

***CARACTERIZACIÓN Y COMPARACIÓN ESTRUCTURAL DE ASFALTENOS
DEL CAMPO COLORADO, COL-59 Y COL-25.***

ANDREA JULETSY CADENA CAICEDO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS - ESCUELA DE QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2014

**CARACTERIZACIÓN Y COMPARACIÓN ESTRUCTURAL DE ASFALTENOS
DEL CAMPO COLORADO, COL-59 Y COL-25.**

ANDREA JULETSY CADENA CAICEDO

**Trabajo de grado para optar por el título de
Química**

Director:

DANIEL RICARDO MOLINA VELASCO

Químico, Ph.D

Co-director:

EMILIANO ARIZA LEÓN

Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS - ESCUELA DE QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

“A mis padres María Elsa y Luis Gabriel, por su apoyo, amor y confianza incondicional, por ser el motor de mi vida y las personas que me llenan de optimismo para seguir adelante en el caminar de la vida.

A mi hermano y amigo Gabriel Fernando por sus palabras de aliento y fortaleza en los momentos difíciles, por llenar mi vida de alegría con su existencia”

Andrea Juletsy Cadena Caicedo

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por permitirme culminar una etapa más en mi vida en compañía de mis seres queridos, y por llenarla de bendiciones a cada instante.

A la Universidad Industrial de Santander por permitir formarme como mejor persona y ayudar a enriquecer mis conocimientos.

Al Campo Escuela Colorado, al grupo de investigación LEAM y al laboratorio de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) por abrirme las puertas y permitirme culminar este trabajo de investigación.

Al Ph.D. Daniel Ricardo Molina Velasco y al M.Sc. Emiliano Ariza León quienes me acompañaron en este proceso y me transmitieron sus conocimientos. A mi evaluador Julio Pinzón por dedicarle tiempo a mi trabajo de grado.

A Natalia, Marisol, Mary y Diego por su colaboración en este proyecto, muy agradecida por cada uno de los aportes brindados.

A Olguita y Kelly por su compañía en este trabajo de investigación, compañeras con las que reí y llore, y con las que hoy gozamos de la alegría de un logro más alcanzado.

A mis amigos Karol, Kathe, Jazne, Edison, Jose, Sirley, Jessica, Tatiana, Julián y Erika por estar ahí siempre y por su amistad incondicional. Los quiero mucho.

A mi hermano Gabriel Fernando, por su apoyo y soporte en este trabajo, y por sus palabras de aliento. Te amo.

A mi familia, por su apoyo y amor. Gracias!! Son la razón de mi vida.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	
1. TRANSPORTE Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CRUDO	22
1.1 Estudios realizados y estado general del problema	23
1.1.1 Antecedentes	23
1.1.2 Agregación y precipitación de Asfaltenos	25
1.2 Referente Conceptual	26
1.2.1 Petróleo Crudo	26
1.2.2 Clasificación del petróleo	27
1.2.3 Tipos de crudo	28
1.2.4 Generalidades, composición y estructura de los asfaltenos	29
1.2.5 Método de Separación Análisis SARA	33
1.3 Técnicas de Caracterización	35
1.3.1 Aplicación de Resonancia Magnética Nuclear (RMN)	35
1.3.2 Aplicación de Difracción de Rayos X (DRX)	35
1.3.3 Aplicación de Infrarrojo (IR)	36
1.3.4 Aplicación de Espectroscopía RAMAN	36
1.3.5 Aplicación de Espectrometría de Masas (MS)	37
1.3.6 Oxidación catalizada por iones Rutenio RICO	37
2. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO	40
2.1 Reseña Histórica del Campo Escuela Colorado	41
2.2 Estado actual de los pozos del Campo Colorado	43
2.3 Características generales del yacimiento	43
2.4 Formación mugrosa: Oligoceno - Mioceno	45
2.5 Formación Colorado: Mioceno Inferior – Mioceno Medio	47
2.6 Propiedades de las arenas del Campo Colorado	47

2.7 Características Pozo COL-25	48
2.8 Características Pozo COL-59	49
3. METODOLOGÍA PROPUESTA.....	51
3.1 Extracción de Asfaltenos	51
3.2 Caracterización de los asfaltenos obtenidos por técnicas de análisis.....	53
3.3 Determinación H/C, deficiencia de hidrógeno, número de insaturación(UN) ...	58
3.4 Oxidación RICO	60
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	61
4.1 Caracterización de los asfaltenos del pozo COL-59	61
4.1.1 Caracterización por RMN ¹ H.....	61
4.1.2 Caracterización por RMN ¹³ C.....	64
4.1.3 Caracterización por infrarrojo.....	68
4.1.4 Caracterización por Espectroscopía Raman.....	72
4.1.5 Caracterización por Difracción de Rayos X (DRX).....	75
4.1.6 Caracterización por Espectrometría de Masas	78
4. 2 Caracterización de los asfaltenos del pozo COL-25	79
4.2.1 Caracterización por RMN ¹ H.....	79
4.2.2 Caracterización por RMN ¹³ C.....	82
4.2.3 Caracterización por infrarrojo.....	86
4.2.4 Caracterización por Espectroscopía Raman.....	89
4.2.5 Caracterización por Difracción de Rayos X (DRX).....	91
4.2.6 Caracterización por Espectrometría de Masas	94
4.2.7 Oxidación de iones Rutenio (RICO).....	95
4.3 H/C y deficiencia de hidrógeno, número de insaturación (UN).....	95
4.3.1 AMP´ s	97
4.4 Comparación de resultados de asfaltenos en estudio con asfaltenos	
reportados en la literatura	98
4.4.1 Comparación por análisis elemental	98

4.4.2 Comparación por Espectrometría de Masas.....	99
4.4.3 Comparación por RMN - ^{13}C	100
4.4.4 Comparación de la relación CH_2/CH_3 y longitud de la cadena alquílica	101
4.4.5 Comparación por Difracción de rayos X.....	102
4.4.6 Comparación de la lámina aromática por DRX y RAMAN	102
5. CONCLUSIONES	104
CITAS BIBLIOGRÁFICAS	107
BIBLIOGRAFÍA	114
ANEXOS.....	120

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Gráfica representativa del número de publicaciones relevantes encontradas Vs año de publicación	25
Figura 2. Asfaltenos	26
Figura 3. Modelo de asfalteno Continental	30
Figura 4. Modelo de asfalteno Archipiélago	30
Figura 5. Distribución del peso molecular de los asfaltenos	31
Figura 6. Esquema de fraccionamiento SARA	32
Figura 7. Esquema de las reacciones de la oxidación catalizada por iones Rutenio RICO	39
Figura 8. Posición geográfica del Campo Escuela Colorado	40
Figura 9. Estación del Campo Escuela Colorado.....	42
Figura 10. Columna estatigráfica general para el VMM y el campo La Cira	45
Figura 11. Proceso Experimental.....	51
Figura 12. Espectro de RMN- ¹ H de los asfaltenos del depósito COL-59	61
Figura 13. Espectro de RMN- ¹ H de los asfaltenos del crudo COL-59.....	62
Figura 14. % Hidrógenos por RMN- ¹ H de los asfaltenos del crudo y depósito COL-59.....	62
Figura 15. Espectro de RMN- ¹³ C de los asfaltenos del depósito COL-59.....	64
Figura 16. Espectro de RMN- ¹³ C de los asfaltenos del crudo COL-59	65
Figura 17. % Carbonos por RMN- ¹³ C de los asfaltenos del crudo y el depósito COL-59	65
Figura 18. Bandas de espectros IR del crudo y del depósito COL-59.....	69
Figura 19. Deconvolución de la región (2851,9 – 2954,7 cm ⁻¹) del espectro IR del crudo COL-59	70
Figura 20. Deconvolución de la región (2851,9 – 2954,7 cm ⁻¹) del espectro IR del depósito COL-59.....	71

Figura 21. Diagrama general de las fases del petróleo.....	72
Figura 22. Espectro Raman del crudo COL-59	73
Figura 23. Espectro Raman del depósito COL-59.....	74
Figura 24. Difractograma del depósito COL-59.....	76
Figura 25. Parámetros de aromaticidad y cristalinidad reflejado en una molécula de asfalteno	77
Figura 26. Difractograma del crudo COL-59	77
Figura 27. Espectro de RMN- ¹ H de los asfaltenos del crudo COL-25.....	79
Figura 28. % de Hidrógenos por RMN- ¹ H de los asfaltenos del crudo COL-25	80
Figura 29. Espectro de RMN- ¹³ C de los asfaltenos del crudo COL-25	82
Figura 30. % de Carbonos por RMN- ¹³ C de los asfaltenos del crudo COL-25.....	83
Figura 31. Bandas de espectros IR del crudo y el depósito COL-25.....	87
Figura 32. Deconvolución de la región (2851,9-2954,7 cm ⁻¹) del espectro IR del crudo COL-25	88
Figura 33. Deconvolución de la región (2851,9-2954,7 cm ⁻¹) del espectro IR del depósito COL-25.....	88
Figura 34. Espectro Raman del crudo COL-25	90
Figura 35. Espectro Raman del depósito COL-25.....	90
Figura 36. Ajuste de picos de asfaltenos del crudo COL-25	92
Figura 37. Difractograma del depósito COL-25.....	93

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Clasificación del petróleo de acuerdo a su gravedad API.....	29
Tabla 2. Datos básicos de la formación mugrosa.....	46
Tabla 3. Datos básicos de las propiedades de las arenas	47
Tabla 4. Tipos de Hidrógenos y regiones espectrales de RMN- ¹ H.....	54
Tabla 5. Tipos de Carbonos y regiones espectrales de RMN- ¹³ C	55
Tabla 6. Porcentaje total de hidrógenos de la fracción alifática y aromática del crudo y del depósito COL-59	64
Tabla 7. Áreas de integración y porcentajes de carbono del crudo y del depósito COL-59	67
Tabla 8. Porcentajes de carbonos de los asfaltenos del pozo COL-59	68
Tabla 9. Porcentaje total de carbonos cata-condensados del crudo y del depósito COL-59	62
Tabla 10. Parámetros de cristalinidad y aromaticidad del depósito COL-59	76
Tabla 11. Porcentaje total de hidrógenos de la fracción alifática y aromática del crudo COL-25	81
Tabla 12. Porcentaje de carbonos de los asfaltenos del pozo COL-25	83
Tabla 13. Áreas de integración y porcentajes de carbono del crudo COL-25	84
Tabla 14. Porcentaje total de carbonos cata-condensados del crudo COL-25.....	85
Tabla 15. Parámetros de cristalinidad y aromaticidad del crudo COL-25.....	93
Tabla 16. Análisis elemental, relación atómica, peso molecular promedio, relación H/C y número de insaturaciones de los asfaltenos.....	96
Tabla 18. AMP's básicos de los asfaltenos.....	97
Tabla 19. Comparación de análisis elemental de asfaltenos en estudio con los reportados en la literatura	98
Tabla 20. Comparación por masas de asfaltenos en estudio con los reportados en la literatura	100

Tabla 21. Comparación por RMN-13C de asfaltenos en estudio con los reportados en la literatura	100
Tabla 22. Comparación de la relación de CH ₂ /CH ₃ y la longitud de la cadena alquílica de asfaltenos en estudio.....	101
Tabla 23. Comparación de los parámetros de aromaticidad y cristalinidad de asfaltenos en estudio junto con los reportados en la literatura por Yen.....	102
Tabla 24. Comparación del diámetro de la lámina aromática por las técnicas de DRX y RAMAN de los asfaltenos es estudio	103

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág
Ilustración 1. Cabeza de pozo COL-25.	48
Ilustración 2. Vía de acceso COL-25.....	49
Ilustración 3. Estado del pozo COL-59.....	50
Ilustración 4. Proceso de extracción de los asfaltenos.....	52
Ilustración 5. Proceso de Oxidación RICO.....	60

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

➤ °API	Gravedad API
➤ HAPs	Hidrocarburos aromáticos policíclicos
➤ ASTM	American Standard Testing Materials
➤ °C	Grados centígrados
➤ CDCL ₃ -d	Cloroformo deuterado
➤ Cr(acac) ₃	Acetil acetonato de cromo (III)
➤ IR	Infrarrojo
➤ MS	Mass Spectrometry
➤ DRX	Difracción de Rayos X
➤ BTX	Benceno-Tolueno- Xileno
➤ S _g	Gravedad específica
➤ Ppm	Partes por millón
➤ RMN	Resonancia Magnética Nuclear
➤ RICO	<i>Ruthenium Ion Catalized Oxidation</i>
➤ RMN- ¹³ C	Resonancia Magnética Nuclear de Carbono 13
➤ RMN- ¹ H	Resonancia Magnética Nuclear de Protones
➤ CCl ₄	Tetracloruro de Carbono
➤ I _D	Intensidad banda D
➤ I _G	Intensidad banda G
➤ L _a	Diámetro de la hoja aromática
➤ Hz	Hertz
➤ ESI	Electronebulización
➤ BOPD	Barrels of Oil per Day
➤ MMBIs	Millones de Barriles
➤ BIs/Día	Barriles por día
➤ PMMA	Polimetilmetacrilato
➤ Å	Ångström (0,1 nm)
➤ nm	Nanómetro

➤ L_C	Altura promedio de la pila de la lámina aromática
➤ M	Número de hojas aromáticas en un "Clúster"
➤ dm	Distancia entre las láminas aromáticas
➤ d_y	Distancia entre las posiciones saturadas
➤ C_{Ar}^{AAA}	Carbonos peri-condensados
➤ C_{Ar}^{AA}	Carbonos cata-condensados
➤ FID	Desintegración de inducción libre
➤ MPC	Miles pies Cúbicos
➤ Bls	Barriles
➤ OOIP	Petróleo original in situ
➤ Rsb	Global Bioenergy Partnership
➤ C_A	Carbonos aromáticos por molécula
➤ C_{AU}	Carbonos aromáticos por unidad aromática
➤ N	Centros aromáticos por molécula
➤ Z	Deficiencia de Hidrógeno
➤ UN	Número de insaturación
➤ IP	Número de insaturación no aromático
➤ n	Longitud de la cadena alquílica
➤ H_{al}	Hidrógenos alifáticos
➤ C_{al}	Carbonos alifáticos
➤ C_{ar}	Carbonos aromáticos
➤ H_{ar}	Hidrógenos aromáticos

ANEXOS

- Anexo 1.** Integración del espectro de RMN-¹H del crudo COL-59
- Anexo 2.** Integración del espectro de RMN-¹H del depósito COL-59
- Anexo 3.** Integración del espectro de RMN-¹³C del crudo COL-59
- Anexo 4.** Integración del espectro de RMN-¹³C del depósito COL-59
- Anexo 5.** Bandas de espectro infrarrojo del crudo COL-59
- Anexo 6.** Bandas del espectro infrarrojo del depósito COL-59
- Anexo 7.** Espectro Raman del crudo COL-59
- Anexo 8.** Espectro Raman del depósito COL-59
- Anexo 9.** Difractograma DRX del crudo COL-59
- Anexo 10.** Difractograma DRX del depósito COL-59
- Anexo 11.** Espectro de masas del crudo COL-59
- Anexo 12.** Espectro de masas del depósito COL-59
- Anexo 13.** Integración del espectro de RMN-¹H del crudo COL-25
- Anexo 14.** Espectro de RMN-¹H del depósito COL-25
- Anexo 15.** Integración del espectro de RMN-¹H del crudo COL-25
- Anexo 16.** Espectro de RMN-¹H del depósito COL-25
- Anexo 17.** Bandas de espectro infrarrojo del crudo COL-25
- Anexo 18.** Bandas del espectro infrarrojo del depósito COL-25
- Anexo 19.** Espectro Raman del crudo COL-25
- Anexo 20.** Espectro Raman del depósito COL-25
- Anexo 21.** Difractograma DRX del crudo COL-25
- Anexo 22.** Difractograma DRX del depósito COL-25
- Anexo 23.** Espectro de masas del crudo COL-25
- Anexo 24.** Espectro de masas del depósito COL-25
- Anexo 25.** % hidrógenos de los asfaltenos extraídos de los pozos COL-25 y 59
- Anexo 26.** % carbonos de los asfaltenos extraídos de los pozos COL-25 Y 59
- Anexo 27.** % de tipos de carbonos de los asfaltenos de los diferentes pozos
- Anexo 28.** Comparación de porcentaje de hidrógenos y carbonos de los asfaltenos

RESUMEN

TÍTULO:

CARACTERIZACIÓN Y COMPARACIÓN ESTRUCTURAL DE ASFALTENOS DEL CAMPO COLORADO, COL-59 Y COL-25.*

AUTORES:

Cadena Caicedo, Andrea Juletsy.**

PALABRAS CLAVES:

Asfaltenos, IR, DRX, RMN, Raman, Masas, caracterización estructural, oxidación RICO.

DESCRIPCIÓN:

Actualmente, las parafinas, causan una problemática en la vida productiva del Campo Colorado; debido a las precipitaciones que estos ocasionan en las instalaciones de producción por factores como presión, temperatura y composición. Los otros componentes del petróleo como los aromáticos ayudan a disolverlas, en el caso de las resinas su papel es incierto y en trabajos previos en el campo de producción se ha determinado que los asfaltenos afectan significativamente el punto de fluidez del crudo.

Por lo anterior, en este trabajo se estudió la fracción de los asfaltenos química y estructuralmente de los pozos COL-59 y COL-25 del campo Colorado. Con el fin de comprender por qué los asfaltenos afectan la cristalización de las parafinas. Se extrajeron asfaltenos del crudo y del depósito de cada uno de los pozos y a partir de un análisis elemental y caracterización estructural se determinó las diferencias y las similitudes que estos presentaban.

Con los datos obtenidos de Difracción de rayos X se calculó los parámetros de aromaticidad y cristalinidad de la molécula, en IR se determinó la relación de CH_2/CH_3 que existía para cada uno de ellos; por ^1H -RMN y ^{13}C -RMN se obtuvo información sobre los carbonos cata-condensados y por medio de análisis elemental y peso molecular promedio de cada fracción asfáltica se calcularon los AMP's (parámetros moleculares promedio).

Finalmente, con cada uno de los resultados se determinó mayor porcentaje de grupos funcionales aromáticos para los pozos COL-59 y COL-25, llegando a la conclusión que los dos presentaban un modelo archipiélago, además de presentar características específicas para cada uno de ellos.

*Trabajo de grado.

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. Escuela de Química. Director: Daniel Ricardo Molina Velasco. Codirector: Emiliano Ariza León

ABSTRACT

TITLE:

STRUCTURAL CHARACTERIZATION AND COMPARISON OF CAMPO COLORADO'S ASPHALTENES, COL-59 AND COL-25. *

AUTHORS:

Cadena Caicedo, Andrea Juletsy.**

KEY WORDS:

Asphaltenes, IR, XRD, NMR, Raman, Mass, structural characterization, RICO oxidation.

DESCRIPTION:

Currently, paraffins, cause problems in the productive life of the Campo Colorado; due to these cause rainfall in production facilities by factors such as pressure, temperature and composition. The other components such as aromatic oil help dissolve them, in the case of resins role remains uncertain and previous production field work has been determined asphaltenes affect significantly a pour point oil.

Therefore, in this study the fraction of asphaltenes was studied chemically and structurally from the COL-59 and COL-25 field wells Colorado. In order to understand why asphaltenes affect the crystallization of paraffins. We were extracted asphaltenes of oil tank and wells of each one and from elemental analysis and structural characterization we determined the differences and similarities that they presented.

The data obtained from XRD we calculated aromaticity and crystallinity parameters of the molecule, IR was determined in a relationship CH_2/CH_3 existed for each one of them; by 1H -NMR and ^{13}C -NMR data we obtained the cata-condensed carbons and the calculation of AMP's (Average Molecular Parameters) was made by both elemental analysis and average molecular weight of each asphaltic fraction.

Finally, each of the results with higher percentage of aromatic functional groups for COL-59 and COL-25 wells was determined, concluding that the two wells had an archipelago model, in addition to presenting specific characteristics for each one of them.

* Work Degree, Chemistry Thesis.

** Universidad Industrial de Santander. Faculty of Sciences. Department of Chemistry. Directed by: Daniel Ricardo Molina Velasco. Codirector by: Emiliano Ariza León

INTRODUCCIÓN

En la industria del petróleo, las parafinas y los asfaltenos son componentes de los hidrocarburos que si precipitan pueden llegar a obstruir pozos e instalaciones de superficie debido a cambios en diversos factores como la temperatura, la presión, la composición y la tasa de corte. Estos cambios pueden ser inducidos por diferentes procesos entre los que cabe mencionar la inyección de gas natural o dióxido de carbono, los tratamientos de acidificación, el agotamiento primario y la mezcla de fluidos que son incompatibles. [1]

Los asfaltenos se definen como la fracción insoluble en n-heptano y soluble en tolueno, de densidad alrededor de $1,2 \text{ g/cm}^3$, sin punto de fusión definido y que se descomponen con el calor. Además, poseen heteroátomos como, oxígeno, azufre y nitrógeno y además pueden estar presentes metales como, níquel y vanadio.

Existen diversas técnicas para estudiar la estructura química de los asfáltenos como resonancia magnética nuclear (RMN), la espectroscopía ultrasónica, la dispersión dinámica de luz, la cromatografía e impregnación de gel, la dispersión de rayos X, espectroscopía de correlación de fluorescencia.

En este trabajo se estudió la caracterización de los asfaltenos por medio de RMN de ^{13}C y ^1H , difracción de rayos X, Infrarrojo, espectroscopía RAMAN y espectrometría de masas MS obteniendo resultados que permitieron comparar y analizar química y estructuralmente los asfaltenos encontrados en el crudo de los pozos del campo Colorado COL-59 y COL- 25.

El tema se abordó considerando necesario una comparación entre los asfaltenos de los pozos en estudio, a partir de la información cuantitativa y cualitativa obtenida con cada una de las técnicas de caracterización.

Finalmente, se realizó una oxidación catalizada por iones de rutenio (RICO) para identificar individualmente los fragmentos o cadenas alifáticas unidas a los “core” aromáticos de los asfaltenos y las que sirven de puente o unen aromáticos entre sí, pero su caracterización por MS no se logró culminar porque la dicha metodología no está todavía terminada.

1. TRANSPORTE Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CRUDO

Actualmente la gran mayoría de las actividades industriales y de servicios de transporte requieren importantes volúmenes de combustibles fósiles, por lo que la dependencia del petróleo marca la economía mundial. La infraestructura física y la forma de vida de las aglomeraciones periféricas que rodean las grandes ciudades son posibles gracias al permanente suministro de los derivados del petróleo, los cuales son indispensables en la vida moderna y cotidiana y el cual se encuentra en lubricantes, grasas, plásticos, pinturas, asfaltos, combustibles líquidos, entre otros. Es por ello que para este medio es de gran preocupación que pequeñas fracciones de asfaltos se adhieran a las paredes de los tanques formando agregados y perjudicando de esta manera el transporte del crudo y de combustibles. [2]

En Colombia existen varios campos petroleros con yacimientos de petróleo volátil, que presentan taponamiento de pozos por una mínima cantidad de asfaltos, tanto a nivel de la cara de la formación como de la tubería de producción presentando grandes problemas de daño de formación que disminuyen la producción de pozos petrolíferos. [3]

En el Campo Colorado localizado en la cuenca valle medio del Magdalena en la provincia estructural del Piedemonte Occidental de la cordillera oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo la Cira-Infantas se presenta una gran problemática desde los inicios de la vida productiva de este y ha sido la precipitación de los asfaltos y la depositación de las

parafinas, generados por factores como cambio en la presión y la temperatura de los fluidos a lo largo de los procesos de recolección y extracción.

Por otro lado, los asfaltenos intervienen en la estabilidad de emulsiones de agua-petróleo y en la mojabilidad (capacidad que tiene un líquido de extenderse y dejar una traza sobre un sólido) de formaciones, constituyendo una preocupación para los refinadores debido a que estos son componentes significativos de los petróleos pesados que ingresan cada vez más en las corrientes de procesamiento de las refinerías. [1]

1.1 ESTUDIOS REALIZADOS Y ESTADO GENERAL DEL PROBLEMA

1.1.1 Antecedentes El término asfaleno se originó en 1837 cuando J.B Boussingault definió a los asfaltenos como el residuo de la destilación del bitumen: insoluble en alcohol y soluble en trementina.

La primera aplicación científica de los asfaltenos fue hecha por Niépce, un físico francés quien inventó la fotografía.

En 1945, Marcusson clasificó a los asfaltenos como la fracción insoluble en gasolinas livianas y éter de petróleo. Los asfaltenos bajo condiciones normales no funden, y entre los 300°C y 400°C se descomponen formando carbono y compuestos volátiles, reaccionan con ácido sulfúrico formando ácidos sulfónicos debido a la estructura poliaromática de sus componentes. El color

oscuro de algunos crudos del petróleo está relacionado con la presencia de los asfaltenos que no han sido adecuadamente peptizados. [5]

El contenido y la composición de los asfaltenos depende principalmente de las variables: tipo de disolvente, relación disolvente/carga, tiempo de contacto, temperatura, presión y la naturaleza del aceite crudo. [6]

Lhioreau y col [7] trabajaron con n-pentano, n-hexano y n-heptano encontrando que con el incremento de temperatura la cantidad de asfaltenos precipitada aumentaba, para los casos de n-hexano y n-pentano, en tanto que usando n-heptano había una disminución en el porcentaje de asfaltenos precipitados.

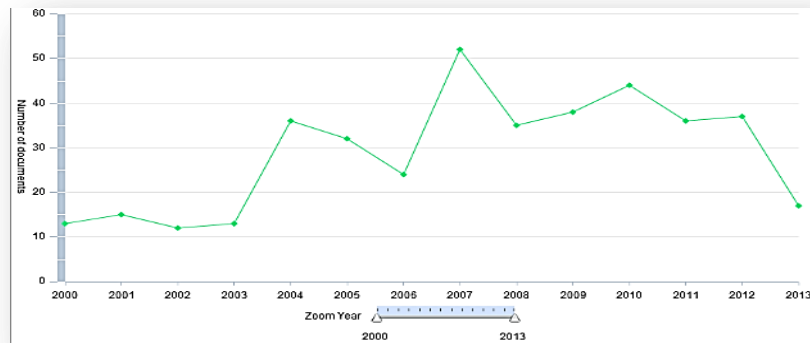
Feng y col [8] realizaron estudios sobre el efecto de la temperatura en la precipitación de asfaltenos en un aceite crudo chino. Trabajaron en el intervalo de 20 a 65°C usando como disolventes pentano, hexano, heptano, octano, nonano, decano y dodecano. En todos los casos, se observó que el contenido de asfaltenos disminuyó ligeramente (de 6,12 a 4,12 % peso) con el aumento de temperatura.

Speight [9] ha demostrado que la solubilidad de los asfaltenos se reduce a altas temperaturas, ya que se logra que la tensión superficial del agente precipitante disminuya y con ello su poder de solvatación hacia las moléculas de asfaleno, por lo cual éstas precipitan.

Por otro lado, la cienciometría acerca del estudio de la caracterización y precipitación de asfaltenos se realizó en el presente estudio, empleando la base de datos Scifinder en donde la ecuación de búsqueda fue “Asphaltenes

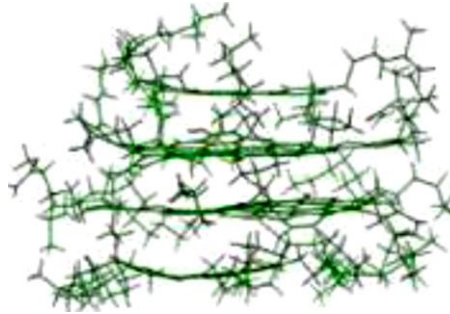
characterization”, realizando la búsqueda de artículos publicados en un rango de 13 años (2000-2013) y limitando los resultados solo a la caracterización y por ende a la precipitación de los asfaltenos. De las cuales se encontraron 404 publicaciones como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Publicaciones relevantes de caracterización de asfaltenos.



1.1.2. Agregación y precipitación de asfaltenos El comportamiento de fases de los asfaltenos ha sido tema de discusión en numerosos estudios que convergen a reconocer la complejidad de éste, debido a que los asfaltenos se encuentran como sólidos de aproximadamente 3nm [10] suspendidos coloidalmente en el crudo. Cada partícula de asfalto consiste en una o más láminas aromáticas de monómeros de asfaltenos (Figura 2) con resinas adsorbidas que actúan como surfactantes para estabilizar la suspensión coloidal. [11]

Figura 2. Asfaltenos



Fuente: Borrego, A., Blanco, C., Prado, J., Díaz, C., Guillén, M. Spectroscopic studies of bitumen and shale oil from selected spanish oil shales. 1996

La organización molecular de un crudo depende de fuerzas de Van der Waals, transferencia de cargas y puentes de hidrógeno. Las fuerzas de Van der Waals se dan entre todo tipo de átomos y son las responsables de la existencia de líquidos y sólidos de hidrocarburos puros donde las otras fuerzas como la electrostática y la de transferencia de carga son escasas o inexistentes. [11]

En los crudos, que están conformados generalmente con un 95% de átomos de C y H, las fuerzas de Van der Waals y las fuerzas de repulsión son las que determinan sus propiedades. Sin embargo, la presencia de heteroátomos (nitrógeno, vanadio, azufre, oxígeno) en asfaltenos y resinas introduce la contribución de fuerzas de transferencia de cargas. [11]

1.2 REFERENTE CONCEPTUAL

1.2.1 Petróleo Crudo El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos que incluyen en sus moléculas pequeñas proporciones de

azufre, oxígeno, nitrógeno, y algunos metales como vanadio, níquel, hierro y cobre. Estos hidrocarburos, existen en fases sólida, líquida y gaseosa. [12]

Parafinas, isoparafinas, olefinas, naftenos y aromáticos son las diferentes familias de hidrocarburos, las cuales se diferencian entre sí, por su tamaño y estructura. Dentro de los hidrocarburos se encuentran compuestos particularmente complejos, denominados asfaltenos, los cuales constituyen un aspecto importante en la producción y el procesamiento del petróleo crudo [13]. La cantidad de asfaltenos puede variar desde menos de 1% en petróleo crudo muy ligero hasta 25% en petróleo crudo pesado, lo cual genera variaciones en las propiedades del mismo. Además, el contenido de carbón normalmente está en el intervalo de 83-87%, y el contenido de hidrógeno de 10-14%. También, existen variaciones pequeñas en las cantidades de nitrógeno, oxígeno, azufre y metales presentes. [12]

Debido a la composición compleja del petróleo crudo, la caracterización molecular de los componentes individuales aún no es posible, y el análisis elemental no proporciona información suficiente acerca de la constitución de sus fracciones. Sin embargo, la caracterización de los principales hidrocarburos presentes en el petróleo crudo se requieren en diversos ámbitos de la industria petrolera. [12]

1.2.2. Clasificación del Petróleo El petróleo se clasifica en tres grandes grupos que son: Parafínicos, aromáticos y asfálticos.

- Petróleo Parafínico: Se caracteriza por ser de color claro, y de una densidad baja que oscila entre 0,75 – 0,85 g/mL; de estos se extrae gran cantidad de queroseno, gasolina y aceites lubricantes. Poseen un porcentaje de 50% de hidrocarburos saturados. Además, el petróleo parafínico es lineal, ya que se caracteriza porque los átomos están unidos con enlaces sencillos.

 - Petróleo Aromático: Se caracteriza por contener más del 45% de hidrocarburos aromáticos, cabe decir que este tipo de crudo es escaso en la naturaleza. Los hidrocarburos aromáticos están constituidos por el benceno y sus respectivos derivados, se caracterizan por ser cíclicos y que tienen anillos de seis átomos de carbono altamente insaturados.

 - Petróleo Asfáltico: Se caracteriza por ser negros, viscosos y de alta densidad. De este tipo de petróleo se extrae poca gasolina y aceite combustible, tienen un contenido mayor al 40% de hidrocarburos del tipo ciclo parafínicos conocidos como nafténicos o asfálticos, estos hidrocarburos son saturados, sus enlaces son sencillos y forman anillos.
- [13]

1.2.3. Tipos de Petróleo Son miles de compuestos químicos que constituyen el petróleo, y entre muchas otras propiedades, los compuestos se diferencian por volatilidad. Cabe mencionar que al calentarse el petróleo se evaporan los compuestos ligeros, esto quiere decir los compuestos de bajo peso molecular y estructura química sencilla; mientras que los componentes más pesados se incorporan en la fase de vapor cuando se aumenta la temperatura.

La industria de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su gravedad API (parámetro internacional del American Petroleum Institute) que diferencia las cantidades del crudo. Los grados API se definen como:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{Sg} - 131,5$$

Donde Sg es la gravedad específica a 60°F. La clasificación del crudo de acuerdo a su gravedad API se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Clasificación del petróleo de acuerdo a su gravedad API.

Petróleo	Densidad (g/cm³)	Gravedad (°API)
Extrapesado	>1,0	10,0
Pesado	1,0 – 0,92	10,0 – 22,3
Mediano	0,92 – 0,87	22,3 – 31,1
Ligero	0,87 – 0,83	31,1 – 39
Superligero	<0,83	>39

Fuente: BOHORQUEZ TOLEDO, NATALIA ALEXANDRA. Caracterización de asfaltenos de petróleos colombianos a partir de grupos funcionales. 2010

1.2.4. Generalidades, composición y estructura de los asfaltenos Hay dos modelos aceptados ampliamente por la comunidad científica que describen la estructura de los asfaltenos: El modelo “continental” y el modelo “archipiélago”. De acuerdo con el modelo “continental” (Figura 3), el asfalteno tiene la forma de una molécula aromática condensada. Está compuesto de uno o dos hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP’s) que pueden ser sustituidos por alguna cadena alquilo. Cabe decir, que en este modelo, se propone que la atracción entre moléculas de asfalteno se favorece por interacciones

poliaromáticas y está limitada por repulsiones estéricas entre cadenas alifáticas que rodean la coraza aromática. [14]

Figura 3. Modelo de asfalteno Continental

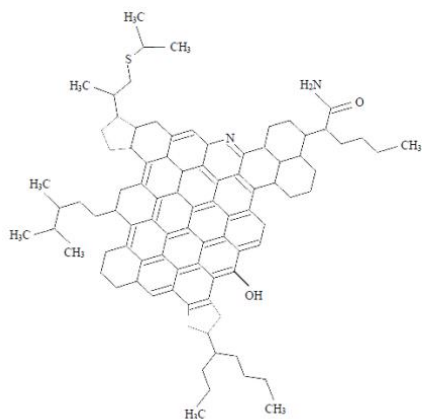
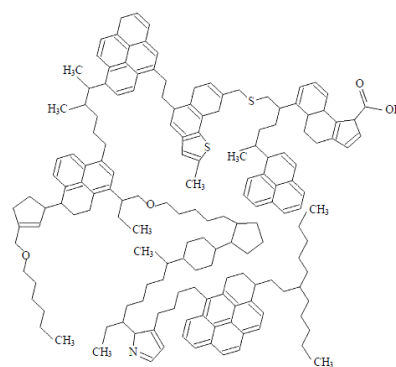


Figura 4. Modelo de asfalteno Archipiélago



Por otro lado, el modelo “archipiélago” (Figura 4) representa el asfalteno por medio de varios sistemas de pequeños anillos fusionados que están interconectados por cadenas alquilo y puentes tioéter. A pesar de que las interacciones anillo-anillo no son favorecidas debido a consideraciones estéricas se cree que la agregación de asfaltenos del tipo “archipiélago” se produce por puentes de hidrógeno.

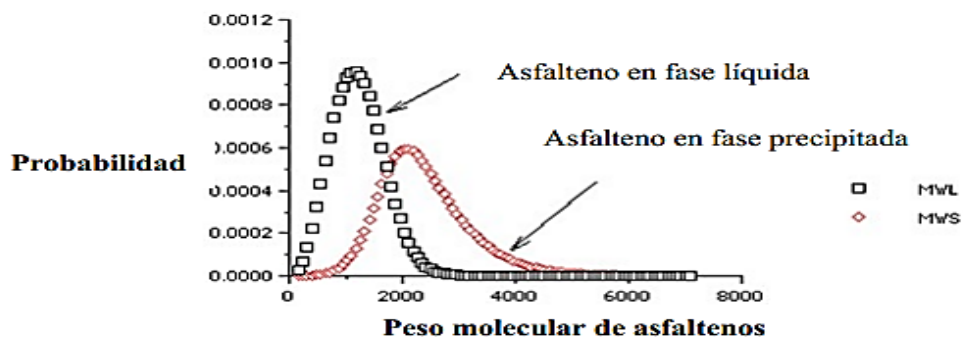
Estructuralmente, existe una diferencia de los asfaltenos precipitados con n-heptano respecto a los precipitados con n-pentano ya que la relación H/C de los primeros es más baja, lo que indica su alto grado de aromaticidad. Las relaciones N/C, O/C y S/C son usualmente más altas en los asfaltenos precipitados con n-heptano, lo que se debe a la alta proporción de heteroátomos en esta fracción. [15]

El peso molecular de los asfaltenos varía sustancialmente, debido a la tendencia de sus constituyentes en asociarse incluso en soluciones diluidas de disolventes polares.

Estudios han obtenido resultados usando disolventes altamente polares (y que previenen por tanto su asociación) indicando que el peso molecular de los asfaltenos se encuentran en un rango de aproximadamente 2000 ± 500 g/mol [16]. A pesar de esto en estudios posteriores se ha determinado que el peso molecular esta alrededor de 750 g/mol. El peso molecular varía de forma significativa en función del método de obtención y de las condiciones de medida. [17]

Como se puede observar en la Figura 5, el peso molecular de los asfaltenos varía en función de su estado: cuando se encuentra ligado a un disolvente posee un menor peso molecular que cuando se encuentra precipitado en forma sólida.

Figura 5. Distribución del peso molecular de los asfaltenos.



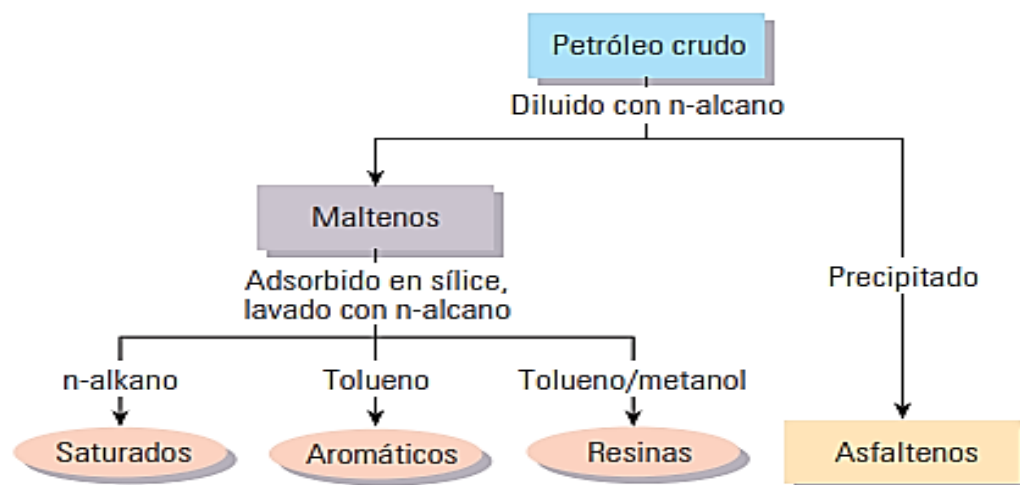
Fuente: Speight, J. G. Petroleum Asphaltenes Part 1. Asphaltenes, Resins and the Structure of Petroleum. 2004.

1.2.5. Método de separación Análisis SARA En el fraccionamiento SARA, los asfaltenos se separan de los otros componentes de los hidrocarburos induciendo su precipitación con un n-alcano, tal como n-heptano o propano. Las otras familias de componentes removidos de la columna mediante lavado con diversos solventes por ejemplo, los hidrocarburos saturados se remueven mediante lavado con n-alcano. [18]

En general, es posible agrupar a los constituyentes del petróleo en cuatro grupos orgánicos bien definidos conocidos como conjunto de análisis SARA (figura 6):

- a) Saturados
- b) Aromáticos
- c) Resinas
- d) Asfaltenos

Figura 6. Esquema del fraccionamiento SARA.



Fuente: AKBARZADEH, K.; ZHANG, D; Los asfaltenos problemáticos pero ricos en potencial. Otoño del 2007.

Dentro de los compuestos saturados se encuentran las parafinas y los naftenos.

- Las parafinas, la mayoría de cadena lineal, denominadas también ceras tienen un efecto importante sobre la viscosidad. Cristalizan con facilidad, incluso a temperaturas superiores a las del medio ambiente, formando suspensiones que fluyen con dificultad o llegando incluso a sedimentar, disminuyendo el diámetro de las conducciones.

- Los naftenos pueden tener varios anillos en la misma molécula y algún doble enlace insaturado y cuentan, casi siempre, con ramificaciones alquílicas. [19]

Los aromáticos empiezan a aparecer en las fracciones ligeras, primeramente los BTX como el benceno, tolueno y xileno, y después otros compuestos más complejos. En los destilados más pesados abundan las moléculas mixtas de alto peso molecular con uno o varios anillos nafténicos en los que aparecen dobles enlaces. La cantidad de aromáticos presentes en los crudos es muy variable, pero en las fracciones destiladas suele ser inferior a la de parafinas o naftenos. En función del contenido aromático, la mayoría de los crudos se clasifican como base nafténica, de base parafínica o de base intermedia. Sin embargo, en algunos yacimientos de EEUU se encuentran crudos con naturaleza aromática (80 % en peso de aromáticos) [12] clasificación que se

establece a partir del cálculo del factor de Watson (Kuop) que depende de su temperatura de ebullición y de su densidad.

Las fracciones de los crudos que no llegan a vaporizarse en los ensayos de destilación atmosférica y a vacío se denominan residuos atmosféricos y de vacío, respectivamente. Estos residuos están constituidos por distintos tipos de compuestos químicos cuya estructura molecular es muy difícil de concretar, sin embargo sus diferencias se ponen ya de manifiesto en unos sencillos ensayos de solubilidad en distintos disolventes, concretamente en n-heptano y en tolueno. El material soluble en n-heptano agrupa dos tipos de compuestos: los aceites y resinas. Ambos se agrupan bajo la denominación de maltenos. [12]

- Los aceites contienen hidrocarburos parafínicos y nafténicos con algunos anillos bencénicos aislados y largas ramificaciones periféricas, más o menos ramificadas, de peso molecular inferior a 1000 g/mol. Son relativamente ricos en hidrógeno y totalmente apolares.
- Las resinas son hidrocarburos aromáticos tipo II (aquellas en donde cada molécula presenta zonas planas de anillos aromáticos polinucleares que facilitan el acoplamiento con otras de estructura similar), policíclicos no saturados, con menor contenido de hidrógeno que los aceites y peso molecular entre 300 g/mol y 1600 g/mol. Son ligeramente polares [12]

La fracción insoluble en n-heptano se disuelve fácilmente en tolueno, cuando el residuo procede de la destilación de un petróleo virgen, a diferencia de los que pasa con los residuos procedentes de los procesos de cracking. Dentro de esta

fracción pesada se encuentran los asfaltenos, compuestos de los que se hablará en este trabajo experimental ya que el proyecto se basará en el estudio de ellos.

1.3 TÉCNICAS DE CARACTERIZACIÓN

1.3.1. Aplicación de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) El estudio de las resinas y los asfaltenos, las fracciones más pesadas del petróleo, se ha convertido en un área de interés, debido a la abundancia de crudos pesados en Colombia y en América Latina.

En un trabajo se estudió la composición química de las fracciones pesadas del crudo Castilla y las fracciones de resinas y los asfaltenos obtenidos, los cuales se caracterizaron por resonancia nuclear magnética (RMN); los espectros de ^1H RMN y ^{13}C RMN, fueron integrados para obtener los parámetros estructurales, lo que permitió proponer las estructuras promedio y establecer las diferencias entre ellas, además se logró observar el grado de aromaticidad, las cadena alquílicas con mayor número de carbonos, hidrógenos aromáticos y carbonos aromáticos pericondensados. [20]

1.3.2. Aplicación de Difracción de Rayos X (DRX) En el trabajo de León se calculó los parámetros del cristalito, según lo propuesto por Yen en el año 1961, también de los resultados obtenidos por DRX, fue posible tener una idea general de la estructura del agregado, del asfalteno y sus diferencias, pero es necesario tener en cuenta que para la determinación de la estructura promedio de cualquier fracción, se debe utilizar la integración de todos los resultados.

Finalmente, de este estudio se logró concluir que los valores de los parámetros estructurales evaluados para los asfaltenos del crudo Castilla, coincidieron con los reportados para asfaltenos de otras procedencias [20]

De acuerdo con trabajos anteriores, se concluye que las moléculas más aromáticas en el agregado denominados asfaltenos, se encuentran formando estructuras similares a un plano y las resinas y sustituciones alquílicas que hacen parte del mismo, se encuentran unidas a ellos, por medio de interacciones moleculares tipo Lifshitz-Van der Waals, dipolo –dipolo, y/o puente de hidrógeno.

1.3.3. Aplicación de Infrarrojo (IR) En este trabajo se analizaron los espectros IR de los asfaltenos, los agregados y las resinas I y II, las cuales presentaron las mismas bandas. Para el tratamiento de los mismos, se utilizó el software GRAMS 32, realizando la deconvolución de cada una de las zonas del IR; este proceso se dio gracias al equipo Perkin Elmer 2000, con un número de barridos de 32 ya que las muestras sólidas de asfaltenos y agregados, se analizaron en pastillas de KBr al 2% m y las resinas I y II, se analizaron en dilución con CCl₄ al 1% m, utilizando el método de impregnación en película sobre celdas del mismo material y evaporación del solvente.[41]

1.3.4. Aplicación de Espectroscopía RAMAN Un estudio de Tuinstra y Koenig logró medir el diámetro de la hoja aromática usando la ecuación:

$$La(\acute{e}) = 44I_G/I_D$$

Tuinstra y Koenig demostraron que las intensidades integradas de I_G e I_D son sensibles al tamaño del plano del microcristal L_a . Llegando a la conclusión de que la relación puede diferir de manera significativa con las muestras recogidas de diferentes pozos de un mismo campo de petróleo. Siendo de esta forma un aspecto interesante para investigar la relación entre este parámetro y la propensión flocculación de asfaltenos. [21]

1.3.5. Aplicación de Espectrometría de masas (MS) La espectrometría de masas puede resolver e identificar moléculas con base en la masa, siempre que la molécula puede ser ionizada, es decir, cargada y vaporizada. La técnica ESI por la que John Fenn recibió el premio nobel en 2002, puede remover un protón de una molécula ácida neutral M para formar un ion $(M-H)^-$. Esta técnica puede emplearse para acceder a las moléculas polares del petróleo, tales como los asfaltenos. [1]

Un estudio realizado demostró que después de que se lleva a cabo el análisis por espectrometría de Masas, los componentes de los asfaltenos se pueden identificar por clase de heteroátomos.

1.3.6. Oxidación catalizada por iones Rutenio RICO La oxidación del ion rutenio catalizada (RICO) se ha utilizado comúnmente para el reconocimiento de estructuras alifáticas de puentes y sustituyentes de asfaltenos y kerosenos. Este método nos da la información no sólo en puentes y funcionalidad alifática sino la aromaticidad. Haciendo referencia a entidades hidroaromáticas.

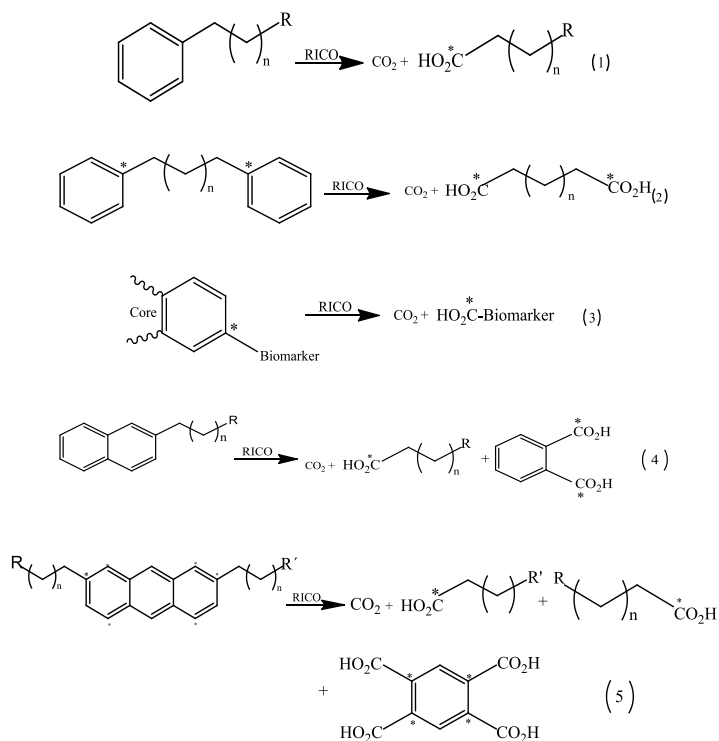
Stock y colaboradores atribuyen formación de algunos diácidos alifáticos a la oxidación de estructuras tipo indano y tetralina. [22]

Se realizó un estudio acerca de la estimación de la reactividad del crudo de acuerdo a la información de la estructura del puente y funcionalidad de los asfaltenos, el propósito de este estudio fue mejorar la validez de la técnica RICO en la determinación de los puentes alifáticos y grupos funcionales utilizando un crudo japonés Taiheiyo. Se encontró que la temperatura ambiente, que había sido empleada comúnmente era insuficiente para la cinética de oxidación y una temperatura más alta como 40 ° C aumentaba la cinética de oxidación de 2 veces. [22]

Por otro lado en el estudio realizado por Ping'an Peng se demuestra que la oxidación catalizada por iones de Rutenio (RICO) permite la oxidación selectiva de carbonos aromáticos a dióxido de carbono (CO₂) mientras los saturados no son afectados. Los carbonos aromáticos unidos a cadenas alquílicas son convertidos a grupos carboxilos; las cadenas alifáticas que unen dos anillos aromáticos, son convertidas a ácidos dicarboxílicos. Finalmente, estas oxidaciones permiten la determinación cuantitativa y la distribución del tamaño en función de la longitud y el tamaño de las cadenas alquílicas unidas a anillos aromáticos y que forman puentes entre anillos aromáticos. [23]

Las reacciones que ocurren dentro de este proceso de oxidación son las que se ilustran en la figura 7.

Figura 7. Esquema de las reacciones de la oxidación catalizada por iones Rutenio RICO



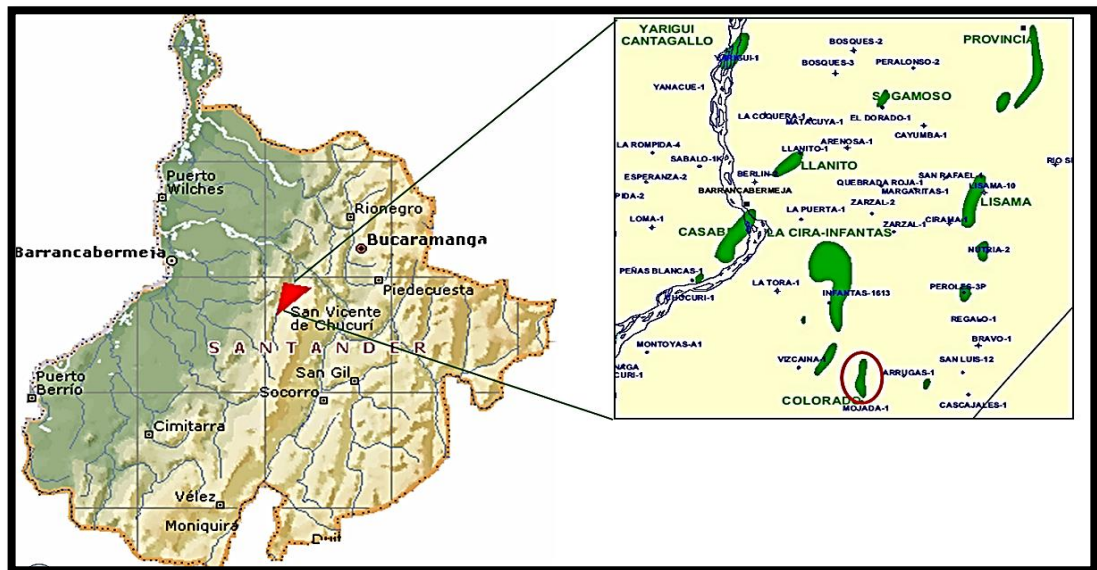
Fuente: Peng P., Fu J., Sheng G., Ruthenium-Ions-Catalyzed Oxidation of an Immature Asphaltene: Structural Features and Biomarker Distribution.1999

Cabe decir que para analizar el producto de la reacción de cualquier fracción de asfaltenos, la mezcla que resulta es separada en fase acuosa y fase orgánica (solubles en diclorometano), siendo en esta última donde se encuentran los ácidos carboxílicos disueltos. [5]

2. GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

El campo Colorado está localizado en la cuenca valle medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural de Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del campo La Cira – Infantas, entre coordenadas X = 1'036.000 – 1'040.500 Este y Y = 1'238.000 – 1'247.500 Norte con origen Bogotá, en área de la antigua concesión de Mares como se muestra en la Figura 8. La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta 25° en su flanco este. Este anticlinal posee una longitud aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 kilómetros de ancho.

Figura 8. Posición geográfica del Campo Escuela Colorado



2.1 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

La exploración del campo Colorado se realizó en el año 1923 y perforando 7 pozos, de los cuales solo quedo activo el No. 7 y los demás fueron abandonados por diversos problemas mecánicos. En 1945 se reinició la exploración con la perforación del pozo C-9 con buenos resultados, lo que motivo a la Tropical Oil Company - Troco a perforar 8 nuevos pozos entre 1945 – 1946.

El Campo Colorado inició producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos principalmente por el taponamiento de las líneas con asfaltenos y parafinas. [13]

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se inició un notable aumento en la declinación del campo, pasando de 692 BOPD en junio de 1976 a 47 BOPD en junio de 1989. Actualmente hay 33 pozos abandonados, 34 inactivos y 7 potencialmente activos. De estos solo cuatro están en producción y los demás han sido abandonados temporal o definitivamente por diversas causas, entre ellas por el taponamiento de las líneas de producción.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad entre 30 y 42° API. La información conocida de presiones es demasiado pobre, se tiene

reportada una presión inicial de 810 psi en la zona B y 3000 psi en la zona C. La máxima producción fue de 1771 BOPD alcanzada en el mes de noviembre de 1961. A diciembre del 2005 se han extraído 8.582 MMBls de aceite.

El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por bombeo mecánico en la totalidad de los pozos productores, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías y varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo. En superficie, las facilidades no se están utilizando porque las tuberías están taponadas a rotas; por lo tanto el crudo va a un tanque instalado o una trampa y periódicamente el camión chupa anchas recoge lo producido como se observa en la figura 9. [13]

Figura 9. Estación del Campo Escuela Colorado



Fuente: Hernández Manrique, Edinson Antonio., García Arias, Sergio Andrés. Caracterización en depósitos orgánicos mediante un análisis estadístico en un campo Colombiano. Aplicación al campo Colorado. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímica. 2010.

Finalmente, de acuerdo al comportamiento histórico de la producción del total de los pozos del campo, a las tendencias de declinación observadas, a las posibles tasas de producción al momento de reactivar por lo menos los cinco pozos con mejores expectativas desde el punto de vista de producción, sumado a los pozos actualmente activos y asumiendo un comportamiento optimista mediante un control y mantenimiento adecuado de los problemas de parafinas y asfaltenos que se presentan, se podría esperar una producción total de alrededor de 500 Mil barriles de aceite en un lapso de 10 años a una tasa promedio de 135 BIs/Día. [24]

2.2 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO

El campo Colorado fue desarrollado completamente por ECOPETROL en el año 1964, con el cual se llegó a un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura. En la actualidad se han perforado en el área de la Cira-Infantas 1716 pozos, de los cuales hay aproximadamente 580 pozos productores activos, 81 pozos inyectoros de agua activos, 592 pozos productores inactivos, 106 pozos inyectoros inactivos y 357 pozos abandonados. [25]

2.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO

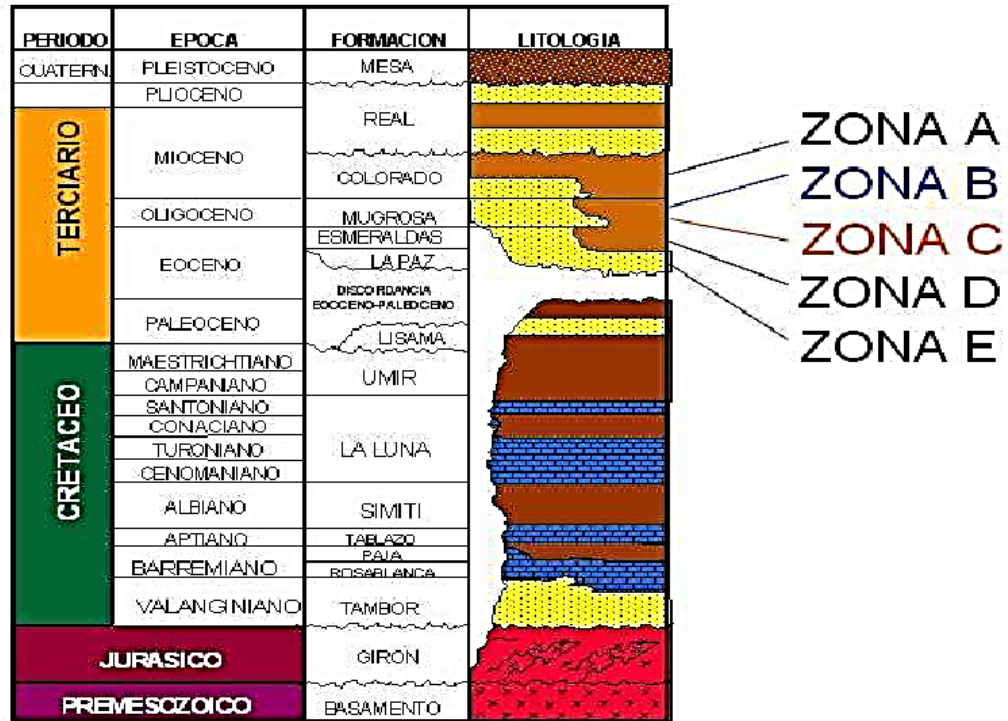
El campo Colorado tiene una muy baja producción de agua en su comportamiento histórico, siendo esto típico de un campo con una influencia mínima o nula de algún tipo de acuífero. La producción inicial de los pozos oscila entre 70 a 100 BOPD declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de tres a seis años. [13]

Existen tres clases de arenas productoras en el Campo, estas arenas productoras se han denominado “Arenas A”, “Arenas B” y “Arenas C” (Figura 10) siendo los pozos completados en forma independiente o algunas en conjunto. También se tiene como horizontes productores las “Arenas D” y las “Arenas E” pero con muy bajas concentraciones. Las arenas de la zona A, se caracterizan por ser arenas fluviales de permeabilidad baja a moderada, esta zona contiene aproximadamente el 80% del OOIP en el Campo Colorado.

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la formación Mugrosa de edad Eoceno – Oligoceno (Zonas B y C), esmeraldas de edad Oligoceno – Mioceno inferior depositada en un sistema fluvial meándrico (Zona D) y edad Oligoceno (Zona A). [13]

Cabe decir que la zona C inició su explotación en 1933 con el pozo LC-745 con 1132 BOPD. El principal desarrollo de esta área se llevó a cabo entre los años 1933 y 1941 cuando se perforaron 124 pozos, de los cuales 99 penetraron la zona C. La inyección se inició en 1971 con modelos regulares de seis y siete puntos, modificados posteriormente a modelos de cuatro a siete puntos, por problemas mecánicos de los pozos. [25]

Figura 10. Columna estratigráfica general para el VMM y el campo la Cira.



Fuente: Primer informe; servicio de producción bajo riesgo para un campo menor de la Gerencia General Magdalena. Cesar Augusto Pineda. 2006

2.4 FORMACIÓN MUGROSA: OLIGOCENO – MIOCENO

La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1900 a 2400 pies y se caracteriza por ser una unidad predominantemente lodosa, compuesta de lodolitas varicoloreadas marrón rojizo, gris, amarillento, rojo, amarillo rojizo, en niveles métricos a decamétricos, con estratos de arenitas granulosas blancas limpias, en general no cementadas, con gradación normal y base conglomerática, en niveles métricos o centimétricos, la mayor parte están aisladas dentro de las lodolitas y con moderada continuidad lateral. (Rubiano 1995) Para Suarez en 1996, esta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia 2 cuyo tope está marcado por un nivel arcilloso rico en

fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa” [26]

En la tabla 2 se presentan los principales datos de yacimientos de las clases de Arenas B y C de la formación mugrosa.

Tabla 2. Datos básicos de la formación mugrosa.

CARACTERISTICA	UNIDADES	ARENA B	ARENA C
Presión estática *	psi	900	3000
Temperatura de Yacimiento	°F	114	174
API promedio	°API	41,2	39,7
Sg Gas en Separador	Fracción (vol)	0,958	0,937
Presión de burbuja	psia	648	2078
Viscosidad a Pb	Cp	1,64	0,462
Bo a Pb	Rb/Stb	1,091	1,401
Rs a Pb	Scf/Stb	140	648
Profundidad promedio	ft	1700	3500
Aceite original	MM BIs	20	37,3
Porosidad Promedio	%	13,2	17,6
Espesor promedio arena	ft	22,5	33,6
Área	Acres	634	1083
Producción Prom. / pozo perforado	M BIs	112	
Espaciamiento / pozo	Acres	20 - 30	
Reservas Remanentes	M BIs	100 - 200	
Factor de Recobro	%	14,83	
Pozos perforados		75	
Pozos activos		21	
Pozos Produciendo		7	
Pozos cerrados		54	

Fuente: ECOPETROL. Diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia Centro Oriente. Diciembre del 2003.

Las areniscas de la formación mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Escuela Colorado con una porosidad promedio de 12,9 % para la zona B1, 13,5% para B2, 15,7 % para C1y 19,2 % para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21,8; 23,2; 24,9 y 42,3 pies, respectivamente para cada una de ellas. [23]

2.5 FORMACIÓN COLORADO. MIOCENO INFERIOR – MIOCENO MEDIO

La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3200 pies y consiste de arenita marrón rojiza conglomerática y conglomerados marrón rojizos, lodolitas marrón rojizas y paleosuelos de calcretas con abundante costras y nódulos calcáreos. El contacto inferior es una discordancia erosiva; además, el contacto se reconoce por un nivel arenitas marrones granulosas con cemento calcáreo y nódulos de Mn y encima un nivel de paleosuelo con costras calcáreas sobre arenitas y lodolitas moteadas de Mugrosa. [26]

2.6 PROPIEDADES DE LAS ARENAS DEL CAMPO COLORADO

Las propiedades de las arenas se lograron conocer gracias a una serie de estudios básicos, los datos se muestran en la tabla 3.

Tabla 3. Datos básicos de propiedades de las arenas

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Unidad
Temperatura de yacimiento	114	174	186	186	°F
API @ 60 °F	41.2	39.7	40.1	40.1	°API
Profundidad promedio	1800	3500	4700	5600	Ft
Presión de burbuja, Pb	648	2078	2958	2958	Psia
Viscosidad @ Pb	1.64	0.462	0.0441	0.0441	Cp
Bo @ Pb	1.091	1.401	1.373	1.373	RB/STB
Porosidad	15.7	14.5	13	13	%
Swi	40	40	50	50	%
OOIP	20.062	37.336	0.507	1.157	MM Bls
Rsb	140	648	667	667	PC/BlS
Espesor promedio de arena	50	57	25	25	Ft
Area	634	1083	--	--	Acres

Fuente: ECOPETROL. Informe Campo Colorado. Calculo de reservas. Ing. Jorge Camacho, Junio de 1978.

2.7 CARACTERÍSTICAS POZO COL-25

❖ Localización:	N 1´ 240.767,63	E 1´039.412,06
❖ Elevación terreno:	395 pies	
❖ Inicio perforación:	18 de Enero de 1954	
❖ Completado:	12 de Abril de 1954	
❖ Elevación rotaria:	405,2'	
❖ Profundidad Total:	2.520'	
❖ Taponado a:	2.245'	
❖ Acumulado de Petróleo:	12.018 Bls	
❖ Acumulado de Gas:	32.031 MPC	
❖ Acumulado de agua:	698 Bls	
❖ Estado del pozo:	Inactivo desde el 23 de Febrero de 1960. Fluye periódicamente.	
❖ Ubicación:	Bloque I	
❖ Arena Productora:	Mugrosa B (800'-3000')	
❖ Tuberías:	Casing 6 5/8"	
❖ Grados °API:	36,9	

Ilustración 1: Cabeza de pozo COL-25



Ilustración 2: Vía de acceso COL-25



2.8 CARACTERÍSTICAS POZO COL-59

❖ Localización:	N 1'244.420,5	E 1'038.497,06
❖ Elevación terreno:	466,28 pies	
❖ Inicio perforación:	7 de Noviembre de 1960	
❖ Completado:	29 de Abril de 1961	
❖ Elevación rotaria:	478,08'	
❖ Profundidad Total:	4.193,8'	
❖ Taponado a:	4.855'	
❖ Estado del pozo:	Inactivo	
❖ Ubicación:	Bloque IV	
❖ Arena Productora:	Mugrosa B y C	
❖ Tuberías:	Casing 8 5/8"	
❖ Grados °API:	39	

Ilustración 3: Estado del pozo COL-59

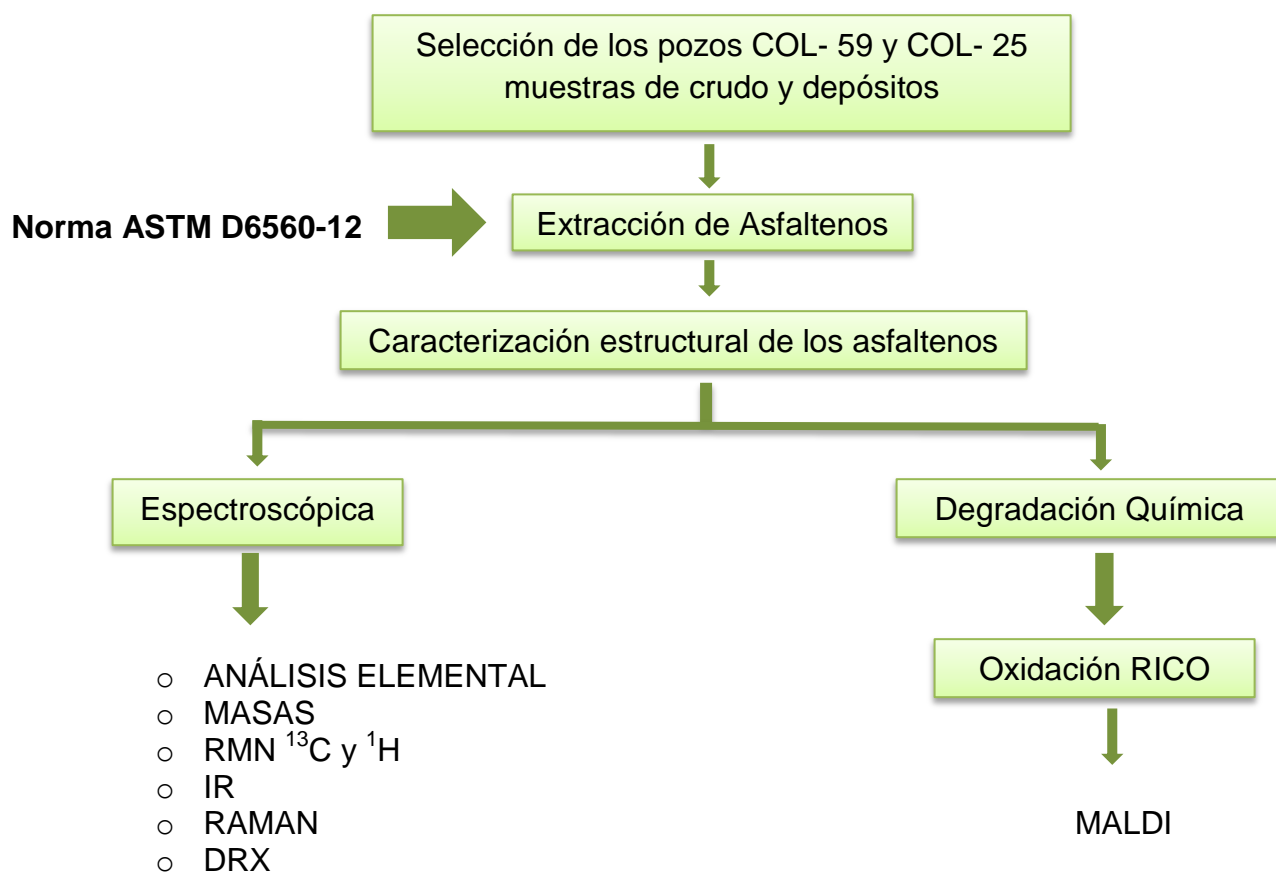


3. METODOLOGÍA

3.1 EXTRACCIÓN DE ASFALTENOS

Para desarrollar el proceso experimental se llevó a cabo la siguiente metodología (figura 11):

Figura 11. Proceso Experimental.



Proceso Experimental

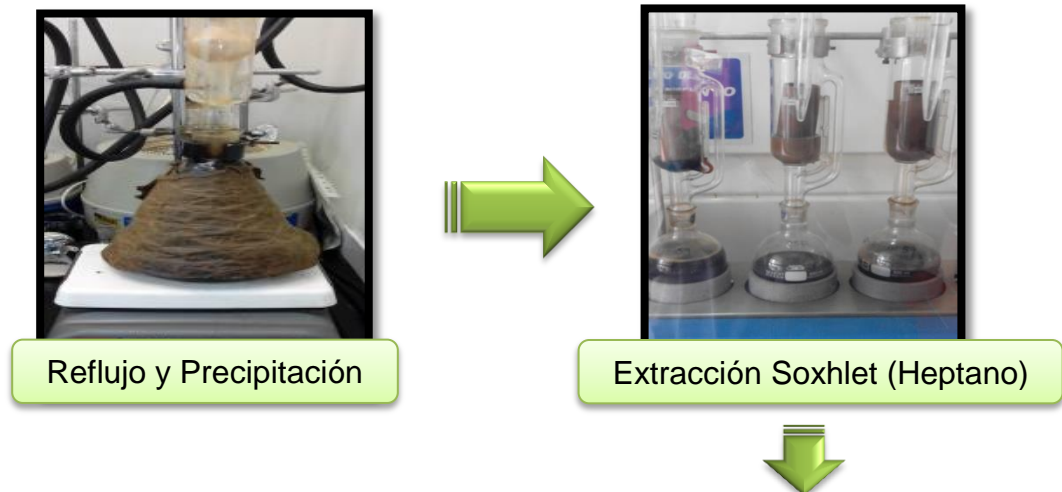
➤ Selección de los pozos COL-59 y COL-25:

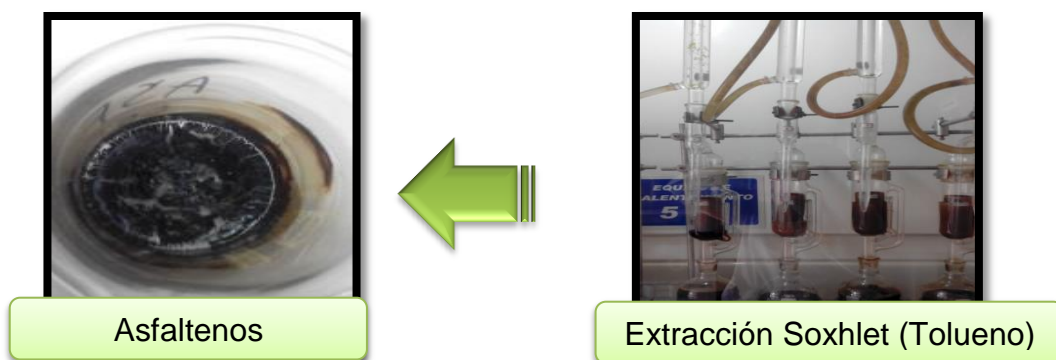
Para seleccionar los pozos se visitó el campo escuela Colorado, allí se tomaron las muestras de crudo respectivas para el trabajo de grado, se necesitó de la asesoría de personas expertas en el tema; además, se logró extraer del pozo COL-59 y COL-25 diferentes muestras de crudo y depósito.

➤ Técnica de separación de Asfaltenos:

En la técnica de separación, se empleó la norma ASTM-D6560-12 sobre extracción de asfaltenos. En esta parte se trabajó con 400 mL de n-heptano el cual por un sistema de reflujo de dos horas fue posible precipitar los asfaltenos, que posteriormente se llevaron a la segunda fase después de un período de 24 horas en donde por medio de extracción Soxhlet se obtuvieron los maltenos (Balón) y asfaltenos (Dedal) como se observa en la ilustración 4.

Ilustración 4. Proceso de extracción de los asfaltenos.





Continuación ilustración 4.

A continuación, por medio de una segunda extracción Soxhlet con Tolueno como solvente se obtuvieron los asfaltenos, los cuales se analizaron por las diferentes técnicas espectroscópicas y por oxidación catalizada por iones Rutenio RICO.

3.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS ASFALTENOS OBTENIDOS POR TÉCNICAS DE ANÁLISIS:

✓ **Resonancia Magnética Nuclear:**

Para ello se empleó el equipo BRUKER Avance III, 400 MHz, este se caracteriza por ser un equipo configurado para experimentos avanzados de RMN de sólidos a un campo de 9.4 T. Para la obtención de los espectros de RMN de ^1H y ^{13}C de los asfaltenos de los pozos COL- 59 y COL - 25 se prepararon soluciones de cloroformo deuterado CDCl_{3-d} del 4% w y 99,8 % de D y se utilizó el TMS como referencia para asignación de la escala. (El CDCl_{3-d} utilizado para la obtención del espectro de ^{13}C contenía $\text{Cr}(\text{acac})_3$ utilizado como reactivo de relajación paramagnético y de concentración 0,05M). Cabe decir que en los espectro de RMN de ^1H se utilizaron pulsos

de 30° (Bruker, zgig30 pulse sequence, 9.6 μ s). La anchura de barrido para las muestras fue 49000 Hz y tiempo de retraso de 2 segundos, y para las muestras de ^{13}C RMN la anchura de barrido fue de 224000 Hz, con un tiempo de retraso de 20 segundos. Para el registro de cada uno de los espectros se utilizó una sonda de 5 mm con velocidad de hilado de 10 Hz y con una temperatura de 298,15 K. Finalmente, se realizaron los procesamientos de la inducción libre (FID) utilizando el programa MestreNova.19.2.5; la fase y la línea base de los espectros fueron ajustados manualmente.

Para llevar a cabo cada uno de los análisis de RMN de ^1H y ^{13}C , cada área de integración se dividió en ocho y once áreas de integración respectivamente como se muestra en la tabla 4 para ^1H y en la tabla 5 para ^{13}C .

Tabla 4. Tipos de hidrógenos y regiones espectrales RMN- ^1H [28]

(ppm)	Término	Tipo de Carbonos
9,0 -12,0	H ₁	Hidrógenos aldehídicos y carboxílicos
7,2 – 9,0	H ₂	Hidrógenos aromáticos unidos a carbonos aromáticos en anillos di o poliaromáticos
6,0 – 7,2	H ₃	Hidrógenos aromáticos unidos a anillos monoaromáticos
4,5 – 6,0	H ₄	Hidrógenos olefínicos
2,0 – 4,5	H ₅	Hidrógenos parafínicos y nafténicos tipo CH, CH ₂ y CH ₃ , unidos a sistemas aromáticos en posición α , otros grupos que puedan aparecer en esta región son –OH, -SH
1,5 – 2,0	H ₆	Hidrógenos nafténicos, tipo CH ₂ , β a sistemas aromáticos.
1,0 – 1,5	H ₇	Hidrógenos parafínicos, β a sistemas aromáticos, terminación alquilo.
0,1 – 1,0	H ₈	Hidrógenos parafínicos tipo CH ₃ , γ y más a los sistemas aromáticos

(ppm)	Término	Tipo de Carbonos
190,0 – 220,0	C ₁	Carbono aldehídicos y cetónicos
178,0 – 190,0	C ₂	Carbonos quinolínicos
160,0 – 178,0	C ₃	Carbonos carboxílicos
137,0 – 160,0	C ₄	Carbonos aromáticos no protonados
154,0 – 157,0	C _{4-O}	Carbono aromáticos de tipo dibenzo y benzo, α a átomo de oxígeno.
137,0 – 140,5	C _{4-N.S}	Carbonos α al átomo de azufre o nitrógeno en benzo, y estructuras dibenzotiofeno de tipo benzopiridina.
129,8 – 137,0	C ₅	Carbonos aromáticos unidos a grupos metilo y puentes entre anillos aromáticos.
129,2 – 132,0	C _{Ar-cc}	Solo carbonos aromáticos unidos a puentes aromáticos C _{AA}
85,0 – 129,2	C ₆	Carbonos aromáticos olefínicos protonados en sistemas benzonafténicos y alquílicos, carbonos y aromáticos con puentes de tres anillos aromáticos.
60,0 -78,0	C ₇	Carbonos nafténicos y parafínicos alfa a OH
50,0 – 60,0	C ₈	Carbonos parafínicos terciarios (CH) y cuaternarios (C)
21,5 – 50,0	C ₉	Carbonos parafínicos y nafténicos de tipo CH ₂ y CH ₃
39,0 – 43,0	C _{MET}	Carbonos metileno en posición alfa a dos anillos aromáticos.
18,5 – 21,5	C ₁₀	Carbonos metileno en posición alfa a anillos aromáticos
3,0 – 18,5	C ₁₁	Átomos de carbono de tipo CH ₃

Tabla 5. Tipos de carbonos y regiones espectrales RMN-¹³C [28]

Para mayor precisión los espectros fueron normalizados e integrados cinco veces, obteniendo un promedio y una desviación estándar que solo se consideraba favorable cuando se obtenía un porcentaje menor del 0,1% y del 1%. Para protones y carbono -13, respectivamente.

✓ **Difracción de Rayos X:**

Para ello se empleó el equipo de difracción de rayos X, BRUKER modelo D8ADVANCE con geometría DaVinci que se encuentra en la sede tecnológica de Guatiguará, cabe decir que este equipo presento algunas características que permitieron entender mejor el proceso, entre ellas están: Rango de medición de 2-70° 2-theta, radiación CuK α 1 a 40 (kV), 30 (mA) filtro de níquel como monocromador, rendija de divergencia de 0,6 mm, rendija Soller en 2,5°, tiempo de muestreo de 1 segundo, tipo de barrido a pasos y detector Lineal LYNXEYE. Un ángulo 2 θ se escaneó en un rango de 5 a 80° en pasos de 0,015° con 5 segundos por paso. Para llevar a cabo el análisis de los espectros la muestra fue pulverizada en un mortero de ágata y llevada a un tamaño de 38 μ m. Posteriormente, la muestra se montó en un portamuestras de polimetilmetacrilato (PMMA) mediante la técnica de llenado frontal.

Para analizar cada uno de los difractogramas, se corrigió la línea base, y los datos fueron suavizados utilizando el método de Savitzky-Golay. A continuación, se realizó un análisis de perfil de cada pico, determinando sus posiciones, los perfiles de fondo, las áreas las cuales se toman como intensidades y la anchura del pico en la mitad del máximo que se denomina (FWHM). Cabe aclarar que estos datos se obtuvieron con los picos individuales alifático (γ), aromático-grafeno (002) y aromático (100).

✓ **Infrarrojo:**

Para ello se empleó el equipo BRUKER OPTIK GmbH modelo Tensor – 270 FTIR con un rango espectral desde 370 hasta 7500 cm^{-1} . Para el análisis se usó una celda de muestra Bruker ATR A225 equipada con un cristal de

diamante y de área cuadrada de 2x2 y un rango espectral de cristal de 10000 a 10 cm^{-1} que comprende el rango espectral del infrarrojo cercano al infrarrojo lejano. Este equipo se encuentra en la sede tecnológica UIS - Guatiguará. Finalmente, los espectros se analizaron con el programa GRAMS 32, con un rango espectral desde 500 a 4000 cm^{-1} para corrección de línea base y deconvolución de las bandas, obteniendo las diferentes flexiones y estiramientos de los grupos carboxílicos y alifáticos.

✓ **Espectrometría de Masas:**

Se empleó el equipo UltrafleXtreme de Bruker que se encuentra en la sede tecnológica de Guatiguará en el Edificio de Investigaciones. Este equipo presenta características que permite llevar a cabo el proceso de análisis, entre ellas están una combinación de una velocidad real de 2 kHz en el modo TOF y de 1 kHz en el modo TOF/TOF con un rendimiento extraordinariamente superior y una flexibilidad extrema, rango de masas muy amplio, no solo en un óptimo seleccionado y con software de bioinformática Bruker que se adapta perfectamente a analizar y visualizar los picos de los espectros del crudo. Se determinó la masa promedio de cada una de las muestras de asfaltenos gracias a las intensidades y masas proporcionadas por cada uno de los espectros, para llevar a cabo el análisis se empleó energía laser al 50%, en modo reflectron y con un doble tiempo de vuelo.

✓ **Espectroscopía RAMAN:**

Se empleó un equipo que se encuentra en la sede tecnológica de Guatiguará, para obtener espectros con mayor nitidez, el proceso de análisis presentó un rango de $450 - 3000\text{ cm}^{-1}$, tipo de láser azul, tipo de

lente objetivo de 50x, energía del 25%, cinco acumulaciones, 15 segundos, 50 de integración y 60 de gradilla. Los espectros obtenidos se analizaron por medio del programa ORIGIN obteniendo resultados favorables para cada uno de los depósitos y los crudos de los pozos COL-59 y COL-25. El análisis se realizó por medio de la deconvolución de las bandas D_1 , G y D_2 las cuales presentaron áreas que se usaron para calcular el diámetro promedio de las láminas aromáticas.

3.3 DETERMINACIÓN H/C, DEFICIENCIA DE HIDRÓGENO, NÚMERO DE INSATURACIÓN (UN)

Los crudos del campo Colorado se clasificaron basados en la gravedad en livianos ($31,1^\circ\text{API} - 39,0^\circ\text{API}$), debido a que los pozos COL-25 y COL-59 presentan $36,9^\circ$ y 39°API respectivamente.

Para llevar a cabo cada una de las relaciones, se definió cada uno de los conceptos. Primero, se describió la deficiencia de Hidrógeno Z como C_nH_{2n+ZX} donde X es cualquiera de los heteroátomos que acompaña la molécula a analizar, por otro lado la relación H/C se definió como la medida de la no parafinidad que existe en los asfaltenos y el número de insaturación o UN como el número de enlaces múltiples junto con anillos presentes que suministran cierta información sobre el compuesto.

En la literatura, se hace alusión a un $Z=2$ para las parafinas (decrece en dos unidades por cada doble enlace y cada anillo); además, que los dobles enlaces poseen un $UN=1$ y los enlaces triples un $UN=2$. Las ecuaciones propuestas para determinar estos términos se muestran a continuación:

- Deficiencia de Hidrógeno:

$$Z = H - 2n$$

- Relación H/C

$$H/C = \frac{\# \text{ Hidrógenos promedio}}{\# \text{ Carbonos promedio}}$$

- Número de insaturación UN

$$UN = \frac{[(2a + 2) - (b - d + e)]}{2}$$

Para el compuesto $C_aH_bO_cN_dX_e$ donde (X = F, Cl, Br, I)

- Número de insaturaciones (no aromáticas)

$$IP = \frac{C_{al(1)} - C_{al}}{2}$$

$$C_{al(1)} = \frac{H_{al} + 2,8}{2}$$

Un ejemplo de insaturaciones no aromáticas C=C

3.4 OXIDACIÓN RICO:

La reacción de oxidación catalizada con iones de rutenio (RICO) se realizó con el fin de obtener la parte alifática de los asfaltenos.

Para llevar a cabo esta oxidación se necesitó de 200 mg de asfaltenos, 50 mg de rutenio (III) cloruro hidrato, 1g de metaperyodato de sodio, 5 mL de tetracloruro de carbono, 5 mL de acetonitrilo, 7,5 ml de agua desionizada en un matraz de 100 ml. La mezcla se calentó a una temperatura aproximada de 50 °C durante 24 horas y se agitó con una barra magnética en su interior. Cabe aclarar que durante la reacción un color oscuro cambio a amarillo. Al completar la reacción, la solución se filtró por gravedad y se realizó un lavado con diclorometano (4x10 mL). A continuación, se pesó el papel filtro, para conocer la cantidad de asfalteno que no reaccionó como se observa en la ilustración 5.

Ilustración 5. Proceso de Oxidación RICO



Posteriormente la solución obtenida se concentró por rotoevaporación para obtener finalmente las respectivas sales sódicas. Esta metodología se aplicó para los asfaltenos obtenidos del depósito COL- 25.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 CARACTERIZACIÓN ESTRUCTURAL DE LOS ASFALTENOS DEL POZO COL-59

4.1.1 Caracterización por RMN ^1H Se necesitó de los datos proporcionados por la tabla 4 para estudiar estructuralmente los asfaltenos por RMN- ^1H . En la figura 12 y 13 se observa en primer lugar el espectro de RMN- ^1H de los asfaltenos del pozo COL-59, depósito y crudo respectivamente.

Figura 12. Espectro de RMN- ^1H de los asfaltenos del depósito COL-59

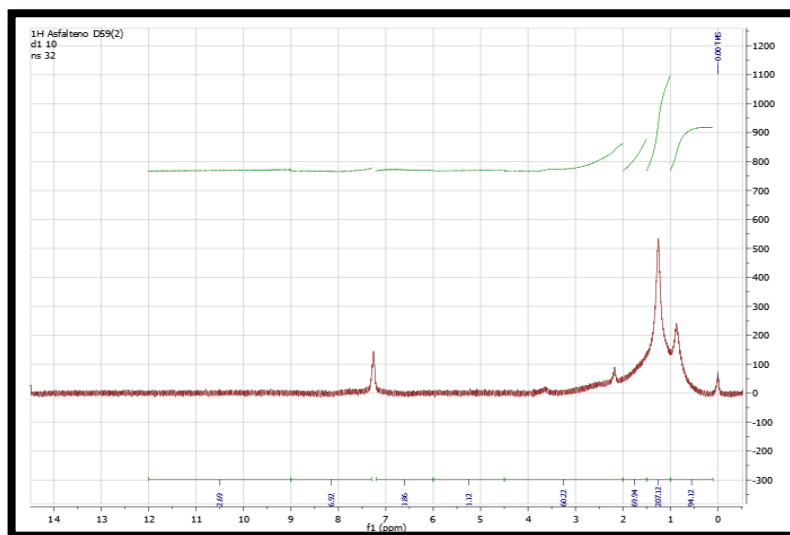
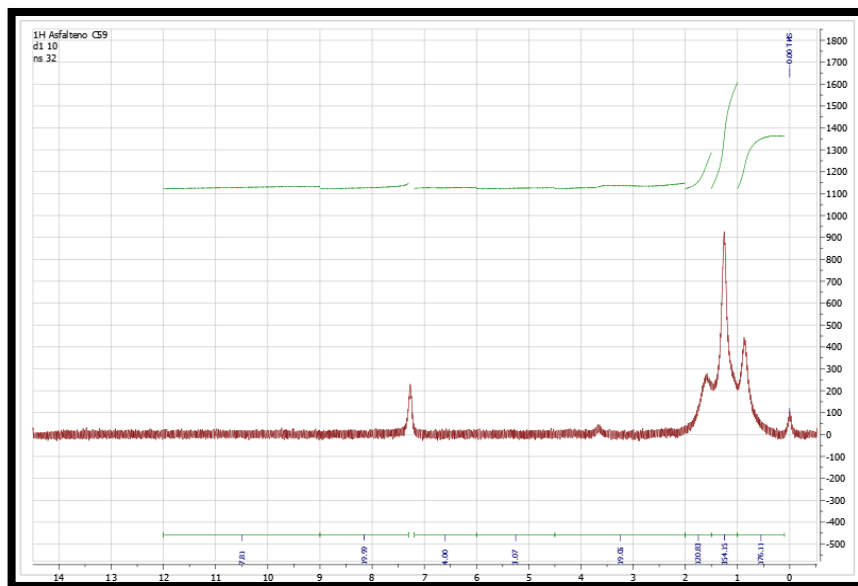
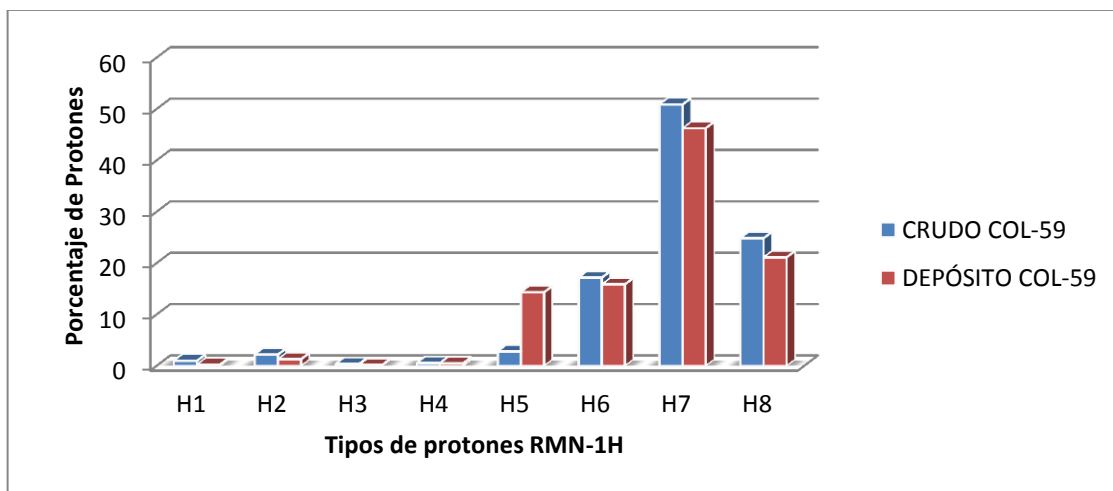


Figura 13. Espectro de RMN-¹H de los asfaltenos del crudo COL-59



Con la normalización se determina el porcentaje de Hidrógenos para cada área de integración como se muestra en la figura 14.

Figura 14. % Hidrógenos por RMN-¹H de los asfaltenos del crudo y del depósito COL-59.



Se puede observar que existe mayor porcentaje de Hidrógenos en el área de integración H_7 la cual comprende los hidrógenos parafínicos, β a sistemas aromáticos y con terminación alquilo; esta región con un rango de 1,0 -1,5 ppm, posee un porcentaje de 50,90% y 46,28% para el crudo y el depósito respectivamente, lo cual indica que muy probablemente los hidrógenos parafínicos presentan una diferencia mínima en los asfaltenos del crudo junto con los del depósito.

Por otro lado, los protones de tipo H_8 los cuales son los hidrógenos parafínicos de tipo CH_3 presentaron porcentajes de protones de 24,85% y 21,15%, seguidos de los porcentajes de protones de la región 1,5 - 2,0 ppm; región a la cual pertenecen los protones nafténicos de tipo CH_2 , β a sistemas aromáticos.

Las áreas de integración que comprende los H_1 , H_2 , H_3 y H_4 no presentan una tendencia definida ya que sus porcentajes son muy bajos. Por otro lado, en la región que comprende los hidrógenos parafínicos y nafténicos tipo CH , CH_2 y CH_3 , unidos a sistemas aromáticos en posición α se observa que el depósito presenta un porcentaje de 14,35% comparado con 2,83% del crudo del pozo COL-59.

En la tabla 6 se observa el porcentaje total para cada una de las fracciones alifática y aromática que comprenden rangos de integración de 0,1 – 2,0 ppm y 2,0 – 12,0 ppm respectivamente.

Tabla 6. Porcentaje total de hidrógenos de la fracción alifática y aromática del crudo y del depósito COL-59

% Total	Crudo (%)	Depósito (%)
Hidrógenos Aromáticos	2,62	1,52
Hidrógenos Alifáticos	95,79	97,66
Hidrógenos Vinílicos	0,58	0,52
Hidrógenos Carboxílicos y aldehídicos	0,99	0,29

De la tabla 6 se puede concluir que del 100% de los protones se posee mayor porcentaje de hidrógenos alifáticos que hidrógenos aromáticos tanto para el crudo como para el depósito, con resultados de 95,79% para el crudo y 97,66% para el depósito. Además, se presentan porcentajes similares de hidrógenos vinílicos y un porcentaje mayor de hidrógenos carboxílicos y aldehídicos en el crudo, aproximadamente de 0,99%.

4.1.2 Caracterización por RMN ¹³C Las figuras 15 y 16 muestran los espectros de RMN-¹³C de los asfaltenos del depósito COL-59 y el crudo COL-59.

Figura 15. Espectro de RMN-¹³C de los asfaltenos del depósito COL-59

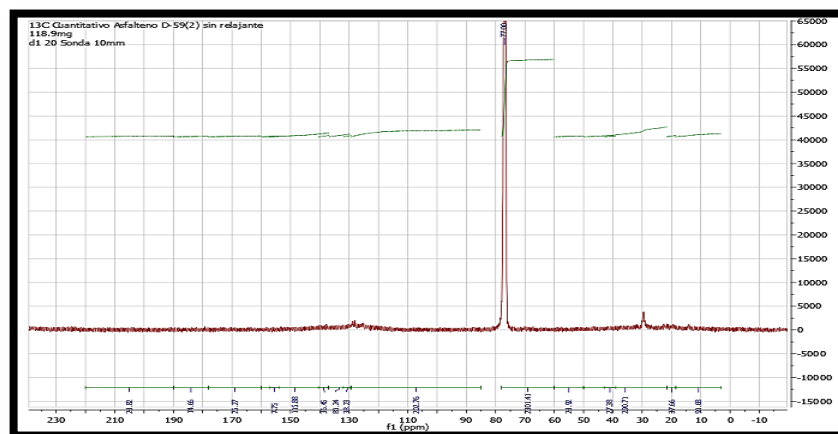
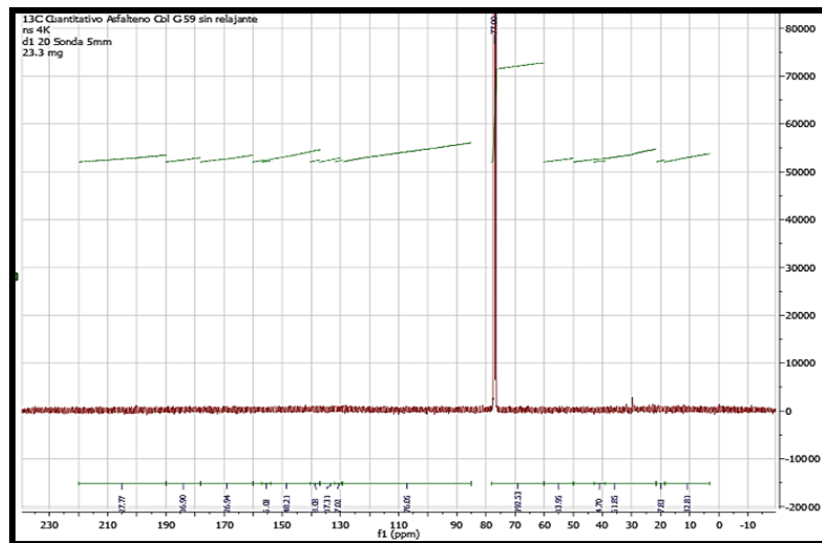
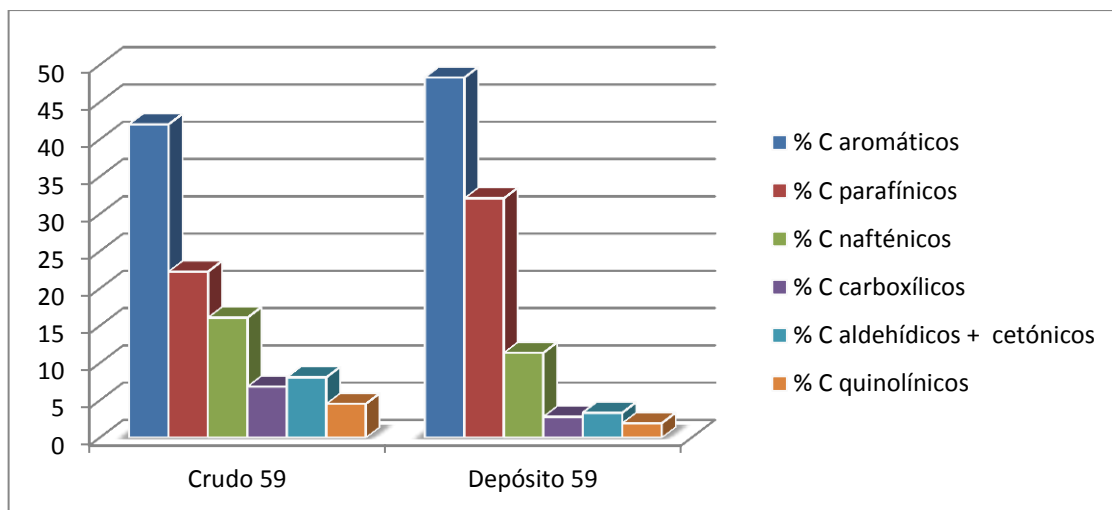


Figura 16. Espectro de RMN-¹³C de los asfaltenos del crudo COL-59



El análisis se llevó a cabo de igual manera que la caracterización de los asfaltenos por RMN-¹H; se determinó una desviación estándar y sus normalizaciones obteniendo una gráfica como la que se muestra a continuación:

Figura 17. % Carbonos por RMN-¹³C de los asfaltenos del crudo y el depósito COL-59.



En la figura 17 se observa que tanto el depósito como el crudo COL-59 presentan un mayor porcentaje de carbonos aromáticos, presentando el depósito un porcentaje de 48,33% en comparación con el 42,04% del crudo. El total de carbonos alifáticos para cada uno fue de 32,13% y 22,29% para el depósito y el crudo respectivamente. Cabe decir, que dentro del grupo de carbonos alifáticos se encuentran los carbonos parafínicos y nafténicos con porcentajes más bajos. Por otro lado, en las áreas de integración de los carbonos de tipo C₁ (190,0 – 220,0 ppm); C₂ (178,0 – 190,0) y C₃ (160,0 – 178,0) presentan porcentajes de carbonos aldehídicos, cetónicos, quinolínicos y carboxílicos. La tabla 7 muestra las áreas de integración.

Tabla 7. Áreas de integración y porcentajes de Carbono del crudo y del depósito COL-59.

Región (ppm)		Asignación Estructural	%C CRU	%C DEP
190,1 – 220,0	C ₁	Carbonos aldehídicos y cetónicos	8,11	3,36
178,0 – 190,0	C ₂	Carbonos quinolínicos	4,55	1,95
160,0 – 178,0	C ₃	Carbonos carboxílicos	6,87	2,82
137,0 – 160,0	C ₄	Carbonos aromáticos no protonados	13,06	13,77
129,2 – 137,0	C ₅	Carbonos aromáticos ligados a grupos metílicos y puentes entre anillos aromáticos	5,19	11,24
79,0 – 129,2	C ₆	Carbonos aromáticos olefínicos protonados en sistemas benzonafténicos y alquílicos, y carbonos aromáticos con puentes de tres anillos aromáticos	23,79	23,31
60,0 – 75,0	C ₇	Carbonos nafténicos y parafínicos alfa a OH	6,25	1,97
50,0 – 60,0	C ₈	Carbonos parafínicos terciarios (CH) y cuaternarios (C)	4,43	0,59
21,5 – 50,0	C ₉	Carbonos parafínicos y nafténicos de tipo CH ₂ y CH	16,03	30,16
18,5 – 21,5	C ₁₀	Carbonos metilo en posición alfa a anillos aromáticos	2,31	4,02
3,0 – 18,5	C ₁₁	Átomos de carbono de tipo CH ₃	9,36	6,79

Otras áreas de integración con un porcentaje notorio son las que comprenden C_6 y C_4 , carbonos aromáticos olefínicos protonados en sistemas benzonafténicos y alquílicos y carbonos aromáticos no protonados respectivamente; las cuales no presentan una amplia diferencia entre el crudo y el depósito. Además, se puede observar que en el área de integración de rango 21,5 – 50,0 ppm el crudo posee la mitad de carbonos parafínicos y nafténicos de tipo CH_2 y CH .

Los asfaltenos del depósito COL-59 presentan un porcentaje mínimo de carbonos parafínicos terciarios CH y cuaternarios C , mientras que los asfaltenos del crudo lo superan en las áreas de integración que presentan los carbonos alifáticos como carboxílicos, cetónicos, quinolínicos y aldehídicos. A continuación se observa de manera más clara los porcentajes que comprende una molécula de asfalteno.

Tabla 8. Porcentajes de Carbono de los asfaltenos del pozo COL-59.

ASF	N	%Car	%Cal		%Ccar	%Cald+cet	%Cqui
			%Cpar	%Cnaf			
Crudo 59	1,09	42,04	22,29	16,12	6,78	8,11	4,55
Depósito 59	2,10	48,33	32,13	11,4	2,82	3,37	1,95

ASF: Asfalteno, n: número y longitud de cadenas alquílicas, %Car: Porcentaje de carbonos aromáticos, %Cnaf: porcentaje de carbonos nafténicos, %Cpar : porcentaje de carbonos parafínicos, , %Ccar : porcentaje de carbonos carboxílicos, %Cald+cet : porcentaje de carbonos aldehídicos y cetónicos, , %Cqui : porcentaje de carbonos quinolínicos.

Dentro del rango de los carbonos de tipo C_5 se encuentran los carbonos aromáticos unidos a puentes aromáticos C_{Ar-cc} (129,2 – 132,0 ppm) que hacen referencia a los carbonos cata-condensados, carbonos que se caracterizan por

estar unidos a dos anillos aromáticos. En la tabla 9 se observa los porcentajes respectivos para cada pozo.

Tabla 9. Porcentaje total de carbonos cata-condensados del crudo y del depósito COL-59

Región (ppm)	Término	% Carbonos Crudo	% Carbonos Depósito
129,2 – 132,0	C_{Ar}^{AA}	0,12%	0,27%

Debido al valor de carbonos parafínicos y nafténicos del depósito y el crudo se puede deducir que este tipo de pozo puede llegar a ser saturado, ya que incluye parte parafínica y nafténica. Conocemos que los naftenos se caracterizan por ser grupos de hidrocarburos de anillo saturado de fórmula (C_nH_{2n}), y dispuestos en forma de anillos cerrados (cíclicos), también se les conoce por ser ciclo parafinas o parafinas de cadena cerrada.

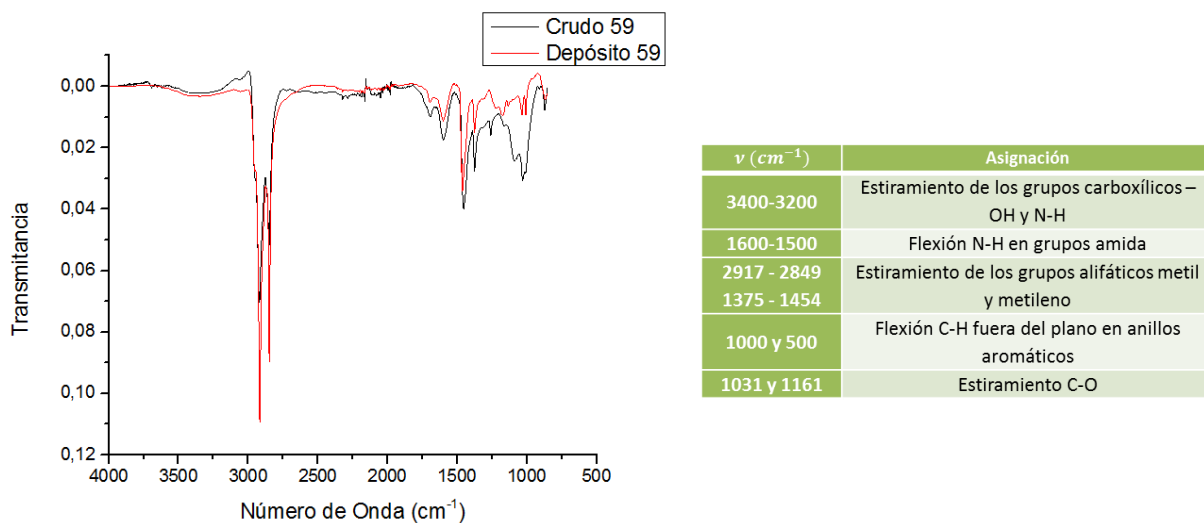
Finalmente, con los datos proporcionados, se logró concluir que los asfaltenos del crudo y el depósito COL-59 poseen más carácter aromático, ya que los porcentajes de carbono poseen un porcentaje mayor en comparación con los carbonos alifáticos.

4.1.3 Caracterización por Infrarrojo El análisis fue posible gracias a las áreas calculadas de las señales de los grupos químicos de interés presentes en los asfaltenos del depósito y del crudo COL-59, en la figura 18 se observan los dos espectros IR con sus respectivos picos. Las señales entre $3400-3200\text{ cm}^{-1}$ representan el estiramiento de los grupos carboxílicos $-OH$ y $N-H$, mientras que los picos a frecuencias entre $1600-1500\text{ cm}^{-1}$ corresponden a la

flexión N-H en grupos amida. Por otro lado, los picos de absorción a 2917 y 2849 cm^{-1} corresponden al estiramiento de los grupos alifáticos metil y metileno, estos grupos también tienen bandas de absorción características aproximadamente a 1375 y 1454 cm^{-1} , respectivamente. La presencia de algunos picos resueltos entre 1000 y 500 cm^{-1} , corresponden a la flexión C-H fuera del plano en anillos aromáticos, es decir, anillos con sustituyentes alquilo. Los picos de absorción a 1031 y 1161 cm^{-1} pueden corresponder al estiramiento C-O en la estructura oxiéster [41].

En los dos espectros tanto para depósito como para crudo se presentaron los mismos picos, no existió ninguna clase de diferencia.

Figura 18. Bandas de espectros IR del crudo y del depósito COL-59



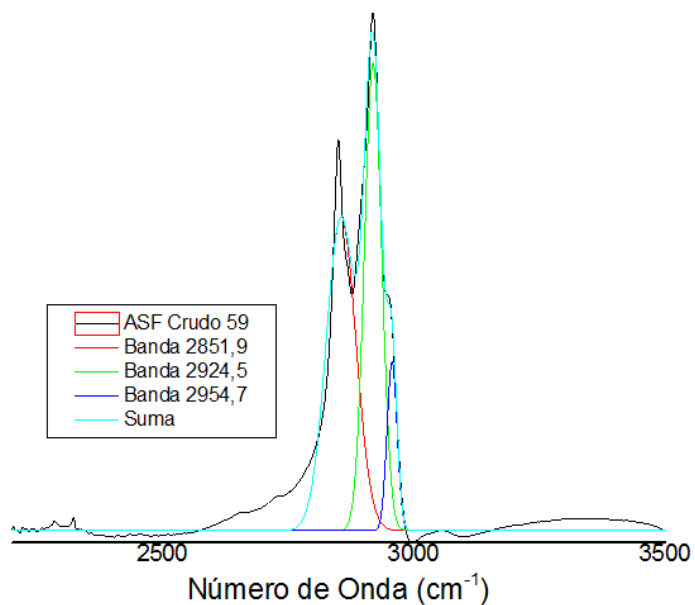
Además de conocer las señales de los grupos químicos, se calculó la relación lineal de las intensidades relativas de la vibración alcano ($n\text{CH}_2/m\text{CH}_3$), metodología propuesta por Coelho [29] y la cual consiste en la deconvolución de los espectros en la región 2924,5 (Banda de estiramiento simétrico de CH_2)

y $2954,7 \text{ cm}^{-1}$ (Banda de estiramiento asimétrico de CH_3). Al realizar este proceso se obtuvo el área de cada una de ellas obteniendo la relación CH_2/CH_3 para el crudo como para el depósito.

$$n\text{CH}_2/m\text{CH}_3 = A_{(2924,5)}/A_{(2954,7)}$$

La deconvolución del crudo y del depósito COL-59 se muestra en la figura 19 y en la figura 20

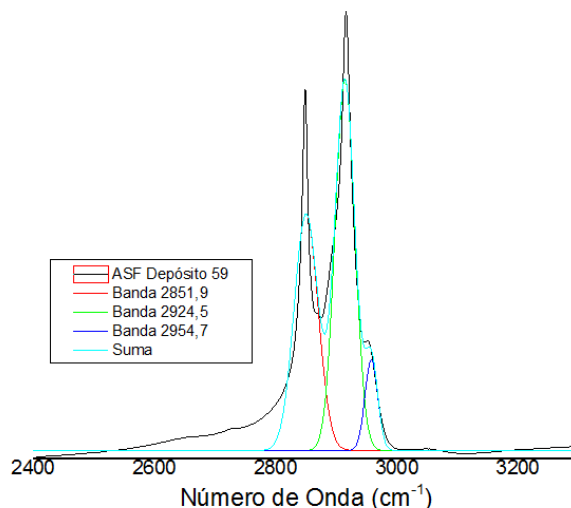
Figura 19. Deconvolución de la región ($2851,9 - 2954,7\text{cm}^{-1}$) del espectro IR del crudo COL-59



Con los datos obtenidos por la deconvolución del crudo COL-59 se calculó que la relación de CH_2/CH_3 en el crudo es:

$$n\text{CH}_2/m\text{CH}_3 = 4,74$$

Figura 20. Deconvolución de la región (2851,9 -2954,7 cm^{-1}) del espectro IR del depósito COL-59



Con los datos obtenidos por la deconvolución del depósito COL-59 se calculó que la relación de CH_2/CH_3 en el crudo es:

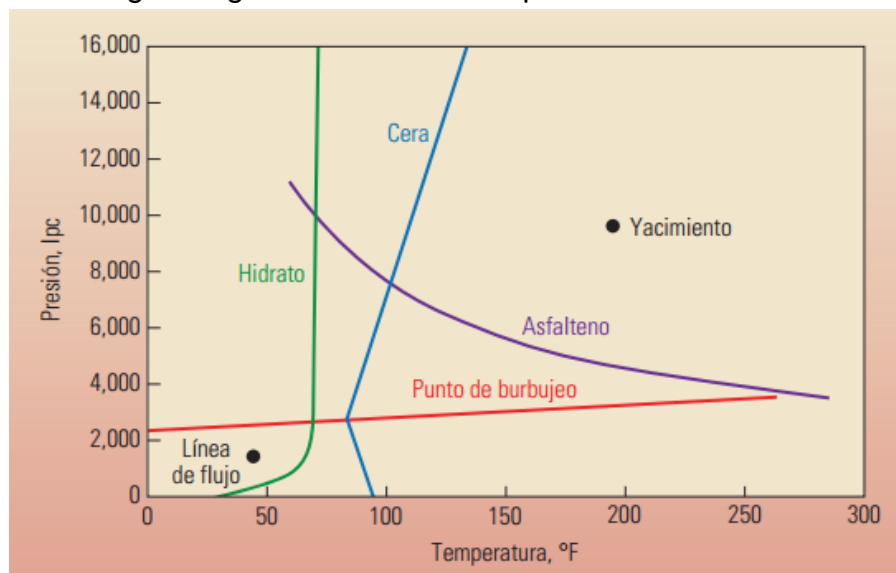
$$n\text{CH}_2/m\text{CH}_3 = 6,32$$

Se observa que la relación es mayor para el depósito, ya que se registró una relación de 6,32 comparada con la del crudo que fue de 4,74; de esto, se puede concluir que este aumento se debe a los carbonos parafínicos y nafténicos de tipo CH_2 que se encuentran en el depósito. Por otro lado, esta relación está estrechamente relacionada con la longitud de la cadena alquílica, por lo cual se concluye que la longitud de la cadena es mayor en el depósito en comparación con el crudo.

En la precipitación de los asfaltenos la presión juega un papel importante debido a la envolvente o diagrama de fases del petróleo (Figura 21) En los análisis de infrarrojo se obtuvo una mayor relación de CH_2/CH_3 en el depósito. La movilidad relativa de cada fluido es diferente, debido a que cada uno posee

un flujo totalmente distinto, y por lo tanto la composición del fluido que sale de la formación no será la misma que la del fluido en el yacimiento. [47] Los asfaltenos tienden a variar en su composición y tenderán a separarse y formar depósitos sólidos mientras cruzan cada uno de los umbrales o bordes de fases gracias a que disminuye la presión, un factor determinante en este proceso y es por ello que la relación de carbonos de tipo CH_2 en CH_3 será aún mayor en el depósito

Figura 21. Diagrama general de fases del petróleo.



Fuente: Betancourt, Soraya., Dong, Chengli. Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos. Oilfield Review.2004

4.1.4 Caracterización por espectroscopía Raman Los asfaltenos del depósito y del crudo COL-59 fueron analizados utilizando la técnica de espectroscopía Raman. Cada espectro consta de dos picos principales y una función Gaussiana. El tamaño de la hoja aromática media de las moléculas de asfaltenos se estima con una deconvolución de las tres bandas dentro de un rango de 1,52 a 1,90 nm que representa aproximadamente de siete a ocho

anillos condensados aromáticos. Esta estimación se basa principalmente en la intensidad integrada de las bandas características en el espectro (Banda D₁ y Banda G), según lo propuesto por Tunistra y Koenig [30]

Para llevar a cabo el análisis se utilizó una función gaussiana para el montaje de los picos, y a continuación con la ecuación de Tunistra y Koenig se calculó el diámetro de la hoja aromática dentro de la región del espectro de Raman.

$$\text{Diámetro}, L_a(\text{nm}) = 4,4 \frac{I_G}{I_{D_1}}$$

En la figura 22 y 23 se observan cada una de las bandas de los asfaltenos obtenidos del crudo y del depósito COL-59, la banda D₁ que se encuentra a una frecuencia de 1350 cm⁻¹ y con una intensidad mayor a la banda G que se encuentra a una frecuencia de 1581 cm⁻¹; además se presenta una banda D₂ que está a una frecuencia de 1602 cm⁻¹.

Figura 22. Espectro Raman del crudo COL-59

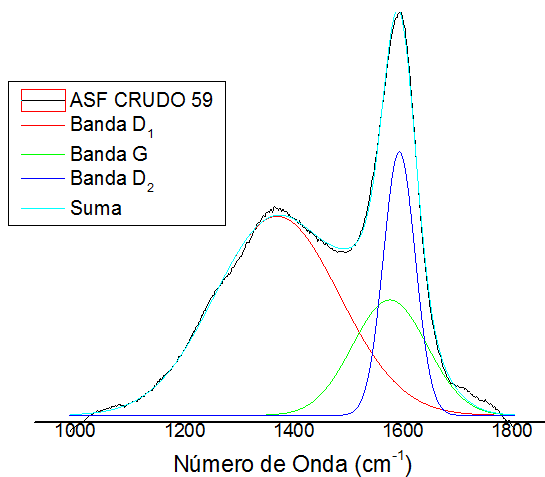
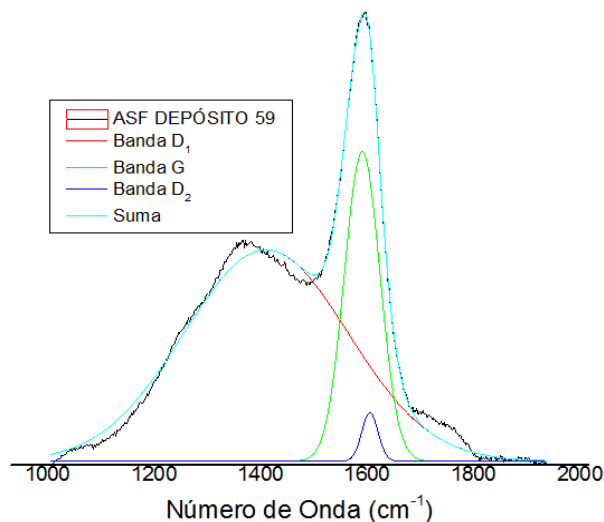


Figura 23. Espectro Raman del depósito COL-59



La banda G corresponde a la vibración de los átomos de carbono sp² dentro de la hoja hexagonal aromática como en los átomos de carbono sp² en la cadena y la banda D₁ refleja el límite de una estructura ordenada, como lo es en este caso para los asfaltenos. En cuanto a la banda D₂, se le atribuye una inserción intersticial a restos de grafeno o ciertas deformaciones inducidas por el apilamiento intrínseco de los heteroátomos presentes en los asfaltenos o metales, esta banda se encuentra formando un hombro en la banda G y su atributo físico aún no se entiende completamente.

Con las intensidades proporcionadas por el espectro y la ecuación de Tunistra y Koenig se determinó que el diámetro promedio de las láminas aromáticas para el crudo COL-59 es:

$$\text{Diámetro, } L_a(\text{nm}) = 4,4 \frac{I_G}{I_{D_1}} = 1,53 \text{ nm}$$

Y para el depósito COL-59 el diámetro promedio de las láminas aromáticas es:

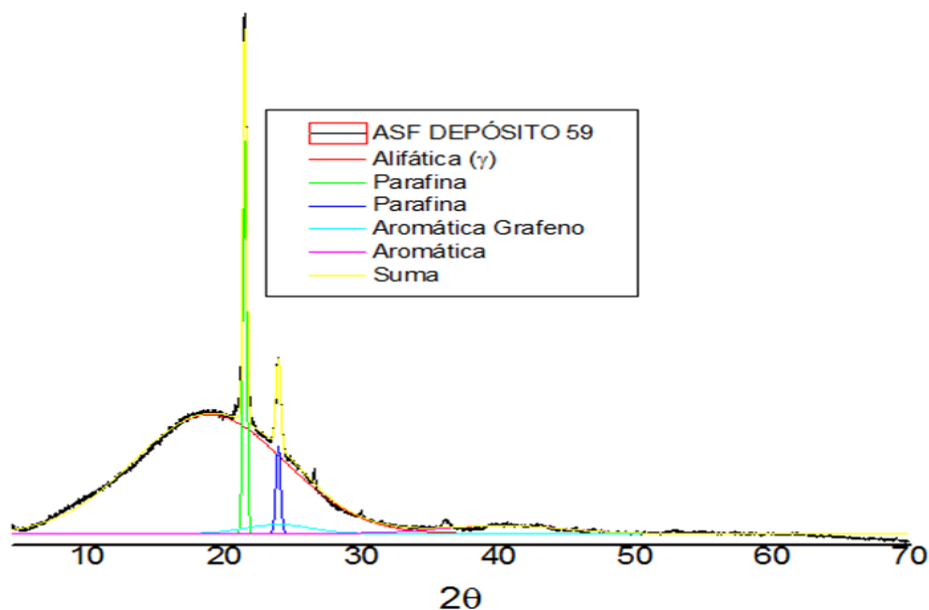
$$\text{Diámetro, } L_a(\text{nm}) = 4,4 \frac{I_G}{I_{D_1}} = 1,39 \text{ nm}$$

En el depósito se observa que el diámetro de la hoja aromática es menor que el diámetro de la hoja aromática del crudo; debido a que la fracción aromática en el depósito tiende a verse afectada por los carbonos parafínicos con un porcentaje relativamente alto a comparación del crudo del COL-59. [32]

4.1.5 Caracterización por Difracción de rayos X (DRX) Fracciones pesadas como los asfaltenos pueden ser caracterizadas por difracción de rayos X, esto se debe en gran medida a la metodología propuesta por Yen [31] la cual explica los parámetros de aromaticidad y cristalinidad para los asfaltenos. Para el cálculo se designaron dos bandas principales como γ (Alifática) y grafeno (002) que se registran en el espectro en 2θ cerca de los 20° y 25° , a estas bandas se les atribuye reflexiones aromáticas y parafínicas de la muestra que en este caso son los asfaltenos. Para calcular el factor de aromaticidad (f_a) se tuvo en cuenta las áreas obtenidas por la bandas γ y grafeno las cuales representan los carbonos saturados y aromáticos respectivamente.

La distancia entre las capas (d_m) se calculó a partir de la posición 2θ del máximo de la banda del grafeno usando la relación de Bragg donde la longitud de onda (λ) es $1,54056 \text{ \AA}$ con una radiación $K\alpha$ de Cu. Por otro lado, el diámetro promedio de las láminas aromáticas se calculó a partir de la fórmula del tamaño del cristalito donde $B_1/2$ es el ancho total de la mitad del máximo de la banda (110) [32]. Los demás datos se calcularon por medio de la deconvolución del espectro, y la línea base se corrigió por medio de una combinación lineal de segundo orden.

Figura 24. Difractograma del depósito COL-59



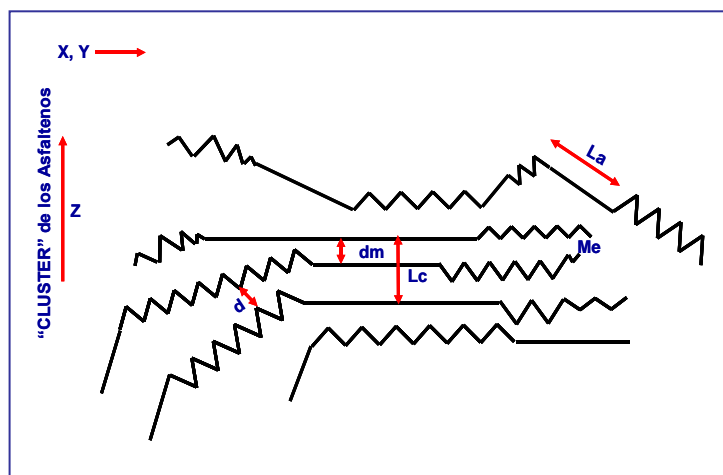
En la figura 24 se observa la respectiva deconvolución y los datos obtenidos para el factor de aromaticidad, la altura promedio de la pila de láminas aromáticas, el número de hojas aromáticas en un "clúster" entre otras características. El diámetro promedio de las láminas aromáticas fue de 15,386 Å, lo que equivale a 1,5386 nm.

Tabla 10. Parámetros de cristalinidad y aromaticidad del depósito COL-59

Parámetros de aromaticidad y cristalinidad	Símbolo	Fórmula	Valor
Factor de aromaticidad	fa	$\text{Agrafeno}/(\text{Agrafeno}+\text{A}\gamma)$	0,032
Distancia entre las láminas aromáticas (maximo del grafeno)	dm, A	$\lambda/(2\sin\theta)$	3,717
Distancia entre las porciones saturadas	dy, A	$5\lambda/(8\sin\theta)$	5,878
Diámetro promedio de las láminas aromáticas	La, A	$0,92/B_{1/2}$	15,386
Altura promedio de la pila de laminas aromáticas	Lc, A	$0,45/B_{1/2}$	13,894
Número de hojas aromáticas en un "cluster"	M	$(Lc/dm)+1$	4,738

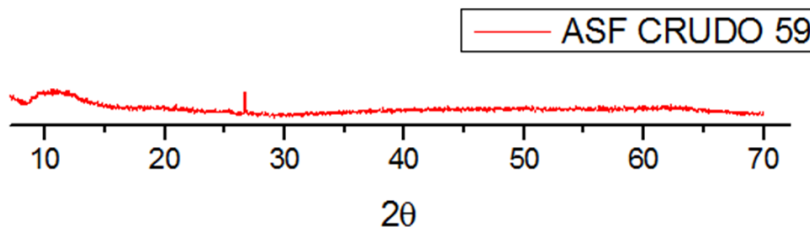
Además, el factor de aromaticidad para el depósito fue de 0,032 Å, la distancia entre las láminas aromáticas (dm) fue de 3,717 Å; entre otras características que se observan en la tabla 10 y en la figura 25.

Figura 25. Parámetros de aromaticidad y cristalinidad reflejado en una molécula de asfalteno.



Cabe decir que solo fue posible analizar el depósito COL-59 ya que el espectro proporcionado por el equipo en el crudo COL-59 no presento picos para realizar la deconvolución y extraer los datos necesarios para el análisis debido a la baja cristalinidad que tenían los asfaltenos. Este proceso se llevó a cabo por duplicado y en ninguno de los dos se obtuvo una respuesta. (Figura 26)

Figura 26. Difractograma del crudo COL-59



4.1.6 Caracterización por Espectrometría de Masas Hoy en día la espectrometría de masas nos permite analizar las diferentes fracciones que componen el petróleo, entre ellas los asfaltenos.

Se llevaron a cabo operaciones matemáticas, corrección de la línea base, smoothing, selección de picos y deconvolución por medio del programa mmass 5.5. A continuación, se integró los datos de masa e intensidad proporcionados por el programa y se realizó gracias a las ecuaciones brindadas a continuación: [48]

- Masa promedio:

$$M_w = \Sigma I_i M_i^2 / \Sigma I_i \cdot M_i$$

- Número de átomos promedio.

$$M_n = \Sigma I_i \cdot M_i / I_i$$

Donde I_i y M_i son la intensidad y la masa respectivamente.

Las masas promedio del depósito y el crudo COL-59 se calcularon por medio de la fórmula M_w ya que era difícil de seguir los cambios de distribución de peso molecular debido a la formación de clústeres que oscurecían el análisis, y el número de átomos promedio se calculó gracias a M_n . Finalmente, gracias a la lista de picos que comprendía cada espectro se obtuvo una masa molecular promedio y un número promedio de átomos para el crudo y el depósito de:

- M_w del depósito COL-59: 660,92 g/mol
- M_w del crudo COL 59: 627,49 g/mol

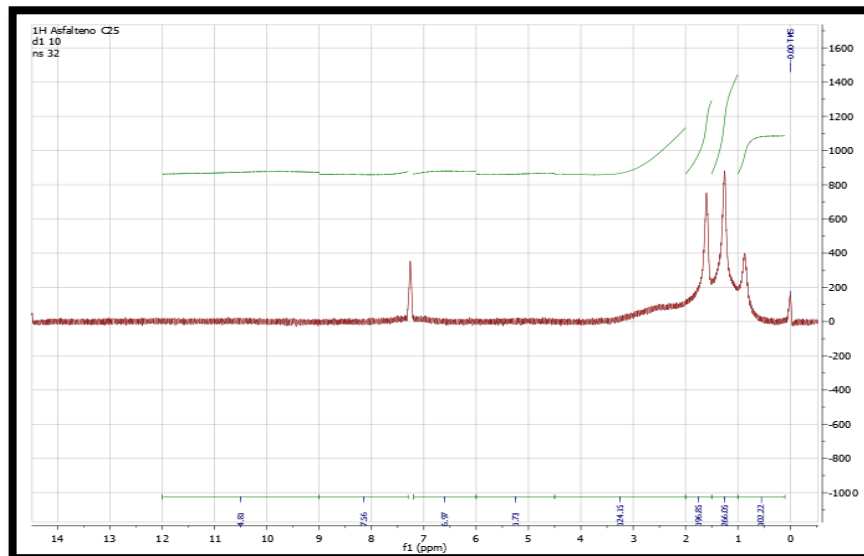
- M_n del depósito COL-59: 640,04 g/mol
- M_n del crudo COL 59: 609,21 g/mol

En los anexos 11 y 12 se puede observar los diferentes picos para cada uno de los espectros.

4.2 CARACTERIZACIÓN ESTRUCTURAL DE LOS ASFALTENOS DEL POZO COL-25

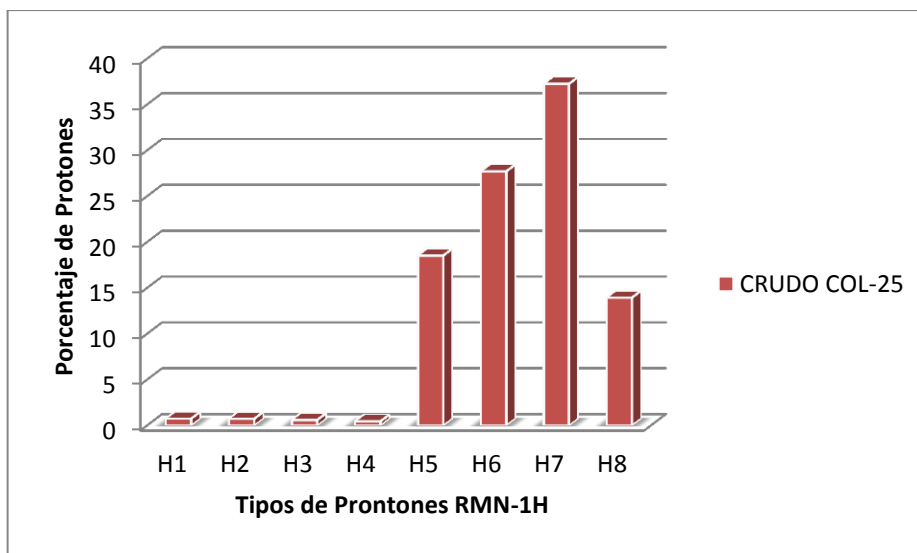
4.2.1 Caracterización por RMN ^1H Igual que el pozo COL-59 se necesitó de los datos proporcionados por la tabla 4 para estudiar estructuralmente los asfaltenos por RMN- ^1H . En la figura 27 se observa en primer lugar el espectro de RMN- ^1H de los asfaltenos del crudo COL-25.

FIGURA 27. Espectro de RMN- ^1H de los asfaltenos del crudo COL-25



Con la normalización se determina el porcentaje de Hidrógenos para cada área de integración como se muestra en la figura 28.

Figura 28. % Hidrógenos por RMN-¹H de los asfaltenos del crudo COL-25.



Se puede observar que igual que en la figura 14, la figura 28 posee un mayor porcentaje (37,35%) de Hidrógenos en el área de integración H₇ la cual comprende los hidrógenos parafínicos, β a sistemas aromáticos y con terminación alquilo. Además, se presentó un porcentaje de 18,53% de hidrógenos parafínicos y nafténicos tipo CH, CH₂ y CH₃ unidos a sistemas aromáticos en posición α y 27,70% de hidrógenos nafténicos, tipo CH₂, β a sistemas aromáticos. Para el área de integración de protones tipo H₈ se registró un porcentaje de 13,94% de hidrógenos parafínicos tipo CH₃. Finalmente, las regiones de integración que comprenden los tipos de protones H₁, H₂ y H₃ presentaron porcentajes muy bajos de hidrógenos aromáticos, aldehídicos y carboxílicos.

En este análisis no se tuvo en cuenta el espectro del depósito COL-25 debido a su relajación transversal o espín-espín en donde existe un decaimiento por parte de la componente transversal de la magnetización (M_{xy}) relacionada con el “desfasaje de los espines en el plano xy”. Este tipo de relajación presenta un tiempo característico T_2 y se encuentra ampliamente relacionada con el ancho de línea de la señal de RMN.

El porcentaje total para cada una de las fracciones alifática y aromática que comprenden rangos de integración de 0,1 – 2,0 ppm y 2,0 – 12,0 ppm respectivamente se presenta en la tabla 11.

Tabla 11. Porcentaje total de hidrógenos de la fracción alifática y aromática del crudo COL-25

% Total	Crudo (%)
Hidrógenos Aromáticos	1,36
Hidrógenos Alifáticos	97,43
Hidrógenos Vinílicos	0,46
Hidrógenos Carboxílicos y aldehídicos	0,75

De la tabla se puede concluir que del 100% de los protones se posee mayor porcentaje de hidrógenos alifáticos que hidrógenos aromáticos para el crudo, con un resultado de 97,43%. Por otro lado, se encuentra que existe mayor porcentaje de hidrógenos carboxílicos y aldehídicos (0,75%) en comparación con los hidrógenos vinílicos (0,46%).

4.2.2 Caracterización por RMN ^{13}C Se realizó el mismo proceso de integración para cada uno de los casos. No fue posible analizar el espectro del depósito COL-25 debido a la relajación espín-espín donde existe un decaimiento por parte de la componente transversal de la magnetización (M_{xy}) la cual se explicó anteriormente en el análisis de RMN- ^1H .

El espectro de los asfaltenos del crudo COL-25 y la gráfica de porcentajes se presenta a continuación

FIGURA 29. Espectro de RMN- ^{13}C de los asfaltenos del crudo COL-25

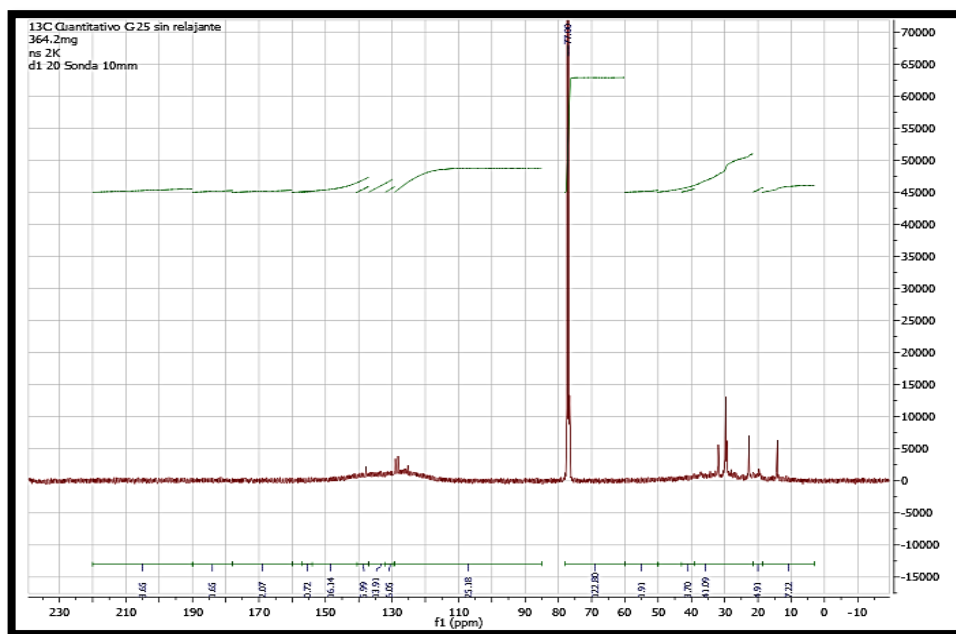
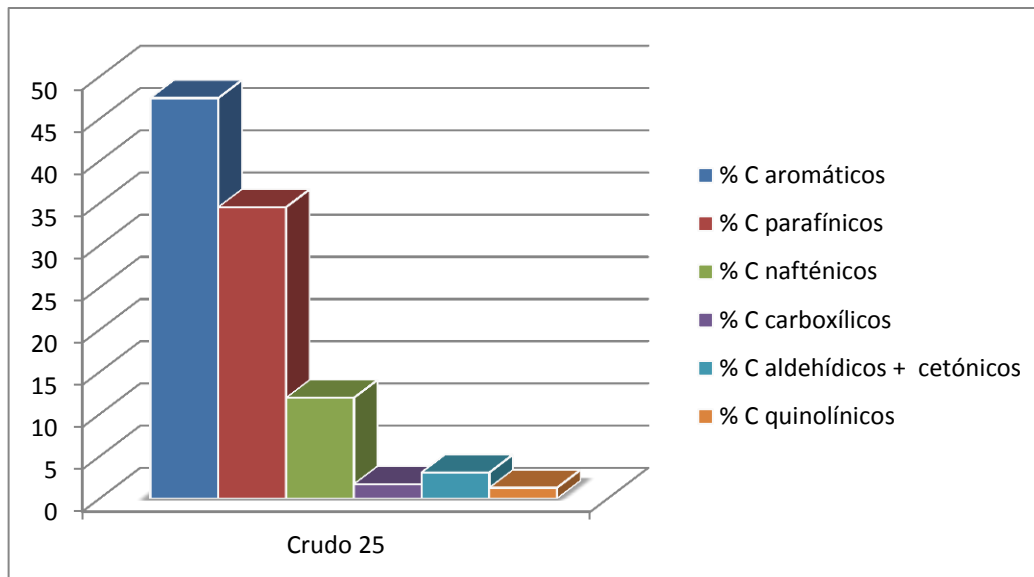


Figura 30. % Carbonos por RMN-¹³C de los asfaltenos del crudo COL-25.



Por otro lado, gracias a la integración de cada uno de espectros, a la normalización y a su desviación estándar menor al 1% junto con la tabla 5, se obtuvo los diferentes porcentajes de carbono correspondientes a cada una de las áreas de integración.

En la figura 30, se logra observar que el porcentaje de cada uno de los carbonos guarda una relación con los carbonos del crudo y el depósito del pozo COL-59, ya que presentan la misma variación de porcentajes los unos de los otros. Además, se presenta un mayor porcentaje de parafina como se observa en la figura 30 y en la tabla 12 (34,52%)

Tabla 12. Porcentajes de Carbono de los asfaltenos del pozo COL-25.

ASF	n	%Car	%Cal		%Ccar	%Cald+cet	%Cqui
			%Cpar	%Cnaf			
Crudo 25	1,39	47,46	34,52	11,94	1,71	3,08	1,28

ASF: Asfalteno, n: número y longitud de cadenas alquílicas, %Car: Porcentaje de carbonos aromáticos, %Cnaf: porcentaje de carbonos nafténicos, %Cpar : porcentaje de carbonos parafínicos, %Ccar : porcentaje de carbonos carboxílicos, %Cald+cet : porcentaje de carbonos aldehídicos y cetónicos, , %Cqui : porcentaje de carbonos quinolínicos.

De los datos obtenidos por RMN se puede concluir que existe en el pozo mayor porcentaje de carbonos aldehídicos y cetónicos, y que el porcentaje de carbonos carboxílicos y quinolínicos poseen porcentajes similares que oscilan entre (1,28-1,71). Los carbonos aromáticos primaron sobre los carbonos alifáticos debido a que presentaron un porcentaje de 47,46%. Por otro lado, la suma de los carbonos parafínicos y nafténicos dio el valor 46,46% de carbonos alifáticos comprendidos en el rango de (3,0 – 75,0 ppm).

En la tabla 13 se ilustra cada una de las integraciones que aportaron los datos anteriormente mencionados.

Tabla 13. Áreas de integración y porcentajes de Carbono del crudo COL-25.

Región (ppm)		Asignación Estructural	%C
190,1 – 220,0	C ₁	Carbonos aldehídicos y cetónicos	3,08
178,0 – 190,0	C ₂	Carbonos quinolínicos	1,28
160,0 – 178,0	C ₃	Carbonos carboxílicos	1,71
137,0 – 160,0	C ₄	Carbonos aromáticos no protonados	13,42
129,2 – 137,0	C ₅	Carbonos aromáticos ligados a grupos metílicos y puentes entre anillos aromáticos	12,71
79,0 – 129,2	C ₆	Carbonos aromáticos olefínicos protonados en sistemas benzonafténicos y alquílicos, y carbonos aromáticos con puentes de tres anillos aromáticos	21,33
60,0 – 75,0	C ₇	Carbonos nafténicos y parafínicos alfa a OH	0,30
50,0 – 60,0	C ₈	Carbonos parafínicos terciarios (CH) y cuaternarios (C)	1,68
21,5 – 50,0	C ₉	Carbonos parafínicos y nafténicos de tipo CH ₂ y CH	34,22
18,5 – 21,5	C ₁₀	Carbonos metilo en posición alfa a anillos	4,09

		aromáticos	
3,0 - 18,5	C ₁₁	Átomos de carbono de tipo CH ₃	6,16

Continuación Tabla 13.

Igual que los asfaltenos del pozo COL-59, presentó un mayor porcentaje de carbonos parafínicos y nafténicos de tipo CH₂ y CH, ya que se registró en C₉ un porcentaje de 34,22%; los carbonos C₆, C₅ y C₄ también presentaron porcentajes de 21,33% para los carbonos aromáticos olefínicos protonados, 13,42% para los carbonos aromáticos no protonados y 12,71% para los carbonos aromáticos ligados a grupos metílicos y puentes entre anillos aromáticos.

Para este pozo se presenta un 6,16% de átomos de carbono de tipo CH₃, porcentaje que demuestra que se posee una cantidad mínima en la molécula de asfalto analizada.

Otra información que nos brinda la tabla de áreas de integración y porcentajes de carbonos son los carbonos cata-condensados (C_{Ar}^{AA}) que se encuentran dentro de los carbonos aromáticos de tipo C₅ presentan un porcentaje de 0,30% para el crudo, porcentaje más alto en comparación con el crudo COL-59 por su baja gravedad en ° API (Tabla 14)

Tabla 14. Porcentaje total de carbonos cata-condensados del crudo COL-25

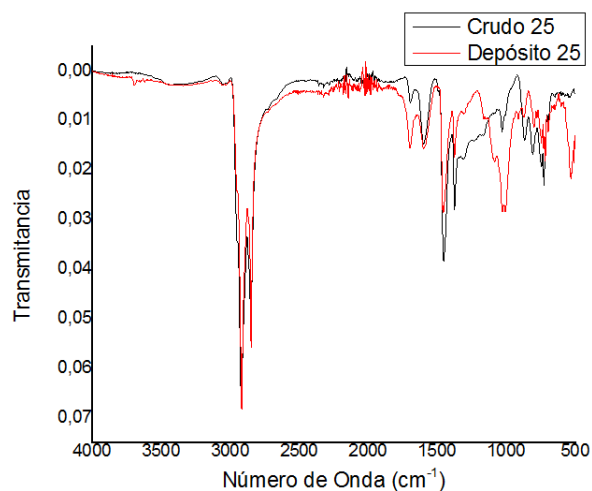
Región (ppm)	Término	% Carbonos Crudo
129,2 – 137,0	C_{Ar}^{AA}	0,30

Se logra concluir con los datos proporcionados, que no existe una gran diferencia entre los carbonos de carácter aromático y los de carácter alifático, sin embargo, la fracción aromática es mayor, dándole el carácter de aromaticidad a la molécula de asfalteno.

4.2.3 Caracterización por Infrarrojo Los asfaltenos del depósito y del crudo COL-25 fueron caracterizados por espectroscopía infrarrojo (IR), en la figura 31 se observan los dos espectros IR con sus respectivos picos. Se denotan las señales entre $3400-3200\text{ cm}^{-1}$ que son aquellas que representan el estiramiento de los grupos carboxílicos $-\text{OH}$ y N-H como se observa en el espectro.

Por otro lado, para cada uno de los espectros se observan los picos a frecuencias entre $1600-1500\text{ cm}^{-1}$ que corresponden a la flexión N-H en grupos amida. Los picos de absorción a 2917 y 2849 cm^{-1} que corresponden al estiramiento de los grupos alifáticos metil y metileno, estos grupos también tienen bandas de absorción características aproximadamente a 1375 y 1454 cm^{-1} , respectivamente. La presencia de algunos picos resueltos entre 1000 y 500 cm^{-1} , los cuales corresponden a la flexión C-H fuera del plano en anillos aromáticos, es decir, anillos con sustituyentes alquilo y finalmente, los picos de absorción a 1031 y 1161 cm^{-1} que pueden corresponder al estiramiento C-O en la estructura oxiéster [41].

Figura 31. Bandas de espectros IR del crudo y del depósito COL-25.



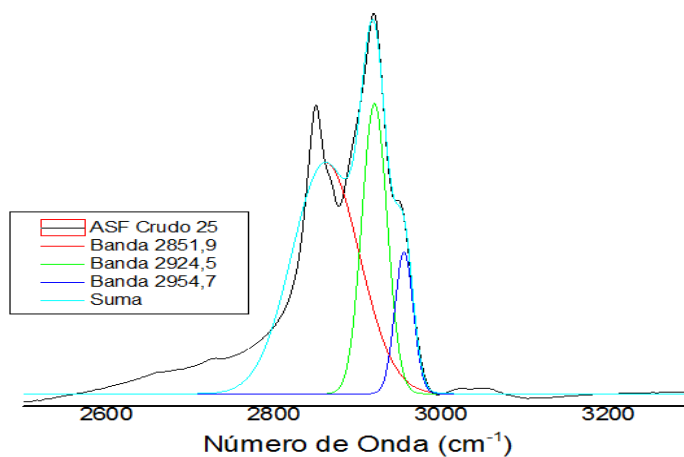
ν (cm^{-1})	Asignación
3400-3200	Estiramiento de los grupos carboxílicos – OH y N-H
1600-1500	Flexión N-H en grupos amida
2917 - 2849	Estiramiento de los grupos alifáticos metil y metileno
1375 - 1454	
1000 y 500	Flexión C-H fuera del plano en anillos aromáticos
1031 y 1161	Estiramiento C-O

Además de conocer las señales de los grupos químicos, se calculó la relación lineal de las intensidades relativas de la vibración alcano ($n\text{CH}_2/m\text{CH}_3$), metodología propuesta por Coelho [29]. Al realizar este proceso se obtuvo el área de cada una de ellas obteniendo la relación CH_2/CH_3 para el crudo como para el depósito.

$$n\text{CH}_2/m\text{CH}_3 = A_{(2924,5)}/A_{(2954,7)}$$

La deconvolución del crudo y del depósito COL-25 se muestra en la figura 32 y en la figura 33.

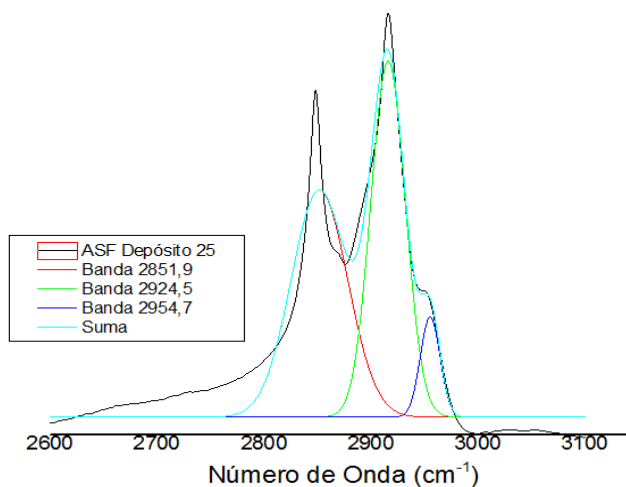
Figura 32. Deconvolución de la región (2851,9 -2954,7cm⁻¹) del espectro IR del crudo COL-25



Con los datos obtenidos por la deconvolución del crudo COL-59 se calculó que la relación de CH₂/CH₃ en el crudo es:

$$nCH_2/mCH_3 = 2,81$$

Figura 33. Deconvolución de la región (2851,9 -2954,7cm⁻¹) del espectro IR del depósito COL-25



Con los datos obtenidos por la deconvolución del crudo COL-25 se calculó que la relación de CH_2/CH_3 en el crudo es:

$$nCH_2/mCH_3 = 6,21$$

Se observa que la relación es mayor para el depósito, ya que se registró una relación de 6,21 comparada con la del crudo que fue de 2,81; de esto, se puede concluir que este aumento se debe a los carbonos parafínicos y nafténicos de tipo CH_2 que se encuentran el depósito; igual que sucedió con el depósito COL-59, además, que la longitud de la cadena alquílica es mayor en el depósito en comparación con el crudo COL-25.

En este análisis se presentó igual que en el pozo COL-59 una mayor relación de carbonos CH_2 en CH_3 , debido a la presión, un factor que causa gran impacto en la composición de los asfaltenos. La explicación de este proceso se encuentra descrita en el análisis de infrarrojo del crudo y el depósito COL-59.

4.2.4 Caracterización por espectroscopía Raman La espectroscopía Raman proporciona información sobre transiciones de baja frecuencia de vibración y de rotación. Los asfaltenos del depósito y del crudo COL-25 fueron analizados utilizando esta técnica. En el análisis se utilizó una función Gaussiana, la cual encajó en cada uno de los picos que comprenden las principales bandas (Banda D_1 y Banda G), los parámetros resultantes de esta función incluyeron posición, anchura, altura y área del pico integrado los cuales se expresaron con la ecuación de Tunistra y Koenig.[30]

$$\text{Diámetro, } L_a(\text{nm}) = 4,4 \frac{I_G}{I_{D_1}}$$

En la figura 34 y 35 se observan cada una de las bandas de los asfaltenos obtenidos del crudo y del depósito COL-25, la banda D₁ que se encuentra a una frecuencia de 1350 cm⁻¹ y con una intensidad mayor a la banda G que se encuentra a una frecuencia de 1581 cm⁻¹; además se presenta una banda D₂ que está a una frecuencia de 1602 cm⁻¹.

Figura 34. Espectro Raman del crudo COL-25

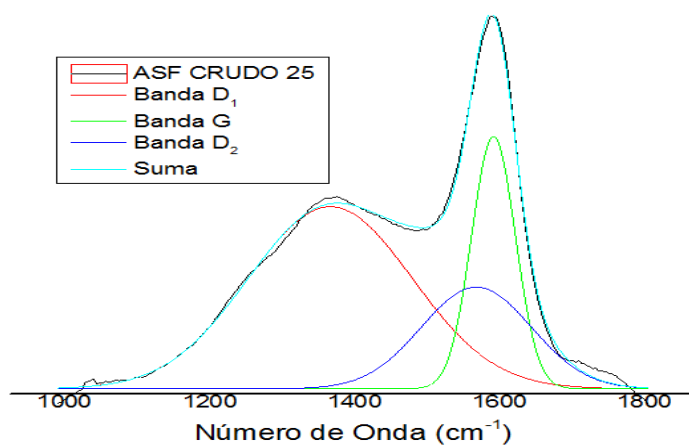
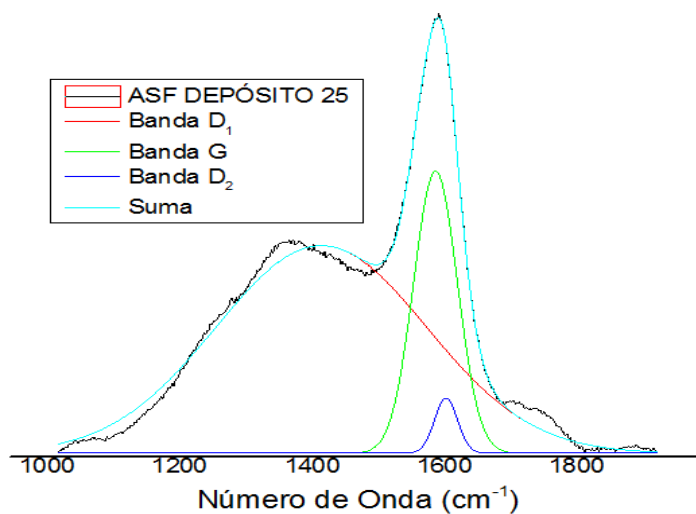


Figura 35. Espectro Raman del depósito COL-25



Recordamos que la banda G corresponde a la vibración de los átomos de carbono sp^2 dentro de la hoja hexagonal aromática como en los átomos de carbono sp^2 en la cadena y la banda D_1 refleja el límite de una estructura ordenada, como lo es en este caso para los asfaltenos.

Con las intensidades proporcionadas por el espectro y la ecuación de Tunistra y Koenig se determinó que el diámetro promedio de las láminas aromáticas para el crudo COL-25 es:

$$\text{Diámetro, } L_a(\text{nm}) = 4,4 \frac{I_G}{I_{D_1}} = 1,63 \text{ nm}$$

Y para el depósito COL-25 el diámetro promedio de las láminas aromáticas es:

$$\text{Diámetro, } L_a(\text{nm}) = 4,4 \frac{I_G}{I_{D_1}} = 1,24 \text{ nm}$$

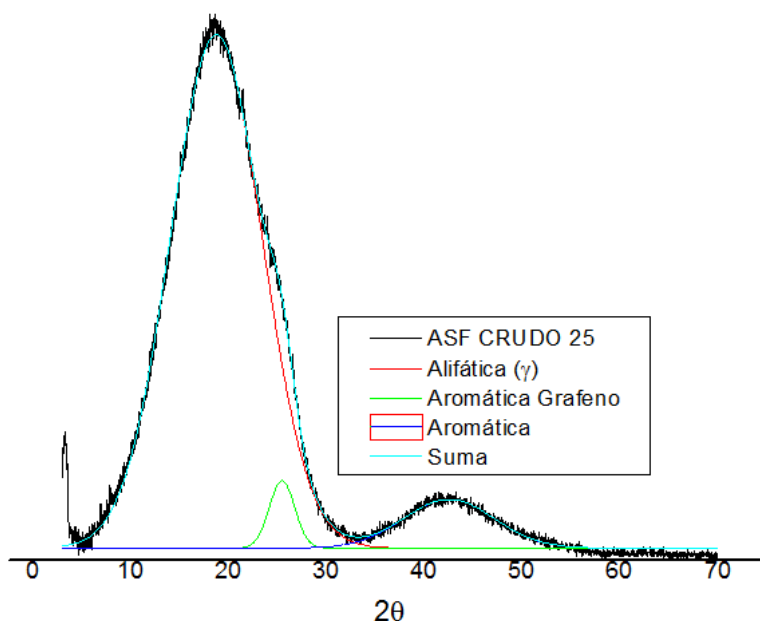
En el depósito se observa que el diámetro de la hoja aromática es mayor que el diámetro de la hoja aromática del crudo; en este análisis podemos concluir que igual que el depósito Col-59 se presenta un porcentaje alto de parafinas, factor que afecta la hoja aromática de la molécula. [32]

4.2.5 Caracterización por Difracción de Rayos X (DRX) La difracción de rayos X es ampliamente utilizada para examinar la cristalinidad y aromaticidad de los asfaltenos. Para analizar cada uno de los difractogramas proporcionados por el equipo se realizó un ajuste de picos (figura 36), la línea base se corrigió por medio de una combinación lineal de segundo orden y los resultados obtenidos mediante el cálculo de los parámetros de mediciones

fueron posibles gracias a las bandas γ (Alifática) y grafeno (002) que se registran en el espectro en 2θ cerca de los 20 y 25° [28].

Los parámetros de cristalinidad y aromaticidad se calcularon por medio de las diferentes fórmulas proporcionadas anteriormente en el análisis del crudo y el depósito COL-59.

Figura 36. Ajuste de picos de asfaltenos del crudo 25.



En la figura 36 se logra percibir con claridad cada uno de los picos característicos en un difractograma de asfaltenos; en el caso de medir las áreas netas de los picos alifática (γ) y grafeno, las áreas del perfil que se toman en cuenta se miden a una intensidad reducida y en un rango requerido y que oscila de ($11-33^\circ 2\theta$) según lo descrito por los autores [28].

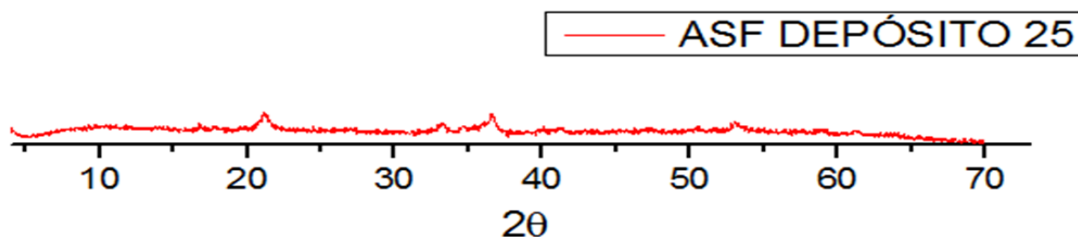
Tabla 15. Parámetros de cristalinidad y aromaticidad del crudo COL- 25.

Parámetros de aromaticidad y cristalinidad	Símbolo	Fórmula	Valor
Factor de aromaticidad	fa	Agrafeno/(Agrafeno+Ay)	0,035
Distancia entra las láminas aromáticas (máximo del grafeno)	dm, A	$\lambda/(2\sin\theta)$	3,493
Distancia entra las porciones saturadas	dy, A	$5\lambda/(8\sin\theta)$	5,908
Diámetro promedio de las láminas aromáticas	La, A	$0,92/B1/2$	14,916
Altura promedio de la pila de laminas aromáticas	Lc, A	$0,45/B1/2$	26,044
Número de hojas aromáticas en un "cluster"	M	$(Lc/dm)+1$	8,456

Se logró determinar que el crudo COL-25 posee un factor de aromaticidad de 0,035; valor que equivale a la relación del número de carbonos aromáticos al número de carbonos totales; por otro lado la distancia máxima entre las láminas aromáticas (dm) fue de 3,493 Å y que el diámetro promedio de las láminas aromáticas (L_a) fue de 14,916 Å equivalente a 1,4916 nm; entre otras características que se observan en la tabla 15 y en la figura 25.

El espectro proporcionado por el equipo en el depósito COL-25 no presento picos, por lo tanto no se pudo realizar la deconvolución y extraer los datos necesarios para el análisis por difracción de rayos X. Este proceso se llevó a cabo por duplicado y en ninguno de los dos se obtuvo una respuesta. (Figura 37)

Figura 37. Difractograma del depósito COL-25



4.2.6 Caracterización por Espectrometría de Masas MALDI-TOF-MS en los últimos años ha sido de gran utilidad en la determinación de las distribuciones de perfiles moleculares de fracciones pesadas de aceites crudos.

Al igual que con el pozo COL-59 se llevó a cabo una serie de pasos que junto con las ecuaciones [48] se obtuvo la masa molecular promedio y el número de átomos promedio del crudo y el depósito COL-25. Gracias a la lista de picos que comprendía cada espectro se obtuvo la masa molecular y el número promedio para el crudo y el depósito de:

- M_w del depósito COL-25: 624,37 g/mol
- M_w del crudo COL 25: 659,43 g/mol

- M_n del depósito COL-25: 590,40 g/mol
- M_n del crudo COL 25: 637,38 g/mol

En el estudio no se tuvo en cuenta la masa promedio del depósito COL-25 debido a que se presentaron diferentes picos de contaminación, los cuales impidieron la visualización de algunos picos que comprendía la molécula de asfaltenos perteneciente a esta parte del pozo, y es por ello que la masa promedio que se reportó anteriormente es menor en comparación con la masa del crudo.

En los anexos 23 y 24 se puede observar los diferentes picos para cada uno de los espectros.

4.2.7 Oxidación de iones Rutenio (RICO) Se obtuvieron las sales sódicas mediante el proceso RICO, pero el análisis por MALDI no fue posible debido a que la metodología esta aún en proceso de desarrollo, es por ello que no se pudo obtener datos que aportaran a este trabajo por medio de esta técnica.

4.3 H/C Y DEFICIENCIA DE HIDRÓGENO, NÚMERO DE INSATURACIÓN (UN)

A los asfaltenos del crudo 25, crudo 59 y depósito 59 se les realizó un análisis elemental, la relación atómica de ellos con n-heptano y el peso molecular promedio (Tabla 16) cada uno con una masa promedio particular y una diferencia de masa promedio mayor para los depósitos, comparada con los crudos.

Tabla 16. Análisis elemental, relación atómica, peso molecular promedio, relación H/C y número de insaturaciones de los asfaltenos.

ASF	% Peso					H/C	PM g/mol	# átomos/molécula promedio					UN
	C	H	N	S	O			C	H	N	S	O	
c-25	83,66	8,21	1,19	1,72	1,80	1,18	659	45,97	54,17	0,56	0,35	0,74	20,99
d-59	78,72	8,31	0,95	1,56	5,91	1,27	660	43,36	54,95	0,45	0,32	2,44	17,95
c-59	82,31	8,13	1,11	1,28	3,24	1,18	627	43,04	51,01	0,50	0,25	1,27	18,66

De los datos de la tabla se puede concluir que los porcentajes obtenidos por análisis elemental se encuentran dentro del rango reportado. En la tabla 17 se observa el rango de cada uno de los elementos presentes en la molécula de asfalteno. Los heteroátomos que se encuentran en mayor proporción en los

asfáltenos de diferentes crudos son azufre (S), nitrógeno (N) y oxígeno (O). Cabe decir que el nitrógeno se encuentra formando parte de la fracción aromática, mientras que el azufre y el oxígeno forman puentes entre ellos en una estructura cíclica o lineal.

Tabla 17. Composición típica de elementos presentes en moléculas de asfalteno

Elemento (%peso)	Rango	Valores Típicos
Carbón	78-90	82 - 84
Hidrógeno	6,1 - 10,3	6,5 - 7,5
Nitrógeno	0,5 - 3,0	1,0 - 2,0
Azufre	1,9 - 10,8	2,0 - 6,0
Oxígeno	0,7 - 6,6	0,8 - 2,0
H/C	0,8 - 1,5	1,0 - 1,2

Los átomos de azufre están relacionados con los grupos sulfídicos, los átomos de nitrógeno con los grupos pirrólicos, piridinicos y quinolínicos, siendo dominante el grupo pirrólico y el oxígeno con los grupos carboxílicos, carbonilos, hidroxílicos y éter. [49]

Se realizó un análisis elemental del depósito 25, pero no fue posible determinar los átomos que se encuentran en la molécula promedio debido a que el espectro de RMN-¹³C y RMN-¹H se encontraba relajado debido a iones paramagnéticos presentes impidiendo observar los picos característicos. Además, la muestra se analizó por duplicado en el análisis elemental y se registró un porcentaje de 69,94% total. Es por ello, que para la relación atómica, peso molecular, relación H/C y número de insaturaciones el depósito 25 no se tuvo en cuenta.

4.3.1 AMP's Por otro lado con los resultados de RMN y análisis elemental se logró determinar los respectivos AMP's básicos de los asfaltenos de las muestras de crudo y depósito del COL-59 y COL-25. En la tabla 18 se observa que tanto los espectros de RMN de protones y carbono son diferenciables en la zona aromática y alifática.

Tabla 18. AMP's básicos de los asfaltenos.

AMP's	Símbolo	CRU-25	DEP-59	CRU-59
Deficiencia de hidrógeno	Z	-37,77	-31,77	-36,87
Número de insaturación	UN	20,99	17,95	18,66
Número de carbonos total	C	45,97	43,36	43,04
Número de hidrógenos total	H	54,17	54,95	51,01
Número de carbonos aromáticos	C _{ar}	23,56	22,70	21,58
Número de hidrógenos aromáticos	H _{ar}	2,71	2,75	3,06
Número de carbonos alifáticos	C _{al}	22,28	20,56	21,14
Numero de hidrógenos alifáticos	H _{al}	51,46	52,20	47,95
Número de C=C	IP	2,42	3,47	1,96
Numero de C=O	CO	0,13	0,10	0,30
Longitud de cadenas alquílicas	n	1,39	2,10	1,09
Factor de Aromaticidad	F _a	0,23	0,11	0,20

De la tabla 18 se puede concluir que presenta mayor número de insaturación el crudo 25 (número de enlaces múltiples junto con anillos presentes) con un valor de 20,99. Por otro lado, que tanto en el depósito como el crudo se presenta un rango que oscila entre 20 -22 carbonos alifáticos; además, se confirma que el depósito posee una longitud de cadena alquílica más larga en comparación con los crudos debido a que se ve favorecida por la presencia de parafinas. Finalmente, se observa que las estructuras para cada uno de los asfaltenos estudiados no varía notablemente el número de carbonos alifáticos

y aromáticos y que su factor de aromaticidad es menor en el depósito debido a la mayor cantidad de cadenas alquílicas en comparación con el crudo.

4.4 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE ASFALTENOS EN ESTUDIO CON ASFALTENOS REPORTADOS EN LA LITERATURA

4.4.1 Comparación por análisis elemental En la tabla 19 se ilustra el porcentaje en peso de los asfaltenos de los pozos COL-59 y COL-25 junto con los asfaltenos del crudo Cerro Negro un crudo de Venezuela, Athabasca y Wabasca crudos de Canadá.

Tabla 19. Comparación de análisis elemental de asfaltenos en estudio con los asfaltenos reportados en la literatura

ASF	% Peso					H/C
	C	H	N	S	O	
Crudo 59	82,3	8,1	1,1	1,3	3,2	1,18
Depósito 59	78,7	8,3	1,0	1,56	5,9	1,27
Crudo 25	83,7	8,2	1,2	1,7	1,8	1,18
*Cerro Negro	81,2	7,7	2,1	5,5	1,9	1,14
*Athabasca	80,6	7,9	1,1	7,5	2,8	1,16
*Wabasca	80,7	8,3	1,0	8,8	2,0	1,23

Se logra deducir que el rango de porcentajes en peso para cada uno de los asfaltenos se encuentra en el rango promedio; además, que el depósito presenta un menor porcentaje de carbono debido a que sus asfaltenos son provenientes de un agregado en comparación con los que se encuentran ligados a un disolvente. Por otro lado, se presenta mayor cantidad de azufre en los asfaltenos de los crudos Cerro Negro, Athabasca y Wabasca, algo que no

sucede con los porcentajes de oxígeno que son en menor proporción. Los asfaltenos en estudio reportan mayor número de átomos de oxígeno y menor número de átomos de azufre. Finalmente, la relación H/C se encuentra en un rango de 1,14 – 1,27; presentando el depósito COL-59 mayor relación.

4.4.2 Comparación por Espectrometría de Masas Se comparó cada uno de los pesos moleculares de los asfaltenos COL-59 y COL-25 con asfaltenos provenientes de crudos canadienses.

En la tabla 20 se observa que los pesos moleculares para los asfaltenos del crudo y el depósito COL-59 junto con los del crudo COL-25 reportan un menor peso molecular en comparación con los asfaltenos de Athabasca, Wabasca y Abasand, que poseen pesos moleculares de 2240 g/mol a 4500 g/mol. Los pesos varían primero por la técnica ya que en los reportados en la literatura el peso molecular fue hallado por VPO (Osmometría de presión de vapor) técnica que afecta el peso molecular dependiendo de la temperatura y del disolvente que se utilice y porque los crudo canadienses son más pesados en comparación con los crudos del Campo Colorado, datos que se observan en la tabla.

Tabla 20. Comparación por masas de asfaltenos en estudio con los asfaltenos reportados en la literatura

ASF	MASA PROMEDIO (g/mol)	TÉCNICA
Crudo 59	627	Maldi TOF
Depósito 59	660	Maldi TOF
Crudo 25	659	Maldi TOF
Depósito 25	624	Maldi TOF
*Abasand	2240	VPO
*Athabasca	4500	VPO
*Wabasca	3981	VPO

4.4.3 Comparación por RMN - 13C Auge y Schmitt en la literatura reportan los porcentajes de carbonos alifáticos y aromáticos de asfaltenos para crudos de diferentes lugares del mundo, como Buzurgan crudo de Medio Oriente, Maya crudo de México y Athabasca crudo de Canadá, estos se compararon con los asfaltenos de los pozos en estudio como se observa en la tabla 21.

Tabla 21. Comparación por RMN-13C de asfaltenos en estudio con los asfaltenos reportados en la literatura.

ASF	RMN -13C		Cal/Car
	Carbonos Alifáticos (%)	Carbonos Aromáticos (%)	
Crudo 59	38,4	42,0	0,91
Depósito 59	43,5	48,3	0,90
Crudo 25	46,5	47,5	0,98
*Buzurgan	46,8	53,2	0,88
*Maya	44,7	55,3	0,81
*Athabasca	49,8	50,2	0,99

El rango de carbonos aromáticos y alifáticos para cada uno de los asfaltenos no varía de forma muy notable, ya que todos se encuentran en un rango

determinado, cabe decir que el crudo COL-59 presenta un porcentaje menor de 38,4% de carbonos aromáticos y 42,0% de carbonos alifáticos. La relación de Cal/Car es mayor en los asfaltenos el crudo de Athabasca debido a que su diferencia de carbonos aromáticos y alifáticos es de tan solo 0,4.

4.4.4 Comparación de la relación CH₂/CH₃ y longitud de la cadena alquílica En la tabla 22 se observa una comparación de los datos obtenidos por las técnicas de infrarrojo y el conjunto de Masas, RMN y análisis elemental en los asfaltenos de los pozos COL-59 y COL-25. Se deduce que existe una relación de la longitud de la cadena alquílica junto con la relación CH₂/CH₃, como observamos en el depósito COL-59 que presente una relación de CH₂/CH₃ mayor a los demás asfaltenos y por ende una mayor longitud de la cadena alquílica con un valor de 2,1 nm. Por otro lado, el crudo Col-59 posee una relación menor con un valor de 4,74 como se ilustra en la tabla.

Tabla 22. Comparación de la relación CH₂/CH₃ y longitud de la cadena alquílica de asfaltenos en estudio.

ASF	Relación CH ₂ /CH ₃	Longitud de la cadena Alquílica
Crudo 59	4,74	1,09
Depósito 59	6,32	2,1
Crudo 25	2,81	1,39
Depósito 25	6,21	-----

4.4.5 Comparación por Difracción de rayos X Yen reporto algunos parámetros de aromaticidad y cristalinidad de asfaltenos de crudos de Medio Oriente, en la tabla 23 se observa que los datos obtenidos por las muestras analizadas estuvieron en el rango reportados por los asfaltenos Arab.

Tabla 23. Comparación de los parámetros de aromaticidad y cristalinidad de asfaltenos en estudio junto con los reportados en la literatura por Yen.

ASF	Parámetros de Aromaticidad y Cristalinidad (Å)					
	Fa	dm	dy	La	Lc	M
Depósito 59	0,03	3,72	5,88	15,39	13,89	4,7
Crudo 25	0,04	3,49	5,91	14,92	26,04	8,5
*Arab Heavy	0,19	3,60	4,40	12,30	24,70	8,0
*Arab Medium	0,16	3,60	4,50	11,90	23,20	7,5
*Arab Light	0,19	3,60	4,40	13,0	24,00	7,7
*Arab Berri	0,2	3,60	4,50	13,0	22,70	7,4

El factor de aromaticidad de los asfaltenos en estudio fueron muy bajos en comparación con los reportados en la literatura ya que obtuvieron valores de 0,03 y 0,04 para el depósito COL-59 y el crudo COL-25. Parámetros como el diámetro de la lámina aromática (La), distancia de las porciones saturadas (dy), distancia entre las láminas aromáticas (dm) entre otras reportaron valores muy similares los unos de los otros. Y el crudo COL- 25 presento mayor número de hojas aromáticas en un clúster.

4.4.6 Comparacion de la lámina aromática por DRX y RAMAN Se logró determinar que el diámetro de la lámina aromática por las técnicas de caracterización de RAMAN y DRX para los asfaltenos de los pozos del campo Colorado estuvo con valores muy parecidos, ya que el depósito reporto un valor de 1,54 nm por DRX y 1,39 nm por RAMAN como se observa en la tabla 24, igual que el crudo COL-25 con valores de 1,49 y 1,63 nm.

Tabla 24. Comparación del diámetro promedio de la lámina aromática por las técnicas de DRX y RAMAN de asfaltenos en estudio.

ASF	Diámetro promedio de lámina aromática (La) nm	
	DRX	RAMAN
Crudo 59	-----	1,53
Depósito 59	1,54	1,39
Crudo 25	1,49	1,63
Depósito 25	-----	1,24

5. CONCLUSIONES

- A partir de RMN ^{13}C de los asfaltenos extraídos del crudo y del depósito de los pozos COL-25 y COL-59 se puede determinar que el crudo del pozo Col-25 es el de mayor aromaticidad (0,23) y el crudo del COL-59 es el más alifático con un porcentaje de carbonos parafínicos de 22,29% y nafténicos de 16,12%. Además, el crudo COL-59 obtuvo el mayor porcentaje de grupos carbonilo.
- Se logró concluir que los asfaltenos estudiados del crudo y del depósito en los pozos COL-25 y COL-59 presentaron características muy diferentes en cuanto a sus grupos funcionales tanto aromáticos como alifáticos.
- La caracterización del depósito COL-25 por DRX no fue posible ya que en el espectro no se evidenciaba las dos bandas principales como γ (Alifática) y grafeno (002) que se registran en el espectro en 2θ cerca de los 20 y 25° ; a causa del contenido de parafina en la muestra.
- Por medio de espectrometría de masas se logró obtener la masa promedio de cada uno de los asfaltenos, registrándose un valor más alto en el crudo COL-25, debido a la gravedad en grados API de 36,9 comparada con el crudo del pozo COL-59 (39°API), con la característica de ser más liviano.
- Se logra concluir que el aumento de la longitud media de las cadenas parafínicas en el depósito, es producto de la mayor relación de CH_2/CH_3 en los depósitos de los dos pozos.
- Se logró concluir que los asfaltenos del depósito COL-59 tienen una alta relación H/C lo que indica la presencia de cadenas parafínicas más largas

en su estructura que los asfaltenos del crudo, datos consistentes con los resultados obtenidos por Infrarrojo.

- Se determinó el diámetro de la lámina aromática de cada una de las moléculas de asfaltenos del COL-59 con valores de 1,53 nm y 1,39 nm para asfaltenos del crudo y depósito, respectivamente; y valores de 1,63 nm y 1,24 nm para el COL-25.
- Gracias al análisis elemental y a la masa promedio obtenida por espectrometría de masas, se logró determinar la cantidad de heteroátomos presentes en cada una de las moléculas de asfaltenos, encontrándose dentro del rango de la composición típica de elementos presentes.
- Se logró determinar por RMN-¹³C que el crudo del pozo COL-25 posee el mayor porcentaje de carbonos parafínicos, con un 34,52%; comparado con el depósito y el crudo del pozo COL-59.
- Con los datos proporcionados por las técnicas de caracterización se determinó que es posible que el modelo para cada uno de los asfaltenos de los pozos COL-59 y COL-25 sea un modelo archipiélago, debido a la relación de CH₂/CH₃ de las cadenas alquílicas; además, de la relación de carbonos alifáticos sobre los carbonos aromáticos que oscila en un rango de 0,90 - 0,99 (rango que comprende un modelo archipiélago).
- Por otro lado, se logró concluir que a mayor número o grado de insaturación menor relación H/C para cada una de las moléculas de asfalteno de los pozos en estudio.

- Por RMN, IR, DRX, MS y RAMAN se pudo concluir que la estructura molecular promedio de los asfaltenos presentes en crudo y depósito 59 y crudo 25 son diferentes entre sí.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AKBARZADEH, K.; HAMMAMI, A.; KHARRAT, A.; ZHANG, D.; Los asfaltenos problemáticos pero ricos en potencial. Edmonton, Alberta, Canadá.
- [2] YU-FENG, H.; GUO, T. Effect of temperature and molecular weight of n-alkanes precipitants on asphaltenes precipitation. Fluid phase equilibria. 2001. Volume 192,. p. 13-25.
- [3] LEONTARITIS, K.; “Asphaltene Near-wellbore Formation Damage Modeling,” Proceedings of SPE Formation Damage Control Conference, Feb. 1998
- [4] Asphalt: science and technology. En: Revista NATURE. 1964, volume 202,. p 739-740.
- [5] BOHORQUEZ TOLEDO, Natalia Alexandra. Caracterización de asfaltenos de petróleos colombianos a partir de grupos funcionales. Trabajo de grado Química. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. 2010
- [6] SPEIGHT, J. G., LONG, R. B., TROWBRIDGE, T.D., Fuel, volume 63,. 1984, p. 616-620.
- [7] LHIORÉAU, C.: BRIANT, J.: TINDY, R. Rev. Inst. Fr. Pet. 1967, p. 22, p. 797.
- [8] PASADAKIS, N.; VAROTSIKIS, N.; KALLITHRAKAS, N. Petr. Sci. Tech. volume 19, 2001,. p. 1219-1227.
- [9] Speight, J. G. Petr. Sci. Eng. Volume 22,.1999, p. 3-15.

[10] ASKE, Narve. Characterization of crude oil components, asphaltene aggregation and emulsion stability by means of near infrared spectroscopy and multivariate analysis. Thesis (DoktorIngeniør). Norwegian: University of Science and Technology. Department of Chemical Engineering. Trondheim, 2002. p .49

[11] MURGICH, Juan. Manejo integral de asfaltenos y parafinas del petróleo y su impacto en producción, transporte y refinación. En: curso de manejo integral de asfaltenos y fracciones pesadas del petróleo y su impacto en los procesos de producción, transporte y refinación. (1º: 2003 : Bucaramanga). Memorias de curso de Manejo Integral de Asfaltenos y Fracciones Pesadas del Petróleo. Bucaramanga: UIS-ICP, 2003. p.136.

[12] RAMOS Carpio, M. A. Refino de petróleo, gas natural y petroquímica. Publicaciones ETSII.Madrid. 1997.

[13] ARIZA LEÓN, EMILIANO. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Trabajo de grado Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. 2008

[14] RUIZ-MORALES, Y.; MULLINS, O. Caracterización de los hidrocarburos aromáticos Policíclicos en asfaltenos del petróleo mediante cálculos teóricos de transiciones electrónicas y espectroscopia óptica experimental. Presentado en la V Reunión Mexicana de Fisicoquímica teórica. México. 2006

[15] FIRP S369-A. Laboratorio de formulación, interfase, reología y procesos. Mérida (Venezuela). 2006.

[16] SPEIGHT, J. G. Petroleum Asphaltene Part 1. Asphaltene, Resins and the Structure of Petroleum. En: Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. 59(5). 2004. p. 467-477.

[17] Nanoscale Structures of Asphaltene Molecule, Asphaltene Steric-Colloid and Asphaltene Micelles & Vesicles. Página web:http://www.e-asphalt.com/ingles/viewForm_old.php?Upf=yes&Page=/datoseuropa/Asphaltene

[18] T. FAN, J. WANG, AND J. S. BUCKLEY, “Evaluating Crude Oils by SARA Analysis,”SPE 75228, 2002.

[19] SPEIGHT J. G. Characterization of Heavy Crude Oils and Petroleum Residues. Presented at the International Symposium. Éditions Technip. Paris. 1984. p. 32 – 41.

[20] LEON, O., 2000. “Asphaltenes: structural characterization, self-association, and stability behavior”. En: Energy and Fuels, 14 (1) p. 6-10.

[21] BOUHADDA, Y.; BORMANN, D.; SHEU, E.; BENDEDOUCH, D.; KRALLAFA, A.; DAAOU, M. Fuel 2007, 86, p.1855

[22] STOCK, L. M.; WANG, S.-H. En: Energy Fuels 1989, 3, 533

[23] PENG P., FU J., SHENG G., Ruthenium-Ions-Catalyzed Oxidation of an Immature Asphaltene: Structural Features and Biomarker Distribution, En: Energy & Fuels, 1999, 13 (2), p 266–277

[24] HERNÁNDEZ MANRIQUE, Edinson Antonio., GARCÍA ARIAS, Sergio Andrés. Caracterización en depósitos orgánicos mediante un análisis estadístico en un campo Colombiano. Aplicación al campo Colorado. Tesis de

pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímica. 2010.

[25] CARRILLO, L. F., 1990. “Análisis petrofísicos especiales de corazones, pozo La Cira 1884”. Ecopetrol – ICP, Piedecuesta.

[26]. CÓRDOBA O. Fabio, LOPEZ A. Cristina, ROLON V. Luisa, GOMEZ J. Luís A., BUCHELLI H. Fernando, SOTELO QUIÑONES Clara I Proyecto Evaluación Regional Cuenca Valle Medio del Magdalena - Cordillera Oriental, Colombia Fase -1. Empresa Colombiana de Petróleos. Ecopetrol, 2001

[27] MOLINA Daniel R. Composición Molecular Promedio de Crudos Colombianos y sus Fondos de Vacío y Asfaltenos y su Aplicación en el Desarrollo de un Modelo para Optimizar una Unidad de Desasfaltado. Tesis Ph.D. en Química. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. 2008

[28] J. SHIROKOFF, M. SIDDIQUI, M. Ali. En: Energy & Fuels, 1997, 11, p. 561–565.

[29] COELHO, R. R.; Hovell, I.; de Mello Monte, M.; Middea, A.; Lopez de Souza, A. Fuel Process. Technol. 2006, 87, p. 325–333.

[30] WAEL A. Abdallah*, YANG Yang. Raman Spectrum of Asphaltene. En: Energy Fuels 2012, 26, 6888–6896

[31] MOLINA Daniel R.; Poveda Juan C. Molecular changes in asphaltenes within H₂ plasma. En: Energy & Fuels, 2014, 28, p 735–744

[32] MICHAEL George.; MOHAMMAD Al-Siri. Differences in average chemical structures of asphaltene fractions separated from feed and product oils of a Mild Thermal Processing Reaction. En: Energy & Fuels, 2005, 19, p 1598-1605

[33] LLUCHURPÍ, José. Tecnología y margen del refino del petróleo. Editorial Díaz de Santos. Instituto Superior de la Energía – Repsol. Madrid. 2008. Capítulos 2 y 3.

[34] SPEIGHT, J. G. Petroleum Asphaltene Part 1. Asphaltene, Resins and the Structure of Petroleum. En: Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. Volume 59(5). 2004. p. 467-477.

[35] ALAYÓN, Mario. Asfaltenos - Ocurrencia y floculación. Cuaderno FIRP N° 369PP. Laboratorio de formulación, interfases, reología y procesos. Mérida (Venezuela). 2004.

[36] MERINO-GARCIA, D. Calorimetric investigations of asphaltene self-association and interaction with resins. Tesis doctoral. Center for phase equilibria and separations. Technical University of Denmark. 2004.

[37] CALLES, J. A.; DUFOUR, J.; MARUGÁN, J.; GIMÉNEZ-AGUIRRE, R.; PEÑA, J. L.; MERINO-GARCÍA, D. Properties of asphaltene precipitated with different n-alkanes. A study to assess the most representative species for modelling. En: Energy and Fuels.22(2). 2008. p. 763-769.

[38] Métodos de difracción de Rayos X, http://www.rpsqualitas.es/documentacion/downloads/instrumental/tecnicas_de_difraccion_de_rayos_x.pdf

[39] R. CHANG, Basic principles of Spectroscopy, Mc-Graw-Hill, New York (1971).

[40] DÁVILA, A., “Floculación de los asfaltenos”, Tesis de pregrado Laboratorio FIRP (1997)

[41] L. DAVARPANAH, F. VAHABZADEH AND A. DERMANAKI. En: Oil & Gas Science and Technology, 2013, Rev. IFP Energies nouvelles.

[42] YANG et al., "Film properties of Asphaltenes and Resins", Cap. 23, Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology, Marcel Dekker, Inc, New York (2001)

[43] FERRARO J. R., NAKAMOTO K. Introductory Raman Spectroscopy. Primera edición. Academic Press. 1994.

[44] HIRSCHFELD T., CHASE D. B. Appl. Spectrosc. 40, 133 (1986).

[45] BORREGO, A., BLANCO, C., PRADO, J., DÓAZ, C., GUILLÉN, M. H NMR and FTIR, 1996. "Spectroscopic studies of bitumen and shale oil from selected spanish oil shales". En: Energy and Fuels, 10 (1), p. 77-84.

[46] R. K. Harris "Nuclear Magnetic resonance Spectroscopy. A Physicochemical View" England, Longman Scientific & Technical, 1986.

[47] BETANCOURT, Soraya., DONG, Chengli. Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos. Oilfield Review.2004.

[48] KUANGUNAN QIAN., Kathleen E. Edwards. Desorption and Ionization of Heavy Petroleum Molecules and Measurement of Molecular Weight Distributions. En: Energy & Fuels 2007, 21, p.1042-1047

[49] KARACAN et al., "Alcali treatment to asphaltic crude oil and its effect on thermal properties of asphaltic fractions", Proceedings of the Second International

Symposium on Colloid Chemistry in oil production (ISCOP 97), Rio de Janeiro Brazil.

[50] GROENZIN, H.; MULLINS, O. C. Molecular size and structure of asphaltenes, *Pet. Sci. Technol.*, volumen 19, 2001, p. 219-230.

BIBLIOGRAFÍA

AKBARZADEH, K.; HAMMAMI, A.; KHARRAT, A.; ZHANG, D.; Los asfaltenos problemáticos pero ricos en potencial. Edmonton, Alberta, Canadá.

ALAYÓN, Mario. Asfaltenos - Ocurrencia y floculación. Cuaderno FIRP N° 369PP. Laboratorio de formulación, interfases, reología y procesos. Mérida (Venezuela). 2004.

ARIZA LEÓN, EMILIANO. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado. Trabajo de grado Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. 2008

ASKE, Narve. Characterization of crude oil components, asphaltene aggregation and emulsion stability by means of near infrared spectroscopy and multivariate analysis. Thesis (DoktorIngeniør). Norwegian: University of Science and Technology. Department of Chemical Engineering. Trondheim, 2002. p .49

Asphalt: science and technology. En: Revista NATURE. 1964, volume 202,. p 739-740.

BETANCOURT, Soraya., DONG, Chengli. Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos. Oilfield Review.2004.

BOHORQUEZ TOLEDO, Natalia Alexandra. Caracterización de asfaltenos de petróleos colombianos a partir de grupos funcionales. Trabajo de grado Química. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. 2010

BORREGO, A., BLANCO, C., PRADO, J., DÓAZ, C., GUILLÉN, M. H NMR and FTIR, 1996. "Spectroscopic studies of bitumen and shale oil from selected spanish oil shales". En: Energy and Fuels, 10 (1), p. 77-84.

BOUHADDA, Y.; BORMANN, D.; SHEU, E.; BENDEDOUCH, D.; KRALLAFA, A.; DAAOU, M. Fuel 2007, 86, p.1855

CALLES, J. A.; DUFOUR, J.; MARUGÁN, J.; GIMÉNEZ-AGUIRRE, R.; PEÑA, J. L.; MERINO-GARCÍA, D. Properties of asphaltenes precipitated with different n-alkanes. A study to assess the most representative species for modelling. En: Energy and Fuels.22(2). 2008. p. 763-769.

CARRILLO, L. F., 1990. "Análisis petrofísicos especiales de corazones, pozo La Cira 1884". Ecopetrol – ICP, Piedecuesta.

COELHO, R. R.; Hovell, I.; de Mello Monte, M.; Middea, A.; Lopez de Souza, A. Fuel Process. Technol. 2006, 87, p. 325–333.

CÓRDOBA O. Fabio, LOPEZ A. Cristina, ROLON V. Luisa, GOMEZ J. Luís A., BUCHELLI H. Fernando, SOTELO QUIÑONES Clara I Proyecto Evaluación Regional Cuenca Valle Medio del Magdalena - Cordillera Oriental, Colombia Fase -1. Empresa Colombiana de Petróleos. Ecopetrol, 2001

DÁVILA, A., "Floculación de los asfaltenos", Tesis de pregrado Laboratorio FIRP (1997)

FERRARO J. R., NAKAMOTO K. Introductory Raman Spectroscopy. Primera edición. Academic Press. 1994.

FIRP S369-A. Laboratorio de formulación, interfase, reología y procesos. Mérida (Venezuela). 2006.

GROENZIN, H.; MULLINS, O. C. Molecular size and structure of asphaltenes, *Pet. Sci. Technol.*, volumen 19, 2001, p. 219-230.

HERNÁNDEZ MANRIQUE, Edinson Antonio., GARCÍA ARIAS, Sergio Andrés. Caracterización en depósitos orgánicos mediante un análisis estadístico en un campo Colombiano. Aplicación al campo Colorado. Tesis de pregrado en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímica. 2010.

HIRSCHFELD T., CHASE D. B. *Appl. Spectrosc.* 40, 133 (1986).

J. SHIROKOFF, M. SIDDIQUI, M. Ali. En: *Energy & Fuels*, 1997, 11, p. 561–565.

KARACAN et al., “Alcali treatment to asphaltic crude oil and its effect on thermal properties of asphaltic fractions”, *Proceedings of the Second International Symposium on Colloid Chemistry in oil production (ISCOP 97)*, Rio de Janeiro Brazil.

KUANGUNAN QIAN., Kathleen E. Edwards. Desorption and Ionization of Heavy Petroleum Molecules and Measurement of Molecular Weight Distributions. En: *Energy & Fuels* 2007, 21, p.1042-1047

L. DAVARPANAH, F. VAHABZADEH AND A. DERMANAKI. En: *Oil & Gas Science and Technology*, 2013, Rev. IFP Energies nouvelles.

LEON, O., 2000. “Asphaltene: structural characterization, self-association, and stability behavior”. En: *Energy and Fuels*, 14 (1) p. 6-10.

LEONTARITIS, K.; “Asphaltene Near-wellbore Formation Damage Modeling,” *Proceedings of SPE Formation Damage Control Conference*, Feb. 1998

LHIOREAU, C.: BRIANT, J.: TINDY, R. Rev. Inst. Fr. Pet. 1967, p. 22, p. 797.

LLUCHURPÍ, José. Tecnología y margen del refino del petróleo. Editorial Díaz de Santos. Instituto Superior de la Energía – Repsol. Madrid. 2008. Capítulos 2 y 3.

MERINO-GARCIA, D. Calorimetric investigations of asphaltene self-association and interaction with resins. Tesis doctoral. Center for phase equilibria and separations. Technical University of Denmark. 2004.

Métodos de difracción de Rayos X,
http://www.rpsqualitas.es/documentacion/downloads/instrumental/tecnicas_de_difraccion_de_rayos_x.pdf

MICHAEL George.; MOHAMMAD Al-Siri. Differences in average chemical structures of asphaltene fractions separated from feed and product oils of a Mild Thermal Processing Reaction. En: Energy & Fuels, 2005, 19, p 1598-1605

MOLINA Daniel R. Composición Molecular Promedio de Crudos Colombianos y sus Fondos de Vacío y Asfaltenos y su Aplicación en el Desarrollo de un Modelo para Optimizar una Unidad de Desasfaltado. Tesis Ph.D. en Química. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. 2008

MOLINA Daniel R.; Poveda Juan C. Molecular changes in asphaltenes within H₂ plasma. En: Energy & Fuels, 2014, 28, p 735–744

MURGICH, Juan. Manejo integral de asfaltenos y parafinas del petróleo y su impacto en producción, transporte y refinación. En: curso de manejo integral de asfaltenos y fracciones pesadas del petróleo y su impacto en los procesos de producción, transporte y refinación. (1º: 2003 : Bucaramanga). Memorias de curso de Manejo Integral de Asfaltenos y Fracciones Pesadas del Petróleo. Bucaramanga: UIS-ICP, 2003. p.136.

Nanoscale Structures of Asphaltene Molecule, Asphaltene Steric-Colloid and Asphaltene Micelles & Vesicles. Página web:http://www.e-asphalt.com/ingles/viewForm_old.php?Upf=yes&Page=/datoseuropa/Asphaltene

PASADAKIS, N.; VAROTSIS, N.; KALLITHRAKAS, N. Petr. Sci. Tech. volume 19, 2001,. p. 1219-1227.

PENG P., FU J., SHENG G., Ruthenium-Ions-Catalyzed Oxidation of an Immature Asphaltene: Structural Features and Biomarker Distribution, En: Energy & Fuels, 1999, 13 (2), p 266–277

R. CHANG, Basic principles of Spectroscopy, Mc-Graw-Hill, New York (1971).
R. K. Harris “Nuclear Magnetic resonance Spectroscopy. A Physicochemical View” England, Longman Scientific & Technical, 1986.

RAMOS Carpio, M. A. Refino de petróleo, gas natural y petroquímica. Publicaciones ETSII.Madrid. 1997.

RUIZ-MORALES, Y.; MULLINS, O. Caracterización de los hidrocarburos aromáticos Policíclicos en asfaltenos del petróleo mediante cálculos teóricos de transiciones electrónicas y espectroscopia óptica experimental. Presentado en la V Reunión Mexicana de Fisicoquímica teórica. México. 2006

SPEIGHT J. G. Characterization of Heavy Crude Oils and Petroleum Residues. Presented at the International Symposium. Éditions Technip. Paris. 1984. p. 32 – 41.

SPEIGHT, J. G. Petr. Sci. Eng. Volume 22,.1999, p. 3-15.

SPEIGHT, J. G. Petroleum Asphaltenes Part 1. Asphaltenes, Resins and the Structure of Petroleum. En: Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. 59(5). 2004. p. 467-477.

SPEIGHT, J. G. Petroleum Asphaltenes Part 1. Asphaltenes, Resins and the Structure of Petroleum. En: Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. Volume 59(5). 2004. p. 467-477.

SPEIGHT, J. G., LONG, R. B., TROWBRIDGE, T.D., Fuel, volume 63,. 1984, p. 616-620.

STOCK, L. M.; WANG, S.-H. En: Energy Fuels 1989, 3, 533

T. FAN, J. WANG, AND J. S. BUCKLEY, “Evaluating Crude Oils by SARA Analysis,”SPE 75228, 2002.

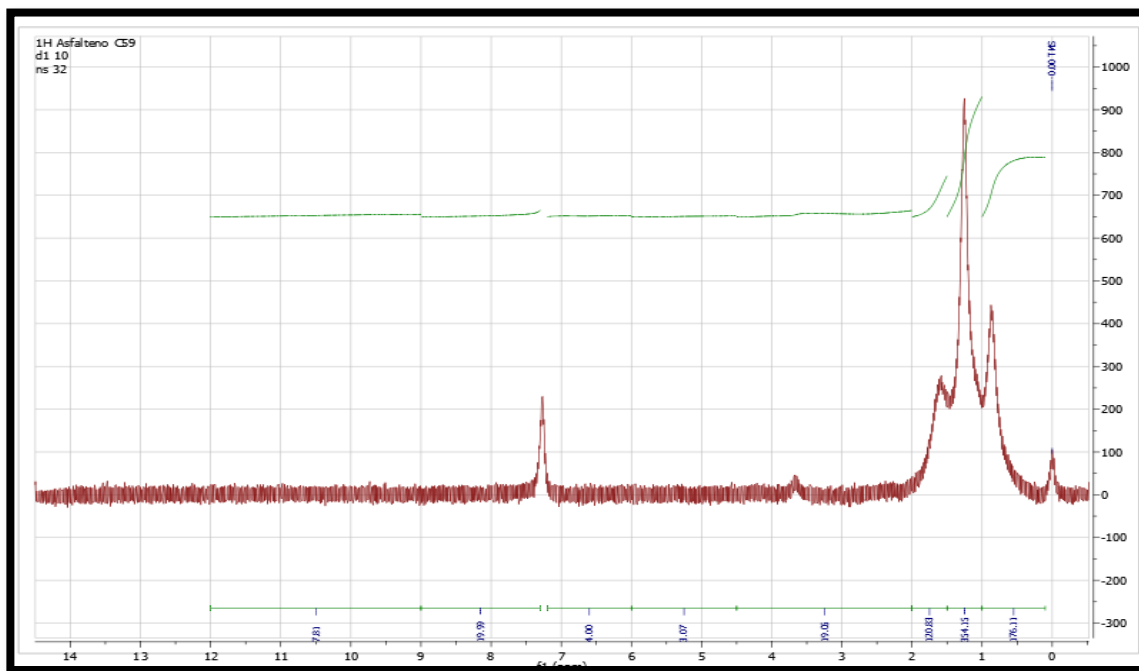
WAEEL A. Abdallah*, YANG Yang. Raman Spectrum of Asphaltene. En: Energy Fuels 2012, 26, 6888–6896

YANG et al., “Film properties of Asphaltenes and Resins”, Cap. 23, Encyclopedic Handbook of Emulsion Tecnology, Marcel Dekker, Inc, New York (2001)

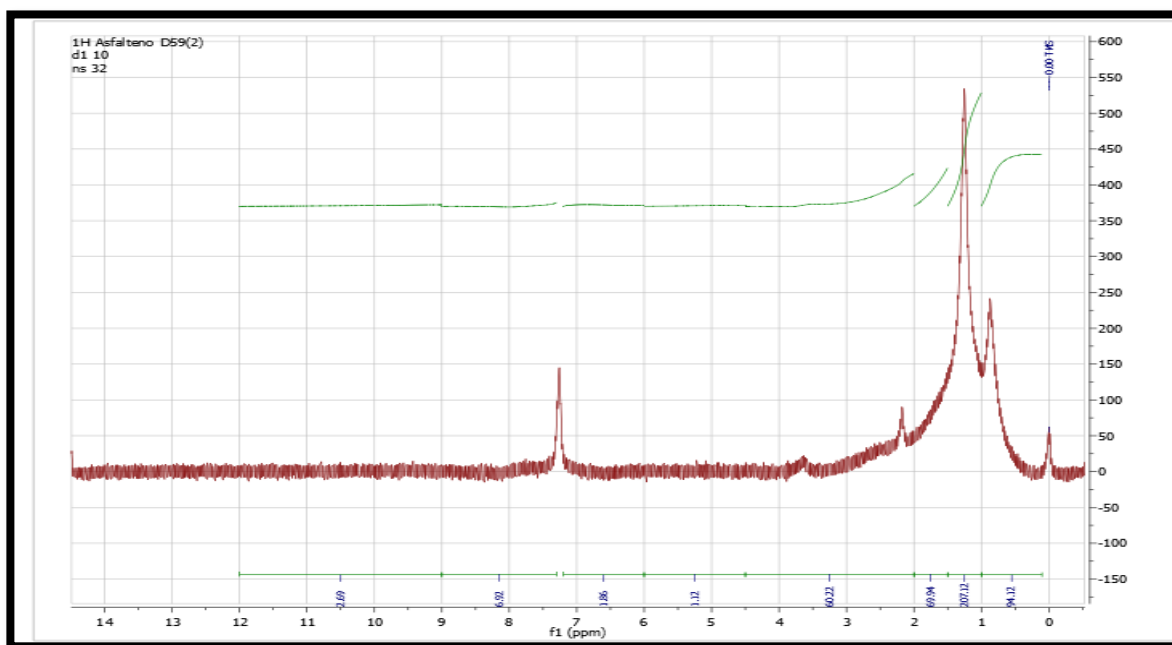
YU-FENG, H.; GUO, T. Effect of temperature and molecular weight of n-alkanes precipitants on asphaltenes precipitation. Fluid phase equilibria. 2001. Volume 192,. p. 13-25.

ANEXOS

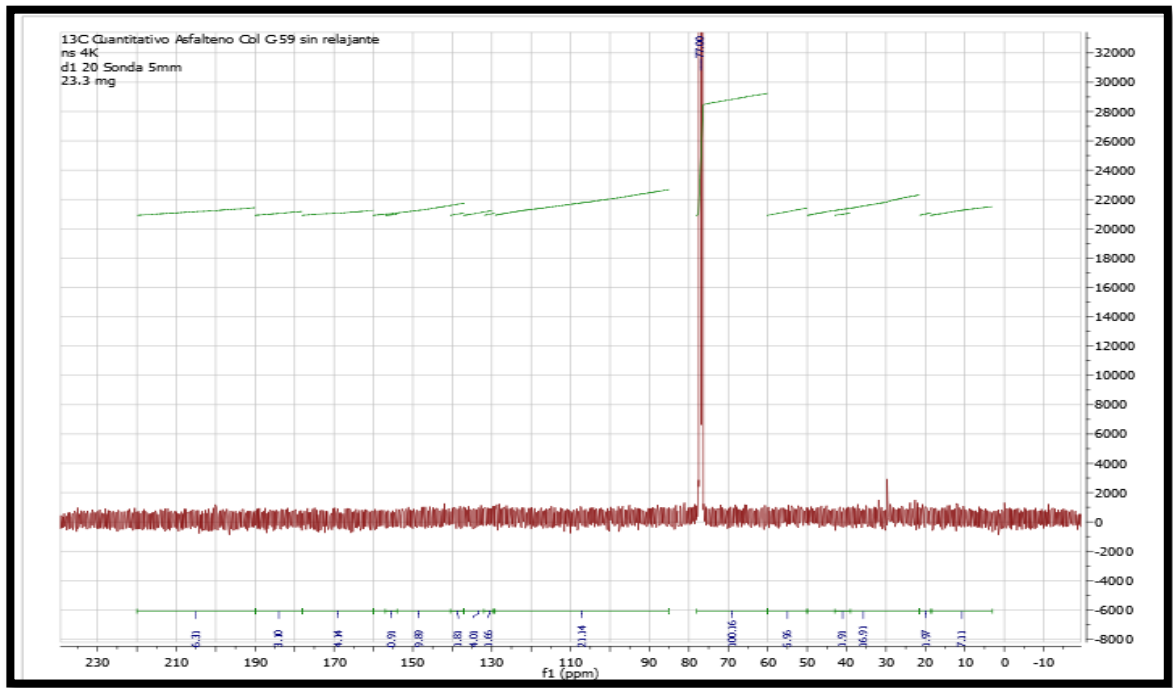
Anexo 1. Integración del espectro de RMN-¹H del crudo COL-59



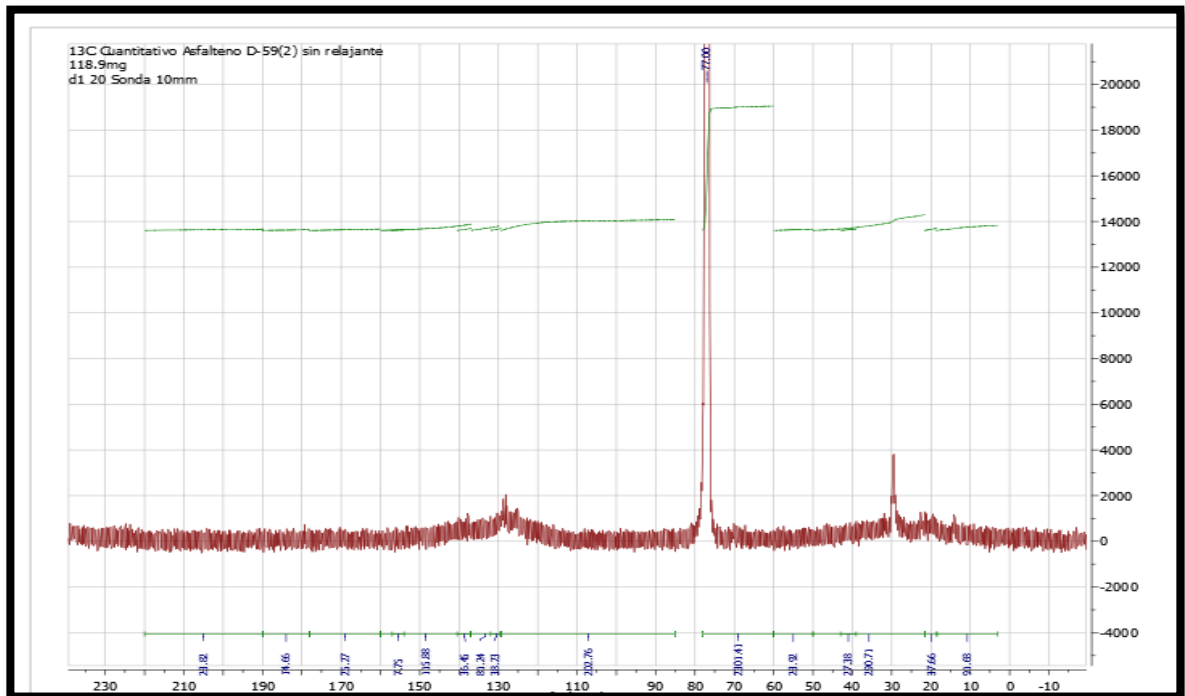
Anexo 2. Integración del espectro de RMN-¹H del depósito COL-59



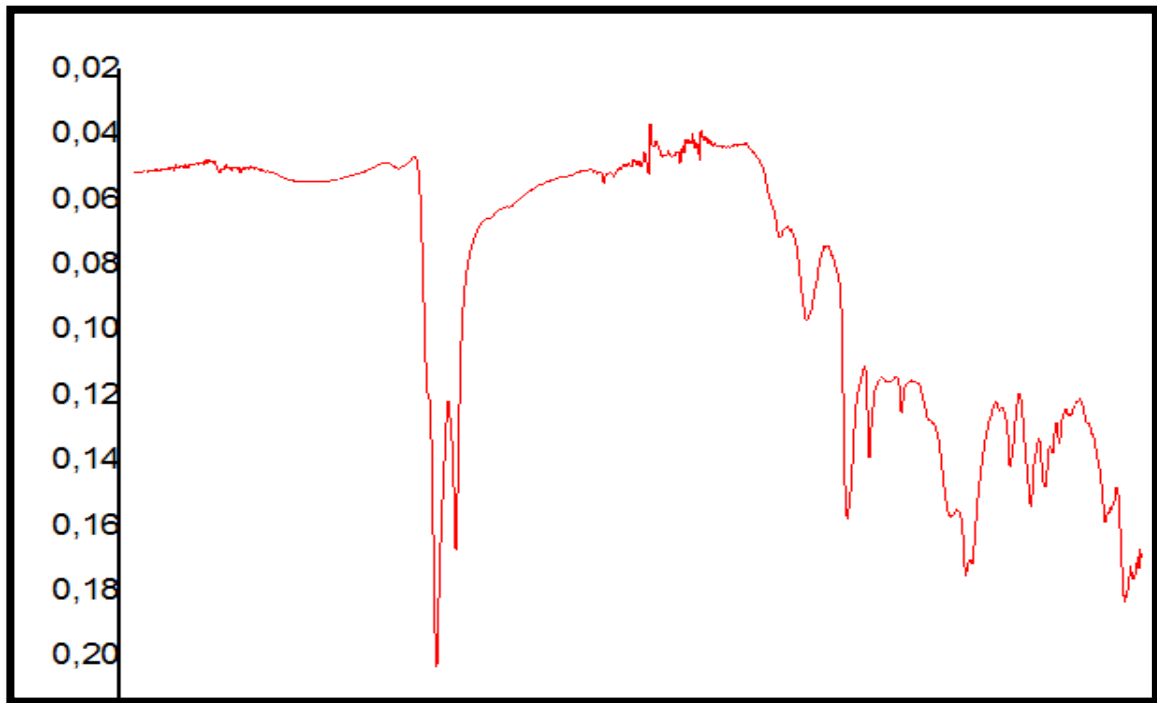
Anexo 3. Integración del espectro de RMN-¹³C del crudo COL-59



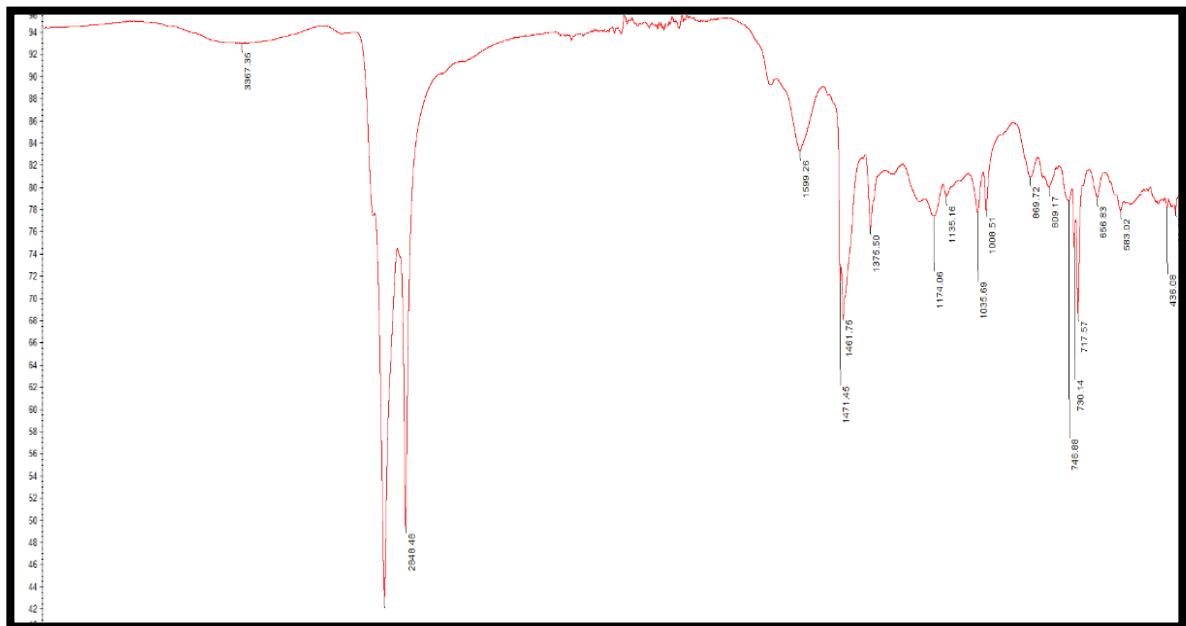
Anexo 4. Integración del espectro de RMN-¹³C del depósito COL-59



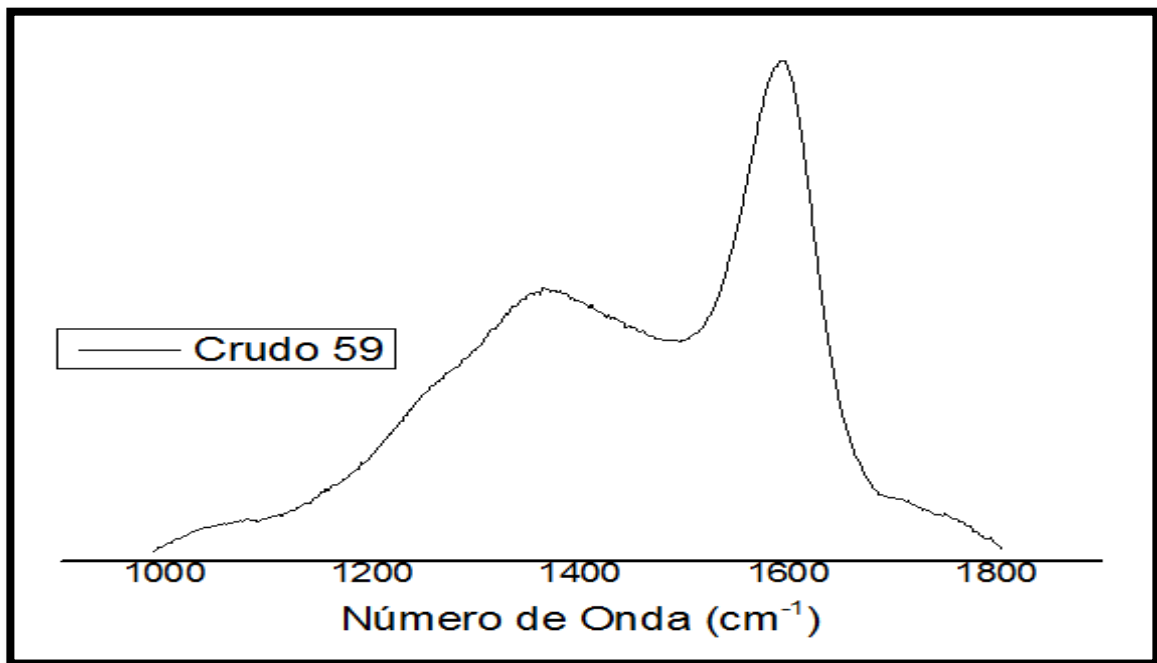
Anexo 5. Bandas de espectro infrarrojo del crudo COL-59



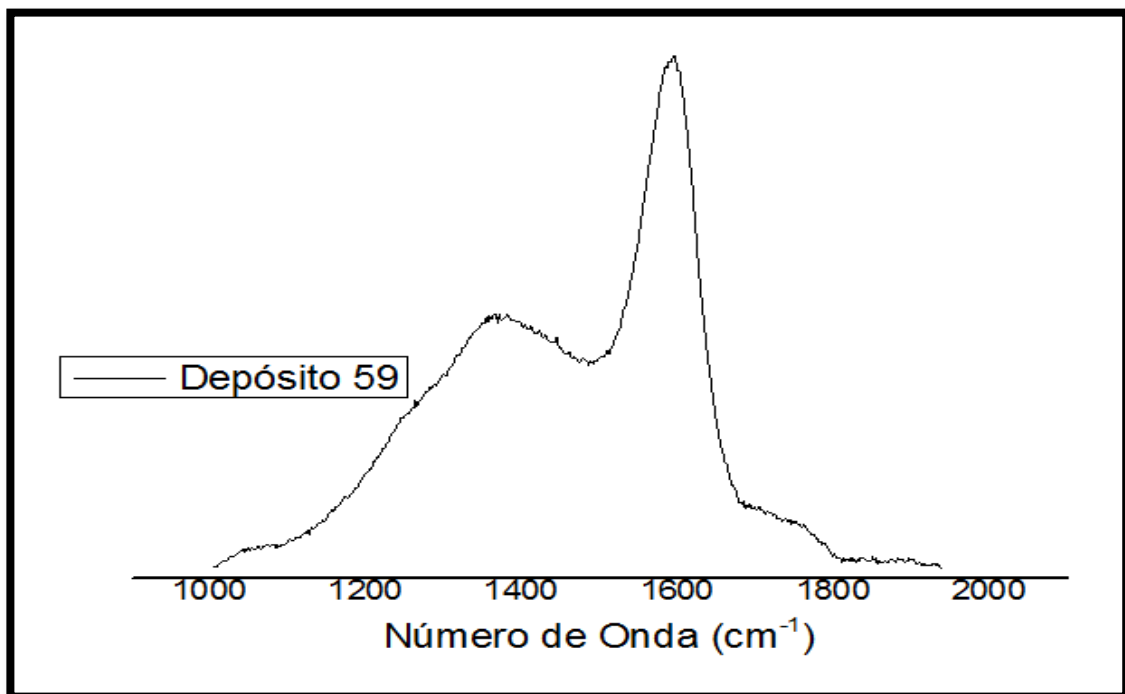
Anexo 6. Bandas del espectro infrarrojo del depósito COL-59



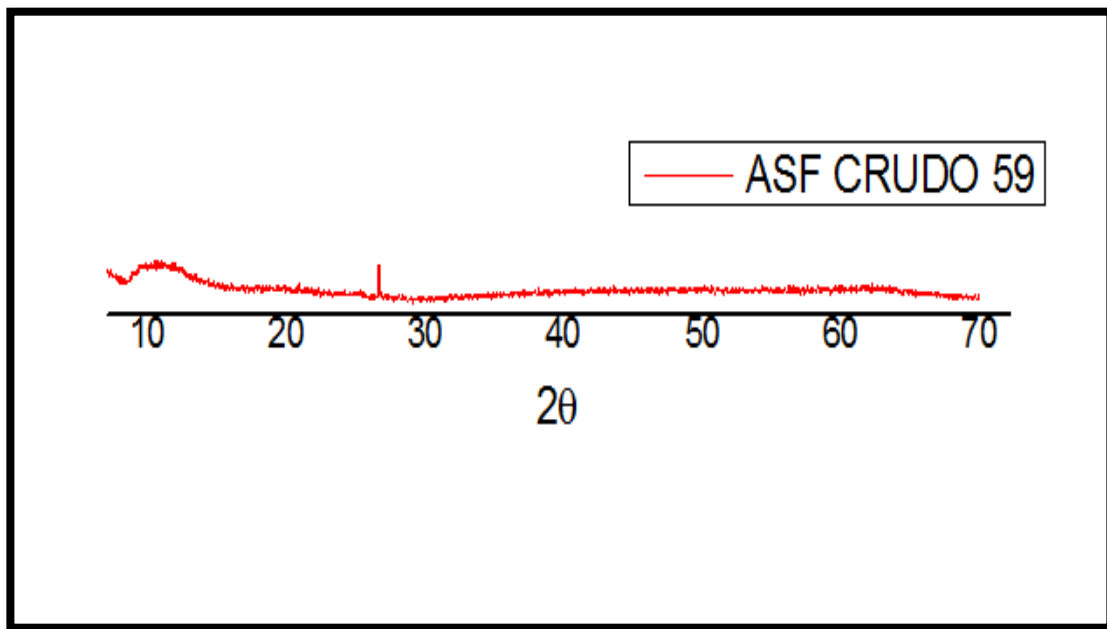
Anexo 7. Espectro Raman del crudo COL-59



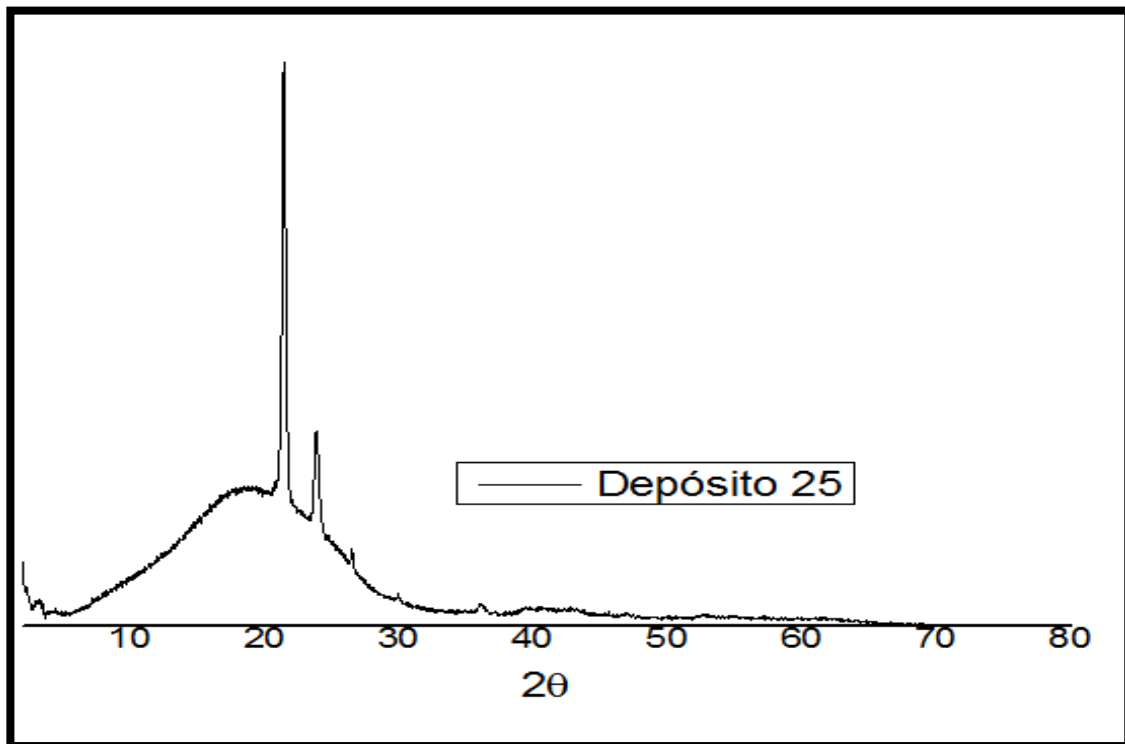
Anexo 8. Espectro Raman del depósito COL-59



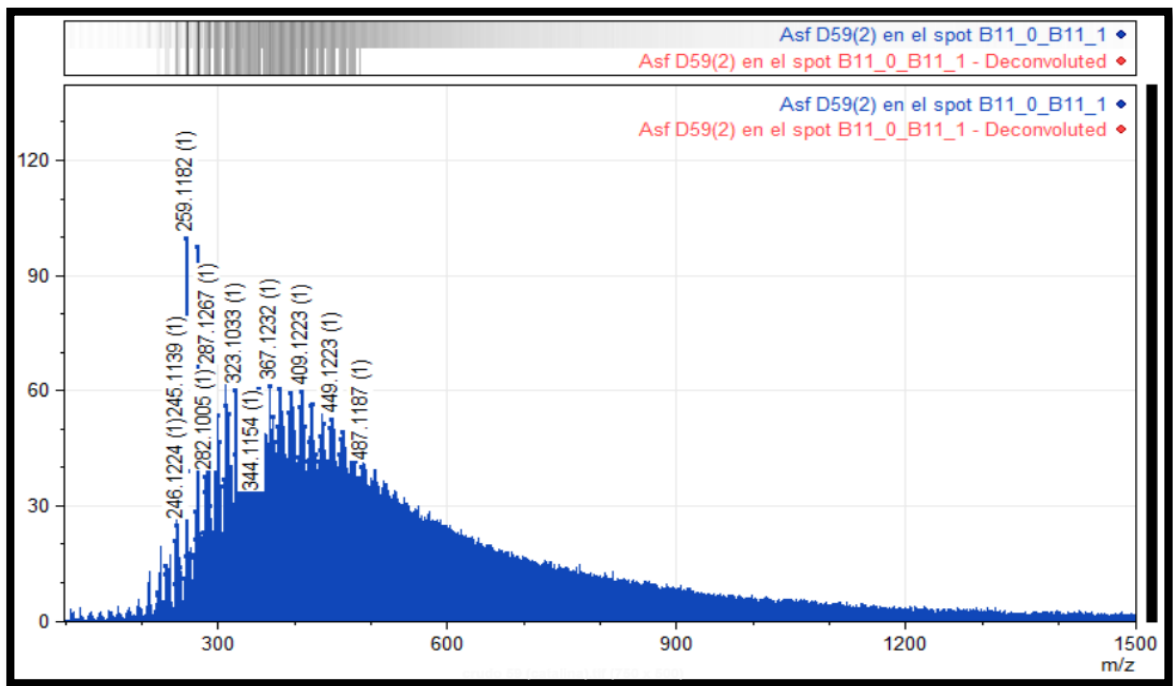
Anexo 9. Difractograma DRX del crudo COL-59



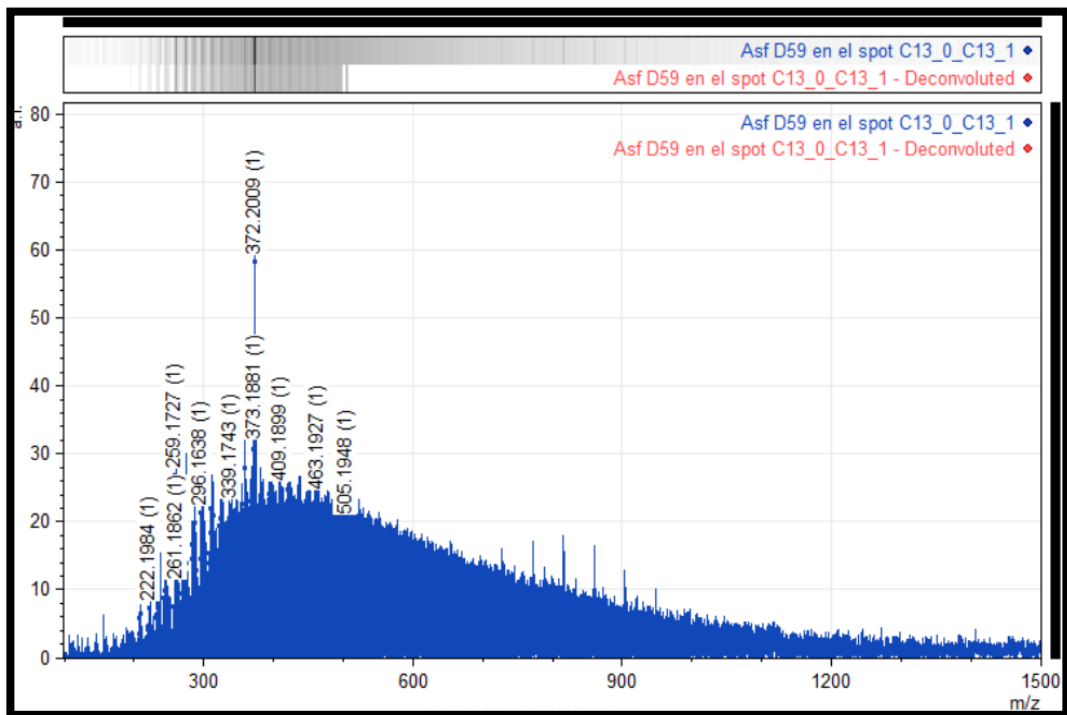
Anexo 10. Difractograma DRX del depósito COL-59



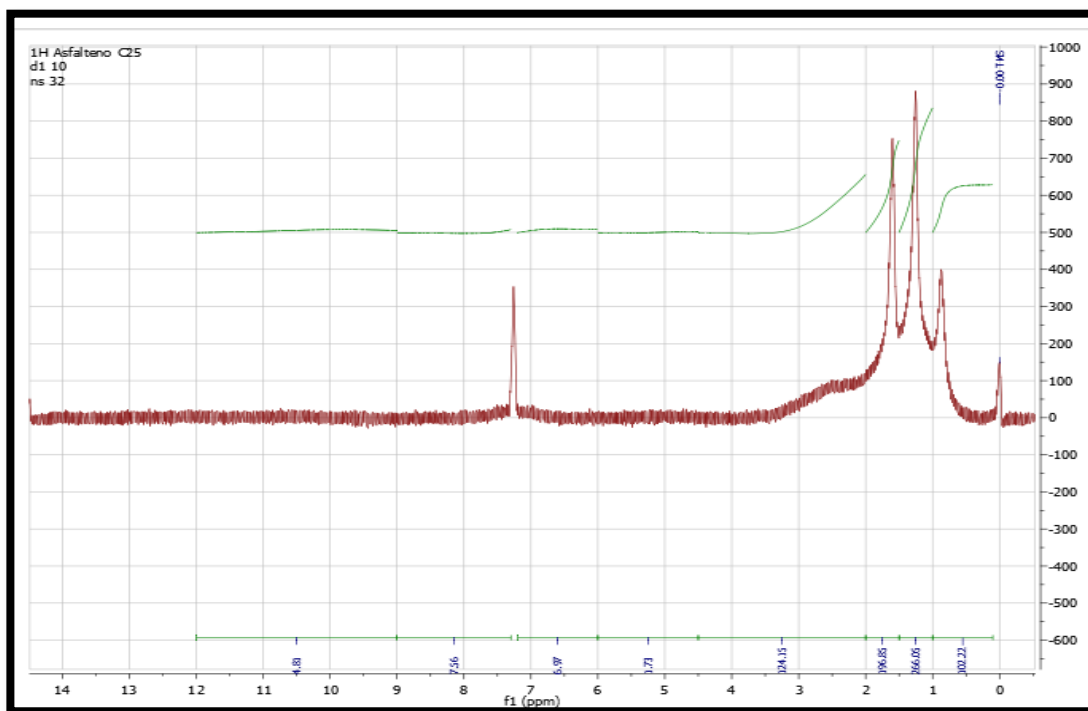
Anexo11. Espectro de masas del crudo COL-59



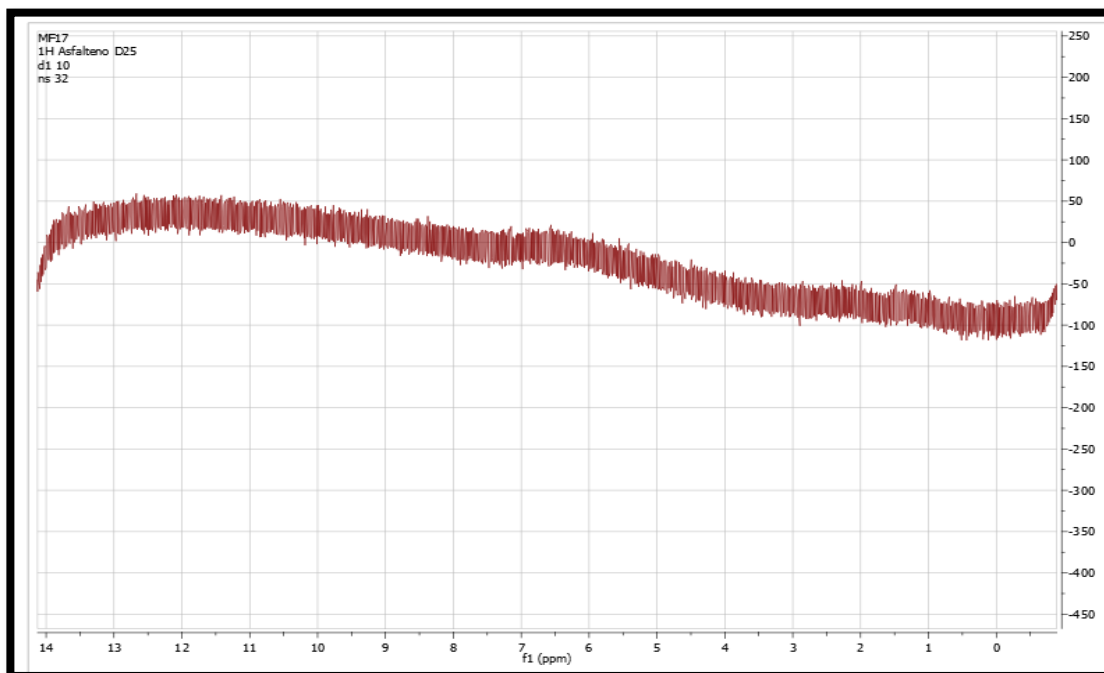
Anexo 12. Espectro de masas del depósito COL-59



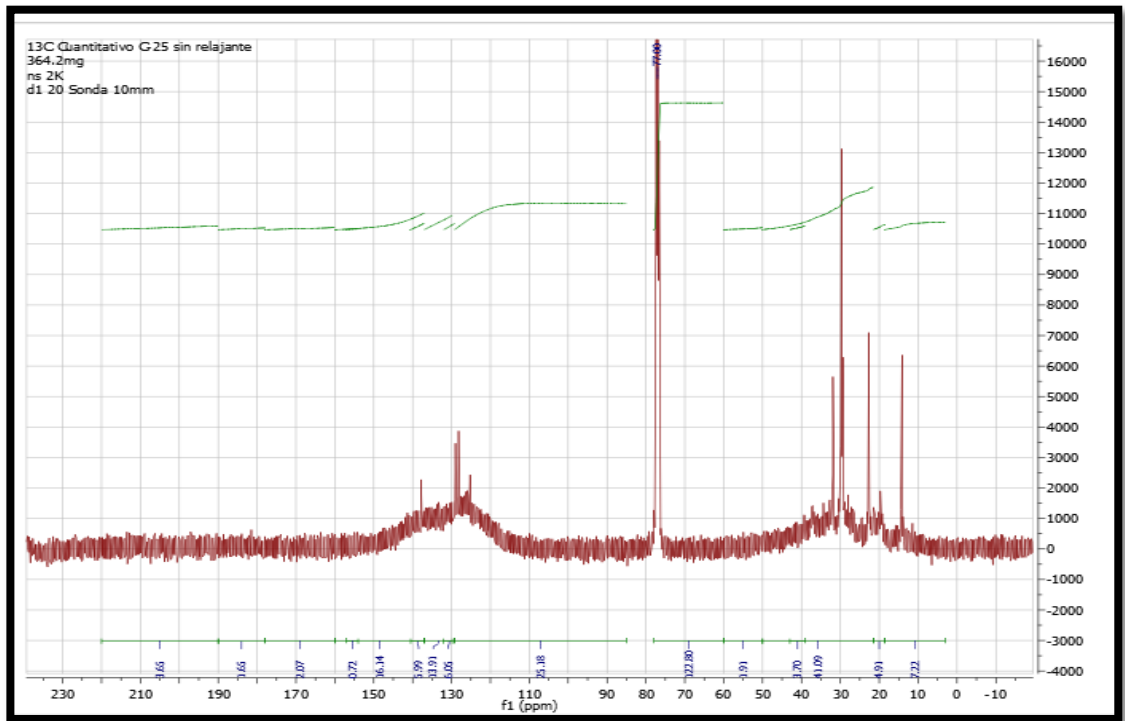
Anexo 13. Integración del espectro de RMN-¹H del crudo COL-25



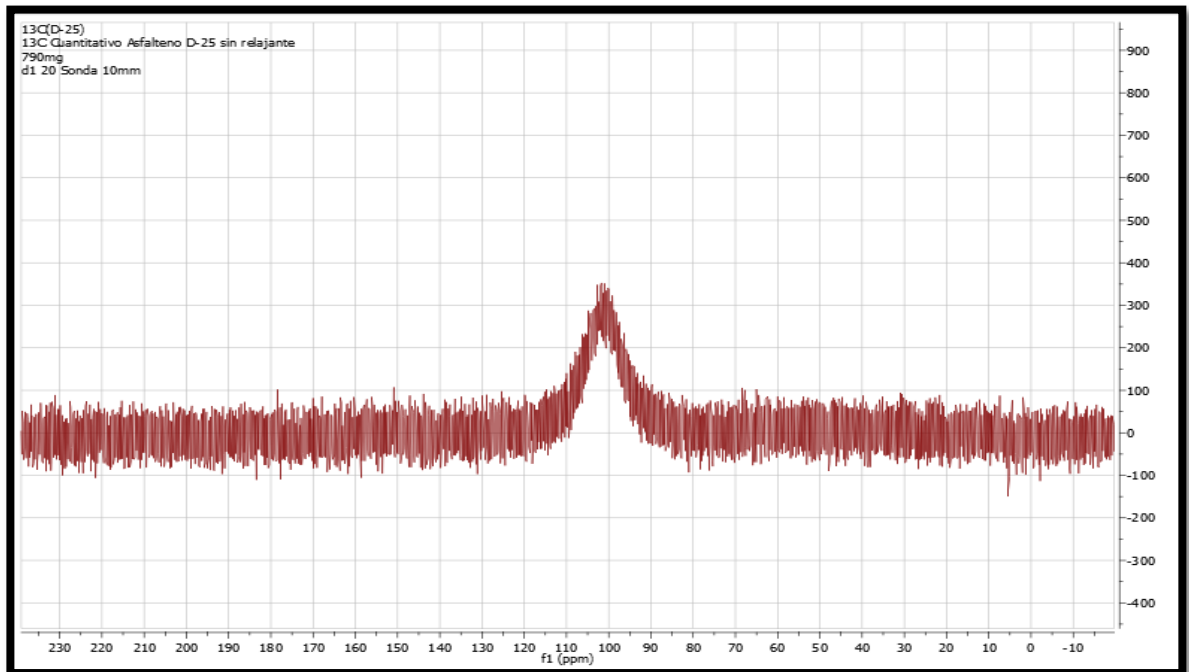
Anexo 14. Espectro de RMN-¹H del depósito COL-25



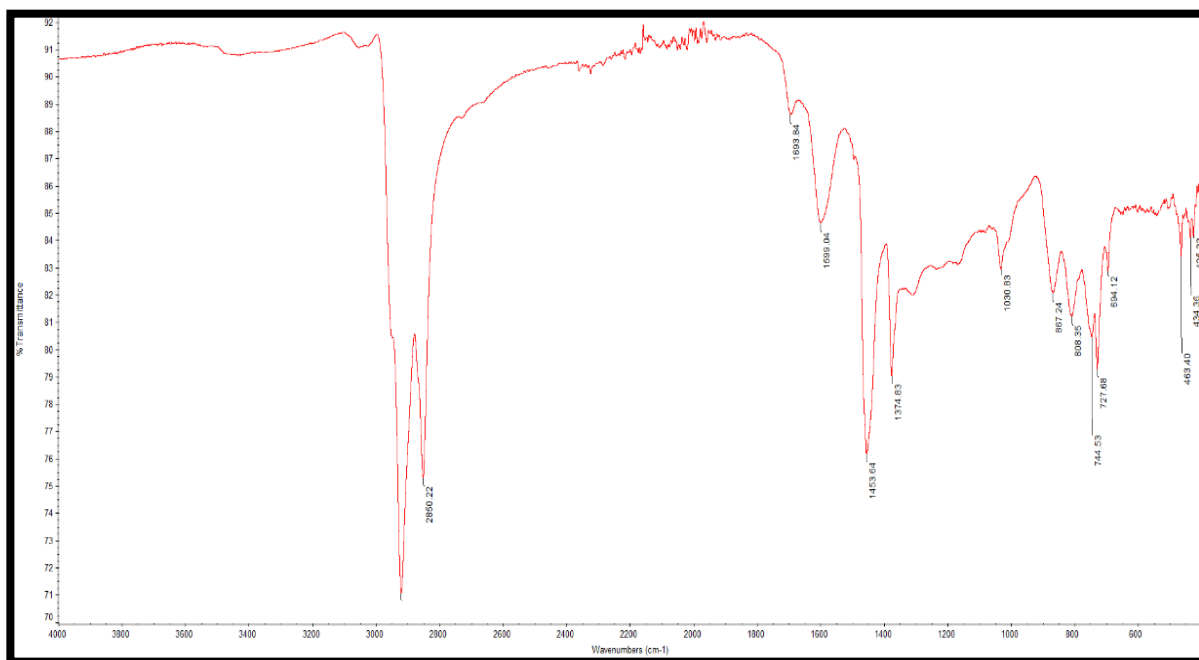
Anexo 15. Integración del espectro de RMN-¹³C del crudo COL-25



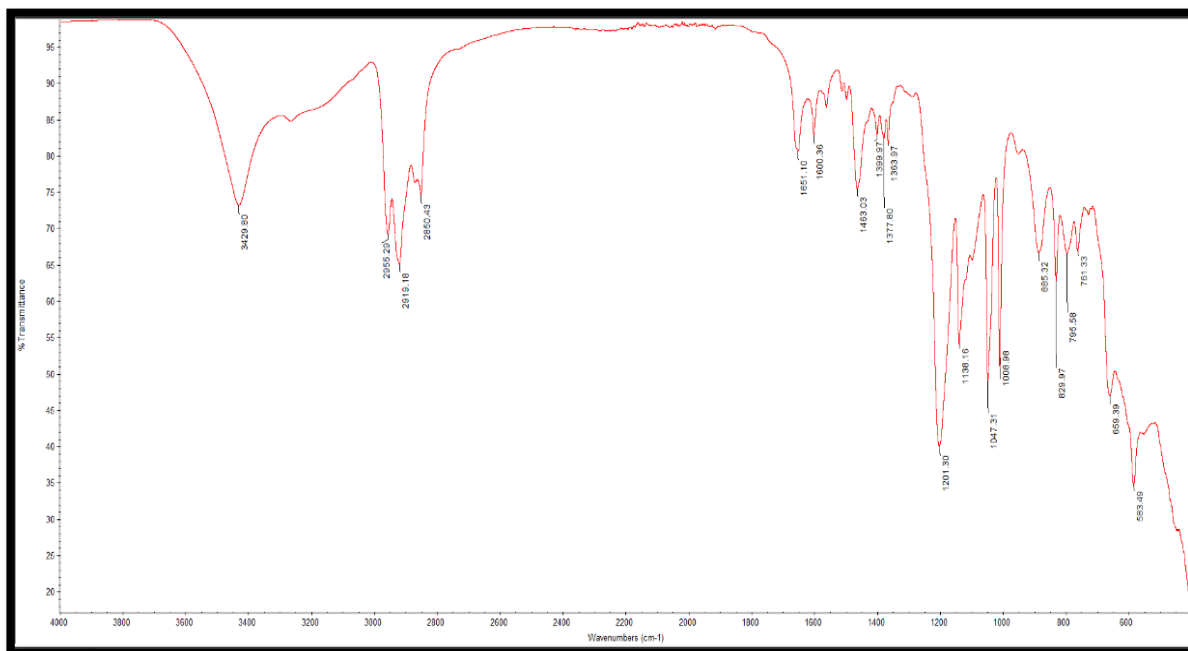
Anexo 16. Espectro de RMN-¹³C del depósito COL-25



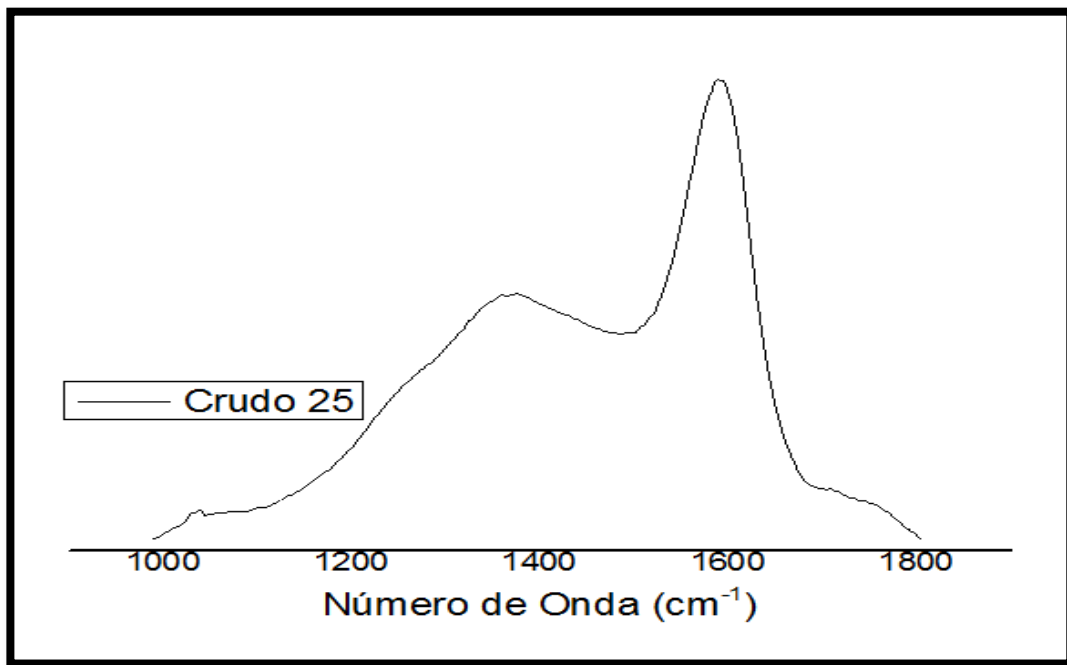
Anexo 17. Bandas de espectro infrarrojo del crudo COL-25



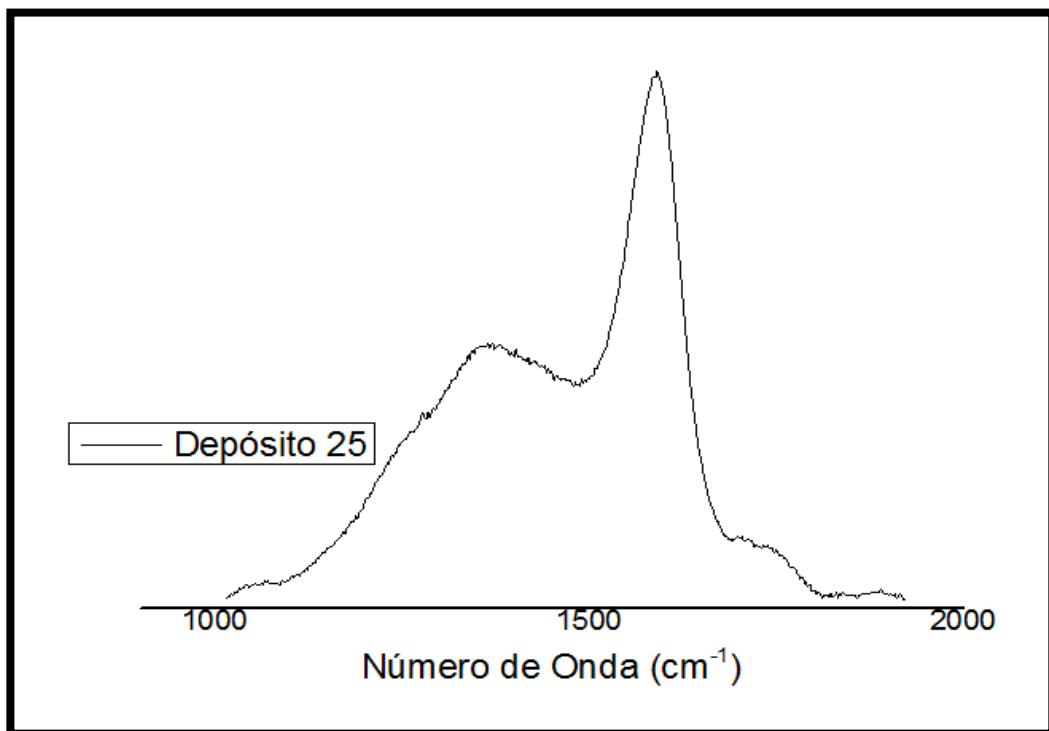
Anexo 18. Bandas del espectro infrarrojo del depósito COL-25



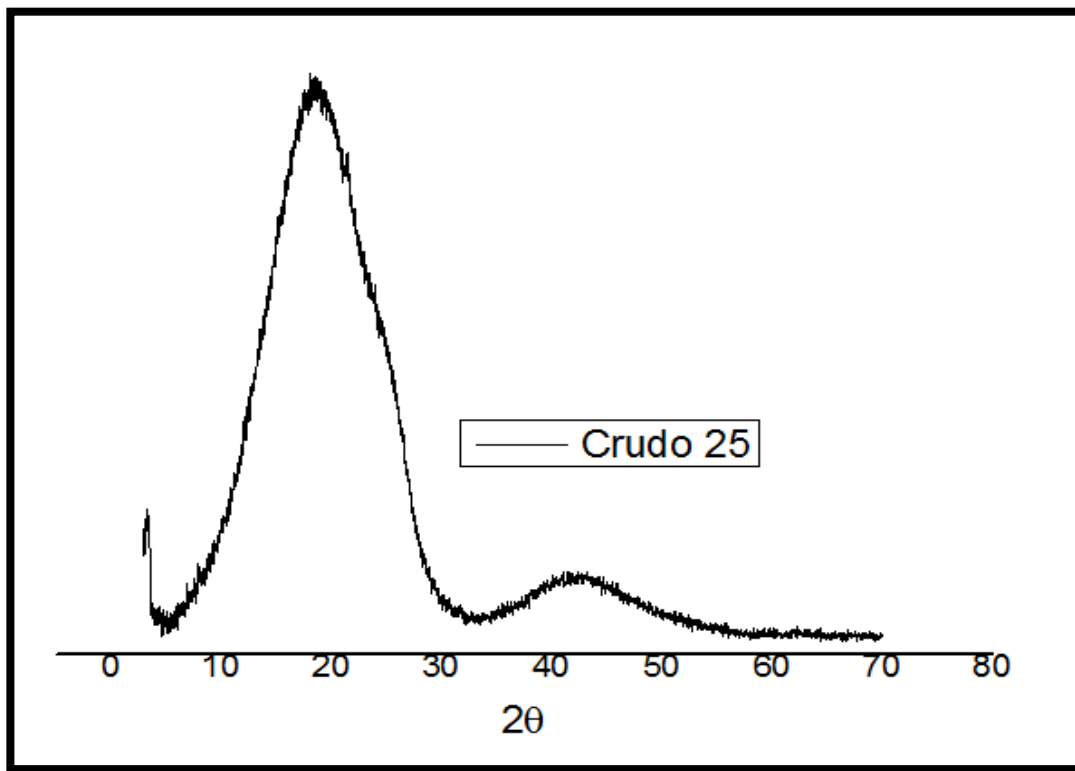
Anexo 19. Espectro Raman del crudo COL-25



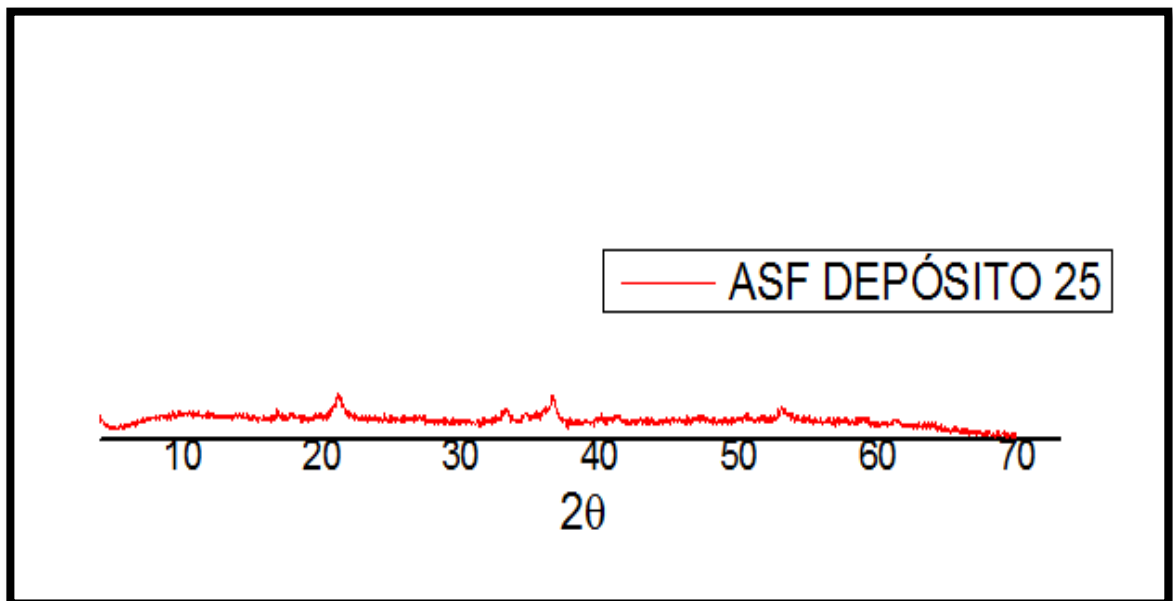
Anexo 20. Espectro Raman del depósito COL-25



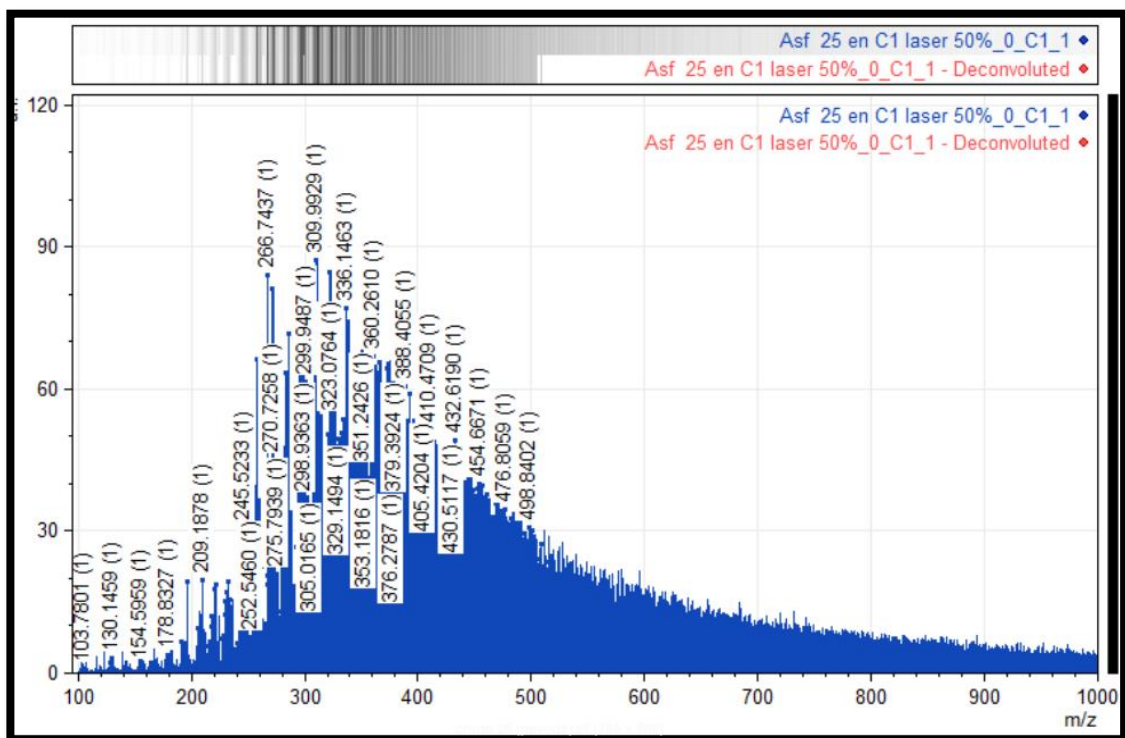
Anexo 21. Difractograma DRX del crudo COL-25



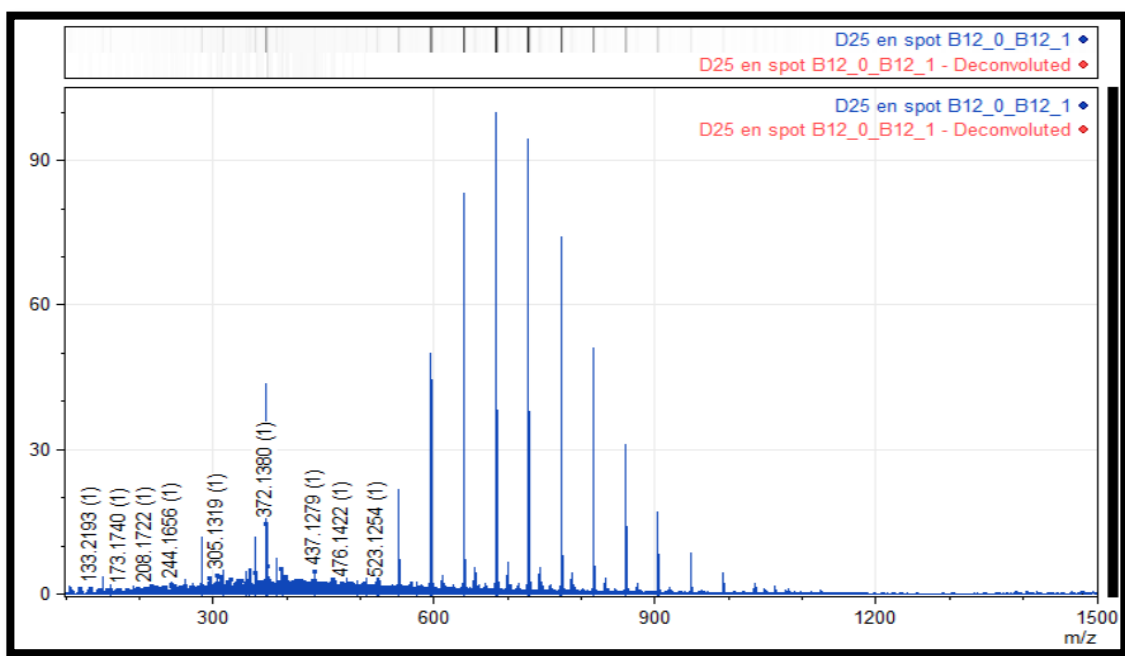
Anexo 22. Difractograma DRX del depósito COL-25



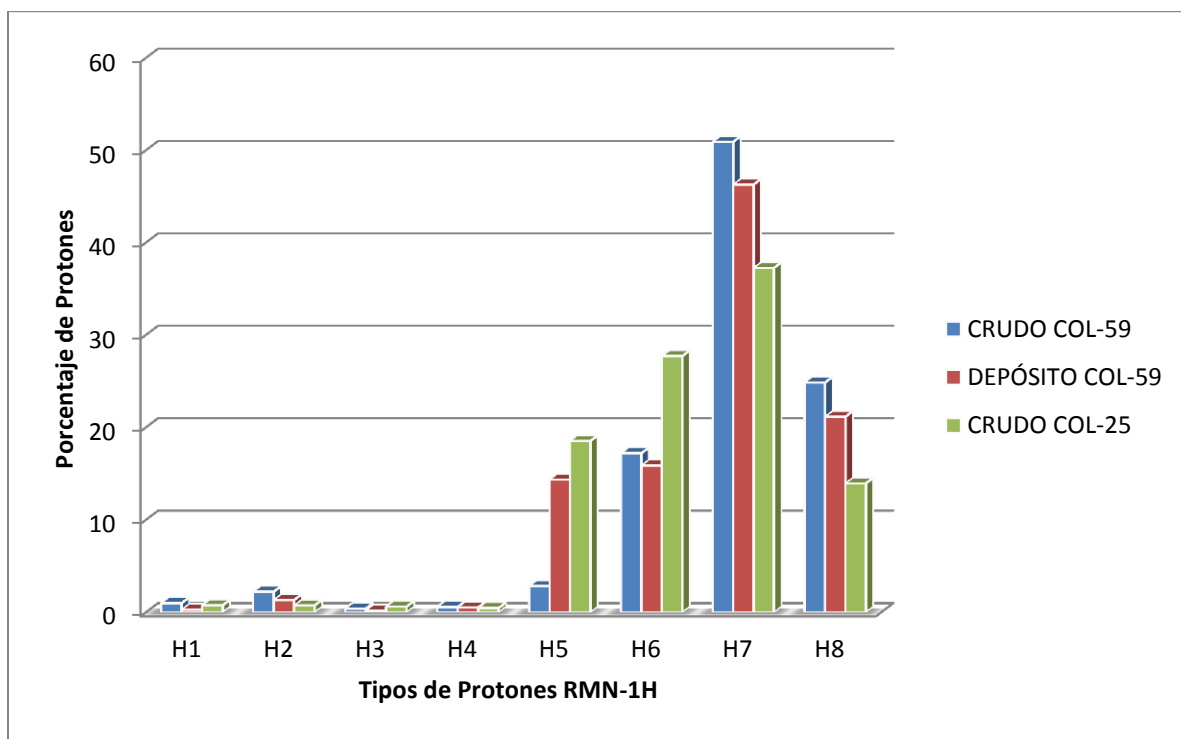
Anexo 23. Espectro de masas del crudo COL-25



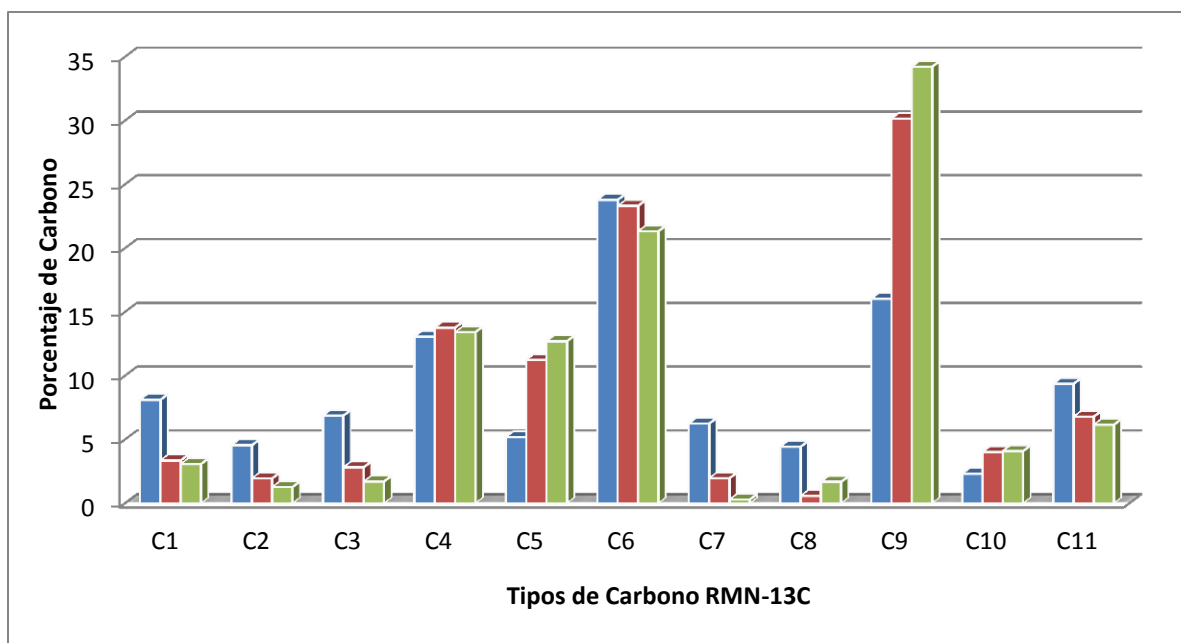
Anexo 24. Espectro de masas del depósito COL-25



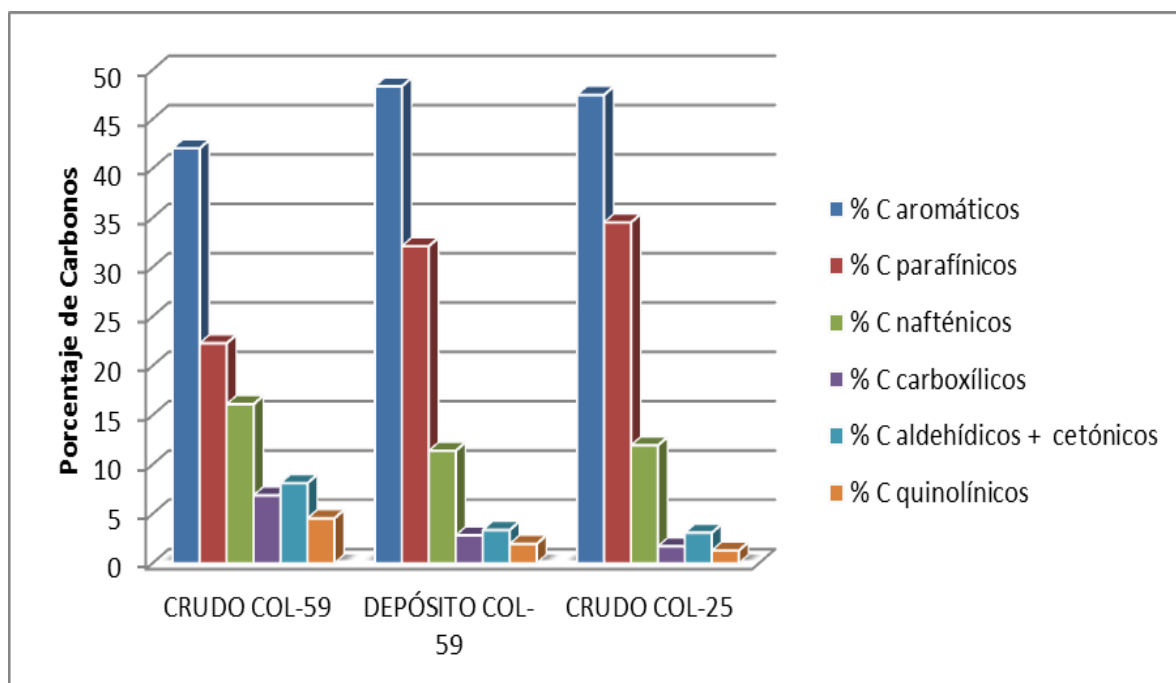
Anexo 25. % hidrógenos de los asfaltenos extraídos de los pozos COL-25 y 59



Anexo 26. % carbonos de los asfaltenos extraídos de los pozos COL-25 Y 59



Anexo 27. % de tipos de carbonos de los asfaltenos de los diferentes pozos



Anexo 28. Comparación de porcentaje de hidrógenos y carbonos de los asfaltenos

