

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 Mpio. De Ubaté Conduce al Alto de los Caballeros, Departamento de Cundinamarca-Colombia

Joan Manuel Uribe Arenas, Sergio Andrés Sánchez Rodríguez

Proyecto de Grado para Optar al Título de Geólogo

Director

Mario García Gonzalez,

Ph.D en Geoquímica

Codirector

Eliécer Uribe Portilla,

M.Sc. en Geología

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Este proyecto está dedicado a mis padres por su amor y apoyo en los momentos difíciles. A mis amigos, familia, y sobre todo a mi tía Elsa que es como una madre para mí.

Joan Manuel Uribe Arenas

Quiero con este trabajo expresar mi más sincera gratitud hacia mi madre y mi hermana, que estuvieron durante esta parte de mi vida universitaria, apoyándome no solo económicamente sino en todos los aspectos posibles. A mi familia que de alguna forma u otra en estos años aportaron su parte y a mis amistades que hice en este tiempo.

Sergio Andrés Sánchez Rodríguez

Agradecimientos

A la Universidad industrial de Santander y a la escuela de geología por formarnos como profesionales y ciudadanos íntegros.

Al Ph.D Mario García Gonzáles por su conocimiento, ayuda con los análisis geoquímicos y colaboración en la dirección del presente proyecto.

Al M.Sc. Eliécer Uribe Portilla por su asesoría académica en el desarrollo del proyecto.

Al Ph. D Luis Enrique Cruz Guevara por su colaboración en los análisis de la petrografía microscópica y análisis fosilíferos.

Al Laboratorio de Geoquímica de los Hidrocarburos de la Universidad Industrial de Santander por la realización de los análisis de TOC, pirólisis Rock-Eval y Ro.

A todos Gracias.

Tabla de Contenido

Introducción	19
1. Planteamiento del problema.....	20
2. Objetivos	21
2.1 Objetivo general.....	21
2.2 Objetivos específicos	21
3. Localización.....	22
4. Metodología	23
4.1 Trabajo de campo.....	23
4.2 Análisis petrográfico	24
4.3 Análisis de facies	24
4.4 Análisis geoquímicos	24
5. Marco teórico	25
5.1 Trabajos anteriores.....	29
5.2 Marco geológico regional	31
5.2.1 Geología estructural	31
5.2.2 Estratigrafía regional.....	34
6. Cartografía y geología estructural del área de estudio.....	39
7. Petrografía.....	41
7.1 Interpretación de la petrografía.....	53
8. Estratigrafía.....	54

8.1 Formación Churuvita	54
8.2 Formación Simijaca	55
8.3 Formación La Frontera	56
8.4 Formación Conejo.....	57
8.5 Formación Arenisca Dura	62
9. Interpretación de la estratigrafía	65
9.1 Interpretación de facies, Fm. Simijaca.....	69
9.2 Interpretación de facies, Fm. La Frontera	70
9.3 Interpretación de facies, Fm. Conejo	72
10. Geoquímica	75
10.1 Análisis de Carbono Orgánico Total.....	75
10.2 Análisis de Pirólisis Rock-Eval	77
10.2.1 Potencial de Generación de Hidrocarburos	78
10.2.2 Evaluación de la calidad de la materia orgánica.....	79
10.2.3 Recálculo de los parametros TOC, IH y S2.....	82
10.2.4 Evaluación de la madurez de las rocas	86
11. Modelamiento geoquímico	88
11.1 Datos de entrada.....	88
11.2 Historia de subsidencia	91
11.3 Condiciones de frontera del modelo	92
11.4 Simulación y generación del modelo.....	95
11.4.1 Tasa de trasformación (TR)	95

11.4.2 Reflectancia de la vitrinita (%Ro).....	96
11.4.3 Condiciones de generación de hidrocarburos según el modelo	97
11.5 Calibración del modelo	99
12. Conclusiones	101
Bibliografía	105

Lista de Figuras

<i>Figura 1.</i> Localización del área de estudio.	23
<i>Figura 2.</i> Estructuras que afectan la zona de estudio. (Montoya & Reyes, 2003)	34
<i>Figura 3.</i> Mapa geológico mostrando unidades litológicas y principales estructuras, en rojo área de estudio. Tomado de la plancha 209 Zipaquirá (Montoya & Reyes, 2003).	35
<i>Figura 4.</i> Corte geológico balanceado a partir de la plancha 209 Zipaquirá (Montoya & Reyes, 2003).	35
<i>Figura 5.</i> Mapa Geológico del Área de estudio obtenido a partir de los datos recolectados de campo.	40
<i>Figura 6.</i> Corte Geológico de la sección A-A', obtenido a partir de los datos recolectados del levantamiento de la poligonal	41
<i>Figura 7.</i> Muestra E37M32. Cuarzoarenisca con granos de cuarzo (Qtz), cristal alargado de muscovita (Ms), feldespatos potásicos, Sericita (Ser). Matriz (Mtz), Materia orgánica (Mo).	42
<i>Figura 8.</i> Muestra P0M1. Matriz micrítica (Mic), esparita (Esp) en el borde de los poros (Por).	43
<i>Figura 9.</i> Muestra P2M3. Roca con laminación plano-paralela (laminación), Matriz micrítica (Mic), siderita (Sd), foraminíferos (For) reemplazados con esparita (Esp) y sílice, fragmentos de conchas (Fc), Materia orgánica (Mo).	44
<i>Figura 10.</i> Muestra P3M4. Matriz micrítica (Mic), algunos granos de cuarzo (Qz), foraminíferos (For), reemplazados por esparita (Esp), materia orgánica (Mo).	44
<i>Figura 11.</i> Muestra P5M6. Matriz de lodo (Lod), granos de cuarzo (Qtz), foraminíferos (For), materia orgánica (Mo).	45

<i>Figura 12.</i> Muestra P13M20. Laminación, cuarzo (Qz), foraminíferos (For), esparita (Esp), materia orgánica (Mo) y granos de siderita (Sd).	46
<i>Figura 13.</i> Muestra P124M114. Matriz micrítica (Mic), cemento espartítico (Esp), cristales zonados de siderita (Sd) y foraminíferos planctónicos (For).	47
<i>Figura 14.</i> Muestra E17M12. Esparita (Esp), micrita (Mic). Se pueden observar foraminíferos (For) de Hedbergellia.	48
<i>Figura 15.</i> Muestra P121M112. Matriz micrítica (Mic), Foraminíferos (For): en el borde se observa el reemplazamiento por esparita (Esp), materia orgánica (Mo).	49
<i>Figura 16.</i> Muestra P69M71. Matriz micrítica (Mic), conchas de bivalvos (Bv) reemplazados en el borde con esparita (Esp).	49
<i>Figura 17.</i> Muestra P125M115. Matriz micrítica (Mic), foraminíferos (For), cristales rómbicos de siderita (Sd), Fragmentos de conchas (Fc).	50
<i>Figura 18.</i> Muestra P71M77. Matriz lodosa (Lod) con algunos granos de cuarzo (Qz). Microlitos de carbonato de calcio (MC), granos de siderita (Sd).	51
<i>Figura 19.</i> Muestra E18M13. Matriz de lodolita (Lod), fragmentos de conchas (Fc), y foraminíferos (For).	52
<i>Figura 20.</i> Muestra E28M23. Matriz de lodo (Lod), bivalvos (Bv), foraminíferos (For).	52
<i>Figura 21.</i> Columna estratigráfica de la Formación Churuvita.	56
<i>Figura 22.</i> (Izquierda) Afloramiento de la Fm. Conejo intercalaciones de areniscas fosilíferas con shale. (Derecha) Arenisca parda de grano fino con fósiles como conchas de bivalvos, disoluciones de conchas, porosidad secundaria.	58

<i>Figura 23.</i> Foto fósil de Bivalvo (izquierda). Galerías (derecha). Pertenecientes a la Fm. Conejo.	59
<i>Figura 24.</i> Muestra de roca: Segmento C de la Fm. Conejo. Lodolita con gasterópodos.	60
<i>Figura 25.</i> Muestra de roca: Segmento C de la Fm. Conejo. Fotos de Inoceramus Labiatus en capas de lodolitas.	60
<i>Figura 26.</i> Limolitas y fósil de Inoceramus Labiatus.	61
<i>Figura 27.</i> Columna estratigráfica de la Formación Arenisca Dura.	63
<i>Figura 28.</i> Columna estratigráfica de las formaciones Simijaca, La Frontera y Conejo.	65
<i>Figura 29.</i> Correlaciones de las unidades aflorantes en el área de estudio. Tomado de (Montoya & Reyes, 2003), modificado por los autores.	66
<i>Figura 30.</i> Esquema general de distribución de facies en el modelo estándar de Wilson. Modificado de Wilson, 1975. (Arche, 2010)	69
<i>Figura 31.</i> . Relación de los valores iniciales de TOC y S2 para posibles formaciones generadoras	79
<i>Figura 32.</i> Relaciones de %Ro y tipos de kerógeno, para recalcu de COT. Tomado de (Zhong, 2004).	83
<i>Figura 33.</i> Relación con valores recalculados de TOC y S2 para posibles formaciones generadoras.	85
<i>Figura 34.</i> Relación GP vs TOC para determinar el potencial de generación de hidrocarburos con datos recalculados de TOC y HI.	85
<i>Figura 35.</i> Gráfico de maduración termal a partir de la relación de Tmax vs Índice de hidrógeno.	86

<i>Figura 36. Relación Ro vs GP. Compara el potencial genético con la madurez termal de la roca fuente.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 37. Corte geológico del área de estudio, mostrando el pozo virtual utilizado para el modelamiento geoquímico 1D.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 38. Datos de entrada Software Petromod 1D para la generación del modelo geoquímico 1D.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 39. Editor kinetics PETROMOD 1D</i>	<i>90</i>
<i>Figura 40. Diagrama de subsidencia y erosión.</i>	<i>91</i>
<i>Figura 41. Curva de variación de la paleobatimetría vs tiempo.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 42. Ayuda Global Mean Surface Temperature Calculation Base on Wygrala (1989) para determinación SWIT.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 43. Variación de temperaturas de interface agua – sedimento vs tiempo.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 44. Variación del flujo de calor</i>	<i>94</i>
<i>Figura 45 Tasa de Transformación (TR).....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 46. Reflectancia de vitrinita a partir de la cinética de SweenyBurnham_1990.</i>	<i>97</i>
<i>Figura 47. Zonas del hidrocarburo basadas en la cinética de Kimmeridge_Clay_2C</i>	<i>98</i>
<i>Figura 48. Zonas del hidrocarburo basadas en la cinética de Brown_Limestone_2C</i>	<i>99</i>
<i>Figura 49. Curva de Calibración Modelo Petromod 1D.</i>	<i>100</i>

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Parámetros geoquímicos que describen: (a) Potencial petrolífero (cantidad) de una roca madre inmadura; (b) Tipo de Kerógeno y productos expulsados y (c) Madurez térmica</i>	28
Tabla 2. <i>Descripción de microfacies SMF propuestas por Wilson (1975)</i>	67
Tabla 3. <i>Códigos de litofacies universales para rocas sedimentarias clásticas (Farrell, 2012)</i>	68
Tabla 4. <i>Resultados de Carbono Orgánico Total (TOC), Carbono Total (TC), Azufre Total (TS) y % Carbonatos</i>	76
Tabla 5. <i>Resultados de Análisis geoquímicos pirólisis rock-eval</i>	78
Tabla 6. <i>Clasificación de materia orgánica en carbones y rocas sedimentarias según Potonie 1908</i>	81
Tabla 7. <i>Clasificación de los tipos de kerógenos posibles formaciones generadoras integrando información de la petrografía orgánica</i>	81
Tabla 8. <i>Resultados de tipo de kerógeno</i>	82
Tabla 9. <i>Parámetros recalculados</i>	84
Tabla 10. <i>(Izquierda) Condiciones de paleobatimetría vs tiempo. Condiciones limitantes de SWIT vs tiempo (Derecha)</i>	92

Lista de Apéndices

**(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la
Biblioteca UIS)**

Apéndice A. Análisis geoquímicos

Apéndice B. Catálogo macroscópico de muestras

Apéndice C. Catálogo microscópico de muestras

Apéndice D. Columna estratigráfica Formación Arenisca Dura

Apéndice E. Columna estratigráfica Formación Churuvita

Apéndice F. Columna estratigráfica generalizada del Grupo Chipaque

Apéndice G. Corte geológico balanceado

Apéndice H. Mapa geológico

Apéndice I. Mapa de estaciones de campo

Apéndice J. Poligonal

Apéndice K. Tabla de datos poligonal

Resumen

TITULO: EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS DEL GRUPO CHIPAQUE MEDIANTE ANÁLISIS PETROGRÁFICOS Y GEOQUÍMICOS EN LA SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA EXPUESTA EN LA VÍA QUE DEL MPIO. DE UBATÉ CONDUCE AL ALTO DE LOS CABALLEROS, DEPARTAMENTO DE CUNDINAMARCA-COLOMBIA*

AUTOR: JOAN MANUEL URIBE ARENAS, SERGIO ANDRES SANCHEZ RODRIGUEZ**

PALABRAS CLAVE: TOC, reflectancia de vitrinita, geoquímica, materia orgánica, Grupo Chipaque.

DESCRIPCIÓN:

El presente proyecto se localiza en la Cordillera Oriental colombiana, departamento de Cundinamarca, en el municipio de Ubaté. El área de estudio consta de 8 km². El objetivo del estudio consistió en evaluar el potencial de generación de hidrocarburos del Grupo Chipaque mediante cartografía geológica, análisis petrográficos, geoquímicos y modelamiento de las condiciones de generación de las posibles rocas fuente.

Los análisis estratigráficos y petrográficos indicaron que la secuencia estratigráfica aflorante corresponde a rocas del Grupo Chipaque del Cretácico. Conformado por las siguientes formaciones: Formación Churuvita, constituida principalmente por Cuarzoareniscas; Fm. Simijaca, constituida en su mayoría por shales; Fm. La Frontera, conformada por calizas y limolitas; Fm. Conejo, por shales y Fm. Arenisca Dura, por areniscas y lodolitas. La interpretación de las facies sugirió un ambiente de depositación marino somero comprendido entre plataforma abierta y plataforma interna.

En general, los valores de TOC fueron los siguientes: para la Fm. Simijaca el TOC fue de 0.791%, mientras que para las formaciones La Frontera y Conejo se obtuvo un rango de 1.95% a 3.51%. La calidad de la materia orgánica solo se determinó para las muestras con TOC>1%. El IH para la Fm. La Frontera, de 387.5 (mg HC/g TOC), y para la Fm. Conejo un rango de 305.5 a 344.75 (mg HC/g TOC), posteriormente se complementó con el análisis petrográfico de macerales, y se determinó un kerógeno tipo II para estas 2 formaciones. La madurez termal para la Fm. La Frontera dio un Ro de 1.673%, mientras que para la Fm. Conejo da en un rango de 0.796 a 1.61 %, estando las dos formaciones en la fase sobremadura actualmente.

Según el modelo geoquímico 1D, las tres formaciones del Grupo Chipaque entraron en ventana de generación de hidrocarburos, siendo la de mayor potencial de generación la formación La Frontera.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Mario García Gonzalez. Codirector: Eliécer Uribe Portilla

Abstract

TITLE: HYDROCARBONS GENERATION POTENTIAL EVALUATION IN CHIPAQUE GROUP BY PETROGRAPHIC AND GEOCHEMICAL ANALYSIS IN THE STRATIGRAPHIC SECTION EXPOSED IN THE ROUTE OF THE MUNICIPALITY OF UBATÉ LEADS TO ALTO DE LOS CABALLEROS, DEPARTMENT OF CUNDINAMARCA, COLOMBIA.*

AUTHORS: JOAN MANUEL URIBE ARENAS, SERGIO ANDRES SANCHEZ RODRIGUEZ**

KEYWORDS: TOC, vitrinite reflectance, geochemistry, organic matter, Chipaque Group.

DESCRIPTION:

The present project takes place in the Colombian Eastern mountain range, Cundinamarca department, municipality of Ubaté. The study area has 8 km². The study objective was the hydrocarbons generation potential evaluation in Chipaque Group using geologic cartography, petrographic and geochemical analysis, and finally, the rock source generation conditions model.

Stratigraphic and petrographic analysis indicated the stratigraphic sequence corresponds to Chipaque Group rocks of Cretacic age. Conformed by: Fm. Churuvita, lithologically constituted by quartzarenite; Fm. Simijaca, lithologically constituted by shales; Fm. La Frontera, conformed by limestones and siltstones; Conejo, by shale and Fm. Arenisca Dura, by sandstones and mudstones. The facies interpretation suggested a shallow marine environment conceivable between open and inner shelf.

Altogether, TOC values were the following ones: in Simijaca formation, TOC was 0.791%, whereas in La Frontera and Conejo a range between 1.95% and 3.51% was obtained. The organic matter quality was only determined for TOC>1% samples. Type II kerogen was classified for La Frontera and Conejo formations using Rock-Eval and maceral petrographic analysis. HI for La Frontera is 387.5 (mg HC/g TOC), and for Conejo the range is between 305.5 and 344.75 (mg HC/g TOC). The thermal maturity for La Frontera was evaluated by vitrinite reflectance (%Ro). The Ro for La Frontera is 1.673%, meanwhile Conejo formation had a range between 0.796% and 1.61%, being the in the overmature phase.

According to 1D geochemical model, the three formations in Chipaque Group started in hydrocarbon generation window, being La Frontera the highest generation potential formation.

*Bachelor thesis

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Mario García Gonzalez. Codirector: Eliécer Uribe Portilla

Introducción

Para el presente trabajo, localizado en la Cordillera Oriental Andina, se realizaron diferentes estudios y análisis de las rocas sedimentarias que serán explicados posteriormente.

Sabemos que el sistema petrolífero consta de 5 elementos principales como lo son la roca generadora, un trayecto de migración, la roca reservorio, roca sello y trampa. El estudio del potencial de generación de hidrocarburos se hace con el propósito de encontrar nuevas zonas con posibilidad de presencia de hidrocarburos en Colombia. Para cumplir con el objetivo principal del proyecto, y teniendo en cuenta las condiciones petrográficas de una roca generadora, se investigaron las formaciones La Frontera y Conejo.

Se definió la estratigrafía local a partir de estaciones de muestreo, columnas estratigráficas, y la geología estructural teniendo en cuenta los pliegues y fallas, para obtener como producto final el mapa geológico de la zona. A partir de lo cual se definieron las facies y ambientes sedimentarios que son importantes para caracterizar un sistema petrolífero.

Con los resultados de los análisis geoquímicos, se estableció la cantidad, calidad y madurez termal de la materia orgánica mediante el cálculo de TOC, pirolisis Rock-Eval y reflectancia de vitrinita. Se elaboró el modelo geoquímico 1D mediante la versión exprés del software Petromod 2017, en donde se obtuvo la historia de enterramiento y las condiciones de profundidad, temperatura y la edad para la generación de los hidrocarburos.

Mediante el anterior estudio se busca contribuir al entendimiento de la petrografía del área de estudio y dar un índice del potencial de generación de hidrocarburos del sistema petrolífero, que puede ser utilizado como base para estudios posteriores o proyectos de explotación.

1. Planteamiento del problema

En el área de estudio localizada en la Cordillera Oriental, departamento de Cundinamarca, municipio de Ubaté, afloran rocas sedimentarias de la unidad litoestratigráfica denominada Formación Chipaque definida inicialmente por Hubach, (1931). Posteriormente Ulloa, (1991) eleva a nivel de grupo a esta unidad litoestratigráfica, dividiéndolo en tres formaciones: Simijaca, La Frontera y Conejo. Dicha unidad está conformada principalmente por calizas, limolitas, shales, areniscas con importantes porcentajes de materia orgánica en su composición. La anterior característica hace de las rocas de esta unidad litoestratigráfica una posible roca fuente de hidrocarburos; naciendo consecuentemente la pregunta de investigación: ¿Cuál fue el potencial de generación de hidrocarburos del Grupo Chipaque?, respuesta que puede ser buscada mediante análisis petrográficos y geoquímicos en la sección expuesta en la vía que de Ubaté conduce al Alto de Los Caballeros, departamento de Cundinamarca, y al este del municipio del Carmen de Carupa.

Las muestras de roca fueron analizadas por análisis petrográficos y geoquímicos: TOC, pirólisis Rock-Eval y reflectancia de la vitrinita (Ro) para que ayuden a determinar la cantidad, calidad y madurez termal de la materia orgánica de las rocas, y evaluar la posibilidad de la existencia de yacimientos no convencionales tipo shale gas en el área de estudio.

Asimismo, mediante el método de la poligonal se calcularon los espesores de la Formación la Frontera y la Formación Conejo, buscando el contacto suprayacente del Grupo Chipaque con la Formación Arenisca Dura del Grupo Guadalupe. Igualmente se definió cual es el tipo de contacto existente entre las diferentes formaciones.

2. Objetivos

A continuación, se exponen tanto el objetivo general como los objetivos específicos

2.1 Objetivo general

Evaluar el potencial de generación de hidrocarburos del Grupo Chipaque mediante análisis petrográficos y geoquímicos en la sección expuesta en la vía que del municipio de Ubaté conduce al Alto de Los Caballeros, departamento de Cundinamarca.

2.2 Objetivos específicos

- Realizar la cartografía geológica de 8 km² del área de estudio.
- Caracterizar la secuencia sedimentaria del Grupo Chipaque mediante el levantamiento de una columna estratigráfica en el sector de la vía expuesta que del municipio de Ubaté conduce al Alto de Los Caballeros.

- Caracterizar desde el punto de vista litológico y petrográfico las muestras colectadas en la sección estratigráfica del área de estudio.
- Determinar cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica mediante análisis geoquímicos de TOC, pirolisis Rock-Eval y reflectancia de vitrinita.
- Establecer las condiciones de generación del hidrocarburo como la profundidad, temperatura y su edad, mediante un modelamiento 1D

3. Localización

El área de estudio se localiza entre los municipios de Ubaté y El Carmen de Carupa (Departamento de Cundinamarca), en la Cordillera Oriental de Colombia. La base topográfica que se utilizó hace parte de la plancha 209 – I – B- 2, escala 1:10000 del IGAC. El área de estudio comprende 8 km². La zona se encuentra enmarcada por el polígono que comprende las coordenadas N: 1079000 E: 1023000, N: 107900 E: 1027000, N: 1077000 E: 1023000 y N: 1077000 E: 1027000. (Figura 1).

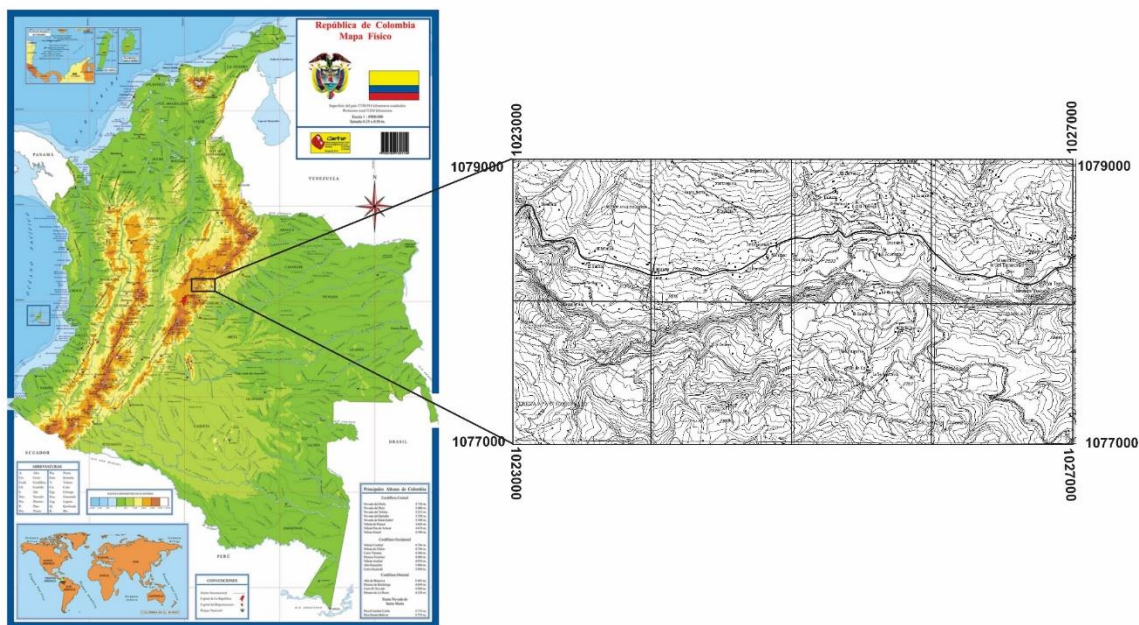


Figura 1. Localización del área de estudio.

4. Metodología

4.1 Trabajo de campo

En el presente proyecto se elaboró un trabajo cartográfico, se levantaron secciones estratigráficas correspondientes al área de estudio y una poligonal de acuerdo a la metodología propuesta por (Cruz, 1991).

4.2 Análisis petrográfico

Se describieron 20 secciones delgadas, 2 correspondientes a la Formación Churuvita, 8 de La Frontera, 8 de Conejo y 2 de Arenisca Dura. Las rocas siliciclásticas y carbonatadas se clasificaron textural y composicionalmente utilizando la metodología de Folk (1974), y para las siliciclásticas el cuadro modificado de Pettijhon y Sievers (1973) por Folk (1974).

4.3 Análisis de facies

El análisis facial se realizó basado en las tablas propuestas por Wilson (1975) para las facies carbonatadas y por Farrell (2012) para las facies siliciclásticas. Los parámetros usados para definir las facies fueron la litología, estructuras sedimentarias y contenido fosilífero de la roca.

4.4 Análisis geoquímicos

Se hicieron análisis geoquímicos con 25 muestras que fueron enviadas al Laboratorio de Geoquímica del Petróleo de la Universidad Industrial de Santander, con el objetivo de determinar el Contenido Orgánico total (TOC), calidad de la materia orgánica (mediante pirólisis Rock-Eval) y reflectancia de vitrinita (R_o). Con los resultados de dichos análisis, y mediante fórmulas matemáticas se calculó el potencial genético (GP), índice de producción (IP), índice de oxígeno (IO), e índice de hidrógeno (IH).

5. Marco teórico

Para este proyecto de investigación, cuyo objetivo es evaluar el potencial de generación de hidrocarburos del Grupo Chipaque mediante análisis petrográficos y geoquímicos en la sección expuesta en la vía que del municipio de Ubaté conduce al Alto de Los Caballeros, departamento de Cundinamarca; se deben tener unos previos conocimientos teóricos acerca de la geología del área de estudio, definiciones de algunos términos relacionados a la geoquímica, y de las técnicas analíticas que fueron empleadas.

Carbono Orgánico Total (TOC): La materia orgánica presente en las rocas sedimentarias se compone de una fracción insoluble en solventes orgánicos llamada kerógeno y de una fracción soluble llamada Bitumen. La suma de estas dos fracciones constituye el Carbono Orgánico Total (COT) de una roca, el cual se expresa en porcentaje (%) en peso. El TOC Sirve para determinar la cantidad de materia orgánica de la roca, por medio del contenido de carbono orgánico total.

Pirólisis Rock-Eval: Es un método analítico usado principalmente para determinar la calidad de la materia orgánica. Corresponde a una simulación del proceso natural de la madurez de la materia orgánica. Se calienta una muestra de roca o Kerógeno en el laboratorio para generar hidrocarburos por descomposición termal; semejante al proceso de catagénesis natural de la materia orgánica. Los pasos que se siguen en esta técnica son:

- *Calentamiento hasta 300°C (3-4 min) que permite la detección de los hidrocarburos libres (S1).*

- *Calentamiento hasta 550°C (25°C/min) lo cual detecta los hidrocarburos craqueados (S2) y el Dióxido de Carbono (S3).*
- *Un calentamiento posterior hasta 850°C permite estudiar a materia orgánica residual y carbonatos.*

Por medio de esta técnica se establecen parámetros como el índice de Hidrógeno (S2/TOC) que muestra el potencial generador de la roca generadora, el índice de Oxígeno (S3/TOC) que muestra el nivel de oxigenación del ambiente de deposición de la roca, y el índice de producción (S1/(S1+S2)) que muestra la ventana de generación del petróleo (0,1-0,4).

Hidrocarburos Presentes (S1): Mide los hidrocarburos libres o absorbidos presentes en la roca. S1 es la cantidad de hidrocarburo presente en la roca fuente, expresado en miligramos de hidrocarburo por gramos de roca fuente. (mgHC/ gRoca). Valores de 1 mg de hidrocarburo (HC) / gramo (g) de roca pueden indicar manifestaciones de aceite.

Capacidad Generadora (S2): Representa principalmente los hidrocarburos formados por rupturas de los enlaces del kerógeno. Esto se produce por calentamiento a temperaturas entre 300°C y 550 °C. S2 es la cantidad de hidrocarburo generado durante la pirolisis expresado en mg HC/ g roca.

Cantidad de CO₂ del Kerógeno (S3): S3 es la cantidad de CO₂ generado durante la ruptura termal del Kerógeno resultante de la pirólisis, expresado en miligramos CO₂ por gramos de roca (mg CO₂ /g roca). Es un indicativo de la cantidad de oxígeno del kerógeno. Valores muy altos de S3 son indicios de contaminación en la muestra o de altas concentraciones de carbonatos que podrían romper sus enlaces por debajo de 390 °C y producir CO₂ inorgánico.

Índice de Hidrogeno (IH): Es un indicador de la cantidad de hidrógeno disponible en el kerógeno. Altos valores de IH indican alto potencial generador para hidrocarburos líquidos. Se calcula mediante la relación: $(S_2/COT) * 100$. (mg H/g COT). Es indicador del tipo de kerógeno.

Índice de Oxígeno (IO): Mide el enriquecimiento de oxígeno en el kerógeno, el índice de Oxígeno $(S_3/TOC)*100$ que nos indica el nivel de oxigenación del ambiente de depositación de la roca. También es indicativo del tipo de kerógeno. En general rocas con altos valores de IO y bajos de IH tienen poco potencial de hidrocarburos líquidos.

Índice de Producción (IP): Es un parámetro de madurez derivado de la pirólisis, el cual relaciona los hidrocarburos ya generados con los hidrocarburos potenciales. Se calcula mediante la relación: (S_1/ S_1+S_2) . El índice de Producción (S_1/S_1+S_2) que muestra la ventana de generación del petróleo.

Potencial Genético (GP): (S_1+S_2) Sumatoria de los hidrocarburos libres presentes en la roca más los hidrocarburos craqueados.

Análisis de Reflectancia: Es el porcentaje de un haz de luz que refleja una superficie pulida. Este depende del grado de evolución alcanzado por el maceral. Se prefiere la Vitritina ya que la reflectancia se incrementa en la medida que aumenta el grado de evolución. Se hace para determinar la madurez termal.

Temperatura Máxima (Tmax): El Tmax es la temperatura máxima a la cual una roca fuente genera hidrocarburos durante la pirólisis, es decir la temperatura a la cual se genera el pico S2.

Los rangos de valores de los anteriores parámetros geoquímicos se observan en la tabla 1.

Tabla 1.

Parámetros geoquímicos que describen: (a) Potencial petrolífero (cantidad) de una roca madre inmadura; (b) Tipo de Kerógeno y productos expulsados y (c) Madurez térmica

Potencial Petroli ­ fero	COT (WT. %)	Rock Eval (mg/g Roca)		Bitumen (ppm)	Hidrocarburos (ppm)
		S1	S2		
Pobre	0 - 0.5	0 - 0.5	0 - 0.25	< 500	< 300
Media	0.5 - 1	0.5 - 1	2.5 - 1	500 - 1000	300 – 600
Bueno	1 - 2	1 - 2	5 - 10	1000 - 2000	600 – 1200
Muy bueno	2 - 4	2 - 4	10 - 20	2000 - 4000	1200 – 2400
Excelente	> 4	> 4	> 20	> 4000	> 2400
(a)					
Tipo de Ker ­ og ­ eno	Índice de Hidrogeno (mg HC / g TOC)		S3/S2	Atomic H/C	Producto Expulsado
I	> 600		> 15	> 1.5	Petr ­ oleo
II	300 - 600		10 - 15	1.2 - 1.5	Petr ­ oleo
II/III	200 - 300		5 - 10	1.0 - 1.2	Petr ­ oleo y gas
III	50 - 200		1 - 5	0.7 - 1.0	Gas
IV	< 50		< 1	< 0.7	Nada
(b)					
Estado de Madurez Térmica	Madurez			Generación	
	Ro (%)	Tmax (°C)	TAI	Bitumen (mg / g roca)	IP (S1 / S1+S2)
Inmaduro	0.20 - 0.60	< 435	1.5 - 2.6	< 50	< 0.10
Madurez					
Temprana	0.60 - 0.65	435 - 445	2.6 - 2.7	50 - 100	0.10 - 0.15
Máxima	0.65 - 0.90	445 - 450	2.7 - 2.9	150 - 250	0.25 - 0.40
Tardía	0.90 - 1.35	450 - 470	2.9 - 3.3	-	> 0.40
Sobremaduro	> 1.35	> 470	> 3.3	-	-
(c)					

Tres términos básicos son usados para definir el nivel de madurez térmica de la materia orgánica y los procesos asociados a cada nivel.

- **Diagénesis:** son los cambios que sufre la materia orgánica debido a la actividad de microbios y a reacciones químicas a bajas temperaturas (inferiores a 50°C) y a profundidades de enterramientos donde la reflectancia de la Vitrinita es $< 0.5 \%$. Los productos son gases biogénicos y kerógeno.
- **Catagénesis:** es la respuesta del kerógeno a la temperatura (50°C–200°C) durante el enterramiento, en donde la Reflectancia de la Vitrinita está entre 0.5 – 2%. Los productos principales son el aceite y el gas.
- **Metagénesis:** Son los cambios que sufre la materia orgánica debido a las altas temperaturas y presiones, por el enterramiento profundo o por un alto gradiente geotérmico, en donde la reflectancia de la vitrinita está entre 2% - 4%. Los productos son metano, gases ácidos (CO_2 , H_2S) y residuos semejantes al grafito.

5.1 Trabajos anteriores

En los antecedentes se realizó la revisión de la documentación relacionada con el tema de investigación y se citan los estudios anteriores hechos por diferentes autores, y quienes aportan información ya sea geológica, petrográfica o geoquímica importante. Se tuvieron en cuenta artículos publicados en revistas o boletines geológicos, como también las planchas cartográficas geológicas y sus memorias explicativas que se consideran son relevantes para adquirir un conocimiento preliminar acerca del tema de estudio.

Partimos de la información contenida en las planchas geológicas “Mapa geológico del cuadrángulo Zipaquirá (K11), Colombia” propuestas por (McLaughlin & Arce, 1975), Geología

de la Plancha 209 Zipaquirá propuesta por (Montoya & Reyes, 2003), y la Geología de la Sabana de Bogotá (Montoya & Reyes, 2007) como también de sus memorias explicativas, para adquirir un previo conocimiento de la cartografía de la zona, conociendo así las formaciones y estructuras geológicas del área de estudio.

En el trabajo de (Blanco, Medina, & Patarroyo, 2004), se describe la sucesión sedimentaria de la Formación La Frontera, que aflora en el carreteable Vereda Tóriba – Cerro el Tablazo, al noreste de San Francisco, Cundinamarca. La sección está compuesta por 109 m de biomicritas wackestone, lodolitas carbonosas fosilíferas y liditas diagenéticas, con intercalaciones de láminas de posibles bentonitas.

(Espinel & Hurtado, 2010), hacen referencia a los niveles calcáreos correspondientes a las Formaciones Churuvita y Conejo. Realizando un análisis petrográfico y microfacial. Su estudio ha permitido caracterizar el desarrollo en dicho sector de una plataforma carbonatada a mixta de bajo ángulo tipo rampa homoclinal en un medio marino abierto durante el Cretácico inferior a superior.

(Uribe, 2010), estudia las rocas fuente de hidrocarburos y sus condiciones de generación para las rocas del Cretácico en el Bloque Soapaga. Realiza aportes a la interpretación de los análisis geoquímicos y la utilización del Software PETROMOD 1D, con el fin de establecer las condiciones de generación del hidrocarburo como la profundidad, temperatura y su edad en su área de estudio.

(Mayorga, 2011), en su tesis de grado muestra los resultados de las características geoquímicas de la Formación Chipaque como un yacimiento de Gas de Lutita o Gas Shale. Los resultados muestran el estado de madurez de la formación y que el contenido de materia orgánica tiene un incremento hacia la base de la formación (Chipaqué Inferior). Estos análisis muestran una mayor

madurez composicional, un mayor contenido de materia orgánica y una mayor madurez termal hacia la parte occidental de la subcuenca de la Sabana de Bogotá.

(Palencia, 2012), realiza una caracterización petrográfica y micropetrográfica en los niveles arenosos pertenecientes a la Formación Chipaque. Dando como resultado un predominio de Cuarzograuvacas, Lodolitas Arenosas y Cuarzoareniscas. Análogo a estudios geoquímicos anteriores, se puede considerar que las areniscas de la Formación Chipaque tienen importancia como reservorio.

(Vásquez & Güiza, 2015), investigan los eventos anóxicos oceánicos durante el Cretácico, y que favorecieron el depósito de materia orgánica de fuentes terrestres o planctónicas de manera extensa. La Formación Chipaque es rica en contenidos de TOC, y por parámetros geoquímicos, sedimentológicos y estratigráficos; permite proponer a la formación como un yacimiento no convencional de tipo shale gas.

5.2 Marco geológico regional

A continuación, se explican aspectos como lo son la geología estructural que caracteriza las fallas y pliegues de la zona, y, por último, se realiza la descripción de la estratigrafía regional.

5.2.1 Geología estructural. La zona de estudio ubicada al occidente de la plancha 209 sobre la sabana de Bogotá está controlada principalmente por una serie de anticlinales y sinclinales suaves con dirección NORESTE – SUROESTE. Se observan fallas de cabalgamiento con vergencias al occidente, estas estructuras como la falla de Carupa la cual en la zona de estudio

levanta la formación Churuvita la cual es la más antigua. Las principales estructuras son mencionadas a continuación.

Falla de Carupa: Su nombre se deriva de la localidad de Carupa y ha sido usado en la plancha 190 Chiquinquirá (al occidente, en el sur pone en contacto la Formación Plaeners con la parte media de la Ulloa & Rodríguez, 1991) y en el cuadrángulo K11 Zipaquirá (McLaughlin & Arce, 1975). Está localizada al norte del embalse de Neusa y se extiende desde la falla del Neusa al sur y continua con rumbo N40°E hacia la plancha 190. Es una falla de cabalgamiento con vergencia Formación Guaduas y al norte primero afecta a la Formación Conejo y luego pone en contacto capas inferiores del techo de la Formación Churuvita con la Formación Simijaca, genera repliegues e inversiones que pueden ser observados sobre la carretera Ubaté-Carupa. (Ingeominas)

Falla de Sutatausa: Se designa con este nombre la falla que constituye el límite oriental de la zona occidental. Se extiende con rumbo N450E desde la falla del Neusa hasta la localidad de Ubaté y probablemente siga a la plancha 190 Chiquinquirá (Ulloa & Rodríguez, 1991), por debajo de depósitos cuaternarios

Esta falla tiene una vergencia al occidente y la inclinación de las capas sugiere un ángulo alto. Al sur pone en contacto el anticlinal de Tausa y el sinclinal de Neusa, sin que sea claro un desplazamiento importante, pero al norte por el cierre estructural del sinclinal de Neusa, capas cada vez más antiguas del Grupo Guadalupe y la Formación Conejo, están en contacto con la Formación Arenisca Dura y con el techo de la Formación Conejo del anticlinal de Tausa. Esta relación podría estar sugiriendo un arrastre generado por un movimiento transcurrente dextral.

Sinclinal de Neusa: Nombre utilizado en la cartografía del cuadrángulo K11 Zipaquirá (McLaughlin & Arce, 1975). Está localizado entre el embalse del Neusa y la vereda Sucunchoque

al occidente de la localidad de Ubaté, sus flancos están limitados por las fallas de Sutatausa (oriente) y Carupa (occidente). En el sector sur el núcleo está constituido por la Formación Guaduas y depósitos recientes y hacia el norte la estructura va cerrando en las Formaciones Labor-Tierna, Plaeners, Arenisca Dura y Conejo y más al norte continua en las Formaciones La Frontera, Simijaca y Churuvita, aunque en esta última hay varios plegamientos de poca longitud.

Anticlinal de Soagá: Nombre utilizado en la cartografía de la plancha 190 (Ulloa & Rodríguez, 1991) y en la plancha 209, se localiza en la parte norte al occidente del municipio de Ubaté. El rumbo del eje del pliegue es N40°E, el flanco occidental al sur se repliega y termina en la Falla de Carupa; este anticlinal está conformado por las Formaciones Simijaca, La Frontera y Conejo.

Anticlinal de Tausa: Es una estructura con dirección general N45°E. Hacia el sur sufre un arrastre en sentido sinextral como producto del movimiento de la Falla del Neusa y cambia a una dirección N50W. Este anticlinal presenta variaciones en su amplitud pasando de 2 km. en el sector sur, donde presenta un cierre estructural, a más de 5 km. en el norte, donde el núcleo está formado por la Formación Churuvita. De la localidad de Tausa hacia el norte el anticlinal es simétrico y hacia el sur es asimétrico y está tumbado hacia el oeste por efecto de la falla de Sutatausa (Montoya & Reyes, 2003). Ver figura 2.

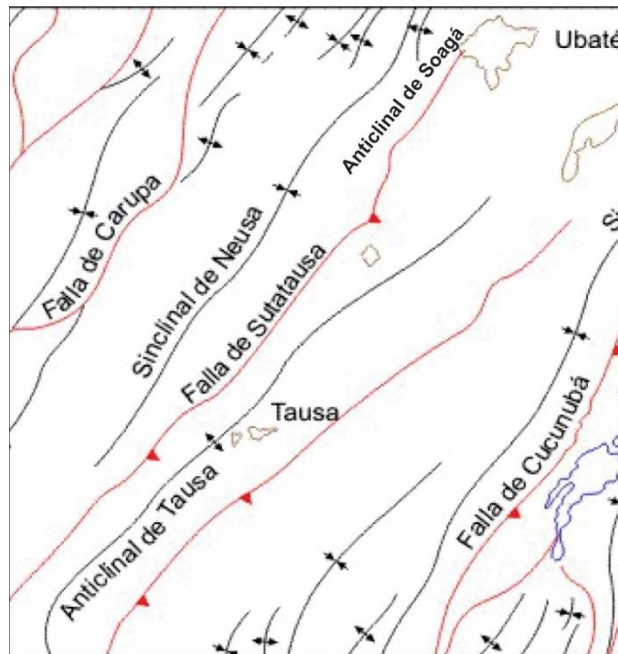


Figura 2. Estructuras que afectan la zona de estudio. (Montoya & Reyes, 2003)

5.2.2 Estratigrafía regional. La estratigrafía regional del área de estudio, localizada en la Cordillera Oriental, departamento de Cundinamarca, se hizo basándonos en la plancha 209 Zipaquirá (Montoya & Reyes, 2003), y está conformada por unidades litoestratigráficas sedimentarias de edad Cretácica superior, que van del Cenomaniano al Campaniano. Las formaciones Simijaca, La Frontera y Conejo representadas en este mapa se agrupan en el Grupo Chipaque.

En la sección localizada entre los municipios de Ubaté y Tausa, para el área de estudio según la plancha 209 Zipaquirá la secuencia esperada pone en contacto la Formación Conejo con la Formación Lidita Superior. Sin embargo, las rocas aflorantes presentan características petrográficas y estratigráficas más acordes con la Formación Arenisca Dura, como se evidencia en la figura 3.

A continuación, se destacarán las características estratigráficas y estructurales a partir de la secuencia sedimentaria cretácica del área de estudio. Y, a partir del mapa, se observa un corte geológico mostrándonos las unidades litológicas y las principales estructuras de la zona. (Figura 4).

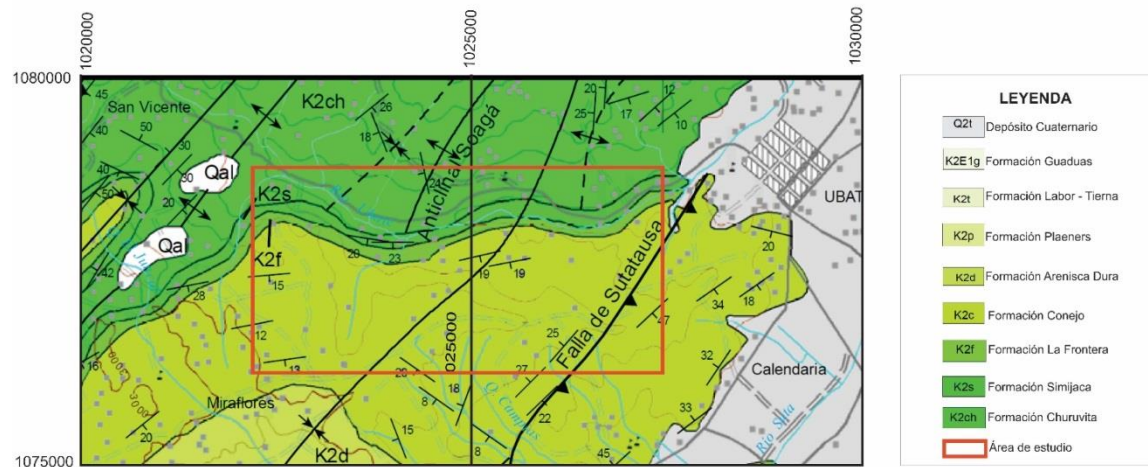


Figura 3. Mapa geológico mostrando unidades litológicas y principales estructuras, en rojo área de estudio. Tomado de la plancha 209 Zipaquirá (Montoya & Reyes, 2003).

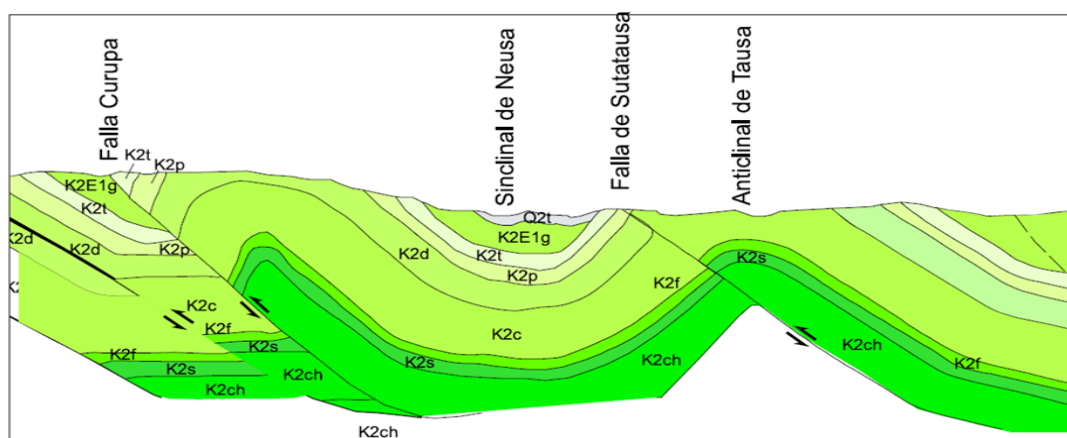


Figura 4. Corte geológico balanceado a partir de la plancha 209 Zipaquirá (Montoya & Reyes, 2003).

Grupo Chipaque: Autor: Ulloa y Rodriguez (1979). De edad Cenomaniano al Turoniano. Está dividida en las formaciones Simijaca, constituida por lodolitas y limolitas de color gris oscuro; La Frontera, formada por interestratificaciones delgadas de caliza, porcelanitas y lodolitas; y la Formación Conejo, constituida por shales grises. Espesor de 2020 m.

Formación Churuvita: Autor: Etayo Serna, F. (1968). De edad Cenomaniano-Turoniano. Define la Fm. Churuvita en la plancha 191 Tunja, infrayacida por la Formación San Gil superior y suprayacida por la Formación San Rafael. Aflora sobre la carretera entre Sáchica y Puente Samacá; también aflora en la quebrada que nace al sur del Chircal San Rafael. Constituida litológicamente principalmente por areniscas, calizas y lodolitas. El contacto superior con la Formación Simijaca es neto y concordante con respecto a la geometría de las capas.

El ambiente de la Formación Churuvita se considera de plataforma media, debido a sus características en donde se intercalan fases arenosas y lodosas que indicarían períodos con influencias de olas o de tormentas para las areniscas y periodos con depósitos por debajo de la acción de las olas. Etayo-Serna (1968) considera que la fuente de los materiales clásticos proviene del oriente y se presentan fósiles de Exogyras en la región de Villa de Leyva y más arenoso hacia el occidente debido a la resistencia al transporte que ofrecen los clásticos de Exogyras. El análisis tafonómico indica la presencia de Lamelibranquios y Exogyras.

Formación Simijaca: Autor: Ulloa, C. y Rodriguez, E. (1969). De edad Turoniano. Aflora sobre la quebrada Don Lope, al sur de la población de Simijaca, en el departamento de Boyacá. Litología: lodolitas y limolitas de color grisáceo. También areniscas cuarzosas con matriz arcillosa. En la parte superior presenta lentejones de Caliza. Está limitada en su base por las Areniscas de

Chiquinquirá y es suprayacida por la Formación La Frontera. Los contactos infrayacente y suprayacente son netos.

Según la plancha 209 Zipaquirá hecha por Montoya D. y Reyes G.A. la Formación Simijaca es correlacionable por posición estratigráfica y litológica con el Conjunto inferior de la Formación San Rafael (Etayo-Serna, 1968) y en el flanco oriental de la Cordillera Oriental con la Formación Chipaque.

Formación La Frontera: Autor: Bürgl, H. y Dumit, T. (1954), la clasifican como Horizonte La Frontera. Cáceres, C. y Etayo Serna, F. (1969) como Formación La Frontera. Edad Turoniano inferior. El nombre “La Frontera” deriva de un horno de cal ubicado al norte de Albán-Cundinamarca (Hubach 1957a). 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 Chitagá-Santander. Aflora también entre la carretera de Cumaca y Viotá; también en los municipios de La Frontera y Albán, Cundinamarca. Litología: constituida de calizas, limolitas y shale de color gris oscuro a negros. Presencia de concreciones calcáreas con amonitas. Según Bürgl, y Dumit constituida por esquistos margosos y la parte superior representada por margas arenosas, con concreciones calcáreas y capas de caliza arenosa.

Formación Conejo: Autor: Renzoni, G. y Ospina, C. (1969). De edad Coniaciano – Santoniano. Aflora en la localidad de Pontezuela, en la Vereda San Rafael, bordeando el alto del Conejo y que se desprende del carretable entre Oicatá y Chivatá, Boyacá. También en el área entre Sáchica y Tunja. Asimismo, entre los municipios de Ubaté y El Carmen de Carupa.

La unidad conocida como Formación Conejo es infrayacida mediante un contacto transicional por la Formación La Frontera y suprayacida mediante un contacto erosivo con la Formación Arenisca Dura. Litológicamente está constituida por shales grises y calizas. En el área entre Sáchica y Tunja, Etayo - Serna (1968) reconoció un segmento basal de 80 m. de espesor, constituido por shales negros con intercalaciones de estratos de limolitas y de areniscas de grano fino; en la parte intermedia reconoció un conjunto que denominó Miembro Cucáita, constituido por 170 metros de arcillolitas de tonos grises y amarillos, con grandes nódulos calcáreos; en la parte superior identificó un conjunto de 120 metros de espesor, formado por interestratificaciones de areniscas, calizas con ostreas y exogiras y shales grises oscuros.

Formación Arenisca Dura: Autor: Hubach, E., (1931). Redefinida por Pérez, G. y Salazar, A. (1978), de edad Coniaciano – Santoniano a Campaniano. Aflora por el carretable el Cerro del Cable, al oriente de Bogotá, Cundinamarca. Suprayace a la Formación Conejo mediante un contacto erosivo e infrayace a la Formación Plaeners en contacto neto. Constituida litológicamente por areniscas cuarzosas, duras, con intercalaciones de limolitas, lodolitas, limolitas silíceas y arcillolitas. Hacia la parte inferior las areniscas son calcáreas, a veces carbonáceas y localmente contienen lamelibranquios abundantes; algunos estratos de areniscas silíceas contienen foraminíferos. La sección tipo de Arenisca Dura, localizada en el cerro El Cable (oriente de Bogotá), tiene un espesor de 450 metros, medida por Pérez y Salazar (1978).

En la sección Sutatausa, que es cercana al área de estudio del proyecto, en la columna estratigráfica se observan litologías correspondientes a areniscas, limolitas silíceas, limolitas y arcillolitas.

La Formación Arenisca Dura se depositó en un ambiente de plataforma marina interior a media durante una fase regresiva del mar. Dentro de esta plataforma la variación de facies arenosas totalmente bioturbadas a facies laminadas sugieren una fluctuación de depósito desde el upper offshore, a la zona de transición y el lower shoreface (Salazar, 1999).

6. Cartografía y geología estructural del área de estudio

La cartografía del área de estudio se hizo durante la fase de campo por medio de 72 estaciones. Se cartografiaron seis unidades litoestratigráficas correspondientes a las formaciones Churuvita, Simijaca, La Frontera, Conejo, Arenisca Dura y el depósito Cuaternario.

La principal contribución del mapa geológico está enfocada en la delimitación de las formaciones y las estructuras geológicas que las afectan. (Figura 5)

La estructura principal que afecta a la zona es la falla del Río Ubaté (nombrada por los autores), con dirección E –W, ubicada sobre el Río Ubaté. Fue definida como una falla inversa con componente en rumbo sinextral. Esta falla está generando un levantamiento de la unidad más antigua (Fm. Churuvita) sobre una unidad más reciente (Fm. Simijaca). La estructura está generando múltiples replegamientos dando como resultado una zona con alta complejidad estructural. El anticlinal de Soagá y el sinclinal de Neusa son las estructuras predominantes que afectan el área de estudio. Lo anterior se evidenció ya que las estructuras sinclinales y anticlinales trazadas en el mapa a partir de los datos estructurales recolectados conservan la misma orientación NE – SW.

A partir de los datos recolectados durante el levantamiento de la poligonal, se realizó un corte geológico, que posteriormente fue balanceado mediante el método de Busk. Esto con el fin de medir el espesor real de las formaciones La Frontera y Conejo (50 metros, y 240 metros respectivamente), y mostrar el comportamiento de los plegamientos.

El corte presentado en la figura 6, fue elaborado a la partir de la poligonal utilizando una proyección de los datos estructurales obtenidos en cada segmento de la poligonal hacia una vista perpendicular a los rumbos representativos. Una vez obtenido el corte fue balanceado.

Los anticlinales presentes en el corte nos sugieren la posibilidad de que existan como una trampa de tipo estructural.

MAPA GEOLÓGICO DEL ÁREA DE ESTUDIO

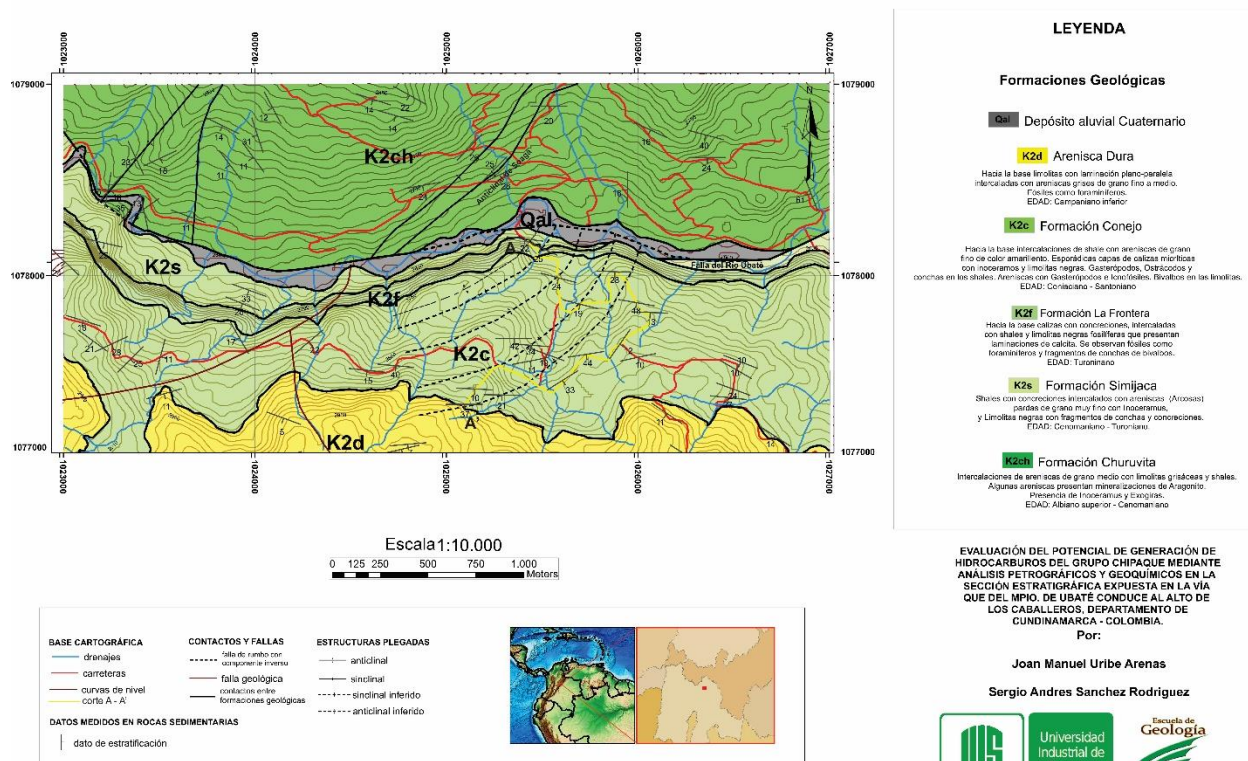


Figura 5. Mapa Geológico del Área de estudio obtenido a partir de los datos recolectados de campo.

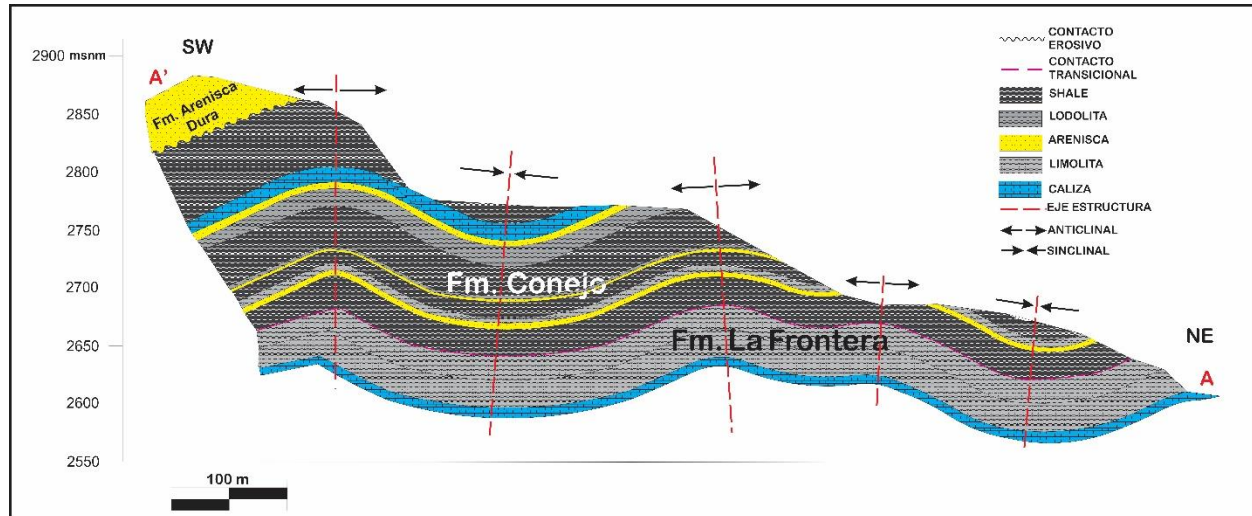


Figura 6. Corte Geológico de la sección A-A', obtenido a partir de los datos recolectados del levantamiento de la poligonal

7. Petrografía

En la caracterización petrográfica se analizaron 20 secciones delgadas pertenecientes a las formaciones Churuvita, La Frontera, Conejo y Arenisca Dura. Se utilizó la clasificación de Folk (1974) para describir las rocas carbonatadas y para las rocas siliciclásticas (areniscas y limolitas). Para la clasificación de las areniscas con base en la textura y composición, se usó el esquema modificado de Pettijhon y Sievers (1973).

Formación Churuvita: Para esta formación se analizaron 2 secciones delgadas, que fueron clasificadas como Cuarzoareniscas.

Cuarzoarenisca: Corresponden a las muestras E22M16 y E37M32. Definidas como Cuarzoareniscas según Folk (1974). Son rocas sedimentarias clásticas de coloración grisácea. Es

una roca bien calibrada y con granos subangulares y esféricos. El contacto entre los granos es suturado en los rangos (80-90%), longitudinal (4-15%), cóncavo-convexo (1-5%). Presenta una fábrica granosoportada (85-90%) de granos tamaño arena (fina, 6 micras), una matriz silíceo (7-10%), cemento silíceo (5-6%) y porosidad (1-2%). Es una roca madura.

Composicionalmente está constituida por cuarzo (95%), feldespatos (1%), fragmentos líticos (2%), muscovita (1%) y sericita (1%). Se clasifica como una Cuarzoarenisca. (Figura 7)

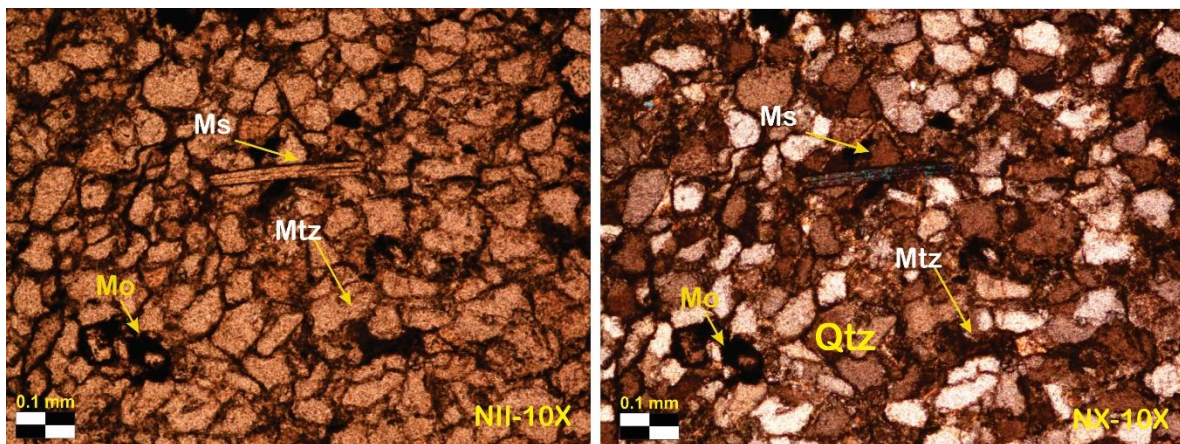


Figura 7. Muestra E37M32. Cuarzoarenisca con granos de cuarzo (Qtz), cristal alargado de muscovita (Ms), feldespatos potásicos, Sericita (Ser). Matriz (Mtz), Materia orgánica (Mo).

Formación La Frontera: Para esta formación se analizaron 8 secciones delgadas, que fueron clasificadas principalmente como biomicritas, micritas fosilíferas, lodolitas y lodolitas calcáreas. Los códigos de las secciones delgadas analizadas son los siguientes: P0M1, P1M2, P2M3, P3M4, P5M6, P8M10, P13M19, P13M20.

Micrita fosilífera: Muestra P0M1. roca sedimentaria química. Presenta una fábrica lodosoportada de micrita. Los componentes ortoquímicos están representados por un matriz de

micrita de 60%, y cemento esparítico (30%); los componentes aloquímicos representados principalmente por fósiles de foraminíferos planctónicos Hedbergellas y Globotruncanas (10%). Gran parte de los fósiles han sido reemplazados por sílice y otros por esparita. La roca presenta laminación plano-paralela evidenciada por la orientación preferencial de los fósiles. Según la tabla de Folk (1974) para rocas carbonatadas se clasifica como una Micrita fosilífera. Ver figura 8.

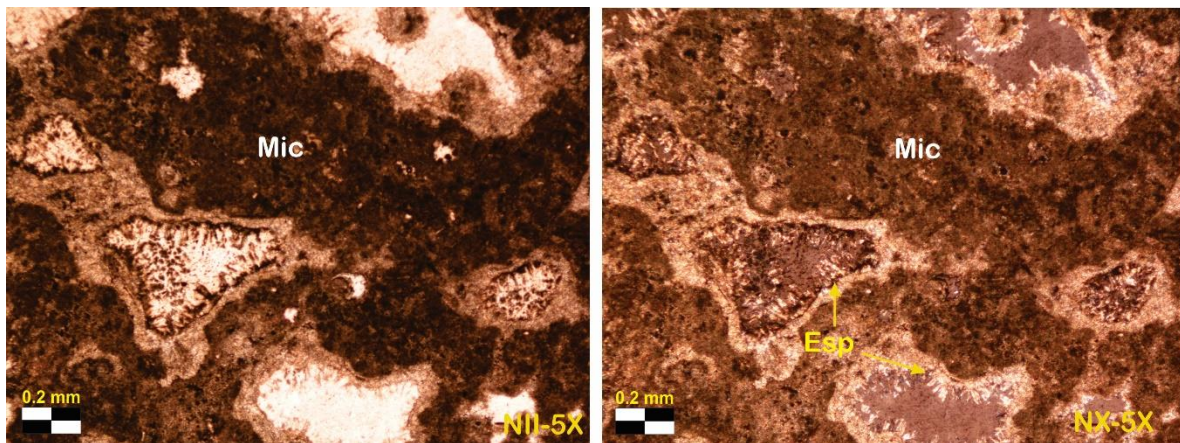


Figura 8. Muestra P0M1. Matriz micrítica (Mic), esparita (Esp) en el borde de los poros (Por).

Biomicrita: Muestras P2M3 y P3M4. Son rocas sedimentarias químicas. Se evidencia la laminación plano-paralela. Presentan una fábrica lodosoportada de micrita. Los componentes ortoquímicos están representados por una matriz de micrita, correspondiente al 55% de la muestra, la esparita es del 10%. Los componentes aloquímicos son fósiles de foraminíferos de Hedbergella y Globotruncana reemplazados por esparita y sílice (35%). También se observan algunos cristales de siderita. Ver figuras 9 y 10.

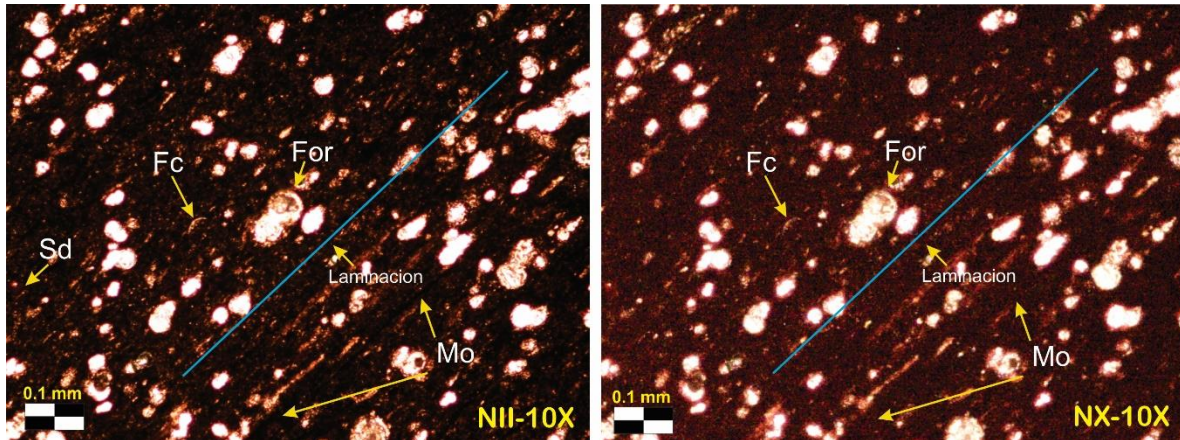


Figura 9. Muestra P2M3. Roca con laminación plano-paralela (laminación), Matriz micrítica (Mic), siderita (Sd), foraminíferos (For) reemplazados con esparita (Esp) y sílice, fragmentos de conchas (Fc), Materia orgánica (Mo).

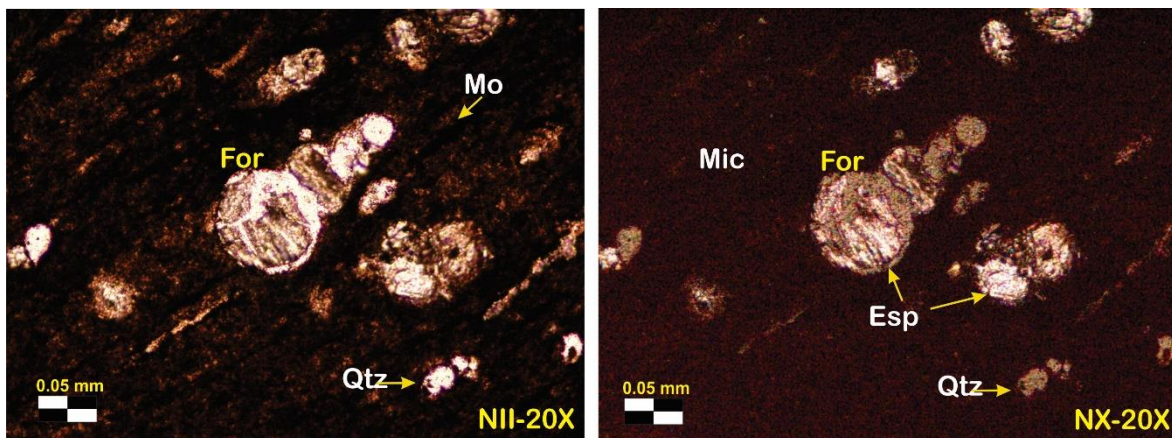


Figura 10. Muestra P3M4. Matriz micrítica (Mic), algunos granos de cuarzo (Qz), foraminíferos (For), reemplazados por esparita (Esp), materia orgánica (Mo).

Lodolita: La muestra que corresponde a esta litología es la P5M6. Es una roca sedimentaria clástica, el contenido de terrígenos es 55%. Definida texturalmente como limolita y composicionalmente como lodolita (Folk 1974). Es una roca muy bien calibrada. El contacto entre

los granos es flotante. Consiste en una fábrica lodosoportada de matriz silíceo, de coloración negra. Cemento 5%.

Respecto a los aloquímicos (35%), están compuestos por foraminíferos planctónicos (Hedbergellas y Globotruncanas) recristalizados con calcita espar y/o sílice. El componente ortoquímico (10%), corresponde a granos de siderita. Texturalmente es una roca inmadura. Ver figura 11.

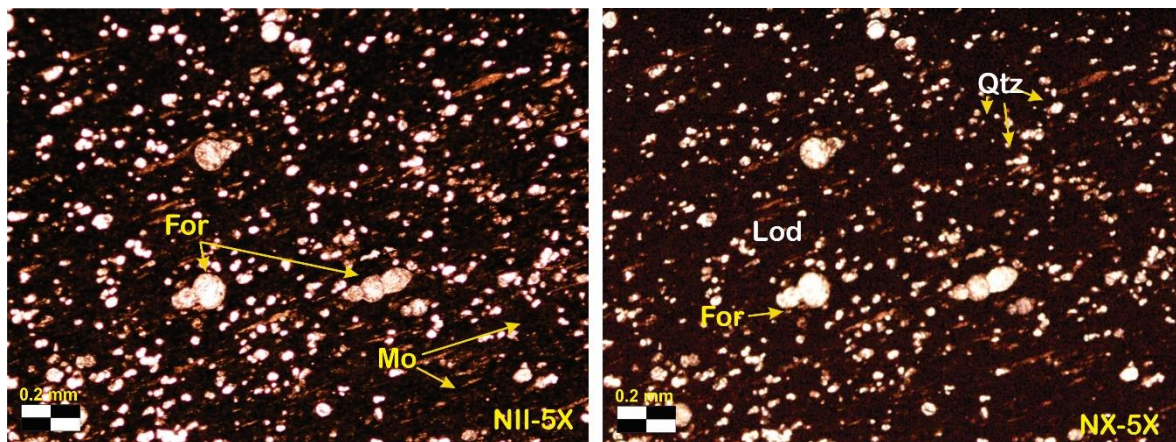


Figura 11. Muestra P5M6. Matriz de lodo (Lod), granos de cuarzo (Qtz), foraminíferos (For), materia orgánica (Mo).

Lodolita Calcárea: Las muestras pertenecientes a esta litología son la P13M19 y la P13M20. Son rocas sedimentarias de textura clástica. Se clasifica texturalmente como limolita (Folk 1974) y composicionalmente como lodolita calcárea (Pettijhon y Sievers 1973, modificado por Folk 1974). Su fábrica es lodosoportada y consiste en una matriz silíceo (60%), mientras el armazón (15%), está conformado principalmente por granos de siderita. El Cemento de la roca es esparítico

(25%). También hay presencia de microlitos de carbonato de calcio (MC). Es una roca texturalmente inmadura. La roca presenta laminación plano-paralela.

En la muestra P13M20 se destaca la presencia de foraminíferos planctónicos tipo Hedbergella y Globotruncana. Ver figura 12.

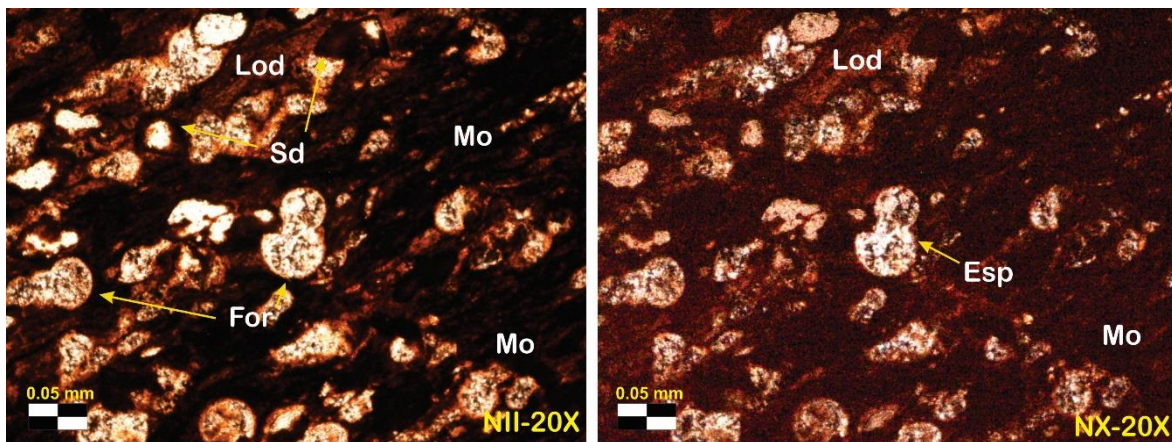


Figura 12. Muestra P13M20. Laminación, cuarzo (Qz), foraminíferos (For), esparita (Esp), materia orgánica (Mo) y granos de siderita (Sd).

Formación Conejo: Para esta formación se analizaron 8 secciones delgadas, las cuales fueron clasificadas como bioesparitas, biomicritas, lodolitas calcáreas y micritas fosilíferas. Los códigos de las secciones delgadas analizadas son los siguientes: E17M12, E25M18, P69M71, P70M75, P71M77, P121M112, P124M114 y P125M115.

Micrita fosilífera: La muestra que corresponde a esta litología es la P70M75. Es una roca sedimentaria química. Presenta una fábrica lodosoportada de micrita. Los componentes ortoquímicos están representados por un matriz de micrita de 85%, y cemento esparítico (5%); los componentes aloquímicos representados principalmente por fósiles de foraminíferos planctónicos Hedbergella y Globotruncana (10%). Hay una gran cantidad de cristales de siderita (50%). Según

la tabla de Folk (1974) para rocas carbonatadas se clasifica como una Micrita fosilífera. Ver figura 13.

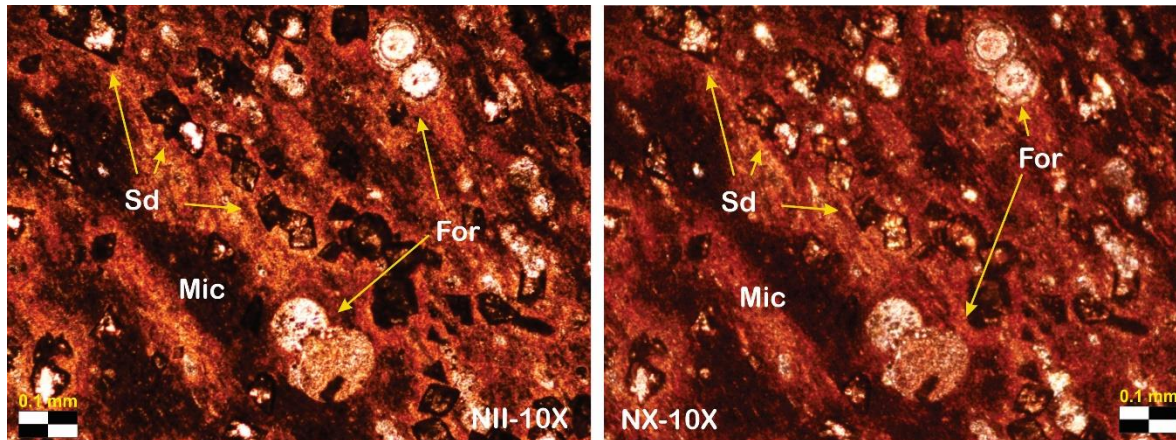


Figura 13. Muestra P124M114. Matriz micrítica (Mic), cemento esparítico (Esp), cristales zonados de siderita (Sd) y foraminíferos planctónicos (For).

Bioesparita: La muestra correspondiente a esta clasificación tiene el código E17M12. Es una roca sedimentaria química de color crema. Según la tabla de clasificación de rocas calcáreas (Folk 1974), se clasifica como una bioesparita. Los componentes ortoquímicos están representados por micrita correspondiente al 10% de la roca, mientras que el cemento esparítico es de un 80%. Los componentes aloquímicos son el 10% y se deben en gran parte a foraminíferos planctónicos tipo *Hedbergella* y *Globotruncana*. Ver figura 14.

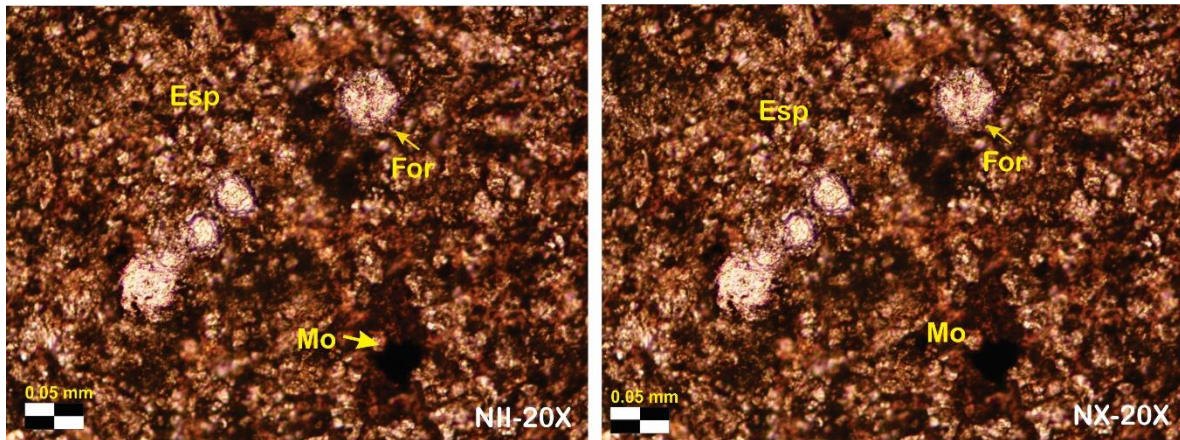


Figura 14. Muestra E17M12. Esparita (Esp), micrita (Mic). Se pueden observar foraminíferos (For) de Hedbergella.

Biomicrita: Las muestras correspondientes a esta litología tienen los códigos E25M18, P69M71, P121M112, P125M115. Son rocas sedimentarias químicas de tonalidades pardas y cremas. Según la tabla de clasificación de Folk (1974) se clasifican como biomicritas, ya que son calizas del tipo II, o rocas aloquímicas microcristalinas. El porcentaje promedio de los componentes ortoquímicos de la roca están representados por una matriz de micrita que predomina (55-80%), y un porcentaje de cemento esparítico (5%). Los componentes aloquímicos son el (15-40%) y se destaca un alto contenido fosilífero de conchas de bivalvos y gasterópodos; algunos también presentan foraminíferos planctónicos tipo Hedbergella y Globotruncana, así como también pellets y Oolitos.

Algunas de las muestras presentan sideritización, evidenciado por los cristales color café, euhedrales y de forma rómbica como los de la muestra P125M115. Sus ejes más cortos tienen un tamaño promedio de 0,08 mm y sus ejes más largos de 0,15 mm. Se observan fragmentos alargados y oscuros de materia orgánica. Ver figura 15, 16, y 17.

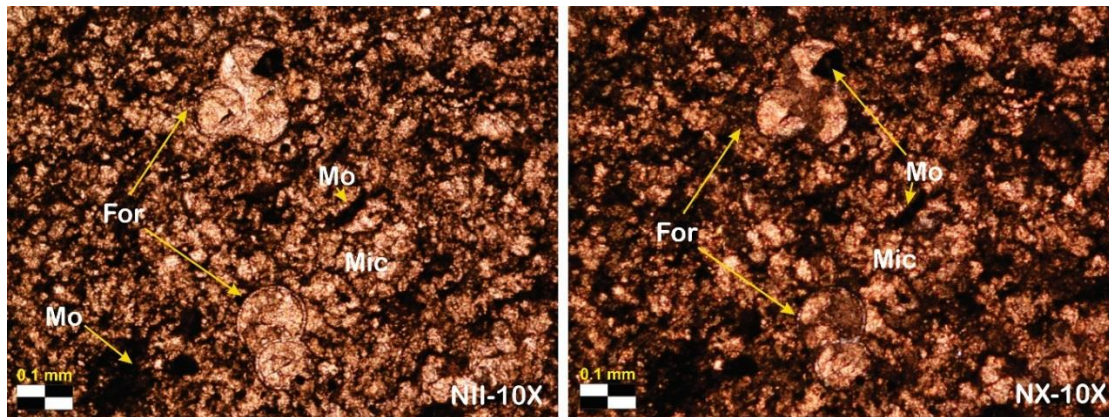


Figura 15. Muestra P121M112. Matriz micrítica (Mic), Foraminíferos (For): en el borde se observa el reemplazamiento por esparita (Esp), materia orgánica (Mo).

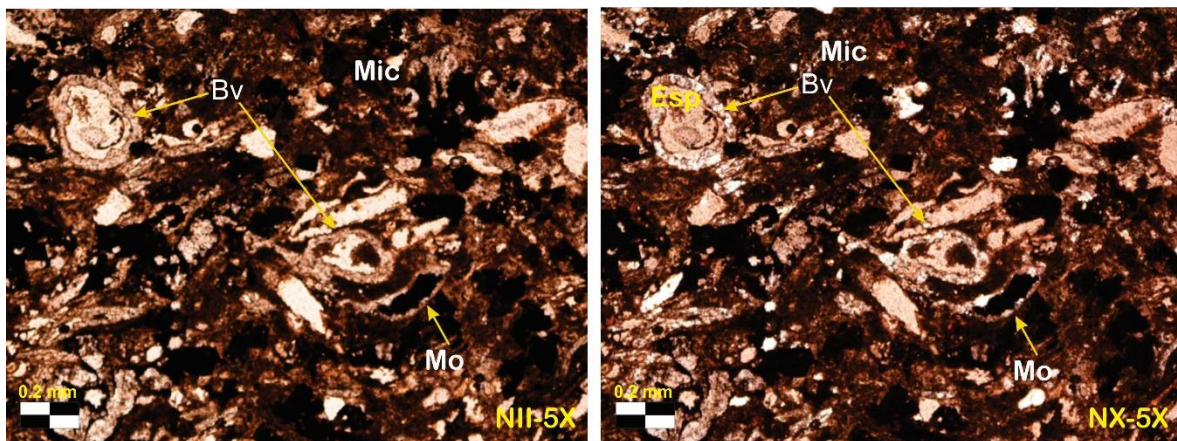


Figura 16. Muestra P69M71. Matriz micrítica (Mic), conchas de bivalvos (Bv) reemplazados en el borde con esparita (Esp).

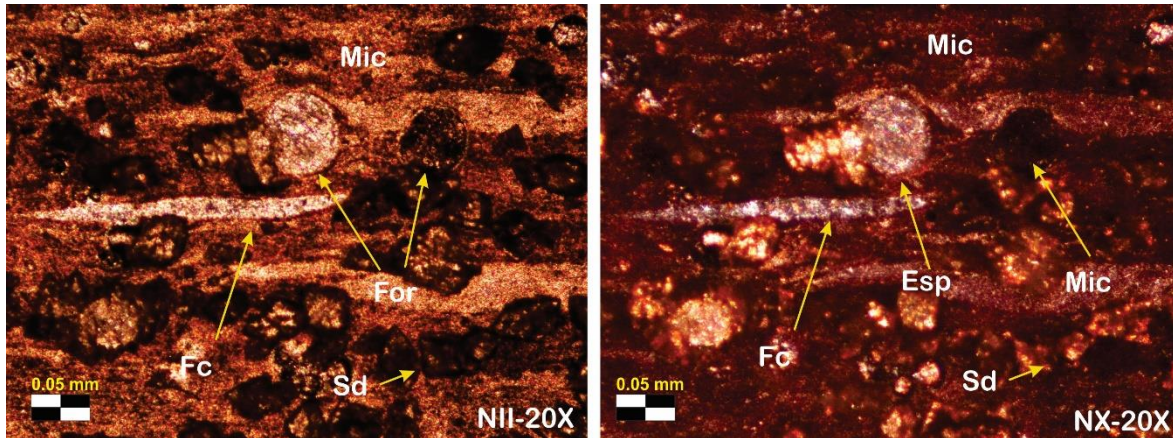


Figura 17. Muestra P125M115. Matriz micrítica (Mic), foraminíferos (For), cristales rómbicos de siderita (Sd), Fragmentos de conchas (Fc).

Lodolita calcárea: La muestra correspondiente a esta litología tiene el código P71M77. Es una roca sedimentaria de textura clástica. Se clasifica texturalmente como limolita según Folk (1974), y composicionalmente como lodolita calcárea (según Folk 1974, modificado de Pettijhon y Sievers 1973). Es una roca bien calibrada. Su fábrica es lodosoportada y consiste en una matriz de sílice amorfa (70%), un armazón del 20% soportado por granos de siderita principalmente. El cemento es el 6% de la roca, en parte calcáreo y ferruginoso. Y, por último, tiene una porosidad primaria (4%).

En cuanto a la descripción composicional tenemos 65% de terrígenos, 20% de aloquímicos y 15% de ortoquímicos. En los ortoquímicos se observan microlitos de carbonato de calcio y fragmentos líticos de vidrio volcánico tamaño arena muy fino.

La roca es texturalmente inmadura y presenta laminación plano-paralela. Ver figura 18.

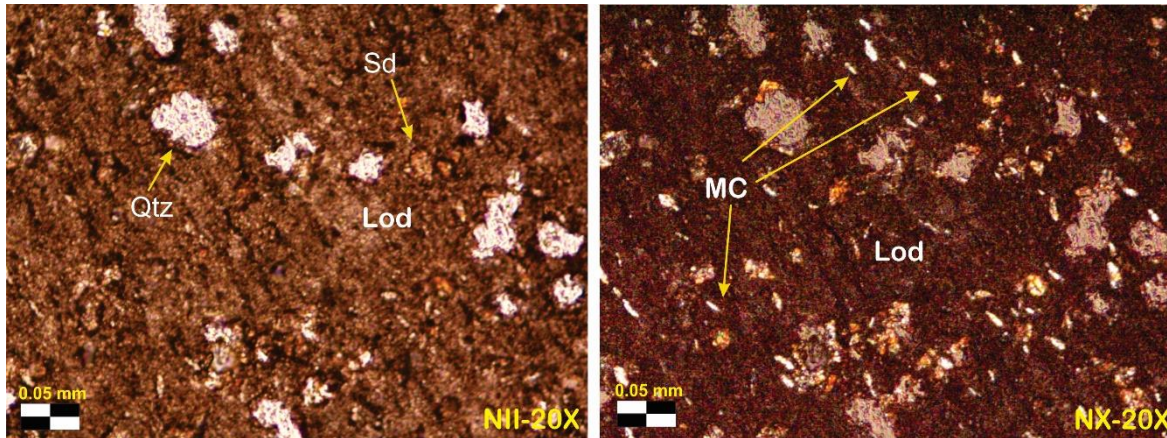


Figura 18. Muestra P71M77. Matriz lodosa (Lod) con algunos granos de cuarzo (Qz). Microlitos de carbonato de calcio (MC), granos de siderita (Sd).

Arenisca Dura: Para esta formación se analizaron 2 secciones delgadas cuyos códigos son E18M13 y E28M23. Son rocas sedimentarias de textura clástica que corresponden a litologías de lodolitas arenosas y lodolitas.

Lodolitas Arenosas: Corresponde a la muestra E18M13. Se clasifica texturalmente como una arcillolita lodosa según Folk (1974), y composicionalmente como lodolita arenosa (Folk (1974), modificado de Pettijhon y Sievers (1973)). Es una roca sedimentaria de textura clástica, moderadamente calibrada, con granos subangulares y no esféricos. Su fábrica es lodosoportada (60%), mientras que presenta un armazón de granos de siderita tamaño arena de 0.12 a 0.70 mm. El cemento es el 10% y es silíceo. Respecto a su contenido fosilífero, se observan algunos foraminíferos tipo Hedbergella y Globotruncana. (Figura 19).

Lodolitas: Corresponde a la muestra E28M23. Se clasifica texturalmente como lodolita (Folk 1974), y composicionalmente, como lodolita según Folk (1974), modificado de Pettijhon y Sievers (1973). Es una roca sedimentaria de textura clástica con contenido calcáreo, heterogénea

compuesta de una matriz de granos tamaño limo y arcilla, moderadamente calibrada y con granos angulares poco esféricos. El rango de tamaño de los granos va de 0,06 a 0,08 mm. El contacto entre los granos es flotante. Su fábrica es lodosoportada (70%), mientras que el armazón es del 15%, el cemento es silíceo (5%) y tiene una porosidad secundaria del 10%. (Figura 20).

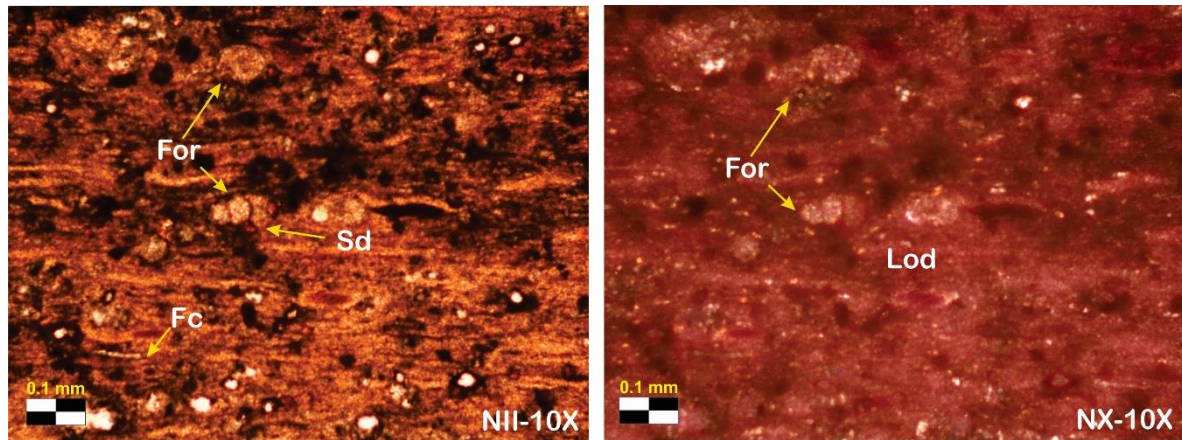


Figura 19. Muestra E18M13. Matriz de lodolita (Lod), fragmentos de conchas (Fc), y foraminíferos (For).

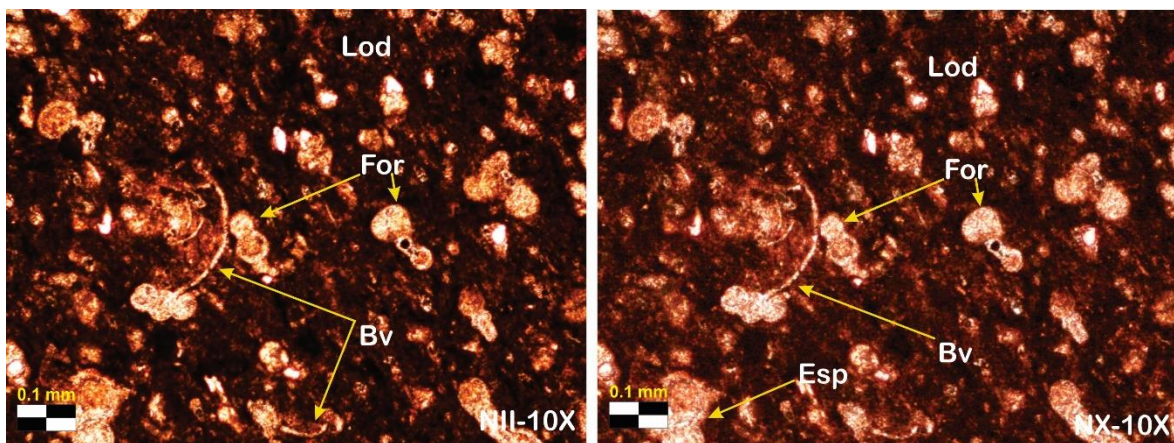


Figura 20. Muestra E28M23. Matriz de lodo (Lod), bivalvos (Bv), foraminíferos (For).

7.1 Interpretación de la petrografía

A partir de la descripción de cada una de las secciones delgadas anteriormente mencionadas, se obtuvieron resultados orientados hacia el potencial de generación de hidrocarburos de las formaciones.

Las cuarzoareniscas de la Fm. Churuvita presentan poco contenido de materia orgánica y baja porosidad. Actualmente su potencial como roca reservorio es mínimo.

Las calizas de la base de la Fm. La Frontera son las que tienen un mayor contenido de materia orgánica, estas rocas podrían funcionar como reservorio de yacimientos no convencionales de shale gas. Las rocas de esta formación tienen un alto contenido fosilífero de foraminíferos planctónicos que nos sugieren un ambiente de plataforma marina abierta.

La Formación Conejo se caracteriza por intercalaciones de calizas, shales y lodolitas con alto contenido de materia orgánica. Los niveles de calizas y de lodolitas calcáreas de esta formación presentan sideritización, que es un proceso posterior a la depositación de las rocas. Este proceso de sideritización ocurre por un reemplazamiento del Ca por Fe posterior a la depositación, cuando las rocas sufren exposición subaérea, ocurriendo así una oxidación y la transformación de calcita a siderita. Las rocas de la Fm. Conejo son unas de las principales generadoras de hidrocarburos. También poseen alto contenido fosilífero de foraminíferos y bivalvos. La migración del hidrocarburo se sugiere que proviene principalmente de los shales de esta formación.

Por último, las rocas pertenecientes a la Fm. Arenisca dura, son principalmente siliciclásticas y nos sugieren un aporte más continental en un ambiente marino de plataforma interna.

8. Estratigrafía

Desde el punto de vista estratigráfico se adoptó la propuesta de Ulloa y Rodriguez (1979), de elevar a la categoría de Grupo a la Formación Chipaque, de acuerdo a la cartografía geológica y estudio estratigráfico desarrollados en el área de estudio.

8.1 Formación Churuvita

La formación consta de aproximadamente 50 m. de espesor. Dividida en dos segmentos A y B como se evidencia en la columna estratigráfica (Figura 21), donde predominan principalmente cuarzoareniscas grises de grano medio. A continuación, se describen de base a techo los segmentos existentes.

Segmento A: Con un espesor de 22 m. Hacia la base del segmento se observaron intercalaciones de paquetes de shale negros con areniscas masivas de color rojizo de grano medio, y mineralizaciones supergénicas de Aragonito. Igualmente se presentan algunas capas de cuarzoareniscas de grano medio. Hacia el techo de este segmento se encontró un paquete de capas de 4 m de Cuarzoareniscas grises de grano medio.

Segmento B: Con un espesor de 28 m. hacia la base está constituido por una intercalación de lodololitas laminadas grises con paquetes de shale y limolitas grises. Suprayacido por un paquete de areniscas grises de grano fino a medio con bioturbación y presencia de Exogiras, porosidad secundaria, y composición mineralógica de 90% cuarzo, 5% feldespatos, 2% fragmentos líticos y

3% Muscovita. Hacia el techo lodolitas negras para terminar con un paquete de capas de areniscas de tamaño de grano fino, geometría tabular y estratificación interna ondulosa.

8.2 Formación Simijaca

En el área de estudio se levantó con base en información aportada por las estaciones de control litológico y la columna de las capas superiores de dicha formación. Esta unidad litoestratigráfica tiene un espesor de 108 m. y está dividida en dos segmentos A y B.

Segmento A: Intercalación de paquetes de shales negros con concreciones elipsoidales y capas delgadas de calizas de geometría tabular. El espesor es de 70 metros.

Segmento B: Hacia la base se constituye principalmente de areniscas pardas clasificadas como tipo arcosa de tamaño de grano muy fino, con laminación plano-paralela discontinua y geometría tabular, con concreciones y fósiles de *Inoceramus*. Composición mineralógica de 65% de cuarzo, 30% de feldespatos y 5% de fragmentos líticos. Intercaladas con paquetes de shale negros. Algunas capas de arenisca presentan venillas de calcita botroidal.

Hacia el techo se presentan se presentan capas de limolitas grises tabulares, con fragmentos de conchas y concreciones, intercalado con paquetes de shales negros, terminando con areniscas de tipo Arcosa pardas de tamaño de grano muy fino y espesor de estratificación medio.

La columna estratigráfica de la Fm. Simijaca hace parte de la Columna estratigráfica generalizada (ver figura 28).

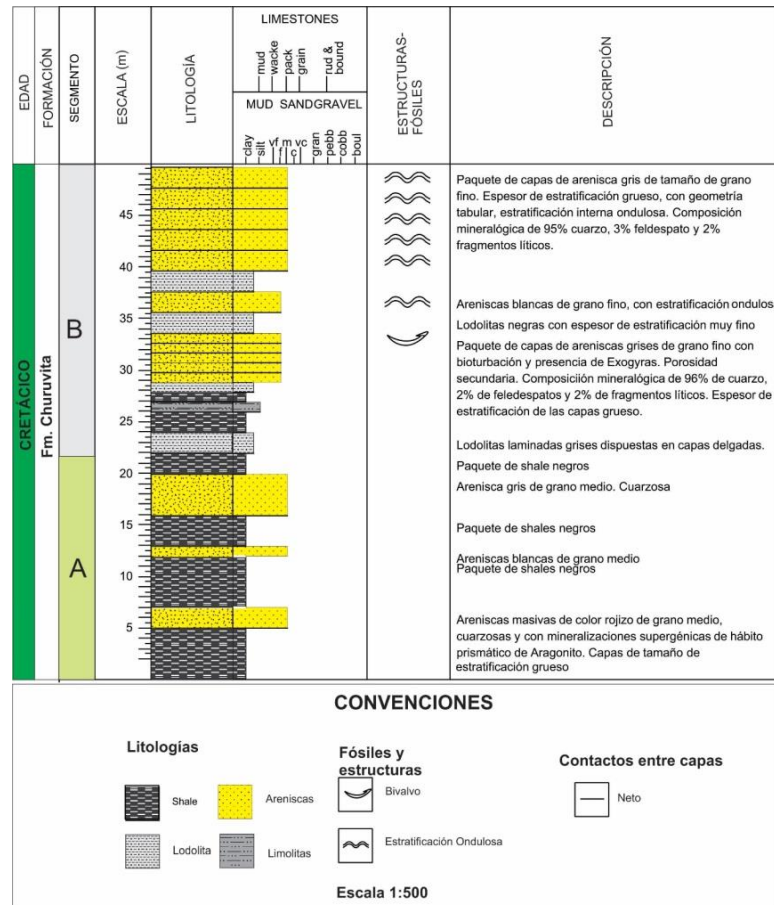


Figura 21. Columna estratigráfica de la Formación Churuvita.

8.3 Formación La Frontera

Sección levantada en la vía que conduce de Bruselas al Alto de los Caballeros. Se describieron 50 m. de espesor de la formación La Frontera compuesta litológicamente hacia la base por capas de calizas y hacia el techo limolitas negras. Fue dividida en dos segmentos A y B.

Segmento A: con un espesor de 36 m., hacia la base se depositó un paquete de calizas de coloración amarillenta de 6 m., con porosidad secundaria por disolución de fósiles, suprayacida por un paquete de capas de calizas micríticas grisáceas oscuras con laminación plano-paralela y venillas de calcita concordantes.

Luego 10 m. de paquetes de limolitas negras de geometría tabular intercalados con paquetes de shales negros y calizas micríticas, con concreciones elipsoidales de 5 a 20 cm de diámetro. Suprayacido de 20 m. de limolitas negras con geometría de capas tabulares con laminación plano-paralela y venas de cuarzo concordantes a la estratificación.

Segmento B: segmento de 14 metros de espesor. Hacia la base paquete de shales negros con concreciones calcáreas de 30 cm de diámetro. Lo suprayace un paquete de limolitas grises con concreciones y una capa de lodolitas tabulares. Posteriormente se encuentra un espesor cubierto. Posteriormente, un paquete de lodolitas grises tabulares de espesor de estratificación medio con concreciones elipsoidales. En el techo de la unidad se encuentra el contacto concordante difuso con la formación Conejo.

La columna estratigráfica de la Fm. La Frontera hace parte de la Columna estratigráfica generalizada (ver figura 28).

8.4 Formación Conejo

Sección levantada en la vía que de Bruselas conduce al Alto de los Caballeros. Se describieron 241 m. de espesor de la Formación Conejo. Compuesta hacia la base por paquetes de shales negros

fosilíferos con presencia de gasterópodos y ostrácodos y hacia el techo intercalaciones de subarcosas y limolitas grises con laminación plano-paralela.

Dicha formación suprayace a la formación La Frontera en contacto difuso concordante e infrayace a la formación Arenisca Dura en contacto discordante erosivo. La formación fue dividida en cinco segmentos A, B, C, D, E.

Segmento A: segmento de 30 m. de espesor. Constituido litológicamente por paquetes de shales negros fosilíferos con gasterópodos de 3 anillos, ostrácodos y fragmentos de concha. Hacia el tope del segmento los shales presentan concreciones de 25 cm de diámetro.

Segmento B: segmento de 33 metros de espesor. Constituido litológicamente por intercalaciones de Grauvacas Feldespáticas pardas fosilíferas con bivalvos, gasterópodos, galerías y fragmentos de conchas, con estratificación plano-paralela; intercaladas con paquetes de shales negros y lodolitas grises con gasterópodos. Ver figura 22 y 23.



Figura 22.(Izquierda) Afloramiento de la Fm. Conejo intercalaciones de areniscas fosilíferas con shale. (Derecha) Arenisca parda de grano fino con fósiles como conchas de bivalvos, disoluciones de conchas, porosidad secundaria.



Figura 23. Foto fósil de Bivalvo (izquierda). Galerías (derecha). Pertenecientes a la Fm. Conejo.

Segmento C: espesor de 49 metros, el segmento está constituido litológicamente hacia la base por intercalaciones de capas de shales negros con presencia de fósiles *Inoceramus Labiatus* y capas de limolitas negras con espesor de estratificación medio de 15 cm y de geometría tabular, hacia el tope del segmento se observan paquetes de shales negros de espesor muy grueso, intercalados con capas de Grauvacas Fel despáticas fosilíferas de coloración parda. Ver figuras 24 y 25.



Figura 24. Muestra de roca: Segmento C de la Fm. Conejo. Lodolita con gasterópodos.



Figura 25. Muestra de roca: Segmento C de la Fm. Conejo. Fotos de Inoceramus Labiatus en capas de lodolitas.

Segmento D: corresponde a 70 metros de litología dominante de limolitas grisáceas tabulares intercaladas con shales negros, las limolitas presentan esporádicas concreciones y en la base del segmento hay presencia fosilífera de inoceramus (figura 26).



Figura 26. Limolitas y fósil de Inoceramus Labiatus.

Segmento E: corresponde a los últimos 59 metros de espesor de la formación Conejo que fueron levantados, este segmento es característico por la presencia de esporádicas capas de Calizas esparíticas de coloración grisácea. El segmento se caracteriza litológicamente en la base por intercalaciones de lodolitas grisáceas tabulares con shales negros. Hacia el tope la litología dominante son capas de limolitas negras tabulares intercaladas con paquetes de subarcosas de coloración grisácea y de grano fino, evidenciando la zona de contacto al techo con la Formación Arenisca Dura.

8.5 Formación Arenisca Dura

Sección levantada que de la vía de Bruselas conduce al Alto de los Caballeros. Consiste en una columna estratigráfica de 30 metros de espesor, cuya base está en contacto discordante erosivo con la Formación Conejo. Hacia la base se constituye litológicamente por areniscas grises con laminación plano-paralela. Hacia el techo son intercalaciones de limolitas silíceas grises y areniscas grises con estratificación ondulosa. La formación fue dividida en dos segmentos A y B.

Segmento A: Con un espesor de 15 metros. Consiste en intercalaciones de cuarzoareniscas grises y porosas con laminación plano-paralela y limolitas grises, terminando con un paquete de capas de lodolitas grises.

Segmento B: corresponde a una sección levantada con espesor de 15 metros. En la base se observan areniscas de grano medio intercaladas con paquetes de limolitas grises. Hacia el tope del segmento las areniscas presentan una estratificación ondulosa.

Ver figura 27.

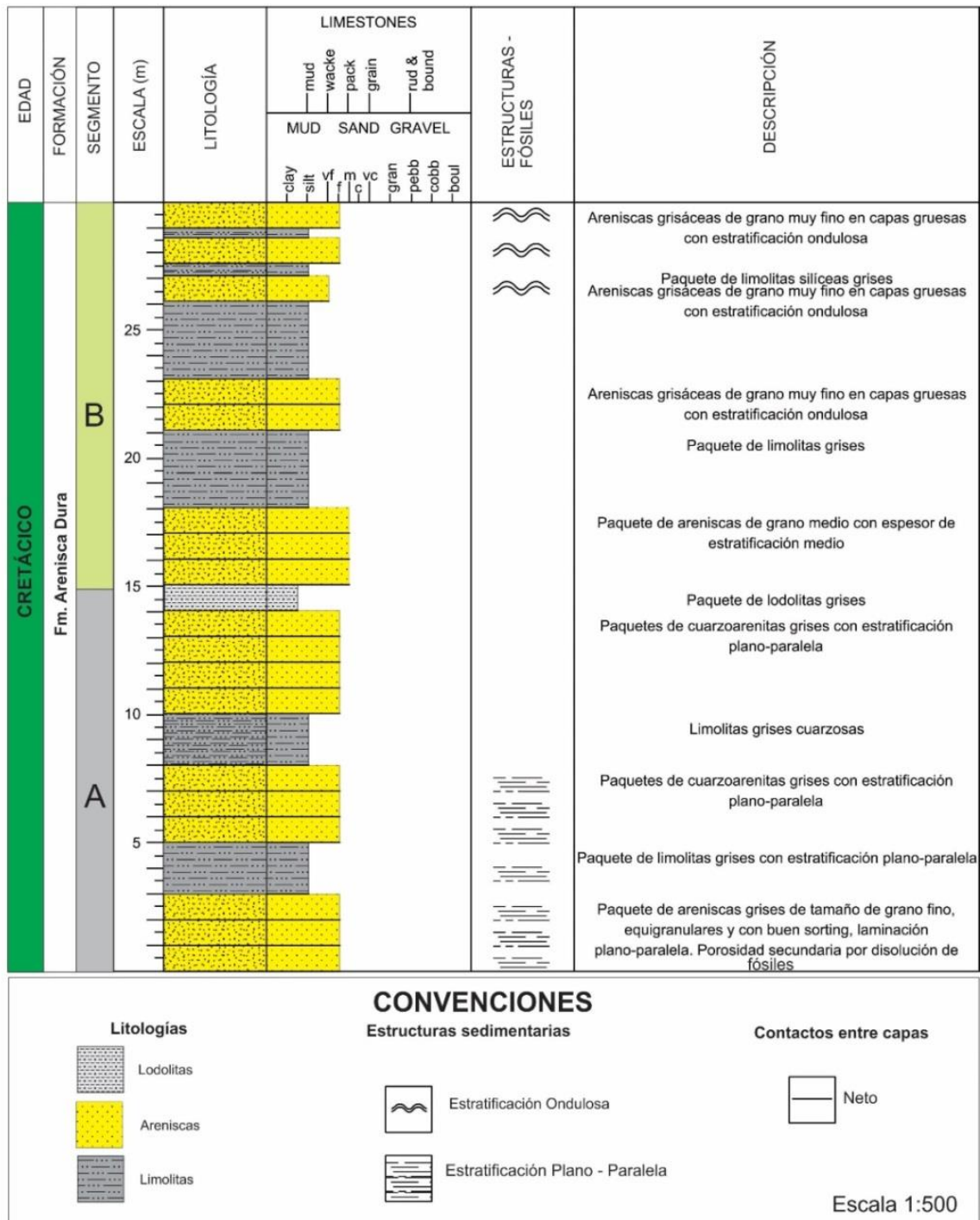


Figura 27. Columna estratigráfica de la Formación Arenisca Dura.

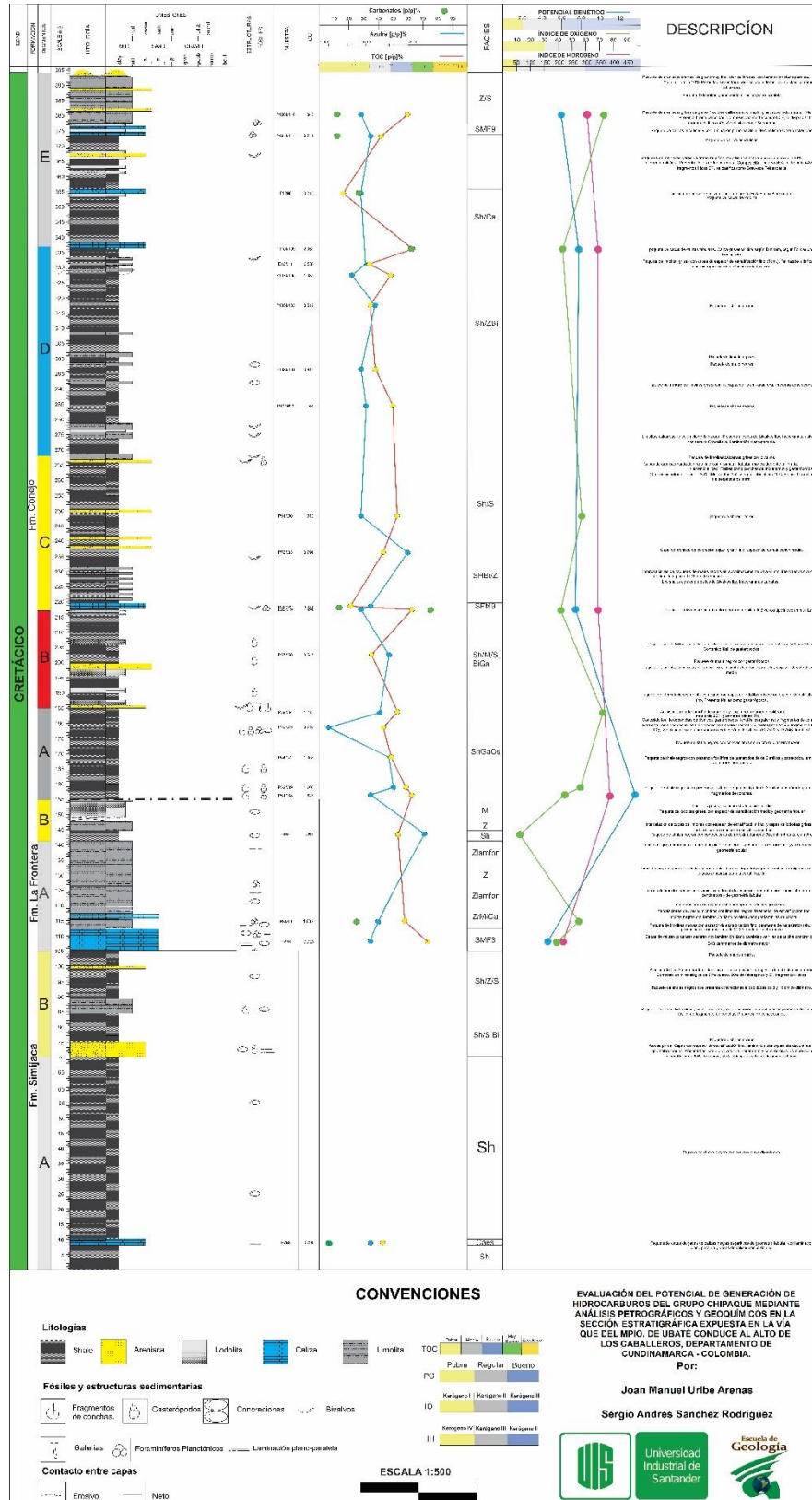


Figura 28. Columna estratigráfica de las formaciones Simijaca, La Frontera y Conejo

9. Interpretación de la estratigrafía

A partir de la información recolectada en campo para cada formación perteneciente al Grupo Chipaque, se levantó la columna de la Figura 28, en esta se sintetizó la información estratigráfica y geoquímica de base a techo. El contenido de carbonatos expresado en porcentaje varía considerablemente desde la base de la Fm. La Frontera hasta el techo de la Fm. Conejo, indicando una variación en los ambientes de depositación; siendo a la base más dominio marino y hacia el tope un leve aporte continental. Esta información es complementada con la información fosilífera, siendo más abundante en los niveles inferiores y medios.

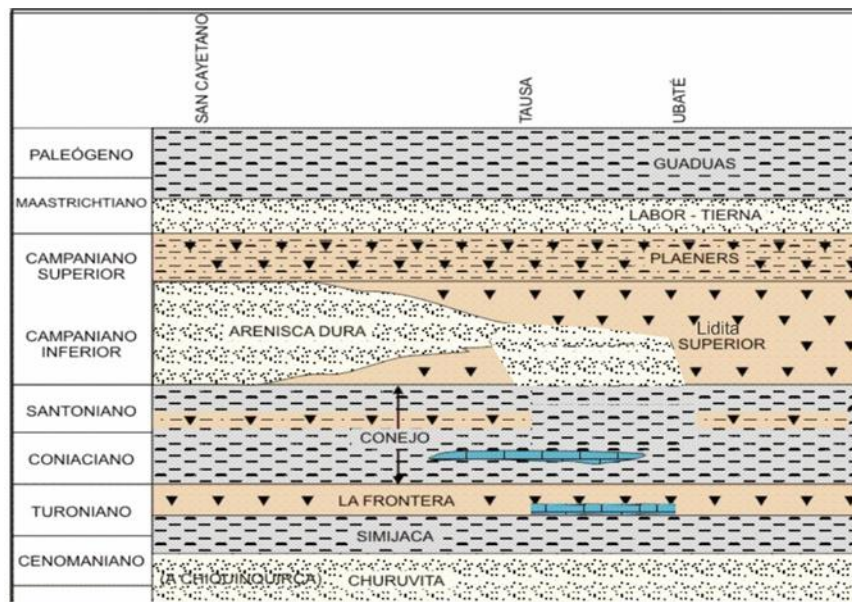


Figura 29. Correlaciones de las unidades aflorantes en el área de estudio. Tomado de (Montoya & Reyes, 2003), modificado por los autores.

Según lo reportado por (Montoya & Reyes, 2003), el contacto suprayacente de la Fm. Conejo es la Fm. Lidita Superior; pero basados en el reconocimiento estratigráfico realizado en el área de estudio, se pudo establecer que el contacto es con la Fm. Arenisca Dura. Ver figura 29.

Aplicando el concepto concreto de facies como el conjunto de características litológicas, texturales, de estructuras sedimentarias, contenido fosilífero, geometría de un cuerpo rocoso; se procedió a la identificación y separación de las facies para cada una de las unidades litoestratigráficas aflorantes en el área de estudio

Para la codificación de cada una de las facies se empleó la nomenclatura de la tabla 2 propuesta por (Wilson, 1975) para rocas carbonatadas, y la de (Farrell, 2012) (tabla 3). Para las rocas sedimentarias clásticas. A continuación, se muestran las tablas correspondientes a los códigos de facies mencionados. Los ambientes de depositación de las rocas, se determinaron mediante el modelo sugerido por (Arche, 2010) (ver figura 30).

Tabla 2.

Descripción de microfacies SMF propuestas por (Wilson, 1975)

STANDAR MICROFACIES TYPES (SMF)		
SMF	NOMBRE	CARACTERISTICAS
1	ESPICULITA	oscura, rica en organismos, mudstone o wackestone arcilloso, conteniendo espículas de tamaño limo, las espículas estan comunmente orientadas y reemplazadas por calcita
2	CALCISILTITA MICROBIOCLÁSTICA	pequeños bioclastos y peloides con una textura grainstone o packstone, ondulitas en escala milimétrica, comunmente laminados
3	MUDSTONE O WACKESTONE PELÁGICO	Matriz de micrita, con granos de arena fina o limo dispersos constituidos por microfósiles pelágicos (ej: radiolarios o globigerinidos) o megafauna (ej: graptolites o bivalvos de concha delgada)
4	MICROBRECHA O PACKSTONE BIOCLÁSTICO-LITOCÁSTICO	granos desgastados de carácter robusto originalmente, puede consistir en bioclastos derivados localmente y/o litoclastos previamente cementados; tambien puede incluir cuarzo, chert, u otros tipos de fragmentos de carbonato; comunmente gradados.
5	PACKSTONE FLOATSTONE O GRAINSTONE BIOCLÁSTICO	constituido principalmente de bioclastos derivados de organismos que habitan los flancos y la parte superior de los arrecifes; rellenos geopetales o infiltrados por sedimento fino en cavidades encubiertas comunmente
6	RUDSTONE ARRECIFAL	grandes bioclastos y organismos de la parte superior y flancos del arrecife; sin material en forma de matriz
7	BOUNDSTONE	constituidos por organismos sésiles (<i>in situ</i>). Pueden ser llamados framestone si se constituyen por agregados masivos y de formas robustas, bindstone si estan constituidos por incrustaciones lamelares enmarañadas construyendo cavidades y capas incrustadas de micrita, y baffelstone si su composición es de complejos y delicadas masas de micrita, vagamente peleteados con formas frondosas.
8	WACKESTONE <i>WHOLE</i> FOSIL	organismos sésiles inmersos en micrita, el cual contiene algunos bioclastos dispersos, infauna y epifauna bien preservada
9	WACKESTONE BIOCLÁSTICO O MICRITA BIOCLÁSTICA	sedimentos micriticos que contiene fragmentos de diversos organismos mezclados y homogenizados por bioturbación; los bioclastos pueden estar micritizados .
10	PACKSTONE-WACKESTONE CON BIOCLASTOS DESGASTADOS Y CUBIERTOS EN MICRITA	los sedimentos exhiben inversión textural, los granos muestran evidencia de formación en ambientes de alta energia pero contiene matriz lodosa
11	GRAINSTONE CON BIOCLASTOS CUBIERTOS POR CEMENTO DE ESPARITA	bioclastos cementados con cemento esparítico; los bioclastos pueden estar micritizados
12	COQUINA, GRAINSTONE O RUDSTONE BIOCLÁSTICO	constituido por un depósito de conchas de ciertos tipos de organismos dominantes (ej: algas, conchas o crinoideos); carece de matriz lodosa
13	GRAINSTONE BIOESPARÍTICO CON ONCOIDES	constituido principalmente por oncoides en un cemento esparítico
14	LAGS	partículas cubiertas y desgastadas; puede incluir ooides y peloides que son ennegrecidos y manchados de hierro; con fosfatos; tambien puede incluir litoclastos alóctonos
15	OOLITA, GRAINSTONE DE OOIDES	bien seleccionada, bien formada, ooides recubiertos multiplemente que van de 0.5 a 1.5mm de diametro; fabrica comunmente muy empaquetada; cruza los estratos invariablemente.
16	PELSPARITA O GRAINSTONE PELOIDAL	probablemente pellets fecales; pueden ser mezclados con ostrácodos o foraminíferos; puede contener láminas gruesas gradadas y una fábrica fenestral.
17	GRAINSTONE O GRAPESTONE PELSPARÍTICO	mezclas de facies de peloides aislados, peloides aglutinados y granos agregados (grapestones y lumps); puede incluir algunos granos recubiertos.
18	GRAINSTONE DE FORAMINIFEROS O ALGAS	consiste en concentraciones comúnmente mezcladas con peloides
19	LOFERITA	laminada a bioturbada, mudstone o wackestone peleteado; puede gradar a pelsparita con fábrica fenestral; la asociación de ostracodos y peloides es comun en mudstone; tambien puede incluir micrita con foraminíferos dispersos, gasterópodos y algas
20	MUDSTONE DE ESTROMATOLITOS DE ALGAS	estromatolitos
21	ESPONGIOSTROMA	fábrica de algas ramificadas en sedimento fino limo-lodo
22	MICRITA CON ONCOIDES GRANDES	wackestone o floatstone que contienen oncoides
23	MICRITA PURA HOMOGÉNEA SIN FÓSILES Y SIN LAMINACIÓN	micrita; puede contener cristales de minerales evaporíticos.
24	RUDSTONE O FLOATSTONE CON LITOCLASTOS GRUESOS Y/O BIOCLÁSTOS	clástos comunmete constituidos de micrita o calcisilita sin fósiles, y puede tener un arreglo de lado o imbricado; puede estar cruzando los estratos; matriz esparcida.
25	MUDSTONE EVAPORÍTICO- CARBONATADO LAMINADO	alternancia de carbonato cristalino fino (caliza, dolomita) la cual puede ser inducido microbiallymente y estratos diagenéticamente deformados con cristales de evaporita (yeso)
26	CEMENTSTONE, RUDSTONE Y PACKSTONE CON PISOIDES	acumulaciones de pisoides autóctonos y alóctonos, con variedad de formas, tamaños de milímetros a centímetros, pisoides densamente empaquetados, comunmente cementados por cementos meteóricos. Los núcleos de los pisoides son usualmente pisoides rotos o cortezas de cemento.

Tabla 3.

Códigos de litofacies universales para rocas sedimentarias clásticas. (Farrell, 2012).

Texture		Attribute		Lithofacies Codes - Examples	
Code	Description	Code	Description	Code	Description
G	gravel	m	massive	sG gr	Graded sandy gravel
sG	sandy gravel	biot	bioturbated	smG df	Sandy muddy gravel with dissolution fabric
mG	muddy gravel	b	burrowed	msG ch	Chaotically bedded, muddy, sandy gravel
smG	sandy, muddy gravel	lam	laminated	(s)G mot	Mottled, slightly sandy gravel
msG	muddy, sandy gravel	b-lam	burrow-laminated		
S	sand	l	lenticular bedding	S m	Massive sand
mS	muddy sand	w	wavy bedding	S biot	Bioturbated sand
gS	gravelly sand	f	flaser bedding	S b	Burrowed sand
gmS	gravelly muddy sand	gr	graded	S x	Crossbedded sand
mgS	muddy gravelly sand	gr-lam	graded laminates	S r-lam	Ripple-laminated sand
		x	cross-bedded		
		ch	chaotic bedding	(m)S f	Flaser-bedded slightly muddy sand
M	mud	con	convoluted	mS b	Burrowed muddy sand
sM	sandy mud	s	swirling	gmS b-gr	Burrowed to graded gravelly, muddy sand
gM	gravelly mud	r	rippled		
gsM	gravelly mud	r-lam	ripple-laminated	M mp	Micropelletal mud
sgM	sandy gravelly mud	s-lam	swirling laminated	M lam	Laminated mud
		mla	moldic	(s)M l	Lenticularly bedded, slightly sandy mud
(g)	slightly gravelly	intr	intraclastic	sM b	Burrowed sandy mud
(s)	slightly sandy	df	dissolution fabric	(g)sM rt	Rooted, slightly gravelly sandy mud
(m)	slightly muddy	rt	root traces	sP b	Burrowed sandy peat
(c)	slightly clayey	mot	mottled		
(z)	slightly silty	org	plant debris		
	Other	dis	disturbed		
C	clay	rt-mot	root-mottled		
Z	silt	rh	rhythmically layered	G/S	Interbedded gravel and sand, gravel dominant
c	clayey	bnd	banded	S/G	Interbedded sand and gravel, sand dominant
z	silty	cem	cemented	S/M w	Wavy bedded sand and mud (interbedded)
/	interlayered	p	pelletal	M/S l	Lenticularly bedded mud with subordinate sand
P	peat	mp	micropelletal	M/G	Interbedded mud and gravel, mud dominant
		lig	lignitic	mSb/sM l	Rhythmic interbeds of burrowed muddy sand and lenticularly bedded sandy mud.

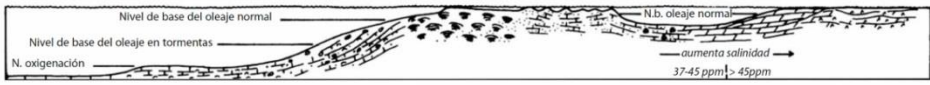
Zonas	I Cuenca	II Plataforma abierta	III Pie de talud	IV Talud SS	V Arrecife o margen de la plataforma	VI Arenas del borde de la plataforma	VII Plataforma abierta	VIII Plataforma restringida	IX Llanura supramareal evaporítica (Sabkha)
									
Facies	Cuenca (Euxínica o evaporítica). a) Clásicos finos. b) Carbonatos. c) Evaporitas.	Plataforma abierta (marino nerítico abierto). a) Carbonatos. b) Lutitas.	Carbonatos del pie de talud. Límite de la plataforma profunda.	Talud ss. a) Sedimentos de grano fino con deslizamientos. b) Calcareenitas. c) Lodos calcáreos.	Arrecife a) Boundstone. b) Acumulaciones de restos orgánicos y fangos.	Calcareenitas del borde de la plataforma. a) Bajos. b) Islas con dunas.	Plataforma abierta (lagos abiertos). a) Bancos de calcarenitas. b) Áreas de wackestone y mudstone, biohermos. c) Áreas con terrígenos.	Plataforma restringida. a) Wackestone en lagos y bahías. b) Calcareenitas en canales mareales. c) Lodos calcáreos en llanuras mareales. d) Siliciclásticos finos intercalados.	Llanura supramareal evaporítica. a) Anhidrita nodular y dolomita en sabkhas. b) Evaporitas laminadas en ponds.
Litología	Pizarras o limos oscuros, calizas en bancos delgados, relleno evaporítico en caso de desecación.	Calizas muy fosilíferas intercaladas con margas, estratos bien diferenciados.	Calizas de grano fino, localmente con sílex.	Variable, dependiendo de la turbulencia del agua en la parte superior del talud. Brechas y calcarenitas.	Calizas y dolomías masivas.	Calcareenitas oolíticas o dolomías.	Variable, carbonatos y clásticos.	Generalmente dolomías y calizas dolomíticas.	Dolomita y anhidrita irregularmente laminadas, pueden pasar a capas rojas.
Organismos	Exclusivamente fauna necónica y planctónica, localmente abundante en los planos de estratificación.	Organismos con concha infaunales y epifaunales muy diversos.	Restos bioclásticos resedimentados en su mayor parte de las zonas más someras.	Colonias y restos bioclásticos resedimentados del arrecife.	Organismos constructores de armazones rígidos. Comunidades «in situ».	Pocos organismos autóctonos, la mayor parte resedimentados del arrecife. Las conchas están generalmente desgastadas por abrasión.	Generalmente carece de fauna de mar abierto. Aparecen moluscos, esponjas, foraminíferos, algas verdes y cianofíceas. Patches arrecifales.	Fauna muy limitada. Gasterópodos, algas (principalmente cianofíceas), foraminíferos (miloididos) y ostríodos.	Fauna alóctona excepto las algas formadoras de los estromatolitos.
Microfacies tipo (microfacies estándar de Wilson)	1. Espiculita. 2. Calcsililita microbiolítica. 3. Mudstone y wackestone pelágicos. 10. Packstone-wackestone de bioclastos con envueltas.	2. Wackestone con conchas enteras. 9. Wackestone bioclástico. 10. Packstone-wackestone de bioclastos con envueltas.	2 y 3 4. Microbrecha o packstone bioclástico-litolítico.	4 5. Grainstone-packstone o floatstone bioclástico. 6. Rudstone arrecifal.	7. Boundstone. 11. Grainstone de bioclásticos con envueltas. 12. Coquina, packstone, grainstone o rudstone bioclástico.	11, 12 13. Grainstone de bioclastos oncolitizados. 14. Lags. Brechas ensivas. 15. Oolitos bien seleccionados.	8, 9, y 10 16. Grainstone con pellets. 17. Grapestone, peliparita. 18. Grainstone de foraminíferos y dasycládicas.	16, 17 y 18 19. Micrita laminada fenestral-peloida. 21. Mudstone espongiostromático. 22. Micrita con grandes oncolitos. 23. Micrita pura no laminada. 24. Rudstone o floatstone.	20. Mudstone estromatolítico. 23. Micrita pura no laminada. Anhidrita enterolítica.

Figura 30. Esquema general de distribución de facies en el modelo estándar de Wilson. Modificado de Wilson, 1975. (Arche, 2010)

9.1 Interpretación de facies, Fm. Simijaca

Facies Sh: Shale. Corresponde a la base y el techo del segmento A de la formación Simijaca. La litología son paquetes de shales negros con concreciones elipsoidales.

Se asocia a un ambiente sedimentario de plataforma abierta.

Facies Caes: calizas esparíticas. Aflora hacia la parte basal del segmento A de la Formación Simijaca. Corresponde a litología de calizas negras esparíticas de geometría tabular, con laminación plano-paralela y venillas de calcita.

Se sugiere un ambiente sedimentario de plataforma abierta.

Facies Sh/S Bi: paquetes de shale y areniscas con fósiles de bivalvos. Esta facie aflora en la base y parte media del segmento B de la formación Simijaca. La litología corresponde a Arcosas pardas de tamaño de grano muy fino, con laminación plano-paralela y geometría tabular. Presenta fósiles de *Inoceramus* y concreciones. Intercalado con paquetes de shales negros.

Se le atribuye un ambiente de plataforma abierta.

Facies Sh/Z/S: shales, limolitas y areniscas. Se ubica en el techo del segmento B de la formación Simijaca. Conformada litológicamente por intercalaciones de limolitas, shales y esporádicas capas de areniscas. Las limolitas grises son de geometría tabular, tienen fósiles como fragmentos de conchas y presentan concreciones. Las Areniscas son de tipo Arcosa y de tamaño de grano muy fino.

9.2 Interpretación de facies, Fm. La Frontera

Facie Mudstone o Wackestone Pelágico (SMF 3): Comprende la parte basal del segmento A de la formación La Frontera. Facies de biomicritas grisáceas oscuras con laminación plano-paralela, en su mayoría con alto contenido de micrita. Gran cantidad de foraminíferos planctónicos tipo *Hedbergella* y *Globotruncanas* reemplazados por cemento tipo esparita y sílice. Las capas de caliza contienen concreciones de 5 a 10 cm de radio.

En cuanto a las microfacies SMF propuestas por Wilson (1975), las asociamos a la SMF 3 (Mudstone o Wackestone Pelágico). Y, por su contenido fosilífero, se le atribuye que su depositación está entre la zona mesopelágica y epipelágica, en margen de plataforma profunda.

Facie Z/M/Ca: Limolitas, shales, calizas, lodolitas. Ubicada en la parte media del segmento A de la formación la Frontera.

Litológicamente constituida por intercalaciones de limolitas negras, biomicritas, shales negros y lodolitas grisáceas. Las limolitas poseen laminación plano-paralela. Las biomicritas tienen fósiles de foraminíferos tipo Hedbergella y Globotruncana. Se presentan concreciones elipsoidales de 5-10 cm de diámetro mayor. Las capas son de espesor de estratificación fino. Se le atribuye un ambiente de margen de plataforma profunda.

Facie Zlamfor: Limolitas negras plano-paralelas con foraminíferos. Comprende la parte media y superior del segmento A. Constituida litológicamente por limolitas negras tabulares, con laminación plano-paralela y venillas concordantes de calcita, también concreciones elipsoidales de 20 a 25 cm de espesor. Alto contenido de foraminíferos planctónicos de Hedbergella y Globotruncanas.

Por el tamaño de grano, tenemos un indicio que corresponden a un ambiente de baja energía. Por el alto contenido fosilífero y la litología ya mencionada, se puede concluir que el ambiente sigue siendo marino de plataforma media. El contenido de sílice se asocia a un aporte continental, lo cual sería un indicador de cambios del nivel del mar.

Facie Z: Limolita. Corresponde a la parte media del segmento A. Litológicamente se depositan capas de limolitas negras de geometría tabular.

Se le atribuye un ambiente sedimentario de plataforma profunda.

Facie Sh: Shale. Ubicado en la base del segmento B de la formación La Frontera. Constituido litológicamente por paquetes de shales negros con concreciones de aproximadamente 30 cm de diámetro mayor.

Se asocia a un ambiente de plataforma marina media.

Facie M: lodolitas grises. Pertenecen a la parte superior del segmento B de la formación La Frontera. Litológicamente formado por paquetes de lodolitas grises, con espesor de estratificación medio y geometría Tabular. Se le atribuye un ambiente de plataforma marina media.

9.3 Interpretación de facies, Fm. Conejo

Facie Shgaos: shales negros con gasterópodos y ostrácodos. Pertenecen a todo el espesor del segmento A de la Formación Conejo. Litológicamente constituido por paquetes de shales negros con gasterópodos de tres anillos, ostrácodos y fragmentos de conchas, hacia el techo del segmento encontramos concreciones de 25 cm de diámetro.

El ambiente sedimentario es de plataforma marina abierta según el modelo de distribución de facies de Arche Alfredo (2010), modificado de Wilson (1975).

Facie S/M/Sh BiGa: Areniscas, lodolitas, shales negros. Con Bivalvos y gasterópodos. Corresponde al segmento B de la Formación Conejo. Se caracteriza litológicamente por intercalaciones de grauvacas feldespáticas pardas, con laminación plano-paralela, conchas de bivalvos, gasterópodos, icnofósiles (galerías) y fragmentos de conchas; con paquetes de shales negros y lodolitas grises con gasterópodos.

Se sugiere un ambiente de transición entre plataforma abierta a borde de plataforma, según el modelo de Arche Alfredo (2010).

Facie Wackestone bioclástico o micrita bioclástica (SMF 9): Aflora en la parte basal del segmento C de la Formación Conejo. Constituida litológicamente por biomicritas de color pardo

con alto contenido fosilífero de conchas de bivalvos, gasterópodos y foraminíferos. La roca consiste en una matriz micrítica de lodo calcáreo o barro carbonatado. Se observa poco cemento o esparita. Está formada principalmente por calcita y se observan venillas rellenas por dicho mineral. Presenta cristales euhedrales de Siderita.

Según Wilson (1975), se encuentra en un ambiente marino de plataforma de mar abierto.

Facie ShBi/Z: shales negros, limolitas con bivalvos. Se depositó en la parte basal y media del segmento C de la Formación Conejo. Conformada litológicamente por intercalaciones de shales negros con fósiles de *Inoceramus Labiatus* y limolitas grises de geometría tabular.

Se sugiere un ambiente marino de plataforma externa.

Facie Sh/S BiGa: areniscas, shales con bivalvos y gasterópodos. Esta facie se deposita en la parte media y el techo del segmento C de la Formación Conejo. Litológicamente está formada por intercalaciones de grauvacas feldespáticas pardas de grano fino, moderadamente calibradas, de geometría tabular, y con fósiles de *Inoceramus* y gasterópodos, también bivalvos con textura Cancellada; con paquetes de shales negros.

El ambiente sedimentario corresponde a la parte somera de la plataforma marina externa.

Facies Sh/Z Bi: limolitas y shale con bivalvos. Abarca todo el espesor del segmento D de la Formación Conejo. Litológicamente consiste en una intercalación de limolitas calcáreas grises con paquetes de shales negros y esporádicas capas de lodolitas grises. Las limolitas presentan laminación plano-paralela, fósiles de bivalvos tipo *Inoceramus*, y con textura Cancellada. En algunas ocasiones concreciones, y hacia el tope del segmento tienen pátinas de silicificación con microporosidades.

Se sugiere un ambiente sedimentario de plataforma media.

Facies Sh/Ca: shales negros y calizas esparíticas. Se ubican hacia la parte basal y media del segmento E de la Formación Conejo. Litológicamente está formada por el predominio de paquetes de shale negros intercalados con calizas bioesparíticas negras. Las calizas presentan una geometría tabular.

Corresponden a un ambiente de plataforma marina media.

Facies Sh/S/Z Bi: Areniscas con Bivalvos, shales, limolitas. Corresponden a la parte media del segmento E de la Formación Conejo. Litología de grauvacas feldespáticas de grano muy fino, muy bien calibradas, con fósiles de *Inoceramus Labiatus*, intercaladas con paquetes de shales negros y limolitas grises.

El ambiente es de plataforma marina media.

Facies Wackestone bioclástico o micrita bioclástica (SMF 9): Pertenece a la parte media del segmento E de la Formación Conejo. Calizas micríticas tipo Wackestone, de tonalidad café, con cristales euhedrales de siderita, intercaladas con lodolitas grises. Las wackestone tienen fósiles de foraminíferos *Hedbergella* y *Globotruncana*.

Ambiente de plataforma restringida por la presencia de foraminíferos, según el modelo de Arche Alfredo (2010), modificado de Wilson (1975).

Facies Z/S: Limolitas y Areniscas. Pertenece al techo del segmento E de la Formación Conejo. Intercalaciones de subarcosas y limolitas. Las subarcosas son de tamaño de grano fino, bien calibradas, y con porosidad secundaria por disolución de fósiles. Las limolitas presentan laminación plano-paralela.

El ambiente de deposición es de plataforma interna.

10. Geoquímica

Los parámetros utilizados para evaluar la capacidad de generación de hidrocarburos en las formaciones La Frontera y Conejo son: Carbono Orgánico Total (TOC), la calidad de la materia orgánica según el tipo de kerógeno obtenido a partir del pico S2, y, por último, el grado de madurez termal alcanzado por la materia orgánica determinada mediante el Tmax y el análisis de reflectancia de vitrinita (%Ro).

Aprovechando el trabajo realizado durante la etapa de cartografía, se colectaron las muestras directamente desde el afloramiento para los análisis geoquímicos anteriores.

Para calcular el TOC fueron seleccionadas 25 muestras. De ellas se seleccionaron las que tuvieran un TOC > 1 en concentración %(p/p), para calcular la calidad de la materia orgánica mediante pirólisis Rock-Eval, obteniendo así los picos S1, S2 y S3 y el valor del Tmax (°C).

10.1 Análisis de Carbono Orgánico Total

El resultado del TOC obtenido de las 25 muestras analizadas (1 de Fm. Simijaca, 4 de Fm. La Frontera y 20 de Fm. Conejo) se muestra en la Tabla 4. Para la Fm. Simijaca el TOC obtenido fue de 0.791 (%p/p), este valor indica una riqueza regular (Peters & Cassa, 1994). A pesar de la poca información obtenida para esta formación, se llega a la conclusión de que su potencial de generación de hidrocarburos basado en el TOC, es regular.

Las muestras de la Fm. La Frontera, arrojan resultados de TOC en un rango de 0.324 a 3.363 (%p/p). Las calizas de la base arrojan resultados buenos y excelentes (Peters & Cassa, 1994) de TOC (muestras P8M10 y P2M3). Exceptuando la muestra P0M1, que arroja una riqueza pobre (0.324 %p/p). Hacia el tope de la unidad, el shale da valores de 1.361 %, que es de riqueza buena. En general la formación presenta un buen contenido de TOC, pero se resalta que sus mejores datos se encuentran en las rocas carbonatadas de la base, lo que indica un buen potencial de generación de hidrocarburos desde el punto de vista del análisis de TOC.

De las 20 muestras analizadas de la Fm. Conejo, se obtuvo un rango de TOC que va de 0.274 a 2.052 (%p/p). Al ser un rango amplio tanto en los valores obtenidos como en el número de muestras analizadas, se tiene en cuenta la separación por segmentos realizada en la columna estratigráfica (Figura 28). Nueve de las veinte muestras analizadas presentaron valores inferiores a 1%, estando en un rango de riqueza entre regular y pobre, mientras que las 11 muestras restantes dieron resultados entre 1 y 2%. En general los shales de la Fm. Conejo tienen un buen contenido de TOC y muestran una buena capacidad de ser roca generadora de hidrocarburos. El segmento A es el que tiene menor variabilidad en sus datos de TOC (0.75 a 1.82%), definiéndola con una riqueza buena para la cantidad de materia orgánica (TOC).

Tabla 4

Resultados de Carbono Orgánico Total (TOC), Carbono Total (TC), Azufre Total (TS) y %Carbonatos

MUESTRA	TOC	TC	CARBONATOS	TS
	Carbono Orgánico Total	Carbono Total		Azufre Total
	(% p/p)	(% p/p)		(% p/p)
E7M3	0,791	1,638	7,05	0,011
P0M1	0,324	11,883	96,24	0,011

E16M11	0,508	0,508	0,00	0,013
P101M99	1,165	1,165	0,00	0,011
P39M34	1,215	1,215	0,00	0,012
P103M101	0,617	0,617	0,00	0,010
P126M116	1,846	3,267	11,83	0,01
P110M109	2,054	9,29	60,25	0,011
E25M19	1,994	11,095	75,78	0,009
P8M10	1,633	4,71	25,62	0,012
P54M42	1,056	1,056	0,00	0,015
P52M39	1,706	1,706	0,00	0,016
P2M3	3,363	3,363	0,00	0,011
P124M114	0,744	2,159	11,78	0,012
E30M29	0,400	0,4	0,00	0,011
P51M38	1,826	1,826	0,00	0,01
E12M8	0,216	3,568	27,91	0,01
P91M91	1,312	1,312	0,00	0,009
P105M104	0,519	0,519	0,00	0,013
P75M83	0,274	1,94	13,87	0,011
E9M8	1,361	1,361	0,00	0,542
P76M39	0,791	0,791	0,00	0,019
P70M106	0,759	0,759	0,00	0,002
P107M106	1,037	1,037	0,00	0,008
P57M51	0,547	0,547	0,00	0,0115

10.2 Análisis de Pirólisis Rock-Eval

Los parámetros a evaluar mediante la pirolisis Rock – Eval son los picos S1, S2 y S3, además del Tmax para el cálculo de la calidad de la materia orgánica. Para ello se tomaron 10 de las muestras que tuvieron un TOC > 1%. (Tabla 5)

Tabla 5.

Resultados de Análisis geoquímicos pirolisis rock-eval.

Formación	Muestra	S1 mg HC/g Roca	S2 mg HC/g Roca	S3 mg CO ₂ /g Roca	TOC (%wt)	TMAX (°C)	GP (Potencial genético)	IP Índice de Producción	IH mg HC/g TOC	IO
Fm. Conejo	P39M34	0,06	0,09	0,89	1,22	326	0,15	0,4	7,41	73,25
	P126M116	0,05	0,1	1,36	1,85	501	0,15	0,33	5,42	73,67
	P110M109	0,07	0,08	0,89	2,05	357	0,15	0,47	3,90	43,37
	E25M19	0,06	0,2	0,84	1,99	350	0,26	0,23	10,03	42,13
	P91M90	0,09	0,13	0,77	1,31	488	0,22	0,41	9,91	58,69
	P52M39	0,06	0,06	0,97	1,71	329	0,12	0,50	3,52	56,86
	P51M38	0,07	0,11	0,82	1,83	343	0,18	0,39	6,02	44,91
Fm. La Frontera	P2M3	0,05	0,09	1,32	3,36	322	0,14	0,36	2,68	39,25
	P8M10	0,08	0,12	0,9	1,63	324	0,2	0,40	7,35	55,11
	E9M7	0,08	0,09	0,17	1,36	330	0,17	0,47	6,61	12,49

10.2.1 Potencial de Generación de Hidrocarburos. Se tienen 3 muestras para la Fm. La Frontera y 7 muestras para la Fm. Conejo. Los cálculos de S1 y S2 dan valores muy bajos; con un rango para el S1 que va de 0.05 a 0.09 y para el S2 rangos desde 0,06 hasta 0.2. (Peters & Cassa, 1994), clasifica estos rangos de potencial petrolífero como pobres. Para el pico del S3 se tienen 8 muestras con valores <1, y 2 muestras con valores entre 1.0 y 2.0. Se determinó que 8 muestras pertenecen a una clasificación pobre y 2 muestras a una clasificación regular. Esto es un indicativo de la cantidad de oxígeno del kerógeno, y 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.

Los resultados del pico S2 y los valores de TOC se correlacionaron mediante un gráfico para así obtener una relación entre los respectivos análisis (figura 31).

La potencialidad de generación de hidrocarburos de las formaciones, determinada a partir de la correlación TOC vs S2, indica que las 10 muestras se encuentran en rangos favorables de TOC, pero pobres en la capacidad generadora de hidrocarburos según los valores de S2 en la pirólisis.

En consecuencia de que los resultados obtenidos a través de la pirólisis rock-eval son muy bajos para la generación de hidrocarburos, fue necesario realizar un recálculo de los datos de TOC, IH y pico S2 basados en la determinación directa de la calidad de la materia orgánica.

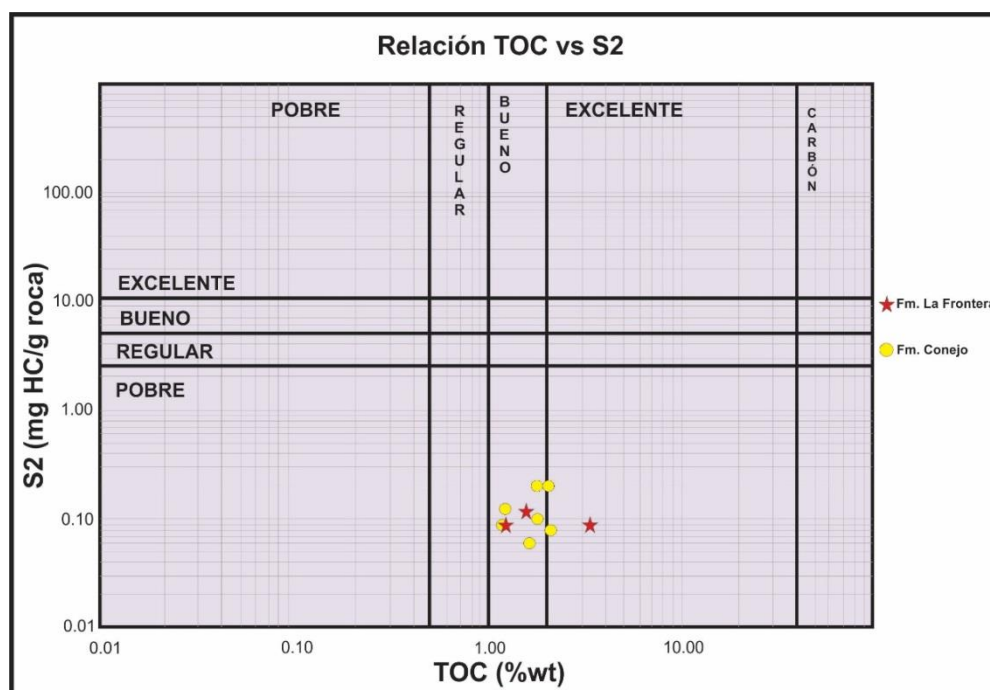


Figura 31. . Relación de los valores iniciales de TOC y S2 para posibles formaciones generadoras

10.2.2 Evaluación de la calidad de la materia orgánica. La determinación del tipo de kerógeno se realizó mediante el análisis petrográfico orgánico, determinando el porcentaje de macerales de las muestras. Se reconocen diferentes tipos de macerales principales como lo son la

liptinita, vitrinita, inertinita y materia orgánica amorfa (MOA). El kerógeno de tipo I se caracteriza petrográficamente por la presencia de la liptinita algal, mientras que el tipo II se caracteriza por la abundante presencia de materia orgánica amorfa MOA. La vitrinita es característica de los kerógenos tipo III y puede tener estructura de plantas o incluso de fragmentos de carbón. El kerógeno tipo IV es rico en inertinita.

La determinación del tipo de kerógeno a partir de los macerales en la roca es una medida directa para la clasificación de la calidad de la materia orgánica, mientras que la técnica desarrollada mediante la pirólisis Rock-Eval es indirecta y se basa en los parámetros de IH e IO. Teniendo en cuenta que cuando una roca fuente genera hidrocarburo y este migra, trae como consecuencia que la cantidad de materia orgánica en la roca generadora decrece con una correspondiente disminución en el TOC, entonces la cantidad de kerógeno reactivo disminuye y a su vez su cantidad de hidrógeno (IH), resultando bajos valores en *S2 Rock-eval*. Debido a lo anterior, hay la necesidad de recalcular los valores de TOC e IH. Al graficar directamente los valores de IH e IO entregados por los análisis de pirólisis sin tener en cuenta las consideraciones anteriores en los diagramas de Van krevelen dan tipos de kerógenos diferentes a los que la técnica de petrografía orgánica determina, llevando a conclusiones erróneas acerca del ambiente de depósito de la roca fuente y de su capacidad para generar hidrocarburos. (Uribe, 2010).

Ver tabla 6.

Tabla 6.

Clasificación de materia orgánica en carbones y rocas sedimentarias según Potonie 1908.

	Sapropelico		Humico	
Grupo de Maceral Carbonoso	Liptinita(exinita)		Vitrinita	Inertita
Maceral Carbonoso	Alginita		Telinita	Fusinita
	Cerinita*		Telocollinite	Inertodetrinita
	Sporinita		Desmocollinita	Sclerotinita
	Cutinita		Vitrodetrinita	Macrinita
	Resinita			
	Liptodetrinita			
	Fluorescente Amorfos		No Fluorescente Amorfos	
Tipos de Kerogeno	I	II	III	IV
H/C	1.9 a 1.0	1.5 a 0.8	1.0 a 0.5	0.6 a 0.1
O/C	0.1 a 0.02	0.2 a 0.02	0.4 a 0.02	0.3 a 0.01
Fuente	Marina, Lacustrina, Terestre		Terrestre y reciclada	

De las muestras con mayor porcentaje de TOC, 5 fueron escogidas para hacer los análisis de reflectancia de vitrinita (R_o) y caracterización petrográfica de macerales. Se seleccionaron 5 muestras: 4 de la Fm. Conejo y 1 de la Fm. La Frontera. Los resultados se observan en la Tabla 7 y 8.

Tabla 7.

Clasificación de los tipos de kerógenos posibles formaciones generadoras integrando información de la petrografía orgánica.

TIPOS DE KERÓGENO SEGÚN %		
FORMACIÓN	DE MACERAL MOA, Liptinita, Vitrinita, Inertita	OBSERVACIONES
LA FRONTERA	II	Alto contenido de MOA (asociada al kerógeno tipo II por un ambiente de deposición marino), presencia de Inertita y Vitrinita

CONEJO II Muy alto contenido de MOA (asociada al kerógeno tipo II por un ambiente de depositación marino),
Vitrinita predominante sobre la Inertita

Tabla 8.
Resultados de tipo de kerógeno.

Tipo Kerógeno	Tipo I (%)	Tipo II (%)	Tipo III (%)	Tipo IV (%)	Ro (%)
Muestra					
P126M116	2	60	2	36	0,796
P110M109	2	70	1	27	1,078
E25M19	2	70	1	27	0,915
P2M3	8	70	2	20	1,673
P52M39	2	35	45	18	1.6

Para la muestra P2M3, fue imposible determinar el valor de la reflectancia de vitrinita (%Ro) en el laboratorio ya que el tamaño de los macerales era muy pequeño. Por ende, se recurrió a la información secundaria para registrar el valor de dicha muestra correspondiente a la Fm. La Frontera, seleccionando un valor de 1,673%. Dato tomado de (Hernandez & Sanabria, 1999)

10.2.3 Recálculo de los parámetros TOC, IH y S2. A partir de la metodología propuesta por (Zhong, 2004), la cual relaciona los valores de reflectancia de vitrinita (%Ro) con los tipos de kerógeno para recalcular el valor de TOC, dando como resultado la Diferencia en Carbono Orgánico Total expresado como DTOC; que posteriormente se sumara al TOC inicial. Ver figura 32.

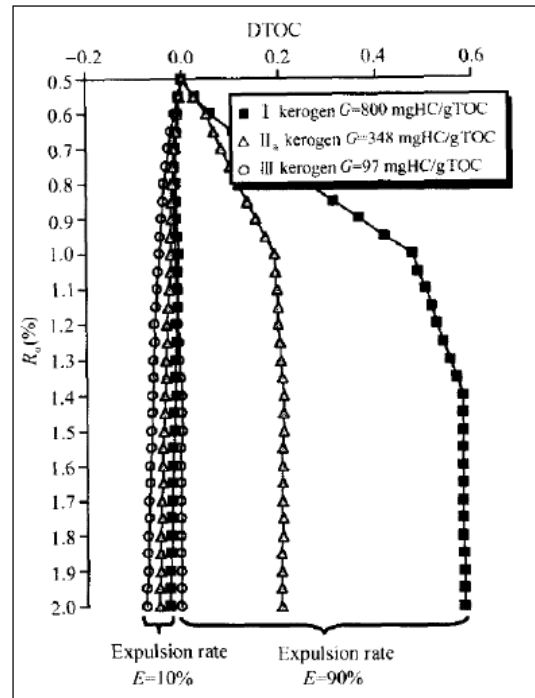


Figura 32. Relaciones de %Ro y tipos de kerógeno, para recálculo de COT. Tomado de (Zhong, 2004).

Para el recálculo de los parámetros de IH y S2 fue necesario usar la metodología propuesta por (Jarvie, 2007), en la cual se requieren usar los datos de la tabla 8.

$$HI = \left(\frac{\% \text{ type I}}{100} \times 750 \right) + \left(\frac{\% \text{ type II}}{100} \times 450 \right) + \left(\frac{\% \text{ type III}}{100} \times 125 \right) + \left(\frac{\% \text{ type IV}}{100} \times 50 \right)$$

A partir del recálculo del parámetro IH se realizó el recalcu del pico S2 y PG. Los datos obtenidos se muestran en la tabla 9.

Tabla 9.
Parámetros recalculados

Muestra	DTOC	TOC+DTOC	IH	S2	%Ro	PG
			(mg HC/g TOC)	(mg HC/g TOC)		
p126m116	0,1	1,95	305,5	5,95	0,796	5,99
p110m109	0,2	2,25	344,75	7,76	1,078	7,83
E25m19	0,15	2,15	344,75	7,39	0,915	7,45
p2m3	0,15	3,51	387,5	13,62	1,673	13,66
p52m39	0,15	1,98	237,75	4,70	1,61	4,77

A partir de los nuevos datos obtenidos se aprecia una nueva perspectiva más favorable para la generación de hidrocarburos, ya que los datos de TOC, IH, S2 y PG mejoraron considerablemente. En las figuras 33 y 34 se puede apreciar la relación de TOC vs S2 y TOC vs PG respectivamente, dando como resultado una medida de potencial de generación muy bueno para la muestra perteneciente al Fm. La frontera y resultados buenos y regulares para las muestras del Fm. Conejo.

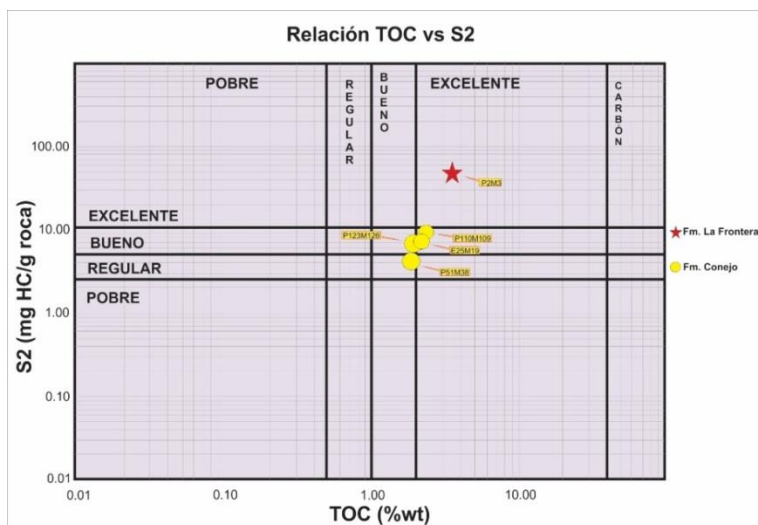


Figura 33. Relación con valores recalculados de TOC y S2 para posibles formaciones generadoras.

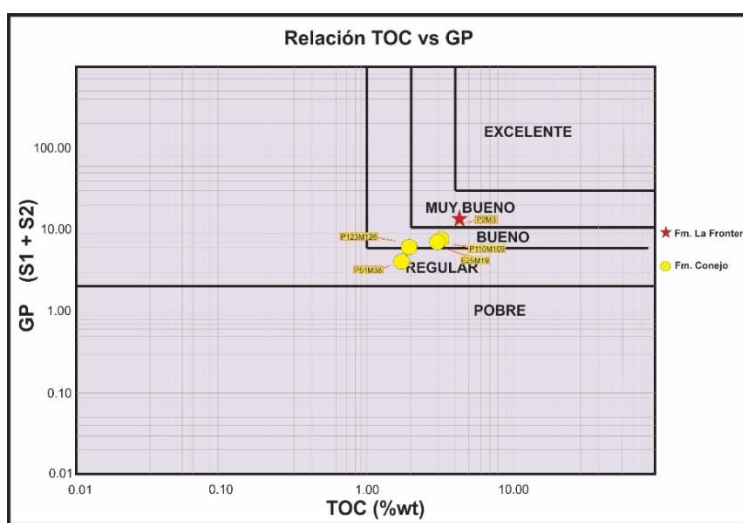


Figura 34. Relación GP vs TOC para determinar el potencial de generación de hidrocarburos con datos recalculados de TOC y HI.

10.2.4 Evaluación de la madurez de las rocas. El Tmax corresponde a la temperatura del horno (°C) en el momento de la máxima generación de hidrocarburos durante el análisis. El grado de madurez de la materia orgánica producto de la evolución térmica de la cuenca, es determinado mediante las medidas de reflectancia de vitrinita (% Ro) y el parámetro de temperatura máxima de pirólisis (Tmax). Para evaluar el Tmax se utilizan los rangos de temperatura propuestos por Espitalie J. (1977).

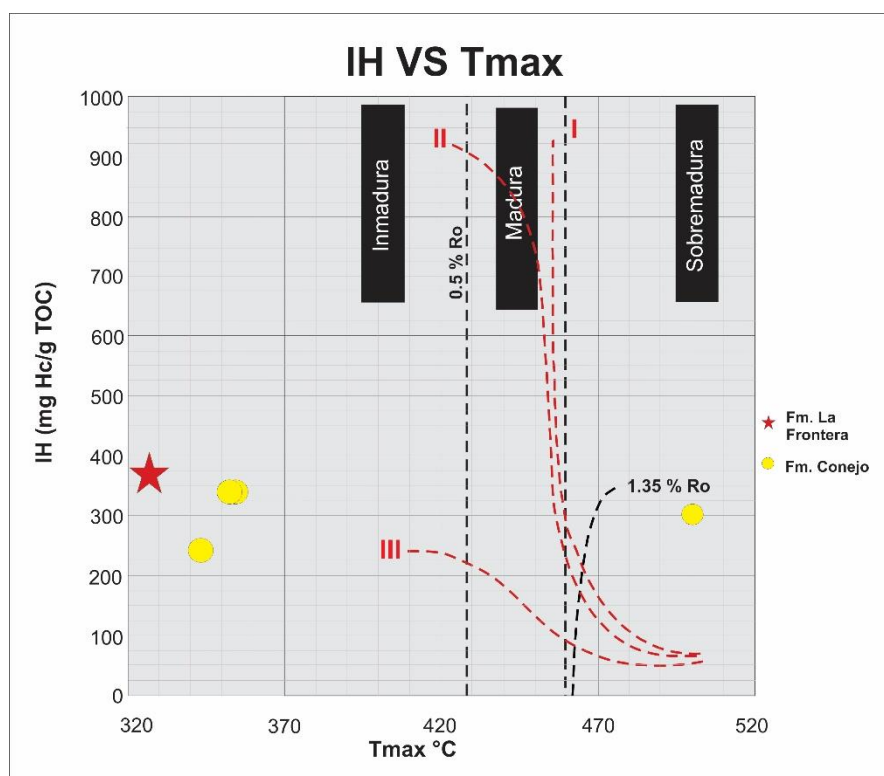


Figura 35. Gráfico de maduración termal a partir de la relación de Tmax vs Índice de hidrógeno.

En la Figura 35 se observan gráficos en donde se relacionan el parámetro Tmax con el índice de hidrógeno (IH), para visualizar la tasa de transformación de la materia orgánica a medida que incrementa la madurez. La relación obtenida muestra que para 4 de las muestras (3 de Fm. Conejo y una de la Fm. La Frontera), a pesar de la mejoría de los datos de IH, los bajos valores de Tmax

indican que el grado de madurez para estas muestras es inmaduro. Mientras que, para la muestra restante de la Fm. Conejo (P126M116), da como resultado una roca sobremadura. Para la evaluación del parámetro de Tmax se tuvieron imprecisiones relacionadas con el S2 e IH, que eran muy bajos antes del recálculo.

El valor de Tmax no fue posible de corregir ya que es un dato tomado por información primaria a partir de la pirólisis Rock-Eval, y se hizo necesario entonces apoyarse en los valores de porcentaje de reflectancia de vitrinita (Ro) para determinar la madurez termal. (Tabla 8 y 9).

Se hizo la relación Ro vs GP como se muestra en la figura 36, la cual nos indica que las muestras de la Formación Conejo se encuentran en una fase madura, y su potencial genético es de regular a bueno, lo cual sugiere que dicha unidad ha generado hidrocarburos. Por otra parte, la muestra de la Formación La Frontera (P2M3), se encuentra en una fase sobremadura, pero tiene un buen potencial genético, y ha generado gas.

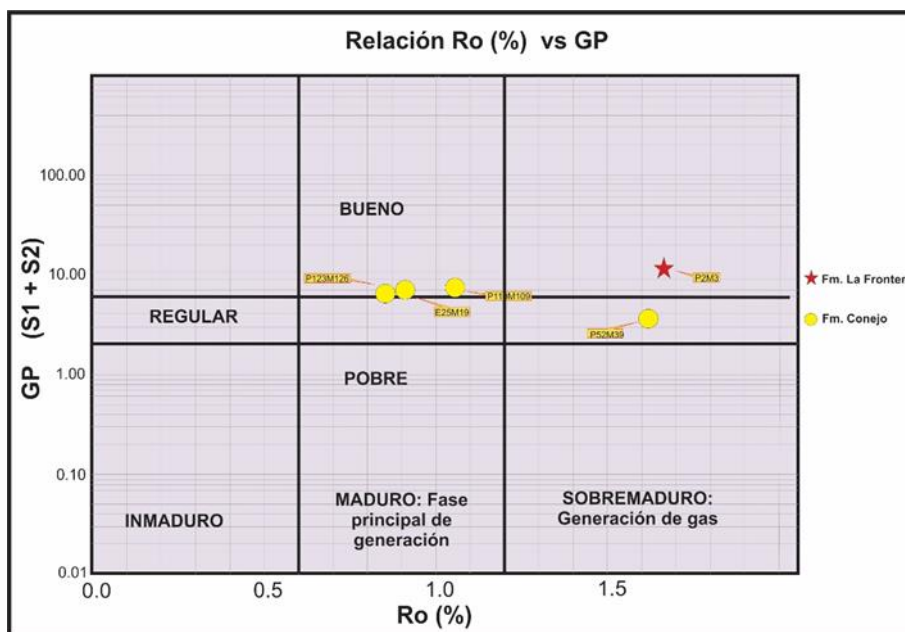


Figura 36. Relación Ro vs GP. Compara el potencial genético con la madurez termal de la roca fuente.

11. Modelamiento geoquímico

11.1 Datos de entrada

Para el modelamiento geoquímico 1D se usó el Software PETROMOD 1D, y sus datos de entrada se tomaron a partir de un pseudo pozo diseñado sobre el corte geológico balanceado A-A' elaborado para este trabajo (Figura 37), además se complementaron los espesores de las formaciones suprayacentes a partir de estudios realizados anteriormente por los autores en las prácticas de campo I de la Escuela de Geología UIS. El pozo fue trazado sobre un anticlinal, ya que este tipo de estructura puede funcionar como trampa.

En la tabla de entrada de datos del software (figura 38) se tuvieron en cuenta diferentes aspectos como lo son el nombre de las unidades litoestratigráficas que atraviesa el pozo, su espesor, edad, periodos de levantamiento y eventos erosivos (Cooper, y otros, 1995), porcentaje de TOC, índice de hidrógeno (IH) y litología. Además, por medio de la herramienta del software “editor kinetics”, se escogió el tipo de cinética de acuerdo a las facies establecidas para las formaciones generadoras.

La cinética escogida para las rocas generadoras fue de tipo composicional correspondiente a la opción del software facies 3: Marino restringido, con una litología de shale o carbonatos (figura 39). Se deposita en ambientes marinos en los cuales existen condiciones reductoras dentro o encima de la interfaz sedimento-agua. Se encuentran en cuencas selladas. La roca fuente puede ser clástica, caso en el cual los aceites son bajos en sulfuros; o carbonatadas, generando aceites con alto contenido de azufre. La materia orgánica es derivada principalmente de algas y bacterias. La

contribución terrígena es generalmente baja a pesar de que la inertinita y sporinita detrítica son constituyentes comunes. La composición del kerógeno es de tipo II.

Teniendo en cuenta los parámetros anteriores, litología, edad de formación y tipo de kerógeno sugerido por el software, se seleccionaron las cinéticas IES_TII_Kimmerdige_Clay_2C para los shales (formaciones Simijaca y Conejo), y la IES_TII_Brown_Limestone_2C para las calizas (Formación La Frontera).

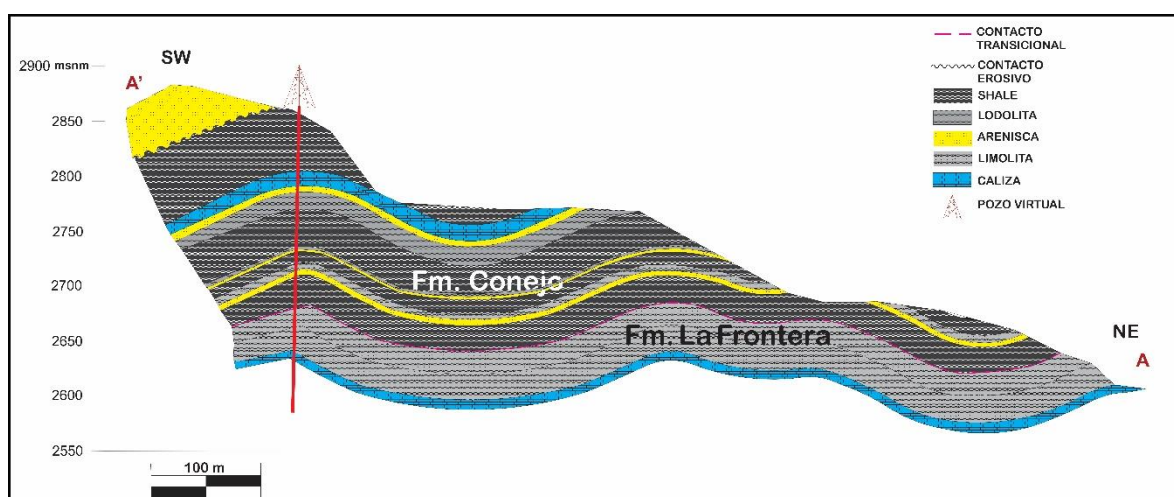


Figura 37. Corte geológico del área de estudio, mostrando el pozo virtual utilizado para el modelamiento geoquímico 1D.

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
Fm. Regadera (E2r)	0	0	0	400	40.00	25.00	25.00	3.00	SAND:congl	none	0.00		
Fm. Bogotá (E1b)	0	0	0	1500	58.00	55.00	55.00	40.00	Sandstone (clay rich)	Reservoir Rock	0.00		
Fm. Cacho (E1c)	0	0	0	153	60.00	58.00	20.00	15.00	SANDSTONE	Reservoir Rock	0.00		
Fm. Guaduas (K2E1G)	0	0	0	904	65.00	60.00	15.00	10.00	SHALEcoal	Source Rock	0.00		
Fm. Labor y Tierna (K2t)	0	0	0	188	70.00	65.00	10.00	7.00	SAND&SHALE	Seal Rock	0.00		
Fm. Plaeners (K2p)	0	0	0	196	80.00	70.00	7.00	4.00	Shale (organic lean, typical)	Reservoir Rock	0.00		
Fm. Arenisca Dura (K2d)	0	345	345	130	84.00	80.00	4.00	0.00	SANDSTONE	Reservoir Rock	0.00		
Fm. Conejo (K2c)	345	586	241		86.00	84.00			SHALE	Source Rock	2.25	IES_TIL_Kimmeridge_Clay_2C	344.75
Fm. La Frontera (K2f)	586	636	50		89.00	86.00			SILT&LIME	Source Rock	3.51	IES_TIL_Brown_Limestone_2C	387.50
Fm. Simijaca (K2s)	636	743	107		90.00	89.00			SHALE	Source Rock	0.79	IES_TIL_Kimmeridge_Clay_2C	50.00
Fm. Churuvita (K2ch)	743	1238	495		93.00	90.00			Sandstone (quartzite, typical)	Reservoir Rock	0.00		
Fm. Une (K1K2u)	1238	2640	1402		100.00	93.00			SANDSTONE	none	0.00		
Fm. Fómez (K1f)	2640	4732	2092		120.00	100.00			MARL	none	0.00		
Fm. Caqueza (K1c)	4732	7232	2500		130.00	120.00			SAND&SHALE	none	0.00		
Fm. Girón (Ug)	7232	9232	2000		150.00	130.00			Conglomerate (typical)	none	0.00		
Basamento	9232	9732	500		400.00	150.00			BASEMENT	none	0.00		

Figura 38. Datos de entrada Software Petromod 1D para la generación del modelo geoquímico 1D.

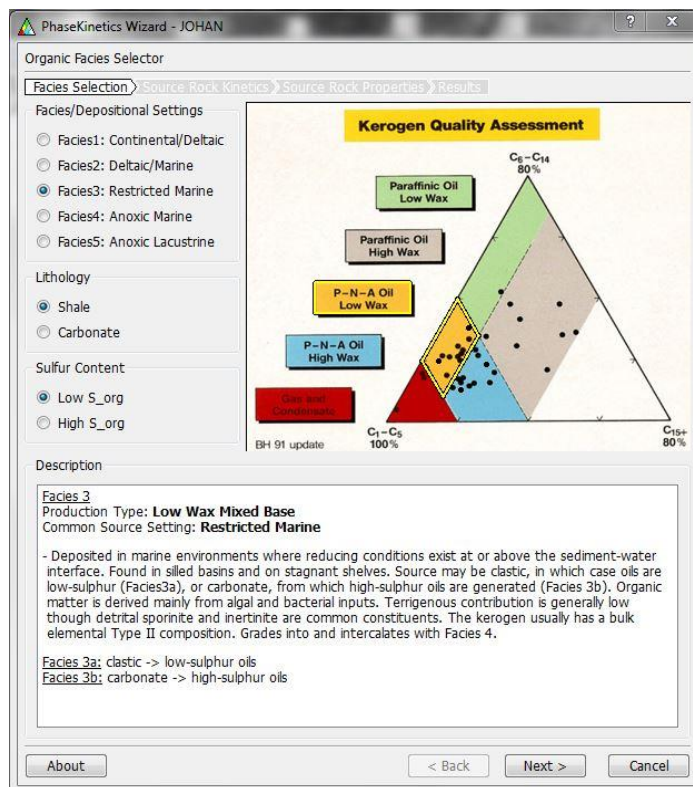


Figura 39. Editor kinetics PETROMOD 1D

11.2 Historia de subsidencia

A partir de los datos de entrada se construye el diagrama de la historia de enterramiento para las diferentes unidades litoestratigráficas reportadas. En el diagrama se observa el proceso de subsidencia que empieza desde el Jurásico Inferior hasta finales del Paleoceno, cuando se da un proceso levantamiento y erosión hace aproximadamente 55 Ma., hasta los 40 Ma.; tiempo en el cual, para efectos de este estudio, se erosionó la Formación Bogotá. Posteriormente, la Formación Regadera sufre un proceso de levantamiento y erosión hace 25 Ma., hasta 3 Ma, tiempo en el cual se erosionaron las formaciones, Regadera, Cacho, Labor y Tierna, Guaduas, Plaeners y finalmente parte de la formación Arenisca Dura, esto puede ser corroborado en los datos de entrada de la Figura 38. En los círculos rojos se evidencian los eventos de levantamiento y erosión. Ver figura 40.

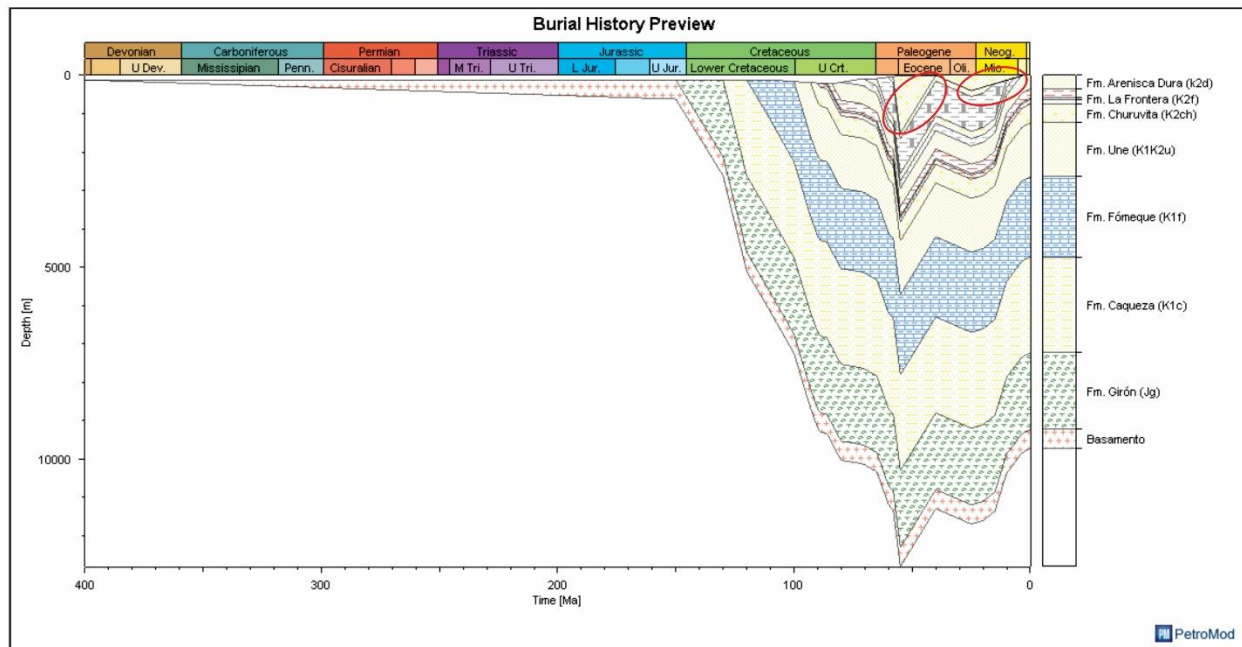


Figura 40. Diagrama de subsidencia y erosión.

11.3 Condiciones de frontera del modelo

Las condiciones de frontera del modelo están establecidas por la paleobatimetría, la temperatura de la interfase agua-sedimento y el flujo de calor. Ver tabla 10.

Los valores de paleobatimetría fueron inferidos a partir del análisis de los ambientes sedimentarios en los que se depositaron las formaciones en el área de estudio. Ver figura 41.

Tabla 10.

(Izquierda) *Condiciones de paleobatimetría vs tiempo. Condiciones limitantes de SWIT vs tiempo*
(Derecha)

Age [Ma]	PWD [m]	Age [Ma]	SWIT [°C]
0.00	0	0.00	23.38
2.00	0	2.00	23.40
5.00	0	5.00	23.54
25.00	0	25.00	25.00
37.00	0	37.00	30.00
40.00	0	40.00	30.00
55.00	10	55.00	30.00
60.00	50	60.00	30.00
67.00	100	67.00	29.00
72.00	100	72.00	29.00
82.00	200	82.00	27.00
87.00	200	87.00	27.00
90.00	200	90.00	27.00
110.00	120	90.00	29.00
		110.00	27.00

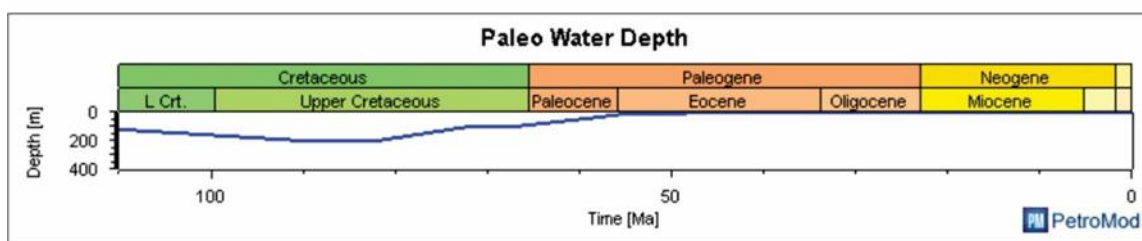


Figura 41. Curva de variación de la paleobatimetría vs tiempo.

Los valores de SWIT fueron tomados con ayuda del Software Global Mean Surface Temperature Calculation Base on Wygrala (1989), en donde se seleccionó la ubicación geográfica del continente (Sudamérica) y la latitud (6° norte) como se puede observar en el gráfico. Ver figura 42 y 43.

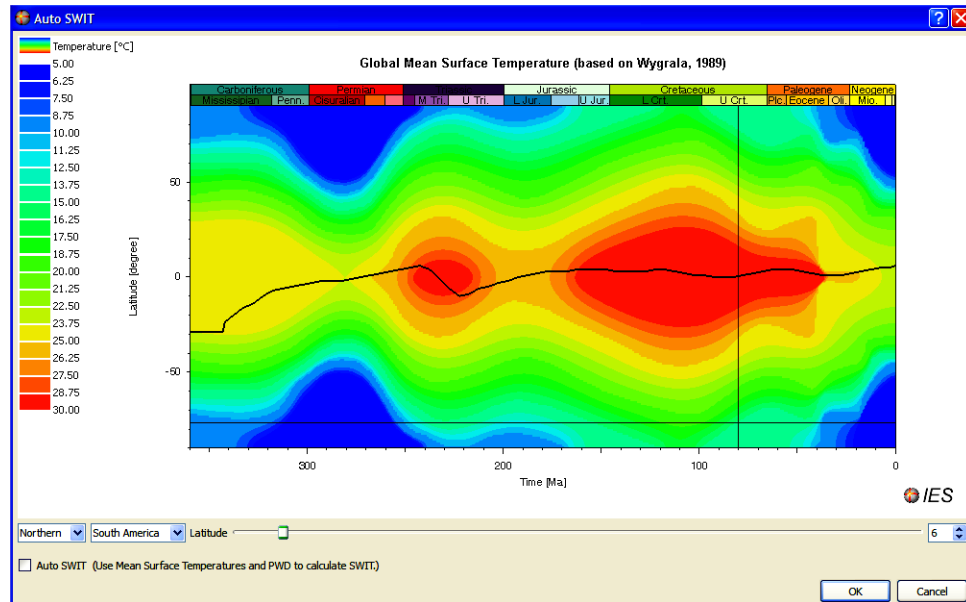


Figura 42. Ayuda Global Mean Surface Temperature Calculation Base on Wygrala (1989) para determinación SWIT.

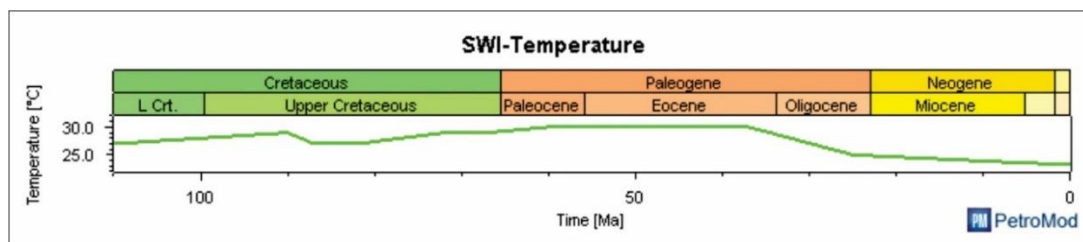


Figura 43. Variación de temperaturas de interface agua – sedimento vs tiempo

Los valores de Flujo de calor (HF) fueron calculados con la ayuda de la *opcion star Mckenzie crustal Model* y en concordancia con el Flujo de calor actual reportado por Sarmiento 2001 de

aproximadamente 60 mW/m². Los “*factor stretching*” β y $\delta = 2$ y teniendo en cuenta los tiempos de inicio de rifting / subsidencia termal desde hace 160 Ma. Ver figura 44.

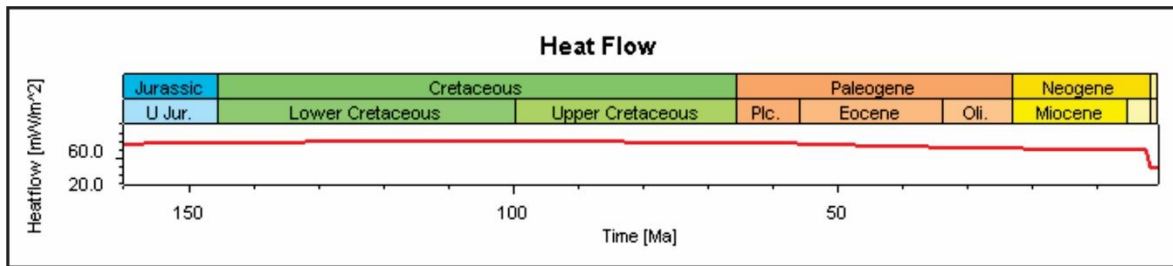


Figura 44. Variación del flujo de calor

Según Hébrard (1985) y Fabre (1987), estudiaron la subsidencia del flanco este de la Cordillera Oriental durante el Cretáceo. Ellos identificaron que en la cuenca se produjo extensión litosférica y calcularon las curvas de subsidencia tectónica y usaron el modelo de acortamiento instantáneo uniforme desarrollado por Mckenzie (1978), calcularon los factores de acortamiento en 2. Ellos distinguieron una fase de subsidencia producida por rifting en el cretáceo temprano y en el Cretáceo tardío subsidencia por decaimiento termal después del rifting. Sarmiento 2001 estudia la tectónica de subsidencia asumiendo algunos eventos de acortamiento litosférico de finita duración y examina la posibilidad para diferenciar entre acortamiento cortical y subcortical, lo cual ocurrió en la cuenca colombiana durante el Mesozoico.

11.4 Simulación y generación del modelo

En la simulación del modelo PETROMOD 1D, el software tiene en cuenta todos los datos de entrada suministrados por el pantallazo de la Figura 38. Las gráficas más representativas a partir de la generación del modelo son la historia de enterramiento, la tasa de transformación (TR), la de reflectancia de vitrinita (Ro), y las zonas de hidrocarburos (HC zones).

11.4.1 Tasa de transformación (TR). Dos parámetros, el potencial genético y la tasa de transformación (TR) son utilizados para caracterizar el proceso de transformación del kerógeno a petróleo. El primero describe la cantidad de hidrocarburos que una roca madre puede generar y el último está definido como la relación entre la cantidad de petróleo generado a partir del potencial genético original (Rodríguez, 2000).

Para el modelo, en la actualidad, se tiene un TR (tasa de transformación) de 97,55% para la Formación Simijaca, mientras que para la Formación La frontera el porcentaje es de 99.58%. Por último, la Formación Conejo tiene un TR de 96.34%. A partir de la información anterior, se tiene que las tres formaciones generadoras ya han transformado la mayoría de su potencial genético en hidrocarburos. Ver figura 45.

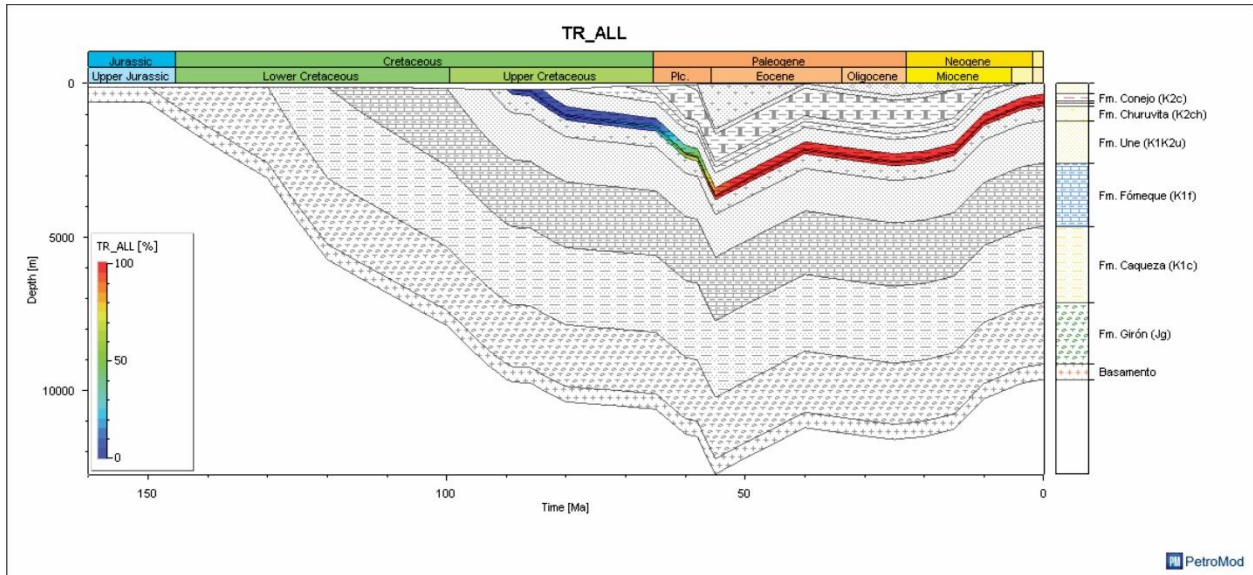


Figura 45 Tasa de Transformación (TR)

11.4.2 Reflectancia de la vitrinita (%Ro). Del modelo para Ro, se tiene que la Fm. Simijaca entra en su etapa de madurez termal con un %Ro de 0.55 hace 75 M.a. (Santoniano), y a una profundidad de 1382 m.; en la actualidad está en fase sobremadura con un Ro de 1.71%. La Fm. La Frontera entra en su etapa de madurez termal hace 67.76 M.a. (Campaniano), a una profundidad de 1367 m., y en la actualidad se encuentra en fase sobremadura con un Ro de 1.65%. Finalmente, la Fm. Conejo entra en la fase de madurez termal a inicios del Paleoceno hace 65 M.a. (Maastrichtiano), a una profundidad de 1382 m. y se encuentra actualmente en la fase sobremadura con un Ro de 1.61%. Este modelo fue generado a partir de la cinetica propuesta por (Sweeney & Burnham, 1990). Ver figura 46.

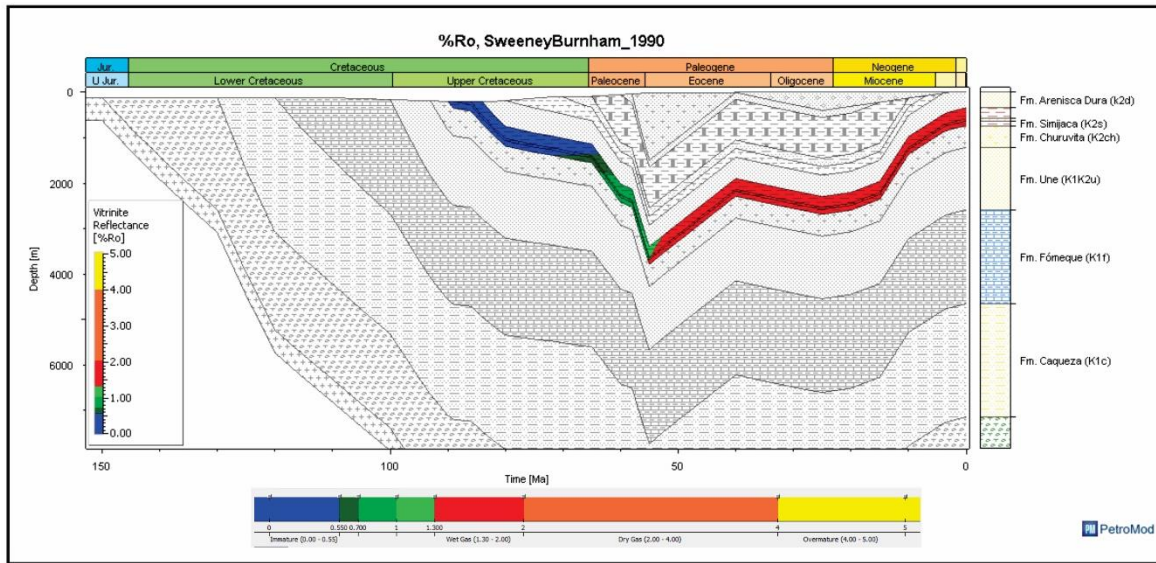


Figura 46. Reflectancia de vitrinita a partir de la cinética de SweeneyBurnham_1990.

11.4.3 Condiciones de generación de hidrocarburos según el modelo. Según las cinéticas escogidas con la ayuda del “editor kinetics” (figura 39), a continuación, se muestran los diagramas de las zonas de hidrocarburos. Se escogió la cinética de Kimmeridge_Clay_2C para las formaciones Simijaca y Conejo, por sus propiedades litológicas clásticas, que se asemejan al modelo cinético. (Gallois, 2004). Mientras que para la Fm. La Frontera, se escogió la cinética Brown_Limestone_2C, de litología predominante de calizas.

De la cinética Kimmeridge_Clay_2C, se obtuvo que para la Fm. Simijaca, se entra en la ventana de generación de aceite hace 65.86 M.a. (Campaniano), a una profundidad de 1525 m. entra en la ventana de generación de gas hace 62.28 M.a. (Maastrichtiano), a 2029 m. de profundidad, hace 55,46 M.a. (Thanetiano) entra en fase sobremadura a profundidad de 3594 m. Entre tanto, para la Formación Conejo, la ventana de generación de aceite inicia hace 63.74 M.a. (Maastrichtiano), a una profundidad de 1599 m. y entra en la ventana de generación de gas hace 61.25 M.a.

(Maastrichtiano), a una profundidad de 2078 m., hace 54.78 (Thanetiano) M.a. a una profundidad de 3588 m. entró en fase sobremadura (Figura 47).

De la cinética Brown_Limestone_2C, se obtuvo que la Fm. La Frontera entró en ventana de generación de aceite hace 74.20 M.a. (Santoniano), a una profundidad de 1200 m. Entra en la ventana de generación de gas hace 72.74 M.a. (Santoniano), ya una profundidad de 1225 m. Hace 62.49 M.a. (Maastrichtiano) la formación entra en la fase sobremadura a 1872 m. de profundidad. Ver figura 48.

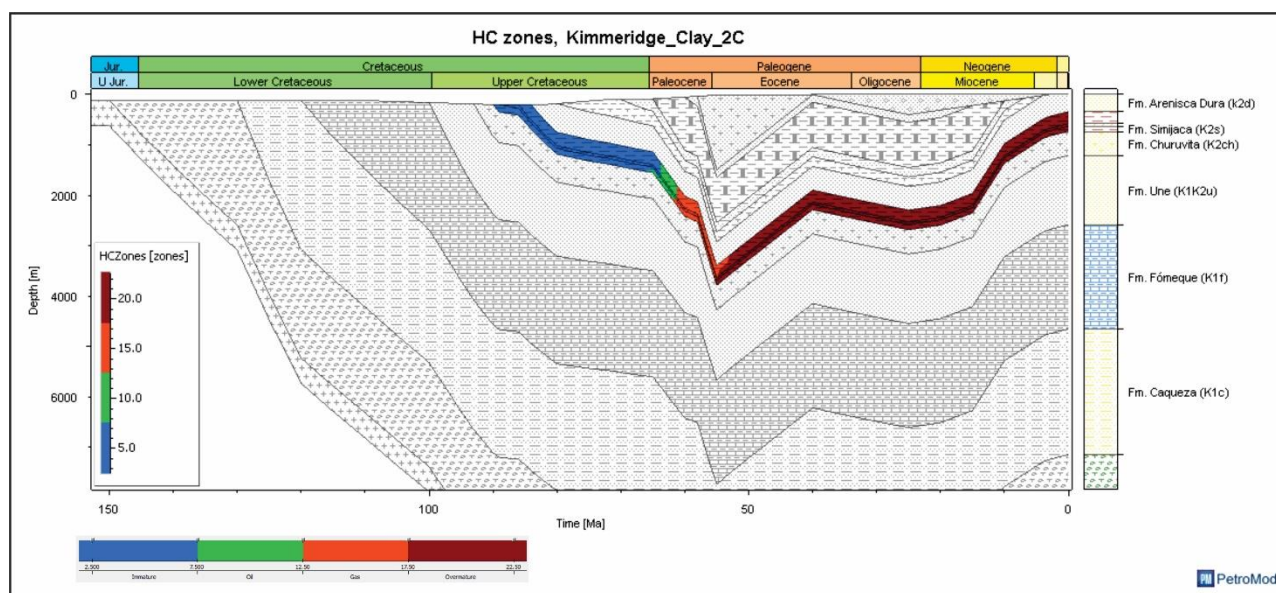


Figura 47. Zonas del hidrocarburo basadas en la cinética de Kimmeridge_Clay_2C

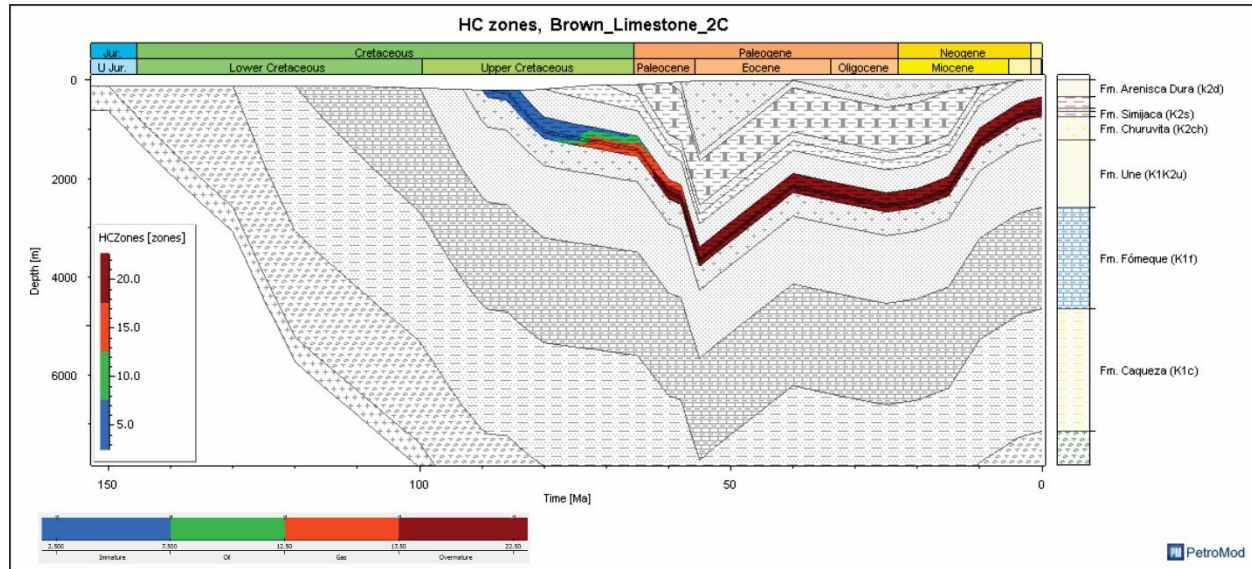


Figura 48. Zonas del hidrocarburo basadas en la cinética de Brown_Limestone_2C

11.5 Calibración del modelo

En la figura 49 se muestra el modelo de calibración generado a partir de la cinética de SweeneyBurnham (1990)_Easy%Ro. Este modelo calcula los datos de reflectancia de vitrinita en relación con la profundidad. Los datos arrojados por el modelo indican que la Formación Simijaca tiene una reflectancia de vitrinita de 1.71%, la Formación La Frontera 1.65%, y la Formación Conejo 1.61%. Al realizar una comparación entre estos datos y los obtenidos a partir de los análisis geoquímicos, se obtiene congruencia entre los resultados de Ro.

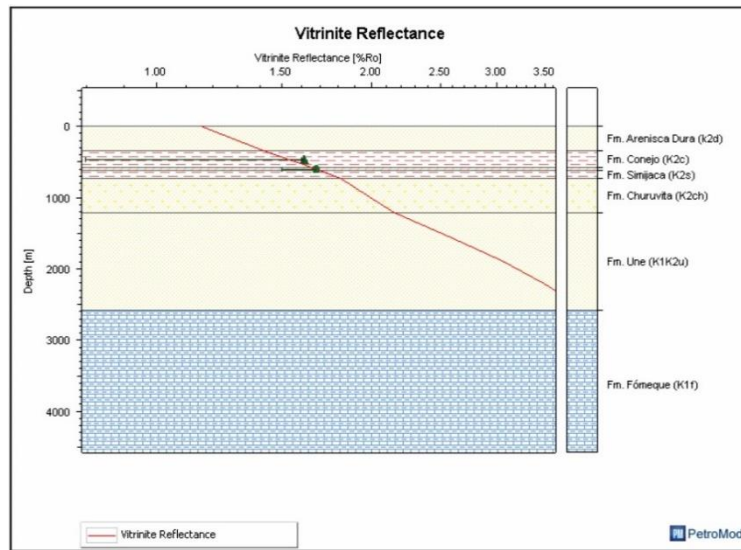


Figura 49. Curva de Calibración Modelo Petromod 1D.

12. Conclusiones

- Las unidades litoestratigráficas diferenciadas y cartografiadas en el área de estudio, corresponden a las formaciones Churuvita, Simijaca, La Frontera, Conejo, Arenisca Dura, y la unidad correspondiente a los Depósitos Aluviales Cuaternarios.
- La Formación Churuvita tiene 50 metros de espesor y se divide en dos segmentos A y B. Principalmente, está constituida litológicamente por Cuarzoareniscas de grano medio, areniscas rojas con mineralizaciones supergénicas de aragonito e intercalaciones de lodolitas, limolitas y shale.
- La Formación Simijaca se divide en dos segmentos A y B. Principalmente, constituida litológicamente por intercalaciones de shales y calizas esparíticas; hacia el techo Arcosas de grano muy fino y medio con laminación plano-paralela discontinua y concreciones elipsoidales, intercaladas con limolitas y shales negros con concreciones. Las areniscas presentan contenido fosilífero de *Inoceramus Labiatus*. En el área de estudio tiene un espesor de 108 metros. Por la interpretación de la estratigrafía y las facies, se concluye que esta formación es de un ambiente marino de plataforma continental abierta.
- La Formación La Frontera se divide en dos segmentos A y B. Está principalmente constituida litológicamente por calizas tipo Micrita fosilífera y Biomicrita, intercaladas con

limolitas negras, lodolitas y shales con concreciones calcáreas. Se destaca un contenido fosilífero rico en foraminíferos tipo *Hedbergella* y *Globotruncanas*. En el área de estudio consta de un espesor de 50 m. Por la interpretación estratigráfica y de facies, se concluye que la Formación La Frontera es de ambiente marino que varía de plataforma abierta a Pie de Talud.

- La Formación Conejo se divide en cinco segmentos A, B, C, D y E. principalmente está constituida litológicamente por shales negros con gasterópodos, ostrácodos y fragmentos de conchas hacia la base; hay presencia de concreciones. También Grauvacas feldespáticas con contenido fósil de bivalvos, gasterópodos, fragmentos de conchas y galerías intercaladas con shales, lodolitas y limolitas. Algunos Shales presentan contenido fósil de *Inoceramus Labiatus*. Hacia el techo hay calizas esparíticas, limolitas y subarcosas. Algunas limolitas y calizas tienen alto contenido de foraminíferos tipo *Hedbergella* y *Globotruncana*. En el área de estudio tiene un espesor de 241 metros. Por la interpretación estratigráfica y de facies, se concluye que la Formación Conejo es de un ambiente marino que va desde plataforma abierta hasta plataforma interna, pasando por zonas de Pie de Talud, borde de plataforma y plataforma restringida.
- La sección levantada en la Formación Arenisca Dura ha sido subdividida en dos segmentos A y B. hacia la base se constituye litológicamente por Cuarzoareniscas grises con laminación plano-paralela, mientras que hacia el techo son limolitas grises intercaladas con

areniscas grisáceas con estratificación ondulosa. En el área de estudio tiene 30 m. de espesor.

- Los análisis para evaluar la cantidad, calidad y madurez termal de la materia orgánica, y que soportan el modelo geoquímico 1D realizado, determinaron que las tres formaciones del grupo Chipaque entraron en ventana de generación de hidrocarburos.
- El potencial de generación de la Formación La Frontera es excelente. Soportado en los análisis geoquímicos que arrojan un GP mayor que 6, datos de TOC de 3.51%, y la calidad de la materia orgánica, obtenida de los análisis de macerales, la ubican como un kerógeno tipo II.
- El potencial de generación de la Formación Conejo es de regular a bueno (rangos de GP entre 4.77 y 7.83). el cálculo de TOC va de 1.95 a 2.25, la calidad de la materia orgánica, obtenida de los análisis de macerales, la ubican como un kerógeno tipo II. La madurez termal basada en el Ro es de 1.61 e indican que es una roca sobremadura.
- Según el modelo geoquímico 1D la Formación Simijaca entró en ventana de generación de aceite hace 65.86 M.a. (Campaniano), a una profundidad de 1525 m. entra en la ventana de generación de gas hace 62.28 M.a. (Maastrichtiano), a 2029 m. de profundidad, entra en ventana sobremadura hace 55.46 M.a. (Thanetiano) a 3594 m.

- Según el modelo geoquímico 1D la Formación La Frontera entró en ventana de generación de aceite hace 74.20 M.a. (Santoniano), a una profundidad de 1200 m. Entra en la ventana de generación de gas hace 72.74 M.a. (Santoniano), y a una profundidad de 1225 m. Hace 62.49 M.a. (Maastrichtiano) la formación entra en la fase sobremadura a 1872 m. de profundidad.
- Según el modelo geoquímico 1D la Formación Conejo entró en ventana de generación de aceite inicia hace 63.74 M.a. (Maastrichtiano), a una profundidad de 1599 m. y entra en la ventana de generación de gas hace 61.25 M.a. (Maastrichtiano), a una profundidad de 2078 m., entra en fase sobremadura hace 54.78 M.a. (Thanetiano) a una profundidad de 3588 m.
- La Formación La Frontera es la que tiene un mayor potencial de generación e importancia económica de las rocas fuente de hidrocarburos del Grupo Chipaque. En la actualidad se encuentra en fase sobremadura y es potencial generadora de gas shale.
- Por las características petrográficas y geoquímicas, las biomicritas ubicadas en la base de la Formación La Frontera, presentan propiedades óptimas para ser un yacimiento no convencional de tipo gas shale.

Referencias bibliográficas

- Acosta, N. (2016). *POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS EN SECUENCIAS TERCIARIAS A TRAVÉS DE LA CARACTERIZACIÓN Y EL MODELADO GEOQUÍMICO 2D EN EL GOLFO DE VENEZUELA*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Aguilera, R., Sotelo, V., Burgos, C., Arce, C., Gómes, C., Mojica, J., . . . Osorno, J. (2010). Organic Geochemistry Atlas of Colombia Second Edition. *Earth Sciences Research Journal*, 14.
- Arche, A. (2010). *Sedimentología Del proceso físico a la cuenca sedimentaria*. Madrid: Consejo superior de investigaciones científicas.
- Blanco, J. P., Medina, P. A., & Patarroyo, P. (2004). La Formación La Frontera, Sección Vereda Tóriba: Una propuesta para la designación del Lectoestratotipo. *Geología Colombiana*, 23-40.
- Cooper, M., Addison, F., Alvarez, R., M, C., Graham, R., Hayward, A. H., . . . Taborda, A. (1995). Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG*, 79(10), 1421-1443.
- Cruz Guevara, L. E. (1991). Cartografía de rocas sedimentarias. Guías de campo I. Escuela de Geología UIS.
- Dembicki, H. (2009). Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG*, 93(3), 341-356.
- Espinell, V., & Hurtado, J. (2010). *Petrografía y Análisis Facial de las Rocas Calcáreas aflorantes de la Sección Tunja - Villa de Leiva (Boyacá)*. Manizales: Universidad de Caldas.

- Farrell, K. (2012). STANDARDIZING TEXTURE AND FACIES CODES FOR A PROCESS-BASED CLASSIFICATION. *Journal of Sedimentary Research*, 82, 364-378.
- Gallois, R. (2004). The Kimmeridge Clay: the most intensively studied formation in Britain. *Open University Geological Journal*.
- Hernandez, 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.
- Jarvie, D. (2007). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin*, 91(4), 475-499.
- Lozano, E., & Zamora, N. (s.f.). *ANEXO G COMPILACIÓN DE LA CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL*. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano.
- Mayorga, H. (2011). *Caracterización Geoquímica de los Shales en la Formación Chipaque y sus Implicaciones como Roca Generadora de Gas*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- McLaughlin, D., & Arce, M. (1975). *Mapa geológico del cuadrángulo Zipaquirá (K-11), Colombia*.
- Montoya, D. M., & Reyes, G. A. (2003). *Geología de la Plancha 209 Zipaquirá*. Ingeominas.
- Montoya, D., & Reyes, G. (2007). *Geología de la Sabana de Bogotá*. Bogotá: Ingeominas.
- Palencia, M. (2012). *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*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

- Peters, K., & Cassa, M. (1994). Applied source rock geochemistry. In: The petroleum System – from Source to Trap. (L. Magoon, & W. Dow, Edits.) AAPG, 93-117.
- 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.*
- Sarmiento, L. (2001). Mesozoic Rifting and Cenozoic Basin Inversion History of the Eastern Cordillera, Colombia Andes Inferences from Tectonics Models. *Journal of South American Earth Sciences.*
- Sliter, W. (1968). *Upper Cretaceous Foraminifera From Southern California and Northwestern Baja California, Mexico.* The University of Kansas.
- Sweeney, J., & Burnham, A. (1990). Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics. *AAPG*, 74(10), 1559-1570.
- Uribe, E. (2010). *Determinación de las Rocas Fuentes y de las Condiciones de Generación de las Manifestaciones de Petróleo Presentes en el Bloque Soapaga (Boyacá, Colombia).* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Vásquez, D., & Güiza, 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.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Vela, Y. (2015). *Modelado geoquímico 1D de las cuencas subandinas peruanas (Marañón, Santiago, Huallaga, Ucayali y Madre De Dios) y modelado 2d de las secciones balanceadas de las cuencas Marañón-Huallaga y Ucayali.* Lima: Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

Zhong, N. (2004). TOC changes in the process of thermal evolution of source rock and its controls, Science in China Ser. *Earth Sciences*, 141-149.