectrometría de masas en imágenes:* ACK Editores.
- García-Antón, J., Monzó, J., Guiñón, J., Gomez, D., & Costa, J. (1990). *Study of corrosion on copper strips by petroleum naphtha in the ASTM D-130 test by means of electronic microscopy (SEM) and energy dispersive X-ray (EDX).* *Fresenius' Journal of Analytical Chemistry*, 337(4), 382-388.

- Gary, J., Handwerk, G., & Kaiser, M. (1984). *Refinery products. Petroleum refining: technology and economics*, 2nd ed. Marcel Dekker, Inc., New York, 5-15.
- Girón, R., & Pereira, J. C. (2013). *Caracterización de dos corrientes de hidrocarburo de un proceso de refinación*.
- Gutiérrez Bouzán, M., & Droguet, M. (2002). *La cromatografía de gases y la espectrometría de masas: identificación de compuestos causantes de mal olor. Gutiérrez, MC; Droguet, M." La cromatografía de gases y la espectrometría de masas: identificación de compuestos causantes de mal olor"*. Boletín Intexter, juliol 2002, núm. 122, p. 35-41.
- Hidalgo Andino, M. (2007). *La seguridad del Complejo Industrial Shushufindi frente a amenazas externas*. Quito.
- Hunt, J. M., Philp, R. P., & Kvenvolden, K. A. (2002). *Early developments in petroleum geochemistry. Organic Geochemistry*, 33(9), 1025-1052.
- INEN, I. T. d. N. (1984). NTE INEN 0930: *Petróleo crudo y sus derivados. Muestreo*.
- Johansen, N., Etre, L., & Miller, R. (1983). *Quantitative analysis of hydrocarbons by structural group type in gasolines and distillates: I. Gas chromatography. Journal of Chromatography A*, 256, 393-417.
- Kenney, J. (1996). *Considerations about recent predictions of impending shortages of petroleum evaluated from the perspective of modern petroleum science. Energy World*, 240, 16-18.
- Kenny, J., Kutcherov, V., Bendeliani, N., & Alekseev, V. (2002). *The Evolution of Multi-Component System of High Pressures: VI. The Thermodynamic Stability of the Hydrogen Carbon System: The Genesis of Hydrocarbon and the Origin of Petroleum. Paper presented at the Proceeding of the National Academic of Sciences USA*.
- Kitson, F. G., Larsen, B. S., & McEwen, C. N. (1996). *Gas chromatography and mass spectrometry: a practical guide: Academic Press*.
- Leffler, W. L. (1985). *Petroleum refining for the nontechnical person*.

- Manoli, E., & Samara, C. (1999). *Polycyclic aromatic hydrocarbons in natural waters: sources, occurrence and analysis*. *TrAC Trends in Analytical Chemistry*, 18(6), 417-428.
- Martínez Villarreal, F. L. (2006). *Control de corrosión en topping plant*. QUITO/EPN/2006.
- Mateo, J. P., & García, S. (2014). *El sector petrolero en Ecuador. 2000–2010*. *Problemas del desarrollo*, 45(177), 113-139.
- Mendoza, E. R. (2004). *Principios de electroquímica y corrosión*.
- Miller, J. N., & Miller, J. C. (2002). *Estadística y quimiometría para química analítica: Pearson Educación*.
- Montoya Pavi, S. A., & Páez Valencia, C. A. (2012). *Documentación de la técnica de cromatografía de gases en el análisis de hidrocarburos alifáticos en aguas residuales*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Nadkarni, R., & Nadkarni, R. (2007). *Guide to ASTM test methods for the analysis of petroleum products and lubricants*: ASTM International West Conshohocken.
- Navarrete Cueva, E. F., & Salgado Rodas, O. C. (2007). *Determinación de la corrosividad atmosférica de las ciudades de Santo Domingo y Esmeraldas*. QUITO/EPN/2007.
- Omais, B., Courtiade, M., Charon, N., Rouillet, C., Ponthus, J., & Thiébaud, D. (2012). *Using gas chromatography to characterize a direct coal liquefaction naphtha*. *Journal of Chromatography A*, 1226, 61-70.
- Ortega, E. R. (Producer). (2017, Agosto 25). El Universo. Refinería Estatal de Esmeraldas. Retrieved from: <https://www.eluniverso.com/opinion/2016/01/04/nota/5325361/refineria-estatal-esmeraldas>
- Poster, D. L., Schantz, M. M., Sander, L. C., & Wise, S. A. (2006). *Analysis of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in environmental samples: a critical review of gas chromatographic (GC) methods*. *Analytical and bioanalytical chemistry*, 386(4), 859-881.

- Quimí González, R. (2015). *Estudio de factibilidad para la implementación de una unidad de destilación al vacío en el proceso de refinación de crudo de la Refinería La Libertad. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2015.*
- Quimi, T., & Angel, J. (2014). *Análisis del proceso de producción de la planta universal con propuesta de un plan de mantenimiento preventivo de la empresa EP. PetroEcuador" Refinería La Libertad".* Universidad de Guayaquil, Facultad de Ingeniería Industrial.
- Rubinson, K. A. R., Rubinson, J. F. K. A., & Rubinson, J. F. (2000). *Análisis intrumental: Prentice Hall.*
- Ruiz, L. A., Martínez, J., Erdmann, E., Mercado, L., & Tarifa, E. *Determinación de las condiciones óptimas de operación para un topping de crudo. Maximización de la producción de Nafta.*
- Schubert, D. M. (2012). *Fire resistant cellulosic materials and method of making the same: Google Patents.*
- SECYTA. (2012). *Nomenclatura Para Cromatografía. Retrieved from SECYTA website (22 de diciembre del 2017):*
http://www.secyta.org/secyta/documentos/nomenclatura/Libro_Completo_Nomenclatura.pdf
- Skoog, D. A., Holler, F., & Timothy, A. D. A. (2001). *Principios de análisis instrumental: McGraw-Hill Interamericana de España.*
- Speight, J. G. (2014). *The chemistry and technology of petroleum: CRC press.*
- Speller, F. N. (1926). *Corrosion Causes and Prevention: An Engineering Problem: McGraw-Hill Book Company, Inc.; New York.*
- Stumpf, Á., Tolvaj, K., & Juhász, M. (1998). *Detailed analysis of sulfur compounds in gasoline range petroleum products with high-resolution gas chromatography–atomic emission detection using group-selective chemical treatment. Journal of Chromatography A, 819(1-2), 67-74.*
- Suarez Rodríguez, J. H. (2014). *Identificación y evaluación de riesgos en petroindustrial refinería la libertad. Guayaquil.*

- Tekin, K., Karagöz, S., & Bektaş, S. (2014). *A review of hydrothermal biomass processing. Renewable and sustainable Energy reviews*, 40, 673-687.
- Vendeuvre, C., Bertoncini, F., Espinat, D., Thiébaud, D., & Hennion, M.-C. (2005). *Multidimensional gas chromatography for the detailed PIONA analysis of heavy naphtha: Hyphenation of an olefin trap to comprehensive two-dimensional gas chromatography. Journal of Chromatography A*, 1090(1), 116-125.
- Vinueza, C. A. P. (2009). *Propuesta de un plan de mejoramiento del sistema de capacitación en petroindustrial a ejecutarse en la matriz ubicada en La Ciudad de Quito*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Wauquier, J.-P. (2004). *El refinado del petróleo: petróleo crudo, productos petrolíferos, esquemas de fabricación*: Ediciones Díaz de Santos.

ANEXOS



ESPE
 UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
 INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROQUÍMICA

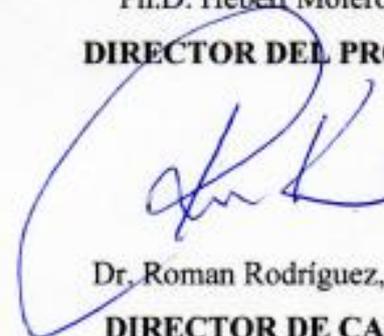
CERTIFICACIÓN

Se certifica que el presente trabajo fue desarrollado por el señor: **Luis David Lisintuña Cisneros**

En la ciudad de Latacunga a los 07 días del mes de marzo de 2018.

Aprobado por:


 Ph.D. Hebert Molero Morán
DIRECTOR DEL PROYECTO


 Dr. Roman Rodriguez, Retor
DIRECTOR DE CARRERA

Certificado por:




 Dr. Freddy Jaramillo

SECRETARIO ACADÉMICO