

**ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO Y GEOQUÍMICO GENERALIZADO DE LA
SECUENCIA CRETÁCICO-PALEÓGENO PARA DETERMINAR LOS
AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN Y EL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LAS
ROCAS AFLORANTES EN LAS QUEBRADAS LAS BLANCAS Y LA
ARGENTINA EN EL MUNICIPIO DE ACACIAS (META)**

Adriana Elizabeth Farfán Bareño

María Fernanda Vargas Peñaranda



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2015

**ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO Y GEOQUÍMICO GENERALIZADO DE LA
SECUENCIA CRETÁCICO-PALEÓGENO PARA DETERMINAR LOS
AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN Y EL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LAS
ROCAS AFLORANTES EN LAS QUEBRADAS LAS BLANCAS Y LA
ARGENTINA EN EL MUNICIPIO DE ACACIAS (META)**

AUTORES:

Adriana Elizabeth Farfán Bareño

María Fernanda Vargas Peñaranda

Proyecto de grado para optar al título de

Geóloga

DIRECTOR:

Geólogo Andrés Martínez Hernández

CODIRECTOR:

Geólogo Ricardo Mier Umaña

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2015

Agradecimientos

A la Escuela de Geología y todos los profesores, excelentes educadores y grandes personas, gracias por compartir su conocimiento a lo largo de nuestra carrera.

Al Profesor Ricardo Mier Umaña, por su apoyo incondicional, su valiosa colaboración, por su atención y cordialidad al brindarnos la información que necesitamos durante el desarrollo de este proyecto.

A nuestro director Andrés Martínez Hernández, gracias por sus consejos por confiar en nuestro trabajo y por la ayuda brindada.

A Andrés Mora, el profesor Víctor Caballero, por sus valiosas enseñanzas en campo, durante el desarrollo del proyecto.

A Luki, Daniela, Lucho y Juan David nuestros compañeros de comisión, aprendí mucho de ustedes y gracias por el tiempo tan bonito que compartimos.

A ECOPETROL- ICP por permitirnos hacer parte de este proyecto, por su aporte, ayuda técnica y económica.

DEDICATORIA

Primero que todo quiero dar las gracias a Dios por ser mi luz, mi guía y por darle tranquilidad a mi vida aún en los tiempos difíciles.

A mis padres LUIS e ISABEL, por sus enseñanzas llenas de amor y cariño, por ser un apoyo incondicional en todo momento, por creer en mí y por ese amor a la vida. Los amo mucho.

A mis hermanos Cristian Javier y Edwin Fernando, por su apoyo incondicional, por todos esos momentos tan lindos y especiales compartidos, por su cariño y amor,

A mis abuelitos Mencha y Florito, abuelitos aunque ya no estén conmigo, desde el cielo siempre serán un rayito de sol, que ilumina mi existencia, gracias por tanto amor y cariño, buenos consejos. Siempre los llevare en mi corazón

A Juan Camilo, eres mi sol, mi pedacito de cielo, gracias por tu amor, por tu apoyo en cada etapa de este proyecto, por querer siempre lo mejor para mí, por contagiarme de esas ganas de seguir luchando y llegar muy lejos. Te amo

A Mafe, mi amiga, compañera de proyecto, gracias por aguantarme tanto tiempo, por aguantar mis caprichos y mis mal genios, gracias por tu ayuda, por todo tu esfuerzo, creo que fue bonito tiempo para las dos y sin ti nada de esto fuera posible.

A todos mis amigos Ximena, Diana, Mariam, Astrid, Alfredo J, Carlos, a todos gracias por sus sabios consejos, por su apoyo incondicional, por toda su ayuda y por todo el bonito tiempo que he compartido con todos ustedes. Los llevo en mi corazón

ADRIANA ELIZABETH FARFÁN BAREÑO

DEDICATORIA

A Dios por iluminar siempre mi camino, por darme la oportunidad de hacer realidad tan anhelado sueño, por ser siempre mi fuerza ,mi guía, por darme la sabiduría para afrontar las adversidades de mi vida, porque sin el nada habría sido posible.

A mis padres LUIS y MARIA, son y serán mi motor, mi Corazón, mi todo, gracias papis por amarme, cuidarme y hacer de mí la persona que soy, gracias por su apoyo incondicional, por no desfallecer en mi lucha ,por su paciencia, por su ternura por creer en mi cada día.

A mis hermanas M .Paula y M. Valentina, porque ustedes niñas han sacado de mis sonrisas en los momentos amargos de mi vida, me han apoyado, amado y entendido cuando más las he necesitado, porque mis triunfos son suyos también, porque sus consejos y su amor me dan fuerzas para continuar.

A toda mi familia, a mis tíos, a mis abuelitos, por creer en mí, por sus palabras sabias que me han hecho ser una mejor mujer.

A Camilo Andrés, mi compañero de vida, durante tantos años mi luz y dueño de mi corazón, gracias porque en ti encontré un ser maravilloso con el que compartí mis sueños, mis alegrías y mis tristezas, gracias infinitas por el amor que me diste por cuidarme y ser mi apoyo durante tantos años...

Gracias Adriana, mi compañera, mi amiga, mi confidente, porque esta meta no habría sido posible sin tu ayuda, gracias por tu amistad, por tu cariño, por tus palabras, por tus regaños, porque quise desfallecer un par de veces y siempre estuviste ahí para darme la mano y que pudiera continuar, a todos mis amigos Mariam L, Astrid A, Juan C, E Fernando, gracias porque me han acompañado y saben que los llevo en el corazón.

MARIA FERNANDA VARGAS PEÑARANDA.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. OBJETIVOS	21
1.1. OBJETIVO GENERAL	21
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
2. TEMA DE INVESTIGACIÓN	22
2.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	22
2.2. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN	23
3. JUSTIFICACIÓN	24
4. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	26
5. MARCO GEOLÓGICO	28
5.1. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	28
5.1.1. Geología Regional.	28
5.1.2. Evolución Geológica de la Cuenca de Los Llanos.	29
5.2. ESTRATIGRAFÍA	30
5.2.1. Grupo Guadalupe – Cretácico.	31
5.2.2. Formaciones Barco y Los Cuervos – Paleógeno.	33
5.2.3. Formación Mirador – Eoceno tardío.	33
5.2.4. Formación Carbonera – Oligoceno temprano - Mioceno medio.	34

6. MARCO TEÓRICO.....	35
6.1. FACIES	35
6.2. GEOQUÍMICA	36
6.2.1. Roca Madre.	36
6.2.2. Cantidad de materia orgánica.	36
6.2.3. Condiciones ideales de formación de rocas madres.	37
6.2.4. Evaluación del potencial de rocas madres	37
6.2.5. Carbono Orgánico Total	37
6.2.6. Pirólisis Rock – Eval	37
7. METODOLOGÍA.....	45
7.1. FASE INICIAL	45
7.2. FASE DE RECONOCIMIENTO DE LA ZONA DE ESTUDIO Y DE ENTRENAMIENTO	45
7.3. FASE DE CAMPO	45
7.4. FASE DE ANÁLISIS DE LABORATORIO	47
7.5. FASE FINAL: INTERPRETACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	48
8. RESULTADOS.....	49
8.1. CARACTERIZACIÓN PETROGRÁFICA	49
8.2. CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN GEOQUÍMICA	51
8.2.1. Carbono Orgánico Total %TOC	51
8.2.2. Pirólisis Rock – Eval	57
9. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	59

9.1. ANÁLISIS FACIAL Y AMBIENTES SEDIMENTARIOS	59
9.1.1. Facies para el Grupo Guadalupe	59
9.1.2. Asociación de Facies y Ambiente Sedimentario para el Grupo Guadalupe	60
9.1.3. Facies para la Formación Los Cuervos	69
9.1.4. Asociación de Facies y Ambiente Sedimentario para la Formación Los Cuervos	71
9.1.5. Facies para la Formación Mirador	73
9.1.6. Asociación de Facies y Ambiente Sedimentario para la Formación Mirador	74
9.1.7. Facies para la Formación Carbonera	76
9.1.8. Asociación de Facies y Ambiente Sedimentario para la Formación Carbonera	77
9.1.9. Resumen de las asociaciones de Facies y ambientes de depositación para la Secuencia Cretácico – Paleógeno	79
9.2. POTENCIAL DE GENERACIÓN	82
9.2.1. Análisis de resultados del Carbono Orgánico Total %TOC	82
9.2.2. Análisis de resultados de Pirólisis Rock – Eval	85
10. CONCLUSIONES	97
BIBLIOGRAFÍA	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización geográfica de la zona de estudio.	27
Figura 2. Mapa de localización del Piedemonte Llanero.	28
Figura 3. Evolución geológica generalizada de la Cordillera Oriental y la Cuenca Llanos.	30
Figura 4. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Cordillera Oriental. Unidades litoestratigráficas aflorantes en la zona de estudio.	31
Figura 5. Tabla internacional de códigos para litofacies.	36
Figura 6. Representación de los resultados del proceso programados de pirólisis.	39
Figura 7. Diagrama de Van Krevelen.	42
Figura 8. Relación entre el índice de hidrogeno y Tmax.	42
Figura 9. Variación del %TOC para el Grupo Guadalupe.	53
Figura 10. Variación del %TOC para la Formación Los Cuervos.	55
Figura 11. Variación del %TOC para la Formación Carbonera	56
Figura 12. Distribución del contenido de materia orgánica para las muestras del Grupo Guadalupe.	83
Figura 13. Distribución del contenido de materia orgánica para las muestras de la Formación Los Cuervos.	83
Figura 14. Distribución del contenido de materia orgánica para las muestras de la Formación Carbonera	84
Figura 15. Diagrama de Van Krevelen mostrando el tipo de kerógeno predominante en el Grupo Guadalupe.	91
Figura 16. Relación entre el Índice de Hidrógeno y el Tmax para el Grupo Guadalupe.	91
Figura 17. Histograma que muestra la distribución del Tmax en muestras del Grupo Guadalupe.	92

Figura 18. Diagrama de Van Krevelen mostrando el tipo de kerógeno predominante en Formación Carbonera.	95
Figura 19. Relación entre el Índice de Hidrógeno y el Tmax para Formación Carbonera.	96
Figura 20. Histograma que muestra la distribución del Tmax en muestras de la Formación Carbonera.	96

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tmax. Parámetro geoquímico que describe la madurez térmica	40
Tabla 2. Criterio de uso para los parámetros S_1 y S_2 .	40
Tabla 3. Parámetros para el potencial total de Hidrocarburos.	41
Tabla 4. Parámetros del índice de productividad.	41
Tabla 5. Clasificación del tipo de kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 .	41
Tabla 6. Parámetros de interpretación para determinar el tipo de kerógeno.	43
Tabla 7. Tipos de Kerógeno. Clasificación del Kerógeno de acuerdo a su material fuente y su posible ambiente de depositación.	44
Tabla 8. Muestras recolectadas para la caracterización petrográfica.	50
Tabla 9. Parámetro TOC que describe el potencial cuantitativo de materia orgánica.	51
Tabla 10. Resultados %TOC Grupo Guadalupe.	51
Tabla 11. Resultados %TOC Formación Los Cuervos	54
Tabla 12. Resultados %TOC Formación Carbonera.	55
Tabla 13. Resultados Pirólisis Rock – Eval Grupo Guadalupe.	57
Tabla 14. Resultados Pirólisis Rock – Eval Formación Carbonera.	58
Tabla 15. Facies para el Grupo Guadalupe.	59
Tabla 16. Facies para la Formación Los Cuervos	70
Tabla 17. Facies para la Formación Mirador.	73
Tabla 18. Facies para la Formación Carbonera.	76
Tabla 19. Resumen de las asociaciones de Facies y ambientes de depositación para la Secuencia Cretácico – Paleógeno.	80
Tabla 20. Parámetros $S_1 + S_2$ para hallar el potencial total de Hidrocarburos, clasificación del tipo de Kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 y relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI).	85
Tabla 21. Parámetro HI para determinar el tipo de Kerógeno.	86

Tabla 22. Parámetros $S_1 + S_2$ para hallar el potencial total de Hidrocarburos, clasificación del tipo de Kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 y relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI).	87
Tabla 23. Parámetro HI para determinar el tipo de Kerógeno.	87
Tabla 24. Parámetros $S_1 + S_2$ para hallar el potencial total de Hidrocarburos, clasificación del tipo de Kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 y relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI).	88
Tabla 25. Parámetro HI para determinar el tipo de Kerógeno.	88
Tabla 26. Parámetros $S_1 + S_2$ para hallar el potencial total de Hidrocarburos, clasificación del tipo de Kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 y relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI).	89
Tabla 27. Parámetro HI para determinar el tipo de Kerógeno.	89
Tabla 28. Parámetros $S_1 + S_2$ para hallar el potencial total de Hidrocarburos, clasificación del tipo de Kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 y relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI)	93
Tabla 29. Parámetro HI para determinar el tipo de Kerógeno.	93
Tabla 30. Parámetros $S_1 + S_2$ para hallar el potencial total de Hidrocarburos, clasificación del tipo de Kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 y relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI).	94
Tabla 31. Parámetro HI para determinar el tipo de Kerógeno.	94

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Columna Estratigráfica escala 1:100 de la Secuencia Cretácico – Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina – Municipio de Acacias, Meta tomado de (Figueroa, Arenas & ICP, 2014).

ANEXO B. Catálogo de las secciones delgadas para la Secuencia Cretácica - Paleógeno en las Quebrada las Blancas – Municipio de Acacias – Meta.

ANEXO C. Formato de datos para petrografía.

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO Y GEOQUÍMICO GENERALIZADO DE LA SECUENCIA CRETÁCICO-PALEÓGENO PARA DETERMINAR LOS AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN Y EL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE LAS ROCAS AFLORANTES EN LAS QUEBRADAS LAS BLANCAS Y LA ARGENTINA EN EL MUNICIPIO DE ACACIAS (META).*

AUTORES: ADRIANA ELIZABETH FARFÁN BAREÑO **
MARÍA FERNANDA VARGAS PEÑARANDA **

PALABRAS CLAVE: Cordillera Oriental, Carbono orgánico Total, Pirólisis Rock –Eval, Kerógeno y potencial de generación

DESCRIPCIÓN

Los análisis sedimentológicos, petrográficos y geoquímicos son una herramienta diseñada para ayudar a determinar las condiciones de sedimentación y el potencial de generación de las rocas; por tal motivo se desarrolló un estudio que permitió analizar la secuencia Cretácico – Paleógeno: Grupo Guadalupe, Fm. Los Cuervos, Fm. Mirador y Fm. Carbonera en las Quebradas Las Blancas y La Argentina en el municipio de Acacias Meta, a través de un muestreo seleccionado de niveles arenosos para el desarrollo de secciones delgadas con el fin de analizar las características composicionales, texturales y petrofísicas de estas rocas; de los niveles finos para determinar la cantidad de materia orgánica y la maduración de la misma.

Como resultado del trabajo de campo y laboratorio se obtuvo un catálogo detallado de secciones delgadas que ayudó junto a la información de la columna estratigráfica (tomada de Figueroa & Arenas [ICP], 2014) a determinar facies e interpretar ambientes de depositación y análisis de laboratorio como %TOC (carbono orgánico total) y Pirólisis Rock-Eval usada en la determinación del potencial de generación de estas rocas. El porcentaje de TOC en esta secuencia varió en un rango de 0.5-1.0 %, es decir materia orgánica principalmente pobre, los valores de Tmax se encuentran en el rango de 435-445°C indicando que la materia orgánica se encuentra en ventana temprana de generación y el índice de hidrogeno HI indica la presencia de kerogeno tipo III principalmente y kerogeno tipo IV (el cual ya no posee ningún potencial); esta secuencia presenta un potencial muy bajo de generación de hidrocarburos y si llegase a generar sería posiblemente potencial para gas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Geología. Director: MSc(c). ANDRES MARTÍNEZ HERNÁNDEZ Co-Director UIS: Geólogo. esp. RICARDO MIER UMAÑA.

ABSTRACT

TITLE: SEDIMENTOLOGICAL AND GEOCHEMICAL WIDESPREAD STUDY OF THE CRETACEOUS – PALEOGENE SEQUENCE FOR DETERMINING DEPOSITIONAL ENVIRONMENTS AND THE POTENTIAL FOR GENERATION OF ROCKS OUTCROPPING IN THE CREEKS LAS BLANCAS AND ARGENTINA IN THE MUNICIPALITY OF ACACIAS (META).*

**AUTHORS: ADRIANA ELIZABETH FARFÁN BAREÑO **
MARÍA FERNANDA VARGAS PEÑARANDA. ****

KEY WORDS: Estern Cordillera, Total Organic Carbon, Rock-Eval pyrolysis, kerogeno, potential for generation.

CONTENT

The sedimentological, petrographic and geochemical analysis, are a tool designed to help determine the conditions of sedimentation and the potential for generation of the rocks; for this reason, it was a development study that enabled him to analyze the Cretaceous-Paleogene sequence: Group Guadalupe, FM. Los Cuervos, FM. Mirador and FM. Carbonera in the creeks Las Blancas and Argentina in the municipality of Acacias Meta, through a sampling of selected sand levels for the development of thin sections in order to analyze the compositional, textural and petrophysicals characteristics of these rocks; fine levels to determine the amount of organic matter and the maturation of the same.

As a result of the field and lab work obtained a detailed catalog of thin sections that helped along with the information of the stratigraphic column (taken from Figueroa & Arenas [ICP], 2014) to determine facies and interpret environments of deposition and laboratory analysis as %TOC (Total Organic Carbon) and Rock-Eval pyrolysis used in determining the potential for generation of these rocks. The percentage of TOC in this sequence varied in a range of 0.5 -1.0 %, i.e. organic matter mainly poor, Tmax values are in the range of 435-445 °C indicating that organic matter is found in window of early generation and the index of hydrogen HI indicates the presence of kerogeno type III mainly and kerogeno type IV (which no longer owns any potential); this sequence presents a very low potential for generation of hydrocarbons and if it would be possibly to generate potential for gas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Geología. Director: MSc(c).

ANDRES MARTÍNEZ HERNÁNDEZ Co-Director UIS: Geólogo. esp. RICARDO MIER UMAÑA.

INTRODUCCIÓN

Debido a la continua necesidad de combustibles fósiles, especialmente los derivados de los hidrocarburos, se busca optimizar los procesos para la exploración y explotación de los mismos, en áreas de interés a través del desarrollo de nuevas investigaciones.

La Cuenca de los Llanos Orientales es hoy en día la zona de mayor interés para la prospección de hidrocarburos en Colombia.

En las Quebradas Las Blancas y La Argentina localizadas en la vereda Alto Acaciitas perteneciente al municipio de Acacias – Meta, zona de investigación donde se buscan posibles fuentes de hidrocarburos, se deben realizar estudios de campo y análisis de laboratorio que permitan determinar las características geoquímicas y petrográficas de las rocas que se estudian. Este tipo de análisis es una buena herramienta diseñada para ayudar en la determinación de zonas que tengan algún potencial de generación de hidrocarburos.

El objetivo de este trabajo consistió en realizar una descripción generalizada de las características sedimentológicas de las rocas aflorantes en la secuencia Cretácico-Paleógeno en Las Quebradas Las Blancas y La Argentina conformada por: Grupo Guadalupe, Formación Los Cuervos, Formación Mirador y Formación Carbonera; así como un muestreo seleccionado a través de dicha secuencia en los niveles arenosos para los análisis petrográficos y en los niveles finos para los análisis geoquímicos, mediante una metodología adecuada que consta de fases de campo, laboratorio y oficina, lo cual se logró utilizando información previa acerca del área de interés.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio sedimentológico y geoquímico generalizado de la secuencia Cretácico - Paleógeno para determinar los ambientes de depositación y el potencial de generación de las rocas aflorantes en las Quebrada Las Blancas y La Argentina en el Municipio de Acacias (Meta).

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar petrográficamente las rocas en el área de estudio pertenecientes a la secuencia Cretácico-Paleógeno de las Quebrada Las Blancas y La Argentina.
- Determinar y analizar las posibles facies sedimentarias generadoras presentes en la secuencia a partir de la caracterización petrográfica y análisis de información estratigráfica de las Quebradas Las Blancas y La Argentina.
- Evaluar el potencial de generación de las rocas presentes en la secuencia Cretácico – Paleógeno de las Quebradas Las Blancas y La Argentina mediante análisis geoquímicos de TOC y Pirólisis Rock - Eval.

2. TEMA DE INVESTIGACIÓN

2.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En términos de Jiménez, Gonzáles, Mantilla, Rangel, & Rubiano (2008), recientes estudios en el Piedemonte Llanero y en la Cuenca de los Llanos Orientales acerca del origen de los hidrocarburos entrampados en esa región, identifican en los sistemas petrolíferos un importante aporte de hidrocarburos derivados de rocas de edad Cenozoico (Hernández et al., 1997; Vergara & Rodríguez, 1997; Rangel et al., 2000; Mora et al., 2001, 2002, 2003; Ariana Ltda., 2001; Sarmiento, 2002; Rojas, 2002; Rangel & Passos, 2003; Linares et al., 2003; Caro et al., 2004 (p.16)).

Vásquez (1983) analizó las posibilidades petrolíferas de las rocas del Paleoceno Superior (Formación Los Cuervos) del borde occidental de la cuenca de los Llanos Orientales en la Quebrada La Piñalerita (Sabanalarga, Casanare), evidenciando que allí se presentan condiciones geoquímicas favorables para la generación de hidrocarburos a partir de los niveles de Lutitas (citado en Duran & Candela, 2005).

(Mora et al. (2001a) (Citado en Duran & Candela, 2005) Con base en información geoquímica de rocas pertenecientes a la Fm. Los Cuervos, estudió el potencial generador y el grado de evolución térmica de las secciones estratigráficas muestreadas en las localidades de La Pescana y Tauramena, localizadas en el Piedemonte Oriental de la Cordillera Oriental. Los resultados de esta interpretación, indican que existen pocos intervalos con potencial generador; en general, las rocas poseen contenidos de materia orgánica bajos y predominio de kerógeno del tipo III, adicionalmente, las rocas se encuentran en una etapa inmadura de generación de hidrocarburos (Mora et al. (2001a) (Citado en Duran & Candela, 2005).

(Mora et al 2003) (Citado en Duran & Candela 2005).realizó una evaluación de los crudos y de sus facies orgánicas generadoras para la cuenca de los Llanos, identificando facies marino deltáicas del Terciario asociada a la Fm. Los Cuervos y

su relevancia en los sistemas petrolíferos especialmente en el sector del Piedemonte Central y Norte de los Llanos como roca generadora

Teniendo en cuenta los anteriores antecedentes, se elaboró un estudio sedimentológico y geoquímico generalizado de la secuencia Cretácico – Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina, con el fin de observar las características sedimentológicas y petrográficas de las rocas; adicionalmente se realizó un análisis geoquímico de los niveles finos y muy finos de la secuencia (lodolitas y limolitas), donde se determinó el potencial de generación existente en la zona de estudio.

2.2. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

- ¿Cuál es el potencial de generación de las rocas aflorantes en la secuencia presente en las Quebradas Las Blancas y La Argentina - Municipio de Acacias (Meta)?.
- ¿Cuáles son las facies y asociación de facies que se pueden definir para las rocas de la secuencia Cretácico-Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina?
- ¿Cuáles fueron los ambientes depositacionales en los que se sedimentaron esta secuencia de rocas correspondientes al Cretácico-Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina.

3. JUSTIFICACIÓN

Este trabajo de grado se realizó bajo la modalidad de práctica empresarial, la cual se desarrolla en el marco del convenio interinstitucional entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y ECOPETROL S. A. – ICP. De igual manera, este trabajo de grado hace parte de un proyecto madre para la exploración de arenas bituminosas.

En la exploración de hidrocarburos uno de los objetivos esenciales es la evaluación del potencial hidrocarburífero de una cuenca, por esta razón se requiere la determinación de la calidad, el espesor y la extensión lateral (el volumen) de las diferentes facies que presentan la roca generadora (en la que se originará el hidrocarburo), la roca reservorio (en la que se acumulará al migrar desde la roca madre) y la roca sello (que constituirá la trampa que evite la fuga desde los reservorios) (Serra, 1992) (Citado en Chaparro, 2009). La búsqueda de hidrocarburos es una necesidad, por ello es indispensable utilizar todas las técnicas posibles para poder comprender y caracterizar exhaustivamente todos los componentes del sistema petrolífero y es de vital importancia evaluar la capacidad de generación de las rocas generadoras (McCarthy et al. 2011).

El presente trabajo está enfocado en determinar los ambientes de depositación y potencial de generación de hidrocarburos de las rocas de la secuencia Cretácico - Paleógeno aflorantes en las Quebradas Las Blancas y La Argentina, para ello es necesario partir de información previa al estudio: Columna Estratigráfica a escala 1:100 de la Secuencia Cretácico – Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina – Municipio de Acacias Meta (tomada de Figueroa & Arenas [ICP], 2014), las muestras recolectadas, así como de la caracterización petrográfica de las rocas, para determinar facies y la asociación de facies sedimentarias generadoras, en pro de realizar una interpretación sedimentológica generalizada de la zona, de acuerdo a las variaciones texturales y composicionales. Adicionalmente se evaluó la cantidad de materia orgánica presente en las rocas,

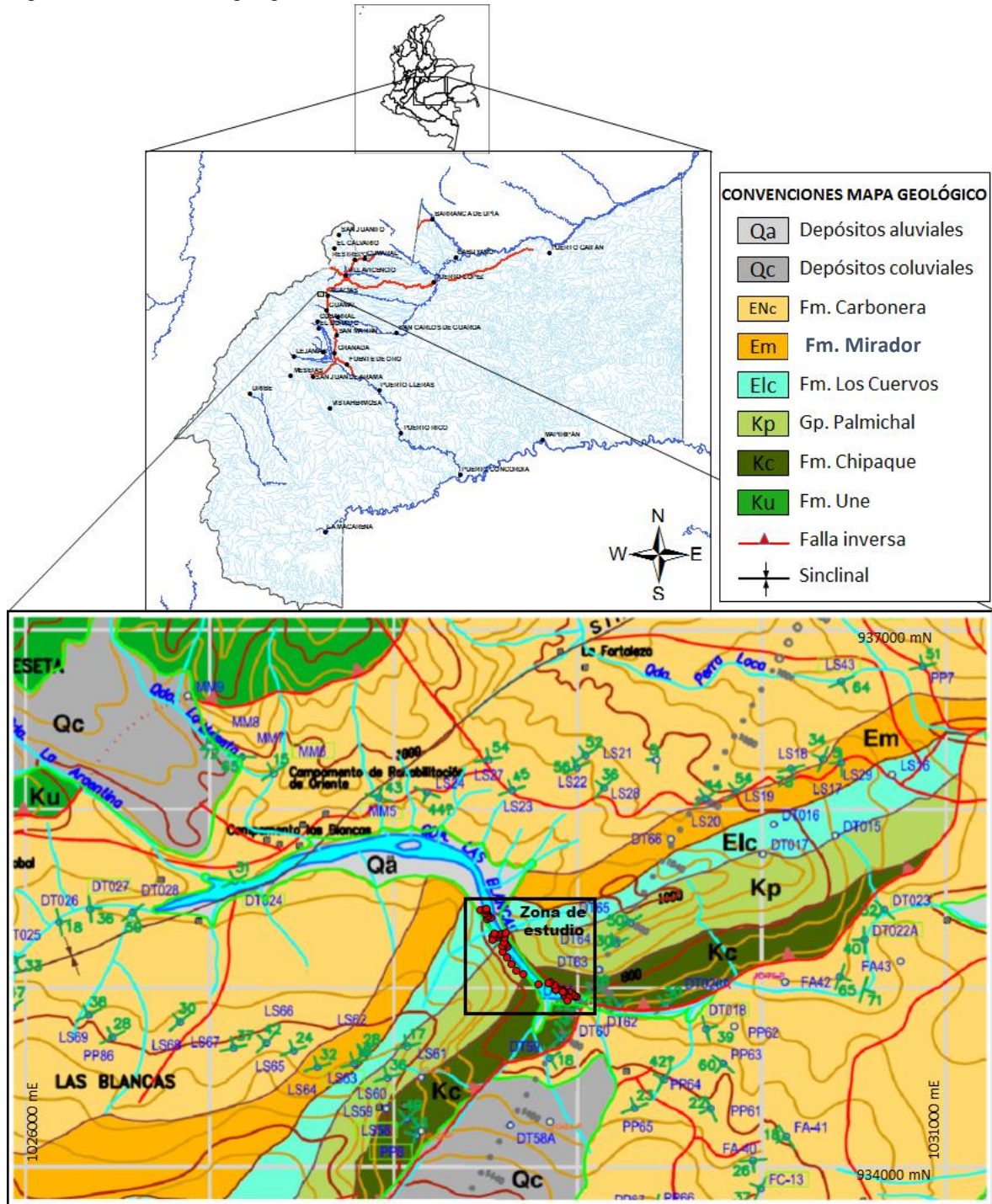
mediante análisis geoquímicos (TOC, Pirólisis Rock- Eval), esta información será un insumo básico y principal para la elaboración de una reconstrucción paleogeográfica propuesta para la zona de estudio dentro del proyecto madre para la exploración de arenas bituminosas.

La cuenca de los Llanos Orientales y el Piedemonte Llanero ha sido y es una de las zonas de mayor interés para la Industria Petrolera en Colombia. Estudios geoquímicos anteriores de La Cuenca de los Llanos Orientales y el Piedemonte Llanero reportan que la Formación Los Cuervos en algunos sectores no presenta las condiciones adecuadas para ser roca fuente debido a que presenta niveles bajos de materia orgánica, por esta razón el potencial de generación también es bajo. Algunos autores como Rangel & Giraldo (1991), Castro (1993), Mora *et al.* (2001a) y Mora *et al.* (2002) (Citado en Duran & Candela, 2005) corroboran esta información. La secuencia Cretácica presenta valores altos (TOC > 2) al noroeste del meta, en general el contenido de materia orgánica es de regular a bueno y en algunos casos muy bueno y hasta excelente (Rangel, Giraldo, Blandon, Ramón & Cordoba, 1991). Por este motivo es importante realizar estudios más detallados para analizar las características de las rocas aflorantes en la zona de estudio. Los resultados de este estudio aportarán información valiosa al proyecto para la exploración de arenas bituminosas, que permitirá determinar nuevas zonas con buen potencial de exploración y explotación de hidrocarburos.

4. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

La zona de estudio es la quebrada Las Blancas, ubicada en el departamento del Meta, sector noroeste del municipio Acacias en la Vereda Alto Acaciitas, con coordenadas geográficas: 937.000 Norte; 1.025.000 Este y 935.000 Norte; 1.029.000 Este. La zona de estudio se encuentra en las planchas cartográficas 266 – III – B y 266 – IV – A, escala 1:25000 del Instituto Geográfico Agustín Codazzi. La *Figura 1* muestra la localización geográfica y geológica de la zona de estudio.

Figura 1. Localización geográfica de la zona de estudio.



Fuente: Colmenares, 1998.

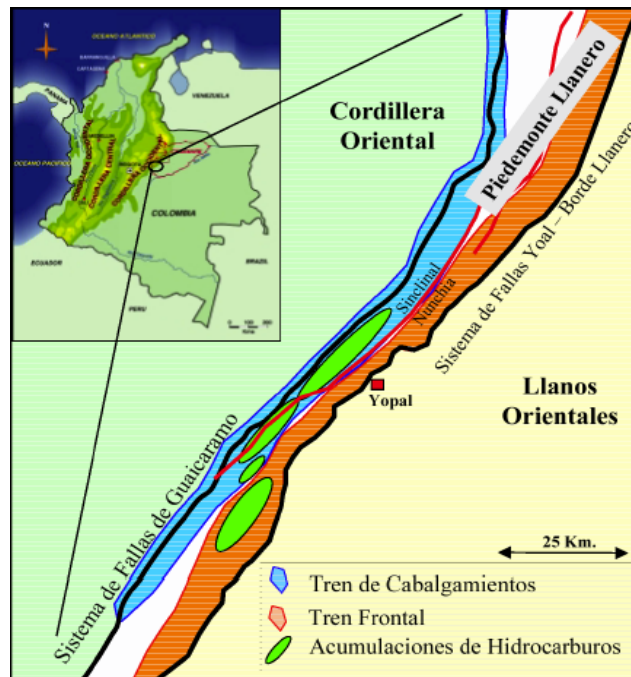
5. MARCO GEOLÓGICO

5.1. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

5.1.1. Geología Regional. La provincia compuesta por el Piedemonte de los Llanos Orientales está limitada hacia el Oeste por el sistema de fallas de Guaicaramo y al Este por el sistema de fallas de Yopal – Borde Llanero. La principal estructura aflorante a lo largo de esta franja central es el sinclinal de Nunchía que involucra rocas desde el Oligoceno al Reciente (formaciones Carbonera a Guayabo-Corneta).

En el bloque colgante de la falla de Guaicaramo afloran rocas desde el Cretáceo medio al Terciario (Taboada et al, 2000). A nivel del subsuelo se destacan dos zonas principales de deformación como son el tren de estructuras frontales y el tren de estructuras en cabalgamientos, con características estructurales particulares (Ver *Figura 2*).

Figura 2. Mapa de localización del Piedemonte Llanero.

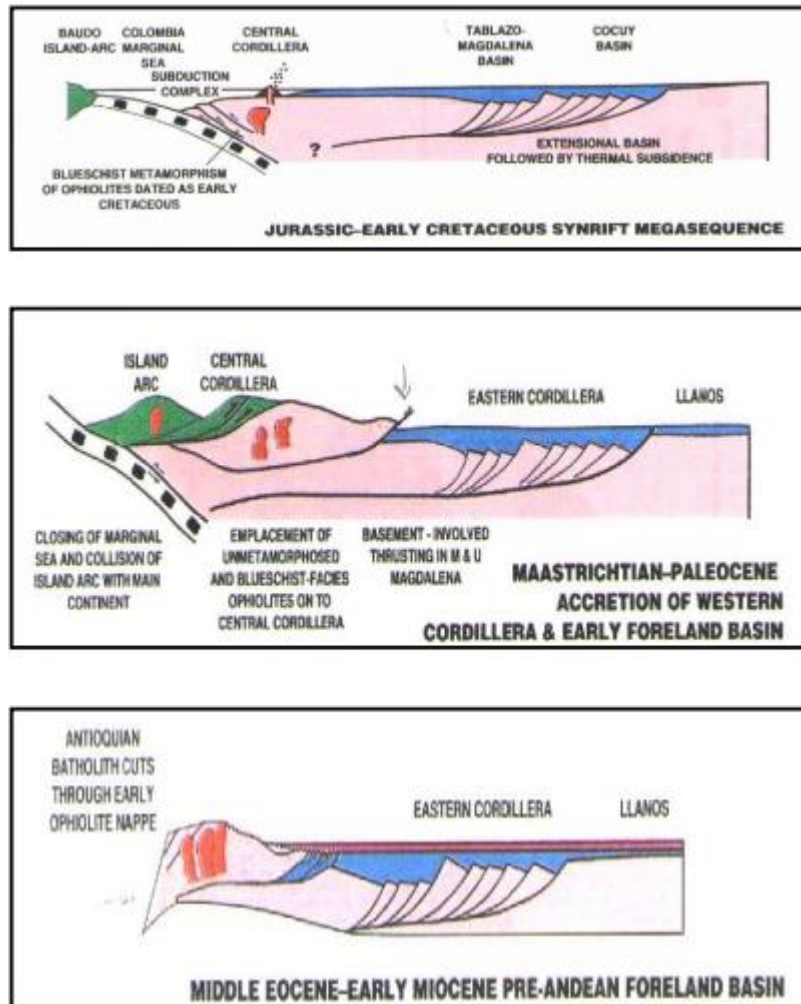


Fuente: Martínez, 2006.

5.1.2. Evolución Geológica de la Cuenca de Los Llanos. Cooper et al. (1995) propone que el cuadro de evolución geotectónica de la cuenca se puede dividir en nueve etapas: Figura 3.

- ✓ Cámbrico – Ordovícico: culmina con la Orogenia Caledoniana.
- ✓ Devónico – Carbonífero – Pérmico: finaliza con la Orogenia Hercínica.
- ✓ Triásico – Jurásico: que corresponde a una cuenca de tipo rift con una subsidencia tectónica, detrás de un arco volcánico localizado en la presente Cordillera Central. Esta cuenca se ubica en los sectores actuales del Magdalena y Cordillera Oriental (*Figura 3*).
- ✓ Cretáceo temprano: corresponde a una segunda fase de rift (continuación de la secuencia de rift anterior) (*Figura 3*).
- ✓ Cretáceo tardío: ocurre subsidencia térmica y formación de una cuenca detrás del arco volcánico localizado en la Cordillera Central. Durante esta fase se depositaron los intervalos correspondientes a la roca madre principal de la formación Gachetá, equivalente a la Formación La Luna.
- ✓ Maestrichtiano – Paleoceno: se presenta la Orogenia pre-Andina durante la cual se produce la colisión del arco volcánico de la Cordillera Occidental con la Cordillera Central y la creación de una cuenca de foreland ubicada en el Valle de Magdalena, la Cordillera Oriental y los Llanos (*Figura 3*).
- ✓ Eoceno temprano y medio: corresponde a un periodo de erosión en el área de los Llanos, el material erodado fue transportado hacia el norte y corresponde a las formaciones Mirador y Misoa C y B de la Cuenca de Maracaibo. La erosión en los Llanos puede deberse a un rebound effect.
- ✓ Eoceno tardío – Oligoceno – Mioceno Temprano: durante este periodo se genera una cuenca de foreland en el Valle del Magdalena, Cordillera Oriental y Cuenca Llanos (*Figura 3*).
- ✓ Mioceno medio a Pleistoceno: Ocurre la Orogenia Andina con la colisión de Panamá, el levantamiento de la Cordillera Oriental e individualización de las Cuencas del Valle del Magdalena y Llanos Orientales.

Figura 3. Evolución geológica generalizada de la Cordillera Oriental y la Cuenca Llanos.

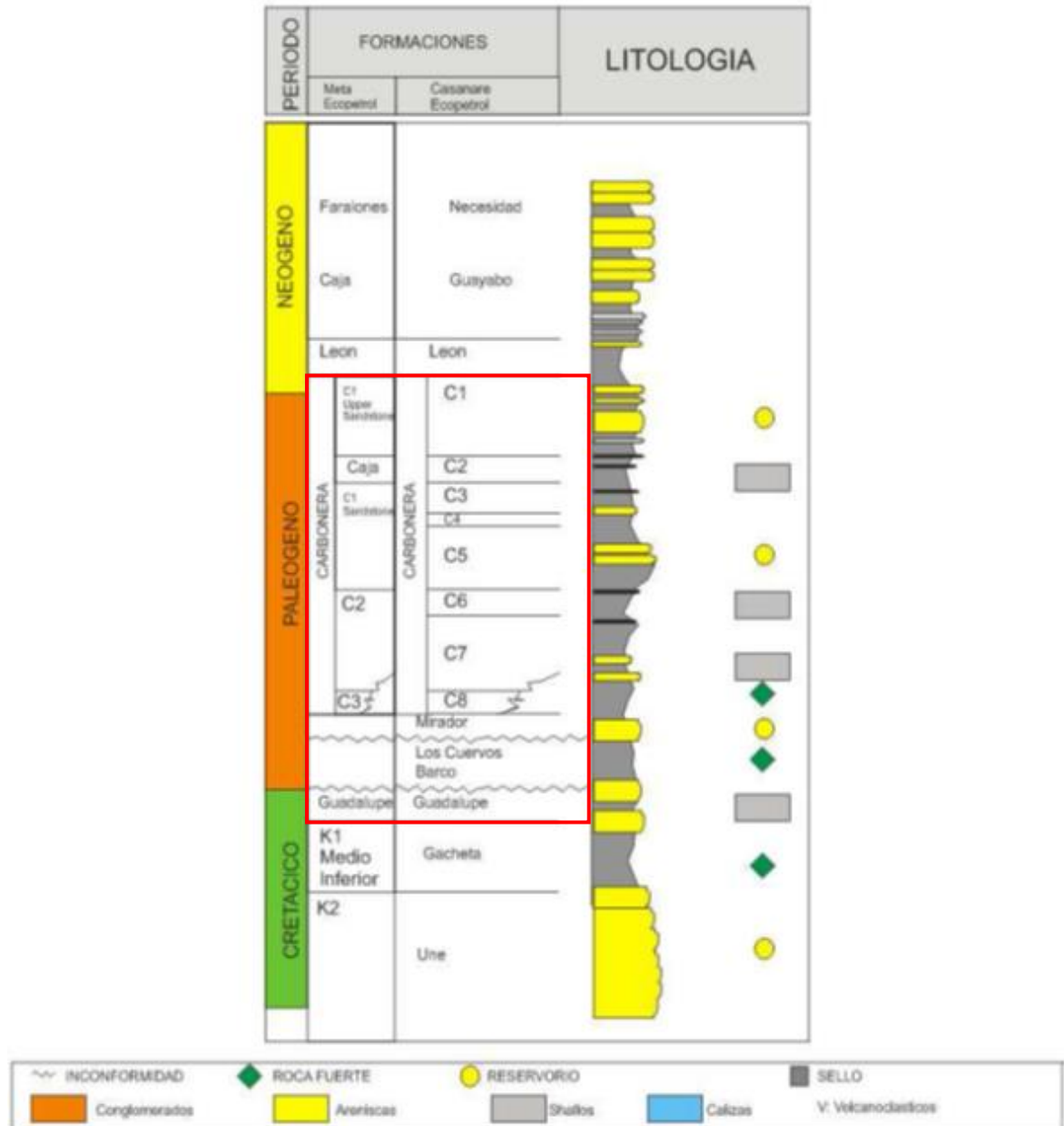


Fuente: Cooper et al., 1995.

5.2. ESTRATIGRAFÍA

Las unidades litoestratigráficas aflorantes en la zona de estudio corresponden a la secuencia Cretácico – Paleógeno de la cuenca de los Llanos Orientales, como se observa en la *Figura 4*.

Figura 4. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Cordillera Oriental. Unidades litoestratigráficas aflorantes en la zona de estudio.



Fuente: ANH, 2007. En el cuadro rojo se observa la secuencia objeto de investigación.

5.2.1. Grupo Guadalupe – Cretácico. La unidad Grupo Guadalupe (Hettner, 1892) se puede reconocer no sólo en una gran extensión de la Cordillera Oriental, donde está su localidad tipo en el área de Bogotá, sino que también se encuentra

aflorando en una gran extensión de su flanco oriental y en el área referida como Piedemonte Llanero.

Renzoni (1963, 1968) precisó los límites del Grupo Guadalupe, considerándolo como una unidad predominante arenosa que suprayace e infrayace unidades litológicas lodolíticas que son respectivamente la Formación Chipaque y la Formación Guaduas y dividió de base a techo en tres unidades del rango formacional así: Formación Arenisca Dura, Formación Plaeners y Formación Labor y Tierna. (Guerrero & Sarmiento, 1996) en el área del Piedemonte Llanero reconocen el Grupo Guadalupe (Suprayaciendo a la Formación Chipaque e infrayaciendo a la Formación Guaduas) y las tres unidades de rango formacional correspondientes al Guadalupe Inferior, Guadalupe Medio y Guadalupe Superior. Sin embargo, debido a que las diferencias texturales internas son significativas con respecto a las del área de Bogotá, (Guerrero & Sarmiento, 1996) proponen una nueva denominación para las tres formaciones del Grupo Guadalupe en el Piedemonte Llanero.

Con respecto a la localidad tipo del Grupo Guadalupe en el área de Bogotá, la Formación Arenisca Dura corresponde al Guadalupe Inferior, la Formación Plaeners al Guadalupe Medio y la Formación Labor-Tierna al Guadalupe Superior. (Guerrero & Sarmiento, 1996) establecieron que el cambio litológico del Guadalupe Inferior del Piedemonte Llanero es lo suficientemente importante por lo tanto definen formalmente el nombre de Formación Arenitas de San Antonio. Aunque la litología del Guadalupe Medio del Piedemonte Llanero es comparable a la del área de Bogotá, proponen para esta parte de la sucesión del Piedemonte Llanero el nombre de Formación Lodolitas de Aguacaliente y para el Guadalupe Superior del Piedemonte Llanero el nombre de Formación Arenitas de San Luis de Gaceno.

Para facilitar el entendimiento de la secuencia estudiada se trabajó con la denominación Guadalupe Inferior, Medio y Superior correlacionadas con la

denominación del Piedemonte Llanero ya que las características encontradas en las rocas de La Quebrada Las Blancas se asemejan más.

5.2.2. Formaciones Barco y Los Cuervos – Paleógeno. Estas formaciones están ausentes en los sectores de Apiay – Ariari, en el sur, y Caño Limón, al norte del Meta, y están presentes únicamente en el borde occidental de la cuenca de los Llanos Orientales. En el sector de Casanare, los depósitos continentales de las formaciones Barco y Los Cuervos son areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base, para la primera de ellas; suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón y delgadas intercalaciones de areniscas en la Formación Los Cuervos. En el área de Arauca la Formación Barco consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas. La secuencia sedimentaria de la Formación Los Cuervos corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio, ambos contactos de estas rocas con las secuencias inferiores y superiores son discordantes. Los espesores de estas formaciones aumentan regular y rápidamente hacia el Occidente, y superan los 1.000 pies en los primeros corrimientos de la cordillera Guevara et al. (2012). El máximo espesor se registra en el pozo Medina-1, donde tiene 1.710 pies Guevara et al. (2012).

5.2.3. Formación Mirador – Eoceno tardío. Hasta el presente, las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrescentes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia Guevara et al. (2012). Su límite basal coincide con una de las principales discordancias, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales. Persisten aún problemas en su datación y existe la posibilidad de que la Formación Mirador, que aflora en la Cordillera Oriental y en

los Andes de Mérida, no sea de la misma edad de la identificada en la cuenca de los Llanos Orientales. Esta formación se acuña hacia el sureste y este de la cuenca y su límite litológico, a veces es difícil de precisar, debido a que sin información bioestratigráfica se puede confundir con areniscas de la base de la Formación Carbonera. El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 pies en el pozo Floreña-1. Guevara et al. (2012).

5.2.4. Formación Carbonera – Oligoceno temprano - Mioceno medio. Esta espesa secuencia litológica, que en el pozo Llanos-1 alcanza cerca de 6.000 pies, está ampliamente distribuida a través de la Cuenca de los Llanos Orientales. Corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. En el área de Casanare consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitat y otros, 1985), depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental Guevara et al. (2012). Elf Aquitaine dividió esta unidad en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7. El contacto superior con la Formación León es conforme y gradual en la mayor parte de la cuenca. Guevara et al. (2012).

6. MARCO TEÓRICO

A continuación se mencionarán los conceptos y herramientas que serán de apoyo fundamental para la ejecución del proyecto.

6.1. FACIES

Según (Vera, 1994) el concepto de facies en Estratigrafía y Sedimentología fue propuesto por Gressly (1838) para denominar a “la suma total de aspectos litológicos y paleontológicos de una unidad estratigráfica”. Walker (1984) sugiere que la definición de facies debe ser puntual y basarse en los datos que se obtiene en campo, cuando se observan las rocas. Cuando se realiza dicha observación es necesario combinar los datos geométricos (espesor y forma de los estratos), y características esenciales de las rocas (litología, textura, estructuras sedimentarias, fósiles y color, etc.) destacando aquellas características que sean más típicas de su génesis. En las rocas algunas de las cualidades más importantes están controladas por las condiciones genéticas, el término facies se usa frecuentemente para denominar las características genéticas que predominaron durante el depósito de algunos materiales (p.ej. facies lacustres facies turbaditas, facies pelágicas).

Para la definición de las litofacies de la sección estratigráfica medida, se tomó como referencia el código internacional para litofacies definido por Farrell et al. (2012) (Ver *Figura 5*).

remoción de los carbonatos que puedan estar presentes al tratarlo con ácido. De esta manera se determina la cantidad de carbono orgánico total (TOC), con lo cual se puede clasificar con una primera aproximación a la roca fuente como: pobre, regular, buena o muy buena, dependiendo del porcentaje de TOC reportado, en la literatura se encuentra que la cantidad mínima de TOC que debe tener una roca para ser considerada como una potencial roca fuente esta alrededor del 1 a 2% (Tissot & Welte, 1984, p.498).

6.2.3. Condiciones ideales de formación de rocas madres. En términos de (Bedoya, 2010) las condiciones ideales para la formación de potenciales rocas madre, según las características de los agentes de formación son:

- Alta productividad biológica preferencialmente de tipo marina (planctónica) rica en lípidos, dentro o hacia el sitio del depósito.
- Sedimentación sobre todo finogranular (Ambiente de baja energía).
- Condiciones anóxicas en el medio ambiente de depósito.
- Tasas de sedimentación media a baja.

6.2.4. Evaluación del potencial de rocas madres. La evaluación del potencial o capacidad de generación hidrocarburífera de las rocas madre puede determinarse a través de técnicas y principios geoquímicos básicos que son utilizados por los geocientíficos para evaluar la calidad, cantidad y madurez de las rocas generadoras McCarthy et al. (2011).

6.2.5. Carbono Orgánico Total. El carbono es un elemento esencial de cualquier compuesto orgánico, y una forma de evaluar la riqueza orgánica de una roca consiste en medir su contenido de carbono. Dado que el potencial petrolífero o gasífero de una formación se relaciona con su contenido de carbono, la medición del TOC es una prioridad en la evaluación de las rocas generadoras. Esta evaluación inicial del carbono es seguida por otros procedimientos de clasificación, tales como la pirólisis y la reflectancia de la vitrinita (McCarthy et al., 2011).

6.2.6. Pirólisis Rock – Eval. Está técnica de pirólisis programada consiste en someter las muestras de rocas a altas temperaturas, lo que permite a los

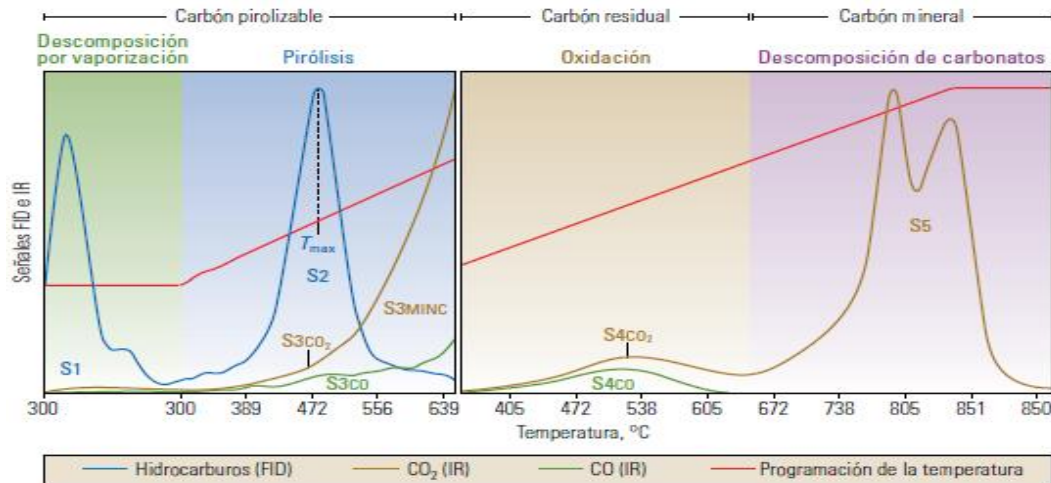
investigadores lograr resultados cuya obtención habría requerido millones de años en una cuenca sedimentaria. Esta técnica requiere sólo 100 mg. [0,00022 lbm] de roca pulverizada y permite analizar una muestra en cuestión de minutos McCarthy et al. (2011).

La pirólisis consiste en la simulación en laboratorio del proceso natural de maduración de la materia orgánica, sometiendo una pequeña muestra a una tasa de temperatura programada de 25°C/min en promedio hasta alcanzar alrededor de 650°C y en una atmósfera inerte. Los compuestos orgánicos liberados a través del proceso de calentamiento son medidos con un detector de ionización de llama (FID). Los detectores infrarrojos (IR) sensibles miden el CO y el CO₂ durante los procesos de pirólisis y oxidación. Una termocupla monitorea las temperaturas. Estas mediciones se registran en una gráfica denominada pirograma. Las muestras de rocas son calentadas en etapas e inicialmente se mantienen a una temperatura constante de 300°C [572°F] durante varios minutos, seguida por un período de calentamiento programado de 25°C [45°F] por minuto hasta alcanzar una temperatura máxima de 850°C [1 562°F] aproximadamente.

Durante la primera etapa, cualquier volumen de petróleo y gas libre generado previamente por el bitumen es destilado y liberado de la roca. Durante la etapa siguiente, se generan los compuestos de hidrocarburos a través del craqueo térmico del kerógeno insoluble. A medida que las temperaturas aumentan, el kerógeno libera CO₂ además de hidrocarburos. Este programa de aplicación de calor controlado es ilustrado mediante una serie de picos indicados en el pirograma (Ver *Figura 6*) McCarthy et al. (2011). Este proceso analítico de calentamiento permite la evaluación del tipo de kerógeno, grado de evolución térmica y potencial generador de petróleo (Bedoya, 2010).

Figura 6. Representación de los resultados del proceso programados de pirólisis.

Los hidrocarburos libres se miden por el pico S1, y los hidrocarburos residuales, por el pico S2. El valor T_{max} de 472°C corresponde a la temperatura registrada cuando se alcanzó el pico S2. También se muestran el CO, el CO₂ y los componentes del carbón mineral de la medición S3. El contenido de CO₂ es proporcional a la cantidad de oxígeno presente en la materia orgánica y provee datos para el cálculo de un índice importante utilizado en la determinación de la madurez y el tipo de kerógeno.



Fuente: Vinci Technologies SA (citada McCarthy et al., 2011).

Se utilizó la técnica de la Pirólisis Rock- Eval, la cual sirve para caracterizar el tipo de materia orgánica presente en una roca y determinar la evolución térmica de una muestra y su potencial para la generación de Hidrocarburos residuales McCarthy et al. (2011). Los resultados obtenidos son expresados en miligramos de hidrocarburos por gramo de roca (mg de HC/g de roca). Los parametros obtenidos por este método son los siguientes:

S₁: Registra la cantidad de hidrocarburos libres o inherentes que son liberados de la muestra de roca, sin separar el kerógeno, durante la primera etapa de calentamiento a una temperatura de 300°C) McCarthy et al. (2011).

S₂: Registra la cantidad de hidrocarburos liberados de la muestra durante la segunda etapa de aplicación de calor programado del proceso de pirólisis McCarthy et al. (2011).

Tmax: Representa la temperatura correspondiente a la máxima generación de hidrocarburos durante la pirólisis, es decir la temperatura a la que se registra el máximo pico S_2 (González & Jimenez, 2005). Los parámetros se muestran a continuación en la *Tabla 1*.

Tabla 1. Tmax. Parámetro geoquímico que describe la madurez térmica

Tmax. (°C)	Madurez térmica
< 435	Inmadura
435 – 445	Madurez Temprana
445 – 450	Pico de generación
450 – 470	Madurez Tardía
> 470	Sobremadura

Fuente: Peters & Cassa, 1994.

Se puede usar las pautas que se relacionan a continuación en la *Tabla 2*, en rocas fuentes inmaduras o ligeramente maduras.

Tabla 2. Criterio de uso para los parámetros S_1 y S_2 .

Potencial Petrolífero	Materia Orgánica	
	Pirólisis Rock – Eval	
	S_1 (mgHC/g TOC)	S_2 (mgHC/g TOC)
Pobre	0,0 - 0,5	0,0 - 2,5
Regular	0,5 - 1,0	2,5 - 5,0
Bueno	1,0 - 2,0	5,0 - 10,0
Muy Bueno	2,0 - 4,0	10,0 - 20,0

Fuente: Peters & Cassa, 1994.

$S_1 + S_2$: Representa el potencial total de Hidrocarburos en una roca fuente. Los parámetros se muestran a continuación en la *Tabla 3*.

Tabla 3. Parámetros para el potencial total de Hidrocarburos.

$S_1 + S_2$ (mg HC/g de roca)	CRITERIO
<2,0	Roca no fuente de aceite, algún potencial de gas
2,0 - 6,0	Moderada roca fuente de gas
>6,0	Buena roca fuente de gas

Fuente: Durán & Candela, 2005.

S_3 : Representa el CO_2 que se libera a partir del craqueo térmico del kerógeno durante la pirólisis.

Relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI): Es una indicación de la cantidad relativa de hidrocarburos libres (inertes o migrados) presentes en la roca. Los parámetros se muestran a continuación en la *Tabla 4*.

Tabla 4. Parámetros del índice de productividad.

Valores $S_1/S_1 + S_2$	CRITERIO
<0,28	Rocas fuente
>0,28	Aceite migrado

Fuente: Durán & Candela, 2005.

Con los datos que arroja la Pirólisis Rock- Eval, hay cuatro métodos en los que se puede determinar el tipo de Kerógeno.

- El cálculo de la relación de S_2/S_3 permite la clasificación del tipo de kerógeno. Los parámetros se muestran a continuación en la *Tabla 5*.

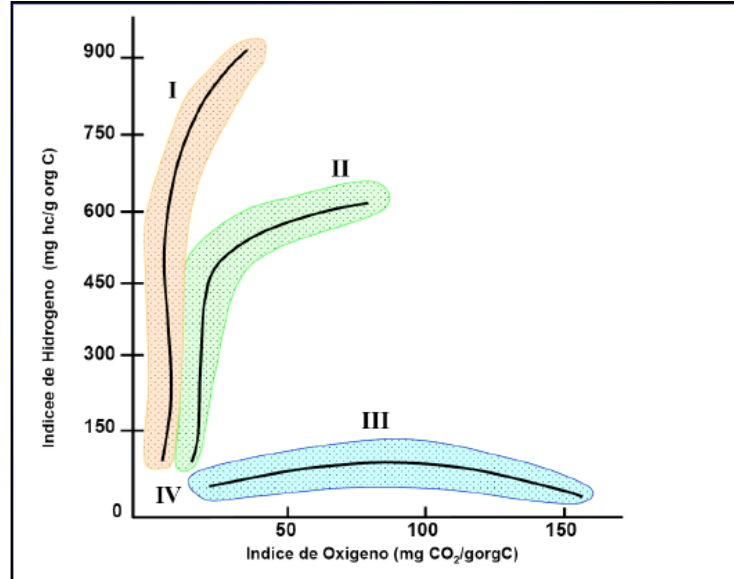
Tabla 5. Clasificación del tipo de kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 .

Valores S_2/S_3	Tipo de Kerógeno	CRITERIO
0,0 – 2,5	TIPO III	Genera Gas
2,5 – 5,0	TIPO III	Genera Gas / Aceite
5,0 – 10,0	TIPO I o II	Genera Aceite

Fuente: Durán & Candela, 2005.

- La Relación de los valores HI ($S_2/TOC * 100\%$) vs OI ($S_3/TOC * 100\%$), la cual se puede determinar a partir del diagrama de Van Krevelen (*Figura 7*).

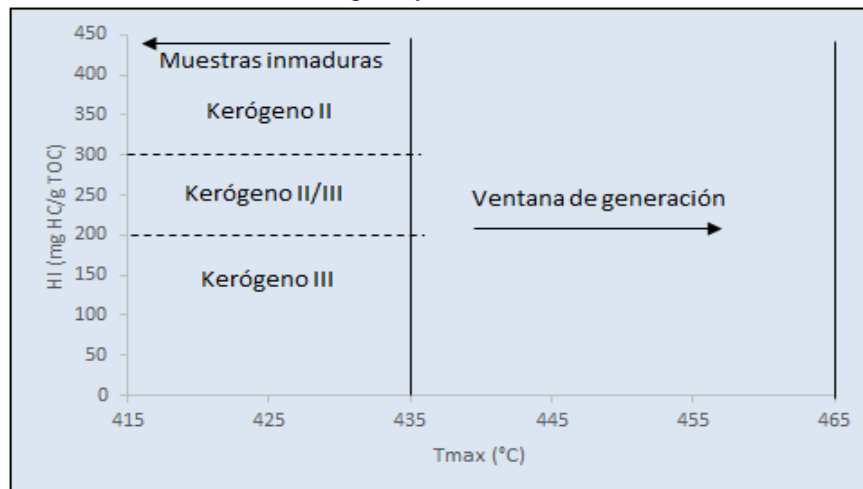
Figura 7. Diagrama de Van Krevelen.



Fuente: Espitalié et al., 1977.

- La Relación de los valores HI ($S_2/TOC \cdot 100\%$) vs. Tmax, la cual se puede determinar a partir de la Figura 8.

Figura 8. Relación entre el índice de hidrogeno y Tmax.



Fuente: Durán & Candela, 2005.

- El parámetro de interpretación HI permite determinar el tipo de Kerógeno. En la Tabla 6 se muestra su interpretación.

Tabla 6. Parámetros de interpretación para determinar el tipo de kerógeno.

HI (mg. HC / g COT)	TIPO DE KERÓGENO
> 600	I
600-300	II
300-200	II / III
200-50	III
<50	IV

Fuente: Peters & Cassa, 1994.

El kerógeno puede clasificarse en cuatro tipos, basados en su proveniencia, como lo indican los macérales específicos. También puede clasificarse en base al contenido de hidrógeno, carbono y oxígeno. Cada uno posee una incidencia clara sobre el tipo de petróleo que se producirá, en caso de que exista producción McCarthy et al. (2011). En la *Tabla 7* se puede observar los tipos de kerógeno y su ambiente específico.

Kerógeno Tipo I: Rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno es potencialmente petrolífero, pero también puede producir gas, según su etapa de evolución en relación a la temperatura McCarthy et al. (2011).

Kerógeno Tipo II: Rico en contenido de hidrógeno y con bajo contenido de carbono, este kerógeno puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración McCarthy et al. (2011).

Kerógeno Tipo III: Posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los Tipos I o II, y en consecuencia, tiende a generar gas seco. La mayoría de los carbones contiene kerógenos Tipo III McCarthy et al. (2011).

Kerógeno Tipo IV: Este tipo de kerógeno posee alto contenido de carbono y falta de hidrógeno. Se lo considera una forma de “carbono muerto,” prácticamente sin potencial para la generación de hidrocarburos.

Tabla 7. Tipos de Kerógeno. Clasificación del Kerógeno de acuerdo a su material fuente y su posible ambiente de depositación.

Tipo de Kerógeno	Material fuente	Ambiente de depositación general
I	Principalmente material algáceo	Ambiente lacustre
II	Principalmente material planctónico, con cierto aporte de material algáceo	Ambiente marino
III	Principalmente plantas superiores	Ambiente terrestre
IV	Material oxidado re-elaborado	Ambientes variados

Fuente: McCarthy et al., 2011.

7. METODOLOGÍA

Para la ejecución del estudio se realizaron cinco etapas de trabajo que incluyen las siguientes actividades:

7.1. FASE INICIAL

Esta fase consiste en la asignación del área de interés y la elaboración de un cronograma de actividades tanto para las salidas de campo (recolección de datos), como para los análisis posteriores de la información recolectada en campo.

Luego de tener conocimiento del área de estudio, se recopiló, analizó y evaluó la información (publicaciones, bases de datos, informes, tesis, internet) y cartografía (mapas, imágenes de satélite y fotografías aéreas) que ayuden al entendimiento de la información obtenida y su interpretación como insumo en el proyecto madre de exploración de arenas bituminosas.

7.2. FASE DE RECONOCIMIENTO DE LA ZONA DE ESTUDIO Y DE ENTRENAMIENTO

Esta fase de campo duró 8 días, en este tiempo se hizo visita a los lugares de interés apoyados en información geológica, obtenida durante la etapa de recopilación de información. El objetivo principal de esta fase fue familiarizarse con la geología de la zona de estudio; las quebradas y caños son de vital importancia para estudiar las rocas aflorantes, debido a que por procesos erosivos fluviales, son las zonas donde se encuentran los afloramientos más representativos. Algunos de los lugares a visitar fueron: Caño Sagú, Quebrada Las Blancas, Quebrada la Argentina, Caño Cascadas, Quebrada Cola de Pato, Fresco Valle, Aeropuerto Vanguardia, Río Guayuriba, Caño La Unión y Caño Blanco.

7.3. FASE DE CAMPO

Esta fase de campo, constó de dos campañas de campos, las cuales están divididas de la siguiente manera: La primera se realizó en el mes de marzo de año

2014, de 20 días, y la segunda fue en el mes de julio de 2014, de 18 días. Estas campañas de campo, fueron enfocadas en dos aspectos principales:

a) Recolección de 5 muestras para petrografía de cada formación de la secuencia Cretácico - Paleógeno, con el fin de realizar la caracterización petrográfica y posteriormente ayudar a determinar las posibles facies sedimentarias generadoras presentes en esta secuencia; soportado en la información estratigráfica de la zona, previa al estudio. Las muestras de petrografía se tomaron de los niveles arenosos que presenten granulometría de arena fina a muy grueso, las muestras deben estar orientadas, indicando la base y el techo. Se debe tener especial cuidado a la hora de la recolección de las muestras, ya que deben ser muestras frescas, preferiblemente muestras que no hayan estado expuestas a las condiciones atmosféricas por un largo periodo de tiempo. Estas rocas permitieron reconocer características texturales y composicionales para poder mirar su potencial como roca reservorio.

b) Recolección de las muestras de roca de los niveles finos y muy finos (lodolitas y limolitas). Para la recolección de las muestras se usaron guantes quirúrgicos y se tomaron muestras de 200 g, con un intervalo entre cada muestra de un 1m (3,2808 pies), teniendo un especial cuidado en el estado y apariencia de la roca (el color característico de la roca, baja meteorización). Fue muy importante tomar todas las precauciones necesarias para la realización del muestreo, ya que la metodología de muestreo condiciona el grado de certidumbre de los resultados y normalmente constituye un porcentaje muy significativo en el costo total de un proyecto.

Esta fase fue de vital importancia dado que a partir del apropiado manejo que se le dio a la recolección de las muestras y de la información, se tendrá veracidad y certeza en el resultado de los análisis.

7.4. FASE DE ANÁLISIS DE LABORATORIO

En esta fase todas las muestras de campo fueron procesadas para: Análisis geoquímicos (TOC, Pirólisis Rock- Eval) y para la elaboración de las secciones delgadas. El tratamiento de las muestras para la realización de las secciones delgadas y los análisis geoquímicos de los niveles finos se realizaron en los laboratorios de: Geoquímica y Procesamientos de muestras geológicas del ICP.

Se recolectaron un total de 21 muestras de los niveles de arena muy fina a muy gruesa para petrografía (del total de muestras recolectadas, 8 corresponden al Grupo Guadalupe, 3 corresponden a la Formación los Cuervos, 7 corresponden a la Formación Mirador y 3 corresponden a la Formación Carbonera). Las muestras se encuentran localizadas en la Columna Estratigráfica detallada de la Secuencia Cretácico – Paleógeno en la Quebradas Las Blancas – Municipio de Acacias Meta, tomado de (Figuroa, Arenas & ICP, 2014). Las secciones delgadas cuentan con una descripción detallada partiendo de la clasificación textural y composicional de Folk (1974) y Dunham (1962), citados en Cruz & Caballero (2007), a partir del conteo de 250 puntos para clasificación composicional y 150 puntos para clasificación textural; algunas de las muestras requirieron un mayor conteo de puntos debido a que necesitaban un mayor detalle. Se implementó un formato detallado para la descripción de las secciones delgadas donde se tuvieron en cuenta los aspectos composicionales y texturales, descripción detallada resaltando las características más relevantes de cada muestra así como microfotografías que permitieron mostrar las distintas estructuras y minerales (Ver ANEXO A y B).

Con el objetivo de caracterizar y evaluar la roca fuente, se recolectaron y analizaron un total de 54 muestras de los niveles finos y muy finos (lodolitas y limolitas) para el estudio geoquímico generalizado en toda la sección (del total de las muestras recolectadas, 37 muestras corresponden al Grupo Guadalupe, 5 a la Formación los Cuervos y 12 a la Formación Carbonera). En la Formación Mirador no se registraron niveles finos, por consiguiente no se obtuvieron muestras para análisis geoquímicos. Las muestras se encuentran localizadas en la Columna

Estratigráfica detallada de la Secuencia Cretácico – Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina – Municipio de Acacias Meta, tomado de (Figuroa, Arenas & ICP, 2014) (VER ANEXO A).

7.5. FASE FINAL: INTERPRETACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con base a la caracterización petrográfica y la información previa al estudio, se determinaron las litofacies y la asociación de facies, para realizar una interpretación sedimentológica generalizada de la zona, de acuerdo a las variaciones texturales y composicionales. Se plantearon ambientes de sedimentación a partir de las litofacies, donde se mencionan las características y los criterios usados para definirlos. Adicionalmente con análisis geoquímicos de las muestras, se determinó el potencial de generación de hidrocarburos de la secuencia.

8. RESULTADOS

En las Quebradas Las Blancas y La Argentina del Municipio de Acacias – Meta, aflora la secuencia Cretácico – Paleógeno, conformada por: El Grupo Guadalupe, Formación Los Cuervos, Formación Mirador y Formación Carbonera; la cual hace parte de la Cuenca de los Llanos Orientales. Los límites de las formaciones se determinaron analizando las características litológicas presentes en la zona de estudio. La información base necesaria para el desarrollo de la presente investigación, corresponde a la Columna Estratigráfica detallada de la Secuencia Cretácico – Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina – Municipio de Acacias Meta, (escala 1:100) levantada por (Figuroa, Arenas & ICP, 2014) (Ver ANEXO A).

8.1. CARACTERIZACIÓN PETROGRÁFICA

A continuación en la *Tabla 8* se registra el inventario de las muestras analizadas y algunas observaciones de algunas de ellas. Esta información se encuentra con mayor detalle en el ANEXO B y ANEXO C.

Tabla 8. Muestras recolectadas para la caracterización petrográfica.

ID MUESTRA	NOMENCLAT. ACTUALIZADA	COORDENADAS		FORMACIÓN	EDAD	LITOLÓGIA	OBSERVACIONES
		Norte	Este				
CLB-08-01	CLB-08-01	934948	1028985	Guadalupe	Campaniano-Maestrichtiano	Arenisca	Arenisca de color amarillo pardo con bioturbación
CLB-24-01	CLB-23-01	934939	1028991	Guadalupe	Cretácico	Arenisca	Cuarzoarenita
CLB-31G-01	CLB-31H-01	934921	1028945	Guadalupe	Campaniano-Maestrichtiano	Arenisca	Arena de grano medio con cemento calcáreo e intraclastos de lodo de 5 mm hacia la base
CLB-49-01	CLB-50-01	935014	1028788	Guadalupe	Campaniano-Maestrichtiano	Arenisca	Arena con gran cantidad de líticos y glauconita
CLB-70-01	CLB-69-01	935090	1028682	Guadalupe	Campaniano-Maestrichtiano	Arenisca	Presenta impregnación
CLB-92-01	CLB-91-01	935152	1028569	Guadalupe	Campaniano-Maestrichtiano	Arenisca	Fue tomada a 40cm del bastón 92. Presenta alta impregnación
CLB-128-01	CLB-127-01	935235	1028610	Guadalupe	Cretácico	Arenisca	Cuarzoarenita masiva, ondulitas hacia la base, algo de matriz posiblemente plagioclasa.
CLB-132-01	CLB-131-01	935228	1028591	Guadalupe	Cretácico	Arenisca	Cuarzoarenita masiva, ondulitas hacia la base, cemento de SiO ₂
CLB-140-01	CLB-1Cuer-01	935248	1028602	Cuervos	Paleoceno	Arenisca	Capa muy gruesa de cuarzoarenita masiva. Estructuras verticales prismáticas de suelo. Nódulos ferruginosos.
CLB-141-01	CLB-2Cuer-01	935248	1028602	Cuervos	Paleoceno	Arenisca	Capa muy gruesa de cuarzoarenita masiva. Estructuras verticales prismáticas de suelo. Nódulos ferruginosos.
CLB-150-01	CLB-12Cuer-01	935276	1028569	Cuervos	Paleoceno	Limolita	Limolita gris a varicoloreada con laminación planoparalela discontinua. Capa media de limolita silicea con nódulos ferruginosos.
CLB-158-01	CLB-20Mir-01	935288	1028581	Mirador	Eoceno tardío	Arenisca	Sublitoarenita gris con laminación cruzada plana
CLB-161-01	CLB-22Mir-01	935291	1028553	Mirador	Eoceno tardío	Arenisca	Sublitoarenita gris con laminación cruzada plana
CLB-162-01	CLB-24Mir-01	935297	1028590	Mirador	Eoceno tardío	Arenisca	Sublitoarenita gris con laminación cruzada plana
CLB-163-01	CLB-24Mir-02	935298	1028549	Mirador	Eoceno tardío	Arenisca	Sublitoarenita gris con laminación cruzada plana
CLB-163-02	CLB-25Mir-01	935296	1028606	Mirador	Eoceno tardío	Arenisca	Sublitoarenita gris con laminación cruzada plana
CLB-165-01	CLB-26Mir-01	935308	1028305	Mirador	Eoceno tardío	Arenisca	Cuarzoarenita con estratificación cruzada en artesa
CLB-167-01	CLB-28Mir-01	935301	1028613	Mirador	Eoceno tardío	Arenisca	Cuarzoarenita con estratificación cruzada en artesa
CLB-206-01	CLB-77Car-01	935426	1028505	Carbonera	Oligoceno-Mioceno	Arenisca	Cuarzoarenita gris muy fina masiva
CLB-268-01	CLB-139Car-01	935462	1028489	Carbonera	Oligoceno-Mioceno	Arenisca	Capa muy gruesa de cuarzoarenita gris con cemento calcáreo y laminación ondulosa.
CLB-269-01	CLB-139Car-02	935474	1028474	Carbonera	Oligoceno-Mioceno	Arenisca	Capa muy gruesa de cuarzoarenita gris con laminación ondulosa bien cementada.

Fuente: Autores.

8.2. CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN GEOQUÍMICA

8.2.1. Carbono Orgánico Total %TOC. Con este parámetro se evaluó la cantidad de materia orgánica presente en las rocas de la secuencia Cretácico – Paleógeno de las Quebradas Las Blancas y La Argentina - Municipio de Acacias Meta. Los parámetros de los valores utilizados en la interpretación se muestran en la *Tabla 9*.

Tabla 9. Parámetro TOC que describe el potencial cuantitativo de materia orgánica.

% TOC	INTERPRETACIÓN
0 - 0,5	Pobre
0,5 - 1.0	Regular
1.0 - 2,0	Bueno
2,0 - 4,0	Muy bueno
> 4,0	Excelente

Fuente: Peters & Cassa, 1994.

8.2.1.1. Resultados %TOC – Grupo Guadalupe. Los resultados de Carbono Orgánico Total (%TOC) para el Grupo Guadalupe se relacionan en la *Tabla 10*. El %TOC varía en el rango de 0,107% y 0,91%. Posiblemente esta variación se genera por la fuerte meteorización que afecta a estas rocas; el promedio de TOC para esta secuencia es de 0,45 % lo que permite catalogarlas como pobres a regulares rocas generadoras de hidrocarburos en toda la secuencia.

Tabla 10. Resultados %TOC Grupo Guadalupe.

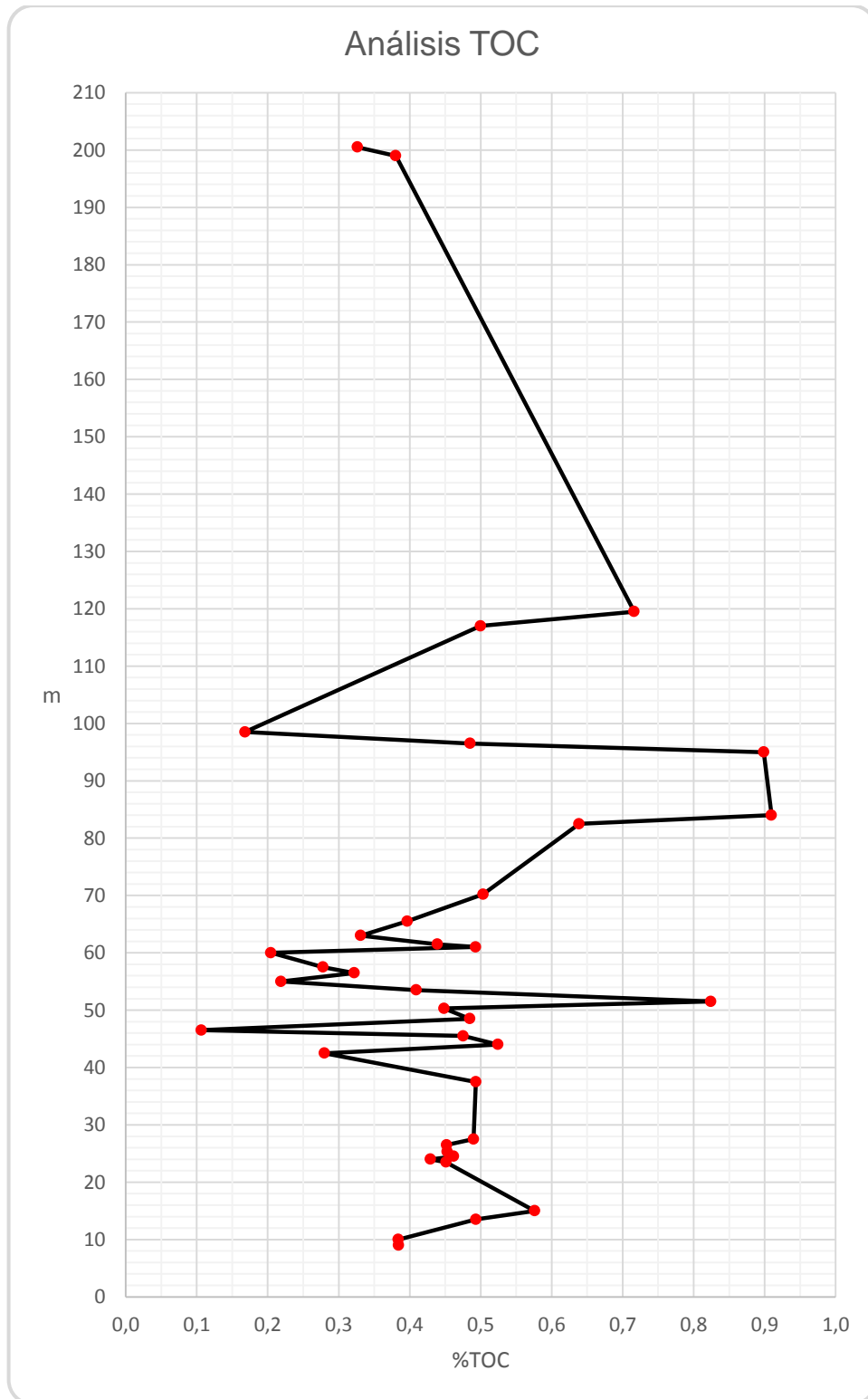
GRUPO GUADALUPE		
ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	%TOC
CLB-06-01	CLB-06-01	0,384
CLB-06-02	CLB-06-02	0,384
CLB-09-01	CLB-09-01	0,493
CBL-10-01	CBL-10-01	0,576
CLB-15-01	CLB-15-01	0,451
CLB-16-01	CLB-16-01	0,429
CLB-17-01	CLB-16-02	0,462
CLB-17-02	CLB-16-03	0,453
CLB-18-01	CLB-17-01	0,452
CLB-18-02	CLB-18-01	0,490

CLB-25-01	CLB-24-01	0,493
CLB-28-01	CLB-28-01	0,280
CLB-29-01	CLB-29-01	0,524
CLB-30-01	CLB-30-01	0,476
CLB-30-02	CLB-30-02	0,107
CLB-31A-01	CLB-31A-01	0,485
CLB-31B-01	CLB-31B-01	0,448
CLB-31C-01	CLB-31C-01	0,824
CLB-31D-01	CLB-31D-01	0,409
CLB-31E-01	CLB-31E-01	0,219
CLB-31F-01	CLB-31F-01	0,322
CLB-31G-01	CLB-31G-01	0,278
CLB-31H-01	CLB-32-01	0,205
CLB-32-01	CLB-32-02	0,493
CLB-33-01	CLB-33-01	0,439
CLB-34-01	CLB-34-01	0,331
CLB-35-01	CLB-35-01	0,397
CLB-41-01	CLB-41-01	0,504
CLB-46-01	CLB-46-01	0,639
CLB-47-01	CLB-47-01	0,910
CLB-48-01	CLB-48-01	0,899
CLB-49-02	CLB-49-02	0,485
CLB-50-02	CLB-50-02	0,168
CLB-62-01	CLB-62-01	0,500
CLB-64-01	CLB-64-01	0,716
CLB-118-01	CLB-117-01	0,380
CLB-119-01	CLB-118-01	0,326

Fuente: Autores

En la *Figura 9* se puede ver que la variación del %TOC para el Grupo Guadalupe no se distribuye de una manera uniforme en toda la sección. Los metros indican el espesor, que fue medido desde un punto cero, tomado como valor de referencia (base de la columna).

Figura 9. Variación del %TOC para el Grupo Guadalupe.



Fuente: Autores.

8.2.1.2. Resultados %TOC Formación Los Cuervos. Los resultados de Carbono Orgánico Total (%TOC) para la Formación Los Cuervos se relacionan en la *Tabla 11*. El %TOC varía en el rango de 0,096% a 0,237%. Para esta formación la variación de los valores de TOC, no es tan marcada porque el número de muestras es menor en comparación con las muestras registradas para el Grupo Guadalupe; el promedio de TOC para esta secuencia de shales es de 0,156 % lo que permite catalogarlas como pobres rocas generadoras de hidrocarburos en toda la secuencia.

Tabla 11. Resultados %TOC Formación Los Cuervos

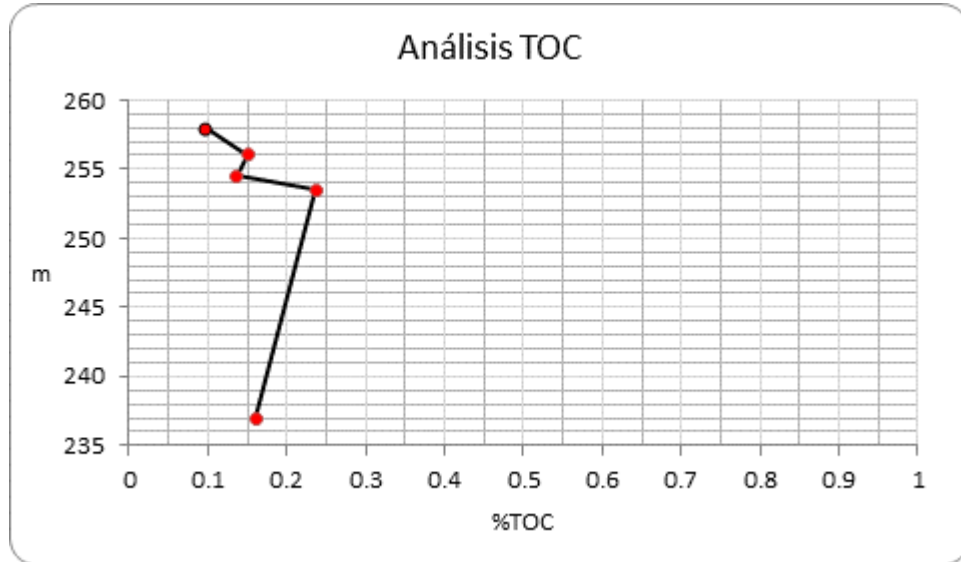
FORMACIÓN LOS CUERVOS		
ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	%TOC
CLB-142-01	CLB-3Cuer-01	0,160
CLB-152-01	CLB -14Cuer-01	0,237
CLB-153-01	CLB-15Cuer-01	0,136
CLB-154-01	CLB-16Cuer-01	0,150
CLB-155-01	CLB-17Cuer-01	0,096

Fuente: Autores.

En la *Figura 10* se puede ver que la variación de %TOC para la Formación Los Cuervos se distribuye de una manera más uniforme en comparación con el Grupo Guadalupe. Los metros indican el espesor, que fue medido desde un punto cero, tomado como valor de referencia (base de la columna).

8.2.1.3. Resultados %TOC Formación Carbonera. Los valores de carbono orgánico total que se obtuvieron para la Formación Carbonera no presentan una tendencia marcada en toda la sección. Se presentan valores muy bajos, indicando que el prospecto como roca generadora de hidrocarburos es pobre.

Figura 10. Variación del %TOC para la Formación Los Cuervos.



Fuente: Autores.

Los resultados de Carbono Orgánico Total (%TOC) para la Formación Carbonera se relacionan en la *Tabla 12*. El %TOC varía en el rango de 0,05% a 0,94%. Para esta formación la variación de los valores de TOC es algo dispersa, ya que se tienen valores muy bajos en general, sin embargo se encontraron dos datos en los que el porcentaje de TOC presenta un valor bueno, pero los valores por encima y por debajo de estos niveles siguen siendo bajos. Para la Formación Carbonera el promedio es de 0,37 % lo que permite catalogarlas como pobres rocas generadoras de hidrocarburos en toda la secuencia. Los valores catalogados como buenos, no han sido tenidos en cuentas para el promedio del TOC de esta formación.

Tabla 12. Resultados %TOC Formación Carbonera.

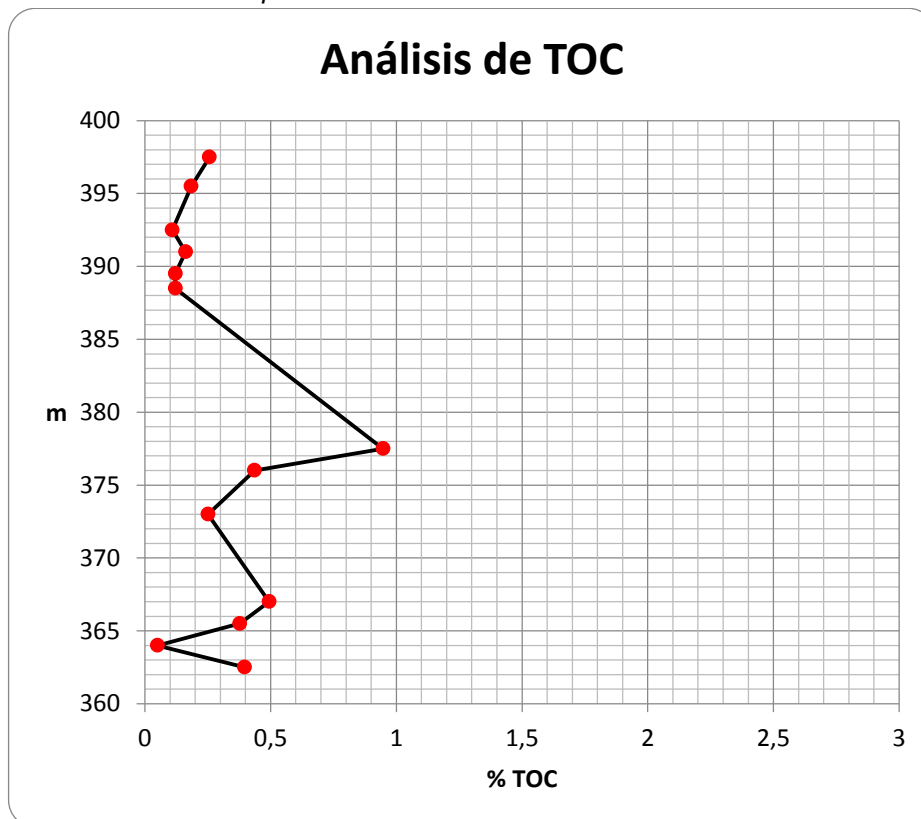
FORMACIÓN CARBONERA		
ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	%TOC
CLB-198-01	CLB-69Car-01	0,397
CLB-199-01	CLB-70Car-01	0,050
CLB-200-01	CLB-71Car-01	0,378
CLB-201-01	CLB-72Car-01	0,494
CLB-205-01	CLB-76Car-01	0,251

CLB-207-01	CLB-69Car-01	0,436
CLB-208-01	CLB-70Car-01	0,947
CLB-209-01	CLB-71Car-01	2,271
CLB-210-01	CLB-72Car-01	2,120
CLB-215-01	CLB-76Car-01	0,121
CLB-216-01	CLB-69Car-01	0,121
CLB-217-01	CLB-70Car-01	0,162
CLB-218-01	CLB-71Car-01	0,109
CLB-220-01	CLB-72Car-01	0,184
CLB-221-01	CLB-76Car-01	0,257

Fuente: Autores

En la *Figura 11* se puede ver que la variación de %TOC para la Formación Carbonera se distribuye de una manera relativamente uniforme en toda la secuencia.

Figura 11. Variación del %TOC para la Formación Carbonera



Fuente: Autores.

8.2.2. Pirólisis Rock – Eval. De acuerdo a los resultados de TOC obtenidos y teniendo en cuenta como criterio de selección, las muestras que presentan TOC mayor al 0,4 % (rango establecido por el ICP para esta secuencia) a las muestras que presentaron un porcentaje de TOC mayor al 0,4%, se le práctico la técnica de Pirólisis Rock – Eval.

8.2.2.1. Resultados Pirólisis Rock – Eval Grupo Guadalupe. Para el Grupo Guadalupe se tomaron 25 muestras a las que se realizaron análisis de Pirólisis Rock – Eval. Los valores de Tmax de esta secuencia se encuentran en el rango de (428° a 443°). Los resultados de Pirólisis Rock-Eval para el Grupo Guadalupe se relacionan en la *Tabla 13*.

Tabla 13. Resultados Pirólisis Rock – Eval Grupo Guadalupe.

ID MUESTRA	TMAX (°C)	S1	S2	S3	HI	OI	PI
		mgHC/ g roca	mgHC/ g roca	mgHC/ g roca	mgHC/ g TOC	mgCO2/ g TOC	mgHC/ g TOC
CLB-09-01	440	0,06	0,44	0,10	89	20	0,12
CBL-10-01	443	0,05	0,47	0,10	82	17	0,10
CLB-15-01	438	0,04	0,30	0,10	66	22	0,12
CLB-16-01	440	0,03	0,20	0,15	47	35	0,13
CLB-17-01	439	0,04	0,28	0,13	61	28	0,13
CLB-17-02	436	0,05	0,33	0,12	73	26	0,13
CLB-18-01	441	0,04	0,30	0,12	66	27	0,12
CLB-18-02	441	0,04	0,31	0,13	63	27	0,11
CLB-25-01	438	0,05	0,36	0,12	73	24	0,12
CLB-28-01	435	0,03	0,13	0,23	46	80	0,16
CLB-29-01	437	0,06	0,49	0,12	93	23	0,11
CLB-30-01	435	0,04	0,31	0,10	65	21	0,11
CLB-31A-01	439	0,03	0,18	0,20	37	41	0,14
CLB-31B-01	439	0,04	0,17	0,19	37	42	0,18
CLB-31C-01	438	0,04	0,18	0,16	22	19	0,18
CLB-31D-01	436	0,05	0,24	0,13	59	32	0,17
CLB-32-01	439	0,04	0,23	0,17	47	34	0,15
CLB-33-01	438	0,03	0,22	0,13	50	30	0,12
CLB-41-01	439	0,05	0,56	0,08	111	16	0,08
CLB-46-01	439	0,06	0,34	0,13	53	20	0,15
CLB-47-01	438	0,03	0,40	0,15	44	16	0,07

CLB-48-01	437	0,04	0,30	0,15	33	17	0,12
CLB-49-01	436	0,04	0,36	0,18	74	37	0,10
CLB-62-01	431	0,05	0,50	0,12	100	23	0,09
CLB-64-01	428	0,09	0,47	0,13	66	18	0,16

Fuente: Autores

8.2.2.2. Resultados Pirólisis Rock – Eval Formación Carbonera. Para la Formación Carbonera se tomaron 5 muestras a las que se realizaron análisis de Pirólisis Rock – Eval. Los valores de Tmax de esta secuencia se encuentran en el rango (432° a 438°). Los resultados se presentan en la *Tabla 14*.

Tabla 14. Resultados Pirólisis Rock – Eval Formación Carbonera.

ID MUESTRA	TMAX (°C)	S1 mgHC/ g roca	S2 mgHC/ g roca	S3 mgHC/ g roca	HI mgHC/ g TOC	OI mgCO2/ g TOC	PI mgHC/ g TOC
CLB-201-01	435	0,03	0,13	0,15	26	30	0,19
CLB-207-01	435	0,03	0,15	0,17	34	39	0,17
CLB-208-01	437	0,03	0,33	0,13	35	14	0,08
CLB-209-01	438	0,14	5,42	0,19	239	8	0,03
CLB-210-01	432	0,15	5,36	0,20	253	9	0,03

Fuente: Autores.

9. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

9.1. ANÁLISIS FACIAL Y AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Para la determinación de las facies y los ambientes de depositación, se tuvieron en cuenta características importantes como: Litología, estructuras sedimentarias, geometría y tamaño de las capas, análisis composicional y textural, para determinar las características de los cuerpos rocosos presentes en la secuencia Cretácico – Paleógeno en la Quebrada las Blancas – Acacias, Meta (esta información se puede ver en los ANEXOS A y B).

9.1.1. Facies para el Grupo Guadalupe. De acuerdo con la interpretación de la Columna Estratigráfica detallada de la Secuencia Cretácico – Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina – Municipio de Acacias Meta, tomado de (Figuroa, Arenas & ICP, 2014) y el Catálogo de las secciones delgadas para la Secuencia Cretácica - Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina – Municipio de Acacias Meta (ANEXO B), se determinaron las siguientes facies para el Grupo Guadalupe (Ver *Tabla 15*).

Tabla 15. Facies para el Grupo Guadalupe.

NOMENCLATURA DE LA FACIE	DESCRIPCIÓN
(Sw): Areniscas con estratificación ondulosa - no paralela	Areniscas, composicionalmente son cuarzoarenitas con contenido de glauconita y líticos en baja proporción, presentan moderada bioturbación (thalasinoides). Areniscas con intercalación de shale.
(Slw): Areniscas con estratificación ondulosa - no paralela y lenticular	Areniscas, composicionalmente son cuarzoarenitas con laminaciones lenticulares y presencia de glauconita en baja proporción. Areniscas con laminación cruzada y bioturbación a la base.
(cZlw): Limolitas con laminación lenticular y ondulosa - no paralela	Limolita con baja bioturbación.
(Mw): Lodolitas con laminación ondulosa – no paralela y lenticular	Lodolitas muy fisiles, dispuestas en capas de 10 a 15 cm de espesor.

(Sx): Areniscas con estratificación cruzada – paralela	Areniscas con presencia de glauconita y líticos en baja proporción.
(Slam): Areniscas con laminación plano - paralela	Areniscas con presencia de líticos, y glauconita en una proporción del 5%, laminación plano - paralela al tope
g(S): Areniscas ligeramente gravosas con laminación ondulosa no paralela	Arenisca con presencia de líticos en un 10% y fragmentos de roca de grano grueso, thalasinoides a la base.
(Slw/Mw): Heterolíticos de areniscas de grano fino a medio con shale	Heterolíticos de areniscas de grano fino a medio, color gris claro y shale. Algunos lentes de arena fina
(Mlam): Lodolitas shale con intercalaciones de capas muy finas y finas de areniscas	Shale con estratificación plano paralela y areniscas de color claro con laminación ondulosa, estas laminaciones son de menor espesor a la base. Intercalaciones de shales con arenas bien cementadas, el espesor de las arenas es de 5 – 15 cm aumentando su espesor al tope.
(Mw/Slw): Heterolíticos de shale gris oscuro con laminación ondulosa	Heterolíticos de shale gris oscuro y areniscas de grano fino y de color gris claro con laminación ondulosa, predominancia de las areniscas, areniscas con baja bioturbación. Heterolíticos con líticos en un porcentaje menor al 5% y glauconita en baja proporción en la base. Shale gris negro con laminación ondulosa y con espesores de 3 a 5 cm
(Sxt): Areniscas con estratificación cruzada en artesa	Cuarzoarenitas con bajo contenido de glauconita, estratificación cruzada en artesa hacia el tope de la secuencia, presencia de bioturbación en la base y laminación cruzada
((g)Sx): Areniscas ligeramente gravosas con estratificación cruzada	Cuarzoarenita con ondulitas a la base

Tomado y Modificado: Figueroa, Arenas & ICP, 2014.

9.1.2. Asociación de Facies y Ambiente Sedimentario para el Grupo Guadalupe. Los ambientes sedimentarios del Grupo Guadalupe en la Cordillera Oriental, el Piedemonte Llanero y el Valle superior del Magdalena son esencialmente marinos, según lo propuesto por Guerrero & Sarmiento (1996), Guerrero et al. (2000) y Guerrero (2002b).

Según lo establecido por Guerrero (2002a; 2002b), la Cuenca Cretácica Colombiana se desarrolló en una cuenca intracratónica de back-arc. Por lo tanto, la configuración es la de una cuenca elongada en dirección N, con dos rampas (plataformas), E y W, en donde se desarrollaron ambientes de frente playa (shoreface) y costa afuera (offshore) en profundidades marinas no mayores a 200 metros hacia el eje de la cuenca.

La cuenca solamente presenta estructuras asociadas con el oleaje diario normal producido por el viento y asociadas con tormentas que redistribuyen partículas en profundidades de frente de playa inferior y costa afuera durante episodios de aumento de la energía del viento y consecuentemente del oleaje y de las corrientes asociadas (Guarín, 2011).

Para su estudio, el Grupo Guadalupe fue dividido en tres segmentos y esta división se hizo de acuerdo a sus características de tamaño de grano preponderante, estructuras sedimentarias, icnofósiles y la relación de estos (Ver ANEXO A y B).

- **SEGMENTO 1 (Guadalupe inferior)**

Va del espesor 0 a 45,5 m de la columna estratigráfica (Ver ANEXO A). Este segmento se constituye por una sucesión de capas potentes de areniscas con shales, arcillolitas y heterolíticos. Los contactos entre las intercalaciones de areniscas y shale son del tipo erosivo, lo que indica que hubo cambios de energía en el transporte y sedimentación de las capas estratificadas y los contactos netos se presentan hacia la parte superior de esta secuencia (Guadalupe inferior). Las capas presentan laminación cruzada y plano - paralela, laminación lenticular, laminación ondulosa, alta presencia de icnofósiles tipo thalassinoides, galerías horizontales y verticales, e intensa bioturbación. En el metro 12 se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-08-01 y nomenclatura actualizada CLB-08-01, la cual corresponde a una Cuarzoarenita, que presenta una selección moderada, porosidad primaria baja – intergranular entre los granos de cuarzo y presencia de glauconita en cantidades traza y en el metro 35 se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-24-01 y con nomenclatura actualizada CLB-23-01,

la cual corresponde a una Cuarzoarenita de grano fino, la selección es pobre, la porosidad primaria es buena >15% con buena conectividad – intergranular entre los granos de cuarzo, las dimensiones van 5 – 80 μm , presenta restos fosfáticos 2,6% y glauconita 0,6% (Ver ANEXO B y ANEXO C).

Se determinó la asociación de facies F1, conformada por las facies: (Sw), (Slw), (Sx), (Slam), (cZlw), (Mw), (Slw), (Slw/Mw). Esta asociación de facies se depositó en el Shoreface (Frente de playa) dominado por olas y tormentas episódicas, se interpretó este tipo de ambiente debido a que predominan los sedimentos arenosos aunque también se encuentran localmente algunos niveles de shales, arcillolitas y heterolíticos en la secuencia. Se evidencian estructuras muy características de este ambiente como lo son los ripples de olas (ondulas de corriente) e intensa bioturbación (icnofósiles tipo thalassinoides, galerías horizontales y verticales). Puede pensarse que está era un área con abundante fauna debido al alto porcentaje de sedimentos bioturbados. Si bien el límite superior del shoreface queda morfológicamente y hasta cierto punto sedimentológicamente bien establecido, el límite inferior es muy impreciso. Anteriormente se ha dicho que se considera como tal aquel punto en el que el oleaje deja de actuar sobre el fondo en los periodos de buen tiempo (Corrales, Rosell, Sánchez de la Torre, Vera & Vilas, 1977). Se caracteriza por ser una zona de transición en cuanto a la granulometría de sus materiales, donde se ha establecido el límite arena – limo pero aún predominan los sedimentos arenosos, no obstante en esta área existen estructuras sedimentarias características como ripples de olas y los sedimentos presentan bioturbación intensa. Las arenas muy finas a finas son depositadas durante el buen tiempo y son retrabajadas durante las tormentas.

Fotografía 1. Perteneciente al Guadalupe inferior, corresponde a arenisca cuarzosa, masiva, de color amarillo pardo con presencia de bioturbación intercalada con capas de lodolita



Fuente: Autores

- **SEGMENTO 2 (Guadalupe medio)**

El segmento 2 consta de dos subambientes, el segmento 2A y el segmento 2B.

SEGMENTO 2A

Va del espesor 45,5 a 70, 5 m de la columna estratigráfica (Ver ANEXO A). Este segmento se constituye por capas potentes de shale con intercalaciones de capas finas a medias de areniscas de grano muy fino, algunas de estas arenas se encuentran en forma de lente hacia la base dentro de las capas de shale con espesores entre 2 – 15 cm aumentando hacia el tope. Los contactos entre las capas son del tipo erosivo. Las capas presentan laminación cruzada ondulosa, laminación lenticular, laminación plano – paralela, bioturbación moderada y galerías horizontales. En el metro 58,5 se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-31G-01 y nomenclatura actualizada CLB-31H-01, la cual corresponde a una Bioesparita pobremente lavada, que presenta una selección

pobre, tiene una limitada porosidad la cual en su mayoría es secundaria asociada a microfracturas sin buena continuidad y por lo general tiene un tamaño de pocas micras hasta 10 μm de espesor, presenta abundantes fragmentos de fosfatos 11,2% y algunos de estos corresponden a fragmentos de huesos de peces (Ver ANEXO B y ANEXO C).

Fotografía 2. Foto de detalle mostrando la bioturbación en la capa de cuarzoarenisca.



Fuente: Autores

Se determinó la asociación de facies F2A, las facies para este segmento son: Mlam, Mw, y Slw, en esta asociación de facies, las capas con fragmentos fosfáticos se encuentran asociadas a capas de biomicrita demostrando que se producen en un ambiente de Offshore (Costa afuera), debido a que la baja energía de este ambiente permite la preservación de las partículas fosfáticas. La presencia de granos de cuarzo dentro del armazón junto con la fragmentación de granos fosfáticos, son evidencias de transporte desde el frente de playa hasta costa afuera durante episodios de tormenta. Las limolitas con laminación ondulosa que

se encuentren en este segmento presentan una variación de colores de gris oscuro a negro. Son comunes restos de peces (dientes, escamas y vertebras etc.). En este segmento se presentan algunas intercalaciones de niveles delgados y muy delgados de arenitas de grano fino y muy fino, que localmente se encuentran dispuestas en formas lenticulares. Es usual la bioturbación en esta zona, siendo esta moderada en toda la secuencia y se presenta tubos en forma horizontal. El depósito de estos sedimentos tiene lugar principalmente en ambientes tranquilos, por debajo del nivel de acción de las olas en profundidades que varían de decenas a centenas de metros y en variedad de ambientes dentro del mar, desde una plataforma marina somera, en el borde de la plataforma continental o en costa afuera. Para el presente estudio estos estratos son interpretados como depósitos correspondientes a ambientes de costa afuera proximal, donde el sedimento es depositado por precipitación. La presencia de este tipo de estratos dentro del registro sedimentario ha sido interpretada como sedimentos provenientes de grandes masas de tierra que fueron meteorizadas y erodadas bajo condiciones generalmente húmedas y de alta pluviosidad (como las esperadas para latitudes bajas a intermedias) (Veloza, Mora, De Freitas & Mantilla, 2008).

SEGMENTO 2B

Va del espesor 70,5 a 102,5 m en la columna estratigráfica (Ver ANEXO A). Este segmento está compuesto por una sucesión de capas de heterolíticos, intercalados con capas potentes de areniscas con shales. Los contactos entre las capas son erosivos. Se presenta laminación cruzada, laminación planar – horizontal, laminación lenticular, onduladas de corriente, nódulos y concreciones, presencia de icnofósiles tipo thalassinoides, galerías horizontales y verticales, evidenciando una moderada bioturbación. En el metro 98 se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-49-01 y nomenclatura actualizada CLB-50-01, la cual corresponde una Arenisca Calcárea, que presenta una selección moderada y fragmentos fosfáticos 10%.

Fotografía 3. Perteneciente al Guadalupe medio (segmento 2A), corresponde a arena de grano medio con cemento calcáreo e intraclastos lodosos de 5 mm de espesor aproximadamente y ubicados hacia la base.



Fuente: Autores

Se determinó la asociación de facies F2B, conformada por las facies: (Sw), (Slw), (Sx), (Slam), (cZlw), (Mw), (Slw), (Slw/Mw), (Mw/Slw), está asociación de facies se depositó en el Shoreface (Frente de playa) dominado por olas y tormentas episódicas. Se interpretó este tipo de ambiente debido a que predominan los sedimentos arenosos intercalados con shales aunque también se encuentran localmente algunos niveles de heterolíticos en la secuencia. Se evidencian estructuras muy características de este ambiente como lo son los ripples de olas (ondulas de corriente) y moderada bioturbación (icnofósiles tipo thalassinoides, galerías horizontales y verticales).

Fotografía 4. Perteneciente al Guadalupe medio (segmento 2B), corresponde a arenisca con presencia de gran cantidad de líticos y glauconita.



Fuente: Autores

- **SEGMENTO 3 (Guadalupe superior)**

Va del espesor 102,5 a 232 m en la columna estratigráfica (Ver ANEXO A). Este segmento está compuesto por una sucesión de capas muy delgadas de limolitas intercaladas con capas muy potentes de areniscas, también se encuentra una capa de heterolíticos hacia la base de este segmento. Los contactos entre las unidades son netos y erosivos. Se presenta laminación cruzada - planar, laminación lenticular, laminación plano-paralela, estratificación en artesa, ondulaciones de corriente y ripples de laminación cruzada, estratificación cruzada planar, galerías verticales y horizontales evidenciando una de baja bioturbación. En el metro 127 se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-70-01 y nomenclatura actualizada CLB-69-01, la cual corresponde a una Cuarzoarenita, que presenta una selección moderadamente bien sorteada, tiene una porosidad primaria baja, presentándose intergranular entre los granos de cuarzo. La porosidad secundaria está asociado con fracturamiento que corta de manera

perpendicular la laminación de la muestra, la glauconita que presenta esta muestra se presenta como matriz, aunque también en forma de granos redondeados 1,1% (Ver ANEXO B y ANEXO C).

En el metro 159,5 se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-92-01 y nomenclatura actualizada CLB-91-01, la cual corresponde a una Cuarzoarenita de grano fino, la porosidad primaria está muy bien desarrollada en la muestra, la cual es intergranular entre granos de cuarzo que forman el armazón. En la parte donde se encuentran las areniscas más gruesas la porosidad es parcialmente rellena por sulfatos con algunas inclusiones de bitumen. Como puede ser evidente, esta muestra constituye un buen reservorio, ya que sumados porosidad primaria y bitumen tienen un porcentaje superior a 30% (Ver ANEXO B y ANEXO C). En el metro 214 se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-128-01 y nomenclatura actualizada CLB-127-01, la cual corresponde a una Cuarzoarenita, la selección es pobre, la porosidad primaria es baja, presentándose intergranular entre los granos de cuarzo que conforman el armazón. La porosidad secundaria se encuentra en mayor proporción y se genera por disolución principalmente en los bordes de los contactos de los granos de cuarzo (Ver ANEXO B y ANEXO C). En el metro 220,5 se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-132-01 y nomenclatura actualizada CLB-131-01, la cual corresponde a una Cuarzoarenita de grano grueso, la selección es moderada, presenta porosidad primaria baja - intergranular entre los granos de cuarzo que conforman el armazón y la porosidad secundaria está asociada a disolución intergranular de granos (Ver ANEXO B y ANEXO C).

Se determinó la asociación de facies F3, conformada por las facies: (Sw), (Slw), (Sx), (Sxt), (Slam), (Mw), (g)Sx, esta asociación de facies se depositó en el Shoreface (Frente de playa) dominado por olas y tormentas episódicas, se interpretó este tipo de ambiente debido a que predominan capas muy gruesas de areniscas, aunque también se encuentran localmente algunos niveles de shales, en la secuencia. Se evidencian estructuras muy características de este ambiente

como lo son los ripples de olas (ondulas de corriente) y baja bioturbación (icnofósiles tipo thalassinoides, galerías horizontales y verticales). La secuencia muestra un aumento en el tamaño de grano, indicando una somerización de los ambientes de depósito.

En resumen, se interpretó que las rocas pertenecientes al Grupo Guadalupe, se depositaron en un ambiente transicional a marino somero. En el Grupo Guadalupe inferior (segmento 1), predominan los depósitos de shoreface o frente de playa dominado por olas y tormentas episódicas, en el Guadalupe medio se presentan dos subambientes:

- ✓ Ambiente de offshore o costa afuera proximal, donde estos sedimentos son depositados en ambientes tranquilos, por debajo del nivel de acción de las olas (segmento 2A)
- ✓ Ambiente de shoreface (segmento 2B)

El Guadalupe superior (segmento 3) presenta depósitos de areniscas de shoreface. Guadalupe inferior y Guadalupe superior presentan las mejores características petrofísicas como potenciales reservorios de hidrocarburos o acuíferos.

9.1.3. Facies para la Formación Los Cuervos. De acuerdo con la interpretación de la Columna Estratigráfica detallada de la Secuencia Cretácico – Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina – Municipio de Acacias Meta, tomado de (Figuroa, Arenas & ICP, 2014) y el Catálogo de las secciones delgadas para la Secuencia Cretácica - Paleógeno en las Quebradas las Blancas y La Argentina – Municipio de Acacias Meta (ANEXO B), se determinaron las siguientes facies para la Formación Los Cuervos (Ver *Tabla 16*).

Fotografía 5. Perteneciente al Guadalupe superior, corresponde a arena de grano medio con cemento calcáreo, presenta buena impregnación.



Fuente: Autores

Tabla 16. Facies para la Formación Los Cuervos

NOMENCLATURA DE LAS FACIES	DESCRIPCIÓN
(Sx): Areniscas con estratificación cruzada – plana	Capas de sublitoarenitas de grano muy fino a fino de color gris medio con laminación cruzada – plana, y líticos de chert.
(Sm): Arenisca masiva	Capa de arenisca masiva de grano fino, estructuras verticales prismáticas de suelos y nódulos ferruginosos, intensa bioturbación y sublitoarenita masiva de grano muy fino a fino con nódulos ferruginosos
(Mlam): Limolita con laminación plano paralela discontinua	Limolitas grises, limolitas arcillosas varicoloreadas con estructuras verticales de suelo color rojizo, nódulos ferruginosos y laminación plano paralela discontinua.
(Mm): Limolita masiva	Capa media de limolita silíceas con nódulos ferruginosos.

Tomado y modificado: Figueroa, Arenas & ICP, 2014 Autores.

9.1.4. Asociación de Facies y Ambiente Sedimentario para la Formación Los Cuervos. Esta unidad está conformada por shales carbonáceos, limolitas, arcillolitas, areniscas de grano fino y carbones, depositadas durante el paleoceno tardío y el eoceno inferior (Duran & Candela, 2005).

- **SEGMENTO 4**

Va del espesor 232,5 al 259,5 m en la columna estratigráfica (Ver ANEXO A). Este segmento está constituido por capas potentes de limolitas, 2 capas de areniscas de grano muy fino hacia la base y 2 niveles de sublitoarenitas de grano muy fino a fino hacia la mitad de la secuencia. El contacto entre las capas es del tipo neto en toda la secuencia. La bioturbación varía de intensa a moderada; en la base de la secuencia donde se encuentran las areniscas finas la bioturbación es intensa y a medida que se avanza hacia el tope, la bioturbación llega a ser moderada. Se presenta laminación horizontal – planar, las areniscas de grano fino de la base de la secuencia presentan estratificación cruzada-plana, las limolitas masivas presentan nódulos ferruginosos. En el metro 234,5 se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-140-01 y nomenclatura actualizada CLB-1Cuer-01, la cual corresponde a una Sublitoarenita de grano muy fino, limosa, la selección es muy pobre. La porosidad primaria está restringida a espacios intergranos entre granos de cuarzo y líticos que forman el armazón. Las dimensiones van de 10 - 40 μm . La porosidad secundaria está relacionada con fracturamiento que corta de manera perpendicular la laminación de la muestra. Su espesor varía entre 10 - 20 μm (Ver ANEXO B y ANEXO C). En el metro 236, se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-141-01 y nomenclatura actualizada CLB-2Cuer-01, la cual corresponde a una Sublitoarenita de grano fino. Las arcillas entre el armazón conforman la matriz que se encuentra apretada. La porosidad primaria (intergranular) y secundaria es mala presentándose en muy bajos porcentajes < 3%. Las dimensiones en la primaria van de 5 - 30 μm (Ver ANEXO B y ANEXO C). En el metro 249, se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-150-01 y nomenclatura actualizada CLB-12Cuer-01 la cual corresponde a una Micrita rala o

dispersa (Wackestone) con presencia de cristales de calcita con extinción ondulante, la muestra tiene parches perteneciente a los carbonatos. La porosidad es baja y por lo general domina la microporosidad localizada en la fracción de arcillas en donde se observa la resina de color azul entre los folios (Ver ANEXO B y ANEXO C).

Se determinó la asociación de facies F4, las facies para este segmento son: (Sx), (Sm), (Mlam), (Mm), esta asociación de facies se depositó en un ambiente de llanura de inundación, se interpretó este tipo de ambiente debido a que predominan los sedimentos de grano fino que han sido transportados en suspensión, los cuales consisten en: capas muy gruesas de limolitas masivas con nódulos ferruginosos, capas muy gruesas de limolitas grises y limolitas arcillosas varicoloreadas con estructurales verticales de suelos y nódulos ferruginosos aunque también se encuentran localmente algunos niveles arenosos que consisten en 2 capas de arena muy fina a la base, 2 niveles de sublitoarenitas de grano muy fino a fino hacia la mitad de la secuencia. Estos depósitos de llanura de inundación se encuentran en las zonas más alejadas del cauce. Están formados por sedimentos de grano fino: limos y limos arcillosos. Puesto que durante largos periodos de tiempo quedan expuestos al aire, presentan grietas de disecación y si el clima es suficientemente seco pueden mostrar costras calcáreas o ferruginosas (Corrales et al., 1977).

Las arenas finas y las limolitas que se depositaron a la base de esta secuencia corresponden a depósitos de transición, que son aquellos que se acumulan en canales abandonados, especialmente en los tramos correspondientes a meandros, cuando la corriente rectifica su curso. Fundamentalmente están formados por limos y arcillas, aunque en ocasiones pueden contener también algo de arena fina; algunos presentan laminación, estratificación cruzada y grietas de disecación (Corrales et al., 1977).

9.1.5. Facies para la Formación Mirador. De acuerdo con la interpretación de la Columna Estratigráfica detallada de la Secuencia Cretácico – Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina – Municipio de Acacias Meta, tomado de (Figueroa, Arenas & ICP, 2014) y el Catálogo de las secciones delgadas para la Secuencia Cretácica - Paleógeno en las Quebrada las Blancas – Municipio de Acacias Meta (ANEXO B), se determinaron las siguientes facies para La Formación Mirador (Ver *Tabla 17*).

Tabla 17. Facies para la Formación Mirador.

NOMENCLATURA DE LA FACIES	DESCRIPCIÓN
(Sx): Areniscas con estratificación cruzada – plana	Capas tabulares muy gruesas de sublitoarenita de grano fino gris con laminación cruzada – plana, capa tabular muy gruesa de sublitoarenita de grano fino, masiva, capas lenticulares muy gruesas de sublitoarenita de grano fino con estratificación cruzada plana, capas muy gruesas de cuarzoarenita con laminación cruzada en artesa (impregnación cebra). Capas muy gruesas de cuarzoarenitas de grano muy grueso mal calibradas con estratificación cruzada plana y alternancia entre foresets gravosos en la base y arenosos.
(Sm): Arenisca masiva	Capa muy gruesa de sublitoarenita de grano fino a cuarzoarenita masiva de grano muy grueso y capa gruesa de cuarzoarenita masiva de grano muy grueso.
(sGx): Arenisca gravosa con estratificación cruzada	Arenisca conglomerática con guijos arenosos, matriz soportado con líticos redondeados de cuarzo y angulares de chert negro, con estratificación cruzada – plana. Arenisca conglomerática con gránulos arenosos matriz soportado con líticos redondeados y subangulares de chert.
(sGm): Grava arenosa masiva	Conglomerado de guijos arenosos, matriz soportado con líticos redondeados de cuarzo.
(Mm): Limolita masiva	Limolita gris masiva con laminación planar – horizontal.
(Z lam): Arcillolita con laminación plano – paralela	Arcillolita blanca con laminación plano – paralela.
(gSm): Arenisca gravosa masiva	Capa muy gruesa de cuarzoarenita conglomerática con guijos de cuarzos redondeado, estructura masiva. Capa muy gruesa de cuarzoarenita ligeramente conglomerática con guijos de cuarzo.

Tomado y modificado: Figueroa, Arenas & ICP, 2014

9.1.6. Asociación de Facies y Ambiente Sedimentario para la Formación Mirador. Las rocas que constituyen a la Formación Mirador consisten en areniscas de grano grueso a fino, a veces feldespáticas, depositadas en un ambiente continental. Estas areniscas son por lo general blancas a translucidas y el grano esta subredondeado a subanguloso. Las areniscas se encuentran en niveles espesos algunas veces hasta más de 100 pies y son separadas por arcillas carbonáceas grises a negras (Palma & Valderrama, 2006, p. 40).

- **SEGMENTO 5**

Va del espesor 259,5 al 302,5 en la columna estratigráfica (Ver ANEXO A). Se presenta una secuencia de capas gruesas y muy gruesas de sublitoarenitas de grano fino con laminación cruzada - plana, seguido se encuentra una intercalación de capas muy gruesas de areniscas conglomeráticas con guijos arenosos – matriz soportados con conglomerados de guijos arenosos matriz soportados y capas gruesas de cuarzoarenitas. En el metro 281,5 al metro 282 se encuentran una capa gruesa de limolita gris masiva y una capa media de arcillolita blanca con laminación plano - paralela. Los contactos entre las capas de areniscas son netos, los contactos entre las capas de areniscas y limolitas son netos y los contactos entre las areniscas y los conglomerados son de tipo erosivo.

En el metro 262,5 se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-158-01 y nomenclatura actualizada CLB-20Mir-01, la cual corresponde a una Litoarenita de grano fino, la selección es pobre. La porosidad primaria es buena, presentándose intergranular entre los granos de cuarzo y líticos que conforman principalmente el armazón y en donde tiene una forma irregular con moderada a buena conectividad entre espacios porales. Las dimensiones van de 10 - 150 um (Ver ANEXO B y ANEXO C). En el metro 266,5 se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-161-01 y nomenclatura actualizada CLB-22Mir-01, la cual corresponde Litoarenita de grano fino, la selección es moderadamente sorteada. La porosidad primaria es particularmente escasa en esta muestra. Las dimensiones de esta

última van de 10 - 20 um; la porosidad secundaria está asociada a la presencia de fracturamiento. Las dimensiones de esta porosidad van de 5 - 20 um (Ver ANEXO B y ANEXO C). En el metro 269,5 se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-163-02 y nomenclatura actualizada CLB-25Mir-01, la cual corresponde a una Litoarenita de grano muy fino, presenta una selección muy pobre, las arcillas se encuentran en un alto porcentaje conformando la matriz de la roca y rellenan parte de los espacios entre los granos del armazón. Las dimensiones de estos últimos van de 10 - 20 um. La porosidad secundaria está asociada a la presencia de fracturamiento, el cual afecta a las zonas de contacto entre los granos y la matriz. Las dimensiones de esta porosidad van de 5 - 20 um (Ver ANEXO B y ANEXO C).

En el metro 272, se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-165-01 y nomenclatura actualizada CLB-26Mir-01, la cual corresponde a Cuarzoarenita de grano muy grueso, presenta selección moderada y la porosidad primaria es baja, presentándose intergranular entre los granos de cuarzo que conforman principalmente el armazón, la porosidad secundaria está asociada a fracturas (Ver ANEXO B y ANEXO C). En el metro 275, se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-167-01 y nomenclatura actualizada CLB-28Mir-01 la cual corresponde a una Cuarzoarenita de grano medio de color gris oscuro, presenta selección moderada, la porosidad primaria es baja, presentándose intergranular entre los granos de cuarzo que conforman principalmente el armazón, la porosidad secundaria está asociada a disolución intergranular de granos y también a fracturas (Ver ANEXO B y ANEXO C).

Se determinó la asociación de facies F5, las facies para este segmento son: (Sm), (Sx), (sGx), (sGm), (Mm), (Z lam), (gSm). Esta asociación de facies se depositó en un ambiente Continental – Depósitos de Canal, se interpretó este tipo de ambiente debido a que predominan los materiales gruesos que varían de arenas conglomeráticas hasta conglomerados con guijos arenosos, se encuentra alternancia de materiales como sublitoarenitas de grano fino con formas lenticulares y estratificación cruzada, localmente limolita gris masiva y arcillolita

blanca con laminación plano – paralela, estos sedimentos de grano fino corresponde a las islas de arena o (barras de canal).

9.1.7. Facies para la Formación Carbonera. De acuerdo con la interpretación de la Columna Estratigráfica detallada de la Secuencia Cretácico – Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina – Municipio de Acacias Meta, tomado de (Figueroa, Arenas & ICP, 2014) y el Catálogo de las secciones delgadas para la Secuencia Cretácica - Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina, se determinaron las siguientes facies para La Formación Carbonera (Ver *Tabla 18*).

Tabla 18. Facies para la Formación Carbonera.

NOMENCLATURA DE LA FACIE	DESCRIPCIÓN
(M lam): Limolita con laminación plano – paralela	Limolita gris con laminación plano – paralela discontinua. Limolita gris con laminación plano – paralela, con dos niveles de cuarzoarenita muy fina masiva con espesor de 2 cm. Limolita gris con laminación plano – paralela continua con concreciones silíceas e intercalaciones de niveles de 2 a 3 cm de limolitas silíceas grises y cuarzoarenitas muy finas bien cementadas.
(Sm): Arenisca masiva	Capa media de cuarzoarenita de grano muy fino, bien cementada. Capa tabular de cuarzoarenita gris de grano muy fino y masiva. Capa gruesa de cuarzoarenita de grano fino, masiva, bien cementada.
(zM lam): Limolita arcillosa con laminación planar – horizontal	Limolita arcillosa gris con laminación plano paralela continua e intercalación de niveles de 2 a 3 cm de limolitas silíceas grises espaciadas cada 30 a 50cm. Hacia la base se presentan concreciones silíceas. Limolita arcillosa gris con laminación plano – paralela continua con nivel calcáreo blanco de 2 cm de espesor, con presencia de moldes fósiles de valvas. Limolita arcillosa gris con laminación plano – paralela continua con intercalaciones de niveles de 2 a 3 cm de cuarzoarenitas muy finas con laminación ondulosa. Esta laminación ondulosa se presenta como láminas calcáreas blancas intercaladas con láminas grises silíceas. Limolita arcillosa gris con laminación plano – paralela continua con presencia

	<p>en la parte intermedia de un nivel de cuarzoarenitas muy finas masivas, un nivel de limolitas silíceas y un nivel calcáreo fosilífero de moldes de valvas. El espesor de estos niveles es de 2 a 3 cm cada una. Limolita arcillosa gris con laminación plano – paralela continua con presencia de concreciones silíceas hacia la parte superior. Limolita arcillosa gris con laminación plano – paralela continua que presenta en su parte intermedia una capa muy delgada de limolita silícea y una capa muy delgada de cuarzoarenita muy fina con laminación ondulosa. Limolita arcillosa gris con laminación plano – paralela continua. Hacia la parte superior se observar dos niveles de limolitas silíceas gris de espesor de entre 5 a 10 cm espaciadas 1 m, con concreciones silíceas en el medio. Limolita arcillosa gris verdosa con laminación plano paralela – continua. Limolitas arcillosas gris verdosas con laminación plano paralela – discontinua.</p>
(Sr - lam): Arenisca con laminación ondulosa	Capa gruesa con intercalación de capas delgadas de cuarzoarenitas muy finas con laminación ondulosa y capas delgadas de limolitas arcillosas grises.
(Mm cem): Lodolita masiva bien cementada	Capa gruesa de limolita silícea masiva bien cementada.
(Ss cem): Arenisca masiva bien cementada	Capas gruesa de cuarzoarenitas masivas bien de granos muy finos, bien cementadas.
(S r – lam cem): Areniscas con laminación ondulosa bien cementadas	Capas gruesas de cuarzoarenitas de grano muy fino con laminación ondulosa bien cementadas. Capas muy gruesas de cuarzoarenitas grises con laminación ondulosa bien cementada. Capa muy gruesa de cuarzoarenita gris con cemento calcáreo y laminación ondulosa.

Tomado y modificado: Figueroa, Arenas & ICP, 2014

9.1.8. Asociación de Facies y Ambiente Sedimentario para la Formación Carbonera. La interpretación ambiental a partir de análisis bioestratigráficos propone un ambiente continental lacustre y de planicie costera para la totalidad de la Formación Carbonera. La Formación Carbonera fue depositada en un ambiente fluvio - lacustre y de planicie costera superior y los tipos de depósito que se

encuentran son canales, “crevasse splay” o rellenos de lagos y lodolitas lacustres y de llanura de inundación Fajardo et al., 1997 (Citado por Suárez & Suárez, 2005, p. 31).

Para la Formación Carbonera se identifican canales ramificados, canales meandriiformes y cuerpos progradantes en ambientes continentales. Hacia la parte basal de la Formación Carbonera se interpretan facies de carácter más transicional (bahías o estuarios). Los intervalos lodosos se interpretan como una profundización o somerización de los lagos, bahías o estuarios (Suárez & Suárez, 2005, p. 31).

- **SEGMENTO 6**

Va del metro 302,5 al 469,5 de la columna estratigráfica (Ver ANEXO A). Este segmento se constituye por capas muy gruesas de limolitas grises con laminación plano paralela, capas muy gruesas de limolitas grises con laminación plano – paralela discontinua, capas medias de cuarzoarenitas de grano muy fino, grises muy finas bien cementadas, capas muy gruesas de limolitas grises con laminación plano – paralela continua con concreciones silíceas, capas muy gruesas de limolitas silíceas grises con laminación plano paralela – continua, capas de limolitas arcillosas grises con laminación plano paralela – continua, capa tabular de cuarzoarenita gris de grano muy fino masiva y capas gruesas de cuarzoarenitas de grano muy fino, grises con laminación ondulosa y cemento calcáreo. Los contactos son netos. Bioturbación intensa hacia la base.

En el metro 373,5, se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-206-01 y nomenclatura actualizada CLB-77Car-01, la cual corresponde a una Cuarzograuvaca de tamaño limo. La porosidad primaria es baja, presentándose intergranular entre los granos de cuarzo que conforman principalmente el armazón y en donde tiene una forma irregular (Ver ANEXO B y ANEXO C). En el metro 468,5, se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-268-01 y nomenclatura actualizada CLB-139Car-01, la cual corresponde a una Cuarzograuvaca de grano muy fino, se observan arcillas entre el armazón en alto

porcentaje. La porosidad primaria es baja, presentándose intergranular entre los granos de cuarzo que conforman el armazón (Ver ANEXO B y ANEXO C). En el metro 469, se localiza la sección delgada con nomenclatura CLB-269-01 y nomenclatura actualizada CLB-139Car-02, la cual corresponde a una Limolita afín con Cuarzoarenita. Se presenta un cemento micrítico con porcentaje importante > 21%. Se observan arcillas conformando la matriz de la roca en porcentajes menores a 2%. La porosidad primaria y secundaria es baja en porcentajes menores a 3%, asociada a porosidad intergranular y fracturamiento respectivamente. Las dimensiones de la porosidad primaria oscilan de 10 - 30 μm (Ver ANEXO B y ANEXO C).

Se determinó la asociación de facies F5, las facies para este segmento son: (Mlam), (Sm), (zM lam), (Sr-lam), (Mm cem), (Sm cem), (Sr – lam cem), esta asociación de facies se depositó en un ambiente Continental Lacustre, se interpretó este tipo de ambiente debido a que predominan los sedimentos de grano fino: capas muy gruesas de limolitas grises, capas muy gruesas de limolitas silíceas grises, capas de limolitas arcillosas grises, también se encuentran localmente algunos niveles arenosos que consisten en capas medias de cuarzoarenitas de grano muy fino de color gris, capa tabular de cuarzoarenita gris de grano muy fino masiva y capas gruesas de cuarzoarenitas de grano muy fino con laminación ondulosa y cemento calcáreo. Los intervalos lodosos se interpretan como una profundización o somerización de los lagos.

9.1.9. Resumen de las asociaciones de Facies y ambientes de depositación para la Secuencia Cretácico – Paleógeno. En la siguiente tabla se puede ver un resumen de las asociaciones de facies y los ambientes de depositación para cada formación (Ver *Tabla 19*). Los ambientes propuestos en este trabajo, concuerdan con los ambientes que se han reportado en diferentes estudios a estas formaciones; pero naturalmente tiene sus variaciones dependiendo de la zona geográfica reportada debido a la geodinámica interna y externa.

Tabla 19. Resumen de las asociaciones de Facies y ambientes de depositación para la Secuencia Cretácico – Paleógeno.

FACIES	ASOCIACION FACIES	ESPESOR	AMBIENTE	UNIDAD	
(Sw), (Slw), (Sx), (Slam), (cZlw), (Mw), (Slw), (Slw/Mw).	Segmento 1	0 - 45,5	Shoreface	AMBIENTE MARINO - SOMERO	Guadalupe Inferior
Mlam, Mw, y Slw.	Segmento 2A	45,5 - 59	Offshore		Guadalupe medio
		59 - 60	Cubierto		
Mlam, Mw, y Slw.	Segmento 2A	60 - 69	Offshore		
		69 - 70,5	Cubierto		
(Sw), (Slw), (Sx), (Slam), (cZlw), (Mw), (Slw), (Slw/Mw), (Mw/Slw)	Segmento 2B	70,5 - 86,5	Shoreface		Guadalupe Superior
		86,5 - 95	Cubierto		
(Sw), (Slw), (Sx), (Slam), (cZlw), (Mw), (Slw), (Slw/Mw), (Mw/Slw)	Segmento 2B	70,5-102,5	Shoreface		
(Sw), (Slw), (Sx), (Sxt), (Slam), (Mw), (g)Sx	Segmento 3	102,5 -232	Shoreface		
(Sx), (Sm), (Mlam), (Mm),	Segmento 4	232 - 259,5	Llanura de inundación.		Formación Los Cuervos
(Sm), (Sx), (sGx), (sGm), (MmZlam), (gSm)	Segmento 5	259,5-302,5	Depósito de Canal fluvial	Formación Mirador	
		302,5 - 305,5	Cubierto	Formación Carbonera	
(Mlam), (Sm), (zM lam), (Sr-lam), (Mm cem), (Sm cem), (Sr – lam cem)	Segmento 6	305,5 - 309	Continental Lacustre		
		309 - 334	Cubierto		
(Mlam), (Sm), (zM lam), (Sr-lam), (Mm cem), (Sm cem), (Sr – lam	Segmento 6	334 - 335,5	Continental Lacustre		

cem)				
		335,5 - 344,5	Cubierto	
(Mlam), (Sm), (zM lam), (Sr-lam), (Mm cem), (Sm cem), (Sr – lam cem)	Segmento 6	344,5 - 354	Continental Lacustre	
		354- 356,5	Cubierto	
(Mlam), (Sm), (zM lam), (Sr-lam), (Mm cem), (Sm cem), (Sr – lam cem)	Segmento 6	354 - 469,5	Continental Lacustre	

Fuente: Autores.

9.2. POTENCIAL DE GENERACIÓN

9.2.1. Análisis de resultados del Carbono Orgánico Total %TOC

9.2.1.1. Análisis de resultados %TOC Grupo Guadalupe. Para la estimación de la cantidad de materia orgánica en la sección perteneciente al Grupo Guadalupe se tomaron 37 muestras de los niveles finos distribuidos a lo largo de toda la secuencia.

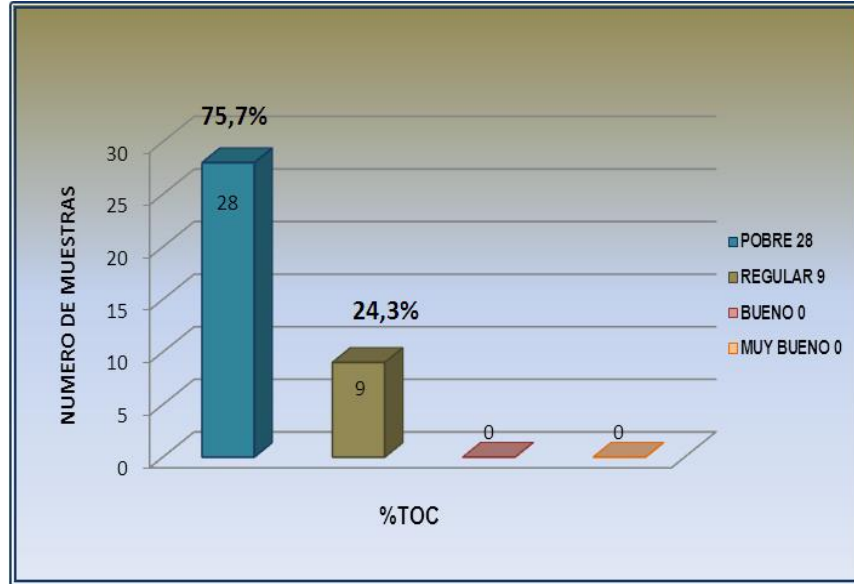
En la *Figura 12*, se muestra un histograma que representa la distribución porcentual de la materia orgánica en el Grupo Guadalupe en la sección Cretácico - Paleógeno de la Quebrada Las Blancas, cuyos porcentajes indican que el 75,7% de la materia orgánica es catalogada como pobre, el 24,3% es regular.

Para determinar la calidad de la materia, de las muestras a las que se le práctico pirólisis, se utilizó el diagrama de Van Krevelen que relaciona los parámetros de HI Y OI para clasificarlas según el tipo de kerógeno, además de gráficos de Tmax que indicarían la madurez termal de estas rocas.

9.2.1.2. Análisis de resultados %TOC Formación Los Cuervos. Para la estimación de la cantidad de materia orgánica en la sección perteneciente a la Formación Los Cuervos se tomaron 5 muestras de los niveles finos distribuidos a lo largo de toda la secuencia.

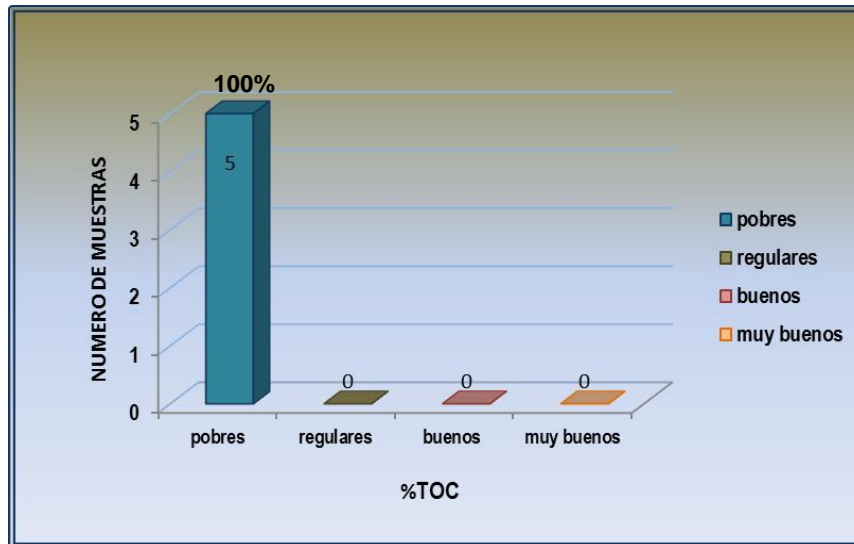
En la *Figura 13*, se muestra un histograma que representa la distribución porcentual de la materia orgánica en la Formación Los Cuervos en la sección Cretácico - Paleógeno de la Quebrada Las Blancas, cuyos porcentajes indican que el 100% de la materia orgánica es catalogada como pobre.

Figura 12. Distribución del contenido de materia orgánica para las muestras del Grupo Guadalupe.



Fuente: Autores

Figura 13. Distribución del contenido de materia orgánica para las muestras de la Formación Los Cuervos.



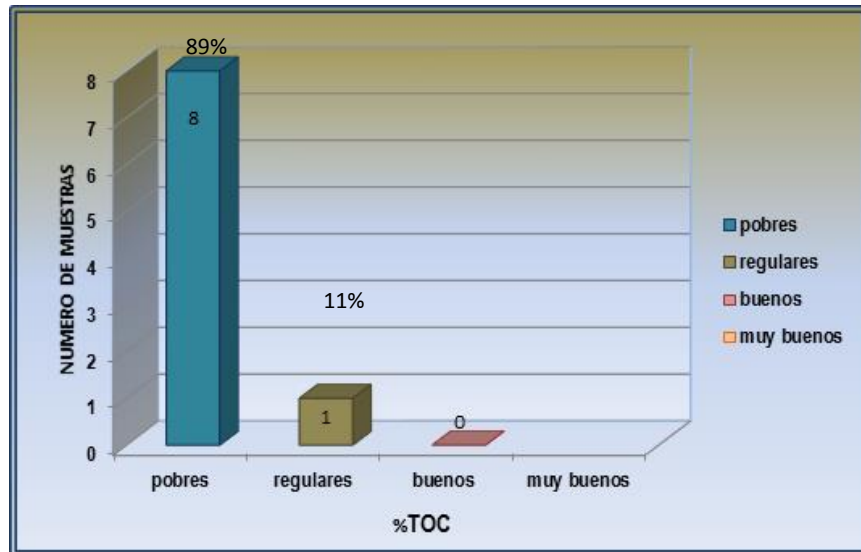
Fuente: Autores.

9.2.1.3. Análisis de resultados %TOC Formación Carbonera. Para la estimación de la cantidad de materia orgánica en la sección perteneciente a la Formación Carbonera se tomaron 9 muestras de los niveles finos distribuidos a lo largo de toda la secuencia.

En la *Figura 14*, se muestra un histograma que representa la distribución porcentual de la materia orgánica en la Formación Carbonera en la sección Cretácico - Paleógeno de la Quebrada Las Blancas, cuyos porcentajes indican que el 89% de la materia orgánica es catalogada como pobre, el 11% es regular.

Para determinar la calidad de la materia orgánica de las muestras a las que se le practicó pirólisis se utilizó el diagrama de Van Krevelen que relaciona los parámetros de HI Y OI para clasificarlas según el tipo de kerógeno, además de gráficos de Tmax que indicarían la madurez termal de estas rocas.

Figura 14. Distribución del contenido de materia orgánica para las muestras de la Formación Carbonera



Fuente: Autores.

9.2.2. Análisis de resultados de Pirólisis Rock – Eval

9.2.2.1. Análisis de resultados de Pirólisis Rock – Eval Grupo

Guadalupe. Los resultados que se obtuvieron de la Pirólisis Rock-Eval del Grupo Guadalupe se describen a continuación, donde se pudo apreciar que los valores de Tmax en su mayoría se encuentran en el rango $\sim 435 < T_{max} < 470$, lo que indica que la materia orgánica está o estuvo en ventana de generación; sin embargo algunos valores de $T_{max} < 435$ indican un grado de inmadurez de la materia orgánica.

- Para las muestras (CLB-09-01, CLB-10-01, CLB-15-01, CLB-17-02, CLB-25-01, CLB-29-01, CLB-30-01, CLB-46-01, CLB-47-01), se obtuvo el siguiente resultado. Los valores de los picos S_1 y S_2 indican que la cantidad de hidrocarburos libres y los producidos durante la pirólisis son pobres, los índices $S_1 + S_2$ dan muestra de que no es una roca fuente de hidrocarburos, pero posiblemente con algún potencial para gas, el índice PI confirma esta apreciación y la relación entre S_2/S_3 , así como los valores obtenidos del índice de hidrogeno HI, permiten clasificarla como kerógeno tipo III que podría generar gas/aceite. En las *Tablas 20 y 21* se puede ver el resumen de los parámetros utilizados. La madurez térmica de estas rocas se da en un rango de valores de $435 < T_{max} < 445$ lo que indica un estado de madurez temprana de la materia orgánica proveniente principalmente de plantas superiores y ambientes más continentales.

Tabla 20. Parámetros $S_1 + S_2$ para hallar el potencial total de Hidrocarburos, clasificación del tipo de Kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 y relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI).

ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	S1	S2	S3	S1+S2	CRITERIO	S2/S3	CRITERIO	PI	CRITERIO
CLB-09-01	CLB-09-01	0,06	0,44	0,10	0,50	Moderada fuente de Gas (la suma de los picos S_1+S_2 , están en el rango de 2,0 - 6,0)	4,4	Kerógeno tipo III. Genera Gas / Aceite (Los picos S_2/S_3 están en un rango de 2,5 - 5,0)	0,12	Los valores del Índice de productividad (PI) dan en un rango <0.28 con la cual se cataloga como: ROCA FUENTE
CBL-10-01	CBL-10-01	0,05	0,47	0,10	0,52		4,7		0,10	
CLB-15-01	CLB-15-01	0,04	0,30	0,10	0,34		3,0		0,12	
CLB-17-02	CLB-16-03	0,05	0,33	0,12	0,38		2,8		0,13	
CLB-25-01	CLB-24-01	0,05	0,36	0,12	0,41		3,0		0,12	
CLB-29-01	CLB-29-01	0,06	0,49	0,12	0,55		4,1		0,11	
CLB-30-01	CLB-30-01	0,04	0,31	0,10	0,35		3,1		0,11	
CLB-46-01	CLB-46-01	0,06	0,34	0,13	0,40		2,6		0,15	
CLB-47-01	CLB-47-01	0,03	0,40	0,15	0,43		2,7		0,07	

Fuente: Autores

Tabla 21. Parámetro HI para determinar el tipo de Kerógeno.

ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	HI	TIPO DE KERÓGENO
CLB-09-01	CLB-09-01	89	KERÓGENO TIPO III (Los valores están en el rango de 200 - 50)
CBL-10-01	CBL-10-01	82	
CLB-15-01	CLB-15-01	66	
CLB-17-02	CLB-16-03	73	
CLB-25-01	CLB-24-01	73	
CLB-29-01	CLB-24-01	93	
CLB-30-01	CLB-30-01	65	
CLB-46-01	CLB-46-01	53	
CLB-47-01	CLB-47-01	44	

Fuente: Autores

- Para las muestras (CLB-16-01, CLB-17-01, CLB-18-01, CLB-18-01, CLB-28-01, CLB-31A-01, CLB-31B-01, CLB-31C-01, CLB-31D-01, CLB-32-01, CLB-33-01, CLB-48-01, CLB-49-02) se obtuvieron los siguientes resultados, los valores de los picos S_1 y S_2 indican que la cantidad de hidrocarburos libres y los producidos durante la pirólisis son pobres, $S_1 + S_2$ dan muestra que no es una roca fuente de hidrocarburos, pero posiblemente con algún potencial para gas, el índice IP confirma esta apreciación y la relación entre S_2/S_3 cae en el rango del kerógeno tipo III que puede llegar a generar gas, ya que el rango en el que se encuentra es de (0,0 - 2,5), sin embargo los valores obtenidos del índice de hidrogeno (HI) nos muestran que no todas las muestras se comportan igual, las muestras (CLB-17-01, CLB-18-01, CLB-18-02, CLB-31D-01, CLB-33-01, CLB-49-02) caen en el rango del Kerógeno tipo III y las muestras (CLB-16-01, CLB-28-01, CLB-31A-01, CLB-31B-01, CLB-31C-01, CLB-32-01, CLB-48-01) caen en el rango del Kerógeno tipo IV. En conclusión 6 muestras reportan como kerógeno tipo III y 7 como Kerógeno tipo IV; en general el potencial de generación de las muestras analizadas es pobre a muy pobre. Las muestras que caen en el kerógeno tipo IV no tienen potencial de generación. En las Tablas 22 y 23 se puede ver el resumen de los parámetros utilizados.

Tabla 22. Parámetros $S_1 + S_2$ para hallar el potencial total de Hidrocarburos, clasificación del tipo de Kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 y relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI).

ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	S1	S2	S3	S1+S2	CRITERIO	S2/S3	CRITERIO	PI	CRITERIO
CLB-16-01	CLB-16-01	0,03	0,20	0,15	0,23	Roca no fuente de aceite, algún potencial de gas (la suma de los picos S1+S2, estan en un rango <2,0)	1,3	Kerógeno tipo III. Genera Gas. (Los picos S2/S3 están en un rango de 0,0 - 2,5)	0,13	Los valores del Índice de productividad (PI) dan en un rango <0.28 con la cual se cataloga como: ROCA FUENTE
CLB-17-01	CLB-16-02	0,04	0,28	0,13	0,32		2,2		0,13	
CLB-18-01	CLB-17-01	0,04	0,30	0,12	0,34		2,5		0,12	
CLB-18-02	CLB-18-01	0,04	0,31	0,13	0,35		2,4		0,11	
CLB-28-01	CLB-28-01	0,03	0,13	0,23	0,16		0,6		0,16	
CLB-31A-01	CLB-31A-01	0,03	0,18	0,20	0,21		0,9		0,14	
CLB-31B-01	CLB-31B-01	0,04	0,17	0,19	0,20		0,9		0,18	
CLB-31C-01	CLB-31C-01	0,04	0,18	0,16	0,22		1,1		0,18	
CLB-31D-01	CLB-31D-01	0,05	0,24	0,13	0,29		1,8		0,17	
CLB-32-01	CLB-32-02	0,04	0,23	0,17	0,27		1,4		0,15	
CLB-33-01	CLB-33-01	0,03	0,22	0,13	0,25		1,7		0,12	
CLB-48-01	CLB-48-01	0,04	0,30	0,15	0,34		2,0		0,12	
CLB-49-02	CLB-49-02	0,04	0,36	0,18	0,40		2,0		0,1	

Fuente: Autores.

Tabla 23. Parámetro HI para determinar el tipo de Kerógeno.

ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	HI	TIPO DE KEROGENO
CLB-16-01	CLB-16-01	47	KEROGENO TIPO IV
CLB-17-01	CLB-16-02	61	KEROGENO TIPO III (Los valores están en el rango de 200 - 50)
CLB-18-01	CLB-17-01	66	
CLB-18-02	CLB-18-01	63	
CLB-28-01	CLB-28-01	46	KEROGENO TIPO IV (Los valores están en el rango de < 50)
CLB-31A-01	CLB-31A-01	37	
CLB-31B-01	CLB-31B-01	37	
CLB-31C-01	CLB-31C-01	22	
CLB-31D-01	CLB-31D-01	59	KEROGENO TIPO III
CLB-32-01	CLB-32-02	47	KEROGENO TIPO IV
CLB-33-01	CLB-33-01	50	KEROGENO TIPO III
CLB-48-01	CLB-48-01	33	KEROGENO TIPO IV
CLB-49-02	CLB-49-02	74	KEROGENO TIPO III

Fuente: Autores

La madurez térmica de estas rocas se da en un rango de valores de $435 < T_{max} < 445$ lo que indica un estado de madurez temprana de la materia orgánica proveniente principalmente de plantas superiores.

- Para la muestra (CLB-41-01) se obtuvo el siguiente resultado, los valores de los picos S1 y S2 indican que la cantidad de hidrocarburos libres y los producidos durante la pirólisis son pobres, S1+S2 dan muestra que no es una roca fuente de hidrocarburos pero posiblemente con algún potencial para gas, el índice IP confirma esta apreciación. La relación entre S2/S3 está dando un valor de 7, lo cual podría catalogarla como Kerógeno tipo I o II que podría generar Gas/Aceite; pero viendo los datos de los parámetros anteriores, el valor es un dato anómalo y es más concordante decir que la roca podría tener algún potencial para gas, como lo confirman los valores obtenidos del índice de hidrogeno (HI). En las *Tablas 24 y 25* se puede ver el resumen de los parámetros utilizados.

Tabla 24. Parámetros $S_1 + S_2$ para hallar el potencial total de Hidrocarburos, clasificación del tipo de Kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 y relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI).

ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	S1	S2	S3	S1+S2	CRITERIO	S2/S3	CRITERIO	PI	CRITERIO
CLB-41-01	CLB-41-01	0,05	0,56	0,08	0,61	Roca no fuente de aceite, algún potencial de gas (la suma de los picos S1+S2, estan en un rango <2,0)	7	Kerógeno tipo I ó II . Genera Gas/Aceite. (Los picos S2/S3 están en un rango de 5,0 – 10,0)	0,08	Los valores del índice de productividad (PI) dan en un rango <0.28 con la cual se cataloga como: ROCA FUENTE

Fuente: Autores

Tabla 25. Parámetro HI para determinar el tipo de Kerógeno.

ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	HI	TIPO DE KEROGENO
CLB-41-01	CLB-41-01	111	KEROGENO TIPO III (Los valores están en el rango de 200 - 50)

Fuente: Autores.

La madurez térmica de estas rocas se da en un rango de valores de $435 < T_{max} < 445$ lo que indica un estado de madurez temprana de la materia orgánica proveniente de material planctónico con cierto aporte de material algáceo.

- Para las muestras (CLB-62-01 y CLB-64-01) se obtuvo el siguiente resultado, los valores de los picos S1 y S2 indican que la cantidad de hidrocarburos libres y los producidos durante la pirólisis son pobres, S1+S2 dan muestra que no es una roca fuente de hidrocarburos pero posiblemente con algún potencial para gas, el índice IP confirma esta apreciación ya que es bajo, la relación entre S2/S3 dice que el Kerógeno que se podría generar es de tipo III - Gas/Aceite, revisando los anteriores parámetros, se puede analizar qué el potencial es para gas. En las *Tablas 26 y 27* se puede ver el resumen de los parámetros utilizados.

Tabla 26. Parámetros $S_1 + S_2$ para hallar el potencial total de Hidrocarburos, clasificación del tipo de Kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 y relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI).

ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	S1	S2	S3	S1+S2	CRITERIO	S2/S3	CRITERIO	PI	CRITERIO
CLB-62-01	CLB-62-01	0,05	0,50	0,12	0,55	Roca no fuente de aceite, algún potencial de gas (la suma de los picos S1+S2, están en un rango <2,0)	4,3	Kerógeno tipo III. Genera Gas/Aceite. (Los picos S2/S3 están en un rango de 2,5 – 5,0)	0,09	Los valores del Índice de productividad (PI) dan en un rango <0.28 con la cual se cataloga como: ROCA FUENTE
CLB-64-01	CLB-64-01	0,09	0,47	0,13	0,56		3,6		0,16	

Fuente: Autores.

Tabla 27. Parámetro HI para determinar el tipo de Kerógeno.

ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	HI	TIPO DE KEROGENO
CLB-62-01	CLB-62-01	100	KEROGENO TIPO III (Los valores están en el rango de 200 - 50)
CLB-64-01	CLB-64-01	66	

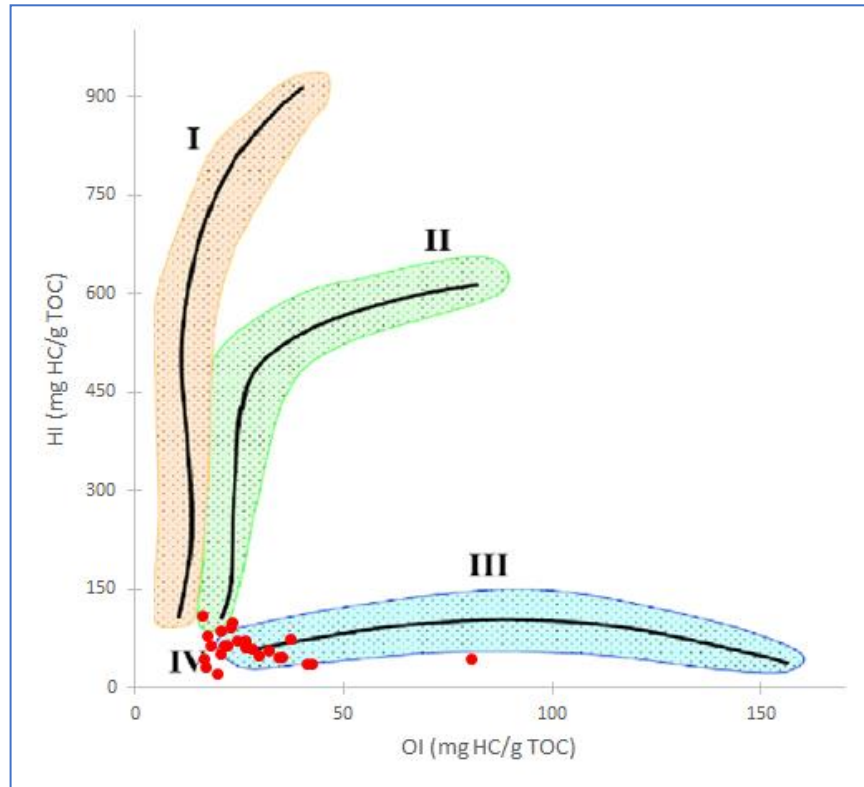
Fuente: Autores

La madurez térmica de estas rocas se da en un rango de valores de $430 < T_{max}$ lo que indica un estado de inmadurez de la materia orgánica, proveniente principalmente de plantas superiores y ambientes más continentales.

En conclusión para el Grupo Guadalupe la cantidad de HC libres (S1) y también los obtenidos con las pirólisis (S2) son pobres, de estos índices se pudo

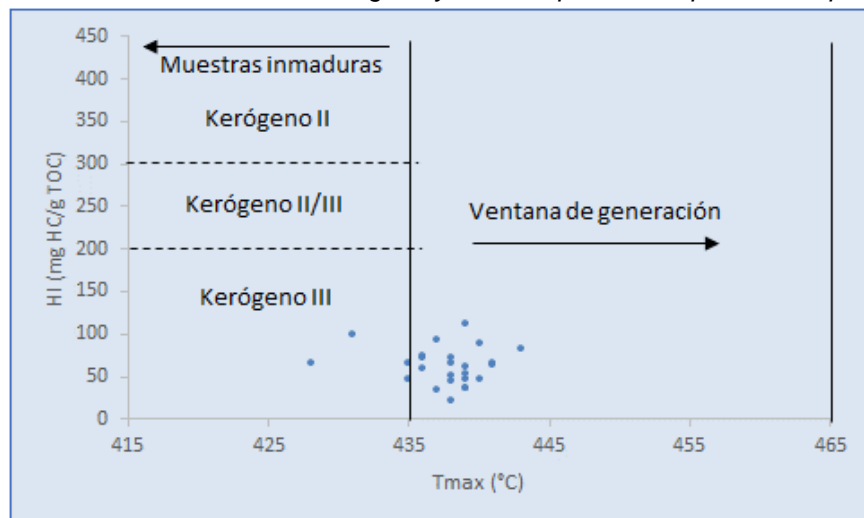
determinar que el potencial como roca generadora para esta secuencia es bajo. Sin embargo pudo catalogarse como posible moderada roca fuente de gas, ya que los valores del índice de hidrógeno HI junto con los valores de Tmax encontrados, sugieren que la materia orgánica se encuentra en madurez temprana de generación. En el diagrama de Van Krevelen (*Figura 15*) se pudo analizar que las muestras tienen un predominio hacia kerógeno tipo III y IV. En la *Figura 16* que muestra la relación del Índice de Hidrogeno (HI) vs Tmax, se pudo observar que la mayoría de la muestras, presentan un Índice de Hidrogeno que se encuentre en el rango de 50 a 200 y el Tmax está indicando que la mayoría de las muestras se encuentran en ventana de generación temprana. En la *Figura 17* basados en el parámetro de Tmax se puede ver que el 92% de las muestras del Grupo Guadalupe se encuentran en ventana temprana de generación y el 8% de las muestras se encuentran inmaduras.

Figura 15. Diagrama de Van Krevelen mostrando el tipo de kerógeno predominante en el Grupo Guadalupe.



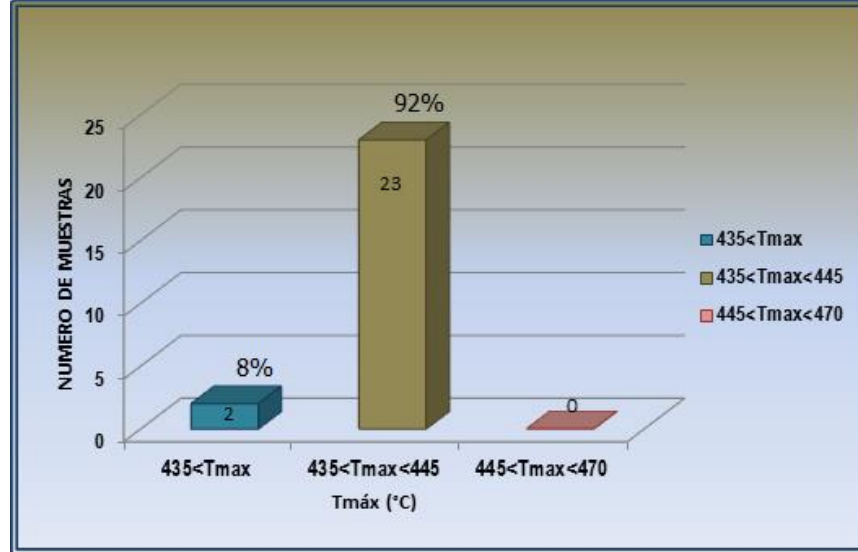
Fuente: Espitalié et al., 1977.

Figura 16. Relación entre el Índice de Hidrógeno y el Tmax para el Grupo Guadalupe.



Fuente: Durán & Candela, 2005.

Figura 17. Histograma que muestra la distribución del Tmax en muestras del Grupo Guadalupe.



Fuente: Autores

9.2.2.2. Análisis de resultados de Pirólisis Rock – Eval Formación Carbonera. Los resultados que se obtuvieron de la Pirólisis Rock-Eval para la Formación Carbonera se describen a continuación, donde se pudo apreciar que los valores de Tmax en su mayoría se encuentran en el rango $435 < T_{max} < 470$ lo que indica que la materia orgánica está o estuvo en ventana de generación.

- Para las muestras (CLB-201-01, CLB-207-01, CLB-208-01) se obtuvo el siguiente resultado, los valores de los picos S1 y S2 indican que la cantidad de hidrocarburos libres y los producidos durante la pirólisis son pobres, S1+S2 dan muestra que no es una roca fuente de hidrocarburos pero posiblemente con algún potencial para gas, el índice IP confirma esta apreciación y la relación entre S2/S3; sin embargo los valores obtenidos del Índice de Hidrogeno (HI) muestran que las muestras presentan un valor de HI < 50 , lo que permite clasificarlas como kerógeno tipo IV, por lo tanto estas muestras no tienen potencial de generación. La madurez térmica de estas rocas se da en un rango de valores de $435 < T_{max} < 470$ lo que indica un estado de madurez temprana de la materia orgánica, materia orgánica

proveniente principalmente de plantas superiores de ambientes más continentales. En las *Tablas 28 y 29* se puede ver el resumen de los parámetros utilizados.

Tabla 28. Parámetros $S_1 + S_2$ para hallar el potencial total de Hidrocarburos, clasificación del tipo de Kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 y relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI)

ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	S1	S2	S3	S1+S2	CRITERIO	S2/S3	CRITERIO	PI	CRITERIO
CLB-201-01	CLB-72Car-01	0,03	0,13	0,15	0,16	Roca no fuente de aceite, algún potencial de gas (la suma de los picos S1+S2, están en un rango <2,0)	0,9	Kerógeno tipo III. Genera Gas. (Los picos S2/S3 están en un rango de 0,0 - 2,5)	0,48	Los valores del Índice de productividad (PI) dan en un rango <0,28 con la cual se cataloga como: ROCA FUENTE
CLB-207-01	CLB-76Car-01	0,03	0,15	0,17	0,18		0,9		0,49	
CLB-208-01	CLB-69Car-01	0,03	0,33	0,13	0,36		2,5		0,27	

Fuente: Autores

Tabla 29. Parámetro HI para determinar el tipo de Kerógeno.

ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	HI	TIPO DE KEROGENO
CLB-201-01	CLB-72Car-01	26	KEROGENO TIPO IV (Los valores están en el rango de < 50)
CLB-207-01	CLB-76Car-01	34	
CLB-208-01	CLB-69Car-01	35	

Fuente: Autores.

- Para las muestras (CLB-209-01, CLB-210-01) se obtuvo el siguiente resultado, los valores del pico S1 indican que la cantidad de hidrocarburos libres es pobre, el pico S2 muestra valores buenos, estos son los producidos durante la pirólisis, S1+S2 dan muestra que no es una roca fuente de hidrocarburos pero posiblemente con potencial moderado para gas, los valores moderados obtenidos del Índice de Hidrogeno (HI) permiten clasificarla como kerógeno tipo II-III que podría generar aceite/gas; sin embargo la madurez térmica de estas rocas se da en un rango de valores de $430 < T_{max} < 445$, lo que indica un estado de inmadurez de la materia orgánica a una madurez temprana, materia orgánica proveniente

principalmente de plantas superiores, de la misma manera que lo indica el índice de productividad IP que arroja valores menores a 1. En las *Tablas 30 y 31* se puede ver el resumen de los parámetros utilizados.

Tabla 30. Parámetros $S_1 + S_2$ para hallar el potencial total de Hidrocarburos, clasificación del tipo de Kerógeno a partir del parámetro S_2/S_3 y relación $S_1/S_1 + S_2$ ó Índice de productividad (PI).

ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	S1	S2	S3	S1+S2	CRITERIO	S2/S3	CRITERIO	PI	CRITERIO
CLB-209-01	CLB-71Car-01	0,14	5,42	0,19	5,56	Moderada roca fuente de de gas (la suma de los picos S1+S2, están en un rango 2,0 - 5,0)	28,5		0,03	Los valores del Índice de productividad (PI) dan en un rango <0.28 con la cual se cataloga como: ROCA FUENTE
CLB-210-01	CLB-72Car-01	0,15	5,36	0,20	5,51		26,8		0,04	

Fuente: Autores

Tabla 31. Parámetro HI para determinar el tipo de Kerógeno.

ID MUESTRA	NOMENCLATURA ACTUALIZADA	HI	TIPO DE KEROGENO
CLB-209-01	CLB-71Car-01	239	KEROGENO TIPO II y III (Los valores están en el rango de 200 a 300)
CLB-210-01	CLB-72Car-01	253	

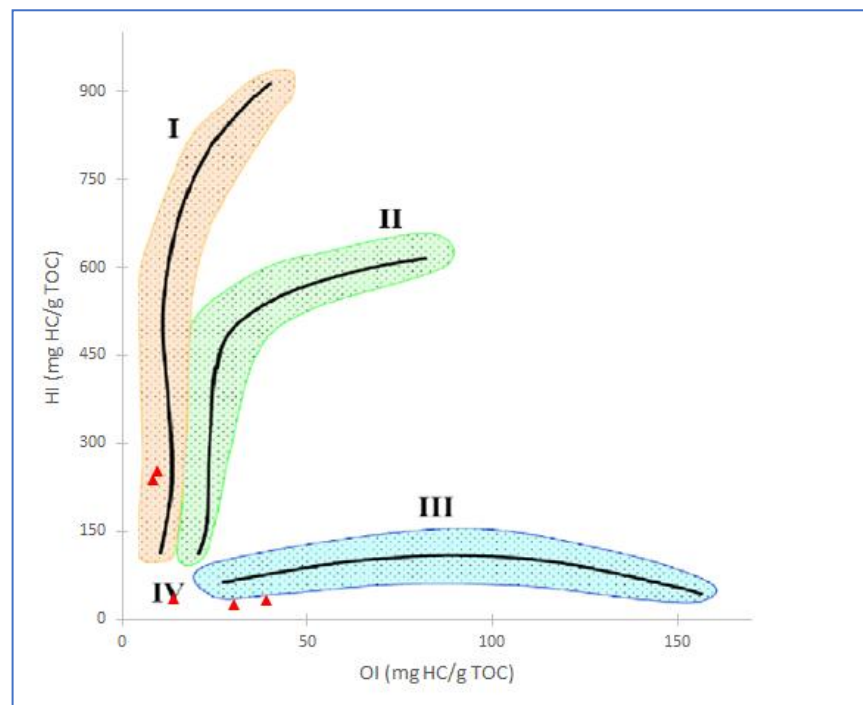
Fuente: Autores.

En conclusión para la Formación Carbonera los valores de carbono orgánico total TOC son bajos, la cantidad de HC libres (S1) y también los obtenidos con las pirólisis (S2) son pobres, de estos índices se pudo determinar que el potencial como roca generadora para esta secuencia es bajo.

Aunque dos de las muestras arrojaron valores de carbono orgánico total TOC catalogados como buenos no son representativos, ya que los valores obtenidos de muestras por debajo y por encima de este nivel siguen siendo de pobres a bajos. En el diagrama de Van Krevelen (*Figura 18*) se pudo analizar que las muestras tienen un predominio de kerógeno tipo I, kerógeno tipo III y tipo IV, las muestras que están en kerógeno tipo I, deben ser datos anómalo, porque no es coherente

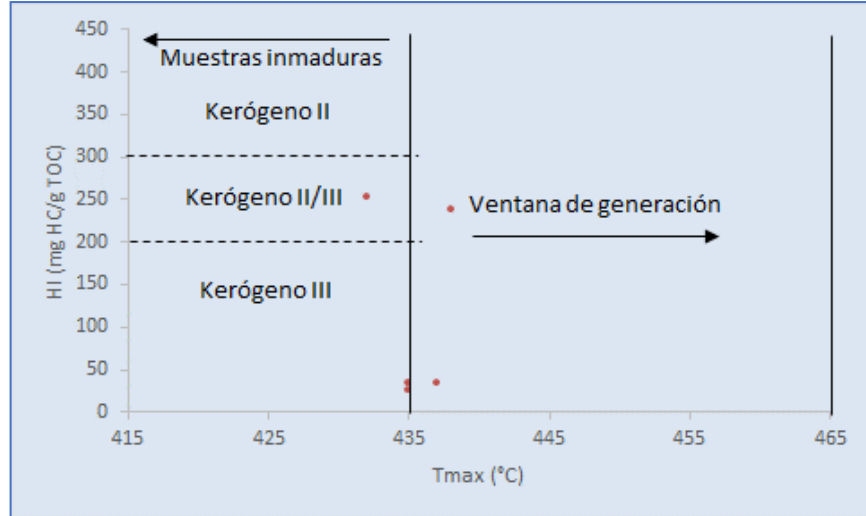
con los parámetros anteriormente analizados, es más concordante decir que esas rocas podrían tener algún potencial para gas. En la *Figura 19* que muestra la relación del Índice de Hidrogeno (HI) vs Tmax, se pudo observar que la mayoría de la muestras, presentan un Índice de Hidrogeno que se encuentre en el rango de 200 a 50, solo hay dos muestras que presentan HI en un rango de 300 a 200. El Tmax está indicando que 4 muestras se encuentran en ventana de generación temprana y 1 muestra se encuentran inmadura. En la *Figura 20* basados en el parámetro de Tmax se puede ver que el 80% de las muestras del Grupo Guadalupe se encuentra en ventana temprana de generación y el 20% de las muestras se encuentran inmaduras.

Figura 18. Diagrama de Van Krevelen mostrando el tipo de kerógeno predominante en Formación Carbonera.



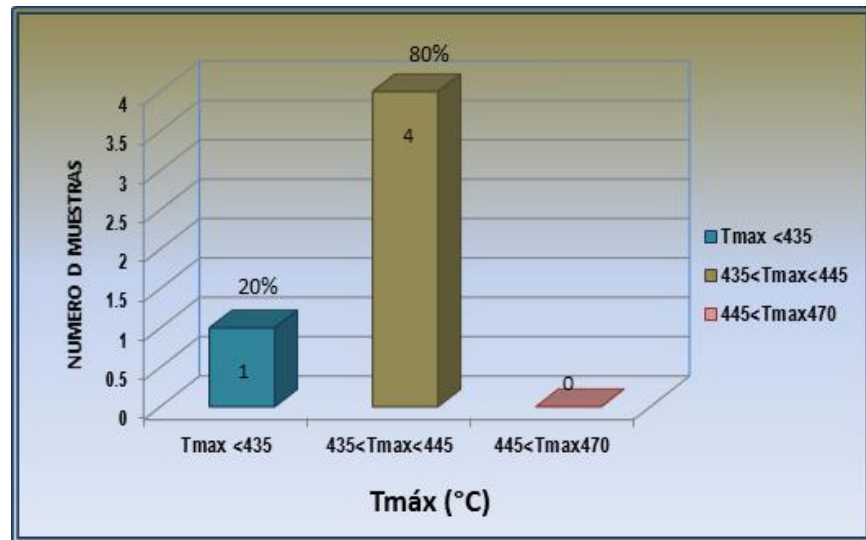
Fuente: Espitalié et al., 1977.

Figura 19. Relación entre el Índice de Hidrógeno y el Tmax para Formación Carbonera.



Fuente: Durán & Candela, 2005.

Figura 20. Histograma que muestra la distribución del Tmax en muestras de la Formación Carbonera.



Fuente: Autores.

10. CONCLUSIONES

- Con la caracterización petrográfica, la litología y las estructuras sedimentarias se interpretó para Guadalupe inferior: Ambiente Shoreface o frente de playa, Guadalupe medio (segmento 2A): Ambiente de Offshore y para el segmento 2B: Ambiente de Shoreface, Guadalupe Superior: Ambiente de Shoreface, para la Formación los Cuervos: Ambiente Llanura de inundación, para la Formación Mirador: Ambiente continental de Depósitos de Canal y para la Formación Carbonera: Ambiente continental Lacustre.
- Los ambientes interpretados corresponden a los ambientes reportados en la bibliografía.
- Con la caracterización petrográfica se pudo determinar que el Guadalupe Inferior, Guadalupe Superior y la Formación Mirador se comportan como rocas reservorio, esto es evidenciado en la impregnación que presentan estas rocas.
- Se determinó que el potencial de generación para el Grupo Guadalupe es malo por los valores tan bajos de TOC y los resultados de la Pirólisis, con algún potencial de gas.
- Para la formación Los Cuervos los valores %TOC fueron tan bajos (menores a 0.4%) por que no se les realizo el análisis de pirólisis Rock-Eval.
- Para la Formación Mirador no se encontraron niveles finos por lo tanto no hubo muestras para el análisis geoquímicos.
- Para la Formación Carbonera el potencial de generación es bajo y posiblemente para gas.

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarez, L.; Dalenz-Farjat, A.; Hernández, R.; & Albariño, L. (2003). Integración de Facies y Biofacies en un análisis secuencial en plataformas clásticas Devónicas del sur de Bolivia y noreste Argentino. *Asociación Argentina de Sedimentología Revista* 10 (2), 103 - 121.
- Adams, A.; MacKenzie, W.; & Guilford, C. (1992). *Atlas de rocas sedimentarias*. Barcelona, España: Masson S.A.
- Barrera, B. G.; Lozano, C.; Torres, M.; González, M.; Reyes, R.; Torres, G. P.; & Roldan, W. (2006). Agenda Ambiental "UNIDOS POR LA CIUDAD Y EL CAMPO QUE QUEREMOS". Acacias, Meta: Corporación para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial la Macarena CORMACARENA.
- Bayona, G.; Cortes, M.; Jaramillo, C.; Ojeda, G.; Aristizabal, J.; & Reyes-Harker, A. (2008): An integrated analysis of an orogen-sedimentary basin pair: Latest Cretaceous-Cenozoic evolution of the linked Eastern Cordillera orogen and the Llanos foreland basin of Colombia. *Geological Society of America Bulletin*, 120, 1171 - 1197.
- Bayona, G.; Jaramillo, C.; Rueda, M.; Reyes-Harker, A.; & Torres, V. (2007): Paleocene-middle Miocene flexural-margin migration of the nonmarine Llanos foreland basin of Colombia. *CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro*, 3 (3), 141-160.
- Bedoya, R. P. (2010). Modelamiento Geoquímico 1D de Generación y Expulsión de Hidrocarburos en las zonas Centro, Centro - Oeste, Norite y Noroeste de la Cuenca Oriente. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador.
- Bueno, J. & Mendoza, J. (2008). Modelado de causas geológicas generadoras de sobrepresión. Aplicación para la Formación Carbonera en el Campo de Cupiagua en el Piedemonte Llanero Colombiano. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial de Santander.
- C & CO SERVICIOS LTDA. (2007). Estudio petrográfico Cuenca Atrato-San Juan. Bogotá, Colombia: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

- Castro, A. (1989). Petrografía básica: Texturas, clasificación y nomenclatura de rocas. Paraninfo S.A.
- Chaparro, W. M. (2009). Análisis de Facies y Secuencias Sedimentarias. Tecana American University, Santa Cruz de Tenerife, España.
- Colmenares, F. (1998). Mapa geológico Acacias escala 1:25000. ECOPETROL.
- Cooper, M.; Addison, F.; Alvarez, R.; Coral, M.; Graham, R.; Howe, S.; Martinez, J.; Naar, J.; Peñas, R.; Pulham, J.; & Taborda, A. (1995). Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bulletin, 79 (10), 1421 – 1443.
- Durán, A. & Candela, A. (2005). Caracterización Geoquímica del intervalo Paleoceno Superior (Formación Los Cuervos) en dos secciones ubicadas en el Piedemonte Llanero Central y Piedemonte Norte. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Farrell, K. M.; W. B. Harris; D. J. Mallinson; S. J. Culver; S. R. Riggs; J. Pierson; J. M. Self-Trail; & J. C. Lautier. (2012). Standardizing Texture and Facies Codes for A Process-Based Classification of Clastic Sediment and Rock. Journal of Sedimentary Research 82 (6), 364-378.
- Figuroa, J.; Arenas, L & ICP (2014). Columna estratigráfica a escala 1:100 de la Secuencia Cretácico – Paleógeno en las Quebradas Las Blancas y La Argentina -Municipio de Acacias – Meta, Colombia.
- González, F. & Jimenez, G. (2005). Caracterización geoquímica y estratigráfica del intervalo Paleoceno Superior para una transecta entre el pozo Coporo-1 y Gibraltar-1, Piedemonte Llanero. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Guarín, H. M. (2011). Análisis estratigráfico, petrográfico y geoquímico de los episodios fosfáticos de la parte inferior y media del grupo Guadalupe en el sector central de la Cordillera Oriental, Colombia (Tesis inédita de maestría), Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia.

- Guerrero, J. (2002a). A proposal on the Classification of Systems Tracts: Application to the Allostratigraphy and Sequence Stratigraphy of the Cretaceous Colombian Basin: Part 1: Berriasian to Hauterivian. *Geología Colombiana*, 27: 3-25. Bogotá.
- Guerrero, J. (2002b). A proposal on the Classification of Systems Tracts: Application to the Allostratigraphy and Sequence Stratigraphy of the Cretaceous Colombian Basin: Part 2: Barremian to Maastrichtian. *Geol. Col.*, 27: 27-49. Bogotá.
- Guerrero, J. & Sarmiento, G. (1996). Estratigrafía Física, Palinológica, Sedimentológica y Secuencial del Cretácico Superior y Paleoceno dem Piedemonte Llanero. Implicaciones en Exploración Petrolera. *Geología Colombiana* 20, 3 - 66.
- Guerrero, J.; Sarmiento G.; & Navarrete, R. (2000). The stratigraphy of the W side of the Cretaceous Colombian Basin in the Upper Magdalena Valley. Reevaluation of selected areas and type localities including Aipe, Guaduas, Ortega and Piedras. *Geología Colombiana* 25, 45-110p. Bogotá.
- Guevara, C.; Lugo, C.; Bray, J.; Kozlowski , M.; Leal, J.; Pince, H.; & Walls, J. (2012). Cuenca de los Llanos Orientales. Integreación Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Agencia Nacional de los Hidrocarburos. Bogotá, Colombia.
- Hunt, J. M. (1996). *Petroleum geochemistry and geology*. Nueva York:: W. H. Freeman and Company.
- INGEOMINAS. (2001). Plancha 266 - Villavicencio. Bogotá, Colombia: Memoria Explicativa.
- Jiménez, G.; Gonzáles, F.; Mantilla, L.; Rangel, A.; & Rubiano, J. (2008). Facies Sedimentarias y parámetros geoquímicos para el intervalo Paleoceno Superior: Transecta Casana-Arauca (Piedemonte Llanero, Colombia). *Boletín de Geología* 30 (2), 13 - 20.

- Mackenzie, F. (2005). Sediments, diagenesis, and sedimentary rocks. (Volume 7). Amsterdam, Netherlands: ELSEVIER.
- MacKenzie, W. & Adams, A. (1997). Atlas en color de rocas y minerales en lámina delgada. Barcelona, España: Masson S.A.
- MacKenzie, W. & Guilford, C. (1992). Atlas de petrografía: Minerales formadores de roca en lámina delgada. Barcelona, España: Masson S.A.
- McCarthy, K.; Rojas, K.; Niemann, M.; Palmowski, D.; Peters, K.; & Stankiewicz, A. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. Oilfield Review. 23 (2), 36 - 47.
- Martinez, J. (2006, septiembre). Influencia de la integración de datos y modelado estructural de la delineación, desarrollo y perforación del campo Cupiagua. Piedemonte Llanero, Colombia. Ponencia presentada en el 8th Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera de las Cuenas Subandinas. Cartagena, Colombia.
- Morales, Y. & Ortiz, L. (2013). Petrografía y construcción de un atlas de rocas sedimentarias terrígenas y carbonatadas pertenecientes a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Pacheco, J. Y. (2011). Caracterización de Facies Orgánicas de la Formación Cansona, Cuenca Sinú- San Jacinto a partir de muestras de afloramiento. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Palma, G. & Valderrama, J. (2006). Caracterización de las Fracturas presentes en la Formación Mirador del Piedemonte Llanero Colombiano, a partir de la interpretación de registros de imagen – UBI. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Peters, K. & Cassa, M. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. En: MAOON, L.B. Y DOW W. G. The petroleum System-from source to trap. AAPG Memoir 60.

- Quintero, J. (2004). Óptica mineral: Manual de laboratorio. Bogotá, Colombia. Universidad de Los Andes.
- Rangel O, A.; Giraldo , B.; Blandon , A.; Ramón , J.; & Cordoba, F. (1991). Evaluación Geoquímica de La Cuenca Llanos Orientales. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo (ACGGP). Bogotá, Colombia.
- Reyes, J.; Silva, M.; Munar, F.; Lasso, A.; & Bohorquez, J. (1991). Objetivos Estratigráficos en la Subcuenca Apiay Ariari. En Memorias IV Simposio Bolivariano "Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas" Tomo I. ACGGP Bogotá, Colombia.
- Rojas, J. A. (2007). Estudio Integrado Geológico y Geoquímico de la Formación Barco en sección de referencia. Universidad de Zulia. Maracaibo, Venezuela.
- Suárez, D. & Suárez, F. (2005). Correlación de Registros y Características Geoquímicas para la predicción de ocurrencia de Crudos Pesados en el sector sur de la Cuenca de Los Llanos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia
- Taboada, A.; Rivera, L.; Fuenzalida, A.; Cisternas, A. (2000). Geodynamics of the Northern Andes: Subductions and Intracontinental Deformation Tectonics. Vol. 19, No. 5, p. 787-813.
- Tarazona, M. (2005). Variaciones en los valores de porosidad de la Formación Mirador, obtenidos por diferentes métodos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Tissot, B. & Welte, D. (1984). Petroleum Formation and Occurrence, a new approach to oil and gas exploration. N.Y.Springer - Verlag Berlin: Enlarged Edition.
- UNAL, U. N. (2008). Cordillera Oriental: Informe de prospectividad. Bogotá, Colombia: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Veloza, G.; Mora, A.; De Freitas, M.; & Mantilla, M. (2008). Dislocación de Facies en el tope de la secuencia cretácica de la subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena y sus implicaciones en el modelo estratigráfico secuencial colombiano. *Boletín de Geología* 30 (1), 29 - 44.

Vera, J. A. (1994). *Estratigrafía Principios y Métodos*. Madrid: Rueda.

Vergara, L., & Rodríguez, G. (1996). Consideraciones sobre la Petrografía y Diagénesis de los Grupos Guadalupe (Cordillera Oriental) y Palmichal (Piedemonte Llanero). *Geología Colombiana*, 21, 41-63.