

Comportamiento y clasificación del posible uso de las asfaltitas presentes en el municipio de Rionegro (Santander) según su madurez termal y su distanciamiento de la Falla Bucaramanga – Santa Marta.

Luis Miguel Rozo Alfonso y Eduardo Torres Morales

Trabajo de Grado para Optar el título de Geólogo

Director

Mario García González

Geólogo PhD

Codirector

Cesar Eduardo Herrera Quintero

Geólogo M.Sc (c)

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

A Dios, porque a pesar de que flaquee más de una vez, más de una vez me apoyo, porque sin su fortaleza no había sido posible afrontar las adversidades que se presentaron.

A mi querida madre Martha Alfonso, hoy dedico mi trabajo de grado, porque eres mi fortaleza, inspiración, fuerza y mi consuelo para avanzar, pero sobre todo mi ejemplo de coraje y perseverancia, gracias a ti aprendí que siempre habrá adversidades y que estas se superan con coraje, amor y gallardía, no existen palabras para expresar el apoyo que me has dado.

A mi hermana por su apoyo incondicional, paciencia y comprensión a lo largo de mi vida y a todas las personas que de una u otra manera me ayudaron en este proceso.

Luis Miguel Roza Alfonso

Dedicatoria

Quiero rendir un homenaje especial a mi familia. A mis abuelos Imelda y Eduardo, quienes han sido una fuente inagotable de sabiduría y amor, les agradezco por su constante apoyo, sus invaluable consejos y enseñanzas de vida, a mi papá, por ser mi mentor y apoyo incondicional.

A mis profesores, les agradezco por su dedicación y compromiso en transmitir el conocimiento, a mi compañero de trabajo de grado, Luis Miguel, agradezco el esfuerzo y dedicación.

Finalmente, quiero agradecer a todos los amigos, compañeros y demás personas que han formado parte de este trayecto académico.

Eduardo Torres Morales

Agradecimientos

A nuestro director de proyecto Mario García Gonzales por su total disposición, ayuda y acompañamiento durante todo el desarrollo de este trabajo. A nuestro codirector Cesar Eduardo Herrera Quintero por su colaboración, sugerencias y aportes. A los profesores de la Escuela de Geología por su apoyo y enseñanza a lo largo de los años de aprendizaje. A nuestros padres, familiares y amigos por su apoyo y respaldo incondicional en los últimos años. A la Universidad Industrial de Santander por permitirnos hacer parte de ella y por su aporte en nuestras vidas.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo general	14
1.2 Objetivos específicos	14
1.3 Antecedentes.....	14
2. Localización	16
3. Marco geológico.....	18
3.1 Estratigrafía	20
3.2 Geología Estructural.....	23
4. Marco teórico.....	25
4.1 Clasificación.....	25
4.2 Modelos genéticos y mecanismos de deformación.....	30
4.3 Propiedades fisicoquímicas	32
4.4 Presentación de los hidrocarburos sólidos	33
4.5 Hidrocarburos sólidos en el mundo y en Colombia	34
4.6 Aplicaciones	37
5 Metodología.....	38
5.1 Migración y generación de los hidrocarburos de la cuenca del VMM	40
5.2 Madurez termal y contenido de materia orgánica total (COT) de la Formación la Luna	43
5.3 Elementos Estructurales Principales	47
5.4 Información bibliográfica de las asphaltitas de la zona de estudio.....	52

6. Resultados	56
6.1 Usos posibles de las asphaltitas aflorantes de la zona	64
7. Conclusiones	68
8. Recomendaciones	69
Referencias	70

Lista de figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Mapa de localización de la zona de estudio.....	16
<i>Figura 2.</i> Localización del Norte de la Cuenca del VMM.....	17
<i>Figura 3.</i> Mapa Geológico de la zona de estudio	19
<i>Figura 4.</i> Columna estratigráfica generalizada de la zona de estudio	21
<i>Figura 5.</i> Corte geológico generalizado de la zona de estudio	24
<i>Figura 6.</i> Clasificación de Abraham según Hunt et al, 1954.....	26
<i>Figura 7.</i> Clasificación de King (1963) de los hidrocarburos sólidos para un sistema de clasificación de uso geológico.....	26
<i>Figura 8.</i> Clasificación de bitúmenes y carbones naturales de Hunt	27
<i>Figura 9.</i> Esquema de la Génesis de los migrabitúmenes.....	28
<i>Figura 10.</i> Clasificación de los hidrocarburos sólidos con respecto a los valores de reflectancia según Landis y Castaño, 1995.....	29
<i>Figura 11.</i> Esquema de los principales mecanismos que generan los hidrocarburos sólidos.....	31
<i>Figura 12.</i> Relación profundidad-°API con su mecanismo principal	32
<i>Figura 13.</i> Imágenes de depósitos de asphaltitas.....	34
<i>Figura 14.</i> Yacimientos de asfalto natural en Colombia	36
<i>Figura 15.</i> Esquema general de la metodología del proyecto.....	38
<i>Figura 16.</i> Gráfico de la historia de eventos y procesos de los sistemas petroleros de la Cuenca del VMM.....	40
<i>Figura 17.</i> Diagrama de enterramiento y Temperatura de la zona Centro Norte de la cuenca del VMM.....	41

<i>Figura 18.</i> Mapas de volumen de hidrocarburos expulsados por unidad de área de la roca fuente del Turoniano-Coniaciano (Formación La Luna) durante tres intervalos de tiempo.....	42
<i>Figura 19.</i> Valores de %COT de la Formación la Luna para el municipio de Matanza (Santander) comparados con los reportados por otros autores para el VMM.....	44
<i>Figura 20.</i> Mapa de isovalores promedios de riqueza orgánica actual (% COT) de la Formación La Luna, cuenca del VMM	45
<i>Figura 21.</i> Mapa de isovalores promedios de reflectancia de vitrinita (% Ro), Formación La Luna, cuenca VMM.....	46
<i>Figura 22.</i> Terrenos estructurales de la cuenca del VMM.....	48
<i>Figura 23.</i> Modelo de elevación digital del terreno y lineamientos presentes en la zona de estudio	52
<i>Figura 24.</i> Pirogramas de los hidrocarburos sólidos analizados.....	55
<i>Figura 25.</i> Elementos estructurales de la parte norte del VMM.....	57
<i>Figura 26.</i> %COT vs Tipo de asphaltita.....	60
<i>Figura 27.</i> Distancia a la Falla B/manga-Santa Marta vs Tipo de asphaltita	61
<i>Figura 28.</i> Distancia a la Falla B/manga-Santa Marta vs T° Punto de Ablandamiento.....	61
<i>Figura 29.</i> %Azufre vs Tipo de asphaltita.....	63
<i>Figura 30.</i> Densidad vs Tipo de asphaltita	63

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de migrabitúmenes	28
Tabla 2. Propiedades de las asphaltitas (gilsonita, grahamita y glance pitch).....	33
Tabla 3. Yacimientos descubiertos y adicionales en el mundo.....	35
Tabla 4. Aplicaciones en la industria de los principales hidrocarburos sólidos.....	37
Tabla 5. Interpretación de la riqueza orgánica basada en el COT.....	45
Tabla 6. Valores de reflectancia de vitrinita y generación de hidrocarburos	46
Tabla 7. Valores de densidad, porcentaje de azufre total, porcentaje de COT y temperatura de punto de ablandamiento, solubilidad y tipo de hidrocarburo sólido de la información bibliográfica recolectada.....	53
Tabla 8. Valores de los parámetros S1, S2 y S3 de Pirolisis Rock Eval, reflectancia de vitrinita y tipo de asphaltita de la información bibliográfica recolectada	54
Tabla 9. Eventos de deformación tectónica que afectaron los dominios estructurales del VMM.....	58
Tabla 10. Posibles usos de las asphaltitas aflorantes en la zona de estudio.....	67

Resumen

TITULO: COMPORTAMIENTO Y CLASIFICACIÓN DEL POSIBLE USO DE LAS ASFALTITAS PRESENTES EN EL MUNICIPIO DE RIONEGRO (SANTANDER) SEGÚN SU MADUREZ TERMAL Y SU DISTANCIAMIENTO DE LA FALLA BUCARAMANGA – SANTA MARTA. *

AUTORES: Rozo Alfonso Luis Miguel**, Torres Morales Eduardo**

PALABRAS CLAVE: Bitumen, migrabitumen, hidrocarburo sólido, asphaltita, Valle Medio del Magdalena, Fallas Lebrija y La Tigra, Falla Bucaramanga – Santa Marta.

DESCRIPCIÓN: Los hidrocarburos sólidos, son acumulaciones de petróleo con una fase sólida importante. Estos pueden migrar en estado líquido o semifluido y solidificarse mediante procesos como biodegradación, craqueo térmico y reacciones químicas sulfato reductoras. Las asphaltitas se caracterizan por tener baja proporción de oxígeno y alto peso molecular, se destacan por su potencial en más de 250 usos, debido a su eficiencia y reducción de costos. A nivel mundial, se investiga la importancia de los hidrocarburos sólidos, Sin embargo, Colombia carece de estudios significativos sobre las asphaltitas. Este proyecto busca determinar su posible potencial económico regional y contribuir al conocimiento limitado sobre hidrocarburos sólidos en el país, enfocándose en comprender y evaluar el potencial, las aplicaciones de los yacimientos de asphaltitas en la zona de estudio y la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Para lograr esto, se llevará a cabo una revisión y recopilación bibliográfica de estudios geoquímicos y petrofísicos de la zona, relacionándolos con su madurez termal, el distanciamiento de la falla Santa Marta-Bucaramanga y los posibles usos industriales de los asfaltos presentes.

Los resultados obtenidos indican la falta de una relación clara entre la distancia a la falla Bucaramanga-Santa Marta y los posibles usos de las asphaltitas aflorantes. Asimismo, no se puede establecer un patrón evidente entre los diferentes tipos de asphaltita, sus propiedades fisicoquímicas y la distancia mencionada.

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: PhD. Mario García González, Codirector: Cesar Eduardo Herrera Quintero M.Sc (c).

Abstract

TITLE: BEHAVIOR AND CLASSIFICATION OF THE POSSIBLE USE OF ASPHALTITES PRESENT IN THE MUNICIPALITY OF RIONEGRO (SANTANDER) ACCORDING TO THEIR THERMAL MATURITY AND THEIR DISTANCE FROM THE BUCARAMANGA - SANTA MARTA FAULT. *

AUTHORS: Rozo Alfonso Luis Miguel**, Torres Morales Eduardo**

KEYWORDS: Bitumen, migrabitumen, solid hydrocarbon, asphaltite, Middle Magdalena Valley, Lebrija and La Tigra Faults, Bucaramanga - Santa Marta Fault.

DESCRIPTION: Solid hydrocarbons are accumulations of petroleum with an important solid phase. These can migrate in a liquid or semi-fluid state and solidify through processes such as biodegradation, thermal cracking and sulfate-reducing chemical reactions. Asphaltites are characterized by having a low proportion of oxygen and high molecular weight, they stand out for their potential in more than 250 uses, due to their efficiency and cost reduction. Worldwide, the importance of solid hydrocarbons is being investigated. However, Colombia lacks significant studies on asphaltites. This project seeks to determine its possible regional economic potential and contribute to the limited knowledge about solid hydrocarbons in the country, focusing on understanding and evaluating the potential and applications of asphaltite deposits in the study area and the Middle Magdalena Valley Basin. To achieve this, a bibliographic review and compilation of geochemical and petrophysical studies of the area will be carried out, relating them to its thermal maturity, the distance from the Santa Marta-Bucaramanga fault and the possible industrial uses of the asphalts present.

The results obtained indicate the lack of a clear relationship between the distance to the Bucaramanga-Santa Marta fault and the possible uses of the outcropping asphaltites. Likewise, no obvious pattern can be established between the different types of asphaltite, their physicochemical properties and the mentioned distance.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: PhD. Mario García González, Codirector: Cesar Eduardo Herrera Quintero M.Sc (c).

Introducción

La realización de este estudio contribuye a un mejor entendimiento y evaluación del potencial de yacimientos de tipo asphaltita o hidrocarburos sólidos asociados a la zona de estudio y a su vez a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). Por lo tanto, es importante considerar que los hidrocarburos sólidos son depósitos de petróleo que contienen una proporción sólida considerable (Landis y Castaño, 1995) y que se desplazan en forma líquida o semifluida, adoptando la configuración de la cavidad que llenan (Jacob, 1989) generando el relleno de poros venas y/o diques. La solidificación de los hidrocarburos sólidos ocurre por distintos procesos como la biodegradación, el craqueo termal, un aumento en el contenido de gas y reacciones químicas sulfato reductoras (TSR) (Kelemen et al., 2010).

A nivel mundial se adelantan investigaciones sobre la importancia de los hidrocarburos sólidos, sin embargo, Colombia cuenta con un número reducido de estudios sobre las asphaltitas, por eso este proyecto se enfoca además de determinar su posible potencial económico para la región, en aportar conocimiento a la poca información sobre los hidrocarburos sólidos en Colombia.

En términos químicos, la asphaltita es un hidrocarburo que pertenece a la categoría de los bitúmenes y el cual tiene una baja proporción de oxígeno, además presenta compuestos de alto peso molecular, en cuanto a su apariencia, este mineral se distingue por su color oscuro que puede variar desde negro brillante hasta mate. Además, es un material ligero y quebradizo, el cual presenta un alto poder calorífico y un punto de fusión cercano a los 110°C, sin embargo, se debe tener en cuenta que en muestra de mano los hidrocarburos sólidos o asphaltitas pueden ser confundidos fácilmente con carbones debido a la similitud respecto a las propiedades físicas que ambos tienen, no obstante, según diferentes criterios de campo y parámetros químico-estructurales permiten que estos sean diferenciados significativamente.

En los últimos tiempos se ha fomentado el descubrimiento y aprovechamiento de este recurso no convencional que tiene una gran relevancia en el progreso, gracias a su eficiencia y a la reducción de costos que puede proporcionar en sectores como la construcción y las vías de comunicación. El uso de las asphaltitas naturales representa una alternativa para la creación de mezclas de asfaltos utilizados en la pavimentación de carreteras, de igual forma las asphaltitas se destacan en la industria de los hidrocarburos por sus múltiples usos, adicionalmente se ha propuesto

como fuente energética a la asphaltita debido a que se compone de una mezcla de compuestos similares a los de crudo y también se ha propuesto el uso de la asphaltita para distintos usos eléctricos debido a su conductividad eléctrica. Por otro lado, los depósitos de hidrocarburos sólidos a pesar de estar ampliamente distribuidos en las cuencas sedimentarias también pueden estar asociados a depósitos metálicos principalmente en depósitos tipo Mississippi Valley (Gentzis & Goodarzi, 1990).

Todas las características anteriormente mencionadas indican que los yacimientos de asphaltitas son altamente rentables de allí la importancia de conocer su comportamiento y los posibles usos que puedan presentar los yacimientos de este tipo presentes en la zona de estudio.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Caracterizar comparativamente los asfaltos presentes en Rionegro, Santander a partir de la revisión y recopilación bibliográfica de estudios geoquímicos y petrofísicos de la zona, relacionándolos con su madurez termal, su distanciamiento de la falla Bucaramanga-Santa Marta y los usos industriales que puedan presentar.

1.2 Objetivos específicos

- Analizar la relación entre la densidad de los asfaltos y su distribución con su modo de ocurrencia a partir de una revisión documental.
- Realizar un análisis comparativo del contenido de azufre calculado en anteriores publicaciones y su relación con otras propiedades.
- Interpretar un patrón de comportamiento de las propiedades fisicoquímicas de las asphaltitas en la zona de estudio a partir de los resultados obtenidos en anteriores estudios.
- Proponer las aplicaciones de las variedades de asphaltitas analizadas.
- Analizar el uso de las asphaltitas presentes según su madurez termal calculada en estudios previos y el distanciamiento de estas a la Falla Bucaramanga.

1.3 Antecedentes

- (Bonilla y Fajardo, 1978) caracterizaron física y químicamente muestras de bitumen sólido en el norte del departamento de Santander donde llevaron a cabo análisis de resonancia magnética nuclear, espectroscopia infrarroja, cromatografía de gases, análisis de vanadio en cenizas y análisis proximales, los autores propusieron como resultado de los análisis a las muestras recolectadas, un uso como combustible para la cocción de ladrillos y aprovechamiento del vanadio.

- (Barrera y Blanco,1989) llevaron a cabo una caracterización físico - química de bitumen sólido en la vereda La Tigra del municipio de Rionegro (Santander) en esta caracterización se realizaron estudios de solubilidad, ductilidad, punto de ablandamiento y penetración los cuales arrojaron 5 fracciones de hidrocarburos y usos como mezcla para pavimentos y preparación de barniz negro.

- (García y Vargas, 2015) para el trabajo denominado Interpretación de la madurez termal y discusión sobre la génesis a partir de la caracterización fisicoquímica de los hidrocarburos sólidos hospedados en rocas sedimentarias cretácicas y cenozoicas en el límite de las Cuencas del VMM y Cordillera Oriental, Colombia realizaron estudios en la vereda La tigre, donde clasifican las muestras analizadas como asphaltitas tipo glance pitch y grahamita.

- (Torrado y Torres, 2016) realizaron en la vereda La Tigra sondeos Eléctricos Verticales (SEV) y Tomografías de Resistividad Eléctrica (TRE) 2D, con el fin de obtener como resultado valores de anomalías diferenciando los tipos de material presentes en el subsuelo además de una caracterización geoquímica que permitió clasificar el tipo y la calidad de asphaltitas por medio de análisis y pruebas fisicoquímicas de laboratorio, dando como resultado muestras tipo gilsonita, complementariamente proyectaron una dirección en sentido NNW como dirección preferencial para el desarrollo de nuevos frentes mineros en la zona.

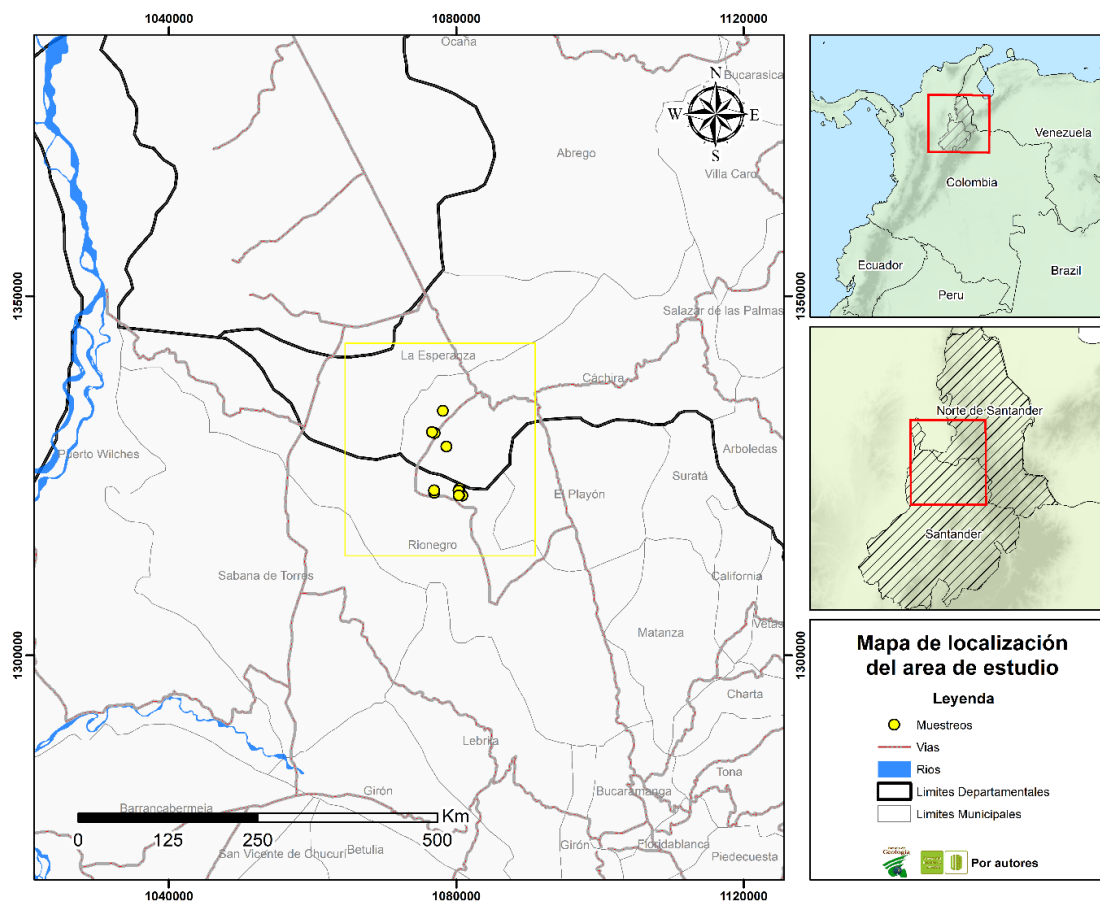
- (León y Traslaviña, 2019) caracterizaron y clasificaron a partir de técnicas físicas, químicas y geoquímicas los tipos de asphaltita presentes en la vereda la Tigra, como tipo glance pitch adicionalmente describieron la presencia de diques de asphaltita y los relacionaron con la tectónica y la estratigrafía de la zona.

2. Localización

Tal como se representa en la Figura 1, la ubicación geográfica de la zona de estudio se sitúa al norte del departamento de Santander principalmente en el municipio de Rionegro el cual limita con los municipios de Sabana de Torres, Lebrija, Girón y La Esperanza (Norte de Santander) donde también se presentan depósitos de asphaltitas.

Figura 1.

Mapa de localización de la zona de estudio.



Las coordenadas geográficas que corresponden a los límites de la zona son:

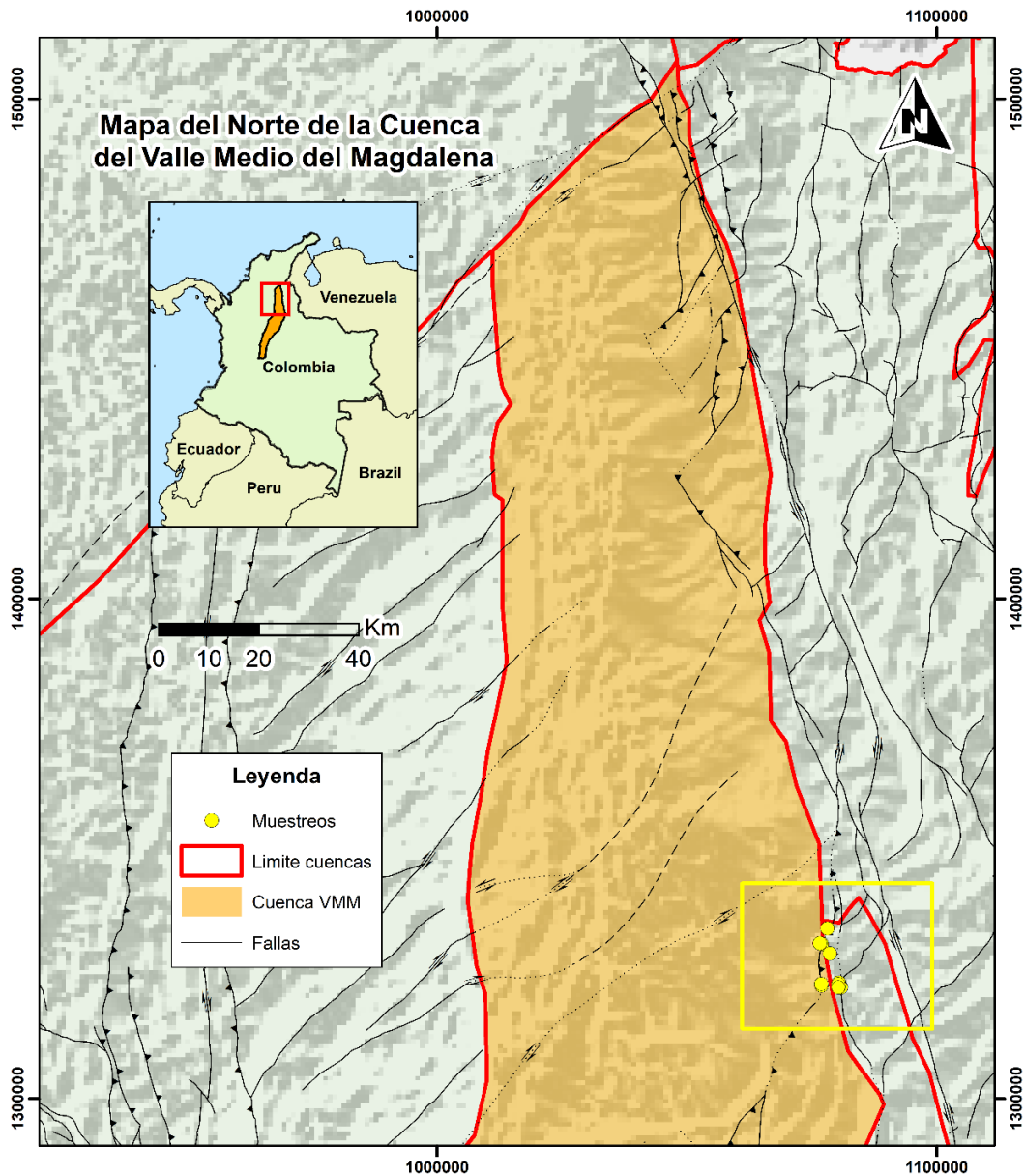
X1: 1.075.000; X2: 1.320.000

Y1: 1.082.000; Y2: 1.340.000

Geológicamente la zona de estudio como se observa en la Figura 2 se encuentra en el límite de la Cuenca del VMM siendo afectada por fallas regionales y/o locales como la Falla Bucaramanga – Santa Marta, la zona se encuentra ubicada en la plancha geológica 1:100.000, 97 Cáchira.

Figura 2.

Localización del Norte de la Cuenca del VMM.



Nota: En el recuadro derecho se muestra la ubicación de la cuenca en el territorio colombiano. En el recuadro izquierdo los límites estructurales del norte de la cuenca y la ubicación respecto a la cuenca de la zona de estudio.

Para llegar a las zonas de estudio se tiene distintas posibilidades la primera tomando la vía a la Costa Atlántica, desde Bucaramanga hasta metros antes de llegar al municipio de Rionegro donde se toma una desviación a mano izquierda rumbo a los caseríos del Conchal, La Alegría, Vanegas y por último La Tigra, para llegar al municipio de La Esperanza se procede por la vía nacional a la costa hasta el municipio de San Alberto y ahí se desvía en dirección a La Esperanza. la segunda posibilidad es tomando la vía principal a Barrancabermeja y desviarse hacia la derecha en el punto conocido como restaurante Brisas y continuar con rumbo a los caseríos del Conchal, La Alegría, Vanegas y La Tigra.

3. Marco geológico

La Cuenca del VMM se depositó debido a la apertura generada por el levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, esta se encuentra limitada por la Cordillera Oriental en su lado occidental y es una de las cuencas más productivas del país, siendo una cuenca intracordillera, se encuentra basculada hacia el este con una tendencia homoclinal afectada por algunos pliegues y fallas.

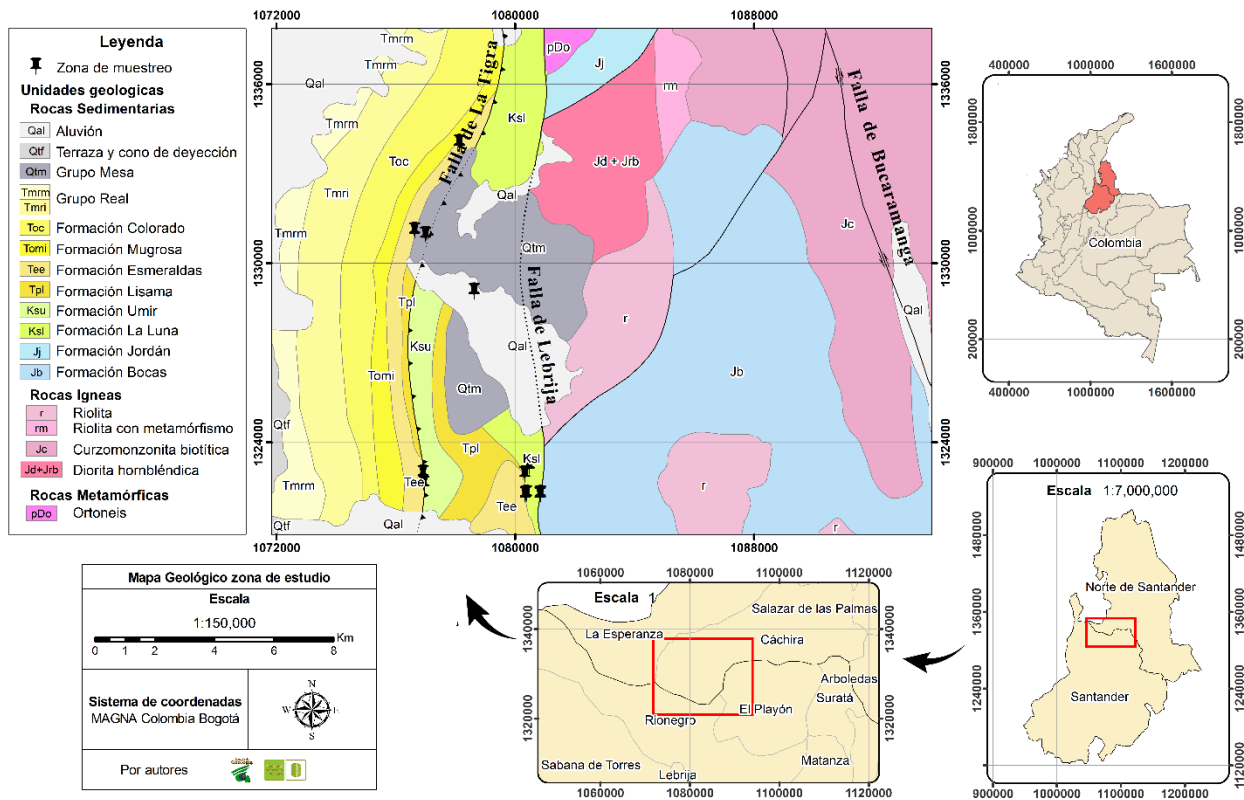
En la parte occidental de la cuenca, su borde es pasivo y su forma es monoclinial, lo que se traduce en notables interrupciones en las formaciones cretácicas. Por otro lado, hacia el este, donde se encuentra la Cordillera Oriental, la deformación aumenta gradualmente hasta convertirse en un margen compresional, se presenta múltiple plegamiento en el límite de la Cuenca del VMM y la Cordillera Oriental al sur de Bucaramanga.

Durante el lapso geológico correspondiente al Triásico-Jurásico, el VMM tuvo un comportamiento similar al de una cuenca extensional tipo Rift en un principio, lo que se vincula con la separación de Pangea. Después, se relacionó con una extensión Back-Arc, que se manifestó en la zona central de la Cordillera Oriental, provocando un notorio adelgazamiento en la corteza que evidencian los altos valores de adelgazamiento cortical. Este proceso dio origen al surgimiento de un depocentro, el cual permitió el desarrollo de la Cuenca del VMM.

La Cuenca del VMM cuenta con una superficie de 32,949 km² y presenta como se observa en la Figura 3 depósitos cretácicos los cuales se componen de rocas calcáreas y siliciclásticas de origen marino-transicional, depósitos cenozoicos de ambientes continentales con cierta influencia marina y se encuentra afectada por tres fases de deformación: una fase extensional, una de cabalgamiento y una de transcurrancia. La Cuenca del VMM se encuentra ubicada geográficamente en la zona central del valle del río Magdalena, entre las Cordilleras Central y Oriental de los Andes colombianos.

Figura 3.

Mapa Geológico de la zona de estudio.



Nota: Mapa Geológico que identifica los puntos de muestreo y la zona de estudio delimitada.

En rasgos generales la Cuenca del VMM es la más explorada de Colombia y la cual presenta 51 campos petrolíferos, su querógeno predominante es de tipo II, presenta un COT que oscila entre el 1% y 6%, una reflectancia de vitrinita Ro de 1,1 – 1,2 % y una madurez que varía desde inmadura

a generadora de gas, sus rocas fuentes corresponden a las rocas de las formaciones La Luna, Simití y Tablazo depositadas durante dos eventos anóxicos globales. Sus rocas sello corresponden a las rocas de las formaciones Simití, Umir, Esmeraldas y Colorado, las rocas sello una porosidad promedio de entre 15% - 20% según la ANH (2010); en la cuenca predominan aceites pesados a normales de calidad regular a buena con tendencia a bajas gravedades API, sin embargo en la parte central de la cuenca se presentan aceites crudos afectados por procesos de biodegradación, mientras en otros pozos se presentan aceites muy livianos adicionados en un pulso de generación posterior.

Teniendo en cuenta la información dada por la ANH (2010) se han identificado tres tipos de migración para los hidrocarburos: 1) Migración vertical de los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno. 2) Migración lateral en las areniscas del Eoceno. 3) Migración vertical a través de las superficies de falla en las zonas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

3.1 Estratigrafía

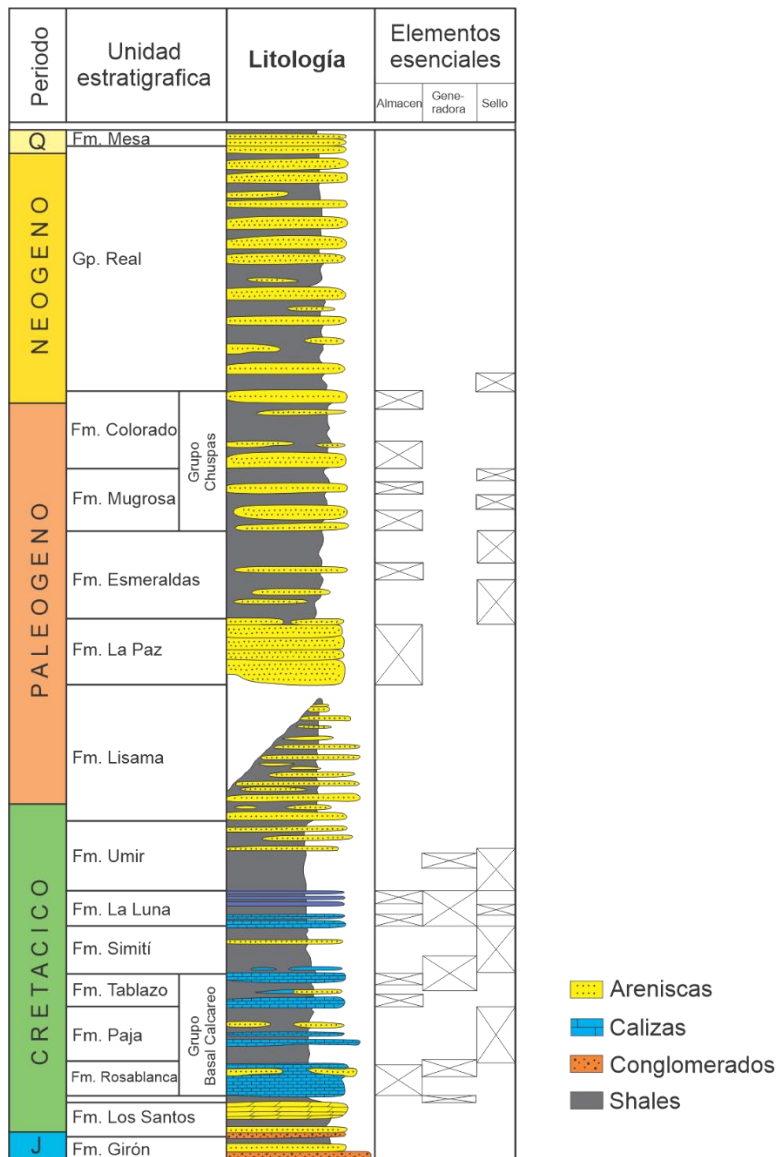
El VMM se encuentra superponiendo a un basamento de rocas ígneas y metamórficas y corresponde a una secuencia de rocas sedimentarias. Las rocas presentes en el área del VMM y de edades comprendidas entre el Jurásico y el Cretácico Inferior (Berriasiano), se formaron como resultado de procesos volcanosedimentarios en un sistema fluvial controlado estructuralmente. Estas rocas pertenecen a las formaciones Girón y Arcabuco-Los Santos, según Etayo-Serna (1968) y Fabre (1983). En el Cretácico temprano, se depositaron rocas sedimentarias siliciclásticas y calcáreas en una plataforma marina. Estas rocas son parte del grupo basal y están representadas por las formaciones Cumbre, Rosablanca, Paja y Tablazo.

Las rocas de edad Albiano a Maastrichtiano se formaron en ambientes marinos someros en una plataforma afectada por cambios en el nivel del mar; estas rocas están conformadas por las formaciones Simití y La Luna, tal como lo indica Rolón (2004). En cuanto a las rocas de edad Cretácico Superior a Paleoceno, se trata de rocas siliciclásticas que se depositaron en ambientes marinos y formaron ciclos regresivos-transgresivos; las cuales son parte de las formaciones Umir y Lisama, según Rolón (2004). Por último, las rocas de edad Paleógeno-Neógeno se depositaron en ambientes continentales y están conformadas por rocas fluviales y clásticas lacustres. Las formaciones presentes son La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado y Real (Rolón, 2004).

A continuación, se identificarán y se describirán de forma general y en orden cronológico las unidades litológicas cartografiadas en el área de estudio. Estas formaciones se observan con sus respectivas características en la Figura 4 la cual corresponde a la columna estratigráfica generalizada del VMM.

Figura 4.

Columna estratigráfica generalizada de la zona de estudio.



Nota: Tomado y modificado de Barrero-Pardo et, al., (2007).

Formación La Luna: fue descrita por Garner (en Julivert et al., 1968) y por Royero y Clavijo, (2001) como una unidad constituida por calizas gris oscuras, arcillosas, lutitas grises a negras, calcáreas, en capas delgadas, lutitas gris oscuras con delgadas intercalaciones de calizas arcillosas, concreciones de calizas con fósiles, capas delgadas de lutitas negras y capas fosfáticas, se subdivide en tres miembros: Salada, Pujamana y Galembó. Presenta un ambiente marino somero y una edad del Turoniano al Santoniano.

Terraza-Melo (2019) defiende dejar de lado la interpretación estricta de la Formación La Luna, sugiriendo y elevando los miembros Salada, Pujamana y Galembó a considerarse como unidades o formaciones, siguiendo la idea original de Wheeler. También sugiere la creación de una nueva unidad litoestratigráfica para el segmento superior, dominada por niveles fosfáticos, denominada Formación La Renta.

Formación Umir: descrita en Julivert et al., (1968) y por Royero y Clavijo, (2001) como una unidad que consta de lutitas grises a negras, carbonosas, micáceas, con concreciones ferruginosas, lutitas grises a gris oscuras, carbonosas, con nódulos ferruginosos, intercalaciones de areniscas y limolitas micáceas, con presencia de capas de carbón de 0,60 a 5,00 m y un espesor de entre 1.000 y 1.400 m.

Formación Lisama: fue descrita originalmente por Morales et al., (1958), según Royero y Clavijo, (2001) consiste principalmente de lutitas con tonalidades grises y marrón, intercalados con areniscas de grano fino a medio con estratificación cruzada y coloración grises a verdosas, contiene capas de carbón, en promedio un espesor de 1100 m y una edad del Paleoceno tardío.

Formación La Paz: según Royero y Clavijo, (2001) la unidad está compuesta por areniscas grises, conglomeráticas, conglomerados, limolitas y grandes paquetes de lutitas grises. Se asocia a un ambiente de corrientes trenzadas, presenta un espesor promedio de 1.000 m y una edad del Eoceno superior.

Formación Esmeraldas: fue nombrada por primera vez en Morales et al., (1958) según Royero y Clavijo, (2001) esta unidad está compuesta de areniscas grises y verdosas, de grano fino, con intercalaciones de limolitas y lutitas moteadas de rojo, púrpura y pardo; contiene algunas capas delgadas de carbón y un espesor de unos 1.200 m.

Formación Mugrosa: presenta una edad del Oligoceno Temprano y presenta una alternancia de lodolitas con colores rojizos y amarillos y capas de areniscas levemente calcáreas, de granulometría muy fina a fina, con estructura masiva. Tiene un ambiente de depósito continental fluvial y un espesor que varía entre 500 y 800 m (Royero y Clavijo, 2001).

3.2 Geología Estructural

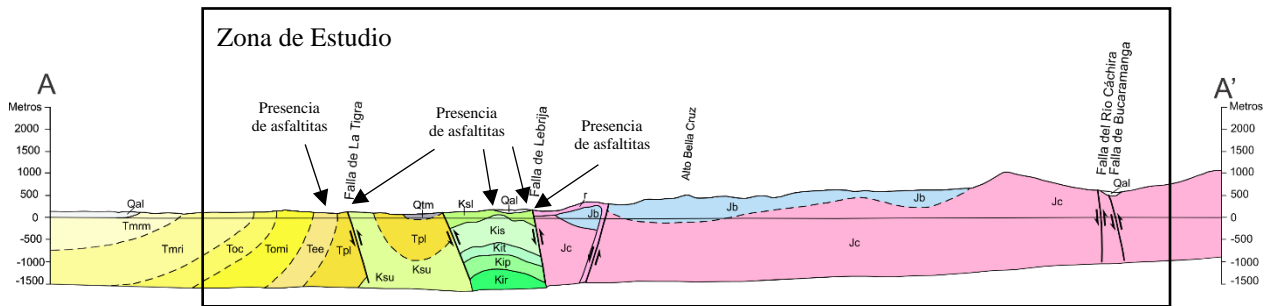
El VMM se encuentra definido como una depresión tectónica asimétrica y limitada por dos frentes cabalgantes de vergencia opuesta, (Córdoba et al., 1996), de igual forma se caracteriza por la presencia de estilos estructurales de plegamiento tipo escamación, donde las estructuras anticlinales y sinclinales son amplias, limitadas por fallas inversas de alto ángulo escalonadas con inclinación preferencial hacia el este (Royero y Clavijo, 2001), de acuerdo con Córdoba et al., (2001), la estructura del VMM se divide en tres sectores. El sector oriental se caracteriza por estructuras con orientación NE-SW, que corresponden en su mayoría a sistemas de cabalgamiento con inclinación hacia el oeste. El sector central, en cambio, se encuentra poco deformado y presenta fallas normales fosilizadas. Finalmente, el sector occidental se destaca por la presencia de fallas inversas con un componente transpresivo y una inclinación hacia el este, por otro lado, el SGC subdivide al VMM en cinco terrenos estructurales según su origen y sedimentología terrenos Noroccidental, Suroccidental, Central y Piedemonte.

Según lo reportado por (Barrero et al., 2007) los límites estructurales de la Cuenca del VMM están delimitados por varias fallas: al N con el sistema de fallas de Espíritu Santo, al NE se encuentra con el sistema de Fallas Bucaramanga-Santa Marta, al SE con el sistema de Fallas Bituima y La Salina, y al W están la Serranía de San Lucas y la Cordillera Central.

La ocurrencia de asphaltitas como se observa en la Figura 5, está estrechamente relacionada con la presencia de fallas en la región de estudio, esto no solo se constata con las ubicaciones de estas, sino que hay una clara relación entre las asphaltitas y la presencia de fallas regionales como la Falla Bucaramanga – Santa Marta y/o fallas locales como La Tigra y Lebrija y su predominante control estructural, los cuerpos de asphaltita en la región de estudio se encuentran como relleno en múltiples ductos o espacios que en su mayoría cortan la estratificación presente y que han sido generados por las fallas de la zona y su correspondiente control estructural.

Figura 5.

Corte geológico generalizado de la zona de estudio.



Nota: Corte geológico donde se aprecian las estructuras principales en el desarrollo de los cuerpos de asphaltita de la zona. Tomado y modificado de Arias y Vargas (1978).

Falla La Tigra: Noriega (2019) la describe como una falla inversa de alto ángulo, con un trazado preferente en dirección NS y cuya dirección de buzamiento es hacia el este.

Falla Bucaramanga – Santa Marta: el sistema de fallas cruza la zona centro-oriental del departamento de Santander con dirección NW hasta la Sierra Nevada de Santa Marta y corresponde a la falla principal, fallas paralelas y estructuras asociadas a este, el cual es un sistema de fallas de rumbo sinistral con presencia de movimiento vertical asimilando un comportamiento inverso, con un desplazamiento aproximado de 100 km, esta falla presenta un trazo en vista de planta lenticular-anastomosado sugiriendo una estructura altamente evolucionada, sin embargo, su temporalidad aún no está establecida (Campbell, 1967; Tschanz et al., 1974; Ward et al., 1973; Gómez et al., 2005).

Falla La Salina: corresponde a un sistema de fallas de tipo inverso de alto ángulo con vergencia al oeste y trazo regional SSW – NNE que desplaza rocas del Cretácico temprano sobre rocas del Cretácico tardío y Cenozoico (Acosta, 2002). Royero y Clavijo, (2001) mencionan que su dirección regional es NE, pero localmente varía a NS y NW y que constituye el límite entre el VMM y la Cordillera Oriental.

Falla de Lebrija: Velandia et al., (2017) la describe como una falla mayor asociada a la estructura en flor de la falla de Bucaramanga, presenta vergencia al W y es propuesta como el límite

occidental del Macizo de Santander. Corresponde a una falla inversa de alto ángulo con dirección norte - sur y en algunos trayectos este - oeste. (Ward et al., 1973).

4. Marco teórico

El término asfaltita se refiere a cualquier material sólido bituminoso producido de forma natural cuyos componentes principales son los asfáltenos y tiene características como el ser un material liviano, con bajo contenido de impurezas y resistente a altas temperaturas. Se debe tener en cuenta que los hidrocarburos sólidos difieren de los hidrocarburos pesados, extrapesados y tar sands en su relación atómica H/C y su gravedad API, aunque puedan existir relaciones con estas variedades (Cornelius, 1987).

Según Abraham (1929) su origen se debe a una combinación de factores fisicoquímicos y procesos geológicos de distinta magnitud y escala producto de la metamorfosis de un petróleo asfáltico que, por cambios de temperatura y presión sufre una serie de transformaciones que resultarían en la formación de Asfalto blando, Asfalto duro, Asfaltitas y Pirobitúmenes asfálticos.

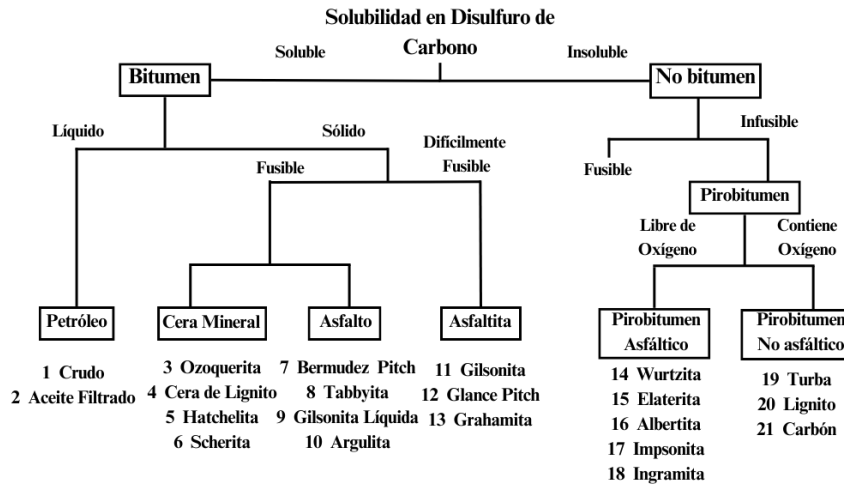
Los hidrocarburos sólidos como las asfaltitas no cambian del estado sólido al estado líquido a una temperatura definida, sino que se vuelven más blandos y menos viscosos cuando se eleva la temperatura. Los hidrocarburos sólidos pueden ser producidos por diferentes procesos, como la biodegradación, desasfaltación, cracking termal o por la precipitación de aceites preexistentes (Abraham, 1929; Cornelius, 1987; Hunt et al., 1954; Quick, 1998).

4.1 Clasificación

Los hidrocarburos sólidos se clasificaron desde un comienzo de acuerdo con sus propiedades físicas (fractura, fusión) comportamiento empírico (solubilidad en CS₂, carbono fijo) y propiedades químicas (contenido en oxígeno), debido a las múltiples aplicaciones de los bitúmenes sólidos, se han presentado numerosos intentos de clasificarlos, la primera clasificación fue realizada por Herbert Abraham en 1918 y posteriormente modificada por Hunt (1954) con el fin de generar una clasificación más detallada como se observa en la Figura 6, la cual corresponde a la clasificación de los bitúmenes respecto al comportamiento de la solubilidad del CS₂.

Figura 6.

Clasificación de Abraham según Hunt et al, 1954.

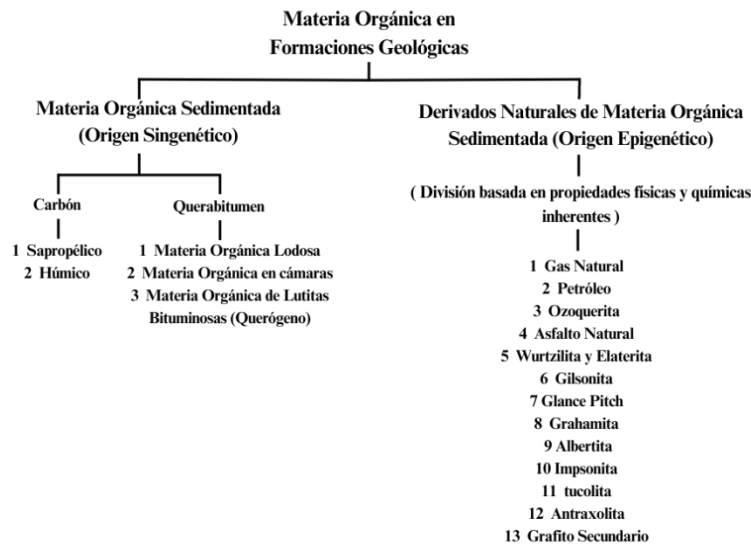


Nota: Tomado y modificado de Quick (1998).

King et al., (1963) considero la necesidad de involucrar no solo los factores fisicoquímicos y los geológicos a la hora de la clasificación de los hidrocarburos sólidos generando una nueva clasificación esta vez con el ítem geológico, corresponde a la Figura 7.

Figura 7.

Clasificación de King (1963) de los hidrocarburos sólidos para un sistema de clasificación de uso geológico.

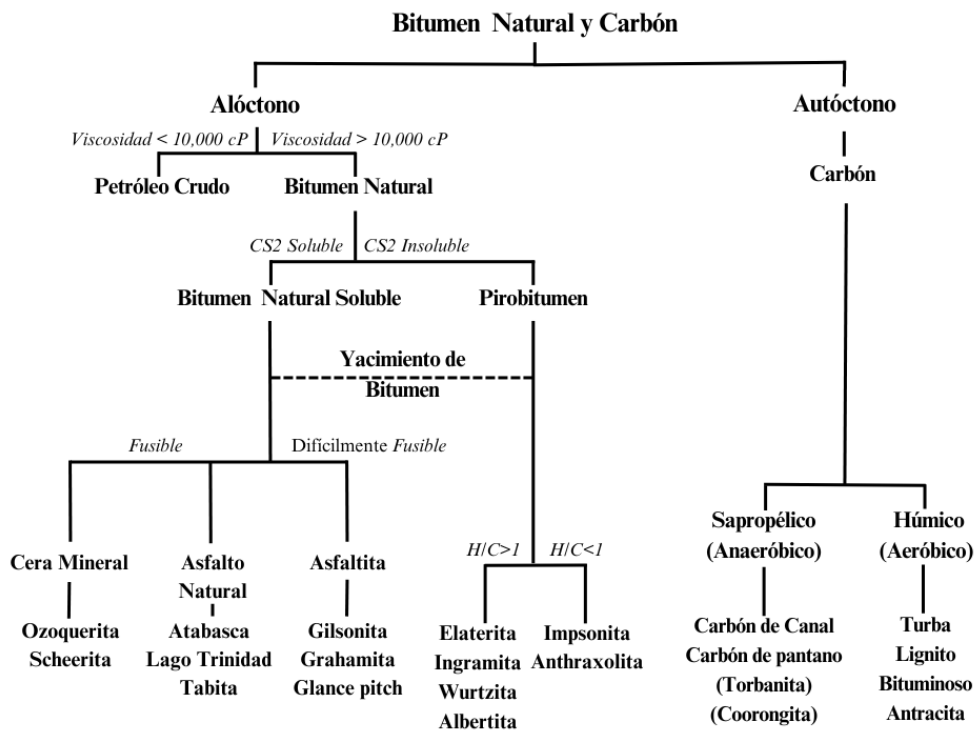


Nota: Tomado y modificado de Quick (1998).

Teniendo en cuenta las clasificaciones de King en 1963 y Abraham en 1960, Hunt genera una nueva clasificación en la cual incluye como factor en su esquema el origen de la materia orgánica y la relación atómica H/C para separar los tipos de pirobitúmenes, esta clasificación corresponde a la Figura 8.

Figura 8.

Clasificación de bitúmenes y carbones naturales de Hunt.

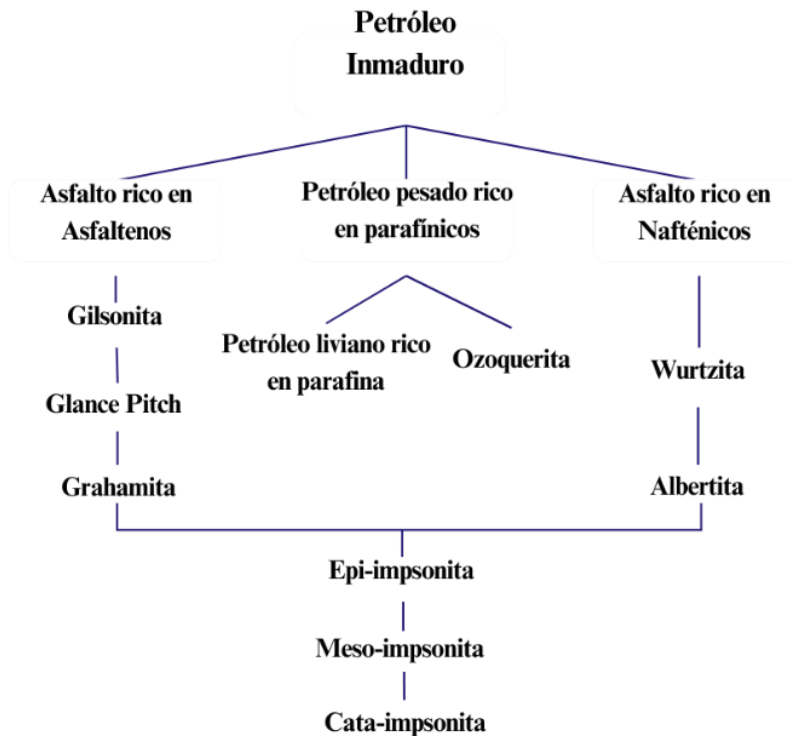


Nota: Tomado y modificado de Quick (1998).

Jacob en 1989 realiza una nueva clasificación implementando ítems o parámetros como la relación H/C, densidad, intensidad de la fluorescencia, reflectancia, punto de fusión y solubilidad, clasificación correspondiente a la Tabla 1. Adicionalmente a esta nueva clasificación Jacob (1989) teniendo en cuenta cambios en las propiedades químicas y en los valores de reflectancia, propuso una serie genética para cada tipo de hidrocarburo sólido, esta clasificación genética corresponde a la Figura 9, en esta se puede ver el esquema de la génesis de los asfáltenos, parafínicos y nafténicos.

Figura 9.

Esquema de la Génesis de los migrabitúmenes.



Nota: Tomado y modificado de Jacob (1989).

Jacob (1989) acuñó el término "migrabitúmenes" para referirse a los hidrocarburos sólidos que se encuentran dispersos en las rocas que son amorfas y su forma es adaptada a las cavidades que ocupan. Estos hidrocarburos sólidos son llamados bitúmenes secundarios o macérales secundarios y se generan a partir de la materia orgánica fósil durante la diagénesis y catagénesis. En su clasificación Jacob (1989) divide los migrabitúmenes en dos subgrupos, asphaltita e imponita donde la asphaltita corresponde a una especie de bitumen de colores oscuros, sólida, dura y no volátil.

Tabla 1.

Clasificación de migrabitúmenes.

Grupo maceral	Subgrupo maceral	Maceral
		Ozocerita
		Asfalto
	Asfaltita	Gilsonita
		Glance pitch

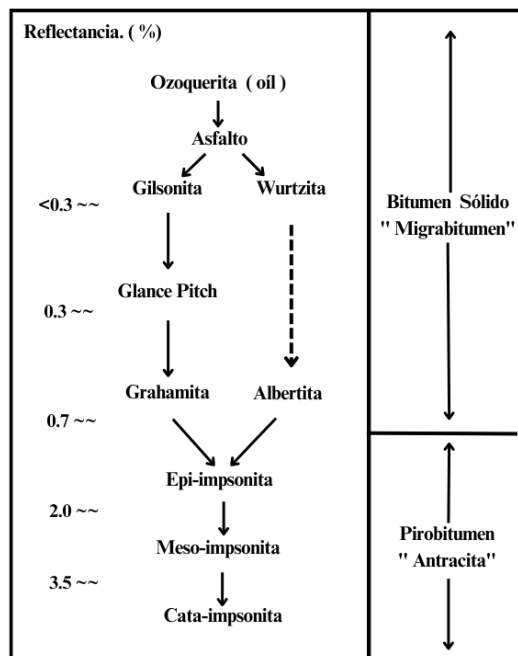
Migrabitumen	Grahamita
	Wurtzilita
	Albertita
	Epi-impsonita
Impsonita	Meso- impsonita
	Cata- impsonita

Nota: Adaptado de Jacob (1989).

Landis y Castaño (1995) proponen una nueva clasificación teniendo en cuenta la ya generada de Jacob (1989) en esta nueva clasificación que corresponde a la Figura 10, ellos incorporan los términos "bitumen sólido" y lo definen como un tipo de hidrocarburos sólidos con cantidades medibles de materia orgánica extraíble con reflectancias menores a 0.7% y "pirobitumen" definido como hidrocarburos sólidos con poco o ningún material extraíble y valores mayores a 0.7% como pirobitúmenes.

Figura 10.

Clasificación de los hidrocarburos sólidos con respecto a los valores de reflectancia según Landis y Castaño, 1995.



Nota: Tomado y modificado de Landis y Castaño (1995).

Las anteriores clasificaciones no han sido todas las clasificaciones generadas, ya que se han fundamentado distintas clasificaciones teniendo en cuenta parámetros como biomarcadores geoquímicos, el régimen termal y las asociaciones de hidrocarburos.

4.2 Modelos genéticos y mecanismos de deformación

Durante la ventana de generación de crudo, la formación de los migrabitúmenes comienza cuando la reflectancia de la vitrinita alcanza valores del 0,35% a 0,60%, aunque se sabe que los tres grupos de migrabitúmenes asfalto, wurtzilita y ozocerita se desarrollan en esta etapa, no se dispone de información detallada sobre las condiciones específicas de formación del primer miembro de cada grupo.

Los hidrocarburos sólidos provienen principalmente de tres tipos de crudo: nafténicos, asfálticos y parafínicos, los cuales sufren alteraciones químicas durante la diagénesis, catagénesis y metagénesis la maduración de estos es causada principalmente por cambios en la temperatura y presión parecido al proceso de carbonificación que ocurre en los carbones.

El craqueo termal, la biodegradación y la desasfaltación son los principales mecanismos por los cuales se generan los hidrocarburos sólidos y se tiene que cada proceso de formación dejará características distintivas, las cuales pueden ser utilizadas para su interpretación.

El craqueo termal es la precipitación de bitumen sólido desde un yacimiento el cual es afectado por un incremento en la temperatura de 150°C donde el hidrocarburo líquido pasa a convertirse en gas y en un residuo sólido denominado pirobitumen, los hidrocarburos sólidos formados de esta manera por lo general tienen un bajo contenido de hidrógeno (HI) y valores altos T_{max}.

La biodegradación es el proceso de oxidación microbial del petróleo crudo causado por temperaturas < 80°C, influencia de agua meteórica y la profundidad, la biodegradación produce un aumento en los componentes NSO provocando un aumento en la viscosidad del crudo y un decrecimiento de la gravedad API formando crudos pesados.

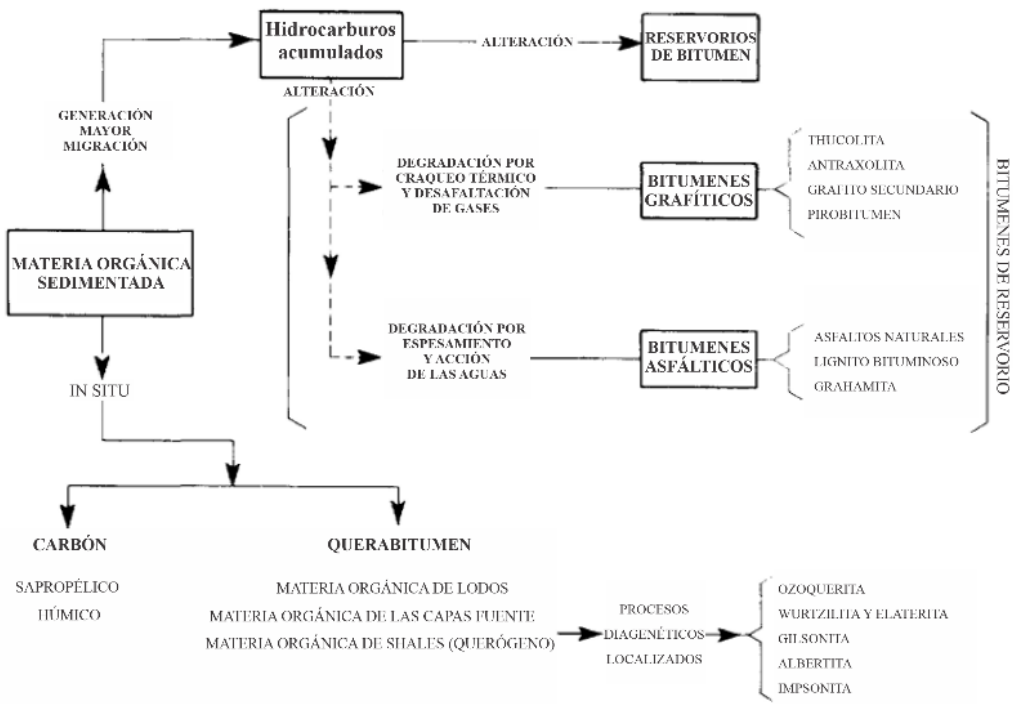
La desasfaltación puede ser generada por un aumento en la profundidad del hidrocarburo y se produce en un proceso en el cual a acumulaciones de hidrocarburos en trampas se ha inyectado gas, produciendo petróleo liviano y la precipitación de asfáltenos.

Otro mecanismo que puede generar la presencia de los hidrocarburos sólidos es la reacción termoquímica entre sulfatos acuosos y fluidos provenientes de crudo o petróleo esta reacción producirá H₂S, calcita y el hidrocarburo sólido, de forma general Rogers et al., (1974) realiza un esquema que corresponde a la Figura 11 de los principales mecanismos generadores de los hidrocarburos sólidos.

Adicionalmente Rogers et al., (1974) propone que los hidrocarburos sólidos de baja madurez se producen a partir de la biodegradación a bajas profundidades y que los de alta madurez se forman por procesos como el craqueo termal y la desasfaltación los cuales ocurren a altas temperaturas y altos °API, esto se precisa por medio de la Figura 12.

Figura 11.

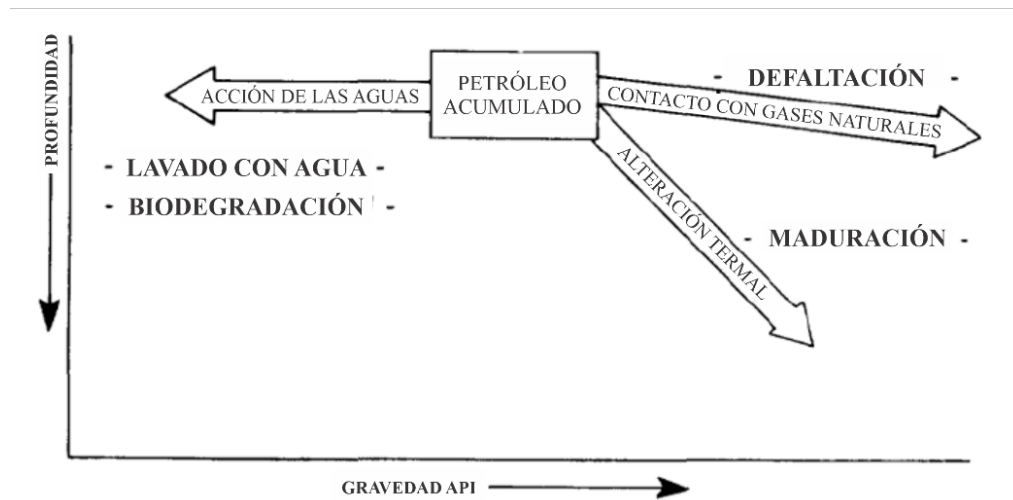
Esquema de los principales mecanismos que generan los hidrocarburos sólidos.



Nota: Tomado y modificado de Rogers et al., (1974).

Figura 12.

Relación profundidad-°API con su mecanismo principal.



Nota: Tomado y modificado de Rogers et al., (1974).

4.3 Propiedades fisicoquímicas

El punto de ablandamiento es una propiedad importante en la clasificación de los hidrocarburos sólidos, por ejemplo, los Asfaltos y asfaltitas se ablandan cuando se calientan, contrario a la wurtzilita, albertita e imposinita, las cuales no presentan un punto de ablandamiento (Jacob, 1989).

Los valores de densidad de los migrabitúmenes varían desde 0.8 g/cm^3 que corresponde a la Ozocerita, a 1.7 g/cm^3 para los bitúmenes de mayor madurez como la cata-imposinita, y dan información sobre el grado de catagénesis o metamorfismo (Jacob, 1989).

El contenido de materia volátil (daf) es un parámetro químico importante para la clasificación de los bitúmenes sólidos, porque permite calcular el grado de diagénesis, catagénesis y metamorfismo del migrabitumen (Jacob, 1989).

Jacob (1989) proporciona rangos de análisis elemental para clasificar químicamente según el contenido en porcentaje de elementos como Carbono, Hidrógeno, Oxígeno, Nitrógeno y Azufre como se observa en la Tabla 2 donde adicionalmente se describe los valores y tipos de propiedades que presenta cada tipo de asfaltita.

Tabla 2.

Propiedades de las asphaltitas (gilsonita, grahamita y glance pitch).

Propiedad	Gilsonita	Glance pitch	Grahamita
Gravedad específica (77°F)	1.01-1.10	1.10-1.15	1.15-1.20
Punto de Fusión (°F)	270°- 375°C	270°- 375°	375°- 625°C
Punto de Ablandamiento	110° - 177°C	110° - 177°C	177°- 316°C
Densidad	1.0-1.1	1.1-1.15	1.15-1.25
Raya	Marrón	Negro	Negro
Materia Volátil	90-80%	80-65%	65-45%
Carbono fijo (wt%)	10.0-20.0	20-35	35-55
Bitumen (soluble en CS₂)	98	99	45-100
Dureza (Escala de Mohs)	2	1	2
<i>Análisis Elemental (wt%)</i>			
Carbono	85-86	80-85	83-90
Hidrógeno	9 - 11	7 - 11	6 - 11
Azufre	0.1-3.0	0.1-8.0	1.0-8.0
Nitrógeno	2.0-4.0	<0.1-2.0	0.1-2.0
Oxígeno	<0,1-1.0	<0,1-1.0	0.5-1.0

Nota: Adaptado de Yen, (1973) y Jacob (1989).

4.4 Presentación de los hidrocarburos sólidos

Los hidrocarburos sólidos se presentan asociados a sistemas petrolíferos en profundidad o en el subsuelo relacionados con las rocas fuente, sello y yacimiento y con sus canales de migración y se encuentran principalmente como relleno en fracturas, cavidades intergranulares y moldes, igual que se pueden presentar en acumulaciones dentro de los planos de estratificación microscópica, y a nivel microscópico, como se evidencia en la Figura 13C, se pueden observar como el relleno de los espacios vacíos en la roca, mostrando una gama de colores que va desde incoloro hasta tonalidades marrón rojizas.

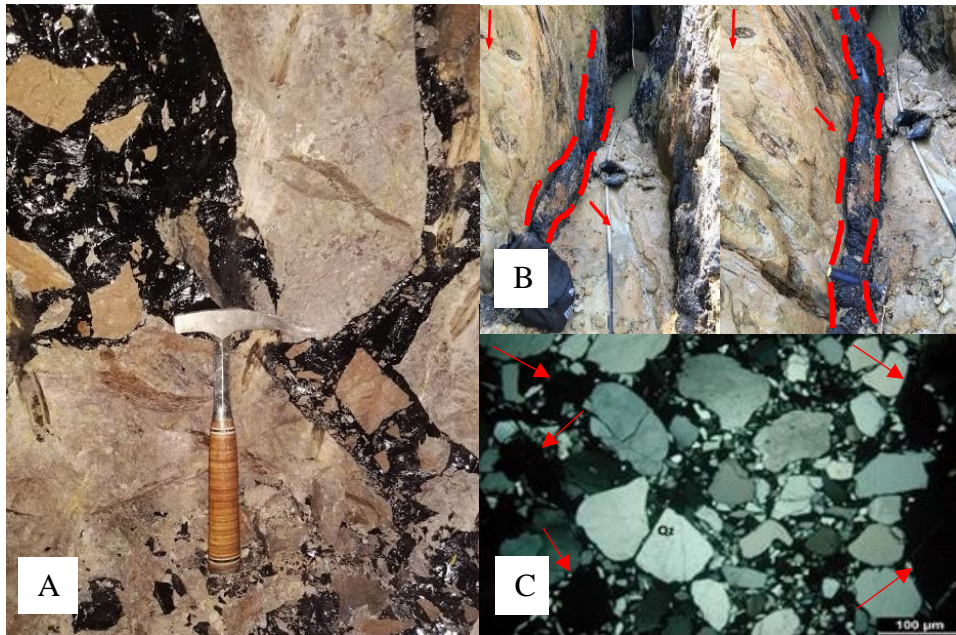
Los hidrocarburos sólidos se pueden presentar en diferentes tamaños como se puede observar en la Figura 13, estos varían desde rellenos de poro (<10 um), rellenos de fracturas (aproximado 10 cm) a rellenos de venas (aproximado 1 m) (Landis y Castaño, 1995).

En la zona de estudio las asphaltitas aparecen de diferentes formas como tabular en dirección de los estratos, vertical cortando la estratificación y oblicua respecto a la estratificación, en su

mayoría relacionadas con fracturas de tensión originadas por los esfuerzos creados por las Fallas Bucaramanga – Santa Marta, La Tigra y Lebrija.

Figura 13.

Imágenes de depósitos de asphaltitas.



Nota: A. Brecha con matriz de asfáltica y clastos angulosos de Arcilla rojiza, Pacho, Cundinamarca. B. Cuerpo de asphaltita de gran magnitud hospedado en la Formación Esmeraldas. C. Microfotografía en luz transmitida de las areniscas de la Formación Picacho, se observa en la figura un alto contenido de sílice, alcanzando hasta un 95% de cuarzo subredondeado y en menor proporción de arcilla, con alta presencia de minerales isotrópicos correspondientes a la asphaltita (dichos minerales se observan señalados por flechas rojas). Tomado y modificado de Cobbold et al., (2011); León y Traslaviña (2019); Gómez-Rojas et al., (2018).

4.5 Hidrocarburos sólidos en el mundo y en Colombia

Los depósitos de hidrocarburos sólidos más grandes en el mundo se encuentran en la provincia de Neuquén en Argentina en forma de diques sin embargo los más conocidos y documentados a nivel mundial son los que se encuentran en Estados Unidos en los estados de Utah y Oklahoma, de igual forma también se han detallado y explotado depósitos de este tipo en países

como China, Egipto, Turquía y Albania, en la Tabla 3 se nombran los principales yacimientos a nivel mundial junto con el número de prospectos para estos.

Tabla 3.

Yacimientos descubiertos y adicionales en el mundo.

PAÍS	TIPO DE HIDROCARBURO SÓLIDO	FORMA DE EMPLAZAMIENTO
Argentina	Impsonita, Gilsonita	Diques
China	Pirobitumen	Yacimiento de bitumen sólido
Egipto	Grahamita	Yacimiento de bitumen sólido
Canadá	Albertita, Pirobitumen	Yacimiento de bitumen sólido
Oklahoma (USA)	Grahamita	Diques
Omán	Grahamita	Yacimiento de bitumen sólido
Turquía	Asfaltitas	Diques
Cuba	Grahamita	Diques
Colombia	Impsonita, Asfaltitas	Diques, Yacimiento de bitumen sólido
Chile	Pirobitumen	Disperso
Rusia	Shungita	Diques

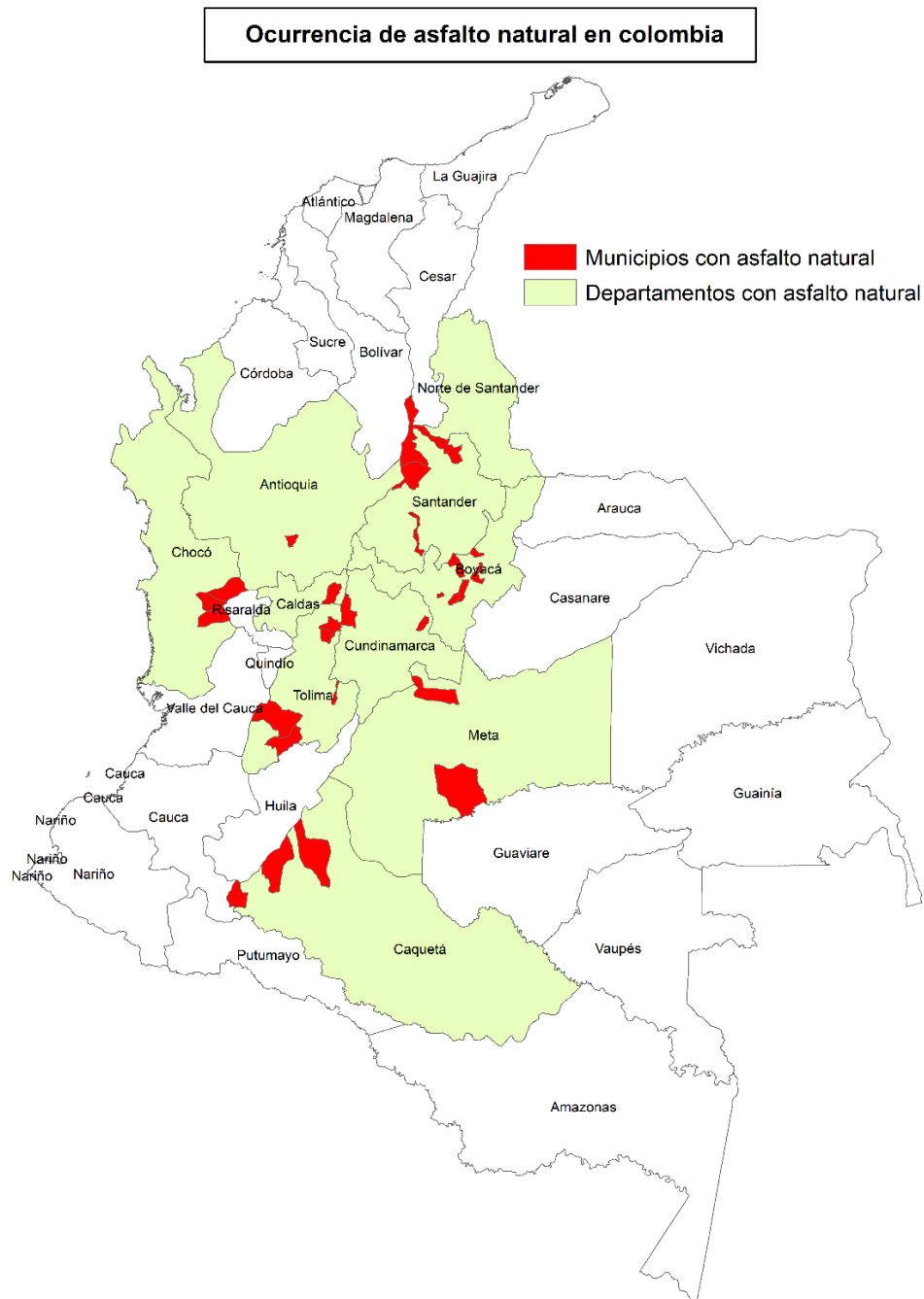
Nota: Adaptado de Sanabria et al., (2021).

En el ámbito nacional hay múltiples yacimientos a lo largo y ancho del territorio nacional, como se observa en la Figura 14, donde su presencia ha permitido usarse como alternativa para la construcción, mejoramiento y mantenimiento de vías, debido a la múltiple presencia de estos yacimientos.

Se resalta la existencia de hidrocarburos sólidos en diferentes departamentos de Colombia, entre ellos: Santander (Vélez, Barrancabermeja, Puerto Wilches, Lebrija y Rio Negro), Boyacá (Corrales, Tópaga, Sogamoso, Paipa, Pesca y Rondón), Cundinamarca (Chía, Macheta y Guaduas), Caldas (Victoria, Silvina), Chocó (Tadó, Condoto, Bagadó y Baudó), Norte de Santander, Antioquia, Cauca, Caquetá (Suarez, Puerto Rico, Florencia y Belén), Meta y Tolima (Armero, Lériá, Chaparral y Ataco), los cuales son reconocidos por ser lugares donde se encuentran yacimientos de asfaltita. En total se tiene una estimación de 26 minas que trabajan con este material en el territorio nacional (Caro y Caicedo, 2017).

Figura 14.

Yacimientos de asfalto natural en Colombia.



La historia de los hidrocarburos sólidos en Colombia no se divulga, pero la búsqueda y extracción de esta en los últimos años ha aumentado, porque se ve la importancia de este tipo de

material en el tema energético y de movilidad, llevando a aumentar la extracción en todo el territorio nacional.

4.6 Aplicaciones

Los hidrocarburos sólidos presentan diferentes aplicaciones tanto en la exploración de petróleo y gas (debido a que la presencia del bitumen sólido puede afectar la calidad de los yacimientos de petróleo reduciendo su porosidad efectiva y permeabilidad), como aditivo en la cementación de pozos de petróleo y gas, en la pavimentación de carreteras (la asfaltita no requiere de por sí de un proceso químico adicional para su aplicación como componente para mezcla de pavimentos, adicionalmente la incorporación de la asfaltita al ligante asfáltico convencional, produce importantes mejoras de sus propiedades) y como impermeabilizante (esto por medio del asfalto variedad más inmadura de los hidrocarburos sólidos), sustituto del carbón además de extracción de vanadio (por medio de la impsonita).

También es usado como aditivo en revestimiento de barcos, equipos, maquinas industriales, en la elaboración de tintas para litografía, como aditivo en fundición en las arenas de moldeo metalúrgicas; adicionalmente por medio de procesos de pirolización se puede obtener petróleo y coque de este, el cual se usa como aditivo en pinturas y como resina natural. Las variedades de bitumen natural se usan en concreto, algunos se describen en la Tabla 4.

Tabla 4.

Aplicaciones en la industria de los principales hidrocarburos sólidos.

Variedad de Bitumen Natural	Mezclas Asfálticas	Combustibles	Impermeabilizantes	Vanadio	Lodos de Perforación	Alto Horno	Pinturas, Barnices y Tintas	Prospección de HC (oíl/gas)
Asfalto	X	X	X	-	-	-	X	X
Asfaltitas	X	X	X	-	X	-	X	X
Impsonitas	No Estudiado	X	No Estudiado	X	No Estudiado	X	No Estudiado	X

Nota: Adaptado de García y Vargas (2015).

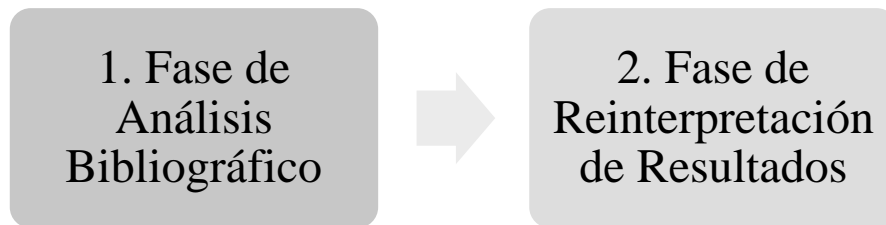
Las aplicaciones de los hidrocarburos sólidos no solo radican en sus usos directos, sino también en la relación de estos y otros yacimientos por ejemplo depósitos uraníferos, depósitos de oro por precipitación y depósitos del tipo Mississippi Valley en el aprovechamiento de Pb-Zn.

5 Metodología

Para el desarrollo de este proyecto la metodología se dividió en dos fases las cuales son: Análisis bibliográfico y fase de reinterpretación de resultados, esto como se observa en la Figura 15. La metodología realizada será descriptiva por el uso de la parte teórica y material bibliográfico.

Figura 15.

Esquema general de la metodología del proyecto.



Fase de análisis bibliográfico

Esta fase comprende la búsqueda y revisión de material bibliográfico sobre el tema a investigar, con el fin de entender todo lo relacionado con el origen, formación, propiedades físicas y explotación de las asphaltitas; así como la búsqueda de mapas topográficos, geológicos, memorias explicativas, documentos y trabajos de grado de las zonas de estudio y así obtener un mejor entendimiento de la zona y en general del tema. Esto sumado al reconocimiento y análisis de datos y muestras presentes de la zona de estudio (ubicada en el departamento de Santander, municipio Rionegro).

En este proyecto se tratarán las unidades correspondientes con las presentes en el VMM y con su nomenclatura como se observa en la Figura 5.

El desarrollo de esta fase busca la adquisición, depuración de información y se llevará a cabo en 5 etapas principales:

-Etapa 1: Búsqueda, revisión y recopilación de material bibliográfico disponible, correspondiente a la geología y el sistema petrolífero del VMM.

-Etapa 2: Búsqueda, revisión y recopilación de información bibliográfica, correspondiente a los hidrocarburos sólidos, tipos y características.

-Etapa 3: Búsqueda, revisión y recopilación de material bibliográfico, correspondiente a las asphaltitas en la zona de estudio, el VMM y en Colombia.

-Etapa 4: A partir de la información del sistema petrolífero de la cuenca del VMM, se analizan y relacionan los datos para generar salidas de mapas de maduración termal y COT (por sus siglas en español) de la Formación La Luna en la Cuenca del VMM, familias de hidrocarburos en la cuenca del VMM y su correlación geoquímica con la roca generadora.

-Etapa 5: La información geológica de la cuenca del VMM recopilada, se analiza e implementa para obtener y elaborar mapas de la geología de la zona, dominios estructurales de la cuenca, fallas presentes y su correlación a la deformación de la cuenca.

Fase de reinterpretación de resultados

En esta fase se busca realizar el correspondiente análisis de la caracterización de las asphaltitas, según el comportamiento de su madurez termal respecto al distanciamiento de la Falla Bucaramanga y sus posibles usos. Para la realización de este análisis se pretende integrar todos los datos e información de interés presente de la zona y se generará el producto final del proyecto junto con las distintas hipótesis y modelos generados a partir de la información recolectada. El desarrollo de esta fase llevará a cabo en 3 etapas principales:

-Etapa 1. Establecer las correlaciones estratigráficas, estructurales y petrolíferas de la zona recolectada en la anterior fase para su correspondiente análisis.

-Etapa 2. Evaluación y análisis de los resultados preliminares para el establecimiento de relaciones e hipótesis de trabajo.

-Etapa 3. Reinterpretación de los hallazgos.

5.1 Migración y generación de los hidrocarburos de la cuenca del VMM

Se han propuesto dos sistemas petroleros en la cuenca. (García et al., 2003): La Luna – Mugrosa y Paja-Tablazo – Mugrosa.

El sistema La Luna – Mugrosa está compuesto por las rocas generadoras de la Formación La Luna, que tienen una correlación geoquímica con los petróleos encontrados en los yacimientos de diversas formaciones, incluyendo Mugrosa, La Luna, Umir, Lisama, La Paz, Esmeraldas y Colorado.

La historia del enterramiento del VMM correspondiente a las figuras 16 y 17 presenta los siguientes aspectos distintivos:

1. Hubo un proceso continuo de enterramiento de las rocas generadoras desde su deposición hasta hace 53 Ma, momento en el cual alcanzaron su máxima profundidad.
2. Erosión de rocas del Cretácico Tardío y Paleoceno durante el Eoceno medio y tardío.
3. Una pausa de 40 a 15 Ma en el sector norte de la cuenca. 4) Entierro de la roca generadora durante la deposición del Grupo Real (García et al., 2003).

Figura 16.

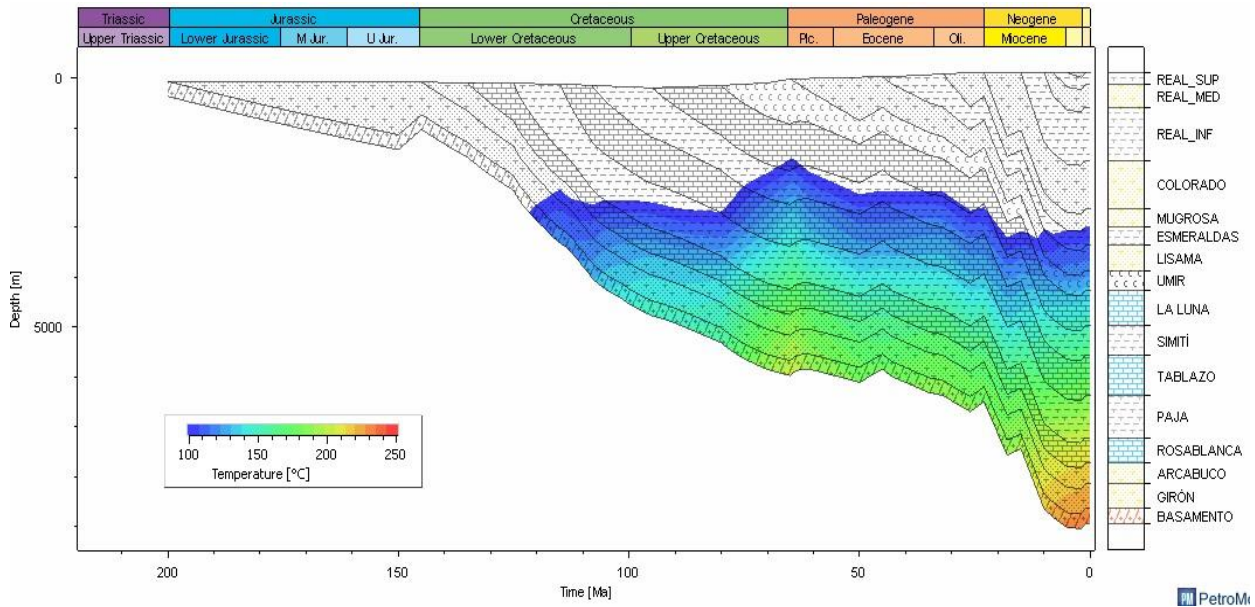
Gráfico de la historia de eventos y procesos de los sistemas petroleros de la Cuenca del VMM.



Nota: Historia de Eventos que muestra los elementos y procesos de los sistemas petroleros de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La curva de enterramiento está indicada por la línea roja. Tomado y modificado de Sarmiento (2011).

Figura 17.

Diagrama de enterramiento y Temperatura de la zona Centro Norte de la cuenca del VMM.



Nota: Tomado y modificado de García y Vargas (2015).

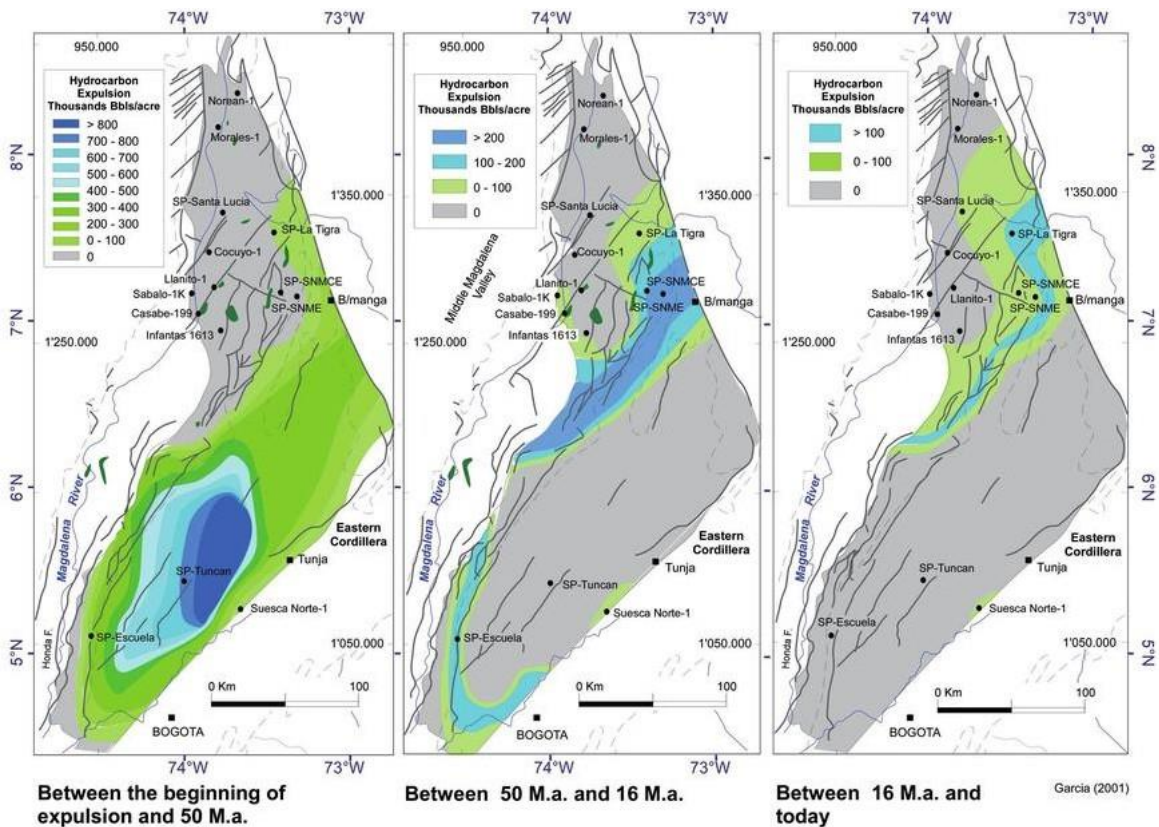
El inicio, pico y fin de descarga de hidrocarburos de la Formación La Luna varía espacialmente en el área de la cuenca desde la generación de petróleo tempranamente en las estrabaciones y sectores centrales del VMM, hasta sectores cercanos a la cordillera Oriental donde recientemente terminó la generación. (García et al., 2003); sin embargo, se sabe que la generación de hidrocarburos para la Formación La Luna comenzó en el Campaniano y presenta un pico de expulsión en el Mioceno temprano.

Para la cuenca se reconocen dos eventos principales de generación y expulsión de hidrocarburos separados por un período de intensa biodegradación.

El primer evento es desde el Cretácico Tardío hasta el Eoceno Temprano, en un rango de 70 a 55 Ma. En esta fase inicial, muchos hidrocarburos producidos se perdieron por la falta de unidades de almacenamiento disponibles en ese momento, pero parte de estos se acumulan en trampas estratigráficas. El segundo episodio se extiende desde hace 50 Ma hasta hoy, abarcando desde finales del Eoceno hasta la fecha. Durante este período, se pueden distinguir dos episodios de generación de hidrocarburos: El Primer Pulso ocurrió hace aproximadamente 38 a 25 Ma, en la época del Oligoceno; mientras que el segundo Pulso tuvo lugar hace unos 10 a 5 millones de años, durante el Mioceno. La Figura 18 muestra los mapas de volumen de hidrocarburos expulsados de la Formación La Luna para el segundo episodio, se observa que en la zona de la La Tigra desde antes de los 50 Ma ya se presentaba producción y expulsión de hidrocarburos.

Figura 18.

Mapas de volumen de hidrocarburos expulsados por unidad de área de la roca fuente del Turoniano-Coniaciano (Formación La Luna) durante tres intervalos de tiempo.



Nota: Tomado y modificado de Sarmiento (2011).

La generación de hidrocarburos antes del período Eoceno cambió por la amplia exposición de la secuencia sedimentaria por la exhumación. Es probable que esta exhumación haya expuesto la mayoría de las acumulaciones existentes a procesos de lavado y biodegradación lo que ayudaría en la generación de hidrocarburos sólidos. Durante el Oligoceno y el Mioceno se expulsaron cantidades significativas de petróleo de las estribaciones, con petróleos recientes y ligeros, como lo sugieren parafinas normales en los crudos altamente biodegradados (García et al., 2003).

Respecto a la migración la discordancia del Eoceno crea un sistema de vías adecuado para el transporte de hidrocarburos y que según la ANH (2010) se han identificado tres tipos de migración:

1. Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno.
2. Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno.
3. Migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.

Las acumulaciones de petróleo en la región se caracterizan por tener petróleos más ligeros,

lo que se refleja en una mayor gravedad API y una disminución en el contenido de azufre; sin embargo, el aumento en el contenido de azufre se ha atribuido a cambios en el tipo de roca madre, pero también podrían estar relacionados con una mayor proporción de petróleos biodegradados en la parte occidental de la cuenca (García et al., 2003).

5.2 Madurez termal y contenido de materia orgánica total (COT) de la Formación la Luna

La Luna es la unidad o grupo más representativo del Cretácico del VMM, se considera la roca generadora principal de la cuenca del VMM y está formada en gran parte por calizas fosilíferas sedimentadas en condiciones neríticas y con un alto porcentaje en materia orgánica.

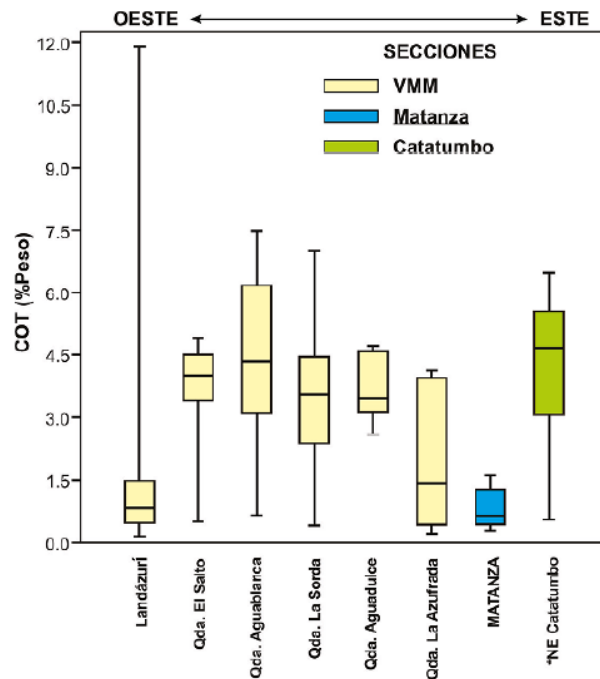
Rangel et al., (2000) catalogó para el sector de la Quebrada La Sorda un valor promedio de %COT de 2,6% y valores máximos entre 4,6% y 4,2%. Otros autores han obtenido valores de %COT de hasta 10,8% y han catalogado una proveniencia principalmente de algas; Moreno e Hincapié (2010) obtuvieron datos de reflectancia de vitrinita $R_o\%$ de 1,2% correspondientes a la

ventana de generación de gas seco; Pacheco y Cardona et al., (2014) para la Quebrada La Sorda obtienen valores de %COT que van desde 4,21% hasta 8,94% y valores de Reflectancia de Vitrinita Ro% de 0,42% y 0,37% correspondientes a un grado inmaduro, con un volumen de poro que varía de 0,0710 cm³ y 0,1174 cm³.

Patarroyo-Alarcón et al., 2011 obtuvieron en la zona de matanza valores de %COT que variaron desde 0,547% a 1,2% modificando su capacidad de generación de pobre a media, estos valores son bajos si se comparan con los obtenidos en diferentes estudios en el VMM como se evidencia en la Figura 19; también ocurre en Venezuela los cuales llegan a variar desde 2,5% a 10,8%, según Patarroyo–Camargo, Alarcón–Gómez et al., 2011; estos resultados inferiores pueden ser causados por una menor cantidad de datos en la sección de Matanza, sumado a una mayor madurez termal de la sucesión sedimentaria, producto del fuerte tectonismo en la zona de estudio correspondiente al sector oeste del macizo de Santander.

Figura 19.

Valores de %COT de la Formación la Luna para el municipio de Matanza (Santander) comparados con los reportados por otros autores para el VMM.



Nota: Tomado de Patarroyo–Camargo, Alarcón–Gómez et al., (2011).

Patarroyo-Alarcón et al., (2011) en la Figura 19 detallan la distribución de los valores de Carbono Orgánico Total (COT) de occidente a oriente de la Formación Galembó en diversas localidades: km 7 vía Landázuri-Cimitarra, Quebrada El Salto, Quebrada Aguablanca, Quebrada La Sorda, Quebrada La Azufrada, Junto con datos del nororiente de la cuenca del Catatumbo. En general para la cuenca del VMM como se observa en la Figura 20, se tiene en %COT isovalores que varían de 1.0 - 2.0% y de 2.0 - 4.0% correspondientes según la Tabla 5 a un potencial bueno a muy bueno.

Tabla 5.

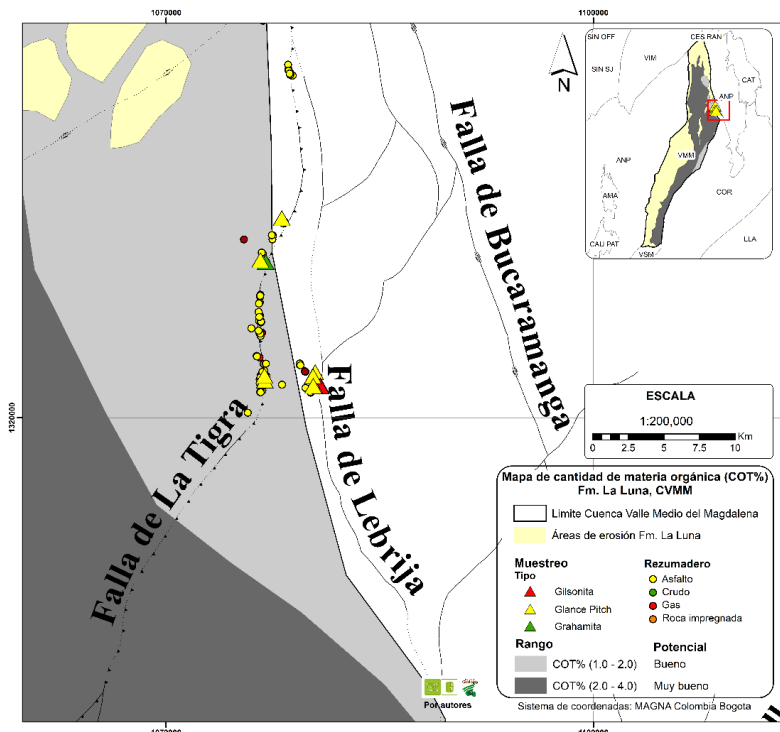
Interpretación de la riqueza orgánica basada en el COT.

Riqueza orgánica	COT (%p/p)
Pobre	0.0 -0-5
Regular	0.5 - 1.0
Buena	1.0 - 2.0
Muy buena	> 2.0

Nota: Adaptado de Peters et al., (2006).

Figura 20.

Mapa de isovalores promedios de riqueza orgánica actual (% COT) de la Formación La Luna, cuenca del VMM.



Nota: Tomado y modificado de la ANH (2012).

Para la cuenca del VMM como se observa en la Figura 21 se tiene en %Ro isovalores que varían desde <0.6 hasta 3.0 correspondientes según la Tabla 6 a un potencial desde inmaduro a gas seco.

Tabla 6.

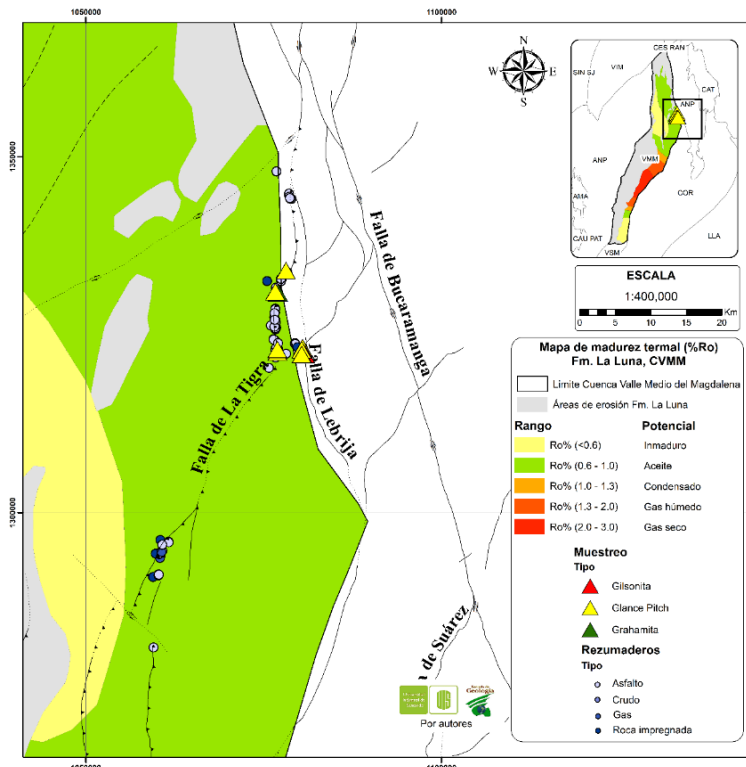
Valores de reflectancia de vitrinita y generación de hidrocarburos.

Madurez	%Ro (Promedio)
Inmadura	<0,6
Madurez temprana	0,6 – 0,8
Madurez media	0,8 – 1,0
Madurez tardía	1,0 – 1,35
Sobre madurez	> 1,35

Nota: Adaptado de Peters et al., (2005).

Figura 21.

Mapa de isovalores promedios de reflectancia de vitrinita (% Ro) de la Formación La Luna, cuenca del VMM.



Nota: Tomado y modificado de la ANH (2012).

El querógeno presente en la Formación La Luna ha sido clasificado como tipo I-II y a su vez se ha obtenido índices de hidrógeno medido en pozos los cuales varían entre valores de 30-552 mgHC/gCOT, esto dependiendo de su madurez termal (García et al., 2003).

La importancia de conocer el contenido de COT de las rocas, radica en que los niveles estratigráficos con altos contenidos de bitumen sólido son asociados a áreas con altos valores de % COT y de gas (Márquez et al., 2013).

5.3 Elementos Estructurales Principales

La gran mayoría de las principales fallas del país se generaron a partir del Paleozoico, producto de los procesos de acrecimiento continental y de la influencia del emplazamiento de la placa del Caribe a partir del Cretácico, esto sumado a la posterior acción de la placa Caribe en el Mioceno tardío, ha generado un patrón tectónico regional.

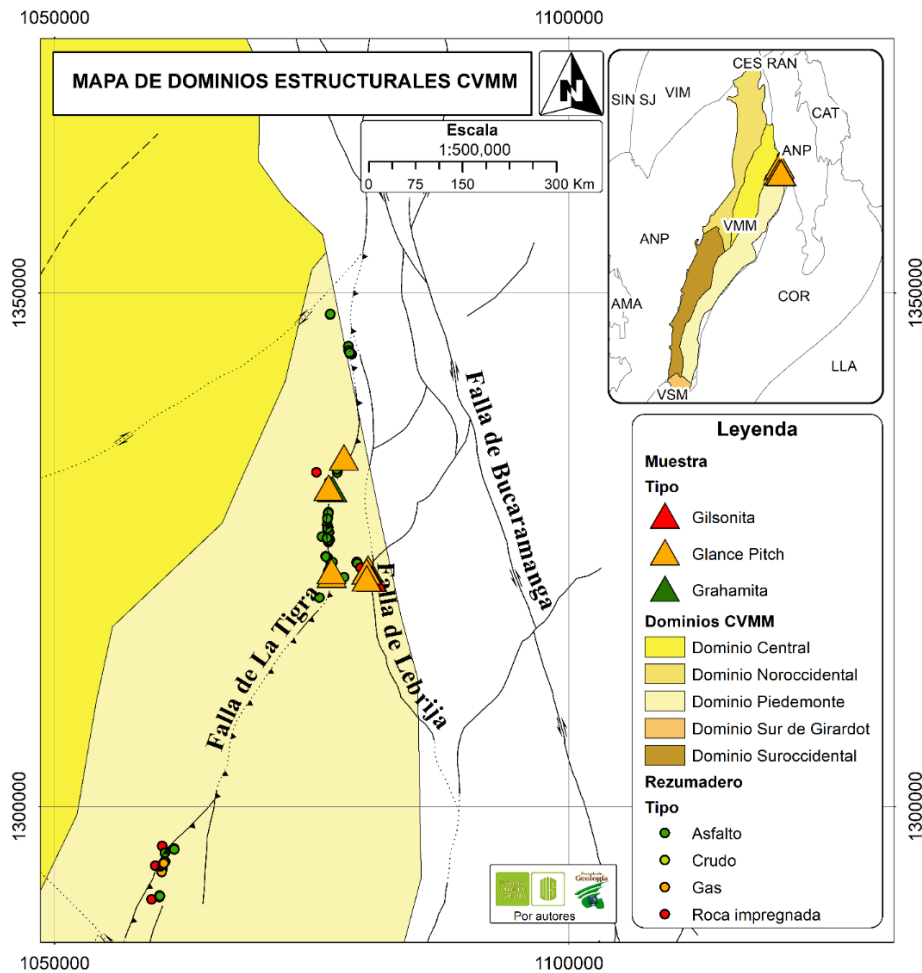
La cuenca del VMM corresponde a una franja baja o depresión tectónica asimétrica con dos márgenes diferentes que separa las Cordilleras Central y Oriental, cuya evolución comienza en el Mesozoico y ha sido afectada por diferentes periodos de deformación principalmente de tipo distensivo durante el Mesozoico, y de tipo compresivo durante el Cenozoico.

Se han presentado propuestas de provincias, sectores o dominios estructurales mediante estudios y muchos concuerdan en que el VMM se divide en cinco terrenos estructurales, diferenciados por su origen y sedimentología. La localización geográfica de estos terrenos se expone en la Figura 22.

Estos terrenos son: Terreno Noroccidental, Terreno Suroccidental, Zona Central, Piedemonte y Sur de Girardot (Sarmiento, 2011), siendo los terrenos Central y Piedemonte los más importantes para el estudio.

Figura 22.

Terrenos estructurales de la cuenca del VMM.



Nota: la figura muestra la división y ubicación de los terrenos dentro de la cuenca y presentes en la zona de estudio. Tomado y modificado de Córdoba et al., 2001.

Terreno Zona Central: limita al norte y al sur con las fallas de Bucaramanga y Cambao y se encuentra relacionado con los eventos extensivos y compresivos que formaron a las cordilleras Central y Oriental, los cuales corresponden a una deformación del Cretácico superior al Eoceno temprano, compresiva a transpresiva dextral, relacionada con la Cordillera Central, Sarmiento (2011). El terreno se destaca por la presencia de fallas inversas, múltiples plegamientos y cinturones plegados que forman una zona de convergencia estructural. Dentro de este terreno se presenta el paleo-alto Cáchira el cual fue fosilizado, expuesto y reactivado por la deformación

cenozoica generando las mayores trampas de la cuenca (Córdoba et al., 2001), en el paleo-alto Cáchira se encuentra el campo petrolero La Cira-Infantas.

Terreno Piedemonte: se encuentra en contacto con el costado occidental de la Cordillera Central entre las fallas La Salina-Bituima al este y las fallas de Cambao y Honda al oeste. Está relacionado con los eventos extensivos, compresivos y de inversión que formaron a las cordilleras Central y Oriental y se destaca por la presencia de amplios sinclinales y angostos anticlinales con tendencia N-S y vergencia oeste junto con fallas inversas con vergencias al oeste con tendencia N-S y estructuras en dúplex, en un patrón de relevo estructural truncado por la falla de Bucaramanga. Las de cabalgamiento posiblemente tengan su origen en fallas normales invertidas debido a que algunas fallas presentan deformación de piel delgada y forman estructuras imbricadas, en el Mioceno tardío, se formaron cuñas de piel gruesa, la polaridad de empuje se invierte y las estructuras paleógenas se reactivan (Sarmiento, 2011).

El VMM como se mencionó anteriormente ha sido afectado por eventos de transcurrancia, distensivos y compresivos, donde los eventos distensivos se han presentado en un lapso prolongado con interrupciones, entre el Triásico Tardío y el Cretácico Superior.

En el Triásico y el Jurásico se presentaron esfuerzos tensionales-transtensionales, relacionados con la ruptura de Pangea y con la extensión del retroarco, que permitieron la generación de fallas normales con un desplazamiento oblicuo (Sarmiento, 2011).

Durante el Cretácico tardío a Eoceno se presenta una fase de deformación transpresiva a compresiva producto de la acreción de la corteza oceánica produciendo un acortamiento y levantamiento de la Cordillera Central, esta fase o evento compresivo produjo un estilo estructural predominantemente de cabalgamientos con vergencia al oriente, la cual afecta principalmente a las rocas sedimentarias debajo de la discordancia angular del Cretácico superior.

La fase compresiva se inicia en el Paleoceno y sigue presentándose en la actualidad donde se sabe que la depresión del VMM comenzó a ocurrir a finales del Cretáceo, y tomó su forma actual en el Mioceno. Durante el Paleoceno Medio ocurre el levantamiento del macizo de Santander-Floresta sumado a esto las zonas anticlinales son afectadas por la erosión.

El levantamiento de la Cordillera Oriental ocurre en el Oligoceno tardío – Mioceno medio temprano, producido por la inversión de paleofallas normales del Rift Cretácico, las cuales son

reactivadas como fallas inversas. En el Mioceno Medio a Tardío, se presenta una fase compresiva la cual provoca que los sedimentos depositados sean plegados y fallados con vergencia al W (Mojica et al., 1990).

Es importante conocer la geología y los procesos estructurales que han afectado y afectan la zona, ya que los hidrocarburos sólidos migrados presentes en la zona se presentan concordantes a los planos de estratificación (en regímenes compresivos hidrocarburos sobrepresionados pueden emplazarse concordantemente con las capas), en venas que cortan la estratificación ayudándose de los ductos generados por las fallas y fracturas de la zona (León y Traslaviña, 2019), adicionalmente asociados a procesos de brechificación, Prince et al., (2011) menciona que los crudos originados en la parte norte del VMM migran verticalmente a través de planos de fallas inversas y son transportados por carrier beds.

En algunos casos, las venas de asphaltita muestran una forma irregular y sinuosa, lo que sugiere que estas inyecciones podrían haber sido singenéticas, por otro lado, algunas de estas venas tienen contactos rectos y netos para esto se ha propuesto que la generación abundante de hidrocarburos de alta viscosidad podría haber ejercido presión en las paredes de las fracturas, lo que resultó en su ensanchamiento a medida que se llenaban, permitiendo que la asphaltita se emplazara concordante con la estratificación (García y Vargas, 2015) (León y Traslaviña, 2019).

García y Vargas (2015) reportan que en la vereda La Tigra se observan varios diques de asphaltitas que cortan perpendicularmente la Formación la Luna y paralelos a los planos de estratificación de esta unidad, aunque de menor tamaño probablemente por la sobrepresión que generaba la gran disponibilidad de fluido.

Los diques de asphaltitas mencionados por García y Vargas (2015) presentan dos direcciones predominantes: una con dirección al noreste y que varía entre N12-50°E, y la otra que se dirige al noroeste con un rango de N25-40°W. Estas estructuras están relacionadas con fracturas abiertas tipo diaclasas, ya que no muestran signos de desplazamiento o brechamiento y se asocian con etapas pre y sin plegamiento, en las cuales se formaron fracturas extensivas paralelas y perpendiculares al eje de las estructuras o pliegues principales. Las venas con dirección al noroeste concuerdan con la orientación del tensor regional (NW-SE) que influyó en la formación de la

mayoría de las estructuras mayores en la Cordillera Oriental y el VMM, relacionadas con el levantamiento de la Cordillera Oriental.

En su estudio, León y Traslaviña (2019) calcularon las direcciones de las fracturas y de los cuerpos de asphaltita presentes en la zona de estudio, donde observaron que la orientación de las venas de asphaltita coincidía con una de las familias de diaclasas presentes en la zona las cuales presentan direcciones de N87E/27NE y S70E/10NE. En áreas cercanas con la Falla Lebrija, la zona presenta cuerpos de asphaltita con una dirección de N80W/20NE presentes en la Formación La Luna cortando la estratigrafía y con dirección N8E/82SE, paralela al contacto entre las formaciones La Luna-Lisama y con direcciones N89W/85NE y S70E/80SW entre las formaciones Esmeraldas-Umir.

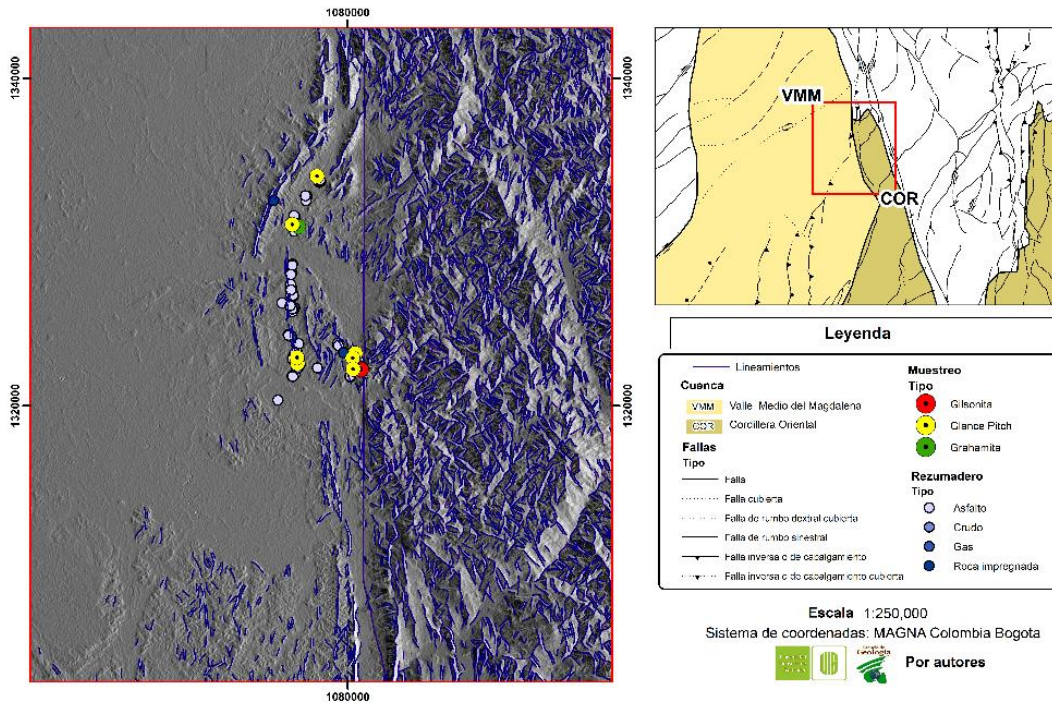
Lo mencionado anteriormente es coherente con la idea que estos diques se formaron con la deformación tectónica que causó el levantamiento de la Cordillera Oriental y que originó muchas de las estructuras presentes en la zona de estudio. Sin embargo, es complicado determinar con precisión la temporalidad en la cual se formaron los diques, ya que podrían ser tanto estructuras anteriores al plegamiento como posteriores al mismo. Además, es posible que haya habido múltiples etapas de relleno de estos diques, lo que complica aún más la cronología de los eventos relacionados.

Además de la información mencionada, se analizan los patrones, estructuras locales y regionales mediante un modelo de elevación digital (DEM) en la zona de estudio. En este análisis, se identifican principalmente dos conjuntos de patrones o lineamientos, uno con orientación NE-SW y otro con orientación NW-SE. Este último se sugiere como el resultado de la fase de deformación más reciente que condujo a la elevación de la Cordillera Oriental.

Es importante destacar que estos patrones coinciden con las direcciones de los diques de asphaltitas y se observan en toda la zona asociados principalmente a valles con diferentes longitudes. Se incorpora un modelo digital de elevación (DEM) con la finalidad de analizar la conexión entre los patrones interpretados y la topografía del terreno, como se ilustra en la Figura 23.

Figura 23.

Modelo de elevación digital del terreno y lineamientos presentes en la zona de estudio.



5.4 Información bibliográfica de las asphaltitas de la zona de estudio

Para la realización de este proyecto se tendrán en cuenta los datos y muestras recolectadas en anteriores estudios. Se trabajará con la nomenclatura detallada en cada uno de los estudios de donde se extrajeron los datos.

Los primeros datos fueron recolectados por Torrado y Torres (2016) en la realización del estudio “contribución a la exploración de asphaltita mediante el método de imagen resistiva eléctrica y su clasificación geoquímica en la vereda La Tigra”, y corresponden a siete muestras recolectadas en las minas el Edén y Villa Rica ubicadas en el corregimiento La Tigra en Rionegro, Santander. Se recolectaron siete muestras en total, cuatro corresponden en ubicación a la mina El Edén (M- ME01, M- ME02, M- ME03, M- ME04) y tres a la mina Villa Rica (M- ME07, M- ME06, M- ME07), de las cuales cinco son asphaltitas, una es roca con presencia de bitumen y una roca sedimentaria.

El segundo grupo de datos fue recolectado por García y Vargas (2015) en la realización del estudio “interpretación de la madurez termal de los hidrocarburos sólidos hospedados en rocas

cretácicas y cenozoicas en el límite de las Cuencas del VMM y la Cordillera Oriental”. En este estudio para la zona de interés analizaron 9 muestras catalogando o clasificando a 5 de estas, de las cuales cuatro (JM-26-01, JM-26-03, JM-27-01/02, JM-28-01/02) corresponden a asphaltitas. Los autores evaluaron los hidrocarburos sólidos con tres criterios, la cantidad de materia orgánica, su calidad y el grado de madurez termal de esta.

El último grupo de datos fue recolectado por León y Traslaviña (2019) en la ejecución del estudio denominado “caracterización y clasificación a partir de técnicas físicas, químicas y geoquímicas de los tipos de asphaltita (Bitumen sólido) hospedadas en las rocas cretácicas y cenozoicas presentes en la vereda La Tigra del municipio de Rionegro, Santander”. En este estudio se recolectaron 10 muestras de las cuales se realizaron estudios fisicoquímicos y geoquímicos a un total de 5 muestras de asphaltita, las cuales están ubicadas tres (MD-01-06, MD-02-07, MD-02-15) en zonas adyacentes de la Falla Lebrija y las otras dos muestras (MD-02-09, MD-02-12) sobre el trazo de la Falla La Tigra.

A las muestras les realizaron análisis como el contenido de COT, Contenido de Azufre, Calculo de Densidad y Punto de Ablandamiento, los cuales arrojaron los resultados correspondientes a la Tabla 7.

Tabla 7.

Valores de densidad, porcentaje de azufre total, porcentaje de COT y temperatura de punto de ablandamiento, solubilidad y tipo de hidrocarburo sólido de la información bibliográfica recolectada.

Muestra	Densidad	% S Tot	% COT	Temperatura Punto de Ablandamiento	Solubilidad CS ₂	Tipo de Hidrocarburo Sólido
M- ME01	0,6636	3,544	49,29	92°C	X	X
M- ME02	1,389	2,969	37,731	117°C	X	X
M- ME03	1,2367	3,146	43,586	83°C	X	X
M- ME05	0,7899	3,457	50,406	106°C	X	X
M- ME06	1,0176	3,467	51,552	83°C	X	X
JM-26-01	1,06	3,19	91,26	130° - 140°	Soluble > 90%	HS de baja reflectividad
JM-26-03	1,11	3,56	92,93	190° - 200°	Soluble > 90%	HS de baja reflectividad
JM-27-01/02	1,11	3,61	92,69	130° - 140°	Soluble > 90%	HS de baja reflectividad

JM-28-01/02	1,08	3,20	90,62	130° - 140°	Soluble > 90%	HS de baja reflectividad
MD-01-06	1,1804	4,563	78,964	178°	Soluble	X
MD-02-07	1,1393	4,479	77,518	169°	Soluble	X
MD-02-09	1,1635	3,779	75,986	135°	Soluble	X
MD-02-12	0,9960	3,546	79,045	142°	Soluble	X
MD-03-15	1,2009	4,596	81,757	183°	Soluble	X

Nota: Adaptado de García y Vargas (2015), Torrado y Torres (2016), León y Traslaviña (2019).

Los puntos de ablandamiento fueron calculados llevando en promedio 2g de material de cada muestra a temperaturas que oscilan entre 50°C y 200°C (rango de ablandamiento de la asfaltita).

Respecto al análisis de carbono orgánico total (COT) los hidrocarburos sólidos reflejan en la Tabla 7 valores altos en su mayoría > al 90%, algo distintivo en este tipo de mineral y que los hace diferenciar de rocas generadoras y no generadoras.

García y Vargas (2015) realizan el análisis de Pirólisis Rock Eval donde evaluaron a las muestras analizadas por medio de los parámetros S1, S2 y S3, además del cálculo del valor Ro, proceso ejecutado también por León y Traslaviña (2019) para sus muestras. Todas las muestras fueron clasificadas según Jacob (1989) y se encuentran catalogadas como gilsonita, glance pitch y grahamita, como se observa en la Tabla 8.

Tabla 8.

Valores de los parámetros S1, S2 y S3 de Pirolisis Rock Eval, reflectancia de vitrinita y tipo de asfaltita de la información bibliográfica recolectada.

Muestra	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	Tmax (°C)	Reflectancia de la Vitrinita Calculada	Reflectancia del HS Calculada	Tipo
M- ME01	X	X	X	X	X	X	Gilsonita
M- ME02	X	X	X	X	X	X	Gilsonita
M- ME03	X	X	X	X	X	X	Gilsonita
M- ME05	X	X	X	X	X	X	Gilsonita
M- ME06	X	X	X	X	X	X	Gilsonita
JM-26-01	57,83	482,01	0,08	442	0,80	0,46	Glance Pitch
JM-26-03	24,82	468,4	0,09	444	0,83	0,50	Grahamita?
JM-27-01/02	23,94	523,88	0,23	445	0,85	0,52	Glance Pitch
JM-28-01/02	39,56	515,01	0,69	437	0,71	0,36	Glance Pitch

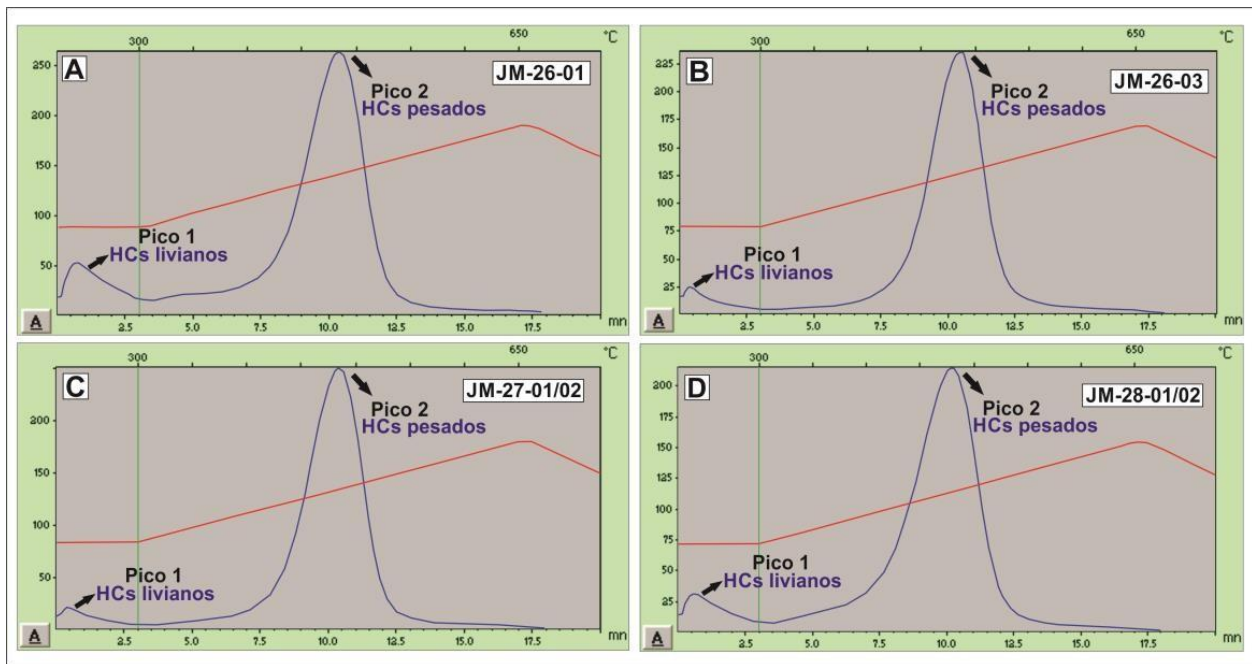
MD-01-06	X	X	X	X	0,432	Glance Pitch
MD-02-07	X	X	X	X	0,391	Glance Pitch
MD-02-09	X	X	X	X	0,473	Glance Pitch
MD-02-12	X	X	X	X	0,421	Glance Pitch
MD-03-15	X	X	X	X	0,417	Glance Pitch

Nota: Adaptado de García y Vargas (2015), Torrado y Torres (2016), León y Traslaviña (2019).

Los hidrocarburos sólidos se reconocen por tener altos valores o porcentajes de fracciones pesadas de hidrocarburos. García y Vargas (2015) obtuvieron pirogramas correspondientes a la Figura 24 para las muestras de los hidrocarburos sólidos, donde se observan dos picos correspondientes a dos series de hidrocarburos, la primera correspondiendo a un hidrocarburo liviano con valores de pirólisis de entre 200°C - 300°C, el segundo pico corresponde a un hidrocarburo más pesado con valores > 300°C.

Figura 24.

Pirogramas de los hidrocarburos sólidos analizados.



Nota: Tomado y modificado de García y Vargas, 2015.

Los valores de P1 y P2 dejan ver que al calentarse estos hidrocarburos sólidos pueden y generar hidrocarburos livianos y pesados.

6. Resultados

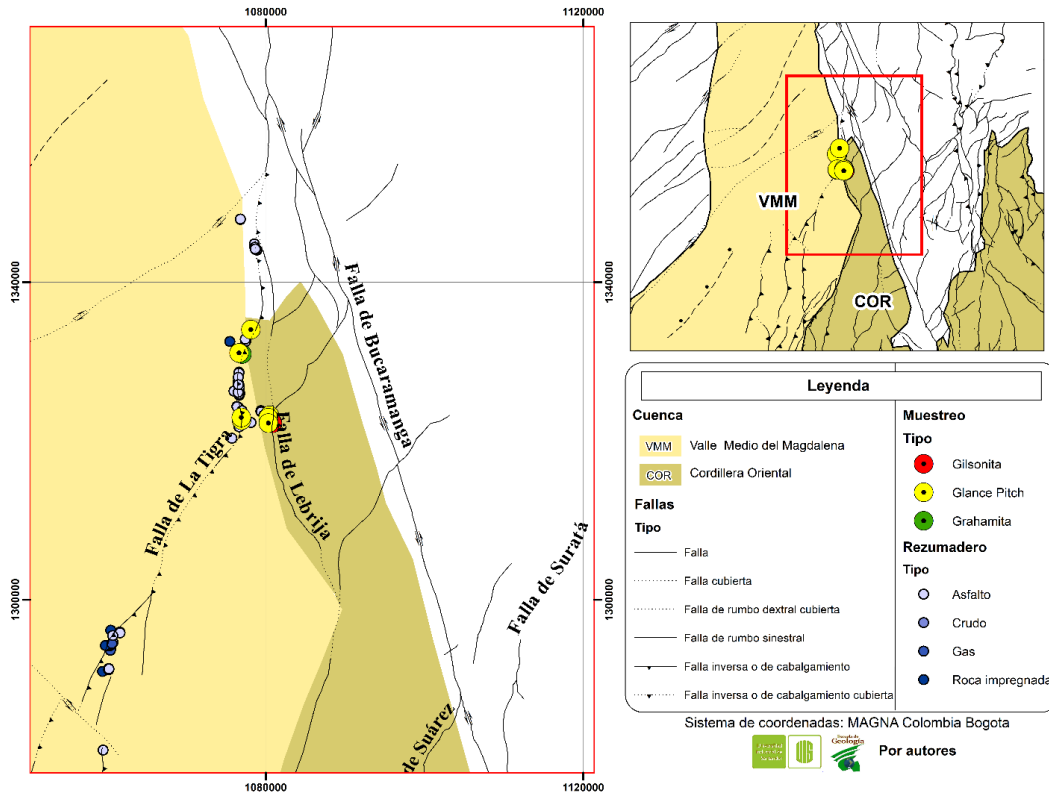
Los tres tipos de asphaltitas se encuentran estrechamente ligados a la evolución tectónica y estratigráfica de las Cuencas del VMM y de la Cordillera Oriental, esto debido a que los hidrocarburos sólidos se encuentran en diques los cuales se encuentran intruyendo grietas y fracturas generadas durante el pre y post-plegamiento. Un aspecto importante en los diques es que en el área norte del VMM no presentan fenómenos de brechamiento mientras que en el área del municipio de Bolívar Santander si se presenta el brechamiento. En ausencia de brechamiento los contactos con las rocas encajantes son netos, debido a la alta viscosidad del asfalto sólido que consecuentemente ejerce presión sobre las paredes de las fracturas, lo que resulta en su ensanchamiento a medida que se llenaban los espacios presentes. Los diques de asphaltita también pueden mostrar formas irregulares y sinuosas, lo que sugiere que estas inyecciones podrían haber sido singenéticas.

Los diques presentan predominantemente dos direcciones una con dirección al NE y la otra al NW, donde los diques con dirección NW concuerdan con la orientación del tensor regional (NW-SE) que influyó en la formación de la generalidad de las estructuras mayores en la Cordillera Oriental y el VMM, relacionadas con el levantamiento de la Cordillera Oriental.

Los diques se encuentran asociados a las inyecciones de hidrocarburos que aprovecharon zonas de debilidad y menor presión para acumularse, como los creados por la Falla La Tigra que actúa como una franja o plano de falla para el flujo de hidrocarburos. En la Figura 25 se puede apreciar la posición de las asphaltitas y su proximidad a las Fallas Lebrija y La Tigra. Estas fallas presentan una orientación que se alinea con las estructuras regionales que delimitan la región occidental de la Cordillera Oriental.

Figura 25.

Elementos estructurales de la parte norte del VMM.



La formación de diques de hidrocarburos sólidos y su momento crítico se encuentra relacionado con el levantamiento de la Cordillera Oriental, cuyo comienzo generalizado se propone en el Oligoceno tardío, esto a su vez se correlaciona con la evolución de estructuras como el Sinclinal del Nuevo Mundo y el Anticlinal de los Cobardes correspondientes también al periodo del Oligoceno tardío, catalogando a este periodo como un tiempo crítico en el cual la Formación La Luna se encuentra en una etapa temprana de generación de hidrocarburos, generando una migración y acumulación antes, durante y posterior al levantamiento de las estructuras locales. Se estima que este proceso continúa debido a que la Cordillera Oriental se encuentra aun exhumándose y generando estructuras, sumado a que en la Luna la roca generadora del hidrocarburo ha presentado una ventana de generación desde el Cretácico Superior hasta la actualidad donde se estima una ventana de generación principalmente de aceite.

La deformación del Oligoceno tardío al Mioceno temprano en la parte NE del VMM se estima se encuentra relacionada con el deslizamiento de la Falla Bucaramanga-Santa Marta generando un fallamiento transpresional, este evento tardío también afectó al flanco occidental de la Cordillera Oriental, la Tabla 9 señala los eventos de deformación tectónica que afectaron al VMM.

Tabla 9.

Eventos de deformación tectónica que afectaron los dominios estructurales del VMM.

Tiempo	Provincia Noroccidental	Provincia Suroccidental	Provincia Central	Provincia Piedemonte	provincia Girardot sur
Jurásico tardío	Fallamiento normal dextral, fallamiento transcurrente (Palestina F).		Fallamiento normal.		
Cretácico Inferior	Fallamiento normal.				
Cretácico tardío - Paleoceno	Acortamiento vertiginoso al este.			Estructuras florales positivas en régimen transpresivo.	
Eoceno			Acortamiento compresional con vergencia este. dextral	Acortamiento compresional con vergencia oeste (Restrepo-Pace).	
Oligoceno Temprano	Fallas normales parcialmente invertidas hacia el este de la provincia.		Deformación compresiva a transpresiva con vertiente oeste.		
Mioceno tardío				Deformación compresiva a transpresiva con vertiente oeste.	La compresión WNW-ESE reactivó las estructuras del Paleoceno tardío.

Nota: Adaptado de Sarmiento, (2011).

Las asphaltitas se encuentran en una zona afectada por los terrenos central y de piedemonte del VMM (este último presenta fallas inversas con vergencias al W y tendencia N-S) los cuales están relacionados con los eventos extensivos, compresivos y de inversión que formaron a las cordilleras Central y Oriental y corresponden a una deformación del Cretácico superior al Eoceno temprano.

Las asphaltitas se encuentran en cercanías a la zona de Falla Bucaramanga siendo afectadas por esta y en zonas colindantes a las Fallas de Lebrija y La Tigra, considerándose la última como un canal de flujo principal para los rezumaderos y presentándose como una falla inversa que separa los sedimentos del Cenozoico y de la Luna; asociándose a la Falla de Lebrija que se comporta como una falla mayor, esta a su vez asociada a la estructura en flor de la Falla de Bucaramanga la cual es paralela a esta y corresponde a una falla inversa que pone en contacto a las unidades del Cretácico y Paleógeno.

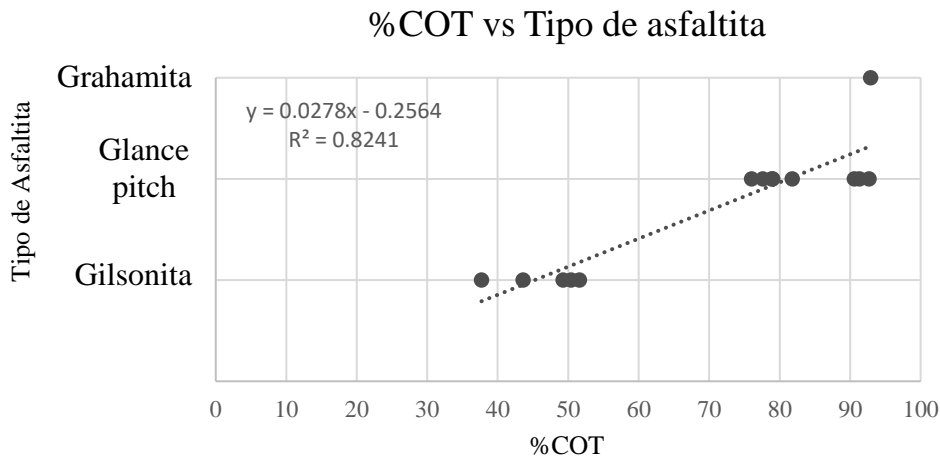
La principal roca generadora para la cuenca y para la zona de estudio es la Formación la Luna, la cual ha sido comparada por García y Vargas en 2015 con formaciones aflorantes en la cuenca Uinita en Estados Unidos, donde los hidrocarburos se generan en etapas tempranas como posiblemente sucede con la Formación la Luna y estos tienden a ser más viscosos o pesados, producto de una alta presencia de asfáltenos lo que permite una transformación a hidrocarburos sólidos que no necesite de la presencia de altas Temperaturas o Presiones sino ocasionada por la presencia de biodegradación u otros tipos de mecanismos someros.

La cuenca del VMM tiene una caracterización de los sistemas petroleros como ninguna en Colombia, para esta cuenca se han propuesto dos sistemas petroleros La Luna - Mugrosa y Paja-Tablazo – Mugrosa. El sistema petrolero La Luna-Mugrosa está compuesto por rocas de la Formación La Luna, que se correlacionan geoquímicamente con los crudos encontrados en los yacimientos de las formaciones Mugrosa, La Luna, Umir, Lisama, La Paz, Esmeraldas y Colorado, las cuales presentan reportes de presencia de asphaltitas como ocurre en la zona con estas unidades en forma de diques que cortan las capas y concordante con estas, así como haciendo parte de la matriz de estas (García y Vargas, 2015). De igual forma O'Down (2018) detalla para la zona que las venas de asphaltita se encuentran mejor desarrolladas en las unidades con presencia de lutitas en comparación con las rocas con presencia de gravaca, donde las venas parecen pellizcarse a una corta distancia dentro de la unidad, esto posiblemente causado por la edad de migración del hidrocarburo.

La Formación La Luna en el sector norte de la cuenca del VMM presenta valores promedio de vitrinita (R_o) de 1,05%, mientras en la zona sur de 1,5% esto demuestra que el depósito de sedimentos en zonas depocentrales no solo generará un mayor espesor, sino una mayor carga litostática generando mayor subsidencia y por ende que la materia orgánica presente sea de más alto rango termal, esto asociado a altas presiones y temperaturas originadas por procesos como el fuerte tectonismo en la zona correspondiente al sector oeste del macizo de Santander, explicarían una disminución en los niveles de %COT y a su vez que los hidrocarburos sólidos presentes no alcancen una madurez considerable, como se evidencia en la Tabla 7 y en la Figura 26. Este último señala que se requieren valores más elevados de %COT para obtener, en términos generales, hidrocarburos sólidos de mayor madurez termal.

Figura 26.

%COT vs Tipo de asphaltita.



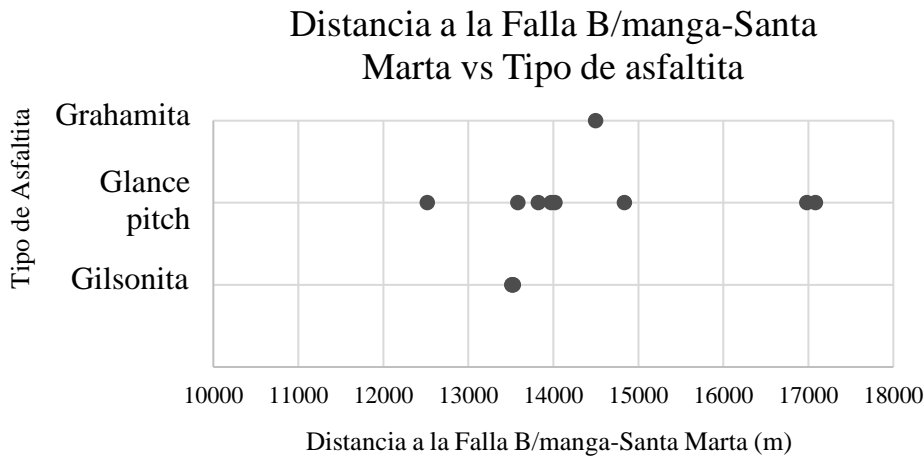
Nota: Comparación del tipo de asphaltita y de los valores de % COT que presentan cada tipo. Información recopilada en las tablas 7 y 8.

La formación de los migrabitúmenes comienza cuando la reflectancia de la vitrinita alcanza valores del 0,35% a 0,60%, datos que concuerdan con los reportados en los muestreos correspondientes a la Tabla 8. Los hidrocarburos sólidos provienen principalmente de tres tipos de crudo nafténicos, asfálticos y parafínicos, los cuales sufren alteraciones químicas causadas principalmente por cambios en la temperatura y presión, es decir, a medida que aumenta la temperatura o madurez, el hidrocarburo sólido cambiará de tipo que aplicado al caso de la gilsonita se transformara en glance pitch, suceso que corresponde a la presencia de glance pitch en la zona, esto provocará como se observa en la Tabla 7 que la temperatura del punto de ablandamiento aumente (Jacob,1989).

Otro ejemplo de este proceso es detallado por León y Traslaviña (2019) que exponen en su estudio que las asphaltitas asociadas a la Falla Lebrija presentan valores más altos en el punto de ablandamiento y reflectancia de vitrinita que las asphaltitas asociadas a la Falla La Tigra, esto se asocia a la influencia de un flujo de calor mayor producto de la cercanía con el Macizo de Santander y a su vez con la Falla Bucaramanga – Santa Marta; sin embargo, como se observa en las figuras 27 y 28 no se puede establecer una relación clara entre los tipos de asphaltita y la distancia a la Falla Bucaramanga - Santa Marta ya que se han reportado asphaltitas a distancias cercanas pero de diferente tipo y/o que presentan diferentes valores de punto de ablandamiento para el mismo tipo de asphaltita.

Figura 27.

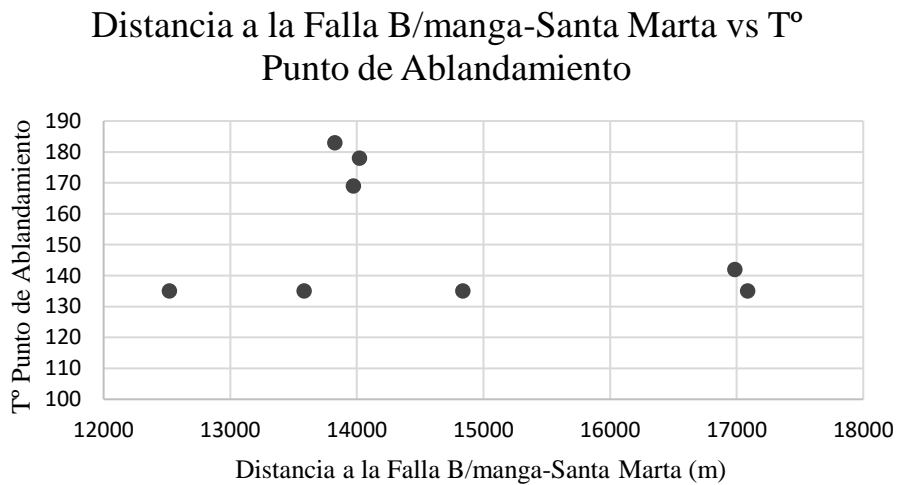
Distancia a la Falla B/manga-Santa Marta vs Tipo de asphaltita.



Nota: Comparación del tipo de asphaltita y de la distancia de cada asphaltita respecto a la Falla Bucaramanga – Santa Marta. Información recopilada en las tablas 7 y 8.

Figura 28.

Distancia a la Falla B/manga-Santa Marta vs T° Punto de Ablandamiento.



Nota: Comparación de la distancia de las muestras de glance pitch respecto a la Falla Bucaramanga y de los valores de temperatura de punto de ablandamiento para cada muestra de glance pitch. Información recopilada en las tablas 7 y 8.

Los principales mecanismos que generan los hidrocarburos sólidos son el craqueo termal, la biodegradación y la desasfaltación, debido al contenido de asfáltenos en los hidrocarburos de la zona, es muy probable que el mecanismo principal que generó los asfaltos sea la biodegradación, que es el proceso de oxidación microbial del petróleo crudo causado a temperaturas $< 80^{\circ}\text{C}$ junto con influencia de agua meteórica y la profundidad. La biodegradación produce un aumento en los componentes NSO que a su vez incrementa la viscosidad del crudo y un decrecimiento de la gravedad API formando crudos pesados.

Lo anterior sumado a la biodegradación pudo presentarse en procesos de desasfaltación que generarían la alteración de los asfaltos a glance pitch, este proceso se pudo dar por un aumento en la profundidad de enterramiento del hidrocarburo o en este caso por acción del fuerte tectonismo que afectó la zona, y se produce por la acumulación de hidrocarburos en trampas a las cuales se ha inyectado gas, produciendo petróleo liviano y la precipitación de asfáltenos.

El inicio, pico y fin de descarga de hidrocarburos de la Formación La Luna varía espacialmente sobre el área de la cuenca. Los hidrocarburos generados post Eoceno tuvieron una alteración de estos en menor grado debido a la exhumación generalizada de la secuencia sedimentaria. La exhumación probablemente expuso la mayoría de las acumulaciones existentes al lavado y biodegradación.

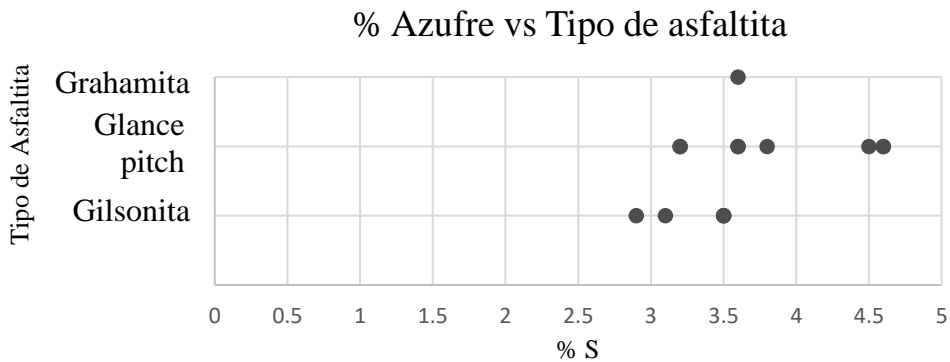
Durante el Oligoceno y el Mioceno, se expulsaron del piedemonte importantes volúmenes de petróleo alcanzando acumulaciones de petróleo antiguas y reponiéndolas con aceites frescos más jóvenes y livianos, como sugiere la presencia anormal de parafinas normales en crudos altamente biodegradados, Sarmiento (2011). Este tipo de petróleo aumentó las gravedades API y disminuyó el contenido relativo de azufre, sin embargo, la disminución de la gravedad API y el aumento del azufre en ciertas zonas de la cuenca se han explicado por cambios en el tipo de roca generadora, pero también pueden estar asociados a una fracción relativamente mayor de petróleos biodegradados (García et al., 2003).

Los crudos de la Cuenca son de calidad variable, en su mayoría entre pesados a medianos con gravedades API entre 7° y 38° . Con base en los resultados geoquímicos, los crudos de la Cuenca VMM pueden ser divididos en al menos cinco familias. Con la información correspondiente a las asfaltitas de la zona se pueden correlacionar con crudos de calidad regular, afectados por biodegradación y con alto contenido de azufre. Los hidrocarburos se dividen en una fracción saturada dominante con valores del rango de 20 a 80 %. Los aromáticos oscilan entre el 15 y el 50

%, mientras que las resinas + asfáltenos oscilan entre el 3 y el 40 % los cuales corresponderían a los generadores de las asphaltitas, de igual forma como se observa en las figuras 29 y 30 de manera general se puede hablar que las tres variedades de asphaltitas de la zona presentan porcentajes de azufre cercanos los cuales varían entre 3 - 4%, así como valores de densidades que varían entre 1 - 1.2 g/cm³, lo que indicaría que los tres tipos de asphaltitas se generaron de un mismo tipo de crudo, el cual no sufrió mayores cambios durante el proceso de generación de los hidrocarburos sólidos.

Figura 29.

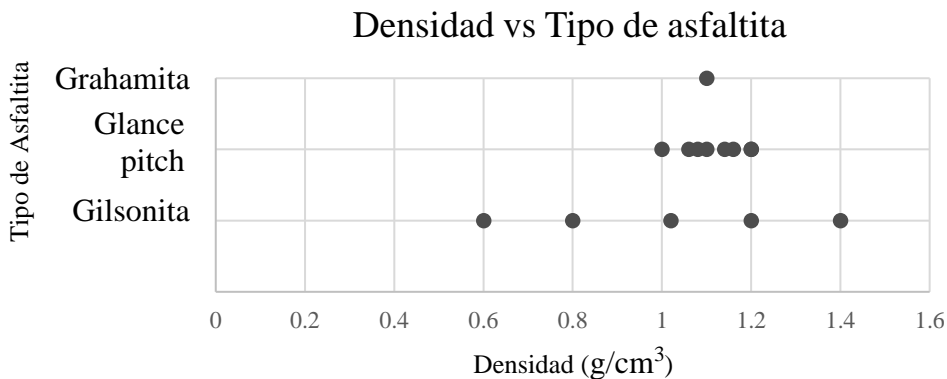
%Azufre vs Tipo de asphaltita.



Nota: Comparación del tipo de asphaltita y de los valores de % de azufre que presentan cada tipo. Información recopilada en las tablas 7 y 8.

Figura 30.

Densidad vs Tipo de asphaltita.



Nota: Comparación del tipo de asphaltita y de los valores de densidad que presentan cada tipo. Información recopilada en las tablas 7 y 8.

La presencia de los tres tipos de asphaltitas puede relacionarse con la edad de la migración del hidrocarburo que los generó, para la cuenca se reconocen tres momentos principales de generación y expulsión de hidrocarburos, cada momento se relacionaría con uno de los tres tipos de migrabituómenes, el hidrocarburo que migro en el primer episodio que corresponde en un rango de tiempo de aproximadamente 70 a 55 Ma y que ha sido afectado por un mayor número de procesos geológicos generaría a la asphaltita tipo grahamita la cual corresponde al hidrocarburo sólido de mayor grado termal de los migrabituómenes y que se encuentra en menor medida aflorando en la zona. esto se dio ya que una gran proporción de los hidrocarburos producidos se perdió por la falta de unidades de almacenamiento disponibles en ese momento.

El glance pitch se asociaría al segundo episodio aproximadamente de 38 a 25 Ma, en la época del Oligoceno y por último la gilsonita se asocia al último pulso o evento de migración que tuvo lugar hace unos 10 a 5 millones de años. Teniendo en cuenta el mapa (Figura 18) de volumen de hidrocarburos expulsados de la roca fuente del Turoniano-Coniaciano de Sarmiento (2011), es importante resaltar que en la zona de La Tigra desde antes de los 50 Ma ya se presentaba producción y expulsión de hidrocarburos generados a partir de la Formación La Luna.

6.1 Usos posibles de las asphaltitas aflorantes de la zona

Whiteoak et al., 2013 enumera en el Shell Bitumen Handbook más de 250 usos actuales conocidos de la asphaltita en agricultura, construcción, hidráulica, control de la erosión, industria automovilística, industria eléctrica, industria petrolera, ferrocarriles, etc., su uso se remonta a la prehistoria.

Santander es uno de los departamentos que destacan por la presencia de asphaltitas, su correcto uso puede representar una solución sustentable, es importante destacar que la calidad y las propiedades específicas de las asphaltitas varían según su origen geográfico y las condiciones de formación. Por lo tanto, entender los posibles usos y aplicaciones de las asphaltitas en un área como el departamento de Santander requiere una comprensión de las características geológicas y las necesidades de desarrollo de esta región en particular. En el siguiente párrafo, al igual que se detalla en la Tabla 10, se exponen diversas aplicaciones y usos potenciales de las asphaltitas en Santander, considerando su composición y propiedades:

- **Industria del petróleo y gas:** En Santander, donde hay actividad en la industria petrolera, las asphaltitas también pueden encontrar uso en esta industria. La perforación de pozos de petróleo y gas requiere frecuentemente el uso de gilsonita como aditivo de lodos de perforación para el control de la estabilidad del pozo, debido a que las partículas de gilsonita se adhieren a las paredes del pozo y de esta manera se controla la erosión o derrumbes del pozo durante la perforación. La gilsonita, es conocida por su alta solubilidad en petróleo, y se utiliza como un agente de control de fluidos en la perforación de pozos. Su capacidad para formar emulsiones estables la hace valiosa para estabilizar lodos de perforación, reduciendo así la pérdida de fluidos y mejorando la eficiencia de la perforación.

En Colombia la gilsonita ha sido utilizada principalmente para la perforación de formaciones con presencia de lutitas fisiles en las cuencas del Valle Superior del Magdalena y del Putumayo, en donde se requiere atravesar las lutitas del Cretácico para encontrar los yacimientos de areniscas de la Formación Caballos. Además, en la región de Santander, donde la geología presenta desafíos específicos, la gilsonita puede contribuir a mantener la integridad del pozo y prevenir problemas de filtración. Así mismo la utilización de asphaltitas en la fabricación de recubrimientos para oleoductos y gasoductos representa una de las aplicaciones más significativas de este material en la industria del petróleo y el gas, siendo la gilsonita la variedad más recurrente en ser utilizada.

La corrosión, el óxido y el desgaste de los ductos utilizados en el transporte de petróleo y gas son problemas críticos en esta industria, y si no se manejan adecuadamente, pueden resultar en costos anuales considerablemente elevados.

- **Pavimentación de carreteras:** La asphaltita representa un material con propiedades idóneas para el uso y mantenimiento en construcciones viales y hay numerosos estudios sobre ello, esta aplicación se rige bajo normativas que dependen de factores como el contenido de materia orgánica, su granulometría y el porcentaje de asfalto para determinar si es una alternativa que favorezca el comportamiento de las capas del pavimento. Las asphaltitas de tipo gilsonita y glance pitch tienen aplicación en la construcción de carreteras en el departamento de Santander, su uso dependerá de diversos factores, incluidas las condiciones climáticas locales, el tipo de tráfico vehicular y las especificaciones del proyecto, por su parte la gilsonita con un mayor punto de

ablandamiento, puede soportar mayores cambios de temperatura y es más flexible, lo que ayuda a prevenir el agrietamiento en el asfalto.

Adicionalmente el uso de asfaltitas en la pavimentación de carreteras puede ayudar a utilizar materiales reciclados como caucho y así se generen asfaltos de mejor calidad, Domínguez y Cortés (2017) exponen este uso, por medio de asfaltitas extraídas en el municipio de La Esperanza, cerca de la zona de estudio, con las cuales modifican una mezcla de asfalto e introducen un porcentaje aproximado de 4% de asfaltitas y adicionan caucho reciclado, obteniendo como resultado un aumento en la resistencia, rigidez y dureza del asfalto.

Un caso de la utilización de las asfaltitas es expuesto por Suarez y Villamil (2016), donde se expone una mezcla de asfalto con presencia de asfaltitas extraídas en La Tigra cerca de la zona de estudio, para una zona con difíciles condiciones climáticas como las presentes en la costa atlántica colombiana, para esta mezcla se calculo un gasto de 30 Kg de asfaltita por m³ de mezcla asfáltica producida, la utilización de la asfaltita produce un aumento en el costo de producción pero a su vez produce un incremento en la durabilidad y mejor comportamiento de la mezcla asfáltica, produciendo menores costos de mantenimiento y/o reparaciones prematuras causadas por las difíciles condiciones climáticas de la costa atlántica colombiana.

- **Impermeabilización y sellado:** Las asfaltitas son adecuadas para la impermeabilización y sellado de grietas y estructuras. En una región propensa a fuertes lluvias como Santander, esta propiedad podría ser valiosa para prevenir la infiltración de agua en edificios y estructuras. La gilsonita es la elección óptima para esta aplicación debido a que sus propiedades impermeabilizantes son excepcionales y pueden garantizar la protección de edificios, puentes y otras estructuras contra daños causados por el agua, además ayuda al sellado de grietas en carreteras causadas por la expansión y contracción del pavimento, gracias a su excelente capacidad de adherencia y flexibilidad, pues la gilsonita se adhiere firmemente a las superficies y forma una barrera efectiva contra la infiltración de agua, lo que es vital para prevenir la erosión, daños mayores a las carreteras y el deterioro de las estructuras en una región tan húmeda.

- **Construcción de techos y recubrimientos:** Los componentes de las asfaltitas también se utilizan en construcción de techos y recubrimientos. Esto podría ser relevante para la industria de la construcción y la manufactura en Santander. Tanto el glance Pitch como la gilsonita son

adecuados para este proceso. El glance Pitch es ampliamente utilizado en techos debido a su capacidad de formar una capa resistente y duradera. Su durabilidad se traduce en una larga vida útil y en la capacidad de soportar las condiciones climáticas cambiantes de la región. Por otro lado, la gilsonita también es una opción sólida para recubrimientos debido a su capacidad de adhesión e impermeabilidad. Su resistencia al agua y a la intemperie garantiza que los recubrimientos se mantengan en buenas condiciones a lo largo del tiempo, incluso en el clima variable de Santander.

- Fabricación de tintas y pinturas: La gilsonita tiene aplicación en Santander para la industria flexográfica, funciona como un aditivo para las tintas que logra mejorar el pigmento negro dándole una mayor intensidad, además sus propiedades reológicas mejoran la adherencia al papel y resistencia al raspado y la abrasión, por otro lado también se puede utilizar para elaborar pinturas anticorrosivas para proteger estructuras metálicas y tuberías; pinturas impermeabilizantes en superficies aumentando la vida útil; pinturas para marcas viales mejorando la durabilidad y reflectividad.

Es importante destacar que, aunque la grahamita puede encontrar aplicaciones en estas áreas, su uso es generalmente más limitado en comparación con la gilsonita y el glance Pitch, que son asfaltitas más versátiles y resistentes. Sin embargo, en casos donde se valora la rigidez y la resistencia en lugar de la flexibilidad y la impermeabilidad, la grahamita podría ser una opción para considerar, ya que puede tener potencial como aditivo en la industria del caucho, en la fabricación de asfaltos de mayor rigidez, en productos de sellado y productos químicos.

Tabla 10.

Posibles usos de las asfaltitas aflorantes en la zona de estudio.

	Posibles usos de las asfaltitas								
	Aditivo lodos de perforación y cementación del pozo	Impermeabilización y sellado de estructuras	Pavimentación de carreteras	Revestimiento de tuberías	Fabricación de tintas y pinturas	Construcción de techos y recubrimientos	Relleno de juntas de expansión en pavimentos rígidos	Industria del Caucho	Productos químicos
Gilsonita	X	X	X	X	X				
Glance pitch		X	X			X			
Grahamita				X		X	X	X	X

7. Conclusiones

- La información recabada sobre las asphaltitas en la región indica que los tres tipos presentan valores similares de densidad y porcentajes de azufre, estos valores no están vinculados a un tipo específico de asphaltita y no muestran un patrón distintivo, como sucede con el punto de ablandamiento, el contenido de carbono orgánico total (COT) y la reflectancia del hidrocarburo sólido, esto es indicador de que la generación o cambio de tipo de asphaltita no afecta los valores de densidad y porcentaje de azufre que puedan presentar cada tipo indicando a su vez que los tres tipos de asphaltitas se originaron a partir de un mismo tipo o familia de crudo, el cual no experimento cambios significativos durante su formación.
- No se puede establecer un patrón claro entre los tipos de asphaltita, sus propiedades fisicoquímicas y la distancia a la Falla Bucaramanga-Santa Marta. La presencia de diferentes tipos que muestran distintos valores de punto de ablandamiento y valores similares de densidad y azufre en ubicaciones cercanas sugiere que la variabilidad puede estar relacionada con un periodo específico en el que ocurrió la migración de hidrocarburos que formaron las asphaltitas.
- Se destacan como principales aplicaciones de la asphaltita su uso como: aditivo en lodos de perforación, revestimiento para oleoductos y gasoductos, componente en asfaltos para carreteras, impermeabilizante y material para la fabricación de pinturas.
- No es posible vincular la distancia a la falla Bucaramanga-Santa Marta con los usos de las asphaltitas aflorantes. Aunque la grahamita puede tener diversas aplicaciones, su uso es generalmente más limitado en comparación con la gilsonita y el glance pitch, que son más versátiles, resistentes y de menor grado de madurez termal. En situaciones donde se prioriza la rigidez y la resistencia sobre la flexibilidad e impermeabilidad, la grahamita puede ser una opción para considerar.

8. Recomendaciones

- Realizar trabajos de campo enfocado en geología estructural a lo largo del Valle Medio del Magdalena en cercanías a la Falla Bucaramanga-Santa Marta con el fin de obtener una mejor correlación de datos estructurales y de tipos de asphaltita aflorantes.
- Realizar estudios geoquímicos a lo largo del Valle Medio del Magdalena en cercanías a la Falla Bucaramanga-Santa Marta con el fin de trazar zonas donde la afectación de las propiedades fisicoquímicas de las asphaltitas sea mayor con respecto a esta.
- Evaluar la calidad y la cantidad de asphaltitas disponibles en Santander y determinar la viabilidad económica y técnica de estos usos en la región. Además, se debe asegurar el cumplimiento de todas las regulaciones y normativas relacionadas con la extracción y el uso de este material.
- Realizar estudios en zonas cercanas con el fin de determinar nuevos prospectos de explotación de asphaltita y de sus diferentes variedades.
- Realizar análisis técnicos detallados para cada posible uso de las asphaltitas, con el fin de obtener un mayor grado de detalle de sus aplicaciones.
- Generar un estudio de mercadeo con el fin de obtener el uso económicamente más rentable para las asphaltitas aflorantes en la zona.

Referencias

- Abraham, H. (1948). *Asphalts and Allied Substances. 2. Methods of Testing*. Toronto-New York-London.
- Abraham, H. (1960). *Asphalts and Allied Substances. 1. Historical Review and Natural Raw Materials*. NJ.
- Acosta, J. 2002. *Estructura tectónica y modelos en 3D del piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental y del Valle Medio del Magdalena, Colombia*. Publicaciones Especiales de Ingeominas.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. 2010. *Información Ronda 2010*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. *Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Pozo: Infantas-1613*. Colombia: 2012.
- Barrera, B. A. E., Blanco, G. L. G. 1989. *Caracterización Físico Química de los yacimientos de asfalto natural de Rionegro, Santander y su Factibilidad en usos Industriales*. Tesis de Pregrado Ingeniería Química, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Barrero, D. Pardo, A. Vargas, C. Martinez, J. 2007. *Colombian sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and petroleum geology a new postal*, ANH.
- Bonilla, A. D., Fajardo, B. J. A. 1978. *Estudio Cualitativo de la Asfaltita y posible aprovechamiento de los productos de destilación y sus residuos*. Tesis de Pregrado Ingeniería Química, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Caro, S., Caicedo, B. (2017). "Tecnologías para vías terciarias: perspectivas y experiencias desde la academia", *Rev. Ing.*, n.º 45, pp. 12-21, 2017.
- Campbell, C. (1967). *Lamina, laminaset, bed and bedset*. *Sedimentology*, 8(1), 7-26.
- Cediel, F., Shaw, R.P., Cáceres, C., 2003, *Montaje tectónico del Bloque Andino Norte*. En: Bartolini, C., Buffler, T., Blickwede, J. (Eds.), *Circum-Golfo de México y el Caribe: hábitats de hidrocarburos, formación de cuencas y tectónica de placas*. *Memorias de la AAPG*, vol. 79, pág. 815-848.
- Chavarro, R. H., Gómez, S. F. A. 1980. *Utilización de una mezcla Asfalto-Asfaltita en pavimentos para vías*. Tesis de Pregrado Ingeniería Civil, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Cobbold, P., Ruffet, G., Leith, L. et al, 2011. *Combustibles sólidos (asfaltitas) de la Provincia del Neuquén*. *Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino*, Neuquén.

- Córdoba, F., Rolón, L., Buchelli, F., Suarez, M. (1996). Provincia petrolífera del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL). p. 603- 605. Santafé de Bogotá.
- Córdoba, F., López, C., Rolón, L., Buchelli, F., Sotelo, C. (2001). Proyecto evaluación regional del Valle Medio del Magdalena y Cordillera, Ecopetrol, informe interno: Bogotá.
- Comelius, C.D., 1987, Classification of natural bitumens - A physical and chemical approach, in Meyer, R.F., ed., Exploration for heavy crude oil and natural bitumen: American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology. no. 25, p. 165-174.
- Domínguez, J., Cortés, G. (2017). Formulación de concretos bituminosos con asfalto modificado, caucho reciclado y asfaltita. (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander. Colombia.
- Ding, W., Li, C., Li, C., Xu, C., Jiu, K., Zeng, W. and Wu, L., Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation. *Geoscience Frontiers*, 3 (1), pp. 97-105, 2012. Doi:10.1016/j.gsf.2011.10.001.
- Etayo-Serna, F. (1968). El sistema Cretáceo en la región de Villa de Leiva y zonas próximas: *Geología Colombiana*, v. 5, p. 5-74.
- Fabre, A. (1983). La subsidencia de la Cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia) durante el Cretáceo y el Terciario Inferior. Primera parte: Estudio cuantitativo de la subsidencia: *Geología Norandina*, v. 8, p. 22-27.
- García, D.F., Parra, P., Sotelo, C., López, C., Suarez, M., Mora, C., and Sarmiento, L.F., 2003, Modelo de generación, cálculo de reservas y procesos de biodegradación y evaluación de ocurrencia de crudos pesados en la Cuenca VMM. Tomo I Parte I Expulsión de petróleo en el Valle Medio del Rio Magdalena (VMM) Una aproximación al cálculo de reservas remanentes. Informe final.: Piedecuesta, Empresa Colombiana de Petróleos Instituto Colombiano del Petróleo División de Exploración Área Geoquímica.
- García, J. y Vargas, M. (2015). Interpretación de la Madurez Termal y Discusión sobre la Génesis a partir de la Caracterización Físicoquímica de los Hidrocarburos Sólidos (Bitumen Sólido) Hospedados en Rocas Sedimentarias Cretácicas y Cenozoicas en el Límite de las Cuencas del Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental, Colombia. (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander. Colombia.
- Graterol, V., y Vargas, A., (2010), Mapa de Anomalía de Bouguer total de la república de Colombia, Agencia Nacional de Hidrocarburos y Lithosphera, publicación especial.
- Gentzis, T., Goodarzi, F. 1990. A Review of the Use of Bitumen Reflectance in Hydrocarbon Exploration With examples from Melville Island, Arctic Canada. The Rocky Mountain Section SEPM (Society for Sedimentary Geology).

- Gómez, E., Jordan, T. E., Allmendinger, R. W., Hegarty, K., y Kelley, S., 2005b, Syntectonic Cenozoic sedimentation in the northern middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes: *Geological Society of America Bulletin*, v. 117, no. 5-6, p. 547-569.
- Gómez-Rojas, O. P., G.-Borrego, Ángeles, Perea-Solano, C., Sánchez-Morales, O. A., y Flórez-Molano, H. F. (2018). Caracterización preliminar de las arenas asfálticas de Picacho, municipio de Pesca (Boyacá, Colombia). *Boletín De Geología*, 40(2), 87–99.
- Hunt J. M. (1979) *Petroleum Geochemistry and Geology*. Freeman, San Francisco.
- Hunt, J. (1996). *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman, 743.
- Jacob, H., 1989. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen ("migrabitumen"). *Int. J. Coal Geol.*, 11: 65-79.
- Jimenez, G., López, O., Jaimes, L., y Mier Umaña, R. (2016). Variaciones en el estilo estructural relacionado con anisotropías de basamento en el Valle Medio del Magdalena. *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 40(155), 312–319.
- Julivert, M. (1968). *Lexico Estratigráfico*. Colombia.
- King, L. H. (1963). On the origin of anthraxolite and impsomite.
- Kelemen, S., Walters, C., Kwiatek, P., Freund, H., Afeworki, M., Sansone, M., . . . Bolin, T. (Septiembre de 2010). Characterization of solid bitumens originating from thermal chemical alteration and thermochemical sulfate reduction. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 74, 5305-5332.
- Krishnan, M., Rajagopal., K. (2003). Review of the uses and modeling of bitumen from ancient to modern times. *Applied Mechanics Reviews*, 56(2), 149–214.
- Kwecinska, B., Suarez, I., Paluszkiewicz, C. y Rodriques, S. 2010. Raman spectroscopy of selected carbonaceous samples. *International Journal of Coal Geology*, Vol. 84, p. 206-212.
- Landis, C., y Castaño., J. 1995. Maturation and Bulk Chemical Properties of a Suite Solid Hydrocarbons. Or("migrabitumen"). *Int. J. Coal Geol.*, 11: 65-79.
- León, M., Traslaviña, M. (2019). Caracterización y clasificación a partir de técnicas físicas, químicas y geoquímicas de los tipos de asfaltita (Bitumen solido) hospedadas en las rocas cretácicas y cenozoicas presentes en la vereda la Tigra del municipio de Rionegro, Santander. (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander. Colombia.
- Lozano, E., y Zamora, N. Anexo n compilación de la cuenca del valle medio del magdalena.

- Lozano, H., Afanasjeva, N. (2023). Gilsonita un Un mineral orgánico con propiedades físico-químicas especiales, usos actuales y perspectivas de futuras aplicaciones. *INGENIERÍA Y COMPETITIVIDAD*.
- Márquez, R., Juliao, T. M., Suarez, R. I. 2013. Impacto de la Presencia de Bitumen Sólido en la Secuencia Cretácica como Reservorios No Convencionales en Pozos Exploratorios de la Cuenca VMM. Abstract para el XV Congreso Colombiano del Petróleo, ACIPET, Bogotá.
- Martinez, W, Mendez, A. Rubio, W., y Taborda, A. (1988): Ideas sobre la Geología estructural del noreste de Colombia y su relación con los campo de petróleo.- III Simp. Bolivariano. Explor. Petr. Cuencas subandina, Caracas.
- Mojica, J. y Franco, R. (1990): Estructura y evolución tectónica del valle medio y superior del magdalena. *Geol. Colombiana*.
- Morales, L. G. (1958). General geology and oil occurrences of middle of middle Magdalena valley, Colombia. Bogota.
- Moreno-Sánchez, M., Hincapié-Jaramillo, G. (2010). Estudio de isótopos de Carbono ($\delta^{13}C$) y Estroncio ($^{87}Sr/^{86}Sr$) en los depósitos Cretáceos-Terciarios de la Cordillera Oriental. Manizales: Departamento de Ciencias Geológicas, Universidad de Caldas, Colombia.
- Noriega, M. (2019). Sismicidad antropogénica: Análisis de la sismicidad registrada en los alrededores de algunas represas en Colombia Mario Helberto Leal Noriega. Universidad Nacional de Colombia.
- Oda, S., Fernandes, J., & Ildefonso, J. (2011). Analysis of use of natural fibers and asphalt rubber binder in discontinuous asphalt mixtures. *Construction and Building Materials*.
- O'Down, P. (2018). Ni 14-101 Technical Report on the La Esperanza. Asphaltite Property Department of Norte de Santander, Colombia.
- Pacheco Sintura, P. A., Cardona Molina, A. y Cortés, F. B. (2015). Compositional characterization and storage capacity of shale samples from La Luna and Conejo Formations (Middle Magdalena basin and the Eastern Cordillera): Implications for evaluation of cretaceous shale gas in Colombia. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, (37), 45–53.
- Patarroyo-Camargo, G. D., Alarcón-Gómez, C. M., Torres-Parada, J. M., Díaz-Villamizar, J. S., Gómez-Coronado, J. S., Márquez-Prada, J. J., Pontón-Parada, L. A., y Barragán-Martinez, D. M. (2021). g). *Boletín De Geología*, 43(1), 35–51. <https://doi.org/10.18273/revbol.v43n1-2021002>
- Pérez, G. y Valencia, M. (1977): Evaluación geológica del Valle Medio del Magdalena.- Informe 588, Div. Explor., Depto. Geol., Ecopetrol, Bogotá.

- Peters, K., Walters, C., & Moldowan, J. (2005). Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. *The Biomarker Guide*, 475–1155.
- Peters, K., Walters, C., & Moldowan, J. (2006). *The Biomarker Guide*. New York: Cambridge University Press.
- Prince, M., Acevedo, R., Sánchez, C., y Rojas, D. 2013. Upper Cretaceous in the Middle Magdalena Valley, Colombia, South America: A New Exploratory Target in an Old Mature Basin. *Search and Discovery*. Article #10296.
- Quick, J. 1998. Classification, Petrographic Expression and Reflectance of Native Bitumen, Utah Geological Survey.
- Rangel, A., Parra, P. & Niño, C. 2000. The La Luna formation: chemostratigraphy and organic facies in the Middle Magdalena Basin, *Organic Geochemistry* 31: 1267-1284.
- Rogers, M., McLary, J. & Bailey, N.1974. Significance of Reservoir Bitumens to Thermal-Maturation studies, *Western Canada Basin*. Vol. 58, No 9, p. 1806-1824.
- Rolón, L., F. (2004). Structural Geometry of the Jura-Cretaceous Rift of the Middle Magdalena Valley Basin-Colombia. Department of Geology and Geography, Morgantown, WV.
- Royero, J. y Clavijo, J. (2001): Memoria explicativa del departamento de Santander. Ingeominas.
- Sanabria, E., Arenas, M., Acevedo, J. 2020. Estudio de la asphaltita y aplicaciones en mezclas asfálticas tibias y semitibias. Corporación Universitaria Minuto de Dios. Colombia.
- Sarmiento, G., Puentes, J., y Sierra, C. (2015). Evolución geológica y estratigrafía del sector norte del Valle Medio del Magdalena. *Geología Norandina*, 12, 51-82.
- Sarmiento, L. F., Cediél, F. y Ojeda, G. 2011. Middle Magdalena Basin, en: *Petroleum Geology of Colombia*, Vol. 11, Fondo Editorial Universidad EAFIT.
- Sarmiento-Rojas, L.F., 2001. Mesozoic Rifting and Cenozoic Basin Inversion History of the Eastern Cordillera, Colombian Andes; Inferences from Tectonic Models. *ECOPETROL* Netherlands Research School of Sedimentary Geology, Bogotá.
- Suarez, V., Villamil, R. (2016). Análisis del comportamiento de concretos asfálticos en caliente modificados con polvo de roca asfálticas. *Asfaltitas gilsonitas y concreto asfáltico*. Bogotá.
- Taborda, B. (1965). *Guide book to the Geology of the De Mares Concession*. Geotec, Bogotá.
- Terraza-Melo, R. (2019). ‘Formación La Luna’: expresión espuria en la geología colombiana. En: F. Etayo-Serna (ed.). *Estudios geológicos y paleontológicos sobre el Cretácico en la región del embalse del río Sogamoso, Valle Medio del Magdalena* (pp. 305-362). vol. XXIII. Servicio Geológico Colombiano.

- Torrado, M. y Torres, K. 2016. Contribución a la exploración de asfaltita mediante el método de imagen resistiva eléctrica y su clasificación geoquímica en la vereda la tigre, municipio de Rionegro (Santander). (Tesis de Pregrado). Universidad Industrial de Santander. Colombia.
- Tschanz, C.M., Marvin, R.F. Cruz, J. Mehnert, H. & Cebulla, G. 1974, Geologic Evolution of the Sierra Nevada de Santa Marta area, Colombia: Geological Society of America Bulletin, v. 85, p. 273-284.
- Velandia Patiño, F. (2017). Cinemática de las fallas mayores del Macizo de Santander - énfasis en el modelo estructural y temporalidad al sur de la Falla de Bucaramanga.
- Ward, D.E., Goldsmith, R., Cruz, J. y Restrepo, H., 1973, Geología de los cuadrángulos H-12 Bucaramanga y H-13 Pamplona, Departamento de Santander: Boletín Geológico (Ingeominas), v. 21, n. 1-3, 131 p.
- Ward, D.E., Goldsmith, R., Jimeno, A., Cruz, J., Restrepo, H., y Gomez, E. 1977. Mapa Geológico del Cuadrángulo H-12, Bucaramanga. Ingeominas.
- Whiteoak, D., Read, J & Hunter, R. (2003). The Shell Bitumen Handbook, 5th edition (J. Read & D. Whiteoak R. Hunter, Eds.; 5a ed.).
- Yen, T. 1973. "Chemical Aspects of Interfuel Conversion", Energy Sources.