

Caracterización Geoquímica de las Formaciones La Frontera y Conejo como Yacimiento No Convencional, en el Sinclinal de Chécua-Lenguazaque, Cuenca Cordillera Oriental, Colombia.

Mailen Emilse González Gómez

Trabajo de Grado para Optar el Título de Magíster en Geología

Director

Mario García González

Ph.D. en Geoquímica

Codirector

Juan Carlos Ramírez Arias

M.Sc. en Geología

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela de Geología  
Magíster en Geología  
Bucaramanga

2020

### **Dedicatoria**

A Dios, por hacer de mí una persona tan bendecida y afortunada.

A mi madre, mi ángel de la guarda, mi protección divina, quien a pesar de su ausencia sé que siempre me acompaña.

A mi familia por su apoyo incondicional.

A mis amigos: Yasmín, Eliana, Juan Carlos y Jorge por su amistad de tantos años.

A mis compañeros de la maestría, porque sin su apoyo todo hubiese sido difícil.

### **Agradecimientos**

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander (UIS) y su Escuela de Geología, por la financiación de mi actividad académica de posgrado en el marco del contrato FP44842-454-2017, celebrado entre la UIS y Fiduprevisora S.A en representación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Departamento administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (Colciencias).

Al profesor Mario García González por la confianza, orientación y paciencia en la dirección de este proyecto.

Al Geólogo Juan Carlos Ramírez Arias cuyas observaciones, explicaciones y aportes fueron valiosos en el desarrollo de este trabajo.

De igual forma agradezco al Laboratorio de Geología del Petróleo de la UIS sede Guatiguará, por el espacio otorgado para la realización de los análisis geoquímicos de la investigación; así como al Laboratorio de Procesamiento de muestras por la elaboración de las secciones delgadas para el análisis petrográfico.

A los estudiantes de la asignatura de Campo I del segundo semestre académico de 2018, por su disposición y colaboración en el trabajo de campo desarrollado durante esta investigación. Al Geólogo Jorge Arley Meza Ortiz, por su amistad de tantos años, apoyo y soporte en la descripción petrográfica de las secciones delgadas analizadas.

Al profesor Pedro Parra, así como al geólogo Diego Torres por sus explicaciones y disposición para compartir todo su conocimiento en el área del análisis geoquímico. Y gracias infinitas, a

todos los docentes que nos compartieron su valioso conocimiento y experiencia durante este posgrado.

**Tabla de Contenido**

|   |    |
|---|----|
| Introducción .....  | 17 |
| 1. Objetivos.....   | 21 |
| 1.1 Objetivo General.....   | 21 |
| 1.2 Objetivos Específicos.....  | 21 |
| 2. Marco Geológico de la región ubicada entre los Municipios de Ubaté, Sutatausa, Carmen de Carupa y Cucunubá.....  | 22 |
| 2.1 Evolución Tectónica .....   | 22 |
| 2.2 Estratigrafía.....  | 22 |
| 2.3 Geología Estructural .....  | 29 |
| 3. Metodología empleada para la Caracterización de Yacimientos No Convencionales en la región ubicada entre los Municipios de Ubaté, Sutatausa, Carmen de Carupa y Cucunubá. .... | 33 |
| 3.1 Revisión Bibliográfica .....  | 34 |
| 3.2 Trabajo de Campo.....   | 35 |
| 3.3 Análisis de Laboratorio.....  | 35 |
| 3.4 Resultados y Discusión.....   | 36 |
| 4. Resultados .....   | 37 |
| 4.1 Estratigrafía.....  | 37 |
| 4.2 Interpretación de Facies .....  | 51 |
| 4.3 Petrografía.....  | 53 |

|  |    |
|--|----|
| 4.4 Geoquímica Orgánica .....  | 58 |
| 5. Caracterización de las Areniscas de la Formación Conejo como Yacimiento No Convencional Tipo Tight Sandstone..... | 75 |
| 5.1 Petrografía.....   | 78 |
| 6. Discusion de Resultados. ....   | 80 |
| 7. Conclusiones.....   | 85 |
| Referencias Bibliográficas .....   | 87 |

**Lista de Tablas**

Tabla 1. Resultados de Análisis de Contenido de Materia Orgánica (%TOC) para las muestras recolectadas de la Sección Carmen de Carupa. .... 59

Tabla 2. Resultados de Análisis de Contenido de Materia Orgánica (%TOC) Para las muestras de la Sección Alto de los Caballeros. .... 60

Tabla 3. Resultados de análisis de Pirólisis Rock Eval para las 4 muestras de la Sección Carmen de Carupa. .... 60

Tabla 4. Resultados de Análisis de Pirólisis Rock Eval para las 14 muestras de la Sección Alto de los Caballeros..... 61

Tabla 5. Resultados de Análisis de Reflectancia de la Vitrinita para las Formaciones La Frontera y Conejo en las Secciones de Carmen de Carupa y Alto de los Caballeros. .... 67

**Lista de Figuras**

Figura 1. Localización y límites de la Cuenca Cordillera Oriental de Colombia. .... 19

Figura 2: Mapa Geológico del área de estudio, y características estructurales relevantes.. .... 20

Figura 3: Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Cordillera Oriental..... 23

Figura 4: Cuadro de correlación de las unidades del cretácico superior en el sector de Ubaté.. ... 24

Figura 5: Rasgos estructurales relevantes de la zona de estudio. .... 30

Figura 6: Sección geológica M – M’ ..... 32

Figura 7: Columna Estratigráfica Esquemática de la zona Central de la Cordillera Oriental de Colombia..... 37

Figura 8. Trazo de la poligonal en la sección Carmen de Carupa..... 38

Figura 9: Sección Carmen de Carupa.. ..... 40

Figura 10: Sección Carmen de Carupa. Segmento A. .... 41

Figura 11: Sección Carmen de Carupa. Formación La Frontera. Segmento B..... 41

Figura 12: Sección Carmen de Carupa. Límite entre la Formación La Frontera y Conejo. .... 42

Figura 13: Sección Carmen de Carupa. Formación Conejo.. ..... 43

Figura 14: Sección Carmen de Carupa. Formación Conejo.. ..... 44

Figura 15: Trazo de la poligonal en la sección Alto de Los Caballeros..... 45

Figura 16: Fm. Simijaca, Sección Alto de los Caballeros. .... 46

Figura 17: Sección Alto de los Caballeros. Formación La Frontera..... 47

Figura 18: Sección Alto de los Caballeros. Formación La Frontera..... 47

Figura 19: Sección Alto de los Caballeros. Formación Conejo..... 49

Figura 20: Sección Alto de los Caballeros. Formación Conejo.....49

Figura 21: Sección Alto de los Caballeros. Formación Conejo.....49

Figura 22: Sección Alto de los Caballeros. Formación Conejo.....50

Figura 23: Sección Alto de los Caballeros. Formación Conejo.....50

Figura 24: Muestra MEG-031,.....54

Figura 25: Muestra MEG-009.....55

Figura 26: Muestra MEG-022.....55

Figura 27: Muestra MEG-024.....55

Figura 28: Muestra MEG-039.....56

Figura 29: Muestra MEG-041.....56

Figura 30: Muestra MEG-042.....57

Figura 31: Sección Carmen de Carupa Gráfica de T<sub>máx</sub> vs. IH .....62

Figura 32: Sección Carmen de Carupa. Gráfica de T<sub>máx</sub> vs. S2. ....62

Figura 33: Sección Carmen de Carupa. Gráfica de %TOC vs. S2 .....63

Figura 34: Pirogramas de algunas de las muestras analizadas.....64

Figura 35. Sección Alto de los Caballeros. Gráfica de T<sub>máx</sub> vs. IH.....65

Figura 36: Sección Alto de los Caballeros. Gráfica de T<sub>máx</sub> vs. S2.....655

Figura 37: Sección Alto de los Caballeros. Gráfica de %TOC vs. S2.....66

Figura 38: Datos de entrada software Petromod 1D.....69

Figura 39: Tasa de Generación usando la Cinética Tegelaar (1994) \_TII: Venezuela,.....69

Figura 40: Modelo de historia de subsidencia de las formaciones analizadas.....70

Figura 41: Comparación del modelo de termocronología de las Formaciones Cacho y Bogotá..70

Figura 42: Comparación de curvas de perfil de Ro con respecto al espesor de Erosión. ....72

|  |    |
|--|----|
| Figura 43: Modelo de Tasa de Transformación.....   | 74 |
| Figura 44: Curvas de Tasa de Transformación.....   | 74 |
| Figura 45: Madurez termal para las formaciones analizadas.....   | 74 |
| Figura 46: Localización de la zona de toma de muestras de la Fm. Conejo.....                                   | 75 |
| Figura 47: Afloramiento de areniscas de la Fm Conejo .....   | 75 |
| Figura 48: Banco de areniscas caracterizado como YNC tipo Tight Sandstone. ....                                | 76 |
| Figura 49: Secuencia del banco de areniscas caracterizado como YNC tipo Tight Sandstone....                    | 77 |
| Figura 50: Panorámica de los bancos de areniscas .....   | 77 |
| Figura 51: Muestra MEG-033.....  | 78 |
| Figura 52: Muestra MEG-035.....  | 78 |
| Figura 53: Muestra MEG-036.....  | 79 |
| Figura 54: Muestra MEG-038.....  | 79 |
| Figura 55: Gráfico de comparación de parámetros para sistemas de Shale Gas 1.....                              | 82 |
| Figura 56: Gráfico de comparación de parámetros para sistemas de Shale Gas 2.....                              | 83 |
| Figura 57: Gráfico de comparación de parámetros para sistemas de Shale Gas de Barnett Shale y Lewis Shale..... | 84 |

## **Lista de Apéndices**

Los apéndices están adjuntos en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS.

Apéndice A. Mapa Geológico de la zona de estudio

Apéndice B. Sección Estratigráfica Alto de los Caballeros

Apéndice C. Sección Estratigráfica Carmen de Carupa

Apéndice D. Sección Estructural M – M'

## Resumen

**Título:** Caracterización geoquímica de las Formaciones La Frontera y Conejo como yacimiento no convencional, en el sinclinal de Chécua-Lenguazaque, Cuenca Cordillera Oriental, Colombia\*.

**Autor:** Mailen Emilse González Gómez\*\*

**Palabras Clave:** Cuenca Cordillera Oriental, Formación La Frontera, Formación Conejo, Yacimientos No Convencionales, Geoquímica.

### Descripción:

En los alrededores de los Municipios de Ubaté, Carmen de Carupa, Sutatausa y Cucunubá, en la Cuenca Cordillera Oriental de Colombia, afloran rocas de edad Cretácica, correspondientes a las Formaciones, La Frontera y Conejo, las cuáles fueron evaluadas mediante técnicas geoquímicas y petrográficas para determinar sus características como posibles yacimientos no convencionales tipo Lutita Gasífera (Shale Gas), en el Sinclinal Checua-Lenguazaque, cuyas características de longitud y extensión areal, hacen de ésta una estructura idónea para el posible desarrollo de yacimientos no convencionales (YNC).

De los resultados obtenidos a partir del análisis de muestras de afloramiento, de las dos formaciones mencionadas, se determinó que efectivamente se encuentran niveles dentro de las Formaciones La Frontera y Conejo, que cumplen con las características que permiten denominarlas Yacimiento No Convencional. Estos niveles corresponden a las calizas de la base de la Formación la Frontera, cuyas propiedades de cantidad, calidad, madurez, contenido de cuarzo y carbonato, porosidad, así como porcentaje de shale, se adaptan a los límites de criterios descritos y evaluados para YNC tipo Shale Gas internacionales como el caso de Barnett Shale en Estados Unidos. El segundo nivel, caracterizado como YNC tipo Arenisca Cementada (Tight Sandstone) corresponde a las areniscas del tope de la Formación Conejo, cuyo espesor, litología de grano fino a muy fino, buen calibre, baja porosidad (2%), estructura maciza, así como el grado de cementación y compactación reflejan mejores condiciones para el desarrollo de éste tipo de yacimientos, aunque se hace necesario evaluar otras propiedades petrofísicas, saturaciones, y permeabilidades efectivas a los gases en condiciones de reservorio, para así contar con una caracterización completa.

---

\*Tesis de Maestría

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Mario García González. Codirector: Juan Carlos Ramírez Arias.

### Abstract

**Title:** Geochemical characterization of La Frontera and Conejo Formations as a Non-Conventional Reservoir, in the Checua-Lenguazaque Syncline, Eastern Cordillera Basin, Colombia\*.

**Author:** Mailen Emilse González Gómez\*\*

**Keywords:** Eastern Cordillera Basin, La Frontera Formation, Conejo Formation, Non-Conventional Reservoirs, Geochemistry.

### Description:

Around Ubaté, Carmen de Carupa, Sutatausa and Cucunubá towns, on the Eastern Cordillera of Colombia, Upper Cretaceous outcrop rocks, from La Frontera and Conejo Formations, were evaluated by geochemical and petrographic analyses, to determine their potential as non-conventional hydrocarbon reservoirs Shale Gas type, in the Checua-Lenguazaque Syncline, whose characteristics of areal length and extension, as well as the presence of the complete sequence of cretaceous formations, make it an ideal structure for the possible development of unconventional deposits.

With the results obtained from the analysis of outcrop samples, of the two formations mentioned, it was determined that levels are effectively found within the La Frontera and Conejo Formations that meet the characteristics that allow them to be called Non-Conventional Deposit (NCD). These levels correspond to limestones of La Frontera Formation base, whose properties of quantity, quality, maturity, quartz and carbonate content, porosity, as well as shale percentage, adapt to the limits of criteria described and evaluated for NCD type International Shale Gas as the case of the Barnett Shale in the United States. The second level characterized as NCD type Tight Sandstone corresponds to the sandstones rocks at the top of Conejo Formation, whose thickness, fine to very fine grain lithology, good calibration, low porosity (2%), solid structure, as well as the degree of cementation and compaction reflect better conditions for the development of this type of deposits, although it is necessary to evaluate other petrophysical properties, saturations, and effective permeability to gases in reservoir conditions, in order to have a complete characterization.

---

\*Master of Sciences Thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Mario García González. Codirector: Juan Carlos Ramírez Arias.

## Introducción

Los Yacimientos No Convencionales (YNC) tipo Lutita Gasífera (Gas Shale) o Arenisca cementada (Tight Sandstone) consisten en reservorios de gas natural producido por rocas ricas en materia orgánica, de grano fino, con la particularidad de tener tan baja permeabilidad que el gas no puede fluir fácilmente. Se han convertido en objetivo primario de las exploraciones de hidrocarburos en el mundo, como consecuencia del decaimiento en el hallazgo de nuevos reservorios convencionales a nivel mundial en los últimos años, a tal punto, que países anteriormente compradores, ahora son capaces de suplir su demanda interna, como es el caso de Estados Unidos, donde a partir de importantes yacimientos como Marcellus, Eagle Ford, Lewis y Barnett entre otros; se produce más Shale Gas que gas de fuentes convencionales; se destaca también la Formación Longmaxi Cuenca Sichuan en China, mientras que en Latinoamérica destaca la Formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquén en Argentina.

En contraste, en Colombia, aunque si bien se poseen reservas de gas convencional limitadas (según cifras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH, a 31 de diciembre de 2018, las reservas probadas de gas natural en el país ascendían a 3782 giga pie cúbico –Gpc, es decir, un 2.9% menos que el año inmediatamente anterior) aún no se tiene conocimiento de a cuánto podrían ascender las reservas Shale Gas, debido a que sólo se tienen pocos estudios generalizados, y de allí la necesidad de pasar a estudios puntuales que reduzcan la incertidumbre en torno al tema.

Por lo anterior, es necesario que en el país se incentiven estudios geológicos detallados que permitan mejorar el conocimiento del potencial de nuevas fuentes de gas tipo Shale, ya que hasta ahora éste tipo de estudios han estado limitados a la Cuenca Valle Medio del Magdalena, sin que se hayan tenido en cuenta la prospectividad de otras áreas, como la Cuenca Cordillera Oriental (Figura 1) que según Guiza y Vargas (2016) tiene un importante espesor de shales, presencia de cuerpos ígneos y diapiros de sal, que pueden ser componentes representativos de modelos geológicos para depósitos no convencionales.

Este trabajo, realizado en los alrededores de los Municipios de Ubaté, Sutatausa, Cucunubá y Carmen de Carupa, Departamento de Cundinamarca, Colombia (Figura 2), aporta nuevos datos para la caracterización de YNC tipo Gas Shale y Tight Sandstone, con base en el levantamiento de secciones estratigráficas de campo, en donde se recolectaron muestras de afloramiento de las Formaciones La Frontera y Conejo, que fueron sometidas a análisis geoquímicos y petrográficos, con el objeto de definir si pueden ser consideradas yacimientos no convencionales, siempre y cuando se cumplan el sistema de condiciones para definir este tipo de reservorios (Rezaee y Rothwell, 2015): alto contenido orgánico total ( $COT > 2\%$ ), madurez termal de la roca medida a partir de la reflectancia de la vitrinita ( $R_o > 1.5\%$ ), contenido de minerales frágiles como carbonato ( $CaCO_3$ ) y sílice ( $SiO_2$ ) superior al 50%, contenido de arcillas inferior al 50%; características evaluadas en el Sinclinal Checua-Lenguazaque, estructura que presentaría las mejores condiciones para el desarrollo de éstos yacimientos por su longitud y extensión areal.

Hasta el momento, son pocos los trabajos de investigación realizados en la zona de estudio referentes a los YNC, a continuación, se citan los encontrados:

Moreno Castellanos (2010), propuso 10 asociaciones de facies para la Cordillera Oriental, de las cuales 3 de ellas son generadoras y 3 reservorio a partir del análisis de 120 muestras de lutitas

y calizas. Están distribuidas de tal forma que el flanco Oriental de la Cordillera Oriental presenta principalmente facies arenosas, la parte axial facies lutíticas y el flanco Occidental facies calcáreas. El flanco Occidental de la Cordillera Oriental presenta las mejores condiciones de COT % y Ro%; el sector axial presenta bajos valores de COT% y altos valores de Ro%; finalmente el flanco Oriental muestra altos valores de COT% y valores intermedios de Ro%, posiblemente afectados por el fenómeno de supresión de reflectancia de vitrinita. El Modelamiento geoquímico 2D muestra que las principales estructuras que favorecen la ocurrencia de shale gas están asociadas a las crestas de los anticlinales al Occidente de la Cordillera Oriental.

Vásquez & Guiza (2015), determinaron que actualmente muchos de los grandes depósitos de shale gas estadounidenses como Barnett shale, Woodford e Eagle Ford han sido correlacionados con eventos anóxicos oceánicos (OAE: Oceanic Anoxic Events), en los que los mares sufrieron una baja parcial o total del contenido de oxígeno, en estos periodos se dio el depósito de materia orgánica de fuentes terrestres o plantónicas de manera extensa. En Colombia, el límite Cenomaniano–Turoniano (OAE2) está fuertemente marcado tanto geoquímica como paleobiológicamente; las señales geoquímicas muestran valores altos de %TOC que varían en un rango de 4-16% (entre otras características importantes) en comparación con las unidades homólogas a nivel global. La Formación Chipaque en la zona entre los municipios de Tausa, Ubaté y Cucunuba, muestra que los resultados geoquímicos obtenidos están dentro de los criterios generales para un depósito viable de gas no convencional, por lo que Vásquez & Guiza (2015) proponen esta formación como un yacimiento no convencional de tipo shale gas.

Patarroyo (2016), analizó una sucesión de 109 m de espesor aproximadamente, donde describió la distribución estratigráfica de los Amonoideos y otros macrofósiles del

lectoestratotipo de la Formación La Frontera de edad Turoniano inferior – medio (Cretácico Superior) en la sección de la vereda Tóriba, San Francisco, Cundinamarca (Colombia), con presencia de biomicritas, lodolitas físoles, calcáreas, y concreciones en el primer segmento (70 m), y en el segundo segmento (39 m), lodolitas silicificadas, lodolitas físoles y piríticas.

El trabajo de investigación de Tarazona (2017) determinó 4 cocinas, que corresponden a los sinclinales de Suesca, Sisga, Checua-Lenguazaque y Sesquilé; dichas estructuras corresponden a lugares del subsuelo donde la roca generadora habría alcanzado las condiciones apropiadas de presión y temperatura para generar hidrocarburos.

Así, se puede inferir, que, dadas las características geoquímicas, geológicas estructurales y estratigráficas, de los anteriores estudios preliminares, la Cordillera Oriental representa un muy buen prospecto como yacimiento no convencional, tipo shale gas, que merece ser analizado, estudiado y explorado en detalle para corroborar sus propiedades.

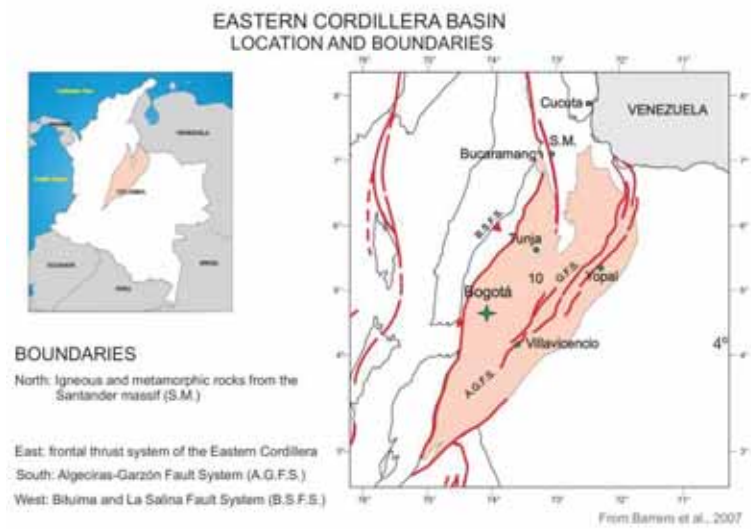


Figura 1. Localización y límites de la Cuenca Cordillera Oriental de Colombia. Tomado de Aguilera *et al* (2010).

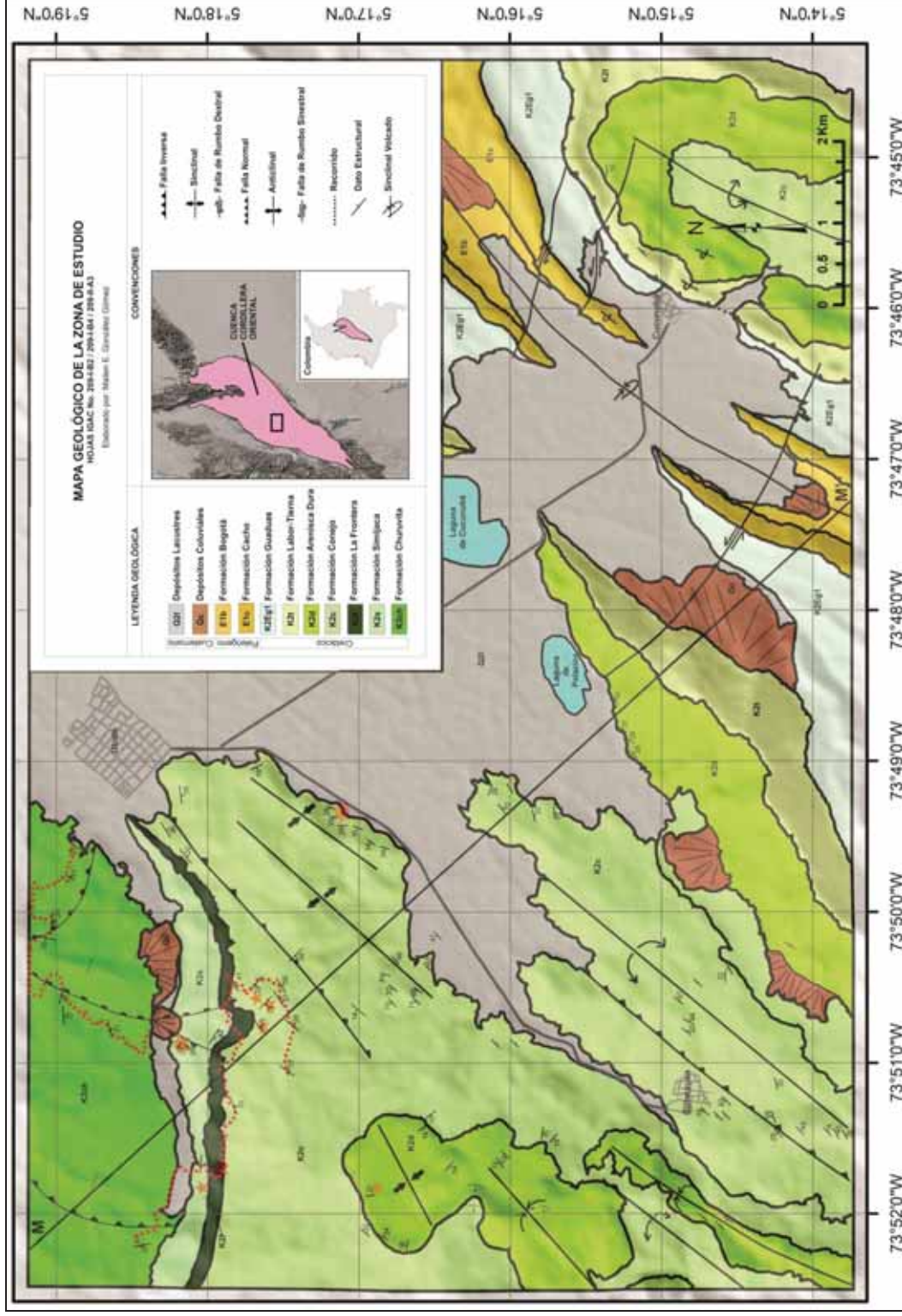


Figura 2. Mapa Geológico del área de estudio (Apéndice A). La línea M – M' corresponde al trazado de la sección estructural del mismo nombre. Elaborado con la colaboración de los estudiantes de la asignatura Campo I del segundo semestre académico del 2018, Escuela de Geología UIS.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo General

Caracterizar y determinar la presencia de yacimientos no convencionales en las Formaciones La Frontera y Conejo en el Sinclinal Chécua-Lenguazaque, a partir del estudio geoquímico y petrográfico de muestras de superficie.

### 1.2 Objetivos específicos

- Medir la sección estratigráfica en el área de estudio correspondiente a la Formaciones La Frontera y Conejo.
- Caracterizar las muestras de superficie recolectadas en las secciones estratigráficas del área de estudio mediante análisis petrográfico.
- Determinar la cantidad, calidad y madurez termal de la materia orgánica presente en las muestras de superficie, mediante análisis geoquímicos de COT, pirólisis Rock Eval y reflectancia de la vitrinita.
- Analizar el grado de transformación y madurez termal de las Formaciones La Frontera y Conejo en el eje del Sinclinal Chécua-Lenguazaque mediante un modelo geoquímico 1D elaborado usando el software Petromod.

- Analizar la geometría del Sinclinal Chécua-Lenguazaque mediante la elaboración de una sección estructural en la zona de estudio, usando el software Move.

## **2. Marco geológico de la región ubicada entre los municipios de Ubaté, Sutatausa, Carmen De Carupa y Cucunubá**

### **2.1 Evolución Tectónica**

La evolución tectónica de la Cordillera Oriental de Colombia es ampliamente discutida por Cooper *et al.*, (1995) y Sarmiento-Rojas *et al.*, (2006), quienes reconocen la presencia de formaciones con altos contenidos de materia orgánica, en el registro estratigráfico de la Cordillera Oriental y relacionan su ocurrencia con eventos tectónicos que inician en el Triásico – Jurásico, hasta que, en el Cretácico Superior, formaciones como La Frontera y Conejo, se depositaron bajo condiciones anóxicas, siendo los shales de estas formaciones la principal roca generadora de hidrocarburo en la cuenca a nivel regional. A continuación, se realiza un breve recuento de las características estratigráficas y estructurales regionales más relevantes de la zona de estudio:

### **2.2 Estratigrafía**

En la Cuenca Cordillera Oriental afloran rocas sedimentarias de edad cretácica, paleógena, neógena y cuaternarios (Figura 3). Para el presente estudio, la secuencia sedimentaria de interés

está representada por dos formaciones cretácicas, correspondientes a las Formaciones La Frontera y Conejo; las cuales, junto con la Formación Simijaca, se elevan al rango de Grupo Chipaque en aquellas áreas donde es reconocible y cartografiable la presencia de la Formación Frontera (Figura 4).

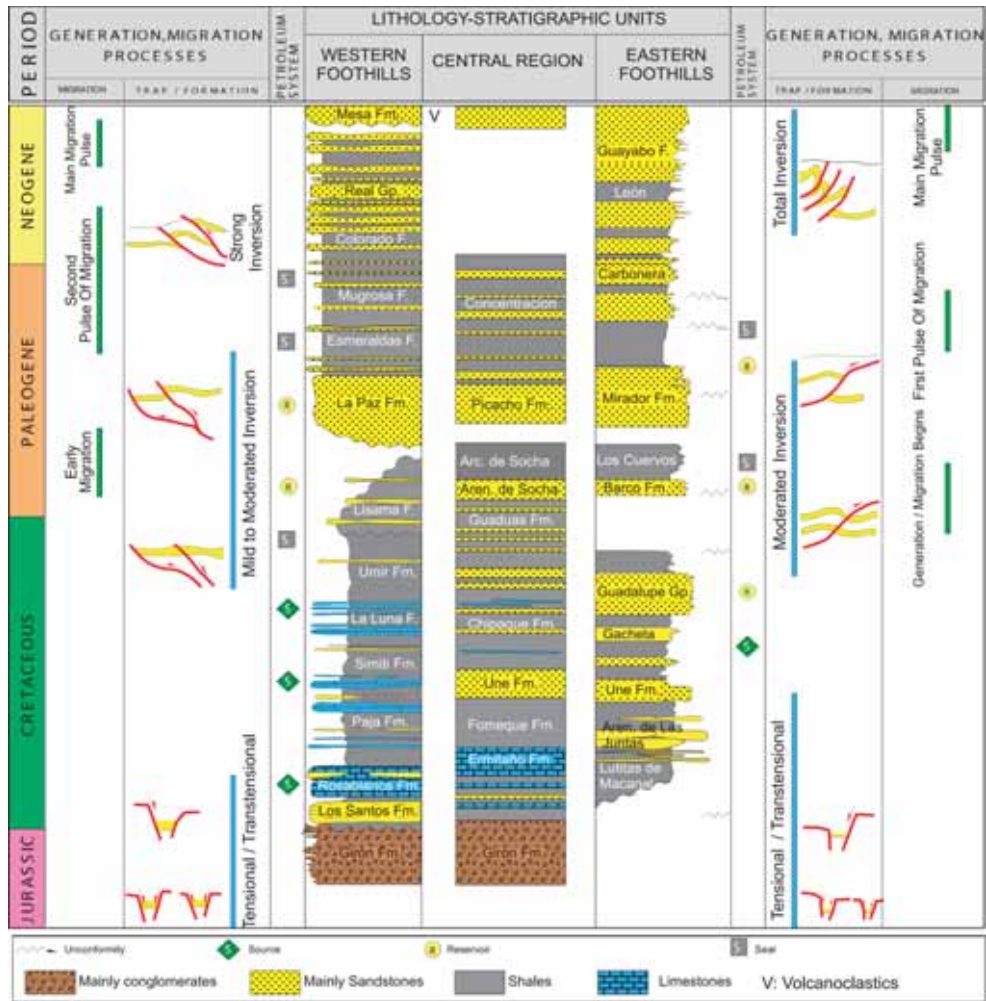


Figura 3. Columna Estratigráfica General de la Cuenca Cordillera Oriental. Tomado de Barrero *et al*, (2007).

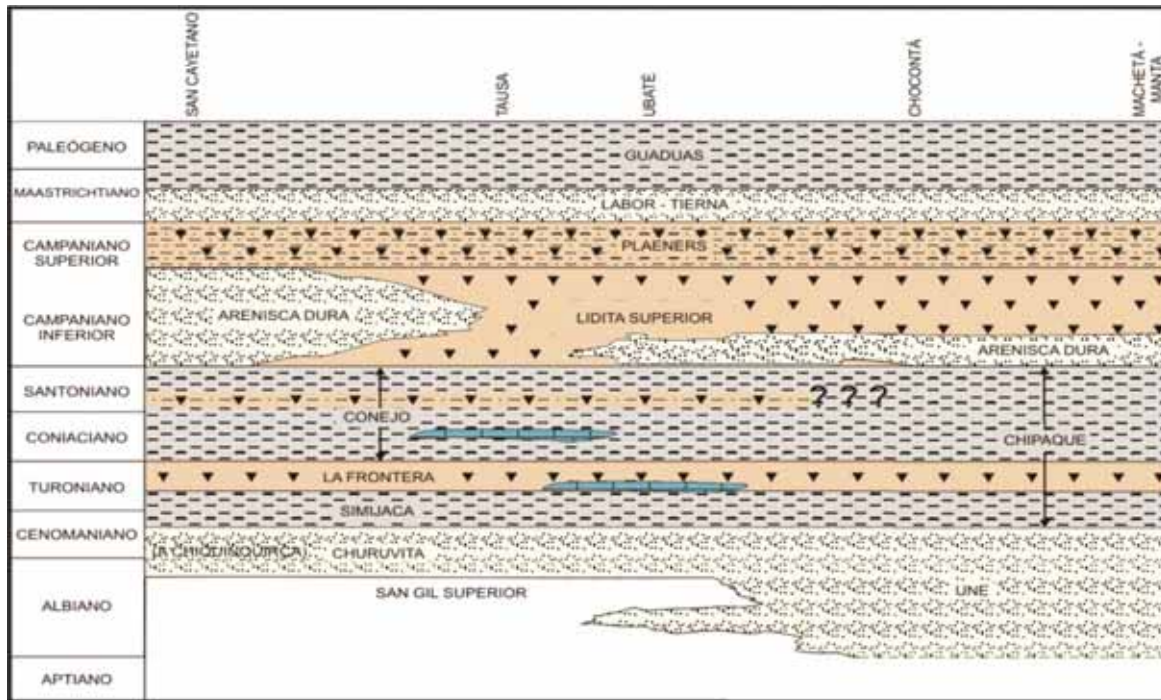


Figura 4. Cuadro de correlación de las unidades del cretácico superior en el sector de Ubaté. Nótese la presencia de las Formaciones Simijaca, La Frontera y Conejo, representativas del Grupo Chipaque. Adaptado de Montoya y Reyes (2003).

**2.2.1 Formación Churuvita.** El nombre y rango de esta unidad fue dado por Etayo (1968), para denominar un conjunto alternante arenoso-calcáreo que aflora en el flanco occidental del Anticlinal de Oiba.

La Formación Churuvita, tal como fue descrita en su localidad tipo está formada por niveles de areniscas cuarzosas, de grano fino, blancas, micáceas y macizas, intercaladas con niveles de lutitas negras, micáceas y ferruginosas; y hacia la base calizas grises oscuras, compactas, fosilíferas, la formación alcanza un espesor de 398 m, en la sección de La Candelaria – Samacá (Ulloa y Rodríguez, 1991). Es considerada de edad Cenomaniano por Etayo (1968), basado en las faunas de cefalópodos colectadas en la sección Sáchica-Puente Samacá.

**2.2.2 Formación Simijaca.** Ulloa y Rodríguez (1991) proponen el nombre de Formación Simijaca a una sucesión de lutitas y limolitas grises oscuras con delgadas intercalaciones de areniscas que afloran al sur de la población de Simijaca, está limitada en su base por las Areniscas de Chiquinquirá y es suprayacida por la Formación La Frontera. Esta Formación es una secuencia monótona constituida por arcillolitas y shales grises, negros, laminados, con intercalaciones de capas delgadas plano paralelas de calizas y areniscas, con abundantes concreciones de tamaños desde 10 a 80 cm; es común observar venas de calcita que atraviesan la estratificación de las rocas. En la parte basal de la sección se encontró una capa media arenosa, con textura variable en donde se tienen arenisca arcillosa con fragmentos líticos de cuarzoarenitas glauconíticas y areniscas conglomeráticas. La edad asignada por Etayo-Serna (1968) para esta unidad es Turoniano.

La Formación Simijaca se depositó en un ambiente marino de aguas tranquilas por debajo de la acción de las olas (Montoya y Reyes, 2003). Y de acuerdo con Martínez y Vergara (1999), se interpreta un ambiente de pro-delta, con la parte proximal representada en las areniscas de la infrayacente Formación Churuvita.

**2.2.3 Formación La Frontera.** En la región de Girardot, Bürgl y Dumit (1954), le asignan al Turoniano dos horizontes, el inferior constituido por esquistos margosos oscuros y el superior representado por margas arenosas, con concreciones calcáreas y capas de caliza arenosa; al cual denominaron Horizonte La Frontera.

Esta unidad litoestratigráfica ha sido reconocida en el flanco occidental de la Cordillera Oriental y en el Valle Superior del Magdalena mientras que, en el sector oriental de la Cordillera Oriental, Hubach (1957) la reconoce en el sector de Chitagá-Santander, que descansa en contacto

neto y concordante sobre la Formación Simijaca y es suprayacida por la Formación Conejo en contacto transicional rápido. La Formación La Frontera, es un horizonte guía silíceo-calcareo en la cartografía geológica, en el occidente se presenta como un intervalo calcáreo lodosa en la base y hacia el techo es silíceo (Ubaté); mientras hacia el oriente, la secuencia es de composición silícea (Montoya y Reyes, 2003).

La Formación La Frontera representa una fase transgresiva e indica un periodo de máxima inundación regional y se reconoce en toda la Cordillera Oriental y el Valle del Magdalena. Así mismo, corrientes de surgencia ayudaron al enriquecimiento de materia orgánica, que favoreció el desarrollo de foraminíferos planctónicos y existió un aporte importante de sílice probablemente proveniente de vulcanismo que originó la sedimentación de chert y liditas, acorde a lo expresado por Villamil y Arango (1998).

**2.2.4 Formación Conejo.** El nombre de Formación Conejo fue propuesto por Renzoni (1968) y publicado en 1981, deriva el nombre de la unidad del Alto El Conejo en la Vereda San Rafael, ubicados en el Departamento de Boyacá.

La Formación Conejo está constituida por tres paquetes: el inferior, es una caliza (0,80 m), el medio es un intervalo de 7 m de shales gris y areniscas un poco silíceas; y el superior está constituido por un paquete espeso (272 m) en donde se presentan intercalaciones de capas de shales oscuros con areniscas; a la cual se ha asignado una edad de Coniaciano hasta Santoniano (Montoya y Reyes, 2003).

La Formación Conejo es una secuencia constituida por arcillolitas, calizas, limolitas silíceas y areniscas; se caracteriza por presentar intercalaciones de arcillolitas en bancos gruesos con capas medias a muy gruesas de areniscas que generan una morfología de valles y crestas. El ambiente

de sedimentación para esta unidad se divide en plataforma externa en aguas muy tranquilas en mar abierto y un nivel de máxima inundación en aguas relativamente profundas, la sedimentación fue por acumulación vertical produciendo una laminación plana paralela no perturbada dada por la alternancia entre sílice y foraminíferos planctónicos (Montoya y Reyes, 2003).

**2.2.5 Formación Arenisca Dura.** Nombre propuesto formalmente por Pérez & Salazar (1978), para la unidad litoestratigráfica que reposa concordante y transicionalmente sobre una sucesión monótona de lutitas fisiles y grises de la Formación Chipaque y que es suprayacida por una secuencia de arcillolitas, arcillolitas silíceas y liditas de la Formación Plaeners. La sección tipo se localiza en el cerro El Cable (oriente de Bogotá), con un espesor de 449 m (Montoya y Reyes, 2005).

Debido a la falta de fósiles para determinar la edad de la Formación Arenisca Dura, ésta se establece por posición estratigráfica y correlaciones; Montoya y Reyes (2003) le asignan una edad Campaniano Inferior.

**2.2.6 Formación Plaeners.** Nombre propuesto formalmente por Pérez & Salazar (1978) para la unidad litoestratigráfica que reposa concordantemente sobre la Formación Arenisca Dura y suprayace a la Formación Arenisca de Labor - Tierna; en la sección tipo tiene un espesor de 73 m y se divide en cuatro segmentos representados por arcillolitas, liditas, limolitas y en menor proporción por areniscas de grano muy fino. La edad de la Formación Plaeners, según Follmi *et al.* (1992) en Vergara *et al.* (1997), con base en amonitas de la región de Tausa, es Campaniano Superior a Maastrichtiano temprano.

La Formación Plaeners se depositó en un ambiente de plataforma externa a media, por debajo de la acción de las olas, con un aporte importante de sílice que puede indicar corrientes de surgencia favoreciendo el desarrollo de fauna.

**2.2.7 Formación Arenisca Labor – Tierna.** Pérez y Salazar (1978) al oriente de Bogotá, formalizaron a las Formaciones Arenisca de Labor y Arenisca Tierna. La Arenisca de Labor, presenta un espesor de 177 m, comienza con capas muy gruesas de areniscas que se intercalan con capas muy delgadas de arcillolitas. La Formación Arenisca de Labor es separada de la Formación Arenisca Tierna por 19 m de lodolitas y arcillolitas; la Arenisca Tierna con un espesor de 49 m, se diferencia de la Labor por presentar capas muy gruesas de areniscas de tamaño más grueso (Montoya y Reyes, 2005).

Las Formaciones Arenisca de Labor, Arenisca Tierna y el segmento que los separa, se agrupan como una sola unidad cartográfica dada la similitud litológica y su expresión morfológica, se establece desde el techo de la Formación Plaeners hasta la base de la Formación Guaduas.

La edad reportada para la Arenisca de Labor y Tierna no es más antigua al Maastrichtiano Inferior (Pérez & Salazar, 1978). Mientras que Martínez (1989) en Sarmiento (1992) reporta la zona bentónica *Siphogenerinoides bramlettei*, a la que considera de edad Maastrichtiano tardío.

**2.2.8 Formación Guaduas.** La Formación Guaduas fue descrita originalmente por Hettner (1892) en De Porta (1974), para referirse a los materiales que afloran en la región de Bogotá y que están por encima del Grupo Guadalupe. La Formación Guaduas aflora en los sinclinales de Río Frío, Neusa, Zipaquirá, Chécua-Lenguazaque, Sesquilé, Sisga, Subachoque, en la zona de la

Calera en el sinclinal de Teusacá y al Sur en los sinclinales de Usme y Soacha (Montoya y Reyes, 2005).

Morfológicamente en varios sectores de la Sabana de Bogotá (Chécua-Lenguazaque y Río Frío), se reconocen una secuencia arcillo-arenosa con mantos de carbón que generan cinco geoformas; tres valles que corresponden a niveles arcillosos y dos abruptos arenosos. Por palinología la edad de la Formación Guaduas es Maastrichtiano Superior – Paleoceno Inferior (Sarmiento, 1992).

### **2.3 Geología Estructural**

Las estructuras típicas de los YNC tipo Gas Shale se caracterizan por presentar acumulación de shale gas en las zonas más profundas de los sinclinales, especialmente aquellas estructuras sinclinales extensas, y con espesores mínimos de 30 m (Pollastro, 2007), tal es el caso del Sinclinal Chécua Lenguazaque cuya extensión alcanza aproximadamente alrededor de 30 Km en todo su recorrido (Figura 5), y presenta una secuencia estratigráfica completa de edad cretácica, para la zona de estudio. En razón a esto, se seleccionó esta estructura para caracterizar las Formaciones La Frontera y Conejo como posible YNC tipo Gas Shale. A continuación, se describen los rasgos generales del Sinclinal Chécua – Lenguazaque:

Se localiza entre las localidades de Zipaquirá y Lenguazaque, es una estructura asimétrica, con orientación NE - SW, con el flanco oriental más inclinado y en ocasiones invertido por efecto de la falla de Cucunubá (Montoya y Reyes, 2005). El flanco oriental se caracteriza por presentar buzamientos mayores con ángulos que oscilan entre 15° a 85°, mientras que el occidental varía entre ángulos de 10° a 70° y los estratos siguen un rumbo general de N40E. Su



Carmen de Carupa. Así mismo, se presenta la sección restaurada, donde se muestra el estado inicial de las formaciones, previo a la deformación, que en total tuvo un acortamiento de 18 Km, los cuales se calcularon como el resultado de la diferencia de longitud entre la sección restituida y la sección deformada, este resultado también se puede dar en porcentaje a partir de una fórmula muy sencilla, donde  $L_0$  es la longitud de la unidad previa a la compresión y  $L_f$  la longitud después de la compresión:

$$S = [(L_0 - L_f) \times 100] / L_0$$

El trabajo realizado con la sección estructural permitió observar algunos cambios de espesor de las formaciones, tal es el caso de la Formación Frontera que hacia el SE presenta un mayor espesor que en el bloque NW, lo mismo ocurre con la Formación Conejo, que se ve considerablemente reducida en espesor tras ser afectada por la Falla de Sutatausa y Carupa en el bloque más occidental.

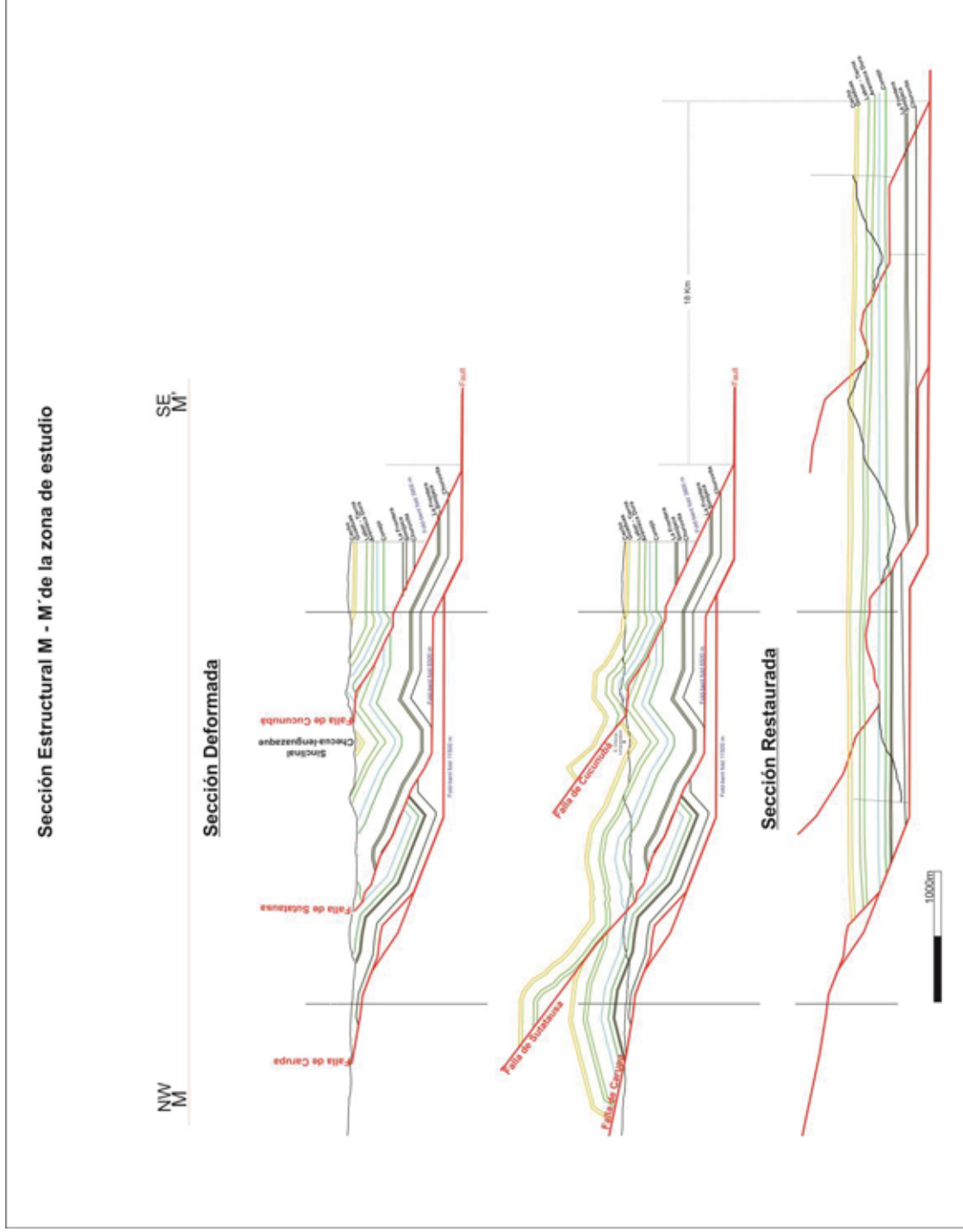


Figura 6. Sección geológica M – M' (Apéndice 3). Nótese la longitud del acortamiento de las unidades que fue de 18 Km.

### **3. Metodología empleada para la caracterización de Yacimientos No Convencionales en la región ubicada entre los municipios de Ubaté, Sutatausa, Carmen De Carupa y Cucunubá.**

La primera etapa consistió en la identificación de las Formaciones correspondientes al Cretácico Superior, es decir, ubicar las zonas de afloramiento de las Formaciones La Frontera y Conejo, y dentro de éstas, los niveles con alto contenido de materia orgánica, en relación a las facies y/o ambiente de depósito asociados a los eventos anóxicos oceánicos (OAE), los cuales se definen como periodos en los cuales muchos de los océanos del mundo se vieron empobrecidos drásticamente en oxígeno y se dio una amplia depositación de shale rico en carbono orgánico.

El siguiente paso se basó en el análisis del mapa de la zona de estudio, dónde se identificaron estructuras geológicas continuas, no fracturadas (sinclinales, anticlinales, monoclinales, etc); que cumplieran con las condiciones de tener amplia extensión de área, longitud, y presencia de la secuencia estratigráfica completa correspondiente al cretácico superior. En ese sentido, se determinó que la mejor estructura para caracterizar las Formaciones La Frontera y Conejo como posible YNC correspondía al Sinclinal de Chécua-Lenguazaque. Una vez identificada la estructura, y las zonas de afloramiento de las formaciones de interés, se levantó la columna estratigráfica usando el método de la poligonal, tomando muestras de los niveles relevantes según las características anteriormente descritas.

A las muestras recolectadas, se les realizaron análisis geoquímicos de tres órdenes, COT para determinar la cantidad de materia orgánica, pirólisis Rock Eval para determinar la calidad y, reflectancia de la vitrinita para definir la madurez termal de la materia orgánica. Con estos análisis, se buscó identificar aquellos niveles en las formaciones de interés que cumplieran con las condiciones de tener alto COT, Kerógeno tipo II – III, y madurez termal superior a 1% Ro; adicionalmente, se evaluó mediante análisis petrográfico, que esos niveles de interés tuviesen una composición mineralógica propicia para YNC, es decir, alto contenido de cuarzo y/o calcita, y bajo contenido de arcilla, ya que estas últimas condiciones determinan si la roca es susceptible de fractura o no.

El estudio se complementó con la elaboración de un modelo geoquímico 1D, que básicamente busca pronosticar cuál sería el estado de madurez termal de las formaciones La Frontera y Conejo en el eje del Sinclinal en profundidad, sumado al análisis de la geometría del sinclinal a través de la construcción una sección estructural balanceada.

La metodología se desarrolló a través de una serie de etapas descritas a continuación:

### **3.1 Revisión Bibliográfica**

Se realizó una búsqueda exhaustiva en varias fuentes bibliográficas como boletines geológicos, revistas científicas, bases de datos, trabajos de investigación tanto de pregrado como posgrado, capítulos de libros, páginas web, etc., en un período de tiempo comprendido entre los años 2000 a 2019, sobre el tema y zona de la investigación o relacionados, así como objetivos cercanos a los propuestos por la presente investigación: yacimientos no convencionales tipo Gas Shale y Tight Sandstone Gas en la Cuenca Cordillera Oriental de Colombia; además, se consultó

específicamente información internacional de los reservorios de gas shale más importantes del mundo, que incluía datos de Eagle Ford, Marcellus, Lewis y Barnett en Estados Unidos, Vaca Muerta en Argentina, Longmaxi en China, Cambay Shale en India y Godwood en Australia, entre otros, con el fin de establecer un contraste o similitud entre las características depósitos conocidos y la Cuenca Cordillera Oriental.

### **3.2 Trabajo de Campo**

Durante el trabajo de Campo se registró información geológica concerniente a las unidades estratigráficas que afloran en la zona, y que representaron el interés de la investigación, como es el caso de las Formaciones La Frontera y Conejo. Se levantaron 2 columnas estratigráfica generalizadas, usando el método de la poligonal (Cruz, 1991), se levantaron 2 secciones diferentes, debido a la topografía y accesibilidad de la zona, y se recolectaron 37 muestras de afloramiento. Se hizo control estructural de las capas estratigráficas encontradas, midiendo dirección e inclinación de estas, así como las diaclasas existentes. Finalmente, el trabajo de campo se complementó con el registro estratigráfico y fotográfico, para la construcción del mapa geológico final.

### **3.3 Análisis de Laboratorio**

**3.3.1 Geoquímica.** Los análisis geoquímicos correspondientes a contenido orgánico total se desarrollaron de acuerdo con la metodología propuesta por Peters *et al.* (2016); el análisis de pirólisis Rock Eval, se realizó siguiendo la metodología de Peters (1986), y finalmente, la

madurez termal evaluada mediante reflectancia de la vitrinita se realizó acorde a la metodología expuesta por Peter *et al* (2016). Todos los análisis geoquímicos se desarrollaron en el laboratorio de geoquímica de petróleo de la Universidad Industrial de Santander sede Guatiguará.

**3.3.2 Petrografía.** Un total de 13 muestras, correspondientes a las formaciones Simijaca (1 sección), La Frontera (8 secciones) y Conejo (4 secciones), fueron procesadas y clasificadas según la metodología de Folk (1974). Para cada muestra se prepararon secciones delgadas impregnadas con resina epóxica teñidas en azul estándar y con tinción de carbonato completo (Lindholm y Finkelman 1972, en Vincent *et al*, 2018), así como tinción con feldespató potásico (Houghton 1980, en Vincent *et al*. 2018). Lo anterior para analizar los principales tipos de grano, la porosidad visual total, el contenido de carbonato, cuarzo y arcilla, cualquier otro contenido de mineralogía o fósil evidente en las secciones delgadas.

### **3.4 Resultados y Discusión.**

Esta etapa incluyó la interpretación de los datos obtenidos en el campo, la oficina y el trabajo de laboratorio. El análisis de resultados y la discusión del material geoquímico y petrográfico se complementará más adelante para su integración con los modelos geológicos estructurales desarrollados.

## 4. RESULTADOS

### 4.1 Estratigrafía

En el área central de la Cordillera Oriental, dónde se localiza la zona de estudio, se adoptó la propuesta estratigráfica de Montoya y Reyes (2003), para establecer la nomenclatura de la secuencia estratigráfica de edad cretácica del área (Figura 7).




| EDAD           |     | INGEOMINAS<br>Montoya & Reyes<br>2003  |
|----------------|-----|--|
| Eoceno         |     | Bogotá   |
| Paleoceno      |     | Cacho  |
|                |     | Guaduas  |
| Maastrichtiano |     | Tierna - Labor   |
|                |     | Plaeners   |
| Campañano      | Sup | Dura  Lidita Superior   |
|                | Inf |  |
| Santoniano     |     | <br>Conejo<br> |
| Coniaciano     |     |  |
| Turoniano      |     | La Frontera  |
|                |     | Simijaca   |
| Cenomaniano    |     | Churuvita  |
|                |     | Plancha 209  |

Figura 7. Columna Estratigráfica Esquemática de la zona Central de la Cordillera Oriental de Colombia. Adaptado de Montoya y Reyes (2003).

Para el análisis estratigráfico, se tuvieron en cuenta dos secciones, la primera, en la vía que conduce del Municipio de Carmen de Carupa hacia Ubaté, exactamente a 2.3 Km de la cabecera municipal de Carmen de Carupa (Figura 8), al margen izquierdo de la carretera, donde afloran rocas de edad Cretácico, correspondientes a las Formaciones Simijaca, La Frontera y Conejo (Apéndice C). Y la segunda sección en el sector Alto de los Caballeros, donde se describieron las formaciones La Frontera y Conejo (Apéndice B). En estos segmentos se realizaron dos columnas estratigráficas (los apéndices están adjuntos en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS) usando el método de la poligonal, con el fin de documentar las características de las formaciones mencionadas, y que se describen a continuación:

#### 4.1.1 Sección Carmen de Carupa

Coordenadas de Inicio

N(Y): 1081276 m

E(X): 1020173 m

Coordenadas Finales

N(Y): 1080984 m

E(X): 1020381 m



Figura 8. Trazo de la poligonal en la sección Carmen de Carupa (línea color azul). Adaptado de Google Earth

**4.1.1.1 Formación Simijaca.** En la sección Carmen de Carupa se midieron 35 metros de la Formación Simijaca, sección incompleta (FIGURA 9), encontrándose dos segmentos:

- Segmento A, hacia la base, de 15 m de espesor, con intercalaciones de shale fisil de color gris oscuro y gruesas capas tabulares de arenisca color amarillo claro, cementada, macizas y compactas, entre 10 y 30 cm de espesor, afectadas por plegamiento.
- Segmento B, de 20 m hacia el tope, con cuarzoarenita de grano fino a medio, con granos angulares a subredondeados, moderadamente seleccionada, maciza y compacta, en capas tabulares de 5 – 8 cm de espesor en posición vertical por plegamiento, formando parte de un flanco de anticlinal, con pequeñas intercalaciones de shale fisil de color gris medio, en capas de 5 – 10 cm de espesor, también afectados por el anticlinal.

En trabajos anteriores, realizados en la misma vía entre Ubaté y Carmen de Carupa, Montoya y Reyes (2003), sugieren el Turoniano propuesto por Etayo (1968), como edad asignada para la Formación Simijaca, la cual permanece en contacto neto y concordante con la Formación infrayacente (Formación Churuvida) y la suprayacente (Formación La Frontera). En este segmento, la Formación Simijaca se encuentra afectada por la falla de Carupa, que atraviesa la formación en sentido NE – SW. (Figura 9).



Figura 9. Sección Carmen de Carupa. Zona Falla de Carupa en dirección NE-SW, dónde se observa un segmento de la Formación Simijaca (K2s) afectada por el anticlinal.

**4.1.1.2 Formación La Frontera.** Para esta formación se midieron 392 m, en la sección de Carmen de Carupa, diferenciándose dos segmentos:

- Segmento A, hacia la base, de 266 m, con capas de shale, color gris medio a oscuro, con alto grado de fisilidad y meteorización, alto contenido de arcilla (Figura 10), intercalado con esporádicas capas de arenisca, cementada, tamaño de grano fino a medio, especialmente en la base.
- Segmento B, en la zona superior con 35 m de espesor, se describieron capas de shale macizo, duro y compacto, color gris claro en zonas de bajo contenido de materia orgánica, y gris oscuro en zonas de mayor contenido de materia orgánica (Figura 11); presencia de bandeamiento o estratificación, así como presencia de foraminíferos uniseriales rellenos de calcita no ferrosa y fragmentos de conchas (ver petrografía).

Para la Formación La Frontera, Blanco *et al.*; (2004), establece una edad de Cenomaniano tardío – Turoniano medio, a partir de la bioestratigrafía analizada en la sucesión sedimentaria que aflora en el carretable Vereda Tóriba, Cerro el Tablazo, al noroeste de San Francisco, Cundinamarca, donde de acuerdo a los autores en mención, aflora toda la sucesión estratigráfica descrita en la literatura para la Formación La Frontera, la cual dividen en dos segmentos: el inferior de 70 metros, que se subdivide en niveles I, II y III; y el superior de 39 metros que se subdivide en los niveles IV y V. Este último segmento presenta características similares a las encontradas en afloramiento descrito en la vía que de Carmen de Carupa conduce a Ubaté: intercalaciones de lilitas algunas calcáreas, y arcillolitas, presencia de foraminíferos y fragmentos de conchas.

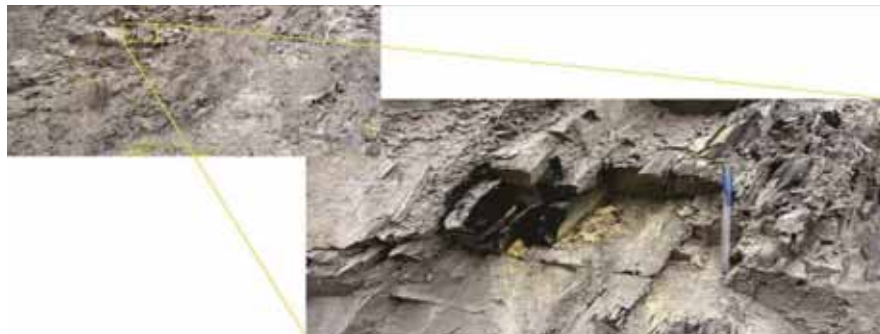


Figura 10. Sección Carmen de Carupa. Segmento A, a la base de la Formación La Frontera, con capas de shale gris oscuro a negro, fisil, muy meteorizado y arcilloso.



Figura 11. Sección Carmen de Carupa. Formación La Frontera. Segmento B, con capas de shale con variación entre zonas de mayor y menor contenido de materia orgánica.

El contacto entre las formaciones La Frontera y Conejo está dado por el cambio de shales arcillosos, de color marrón rojizo claro, a shales enriquecidos en materia orgánica, color gris oscuro evidente sobre la vía entre Carmen de Carupa y Ubaté (Figura 12).



Figura 12. Sección Carmen de Carupa. Límite entre la Formación La Frontera (K2f) a la base, con shales arcillosos de color marrón rojizo claro y la Formación Conejo (K2c) al tope, con shales enriquecidos en materia orgánica (M.O).

**4.1.1.3 Formación Conejo.** En la Formación Conejo se midieron 335 metros en la sección de Carmen de Carupa, y según las características se determinaron 5 segmentos.

- Segmento A, que abarca un espesor de 29 m medidos desde la base de la formación, compuesto por shale, color gris medio, de apariencia maciza, duro, compacto, fractura recta, y diaclasado (Figura 13A).
- Segmento B, que va desde 29 m hasta 45 m, con un espesor de 16 metros, con presencia de shale color gris medio a oscuro, de consistencia maciza, rico en sílice y chert, con fractura concoidea, diaclasado (Figura 13A).
- Segmento C, medido entre 45 y 71 m de la base, con un espesor de 26 metros, presenta shale color gris medio a oscuro, con nódulos de Pirita, de hasta 5 cm de

diámetro (Figura 13B); que de acuerdo con Palencia (2011), corresponden a reemplazamientos de los fósiles por sulfuros, formando mineral de pirita producto de los procesos diagenéticos por interacción de bacterias sulfato reductoras que se combinan con el hierro presente.

- Segmento D, 242 m de espesor, presenta shale de color gris oscuro, con contenido de materia orgánica, duro, compacto y macizo, menores intercalaciones de shale fisil (Figura 14).
- Segmento E, con 22 metros de espesor, medido hacia el tope de la formación, presenta cuarzoarenitas de grano fino de 9 m de espesor, con intercalaciones de shale gris medio a oscuro en capas delgadas, y otras areniscas también en pequeñas capas.

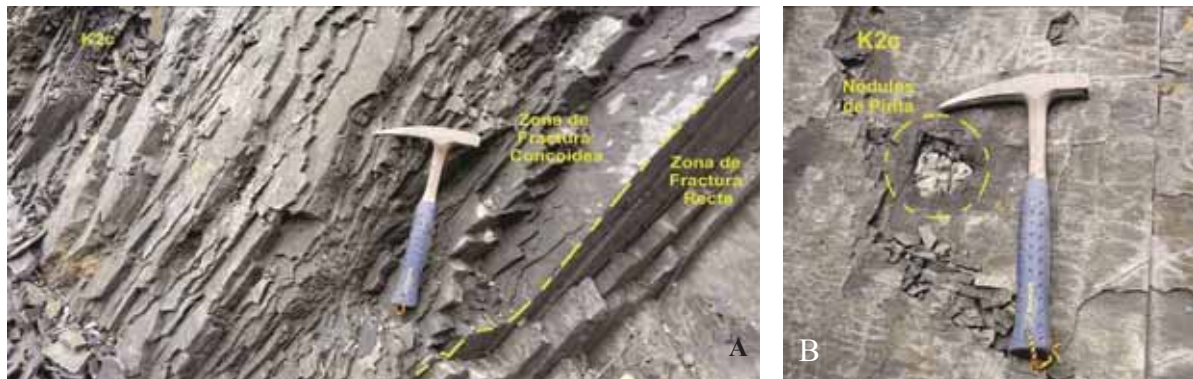


Figura 13. Sección Carmen de Carupa. Formación Conejo. A). Cambio en el sistema de fractura, entre zonas con fractura recta y zonas con fractura concoidea. B). Nódulos de Pirita en un orificio de los shales.

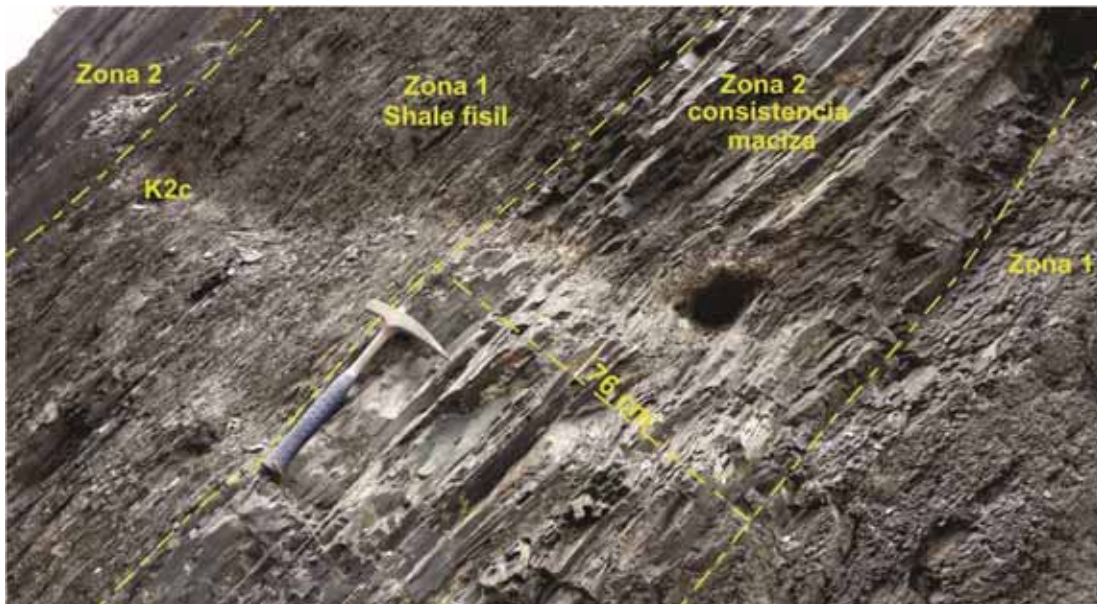


Figura 14. Sección Carmen de Carupa. Formación Conejo. Lente de lidita en facie con concentración de sílice y chert, consistencia maciza, con fractura concoidea de 76 cm de espesor (Zona 2); entre zonas de shale fisil (Zona 1).

#### 4.1.2 Sección Alto de los Caballeros

Coordenadas de Inicio

N(Y): 1077366 m

E(X): 1025927 m

Coordenadas Finales

N(Y): 1078186 m

E(X): 1025476 m

Cabe anotar que debido a la topografía de la zona y a que algunos sectores se encontraban cubiertos de vegetación, la información en la sección Alto de los Caballeros (Figura 15) fue recolectada por segmentos:

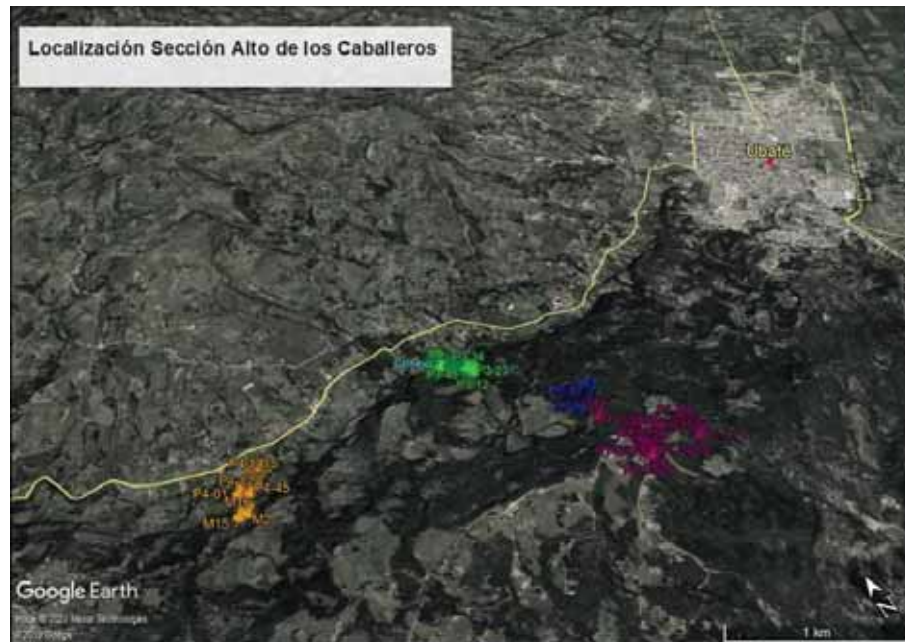


Figura 15. Trazo de la poligonal en la sección Alto de Los Caballeros. Nótese que debido a la topografía de la zona la información estratigráfica se tomó por segmentos. Adaptado de Google Earth

**4.1.2.1 Formación Simijaca.** En el sector Alto de los Caballeros no se logró precisar el espesor de la Formación Simijaca, sin embargo, se lograron describir afloramientos de esta formación en la carretera entre Ubaté y el sector de Bruselas, dónde se encontraron areniscas de grano fino, de 1.5 m de espesor con menores intercalaciones de shale (de 5 - 30 cm), meteorizado, y en contacto neto (Figura 16A). Así mismo se divisó el contacto entre las formaciones Simijaca a la base y Frontera al tope, sobre la vía entre Ubaté y Carmen de Carupa (Figura 16B), y finalmente un afloramiento de shales color gris medio fisil, y meteorizado a la base, y arenisca de color amarillo claro, de grano fino a medio, y algunos cantos hacia el tope (Figura 16C).



Figura 16. Fm. Simijaca, Sección Alto de los Caballeros. A). Areniscas de grano fino, 1.5 m de espesor intercalada con shale (de 5-30 cm) en contacto neto. B). Panorámica del contacto entre la Fm. Simijaca (base) y la Fm. La Frontera (tope). Nótese la estructura anticlinal en la Formación Simijaca. C). Afloramiento de shale fisil y meteorizado a la base, y arenisca de grano fino a medio y algunos cantos hacia el tope.

**4.1.2.2 Formación La Frontera.** En el sector del Alto de los Caballeros que conduce hacia Bruselas, se levantó la columna estratigráfica de la zona, el espesor medido para la Formación La Frontera fue de 33.7 m, y se diferenciaron dos segmentos:

- Segmento A, hacia la base de la formación, con 8.8 m de espesor, donde litológicamente se diferenciaron liditas fosilíferas (capas hasta 1.5 m), de geometría tabular, macizas, con un grado de dureza y compactación alto, matriz silíceas y variación en el contenido de materia orgánica que va de moderado a la base hasta alto en el tope del segmento, con contenido de microfósiles tipo foraminíferos uniseriales lineales, rellenos de calcita, así como concreciones calcáreas y elipsoidales de 16.2 cm

eje mayor y 8.6 cm eje menor (FIGURA 17), con menores intercalaciones de shale fisil y arcilloso.

- Segmento B, el tope de la secuencia, con 25 m de espesor, se caracteriza por shale de color gris medio a oscuro, fisil y meteorizado, e intercalado con pequeñas capas de shale (5 – 8 cm), macizo, diaclasado, ocasionalmente con precipitaciones de calcita y bioturbación (Figura 18).

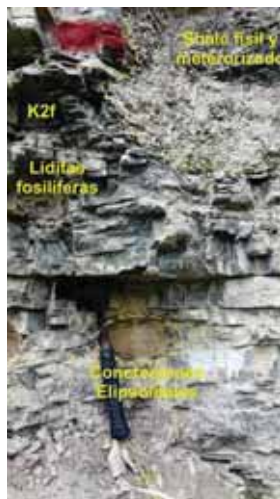


Figura 17. Formación La Frontera - Segmento A. Capas de Micritas y liditas fosilíferas, macizas, presencia de concreciones elipsoidales y menores intercalaciones de shale meteorizado y arcilloso.

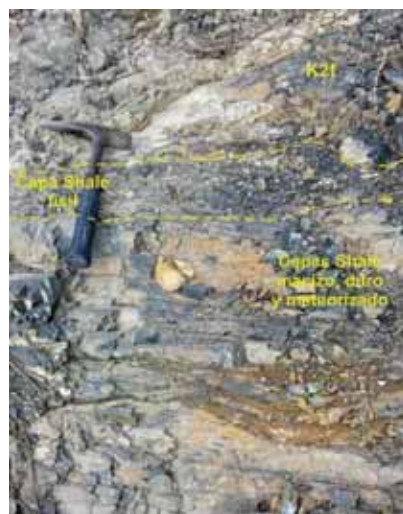


Figura 18. Formación La Frontera - Segmento B. Capas de shale macizo, duro y meteorizado con intercalaciones de shale fisil.

**4.1.2.3 Formación Conejo.** En el segmento Alto de los Caballeros, para la Formación Conejo, se midió un espesor de 237.8 m, que se dividieron en 5 segmentos constituidos así:

- Segmento A, con 55 m de espesor medidos desde la base, presenta shale color gris oscuro, casi negro, muy fisil, abundante contenido de materia orgánica, pero alto grado de meteorización debido a la infiltración de agua (Figura 19).
- Segmento B, entre 55 y 91,7 m de la base, este segmento presenta shale de color gris oscuro, abundante contenido de materia orgánica, en capas tabulares y alterado por bioturbación, especialmente raíces (Figura 20).
- Segmento C, con 37.3 m de espesor, shale color gris oscuro, moderado grado de fisilidad, moderado a alto grado de meteorización, con concreciones y conchas fosilizadas, y alto grado de oxidación y precipitaciones de óxido de hierro formando concreciones elipsoidales, hacia el tope menores intercalaciones de shale fisil y meteorizado (Figura 21).
- Segmento D, 55 m de espesor, con intercalación entre facies de shale duro, compacto y macizo, en capas tabulares de hasta 70 cm de espesor, con capas de shale fisil altamente meteorizado, donde no se distingue estratificación, afectado por bioturbación y oxidación (Figura 22).
- Segmento E, con 53.8 m de espesor, este segmento presenta arenisca de grano muy fino (de 1 a 3 m de espesor), de color moderadamente rojizo por contenido de óxido de hierro, con intercalaciones de shale entre 30 y 50 cm, moderado contenido de materia orgánica, y afectado por bioturbación hacia el tope (Figura 23).



*Figura 19.* Sección Alto de los Caballeros. Formación Conejo. Segmento A. Capas de shale color gris oscuro, casi negro, abundante contenido de materia orgánica, pero alto grado de meteorización debido al filtrado de agua en el afloramiento.



*Figura 20.* Sección Alto de los Caballeros. Formación Conejo. Segmento B. Capas de shale color gris oscuro, alterado por bioturbación, especialmente raíces.



*Figura 21.* Sección Alto de los Caballeros. Formación Conejo. Segmento C. Capas de shale color gris oscuro, alterado por meteorización y oxidación, presencia de precipitaciones de óxido de hierro formando concreciones elipsoidales.



*Figura 22.* Sección Alto de los Caballeros. Formación Conejo. Segmento D. Capas de shale color gris oscuro, alterado por meteorización, y estratos macizos de shale de hasta 70 cm.



*Figura 23.* Sección Alto de los Caballeros. Formación Conejo. Segmento E. Capas de arenisca de grano muy fino con intercalaciones de shale color gris oscuro, fisil.

## 4.2 Interpretación de Facies

De acuerdo con Miall (1990), la palabra facies es usada tanto en sentido descriptivo como interpretativo; en el sentido descriptivo incluye Litofacies y Biofacies. Una Litofacies es una unidad de roca definida de acuerdo con sus características litológicas distintivas, incluyendo composición, tamaño de grano, estratificación y estructuras sedimentarias. En tal sentido se definieron las litofacies en el presente trabajo, con el fin de identificar los segmentos en la columna estratigráfica que presentan características petrográficas relevantes para la caracterización de yacimientos no convencionales.

Para dar nombre a cada una de las Litofacies, se usó una letra descriptiva de los principales rasgos de la unidad litológica que se quería diferenciar, inicialmente el tipo de litología predominante y adicional el principal rasgo del cuerpo de roca o sino, la segunda litología predominante así: Micrita Fosilífero (MF), Shale arcilloso (ShAr), Shale silíceo (ShSi), Shale calcáreo (ShC), Shale Orgánico (Sh), litofacies Arenisca – Shale (Sst/Sh) con predominio de arenisca, Arenisca cuarzosa (SstQ), y litofacies Shale – Arenisca (Sh/Sst).

### 4.2.1 Litofacies Formación Simijaca.

- *Arenisca Cuarzosa (SstQ)*: arenisca cuarzosa de grano fino a medio en capas tabulares, muy compacta, con muy pequeñas intercalaciones de shale físil.
- *Shale – Arenisca (Sh/Sst) (Shale 60 – 70%, Arenisca 30-40%)*: corresponde al segmento superior de la formación, con predominio de shale físil color gris oscuro y algunas intercalaciones de capas de arenisca cuarzosa de grano fino a medio, en capas tabulares y compacta.

#### 4.2.2 Litofacies Formación La Frontera.

- *Micrita Fosilífera (MF)*: matriz lodosa calcárea microcristalina laminada (60-80%), color gris medio, compacta, maciza, fractura concoidea, estratos tabulares, contenido de microfósiles uniseriales asociado a un ambiente de plataforma profunda, rellenos de calcita no ferrosa (10-40%), baja microporosidad (1-2%) especialmente por disolución de la calcita y moderado a alto contenido de materia orgánica, corresponde al segmento A de la Formación Frontera en la sección Alto de Los Caballeros.
- *Shale Arcilloso (ShAr)* (*Shale 60-70%, Arcilla 30-40%*): shale color gris medio, moderado contenido de materia orgánica y alto contenido de arcilla, fisil, en capas irregulares, se interpretan como sedimentación con variaciones del régimen de energía con flujos concentrados depositados en suspensión. Corresponde al segmento A de la formación en la sección Carmen de Carupa.
- *Shale Silíceo (ShSi)*: shale color gris oscuro, compacto, duro macizo, fractura concoidea, estratos tabulares, ausencia de laminación, con menores intercalaciones de shale fisil, buen contenido de materia orgánica, ocasionales nódulos de pirita; corresponde al segmento B y parte de C de la formación en la sección Alto de Los Caballeros.

#### 4.2.3 Litofacies Formación Conejo.

- *Shale Silíceo (ShSi)*: shale color gris oscuro, compacto, duro macizo, fractura concoidea, estratos tabulares, ausencia de laminación, con menores intercalaciones de

shale fisil, buen contenido de materia orgánica, ocasionales nódulos de pirita; corresponde al segmento B y parte de C de la formación.

- *Arenisca – Shale (Sst/Sh) (Arenisca 80 – 90%, Shale 10-20%)*: areniscas, ricas en cuarzo, de grano muy fino, color moderadamente rojizo por contenidos de óxido de hierro, con intercalaciones de shale fisil, color gris medio a oscuro, moderado contenido de materia orgánica y afectado por bioturbación, corresponde al segmento E de la formación.
- *Shale Calcáreo (ShC) (Shale 80-90%, Caliza 10-20%)*: shale calcáreo, duro, compacto, con presencia de concreciones y conchas fosilizadas, con intercalaciones de shale fisil color gris medio, ocasional amarillento por meteorización y bioturbación, depositado en un ambiente de baja energía, bajo condiciones para la precipitación de carbonatos, lejano a la línea de playa, en zona de plataforma marina abierta.
- *Shale Orgánico (Sh)*: capas de shale color gris medio a oscuro, muy fisil, alto grado de meteorización, contenido de materia orgánica, y alterado por bioturbación, no se presentan otras intercalaciones; se asocia a un ambiente de sedimentación de plataforma abierta. Ocupa gran parte de la formación en la sección Alto de Los Caballeros.

### 4.3 Petrografía

Para el análisis petrográfico orientado a la caracterización como YNC tipo sale gas de las Formaciones La Frontera y Conejo, se seleccionaron aquellas muestras cuya litología correspondiese a calizas y areniscas, se analizaron 13 láminas delgadas, de las Formaciones

Simijaca (1 sección), La Frontera (8 secciones), Conejo (4 secciones), cuya descripción se realizó acorde a la clasificación Folk, 1974.

**4.3.1 Formación Simijaca.** Se analizó una sección delgada, correspondiente a la muestra MEG-031, clasificada como Cuarzoarenita (Figura 24), texturalmente presenta grano fino a medio, grado de selección moderado, con granos angulares a subredondeados en contacto lineal a completo. Como minerales diagenéticos se observó clorita ferrosa en agregados intergranulares y en menor cantidades calcita no ferrosa, altamente cementada con sericita. El contenido de cuarzo, que se observa en algunas partes recrystalizado asciende a 76%, los minerales de arcilla indiferenciada corresponden al 17%, Sericita 2%, Circón 0.5%. Se presenta porosidad secundaria por disolución en un 4.5% (meso a microporosidad). Adicionalmente se observan posibles residuos de asfalto (manchas oscuras).

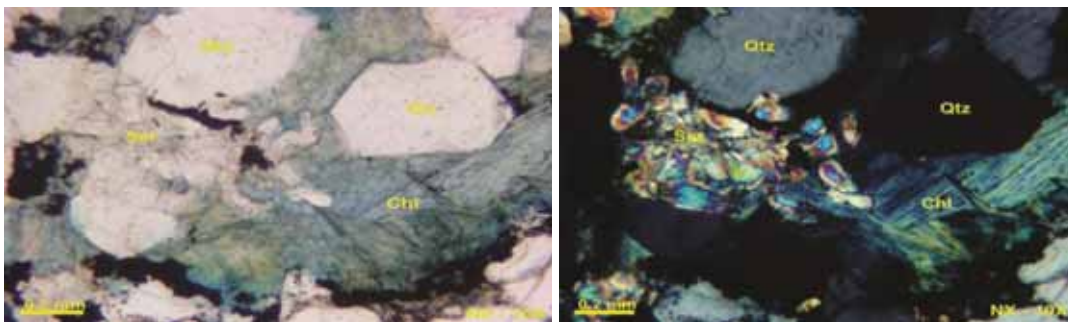


Figura 24. Muestra MEG-031, Cuarzoarenita: granos de cuarzo (Qtz), Sericita (Ser) y Clorita (Chl). Nótese en la figura de la izquierda las manchas negras que podrían ser residuos de asfalto.

**4.3.2 Formación La Frontera.** Para esta formación se analizaron 8 secciones delgadas, correspondientes a las muestras MEG-009 (Figura 25), MEG-010, MEG-013, MEG-021, MEG-022 (Figura 26), MEG-023, MEG-024 (Figura 27) y MEG-029, clasificadas como micritas fosilíferas y liditas con alto contenido de materia orgánica al tope de la secuencia, moderado

hacia la zona intermedia y bajo hacia la base de la formación. En general se observó una matriz micrítica (60 - 80%) laminada, microfósiles (34%), principalmente foraminíferos uniseriales rellenos de calcita no ferrosa. La porosidad estuvo alrededor del 2%.

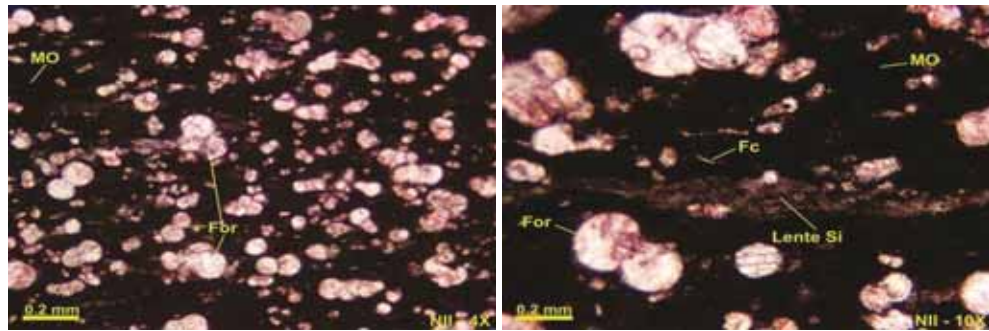


Figura 25. Muestra MEG-009. Roca con materia orgánica (Mo) dispersa en una matriz arcillosa, lentes de sílice (Lente Si), foraminíferos uniseriales (For), fragmentos de conchas (Fc).

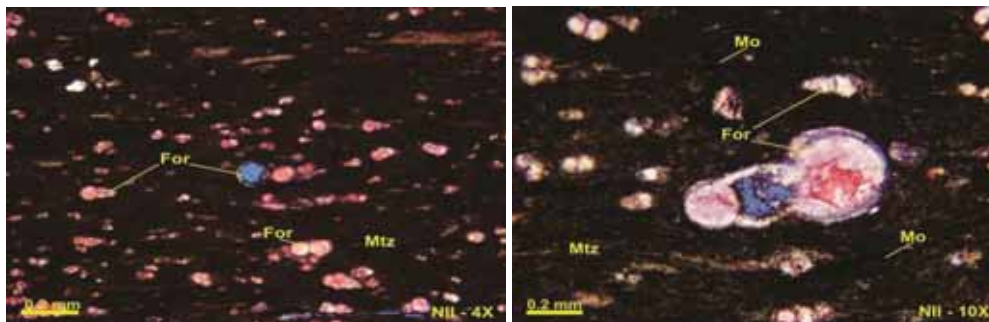


Figura 26. Muestra MEG-022. Micrita fosilífera, con laminación horizontal, lentes de sílice (Lente Si), foraminíferos uniseriales (For) y matriz, a la izquierda. A la derecha detalle de un foraminífero (For) lineal uniserial relleno de calcita, matriz micrítica (Mtz) y moderado contenido de materia orgánica (Mo).

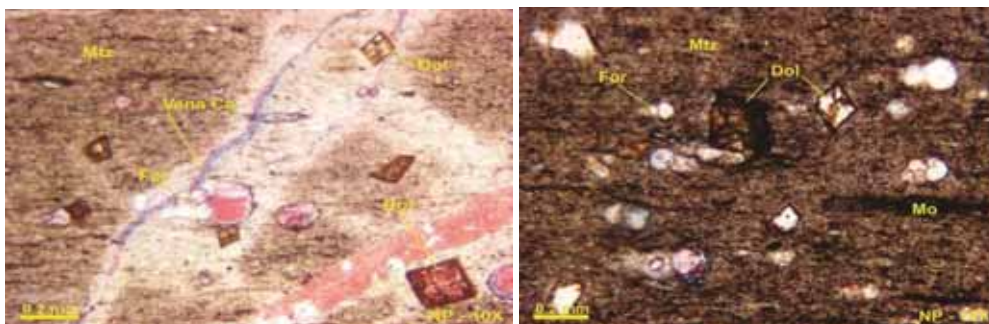


Figura 27. Muestra MEG-024. Izquierda: matriz micrítica (Mtz), foraminíferos uniseriales (For), cristales romboédricos de dolomita oxidada (Dol) y vena de calcita (Vena Ca). Derecha: Foraminífero (For) lineal uniserial, matriz (Mtz), y moderado contenido de materia orgánica (Mo).

**4.3.3 Formación Conejo.** Para la Formación Conejo se analizaron 4 secciones delgadas, correspondientes a las muestras MEG-039 (Figura 28), MEG-40, MEG-041 (Figura 29) y MEG-042 (Figura 30). Las dos primeras (ubicadas hacia el tope de la secuencia), se clasificaron como cuarzograuvacas, por su contenido de matriz superior al 15%. La tercera muestra (MEG-041), se clasificó como cuarzoarenita, de grano medio a grueso, moderadamente calibrada, de granos angulares no esféricos; minerales opacos (10%), minerales pesados como el circón (2%), porosidad primaria intergranular del 22% y granos en contacto puntual. Finalmente, la muestra MEG-042, ubicada a la base de la secuencia, se definió como una micrita fosilífera, con laminación paralela, foraminíferos uniseriales y fracturas (reellenas de minerales de óxido) orientados con la laminación.

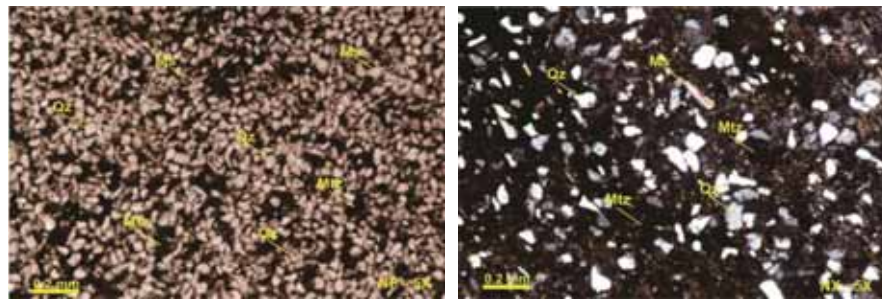


Figura 28. Muestra MEG-039. Cuarzograuvaca de grano fino, matriz caolinítica (Mtz), cuarzo monocristalino (Qz), y muscovita detrítica (Ms).

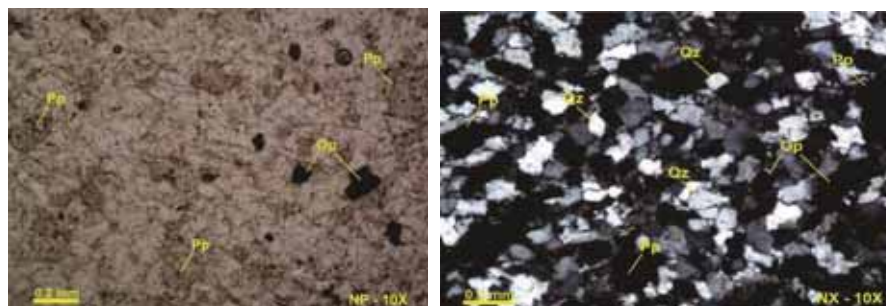


Figura 29. Muestra MEG-041. Cuarzoarenita de grano medio a grueso, con granos de cuarzo monocristalino (Qz), minerales opacos subhedrales (Op) y porosidad primaria interpartícula (Pp).

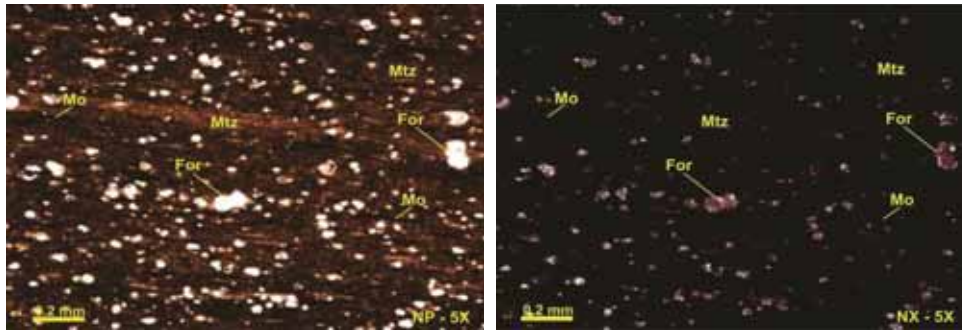


Figura 30. Muestra MEG-042. Lidita fosilífera, con matriz silícea (Mtz), foraminíferos uniseriales (For), materia orgánica (Mo) y laminación plano-paralela.

**4.3.1 Interpretación de la Petrografía.** Para la Formación Simijaca se analizó una sección delgada, correspondiente al tope de la formación. La Cuarzoarenita presenta nulo contenido de materia orgánica, menores cantidades de carbonatos y una baja porosidad de tipo secundaria por disolución, lo que le confiere un muy bajo potencial como roca fuente.

En la Formación La Frontera, se determinó que las muestras corresponden a micritas fosilíferas y algunas liditas, rocas con abundante cuarzo, lo que les confiere un alto grado de dureza y, por tanto, una buena susceptibilidad de fractura; no hay evidencia de minerales de arcilla, y el contenido de carbonatos estaría asociado también a la calcita no ferrosa que se encuentra relleno de los microfósiles del tipo foraminíferos uniseriales cuyo contenido es mayor hacia el tope (39%) que hacia la base (3-10%). Por otra parte, se evidenció alto contenido de materia orgánica, que varía disminuyendo gradualmente de tope a base así: alto contenido en el tope, alto-moderado a moderado en la zona intermedia y bajo en las capas inferiores. La matriz micrítica, es laminada, y constante con un porcentaje entre 60-80%. En el caso de la Formación Conejo, se caracteriza por intercalaciones de micritas, liditas, shales y areniscas hacia el tope de la formación. Se presenta un importante contenido de cuarzo superior al 56%, lo que reflejaría un

comportamiento frágil, mayor capacidad de fracturamiento y diaclasamiento de la roca, características interesantes para la formación de reservorios de Gas Shale.

#### 4.4 Geoquímica Orgánica

En las muestras analizadas de las formaciones La Frontera y Conejo, se usaron parámetros como Carbono Orgánico Total (COT) para determinar la cantidad de materia orgánica; Temperatura Máxima ( $T_{\text{máx}}$ ) y Reflectancia de la Vitrinita ( $\%R_o$ ) para determinar grado de madurez termal de la materia orgánica, finalmente, el índice de hidrógeno (IH) junto con la relación S2/S3 para definir el tipo o la calidad de la materia orgánica de las muestras analizadas. En conjunto, estos parámetros analizados, permiten evaluar la capacidad de generación de hidrocarburos.

**4.4.1 Análisis de Carbono Orgánico Total (COT).** En las tablas 1 y 2 se relacionan los resultados obtenidos para el COT en las secciones Carmen de Carupa y Alto de los Caballeros respectivamente.

Para la sección Carmen de Carupa (Tabla 1), la única muestra de la Formación La Frontera que se analizó arrojó un contenido de materia orgánica de 11.15  $\%(p/p)$ , es decir, un COT excelente, esta muestra corresponde a un shale negro, de muy poca masa, al parecer muy poroso por su poco peso. Las demás muestras pertenecientes a la Formación Conejo obtuvieron valores de COT entre 0.86 y 2.77  $\%(p/p)$ , es decir que, para esta sección, la formación cuenta con un contenido de materia orgánica que va de regular a muy bueno, con un promedio general de 1.8  $\%COT$ .

Tabla 1.

*Resultados de análisis de contenido de materia orgánica (%TOC) para las muestras recolectadas de la sección Carmen de Carupa.*

| Muestra | Carbono Orgánico Total (TOC) |        | Calificación | Litología   | Formación   |
|---------|------------------------------|--------|--------------|-------------|-------------|
|         | Concentración % (p/p)        | TC (%) |              |             |             |
| MEG-025 | 2.37                         | 2.37   | Muy Bueno    | Shale       | Conejo      |
| MEG-026 | 0.86                         | 0.86   | Regular      | Shale       | Conejo      |
| MEG-027 | 1.19                         | 1.19   | Bueno        | Shale       | Conejo      |
| MEG-028 | 2.77                         | 2.77   | Muy Bueno    | Shale       | Conejo      |
| MEG-030 | 11.15                        | 11.15  | Excelente    | Shale Negro | La Frontera |

Para la sección Alto de los Caballeros (Tabla 2), en la Formación La Frontera, se obtuvo un promedio de COT de 1.37%, con valores entre 0.72 y 2.47%, siendo la parte superior del segmento A las de mayor contenido de materia orgánica, donde las muestras MEG-006, MEG-007, MEG-008, MEG-009, MEG-010 y MEG-011, presentan un promedio de 1.8 %COT; mientras que, hacia la base del mismo segmento, este promedio se reduce a la mitad. En el caso de la Formación Conejo, las muestras MEG-002, MEG-004, MEG-005, del segmento E (zona inferior), y las del segmento D: MEG-015, MEG-016 y MEG-017, se destacan por su COT >1%, con promedio de 1.85%.

Tabla 2.

*Resultados de análisis de contenido de materia orgánica (%TOC) para las muestras de la sección Alto de los Caballeros.*

| Muestra | Carbono Orgánico Total (COT) |                                 | Calificación | Litología          | Formación   |
|---------|------------------------------|---------------------------------|--------------|--------------------|-------------|
|         | Concentración % (p/p)        | TC (%)<br>Concentración % (p/p) |              |                    |             |
| MEG-001 | 0.90                         | 1.36                            | Regular      | Lidita             | Conejo      |
| MEG-002 | 1.89                         | 1.89                            | Bueno        | Shale              | Conejo      |
| MEG-004 | 2.17                         | 2.17                            | Muy Bueno    | Shale              | Conejo      |
| MEG-005 | 1.94                         | 3.73                            | Bueno        | Shale              | Conejo      |
| MEG-015 | 1.46                         | 1.46                            | Bueno        | Shale              | Conejo      |
| MEG-016 | 1.65                         | 1.65                            | Bueno        | Shale              | Conejo      |
| MEG-017 | 1.98                         | 1.98                            | Bueno        | Shale              | Conejo      |
| MEG-018 | 0.78                         | 0.78                            | Regular      | Shale              | Conejo      |
| MEG-019 | 0.72                         | 0.72                            | Regular      | Shale              | Conejo      |
| MEG-020 | 0.49                         | 2.30                            | Pobre        | Shale              | Conejo      |
| MEG-006 | 2.47                         | 2.47                            | Muy Bueno    | Shale              | La Frontera |
| MEG-007 | 2.14                         | 2.14                            | Muy Bueno    | Shale              | La Frontera |
| MEG-008 | 1.32                         | 1.48                            | Bueno        | Shale calcáreo     | La Frontera |
| MEG-009 | 1.69                         | 4.72                            | Bueno        | Micrita Fosilífera | La Frontera |
| MEG-010 | 1.55                         | 4.70                            | Bueno        | Micrita Fosilífera | La Frontera |
| MEG-011 | 1.66                         | 3.43                            | Bueno        | Shale              | La Frontera |
| MEG-012 | 0.78                         | 2.58                            | Regular      | Shale              | La Frontera |
| MEG-013 | 0.91                         | 1.72                            | Regular      | Micrita Fosilífera | La Frontera |
| MEG-021 | 1.23                         | 2.36                            | Bueno        | Micrita Fosilífera | La Frontera |
| MEG-022 | 1.23                         | 2.55                            | Bueno        | Micrita Fosilífera | La Frontera |
| MEG-023 | 0.72                         | 1.62                            | Regular      | Micrita Fosilífera | La Frontera |
| MEG-024 | 0.79                         | 1.29                            | Regular      | Micrita Fosilífera | La Frontera |

**4.4.2 Análisis de Pirólisis Rock Eval.** El COT  $\geq$  1% (p/p) fue el criterio usado para determinar a qué muestras se les realizó análisis de Pirólisis Rock Eval, de esta forma se seleccionaron 17 muestras, de las cuáles 4 muestras corresponden a la sección Carmen de Carupa y 13 a la sección Alto de los Caballeros, cuyos resultados se presentan en las tablas 3 y 4 respectivamente:

Tabla 3.

*Resultados de análisis de Pirólisis Rock Eval para las 4 muestras de la sección Carmen de Carupa.*

| Muestra | TOC<br>(%W) | S1<br>(mg HC/g roca) | S2   | S3<br>(mgCO2/g roca) | Tmax<br>(°C) | HI<br>(mg HC/g TOC) | OI | S2/S3 | S1/TOC | PI<br>(S1/S1+S2) | S1+S2 | Formación   |
|---------|-------------|----------------------|------|----------------------|--------------|---------------------|----|-------|--------|------------------|-------|-------------|
| MEG-025 | 2.37        | 0.03                 | 0.06 | 0.2                  | 306          | 2                   | 8  | 0.30  | 0.01   | 0.33             | 0.09  | Conejo      |
| MEG-027 | 1.19        | 0.06                 | 0.06 | 0.08                 | 316          | 5                   | 6  | 0.75  | 0.05   | 0.50             | 0.12  | Conejo      |
| MEG-028 | 2.77        | 0.04                 | 0.1  | 0.28                 | 336          | 3                   | 10 | 0.36  | 0.01   | 0.29             | 0.14  | Conejo      |
| MEG-030 | 11.15       | 1.02                 | 0.69 | 4.38                 | 321          | 6                   | 37 | 0.16  | 0.09   | 0.60             | 1.71  | La Frontera |

Tabla 4.

*Resultados de análisis de Pirólisis Rock Eval para las 14 muestras de la sección Alto de los Caballeros.*

| Muestra | TOC<br>(%W) | S1<br>(mg HC/g roca) | S2   | S3<br>(mgCO <sub>2</sub> /g roca) | Tmax<br>(°C) | HI<br>(mg HC/g TOC) | OI | S2/S3 | S1/TOC | PI<br>(S1/S1+S2) | S1+S2 | Formación   |
|---------|-------------|----------------------|------|-----------------------------------|--------------|---------------------|----|-------|--------|------------------|-------|-------------|
| MEG-004 | 2.17        | 0.1                  | 0.1  | 1.55                              | 475          | 5                   | 72 | 0.06  | 0.05   | 0.50             | 0.20  | Conejo      |
| MEG-005 | 1.94        | 0.08                 | 0.09 | 0.9                               | 333          | 4                   | 40 | 0.10  | 0.04   | 0.47             | 0.17  | Conejo      |
| MEG-015 | 1.46        | 0.03                 | 0.07 | 0.06                              | 332          | 5                   | 4  | 1.17  | 0.02   | 0.30             | 0.10  | Conejo      |
| MEG-016 | 1.65        | 0.03                 | 0.06 | 0.24                              | 321          | 6                   | 26 | 0.25  | 0.02   | 0.33             | 0.09  | Conejo      |
| MEG-017 | 1.98        | 0.03                 | 0.07 | 0.19                              | 317          | 8                   | 22 | 0.37  | 0.02   | 0.30             | 0.10  | Conejo      |
| MEG-006 | 2.47        | 0.03                 | 0.06 | 0.85                              | 319          | 2                   | 34 | 0.07  | 0.01   | 0.33             | 0.09  | La Frontera |
| MEG-007 | 2.14        | 0.04                 | 0.08 | 0.82                              | 315          | 4                   | 37 | 0.10  | 0.02   | 0.33             | 0.12  | La Frontera |
| MEG-008 | 1.32        | 0.06                 | 0.06 | 0.76                              | 320          | 4                   | 49 | 0.08  | 0.05   | 0.50             | 0.12  | La Frontera |
| MEG-009 | 1.69        | 0.06                 | 0.04 | 0.57                              | 323          | 2                   | 30 | 0.07  | 0.04   | 0.60             | 0.10  | La Frontera |
| MEG-010 | 1.55        | 0.02                 | 0.07 | 0.52                              | 328          | 4                   | 30 | 0.13  | 0.01   | 0.22             | 0.09  | La Frontera |
| MEG-011 | 1.66        | 0.02                 | 0.04 | 0.95                              | 524          | 2                   | 54 | 0.04  | 0.01   | 0.33             | 0.06  | La Frontera |
| MEG-021 | 1.23        | 0.04                 | 0.08 | 0.88                              | 303          | 6                   | 67 | 0.09  | 0.03   | 0.33             | 0.12  | La Frontera |
| MEG-022 | 1.23        | 0.09                 | 0.1  | 0.81                              | 354          | 7                   | 60 | 0.12  | 0.07   | 0.47             | 0.19  | La Frontera |

Para la sección Carmen de Carupa, los valores de S1 y S2 menores a 0.5 y 2.5 mg HC/g roca respectivamente, demuestran pobre potencial de generación, aunque están asociados a valores de COT >1%(p/p) (Figura 33). El índice de hidrógeno en todos los casos es menor que 50 (mg HC/g TOC) (Figura 31) asociado a una relación S2/S3 < 1, restan cualquier posibilidad de expulsión de hidrocarburo en la actualidad. Así mismo, de acuerdo con Peters (1996), los datos de T<sub>máx</sub> inferiores a 435°C, es decir, inmaduros, asociados a un S2 inferior a 0.2 mg HC/g roca, indican que los datos de madurez obtenidos mediante pirólisis no son exactos (Figura 32).

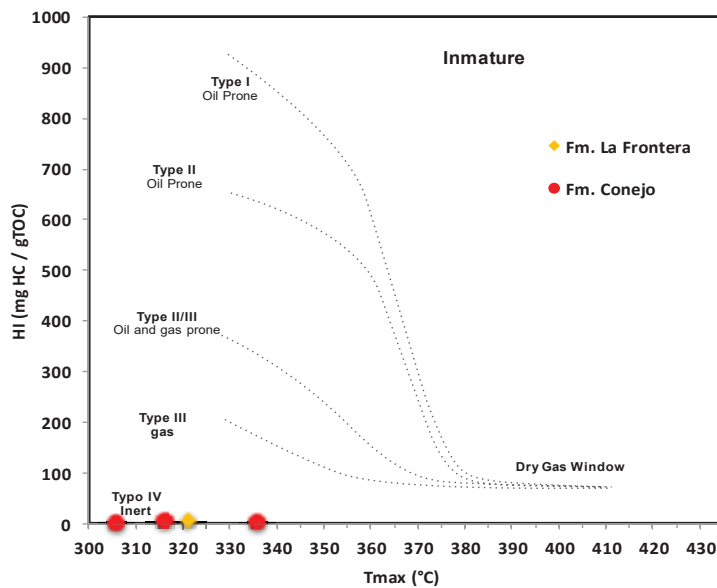


Figura 31. Sección Carmen de Carupa Gráfica de Tmáx vs. IH, para las muestras de las Formaciones La Frontera y Conejo. Nótese que todas las muestras presentan valor de IH < 50 (mg HC/g TOC) e inmadurez termal.

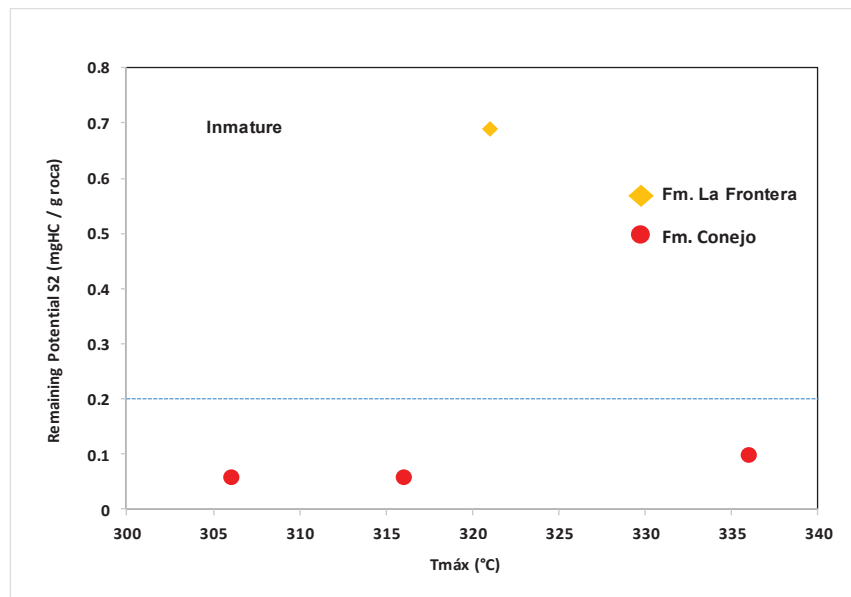


Figura 32. Sección Carmen de Carupa. Gráfica de Tmáx vs. S2, para las muestras de las Formaciones La Frontera y Conejo. Nótese que las muestras de la Fm. Conejo presentan valor de S2 por debajo de 0.2 mg HC/g roca, lo que implica que los datos de Tmáx no son confiables.

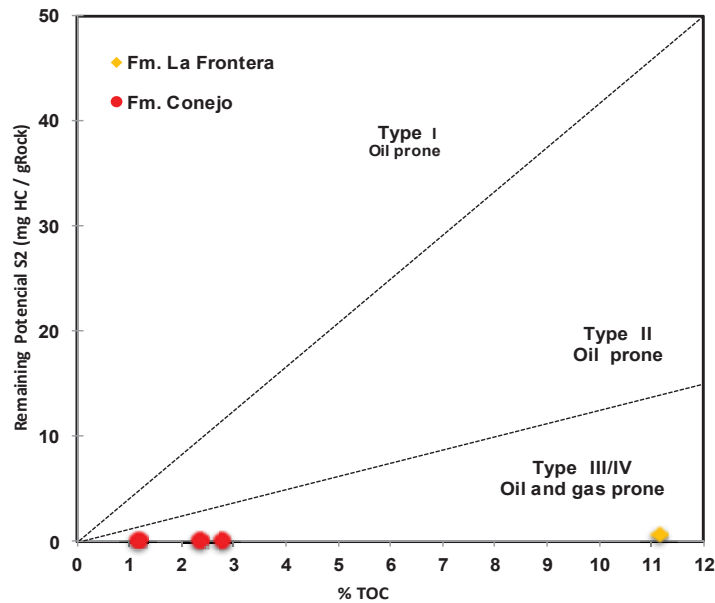


Figura 33. Sección Carmen de Carupa. Gráfica de %TOC vs. S2, para las muestras de las Formaciones La Frontera y Conejo. Nótese que todas las muestras presentan valores de TOC > 1 (%p/p), pero el potencial generador es nulo.

En la sección Alto de los Caballeros, tanto para la Formación La Frontera como Conejo, tras el análisis de pirolisis Rock Eval, se obtuvo un índice de hidrógeno menor que 50 (mg HC/g TOC) asociados a una relación S2/S3 < 1, indicando una posibilidad baja de expulsión de algún producto por roca generadora en la actualidad (Figura 35). Por su parte, los valores de S1 y S2, menores que 0.5 y 0,25 mg HC/g roca respectivamente, son indicadores de un pobre potencial de generación (Peters & Cassa, 2009).

Para el pico S3 los valores se incrementan, variando entre 0.06 - 1.55 mg CO<sub>2</sub>/g roca, Sánchez y Uribe (2019) mencionan que, los valores altos de S3 indican alteración en la muestra o altas concentraciones de carbonatos, lo cual puede ser debido a que las muestras fueron extraídas directamente del afloramiento, y no de núcleos, por lo tanto, están meteorizadas, o efectivamente, a la cantidad de carbonato de las calizas de la Formación La Frontera.

Así mismo, para ambas formaciones, se evidenciaron valores de S2 muy bajos, y los pirogramas de las muestras analizadas presentan formas erróneas (Figura 34), puesto que no se observa claramente el pico S2, y está asociado a valores menores de 0.2 mg HC/g TOC (Figura 36), mientras que la T<sub>máx</sub> estuvo por debajo de los 435°C, lo que se considera inmaduro para rocas generadoras (ver tabla 6). Acorde con Peters (1996), aquellos valores de T<sub>máx</sub> asociados a picos de S<sub>2</sub> < 0.2 mg HC/g TOC son inexactos y poco confiables, puesto que la T<sub>máx</sub> puede verse afectada por la madurez, el tipo de materia orgánica, contaminación y matriz mineral.

Finalmente, si bien el contenido de materia orgánica para algunas muestras de esta sección es superior a 1% p/p, el potencial generador es prácticamente nulo (FIGURA 37).

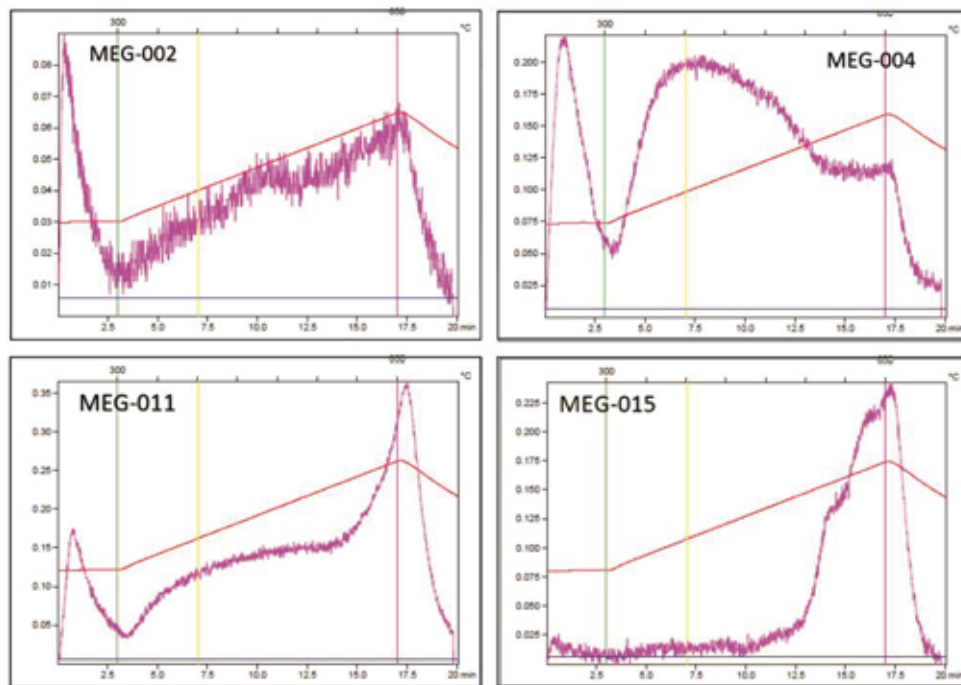


Figura 34. Pirogramas de algunas de las muestras analizadas. Nótese la anomalía de la forma de estos, donde es evidente el pico S2 a partir del cual se determina la T<sub>máx</sub>.

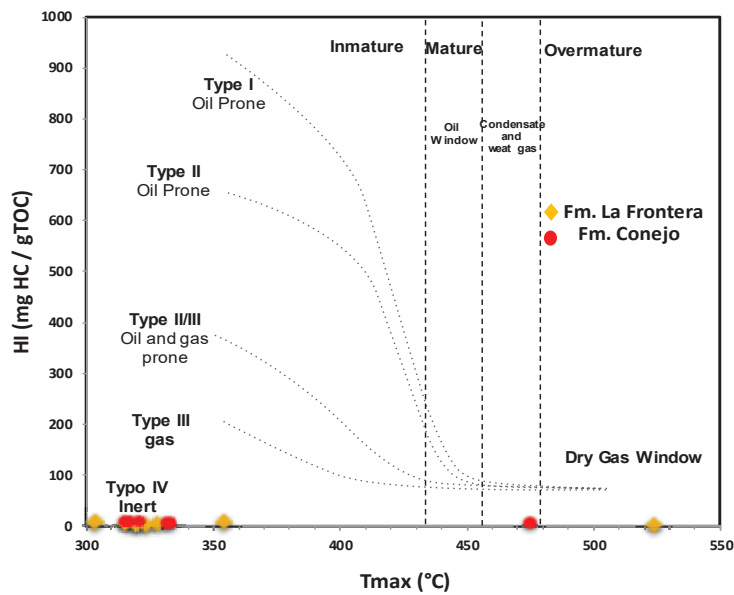


Figura 35. Sección Alto de los Caballeros. Gráfica de  $T_{máx}$  vs.  $I_H$ , para las muestras de las Formaciones La Frontera y Conejo. Nótese que todas las muestras presentan valor de  $I_H < 50$  (mg HC/g TOC).

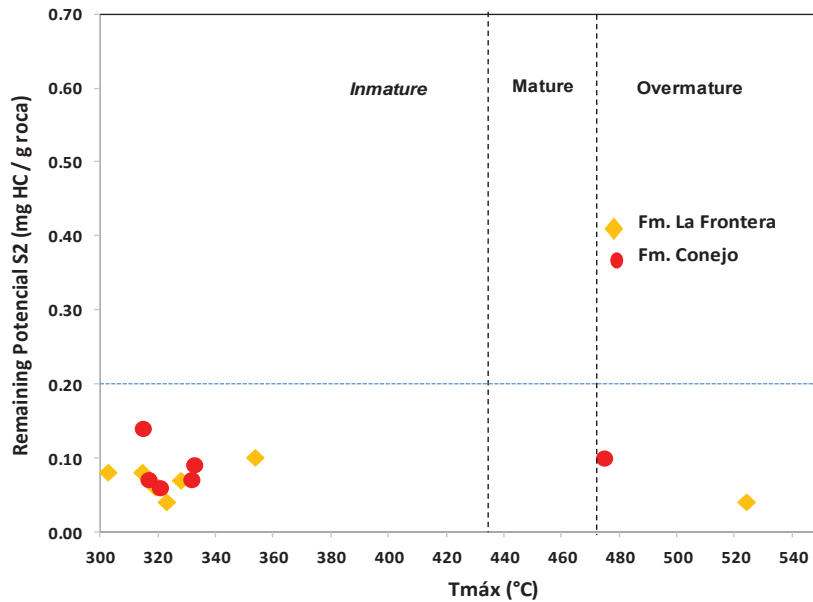


Figura 36. Sección Alto de los Caballeros. Gráfica de  $T_{máx}$  vs.  $S_2$ , para las muestras de las Formaciones La Frontera y Conejo. Nótese que todas las muestras presentan valor de  $S_2$  por debajo de 0.2 mg HC/g roca, lo que implica que los datos de  $T_{máx}$  no son confiables.

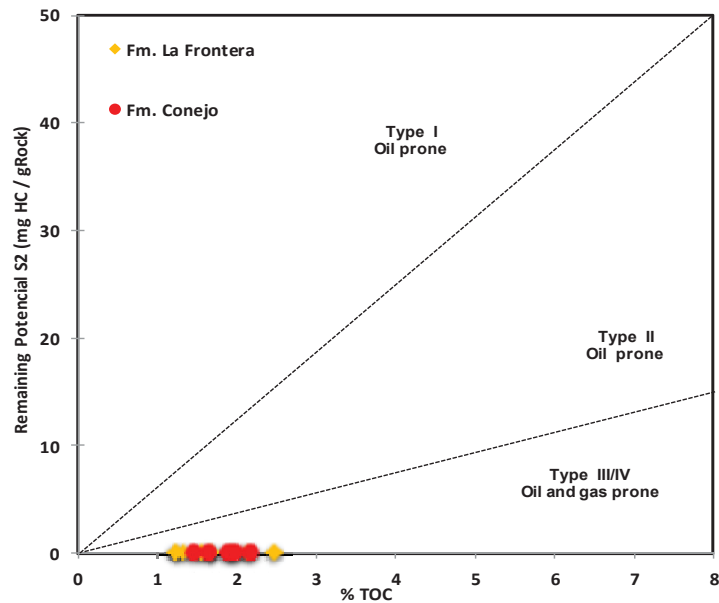


Figura 37. Sección Alto de los Caballeros. Gráfica de %TOC vs. S2, para las muestras de las Formaciones La Frontera y Conejo. Nótese que todas las muestras presentan valores de TOC > 1 (%p/p), pero el potencial generador es nulo.

**4.4.3 Análisis de Reflectancia de la Vitrinita.** Para el análisis de Reflectancia de la vitrinita se seleccionaron 12 muestras con los mayores porcentajes de COT, sin embargo, sólo fue posible obtener algunas lecturas de Ro en tan sólo 4 de las muestras: MEG-030 de la Formación La Frontera en la sección Carmen de Carupa, con un %Ro promedio de 2.4; y en las muestras MEG-002, MEG-016 y MEG-017 de la Formación Conejo en la sección Alto de los Caballeros, con valores promedio de Ro de 2.5, 2.8 y 2.5% respectivamente (Tabla 5). Adicionalmente a partir de información secundaria se obtuvo un valor de %Ro 1.63 para la Formación Frontera en el sector del Alto de los Caballeros (Hernández y Sanabria, 1999). Se tomaron datos públicos de Ro de procedencia Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Parra 2012, y del Instituto Colombiano del Petróleo, con dichos valores de Ro se realizó el análisis estadístico y gráfico para comparar cambios en el flujo de calor dependiendo del espesor de la erosión de la Formación Bogotá

Cabe anotar que se tuvo un muy bajo número de lecturas de Reflectancia de la vitrinita para las muestras en mención (Tabla 5), teniendo en cuenta que la materia orgánica de estas formaciones proviene de un ambiente marino, donde las bajas cantidades de vitrinita son producto del limitado aporte de materia orgánica terrestre (Peters & Cassa, 2009).

Tabla 5.

*Resultados de análisis de Reflectancia de la Vitrinita para las Formaciones La Frontera y Conejo en las secciones de Carmen de Carupa y Alto de los Caballeros.*

| Sección                | Formación   | Muestra                | %Ro                         | Desv. Std | Lecturas | %COT | Tmáx | IH   | S2   |
|------------------------|-------------|------------------------|-----------------------------|-----------|----------|------|------|------|------|
| Carmen de Carupa       | La Frontera | MEG-030                | 2.4                         | 6         | 6        | 11.1 | 321  | 6    | 0.69 |
|                        |             | Alto de los Caballeros | Conejo                      | MEG-002   | 2.5      | 0.11 | 8    | 1.89 | 315  |
| Alto de los Caballeros | Conejo      | MEG-016                | 2.8                         | 0.23      | 5        | 1.65 | 321  | 6    | 0.06 |
|                        |             | MEG-017                | 2.5                         | 0.45      | 9        | 1.98 | 317  | 8    | 0.07 |
|                        |             | La Frontera            | Hernandez & Sanabria (1999) | 1.63      |          |      |      |      |      |

En la definición de la madurez termal de las formaciones analizadas, como se explicó en la sección de análisis de Pirólisis Rock Eval, los valores de Tmáx no son confiables debido al bajo valor alcanzado por el pico S2. Por su parte, los valores de madurez obtenidos mediante análisis de reflectancia de la vitrinita e información secundaria, son coherentes y evidencian el estado sobremaduro de las Formaciones La Frontera y Conejo, lo que implicaría que estas alcanzaron su máximo grado de transformación y generación, en concordancia con lo observado a través del parámetro índice de producción ( $IP > 0.4$ ) y sumado al modelamiento 1D, donde la reflectancia de la vitrinita también muestra un estado de sobremadurez para las Formaciones la Frontera y Conejo.

**4.4.4 Modelamiento Geoquímico.** El modelamiento geoquímico se usa para analizar diferentes escenarios de evolución de un sector específico, con el fin de determinar modelos de generación y expulsión de hidrocarburos, teniendo en cuenta la variación termal, historia evolutiva de la cuenca, litología y datos geoquímicos (Moreno, 2010). En el presente trabajo se realizó un modelamiento 1D en el Sinclinal de Chécua Lenguazaque a partir de un pseudopozo ubicado en la estructura, con la finalidad de evaluar el comportamiento individual de los indicadores de madurez, procesos de generación y expulsión de hidrocarburos, a partir de los cambios verticales de litología, roca madre y propiedades térmicas.

Para el modelamiento, en los datos de entrada se tuvieron en cuenta los espesores de las formaciones analizadas, edad y períodos de depositación de las mismas (Montoya y Reyes, 2003), y los eventos erosivos (Figura 38) reportados en la literatura estratigráfica de la Cordillera Oriental (Sarmiento, 2002). A partir de estos parámetros se usó la cinética *Tegelaar (1994) \_TII* correspondiente a Venezuela (Figura 39), donde se observa el momento en el que ocurre la máxima generación y expulsión de hidrocarburos. Se optó por la cinética *Tegelaar (1994) \_TII (Venezuela)* para continuar con el modelamiento, teniendo en cuenta que es la más similar a la roca generadora que hay en Colombia.

| Layer         | Top [m] | Base [m] | Thick [m] | Eroded [m] | Depo. from [Ma] | Depo. to [Ma] | Eroded from [Ma] | Eroded to [Ma] | Lithology                               | PSE         | TOC [%] | Kinetic                       | HI mgHC/gTOC |
|---------------|---------|----------|-----------|------------|-----------------|---------------|------------------|----------------|---|-------------|---------|-------------------------------|--------------|
| Bogotá        | -3000   | -2425    | 575       | 2000       | 58.80           | 40.00         | 40.00            | 0.00           | Sandstone (clay rich)                   | none        |         |                               |              |
| Cacho         | -3425   | -2352    | 73        |            | 65.00           | 58.80         |                  |                | Sandstone (quartzite, typical)          | none        |         |                               |              |
| Guaduas       | -2352   | -1269    | 1083      |            | 68.00           | 65.00         |                  |                | SHALEcarb                               | none        |         |                               |              |
| Labor-Tierra  | -1269   | -1113    | 156       |            | 70.60           | 68.00         |                  |                | Sandstone (quartzite, very quartz rich) | none        |         |                               |              |
| Pleñeros      | -1113   | -926     | 187       |            | 77.00           | 70.60         |                  |                | Shale (typical)                         | none        |         |                               |              |
| Arenisca Dura | -926    | -700     | 226       |            | 83.50           | 77.00         |                  |                | Sandstone (quartzite, typical)          | none        |         |                               |              |
| Chipaque      | -700    | -350     | 350       |            | 85.80           | 83.50         |                  |                | Shale (organic rich, typical)           | Source Rock | 2.00    | Tegelaar(1994)_TII(Venezuela) | 400.00       |
| Conejo        | -350    | 672      | 1022      |            | 88.60           | 85.80         |                  |                | Shale (organic rich, typical)           | Source Rock | 2.00    | Tegelaar(1994)_TII(Venezuela) | 400.00       |
| Frontera      | 672     | 740      | 68        |            | 91.10           | 88.60         |                  |                | Shale (organic rich, typical)           | Source Rock | 2.00    | Tegelaar(1994)_TII(Venezuela) | 400.00       |
| Simijaca      | 740     | 1178     | 438       |            | 93.60           | 91.10         |                  |                | Shale (organic rich, typical)           | Source Rock | 2.00    | Tegelaar(1994)_TII(Venezuela) | 400.00       |
| Hiló          | 1178    | 1802     | 624       |            | 99.60           | 93.60         |                  |                | Marl                                    | Source Rock | 2.00    | Tegelaar(1994)_TII(Venezuela) | 400.00       |
| Capotes       | 1802    | 3302     | 1500      |            | 110.00          | 99.60         |                  |                | Shale (organic rich, typical)           | Source Rock | 2.00    | Tegelaar(1994)_TII(Venezuela) | 400.00       |
| El Peñon      | 3302    | 3683     | 381       |            | 112.00          | 110.00        |                  |                | Marl                                    | Source Rock | 2.00    | Tegelaar(1994)_TII(Venezuela) | 400.00       |
| Trincheras    | 3683    | 4943     | 1260      |            | 132.00          | 112.00        |                  |                | Shale (organic rich, typical)           | Source Rock | 2.00    | Tegelaar(1994)_TII(Venezuela) | 400.00       |
| Murca         | 4943    | 5863     | 920       |            | 145.50          | 132.00        |                  |                | Sandstone (subarkose, typical)          | none        |         |                               |              |
|               |         |          |           |            |                 | 145.50        |                  |                |   |             |         |                               |              |

Figura 38. Datos de entrada software Petromod 1D para modelamiento geoquímico 1D.

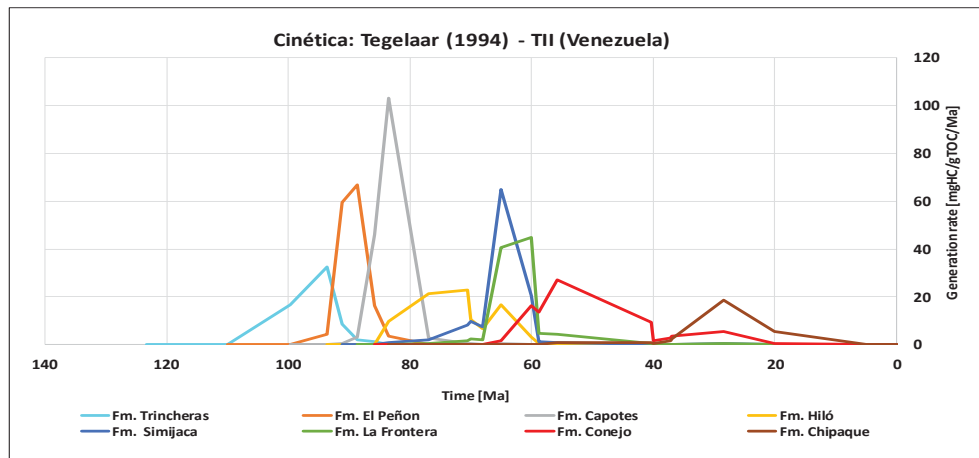


Figura 39. Tasa de Generación usando la Cinética Tegelaar (1994) \_TII: Venezuela, para las diferentes formaciones.

Una vez definida la cinética, espesores, edades y toda la información de entrada necesaria, se procedió a generar el modelo de historia de enterramiento para las formaciones analizadas (Figura 40). El proceso de subsidencia inicia en el Cretácico Inferior y se extiende hasta mediados del Paleoceno (límite Luténiano - Bartoniano) hace aproximadamente 40 M.a; a partir de aquí inicia un período de levantamiento y erosión de la Formación Bogotá, donde son erodados aproximadamente 2000 m de espesor de la formación, que fue el de mejor ajuste,

comparando los datos de termocronología modelados para las formaciones Cacho y Bogotá usando el software *HeFTy* (Figura 41).

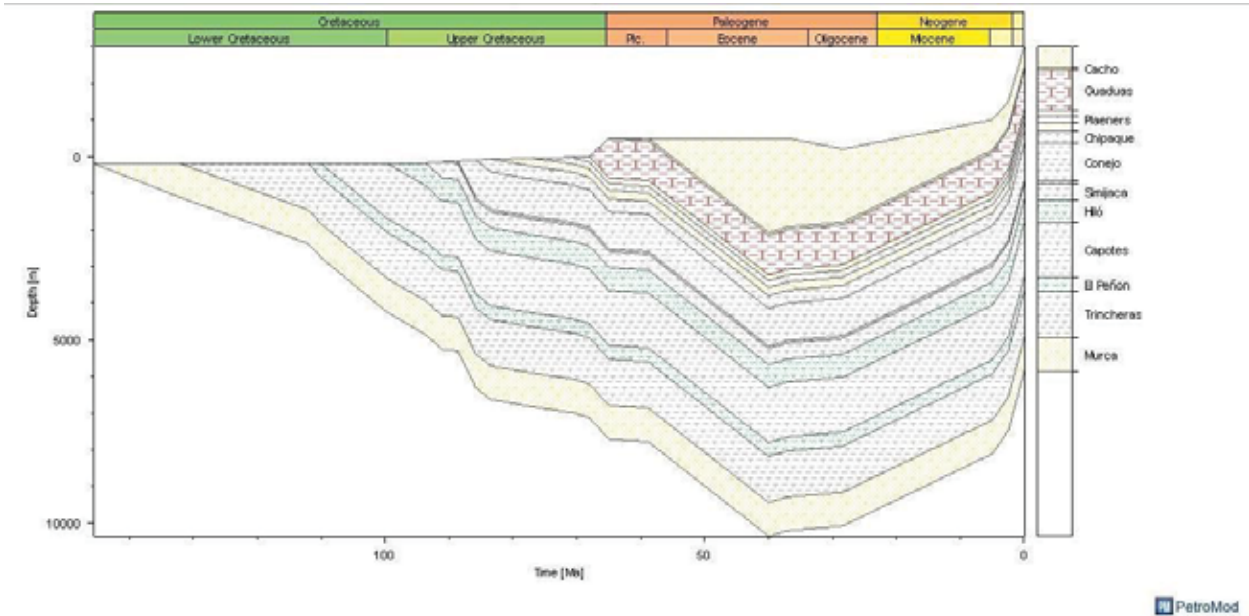


Figura 40. Modelo de historia de subsidencia de las formaciones analizadas usando software Petromod 1D.

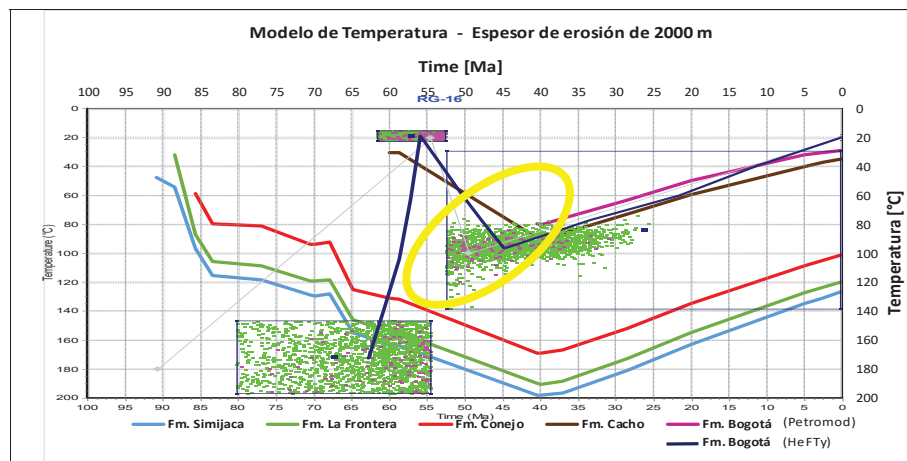


Figura 41. Comparación del modelo de termocronología de las Formaciones Cacho y Bogotá con un espesor de erosión: 2000 m. Nótese el ajuste que se da con un espesor de erosión de 2000 m (círculo amarillo)

El flujo de calor se reconstruyó a partir de la historia de subsidencia y se ajusta al modelo de Mackenzie (1968), donde se calcula el flujo de calor para un rifting, modelo asociado a la Cordillera Oriental durante el Cretácico (Toro, 2002); usando los factores de adelgazamiento de la corteza  $\beta = 1.35$  y del manto  $\phi = 1.35$  para el Mesozoico, iniciando con un flujo de calor de  $44.90 \text{ Mw/m}^2$  (hace 145 Ma) hasta  $50 \text{ Mw/m}^2$  (hace 130 Ma), momento en que finaliza el syn-rift e inicia la etapa de post-rift que alcanza un flujo de calor de  $45.14 \text{ Mw/m}^2$ .

Posteriormente, se ajustó ese flujo en un decaimiento progresivo hasta la actualidad, dónde de acuerdo con el mapa de flujo de calor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es de  $30 \text{ Mw/m}^2$  para la zona de estudio. En la Figura 42 se aprecia la comparación entre las dos curvas de flujo de calor modeladas variando el parámetro de edad, con el fin de conseguir el máximo nivel de ajuste entre la tendencia en la subsidencia de acuerdo con los espesores de las formaciones analizadas y las calculadas por el programa, encontrándose mejor nivel de ajuste con un post-rift entre 130 y 90 Ma.

Para la calibración del modelo geoquímico se usó la cinética de Sweeney & Burnham (1990) *Easy%Ro*, a partir de la cual se calcularon los datos de reflectancia de la vitrinita asociada a la profundidad, y cuyos resultados muestran que la Formación La Frontera tiene un  $R_o$  entre 1.55 – 1.59%, y la Formación Conejo entre 0.98 – 1.54%, es decir, ambas formaciones estarían en estado sobremaduro (Figura 43), lo que coincide con lo determinado tras el análisis de reflectancia de la vitrinita realizado a las muestras evaluadas.

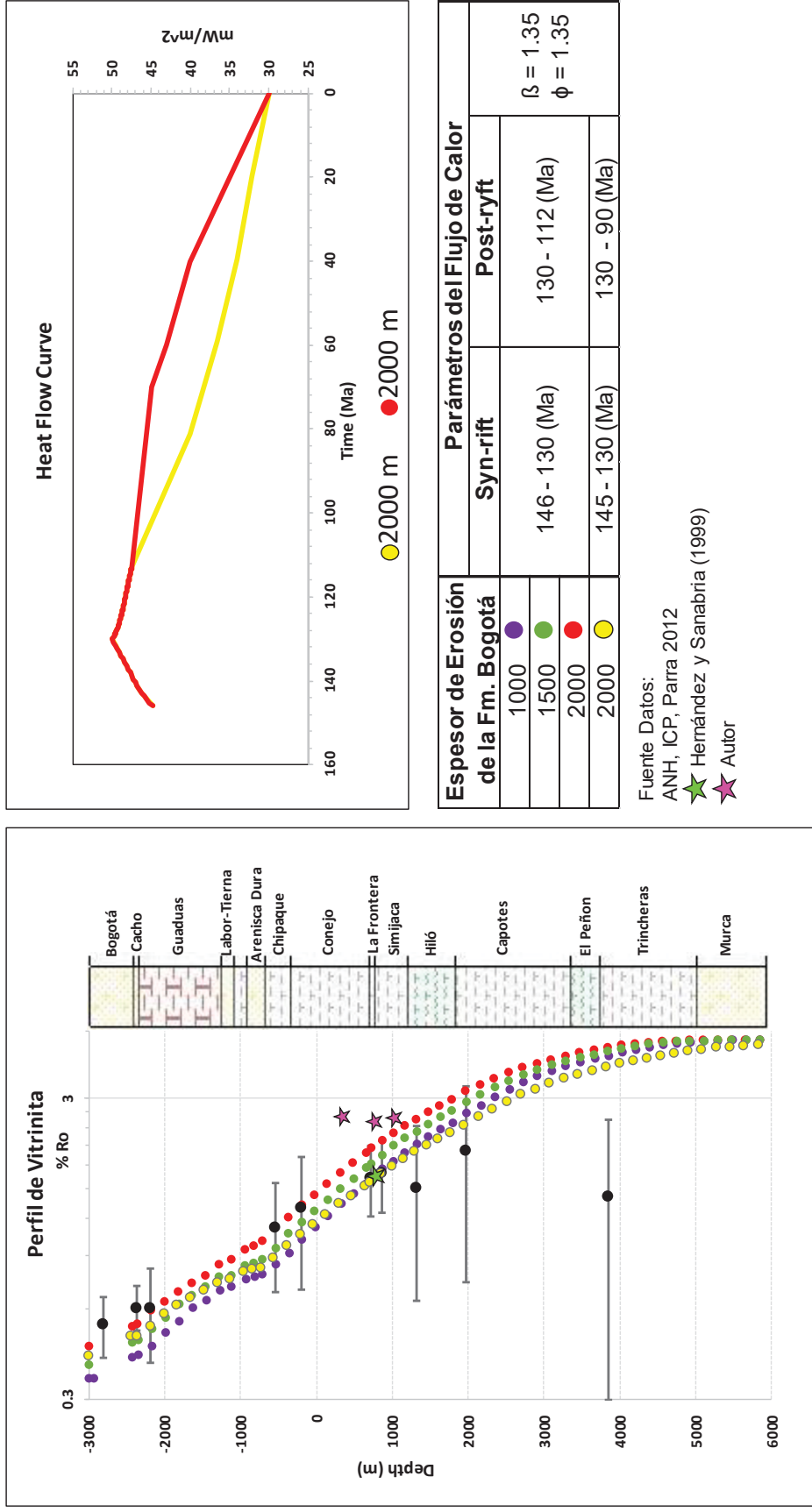


Figura 42. En el cuadro de la izquierda se observa comparación de curvas de perfiles de Ro con respecto al espesor de Erosión usado para la Fm. Bogotá, teniendo que la de mejor ajuste es la de color amarillo. En el cuadro superior derecho se observa comparación de dos curvas de flujo de calor, ambas con 2000 m de espesor erosionado para la Fm. Bogotá, siendo la de color amarillo la de mejor ajuste.

Para el análisis de la tasa de transformación, Rodríguez (2000), expresa que el potencial genético es un parámetro que describe la cantidad de hidrocarburo que una roca madre puede generar, mientras que la tasa de transformación es la relación entre la cantidad de petróleo generado a partir del potencial genético original. Ambos son usados para caracterizar el proceso de transformación del kerógeno a petróleo.

De acuerdo con el modelo geoquímico planteado, se observa que las formaciones analizadas alcanzaron su máximo nivel de transformación, es decir, llegaron a la máxima cantidad de petróleo que podían generar (Figura 43). En el caso de la Formación La Frontera fue de 99.5% y Conejo con 98.2% (Figura 44). Es decir, estas formaciones ya agotaron su potencial genético de generación de hidrocarburos.

A partir del modelo de reflectancia de la vitrinita se determinó que la Formación La Frontera inició su pico de generación en 77 M.a (Campaniano), momento en el cual dicha formación alcanza un porcentaje de Ro de 0.65% a 2004 m de profundidad; actualmente está en fase sobremadura con 1.97% de Ro. La Formación Conejo alcanzó su etapa de madurez temprana hace 65 M.a (finales del Maastrichtiano), a una profundidad de 1939 m, y un Ro de 0.6%, actualmente se encuentra en fase sobremadura con 1.2% Ro (Figura 45).

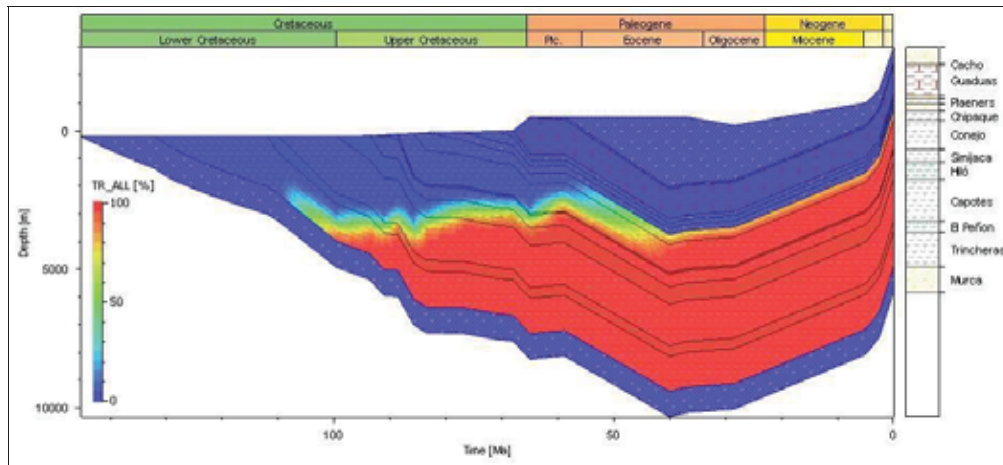


Figura 43. Modelo de Tasa de Transformación alcanzada por las formaciones analizadas.

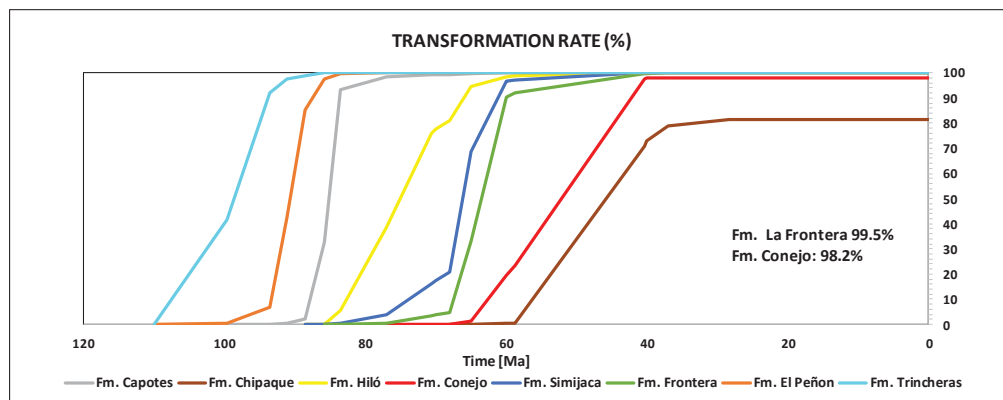


Figura 44. Curvas de Tasa de Transformación alcanzada por las formaciones analizadas. Nótese que las Formaciones La Frontera y Conejo ya agotaron su potencial genético para generación de hidrocarburos.

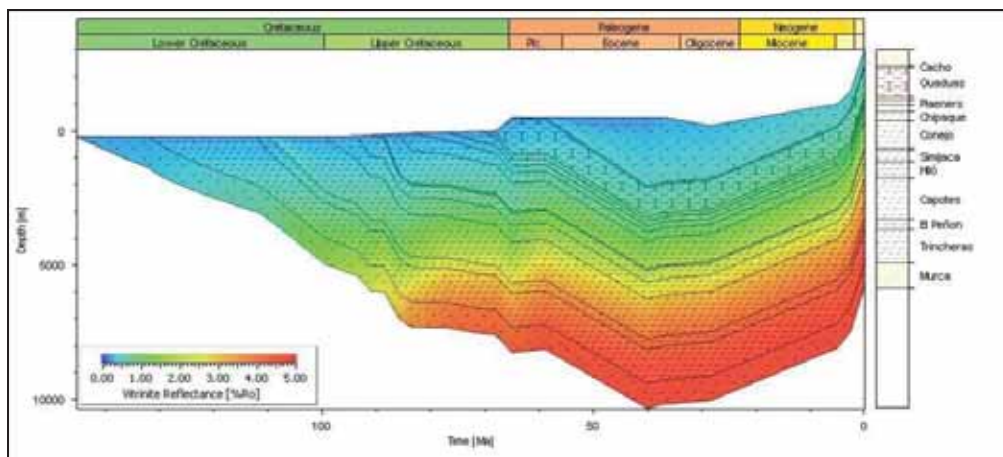


Figura 45. Madurez termal para las formaciones analizadas mediante modelado de la Reflectancia de la Vitrinita, a partir de la cinética de SweeneyBurnham\_1990.

## 5. Caracterización de las areniscas de la Formación Conejo como Yacimiento No Convencional tipo Tight Sandstone

En la vía que de Ubaté conduce a Sutatausa, en el kilómetro 2.3 margen derecho (Figura 46), afloran rocas de la formación conejo (Figura 47 a 50) donde se recolectaron muestras para analizar la petrografía de los 4 niveles definidos, y determinar sus características litológicas y de composición para corroborar o desvirtuar sus propiedades como YNC tipo arenisca cementada.



Figura 46. Localización de la zona de toma de muestras de la Fm. Conejo, cerca del Municipio de Ubaté.



Figura 47. Afloramiento de areniscas de la Fm Conejo en cercanías del Municipio de Ubaté.

Durante el trabajo de campo en esta zona se diferenciaron cuatro niveles de areniscas, las cuales se describieron de manera general de base a tope así:

- *Nivel 1.* Se divide en dos secciones, la zona inferior (muestra MEG-033), consta de capa de arenisca de grano fino con alto fracturamiento y menor espesor que la zona superior, que cuenta con 1.5 m (muestra MEG-032), se diferencia por presentar una capa de arenisca compacta y menos fracturada, así como pequeñas intercalaciones de arcilla y shale fisil (Figura 48).



Figura 48. Nivel base del banco de areniscas caracterizado como YNC tipo Tight Sandstone.

- *Nivel 2.* Este nivel suprayace la capa anterior, consta de arenisca de grano fino, color amarillo claro, dura, compacta y con algunas diaclasas, presenta 5 m de espesor (Figura 49, izquierda), y está superficialmente meteorizada (muestra MEG-034).
- *Nivel 3.* El nivel tres, localizado encima del anterior, con 4 m de espesor (Figura 49, centro), también presenta arenisca de grano fino color amarillo claro (muestra MEG-35), superficialmente meteorizado, con presencia de diaclasas.
- *Nivel 4.* El ultimo hacia el tope, presenta dos zonas, la inferior de 1.5 m de espesor (muestras MEG-037), con presencia de arenisca de grano fino, muy dura y compacta,

y la zona superior de aproximadamente 0.8 m de espesor y litología de arenisca arcillosa (Figura 49, derecha).

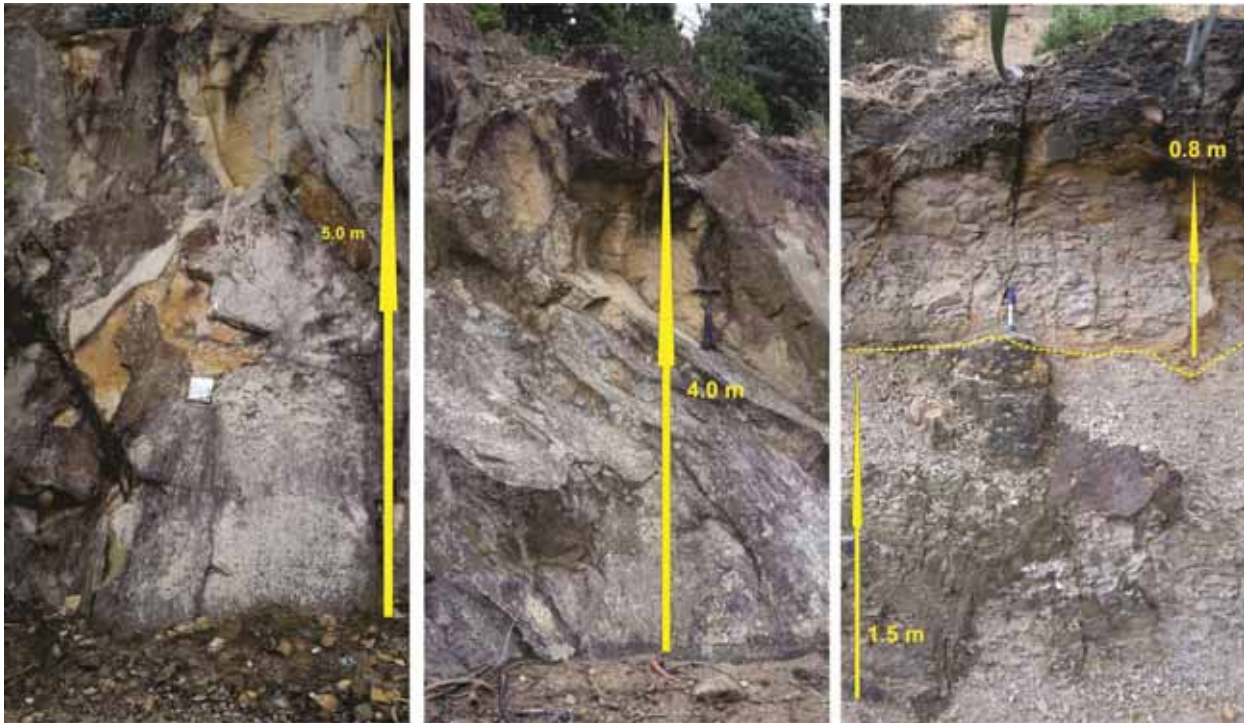


Figura 49. Secuencia del banco de areniscas caracterizado como YNC tipo Tight Sandstone. Segundo nivel (izquierda), tercer nivel (medio) y cuarto nivel (derecha) de base a tope en la



Figura 50. Panorámica de los bancos de areniscas muestreados en las cercanías al municipio de Ubaté.

### 5.1 Petrografía

Para la formación Conejo en esta zona, se analizaron 7 secciones delgadas, que corresponden a las muestras: MEG-032, MEG-033 (Figura 51), MEG-034, MEG-035 (Figura 52), MEG-036 (Figura 53), MEG-037 y MEG-038 (Figura 54), con la finalidad de determinar su textura y composición, características relevantes para un yacimiento de areniscas cementadas. A nivel general, de base a tope se diferenciaron litologías como limolita arenosa, lodolitas, cuarzoarenita, limolitas cuarzosas y lodolitas arenosas. La porosidad definida en la Formación-Conejo es de tipo secundaria, producto de la disolución de calcita en las muestras.

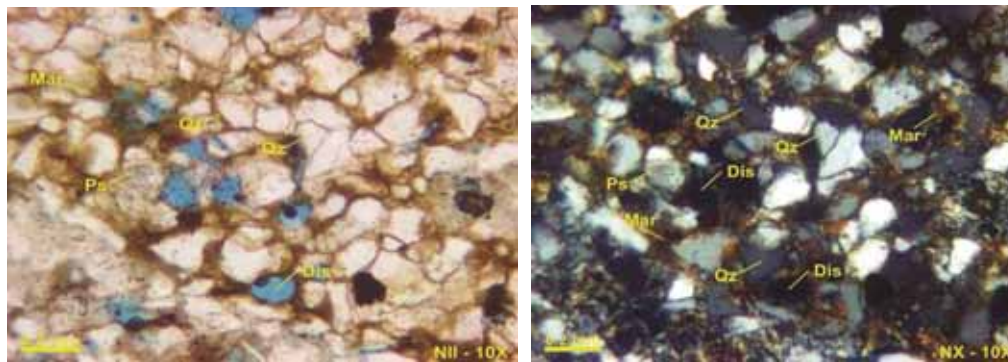


Figura 51. Muestra MEG-033. Limolita cuarzoosa, con porosidad secundaria (Ps) por disolución de calcita (Dis), presencia de minerales arcillosos (Mar) y cristales de cuarzo (Qz).

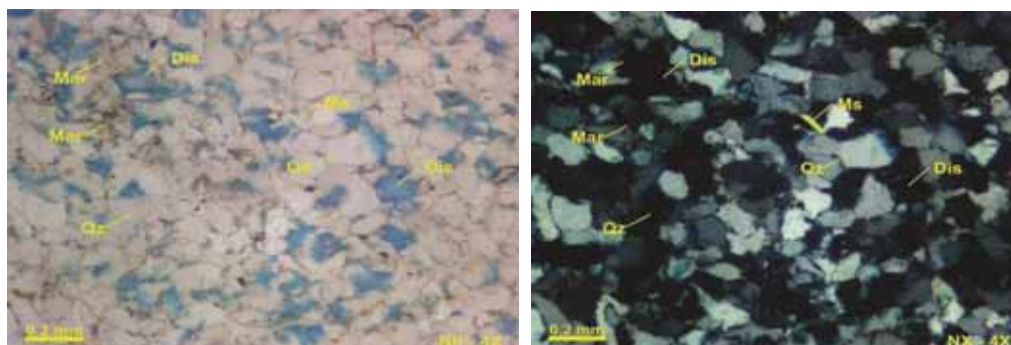


Figura 52. Muestra MEG-035. Cuarzoarenita, cementada con minerales de arcillas (Mar); presenta cristales de cuarzo (Qz), disolución de calcita (Dis) y trazas de moscovita (Ms).

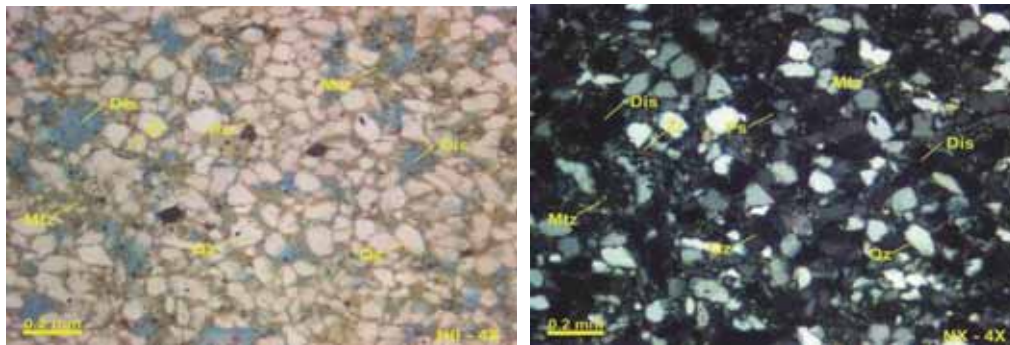


Figura 53. Muestra MEG-036. Lodolita arenosa. Matriz de minerales arcillosos (Mtz), cristales de cuarzo (Qz), trazas de circon (Zr), evidencia de porosidad secundaria (Ps) por disolución de calcita (Dis).

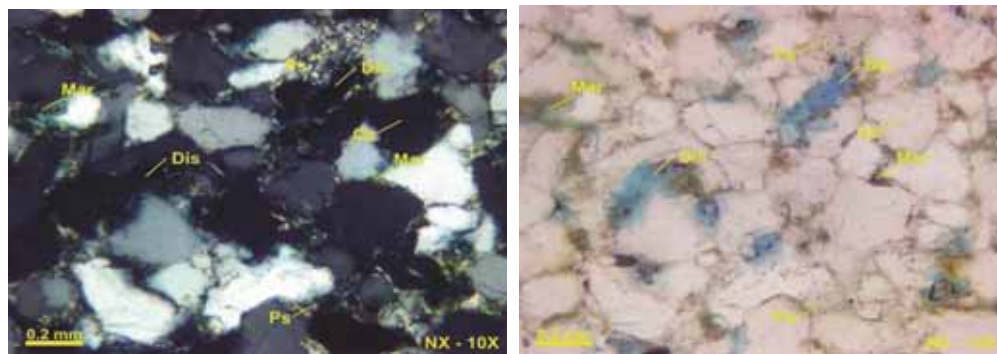


Figura 54. Muestra MEG-038. Limolita arenosa. Cristales de cuarzo (Qz), minerales arcillosos (Mar), evidencia de porosidad secundaria (Ps) por disolución de calcita (Dis).

Finalmente, en las muestras analizadas de la Formación Conejo, se determinó una intercalación de litologías de grano fino, que incluyen limolitas, lodolitas y cuarzoarenita (grano muy fino a fino), cuyo grado de selección es moderado a malo hacia la base y mejora hacia el tope. El contenido de materia orgánica es irregular y está entre 1-4%; mientras el contenido de minerales arcillosos varía de 4 – 24%, siendo más alto hacia la base (10-24%). La porosidad es de tipo secundaria, por disolución y varía entre el 2 y 7%, mientras que el espesor varía entre 1.5 y 5 m.

Esta secuencia por sus características de grano fino, consistencia maciza, espesor, poca porosidad y litología presentan propiedades óptimas para el desarrollo de YNC tipo areniscas cementadas o Tight Sandstone.

## 6. DISCUSION DE RESULTADOS.

Del análisis llevado a cabo tras el levantamiento de las columnas estratigráficas en las secciones Carmen de Carupa y Alto de los Caballeros, se encontró que en la primera sección hay predominio de litología Shale, con abundante contenido de materia orgánica y, hacia la base de esta, en límites con la Formación La Frontera, el contenido de cuarzo se incrementa considerablemente, mientras que hacia el tope se presenta un importante contenido de arenisca. En el caso de la sección Alto de los Caballeros, hay una disminución en el contenido de materia orgánica con respecto a la sección anterior, sin embargo, hay niveles de calizas en la base de la Formación La Frontera con muy buen contenido de materia orgánica, y si bien hay importante contenido de shales, estos se ven ampliamente afectados por la meteorización y oxidación de la zona, lo que disminuye su potencial.

Tras el análisis de Contenido Orgánico Total, a nivel general, se determinó que en la sección Alto de los Caballeros, se observa un aumento en el COT hacia el tope de la Formación Conejo, en los segmentos D y E, cuyo contenido de materia orgánica es bueno a muy bueno; sin embargo, si se comparan las dos secciones, se puede establecer, que el contenido de materia

orgánica promedio es mayor hacia el occidente de la zona de estudio, en la sección Carmen de Carupa, tanto para la Formación La Frontera como para la Formación Conejo.

Con respecto a los resultados de la pirólisis Rock Eval, ya se mencionó que los valores de madurez ( $T_{\text{máx}}$ ) obtenidos no son confiables debido a que están asociados a un pico de  $S_2 < 0.2$  mg HC/g TOC (Peters y Cassa, 2009), esta situación podría tener 2 posibles explicaciones: La primera, con respecto a la calidad de las muestras, ya que las usadas para el presente trabajo provenían de afloramientos. Según Peters y Cassa (2009), la calidad de una muestra de roca generalmente decrece en el siguiente orden: muestras de núcleo, *sidewall core*, cortes de perforación y muestras de afloramiento. Lo anterior, teniendo en cuenta que las muestras de afloramiento están expuestas al deterioro por meteorización u oxidación. La segunda explicación está relacionada con el hecho de que la  $T_{\text{máx}}$  es la temperatura registrada al alcanzar el pico  $S_2$ , pero si éste está alterado o deformado, la  $T_{\text{máx}}$  se verá afectada también, puesto que el equipo de pirólisis asigna el valor de  $T_{\text{máx}}$  a cualquier punto de estabilización de la pendiente de la curva, sin tener en cuenta la forma de esta. Así las cosas, la madurez termal de las Formaciones La Frontera y Conejo se determinó con los datos de índice de producción ( $PI > 0.4$ ) de algunos segmentos de las Formaciones La Frontera y Conejo, y con el análisis de reflectancia de la vitrinita, que evidencian estado sobremaduro ( $\%Ro > 2$ ) de las mismas, indicando que estarían en la ventana de generación de gas. Con el análisis de reflectancia de la vitrinita, también se identificó un muy bajo contenido de vitrinitas en las muestras analizadas, esto podría deberse a un limitado aporte de materia orgánica terrestre, sumado a que altos valores de  $Ro$  pueden ser resultado de vitrinitas oxidadas (Peters y Cassa, 2009).

Todos los parámetros anteriormente mencionados, COT,  $\%Ro$ , contenido de cuarzo y carbonato son fundamentales en la caracterización de un YNC, y adicionalmente, factores como

la tasa de transformación (TR por sus siglas en inglés) equivalente al IP, espesor neto de la formación, porcentaje de shale, porosidad total entre otros, analizados en un gráfico polar, permiten comparar la calidad de cada uno de los parámetros. En la figura 55, se presentan 5 criterios de evaluación, en la zona más externa (gris claro) se ubican aquellos yacimientos con mejores características, mientras que en la zona más interna (gris oscuro) se ubican aquellos yacimientos de menor calidad. Las formaciones analizadas: La Frontera (línea azul) y Conejo (línea roja) presentan buenas propiedades, que caen dentro del sistema de Shale Gas altamente convertido, con un índice de flujo potencialmente alto, lo que confirma que ambas formaciones presentan segmentos que pueden ser catalogados como YNC.

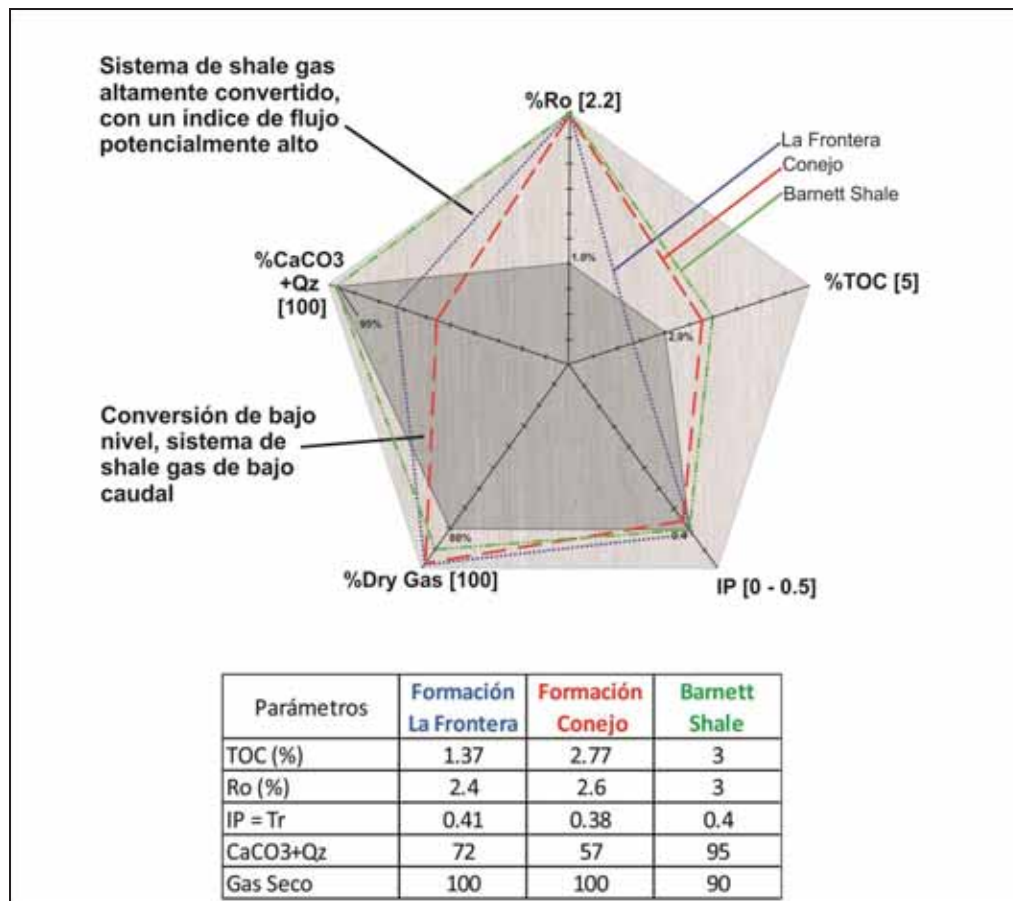


Figura 55. Gráfico de comparación de parámetros para sistemas de Shale Gas 1. Formación La Frontera en línea azul y Formación Conejo en línea roja.

En la figura 56, se incluyen algunos parámetros adicionales, lo que da un criterio más amplio de evaluación de las formaciones analizadas; en este, cualquier formación que se quiera calificar como YNC tipo Gas Shale debe caer fuera de la zona gris. La línea azul representa la Formación La Frontera y la línea roja a la Formación Conejo. Ambas presentan un comportamiento muy similar, siendo el contenido de silicio y el índice de producción ligeramente mejor en La Frontera. Aunque el contenido de carbonato total difiere un poco del ideal (en la Formación Conejo), la baja calidad de un factor podría ser compensado con otro, por ejemplo: poco carbonato puede ser compensado con el mayor contenido de silicio, que también incide en la fragilidad de la roca.

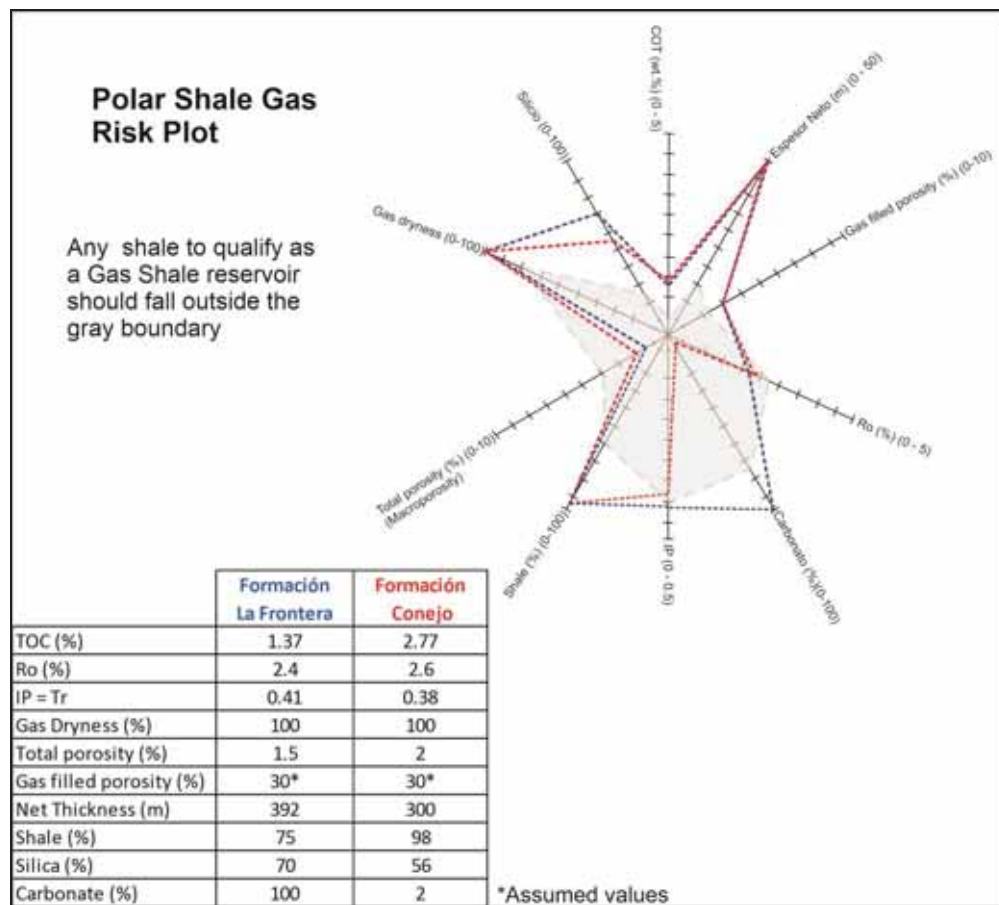


Figura 56. Gráfico de comparación de parámetros para sistemas de Shale Gas 2. Formación La Frontera en línea azul y Formación Conejo en línea roja.

Como punto de referencia, se presentan los gráficos de algunos YNC exitosos en Estados Unidos (Figura 57):

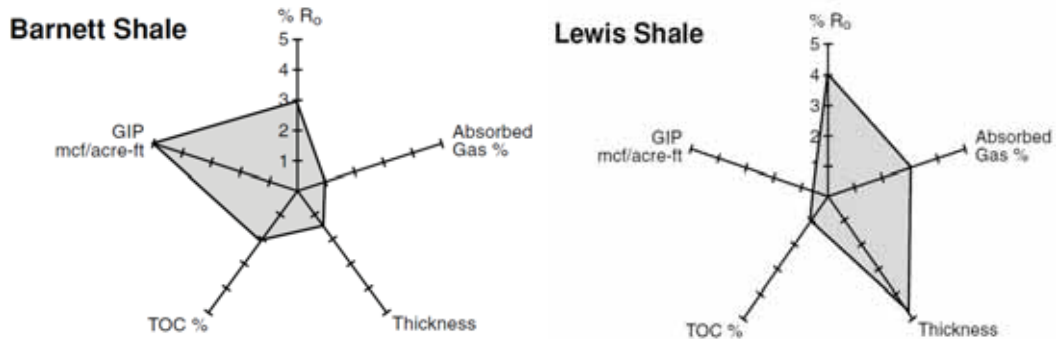


Figura 57. Gráfico de comparación de parámetros para sistemas de Shale Gas de 2 YNC exitosos en Estados Unidos, Barnett Shale (izquierda) y Lewis Shale (derecha). Tomado de Curtis, 2002.

En la figura inmediatamente anterior se destaca que, si bien hay diferencia de calidad en los parámetros de referencia de uno y otro yacimiento, en ambos casos se ha logrado explotar con éxito los reservorios.

Con estos parámetros, para cada definición de un reservorio hay usualmente un ejemplo exitoso con datos fuera de los límites de los criterios descritos, pero los candidatos más aptos deben llenar otra serie de elementos más rigurosos, como propiedades elásticas, presión de poro y saturación de agua entre otras (Askenazi *et al.*, 2013). Sin embargo, la producción de Gas Shale no siempre se puede lograr, incluso cuando las combinaciones óptimas de factores geológicos y geoquímicos estén aparentemente presentes, sino existen condiciones económicas favorables con respecto a la exploración, costos de perforación, completamiento y cercanía a una infraestructura adecuada de transporte de gas. Para el caso de la zona de estudio, haría falta evaluar todas estas condiciones económicas para determinar la viabilidad de un proyecto en la zona.

## 7. CONCLUSIONES

Después de realizada la caracterización de los yacimientos no convencionales en la región comprendida entre los municipios de Ubaté, Carmen de Carupa, Sutatausa y Cucunubá, se determinó que efectivamente se encuentran niveles dentro de las Formaciones La Frontera y Conejo que cumplen con las características que permiten denominarlas como Yacimiento No Convencional y que fueron evaluados en superficie; pero que, de acuerdo al mapa geológico y a la sección estructural balanceada, se encuentran en profundidad en el Sinclinal de Checua Lenguaque, en la secuencia estratigráfica que abarca la estructura y cuyas características geológicas y geoquímicas se describen a continuación:

Para el caso de YNC tipo Shale Gas, las mejores condiciones las presenta la sección Alto de Los Caballeros, segmento A de la Formación La Frontera, asociado a la litofacies MF (Micrita Fosilífera), que presenta un contenido de materia orgánica entre 1.23% a la base y aumenta hasta 2.47% al tope del segmento; contenido de cuarzo superior al 50%, microporosidad entre 1-2%, en estado sobremaduro, con un espesor de 8.8 m, esta zona ubicada en la base de la formación presenta un alto grado de dureza que asegura la susceptibilidad de fractura de la roca. Así mismo, después de comparar los criterios de evaluación para calificar un YNC de diferentes reservorios internacionales, con las características de la Formación Frontera se determinó que si cumple con la calidad de los parámetros necesarios para tal fin.

En el caso de YNC tipo Tight Sandstone, las mejores condiciones las presenta la Formación Conejo, entre la vía Ubaté – Sutatausa, hacia el tope de la formación, donde se presentan importantes capas de arenisca cuyo espesor varía entre 1.5 y 5 m, con algunas pequeñas intercalaciones arcillosas. Petrográficamente se caracterizan por la litología de grano fino a muy fino, bien calibrada, con baja porosidad (2%) de tipo secundaria especialmente por disolución de calcita, estructura maciza, bien cementada y compacta. Si bien la información obtenida mediante petrografía es importante, también se hace fundamental un análisis de las propiedades petrofísicas, saturaciones, y permeabilidades efectivas a los gases en condiciones de reservorio, para así contar con una caracterización completa de las areniscas cementadas.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- Aguilera, R., Sotelo, V., Burgos, C., Arce, C., Gómez, C., Mojica, J., ... and Osorno, J. (2010). Organic geochemistry atlas of Colombia. *Earth Sciences Research Journal, Special Edition*. 14, 61-77.
- Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., Montenegro, S., Moreno, M., & SA, Y. (2013). Analogía entre la Formación Vaca Muerta y shale gas/oil plays de EE. UU. *Society of Petroleum Engineers, young professional Comitee*, 1-20.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martínez, J. F. (2007). Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. *Agencia Nacional de Hidrocarburos*, 1, 92.
- Blanco, J., Medina, P. & Patarroyo, P. (2004): La Formación La Frontera, Sección Vereda Tóriba: Una propuesta para la designación del Lectoestratotipo. - *Geología Colombiana*, 29, pp. 23-40, 8 Figs., Bogotá.
- Bürgl, H., y Dumit, Y., (1954). El Cretáceo Superior en la región de Girardot. *Boletín Geológico*, 2, 23-48.
- Cooper, M., Addison, F.T., Álvarez, R., Coral, M., Graham, R.H., Hayward, A.B., Howe, S., Martínez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A.J. and Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, vol. 79 (10): 1421-1443p.

- Cruz Guevara, L. E. (1991). Cartografía de rocas sedimentarias. Guías de campo I. Escuela de Geología UIS.
- Curtis, J. B. (2002). Fractured shale-gas systems. *AAPG Bulletin*, 86(11), 1921-1938.
- De Porta, J. (1974). *Lexique Internationale Stratigraphique. Amerique Latine. Vol. V. CNRS. París.*
- Etayo, Serna, F. (1968), Limolitas grises inferiores (Formación Ruitoque).
- Folk, R. (1974). *Petrology of Sedimentary rocks. Hemphill Publishing Company. Austin, Texas.*
- Guiza, S., y Vargas, G. (2016). Non-conventional hydrocarbon generation from Cretaceous Shale in the Cordillera Oriental, XRF&XRD application. Research Gate.
- Hernández, Y., & Sanabria, H. (1999). *Estratigrafía y Geoquímica de las Formaciones Churuvita, San Rafael, Conejo y Frontera, del Cretáceo Superior en la Cordillera Oriental, Colombia. (Volumen I). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.*
- Hubach, E., (1957). *Estratigrafía de la Sabana de Bogotá y alrededores. Instituto Geológico Nacional. Bol. Geol., 2:93-112. Bogotá.*
- Jarvie, D. M. (1991). Total organic carbon (TOC) analysis: Chapter 11: Geochemical Methods and Exploration.
- Jarvie, D. M., Hill, R. J., and Pollastro, R. M. (2005). Assessment of the gas potential and yields from shales: The Barnett Shale model. *Oklahoma Geological Survey Circular*, 110 (2005), 37-50.
- Jarvie, D. M. (2015). Geochemical assessment of unconventional shale gas resources systems, in: R. Rezaee (Ed.) *Fundamentals of Gas Shale Reservoirs* (pp. 47–69). John Wiley and Sons Inc.

- Martínez, J., y Vergara, L. (1999). La sucesión paleoambiental del Cretácico de la región de Tequendama y oeste de la Sabana de Bogotá, Cordillera Oriental Colombiana. *Geología Colombiana*, 24, 107-147.
- McKenzie, D. P., and Sclater, J. G. (1968). Heat flow inside the island arcs of the northwestern Pacific, *J. Geophysics*.
- Miall A.D. (1990) Facies analysis. In: *Principles of Sedimentary Basin Analysis*. Springer, New York, NY.
- Montoya, D., y Reyes, G. (2003). Geología de la Plancha 209 Zipaquirá. Informe 2739. Ingeominas. Bogotá.
- Montoya, D., y Reyes, G. (2005). Geología de la Sabana de Bogotá. Instituto Colombiano de Geología y Minería. Bogotá.
- Moreno, M., (2010). Potencial Gasífero de las Lutitas del Cretáceo Superior en los Sectores Meridional y Norte de la Cordillera Oriental. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Maestría en Geología. Tesis de Grado. Bucaramanga. Colombia.
- Palencia, M. (2011). Petrografía básica de los niveles de arenisca de la Formación Chipaque en la zona de Ubaté – Sutatausa – Carmen de Carupa en el Departamento de Cundinamarca. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander, Colombia.
- Patarroyo, P. (2016). Amonoideos y otros microfósiles del lectoestratotipo de la Formación La Frontera, Turoniano inferior - medio (Cretácico Superior) en San Francisco, Cundinamarca (Colombia). *Boletín de Geología*, 38(3): 41-54.
- Pérez, G. y Salazar A. (1978). Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe. *U. Nal. Geol. Col.*, 10:7-113. Bogotá.

- Peters, K. E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. AAPG Bulletin. V. 70. No. 3, pp 318-329.
- Peters, K. E., Xia, X., Pomerantz, A. E., & Mullins, O. C. (2016). Geochemistry applied to evaluation of unconventional resources. In Unconventional oil and gas resources handbook (pp. 71-126). Gulf Professional Publishing.
- Peters, K. E. and Cassa, M. (2009). Applied source rock Geochemistry. AAPG Memoir 60. Chapter 5. pp 93-120.
- Pollastro, R., Jarvie, D., Hill, R and Adams, C. (2007). Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend arch–FortWorth Basin, Texas. AAPG Bulletin, v. 91, No. 4 (April 2007), pp. 405–436.
- Renzoni, G. (1968). Geología del Macizo de Quetame. Geología Colombiana, 5, 75-128.
- Renzoni, G. (1981). Geología del cuadrángulo J-12 Tunja. Boletín Geológico, 24(2), 31-48.
- Rezaee, R., and Rothwell, M. (2015). Gas Shale: Global significance, distribution, and challenges, in: R. Rezaee (Ed.) Fundamentals of Gas Shale Reservoirs (pp. 1–15). John Wiley and Sons Inc.
- Rodríguez, E., (2000). Caracterización de unidades geológicas y geomorfológicas de Colombia, Formación Chipaque. INGEOMINAS. Bogotá.
- Rodríguez, I. (2000). Caracterización geoquímica de rocas, crudos y gases y modelado numérico 1D y 2D de los procesos de generación, expulsión y migración de hidrocarburos en la Subcuenca de Maturín, Venezuela.
- Sánchez, S., y Uribe, J. (2019). Evaluación del Potencial de Generación de Hidrocarburos de la Formación Chipaque Mediante Análisis Petrográficos y Geoquímicos en la Sección Estratigráfica Expuesta en la Vía que del Municipio de Ubaté Conduce al Alto de los

- Caballeros, Departamento de Cundinamarca – Colombia. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander, Colombia.
- Sarmiento, G. (1992). Palinología de la Formación Guaduas - Estratigrafía y Sistemática. INGEOMINAS. Bol. Geol., 32 (1-3): 45-126. Santafé de Bogotá.
- Sarmiento, L. F., (2002). Mesozoic Rifting and Cenozoic Basin Inversion History of the Eastern Cordillera, Colombian Andes.
- Sarmiento-Rojas, L. F., Van Wess, J. D., and Cloetingh, S. (2006). Mesozoic transtensional basin history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes: Inferences from tectonic models. *Journal of South American Earth Sciences*, 21(4), 383-411.
- Sweeney, J., and Burnham, A. (1990). Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics. *AAPG*, 74(10), 1559-1570.
- Tarazona, B. (2017). Análisis de Sistemas Petrolíferos en la Faja Plegada de la Zona Axial de la Cordillera Oriental Colombiana. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander, Colombia.
- Toro, J., et al. (2002). Thermal and Kinetic evolution of the Eastern Cordillera Fold and thrust belt, Colombia: AAPG Hedberg Series.
- Ulloa, C., y Rodríguez, E. (1991). Memoria explicativa de la Plancha 190 Chiquinquirá. INGEOMINAS, Bogotá, 24p.
- Vásquez, D. & Guiza, M. (2015). Identificación de los Eventos Anóxicos del Cretáceo Superior en la Formación Chipaque, Cordillera Oriental, Colombia y sus Implicaciones como Potencial en Yacimientos Shale Gas. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander.

- Vergara, L., Rodríguez, G. & Martínez, I. (1997). Agglutinated foraminifera and sequence stratigraphy from the Chipaque Formation (Upper Cretaceous) of EI Crucero section, Colombia, South America. *micropaleontology*, v. 43, 2, p. 185- 201, New York.
- Villamil, T., and Arango, C. (1998). Integrated stratigraphy of latest Cenomanian and early Turonian facies of Colombia.
- Vincent, B., Waters, J., Witkowski, F., Daniau, G., Oxtoby, N., Crowley, S., and Ellam, R. (2018). Diagénesis of Rotliegend sandstone reservoirs (offshore Netherlands): The origin and impact of dolomite cements. *Sedimentary geology*, 373, 272-291.