



Cronología de la formación Shale de Bambucá y su potencial como roca generadora, sector occidental subcuena de Neiva – Huila, Colombia

Chronology of the Bambucá Shale formation and its potential as source rock, western sector of the Neiva sub-basin – Huila, Colombia

Cora Valentina Salazar Vásquez ^a; Alejandra Mejía-Molina ^b; Ingrid Natalia Muñoz Quijano ^c

^a Estudiante, Ingeniería de Petróleos. Universidad Surcolombiana. Avenida Pastrana Borrero-Carrera 1, Colombia

^b PhD en Geología. Docente Universidad de Pamplona. Calle 5 N° 3-93, Colombia; Mail: alejandra.mejia@unipamplona.edu.co

^c PhD en Geología. Docente Universidad Surcolombiana. Avenida Pastrana Borrero-Carrera 1, Colombia; Mail: ingrid.munoz@usco.edu.co

Correspondencia: u20171156876@usco.edu.co

Recibido: Agosto 25, 2023. Aceptado: Noviembre 24, 2023. Publicado: Noviembre 30, 2023

Resumen

Mejorar el conocimiento de las cuencas petrolíferas de Colombia exige la evaluación e implantación de nuevas estrategias para potencializar o incrementar la exploración de nuevos campos productores de hidrocarburos o incentivar, la profundización de los estudios geológicos en los campos ya existentes. En los últimos años, se han buscado formas de maximizar la producción de los yacimientos de hidrocarburos, aunque en el país se han concentrado en los de tipo detrítico. En este trabajo se plantea la búsqueda de formaciones que contengan rocas carbonatadas para ampliar el rango de yacimientos de interés. En la zona de trabajo, el Shale de Bambucá se caracteriza por poseer un alto contenido de materia orgánica, pero información detallada acerca de su petrografía, cronología y potencial hidrocarburífero no ha sido estudiada en detalle. Los yacimientos carbonatados como el Shale de Bambucá, contienen abundante registro fósil de algas pardas marinas microscópicas conocidas como nanofósiles calcáreos. Los cuales constituyen una opción atractiva de estudio para comprobar o mejorar la resolución de las edades históricamente asignadas y evaluar el potencial que puede tener una formación como roca generadora. Análisis preliminares para proponer una biozonación y eventos bioestratigráficos de nanofósiles calcáreos en esta formación permitieron identificar una asociación compuesta por cinco especies predominantes del Cretácico (Cenomaniano – Coniaciano): *Quadrum svabenickae*, *Lithraphidites carniolensis*, *Calculites obscurus*, *Eiffellithus* spp. y *Watznaueria biporta*. Estos organismos son bioformadores de la roca generadora en dicha zona de estudio y confirman el origen marino de los sedimentos con materia orgánica capaz de producir kerógeno Tipo II.

Palabras clave: Bioestratigrafía, Biozonación, Kerógeno, Nanofósiles Calcáreos, Shale de Bambucá.

Abstract

Improving the knowledge of Colombia's oil basins requires the evaluation and implementation of new strategies to enhance or increase the exploration of new hydrocarbon producing fields or encourage the deepening of geological studies in existing fields. In recent years, there has been a search for ways to maximize the production of hydrocarbon reservoirs, although in the country they have concentrated on the detrital type. This work proposes the search for formations containing carbonate rocks to expand the range of reservoirs of interest. In the work area, the Bambucá shale is characterized by having a high content of organic matter, but detailed information about its petrography, chronology and hydrocarbon potential has not been studied in detail. Carbonate reservoirs such as the Bambucá Shale contain abundant fossil record of microscopic marine brown algae known as calcareous nannofossils. These are an attractive study option to test or improve the resolution of historically assigned ages and evaluate the potential of a formation as a source rock. Preliminary analyses to propose a biozonation and biostratigraphic events of calcareous nannofossils in this formation allowed the identification of an assemblage composed of five predominant Cretaceous species (Cenomanian – Turonian): *Quadrum svabenickae*, *Lithraphidites carniolensis*, *Calculites obscurus*, *Eiffellithus* spp., and *Watznaueria biporta*, which are bioformers of the source rock in the study area and confirm the marine origin of sediments with organic matter capable of producing Type II kerogen.

Keywords: Bambucá Shale, Biostratigraphy, Biozonation, Calcareous Nannofossils, Kerogen.

1. Introducción

La producción de hidrocarburos en Colombia se enfrenta a un declive por el agotamiento de reservas y la falta de incorporación de nuevos recursos, lo cual puede llevar al país a perder suficiencia energética en menos de 10 años, de acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) [1]. Sin embargo, llevar a cabo análisis detallados de los diferentes yacimientos no convencionales existentes en el país, posibilitarían el aumento de los niveles de reservas actuales. Hoy en día, avances tecnológicos en la industria petrolera como la estimulación hidráulica se pueden llevar a cabo en las lutitas, que poseen un gran potencial como roca generadora en los denominados yacimientos no convencionales de gas o aceite en shales [2 – 12].

En Colombia, los estudios en shales como yacimiento no convencional son relativamente recientes, iniciándose en el siglo XXI con el reconocimiento de Colombia como uno de los países suramericanos con potencial en estos yacimientos que contribuyen a diversificar el mercado de los hidrocarburos [13, 14]. Desde la primera década del 2000, se han realizado estudios geológicos, petrofísicos y geoquímicos cada vez más detallados [15 – 26]. Así como, análisis tectónico-estructurales de cuencas prospecto de estos yacimientos [27 – 29] y geoquímicos [30 – 36]. También, avanzando en estudios de métodos de exploración [37, 38], modelamientos digitales y matemáticos [39 – 47]. Hasta finalmente, estudios tecno económicos y legislativos [48 – 55].

Muchos de los estudios sobre yacimientos tipo shale en el país se han concentrado en la formación La Luna (Turoniano - Santoniano) o también en la llamada Formación Lomagorda [24, 25] [56 – 60].

En el campo de la bioestratigrafía en yacimientos no convencionales destacan estudios en foraminíferos de la Formación Umir y la Luna [61] y bioestratigrafía e inferencias paleoambientales [62].

En el área estudiada, los trabajos más destacados se refieren a la geología detallada del Shale de Bambucá, con descripción del ambiente sedimentario [63, 64], la geoquímica y definición de los sistemas petrolíferos [65, 66] hasta la paleoceanografía [67].

Estudios bioestratigráficos y de reconstrucción paleoceanográfica y paleoecológica basados en nanofósiles calcáreos en Colombia habían sido muy limitados y correspondían a informes confidenciales de compañías petroleras, hasta los realizados por Mejía-Molina, A y otros autores en los últimos años [68 – 72]. Habiéndose convertido ahora en una herramienta más generalizada en reconstrucciones marinas y de cronología de secuencias carbonatadas.

Sin embargo, estudios bioestratigráficos y biocronológicos en el Shale de Bambucá han sido mínimos y no hacen parte de la literatura científica extendida, restringiéndose a escasos informes técnicos no publicados. En este trabajo, se plantea la aplicación de estos estudios en yacimientos no convencionales tipo shale, debido a que permiten una aproximación acerca de la evolución de cuencas sedimentarias, sus ambientes de formación, tipo de materia orgánica y geocronología. De esta manera, el análisis de nanofósiles calcáreos aportará nueva información sobre el Shale de Bambucá, que permita incentivar el interés de los yacimientos no convencionales en la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena (VSM).

2. Localización

La zona de estudio se encuentra localizada en el VSM en la subcuenca de Neiva, incluida en la plancha geológica 323 del Servicio Geológico Colombiano. Al área se accede por un carretable de aproximadamente 4 kilómetros desde el Municipio de Palermo hasta la vereda Las Brisas, ubicada en el occidente del Departamento del Huila (Fig. 1). Las estrellas rojas indican las secciones en donde se recolectaron las muestras.

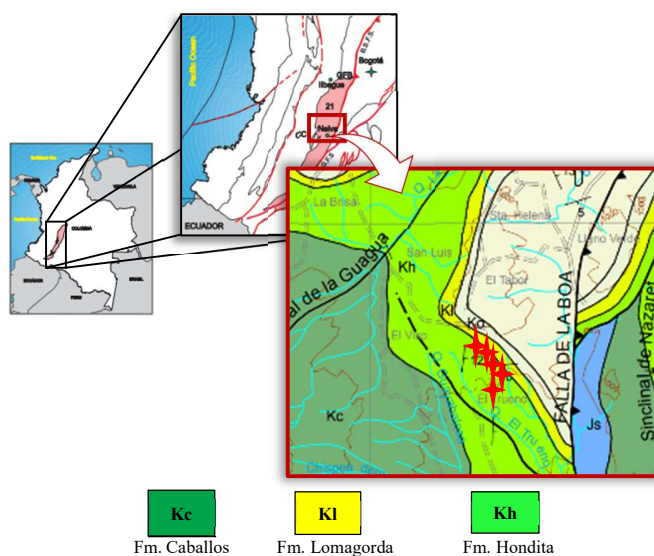


Figura 1. Localización de la zona de estudio. Fuente: Modificada de [73] y [74].

3. Marco geológico

El VSM es una depresión alargada que se extiende desde las ciudades de Pitalito hasta Honda, tiene una distancia aproximada de 400 km y un área de alrededor de 20.000 km² [75]. Según Mojica & Franco (1990) [76] “está subdividido en dos unidades: la subcuenca de Neiva, al sur, y la subcuenca de Girardot, al norte; que están separadas por el alto del basamento económico de Pata [77] o de Natagaima [78]”. Se

sitúa sobre un basamento continental sobre el cual no se encuentran rocas sedimentarias, solamente ígneas y metamórficas donde no se espera tener algún tipo de yacimiento petrolífero [79].

La subcuenca de Neiva, ubicada en el extremo sur del VSM es una cuenca intermontana, limitada por los altos de Natagaima y Pata al norte, la Falla de Altamira al sur, y por la Cordillera Central al oeste y el Macizo de Garzón al este [80].

El Shale de Bambucá es una formación situada en la Subcuenca de Neiva del VSM perteneciente al Grupo Villeta. Grupo compuesto principalmente por shale verde a verde grisáceo. El contacto con la Caliza de Tetuán es transicional y el predominio de sedimento arcilloso sugiere proximidad del área fuente y una somerización del fondo y acercamiento a la línea de costa [79]. En la Fig. 2, se muestra la columna generalizada del Cretácico del VSM para el Grupo Villeta y la columna estratigráfica de la sección levantada en la zona de estudio.

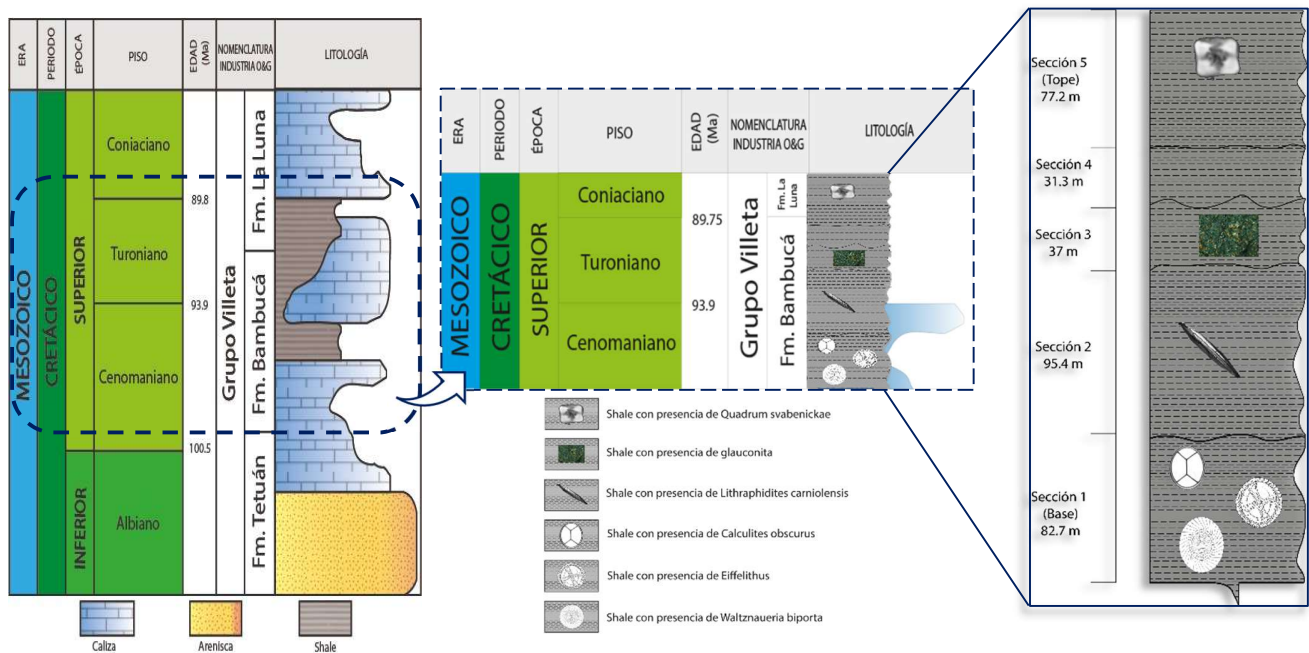


Figura 2. Columna estratigráfica de la sección levantada en la Formación Shale de Bambucá, vereda Las Brisas (Huila). Fuente: Modificada de [73].

4. Materiales y métodos

Se realizó una revisión bibliográfica extensa, con información detallada de planchas, artículos científicos, informes técnicos y proyectos de grado para el área de interés, específicamente sobre el Shale de Bambucá, el Grupo Villeta, los nanofósiles calcáreos, la bioestratigrafía, biozonación basada en estos organismos y tipos de kerógeno, entre otros.

Se recolectaron nueve (9) muestras en cinco (5) secciones (Fig. 1, marcadas con estrellas rojas).

Posteriormente, se llevaron a cabo análisis de laboratorio. Para identificar con fiabilidad bajo el microscopio petrográfico las especies de nanoflora presentes en la muestra, esta debe estar lo suficientemente limpia de elementos que no sean de la fracción calcárea. Para garantizarlo, se realizó una preparación previa de los sedimentos colectados antes de montarlos para su análisis de frotis (*smear slide*).

Limpieza y montaje de las muestras de nanoplánton:

Para la limpieza de las muestras, en primer lugar, se prepara “*agua tamponada*” cuyo contenido es una solución en agua destilada de un contenido estandarizado de sales (Na_2CO_3 y NaHCO_3). Se adiciona el sedimento previamente pesado y se deja en reposo durante una semana, al menos, en viales de vidrio. Esto se hace para que la sílice y la materia orgánica contenida en los sedimentos que la muestra contenga se disuelvan, junto con otros residuos no calcáreos presentes. De esta manera, los análisis en el microscopio petrográfico serán más prístinos [70, 72, 81, 82].

Preparación del nanoplánton en los portaobjetos:

Posterior al tiempo de limpieza, se realizó la preparación en los portaobjetos. Para esto, se utilizaron portaobjetos previamente rotulados con los nombres de las muestras. Además, de cubreobjetos finos, plancha de calentamiento, tina de ultrasonidos, Bálsamo de Canadá, horno de secado, paletillas

de madera, toallas de papel y etanol para limpiar el instrumental.

Los portaobjetos y cubreobjetos debían estar previamente calentados por la plancha a 78 °C aproximadamente. Las muestras reservadas en los viales de vidrio fueron agitadas en la tina de ultrasonidos. Se agregaron gotas de esta preparación en los portaobjetos correspondientes a la muestra y se dejaron secar en la plancha a la misma temperatura. Luego, añadiendo, cuidadosamente, una gota de Bálsamo de Canadá encima de la muestra ya seca en el portaobjetos, se pusieron los cubreobjetos. Finalmente, los portaobjetos se someten a calentar/secar en un horno durante 6 horas a 40 °C. Esto con el fin de garantizar la maduración del Bálsamo de Canadá y el sellado total de los cubreobjetos.

Análisis bioestratigráficos:

Para los análisis bioestratigráficos se utilizó el microscopio Nikon ECLIPSE Ci POL con cámara Lumenera Infinity 1, un objetivo de 100x y aceite de inmersión, que permiten la identificación, recuento y toma de láminas fotográficas de las especies de nanoflora.

La interpretación de los datos obtenidos en el laboratorio se realizó a través de Mikrotax (<https://www.mikrotax.org>) y de los libros Plankton Stratigraphy [83] y Calcareous Nannofossil Biostratigraphy [84] para verificar la taxonomía de las especies observadas.

5. Resultados

Las muestras en general presentan una abundancia de rara a muy baja de nanoflora, aunque su preservación es de media a buena. La abundancia tan escasa no permitió llevar a cabo recuentos en las muestras analizadas, restringiendo así, una reconstrucción detallada de las biozonas o de su interpretación paleoecológica. De las regiones muestreadas, se reconocieron un total de sólo cinco especies de nanofósiles calcáreos. Los hallazgos de base a techo por especies son descritos a continuación.

En la sección 1 (base) se encontraron las siguientes especies:

5.1. *Watznaueria biporta*: descrita inicialmente por Bukry (1969) en el Océano Atlántico. Rango: ¿Albiano? – Maastrichtiano. Ambiente: Marino [83, 84]. Se midió un tamaño aproximado de 7 µm de diámetro (Fig. 3).

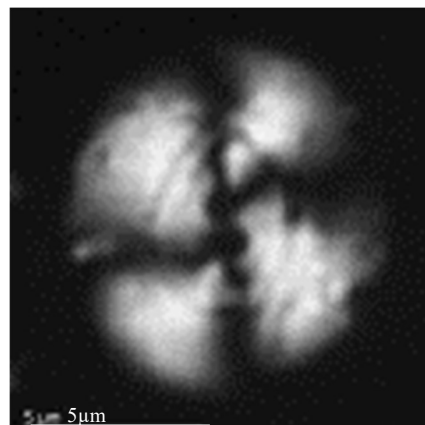


Figura 3. Muestra sección 1. Especie e: *Watznaueria biporta*. Lámina fotográfica en nicoles cruzados. Fuente: Autores.

5.2. *Eiffellithus* spp: la muestra no permitió el reconocimiento de los organismos a nivel de especie (Fig. 4), pero se reconoció la familia *Eiffellithus*. La literatura más extendida de esta familia se resume a continuación y es de utilidad en la medida en que se avance en la identificación futura de este género a nivel de especie en las secciones de interés u otras coetáneas.

- ***Eiffellithus eximius*:** descrita por Stover (1966) y Perch-Nielsen (1968) en el Sur de África. Rango: Turoniano – Campaniano, cercana al LO (*Last Occurrence*, último registro) de *Broinsonia parca constricta* en el Campaniano superior. Ambiente: Marino pelágico [83, 84].
- ***Eiffellithus gorkae*:** descubierta por Reinhardt (1965) en el Sur de África. Rango: Albiano – Maastrichtiano. Ambiente: Marino pelágico [83, 84].
- ***Eiffellithus hancockii*:** descubierta por Burnett (1998) en el Reino Unido, UK. Rango: Albiano – Cenomaniano [83, 84].
- ***Eiffellithus monechiae*:** descubierta por Crux (1991). Similar al *E. eximius*. Rango: Albiano superior – Cenomaniano inferior [83, 84].
- ***Eiffellithus parallelus*:** descubierta por Perch-Nielsen (1973) en el sur de África. Rango: Campaniano – Maastrichtiano [83, 84].
- ***Eiffellithus pospichalii*:** descubierta por Burnett (1998) en el norte del Océano Índico. Rango: Campaniano [83, 84].
- ***Eiffellithus striatus*:** primera vez mencionado por Black (1971) y Applegate & Bergen (1988) en el Reino Unido, UK. Rango: Valanginiano superior – haueriviano superior [83, 84].

- *Eiffellithus turriseiffelii*: primera vez mencionado por Deflandre (en Deflandre & Fert, 1954) y Reinhardt (1965 para el sureste de Francia. Rango: Albiano superior – Maastrichtiano superior [83, 84].
- *Eiffellithus windii*: primera vez mencionado por Applegate & Bergen (1988) en el este del Océano Atlántico. Rango: Valanginiano inferior – ¿Hauteriviano inferior?. [83, 84].

El espécimen presenta un diámetro de 5µm.

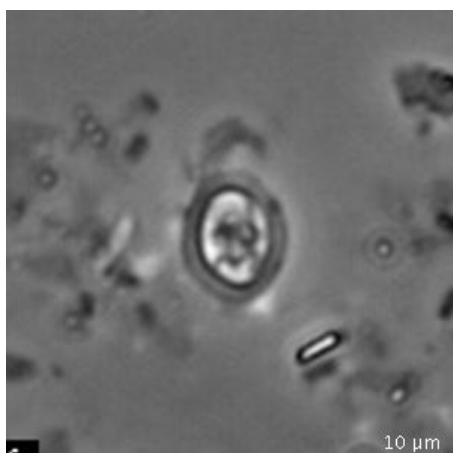


Figura 4. Muestra sección 1. Especimen de *Eiffellithus* spp. Lámina fotográfica en nicols cruzados. Fuente: Autores.

- 5.3. *Calculites obscurus*: descubierta por Deflandre (1959, ¿en el sur de África? Rango: ¿Turoniano? o Coniaciano – Maastrichtiano [83, 84]. Tamaño aproximado 5µm (Fig. 5).

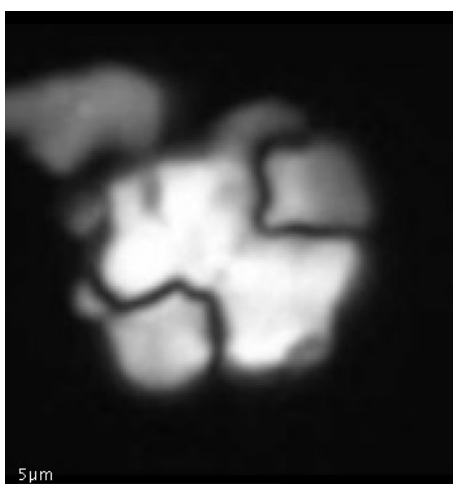


Figura 5. Muestra sección 1. Especie c: *Calculites obscurus*. Lámina fotográfica en nicols cruzados. Fuente: Autores.

En la sección 2 se encontró la siguiente especie:

- 5.4. *Lithraphidites carniolensis*: descubierta por Deflandre (1963) en el Océano Atlántico. Rango: Berriasiano inferior – Maastrichtiano. Uno de los bioeventos que fue reconocido mundialmente y ocurrió cerca del límite Jurásico / Cretácico incluyó el FO (*First Occurrence*, primer registro) de esta especie. Ambiente: Marino pelágico. [83, 84]. Presenta un tamaño de 8µm (Fig. 6).

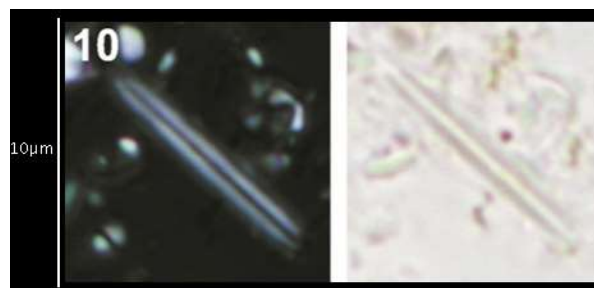


Figura 6. Muestra sección 2. Especie b: *Lithraphidites carniolensis*. Lámina fotográfica en nicols cruzados (izquierda) y nicols paralelos (derecha). Fuente: Autores.

En la sección 3, se encontró abundante *Glauconita* (Fig. 7) mineral de coloración verdosa, que se forma en un ambiente marino somero [85].



Figura 7. Muestra de Sección 3. Glauconita. Lámina fotográfica en nicols paralelos. Fuente: Autores.

En la sección 5 se encontró la siguiente especie:

- 5.5. *Quadrum svabenickae*: descubierta por Burnett (1998), al oeste del Océano Índico. Rango: Coniaciano – Maastrichtiano. Común en bajas paleolatitudes [83, 84]. Tuvo un tamaño de 4µm (Fig. 8).

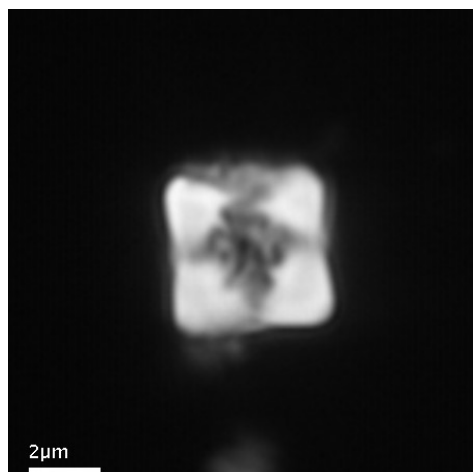


Figura 8. Muestra sección 5. Especie a: *Quadrum svabenickae*. Lámina fotográfica en nicols cruzados. Fuente: Autores.

6. Discusión

Las diferentes especies de nanofósiles calcáreos encontradas en las muestras indican poca diversidad y abundancia esporádica, lo que pudo deberse al poco tiempo de reserva para la limpieza de las muestras o a que los sedimentos colectados no contenían una abundancia destacada de estos organismos o existió una restricción ecológica que afectó su proliferación. Se descartan procesos de alteración posteriores que afectaran la preservación, debido a que se colectaron muestras de roca fresca.

A pesar de la esporádica distribución de la nanoflora, los especímenes identificados tienen una preservación buena que en general, permite su identificación a nivel de especie. En las muestras de la sección 1 se encontraron tres especies: 1) *Watznaueria biporta*, la cual es común, en el Albiano hasta el Maastrichtiano; 2) *Eiffellithus* spp., de distribución dispersa. Reconocida para el Valanginiano y Hauteriviano, con ausencia en el Barremiano, para aparecer nuevamente entre el Albiano y el Maastrichtiano. Esto ha sido descrito para la distribución temporal de todas las especies del género *Eiffellithus*. Es preciso mencionar, que los ejemplares no se pudieron identificar a nivel de especie; 3) *Calculites obscurus*, con presencia, entre el Turoniano y el Maastrichtiano. Configurando el intervalo con mayor diversidad de especies y abundancia de todas las secciones.

En las muestras de la sección 2 se identificó la especie *Lithraphidites carniolensis*, la cual se presenta, en el rango más amplio desde el Berriasiano (Cretácico inferior) al Maastrichtiano (Cretácico superior). En las muestras de la sección 3 se encontró glauconita en abundancia. En la sección 4 no se evidenció ninguna especie presente entre las muestras recolectadas, lo que configura un intervalo estéril en nanoflora

debido a la somerización de la muestra tomada. Finalmente, en las muestras de la sección 5 se registró la presencia de la especie *Quadrum svabenickae*, común en el intervalo Coniaciano -Maastrichtiano.

En lo que respecta a la cronología, se realizó una analogía de las especies que Bolli, Saunders & Perch-Nielsen (1989) [83]; Young & Bown (1999) [84] mencionan y los nanofósiles calcáreos identificados en la sección del Shale de Bambucá, estos serían comunes desde el Berriasiano (Cretácico Inferior) hasta el Maastrichtiano (Cretácico Superior). En la Figura 9 se muestra la distribución bioestratigráfica de las secciones levantadas. De izquierda a derecha se encuentra la distribución bioestratigráfica de las especies encontradas según autores, mostrando con línea roja punteada el intervalo de interés y la relación con las especies que se identificaron según su presencia en el periodo Cretácico datada en libros y artículos [83, 84] [86 – 89], mostrando que las especies representativas de la Formación Shale de Bambucá en periodo Cretácico, entre los pisos Cenomaniano y Turoniano, son *Lithraphidites carniolensis*, *Calculites obscurus*, *Eiffellithus* spp. y *Watznaueria biporta*, siendo esta la más común, por lo que no aporta información crucial a la investigación; y del Coniaciano es la especie *Quadrum svabenickae*. Los rangos de distribución y cronología de las especies de nanoflora en el área de estudio son señalados con una línea roja punteada. Además, se muestran los espesores de las secciones, la columna estratigráfica.

Las especies halladas en las muestras recolectadas indican que pertenecen a un ambiente sedimentario marino pelágico, donde la presencia abundante de Glauconita respalda la interpretación. Se infiere una somerización del ambiente sedimentario. Por otra parte, se menciona que el Shale de Bambucá se encuentra en un ambiente marino desde la zona nearshore tipo shoreface [63].

Durante esta investigación no se realizó ningún estudio geoquímico. Por consiguiente, para poder determinar el potencial que tiene la Formación Shale de Bambucá como roca generadora, se recurrió a investigaciones previas sobre el tema y que se hayan realizado en la zona de interés. De las cuales se deriva que, esta formación puede generar Kerógeno Tipo II [66]. También, la formación se identifica como perteneciente a las palinofacies marina. A pesar de presentar valores altos de Contenido Orgánico Total (COT <15%) y una buena conservación de Materia Orgánica Amorfa (MOA), el Shale de Bambucá, no conseguiría generar hidrocarburos debido a su falta de madurez termal, pero sí puede generar Kerógeno Tipo II. El cual se define como un residuo orgánico compuesto por la concentración de materia orgánica, cuyos organismos son de tipo marino y fueron depositados en ambientes de plataforma, presentando valores de COT entre 2% y 15% [89].

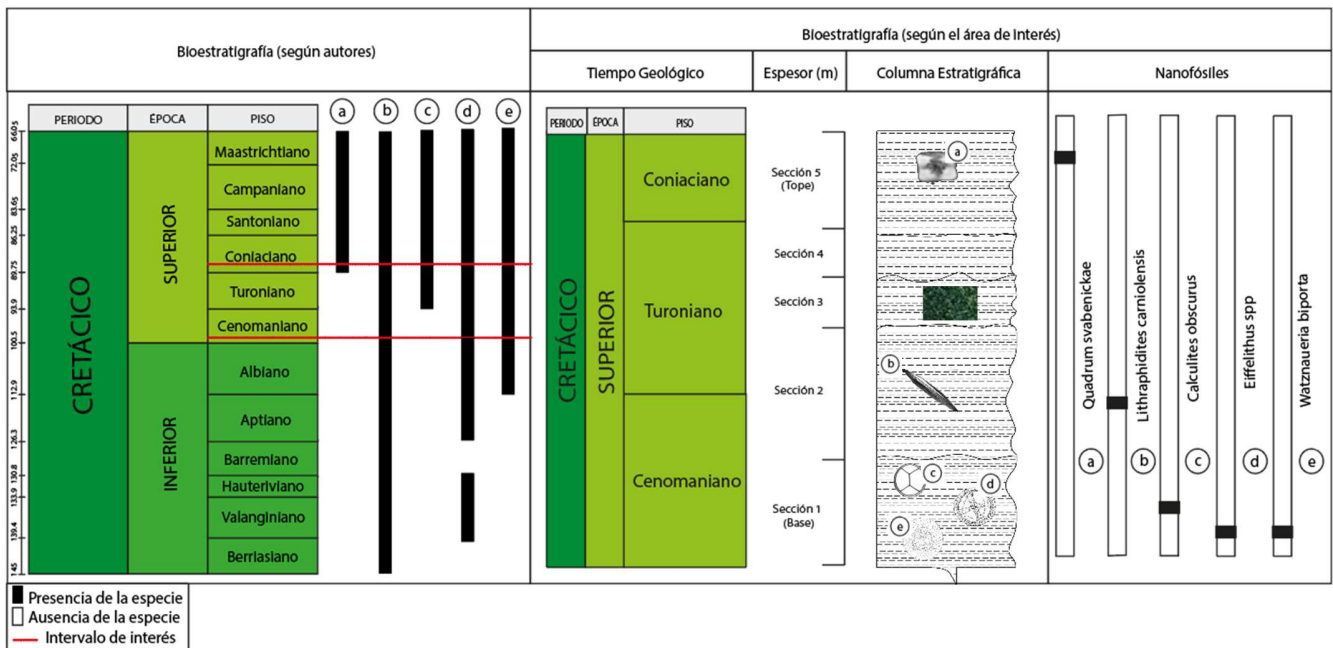


Figura 9. Distribución bioestratigráfica de la sección levantada en el Shale de Bambucá. Fuente: Modificada de [91].

7. Conclusiones y Recomendaciones

La formación Shale de Bambucá es una formación depositada en un ambiente sedimentario marino el cuál se determinó gracias a las especies encontradas de nanofósiles calcáreos y abundante glauconita en las muestras recolectadas. Lo que confirma la interpretación propuesta en los estudios que se han realizado a lo largo de los años en la zona de interés.

Los análisis biocronológicos preliminares permitieron identificar una asociación compuesta por cinco especies predominantes del Cretácico (Cenomaniano – Coniaciano): *Quadrum svabienickae*, *Lithraphidites carniolensis*, *Calculites obscurus*, *Eiffelithus* spp, y *Watznaueria biporta*. Estos organismos son bioformadores de la roca generadora en el área y confirman el origen marino de los sedimentos.

A pesar de que el Shale de Bambucá tiene valores altos de COT, tiene su MOA bien preservada y aparente ser una formación potencialmente generadora, su madurez termal indica que no es suficiente para generar hidrocarburos. Sin embargo, se considera que con los valores que tiene de COT se puede generar kerógeno Tipo II y que fueron depositados en ambientes de plataforma.

Se recomienda continuar realizando este tipo de estudios e incorporar el análisis multidisciplinar para robustecer la caracterización del yacimiento. Mejorar la técnica de preparación del plancton marino, permitiendo que las muestras tengan un tiempo más amplio de reserva en el agua tamponada, para que se pueda observar una mayor cantidad de especies. Así como, realizar una investigación geoquímica más resolutiva sobre el potencial que puede tener la Formación Shale de Bambucá como roca generadora o su potencial como

yacimiento no convencional tipo yacimiento carbonatado naturalmente fracturado.

Agradecimientos

Para la realización de esta investigación se contó con la financiación de la convocatoria interna N°PSEM01 del 2020 para conformar el banco de proyectos de semilleros de investigación y desarrollo tecnológico e innovación, en la modalidad de financiación de la Universidad Surcolombiana. Proyecto N° 3569. Además, del apoyo del semillero de investigación GEODA, perteneciente al grupo de investigación GIPE en el programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana y el Grupo de Investigación Terra Mare y su semillero de investigación Clepsydra de la Universidad de Pamplona. Se agradece a los revisores anónimos por sus aportes y debidas correcciones que han permitido mejorar y publicar este artículo.

8. Referencias

- [1] Bustamante Roldan, J., Jaramillo, C. & Vega, A. (2012). Cuenta Satélite de Medio Ambiente: Cuenta de Activos Físicos Para los Recursos Minerales y Energéticos. Bogotá, D.C.
- [2] Holditch, S. (2003). The increasing role of unconventional reservoirs in the future of the oil and gas business. *Journal of petroleum technology*, 55(11), 34-79. DOI: <https://doi.org/10.2118/1103-0034-JPT>
- [3] Mancini, E. A., Li, P., Goddard, D. A., Ramirez, V., & Talukdar, S. C. (2008). Mesozoic (Upper Jurassic–Lower Cretaceous) deep gas reservoir play, central and eastern Gulf coastal plain. *AAPG bulletin*, 92(3), 283-308. DOI: <https://doi.org/10.1306/11120707084>
- [4] Caineng, Z., Guangya, Z., Shizhen, T., Suyun, H., Xiaodi, L., Jianzhong, L., ... & Xinjing, L. (2010). Geological features, major discoveries, and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration.

- Petroleum Exploration and Development, 37(2), 129-145. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(10\)60021-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(10)60021-3)
- [5] Slatt, R. M. (2011). Important geological properties of unconventional resource shales. *Central European Journal of Geosciences*, 3(4), 435-448. DOI: <https://doi.org/10.2478/s13533-011-0042-2>
- [6] Glorioso, J. C., & Rattia, A. (2012). Unconventional reservoirs: basic petrophysical concepts for shale gas. In SPE/EAGE European unconventional resources conference & exhibition-from potential to production (pp. cp-285). European Association of Geoscientists & Engineers. DOI: <https://doi.org/10.2118/153004-MS>
- [7] Jarvie, D. M. (2012). Shale resource systems for oil and gas: Part 2—Shale-oil resource systems.
- [8] McGlade, C., Speirs, J., & Sorrell, S. (2013). Unconventional gas—a review of regional and global resource estimates. *Energy*, 55, 571-584. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.048>
- [9] Ahmed, U., & Meehan, D. N. (Eds.). (2016). *Unconventional oil and gas resources: exploitation and development*. CRC Press. DOI: [10.1201/b20059-4](https://doi.org/10.1201/b20059-4)
- [10] Akilu, S., Padmanabhan, E., & Sun, Z. (2021). A review of transport mechanisms and models for unconventional tight shale gas reservoir systems. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 175, 121125. DOI: [10.1016/j.ijheatmasstransfer.2021.121125](https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2021.121125)
- [11] Aharipour, H., & Masoumi, F. S. (2022). Petrophysical Approach for Unconventional Shale Gas Resources Evaluation. In *International Field Exploration and Development Conference* (pp. 5589-5595). Springer, Singapore.
- [12] Mehana, M., Santos, J. E., Neil, C., Carey, J. W., Guthrie, G., Hyman, J., ... & Viswanathan, H. (2022). Shale fundamentals: Experimental and modeling insights. *Energy Reports*, 8, 11192-11205. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egvr.2022.08.229>
- [13] Jaffe, A. M., & Manning, R. A. (2000). The shocks of a world of cheap oil. *Foreign Aff.*, 79, 16. DOI: [10.2307/20049611](https://doi.org/10.2307/20049611)
- [14] Dadwal, S. R. (2001). The Global oil market after 9/11: On the brink of a crisis?. *Strategic Analysis*, 25(9), 1059-1070. DOI: <https://doi.org/10.1080/09700160108459021>
- [15] Briceno-Guarupe, L. A. (2011). ANH's Approach to Colombian Unconventional Hydrocarbons Resources. In 73rd EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2011 (pp. cp-238). European Association of Geoscientists & Engineers.
- [16] García-González, M., Cruz-Guevara, L. E., & Mier-Umaña, R. (2013). Hydrocarbon Prospectivity in The Vaupes-Amazonas Basin, Colombia. *Boletín de Geología*, 35(2), 15-29.
- [17] Parada, E. J. T. (2013). *Unconventional Gas Shale Assessment of La Luna Formation, In the Central and South Areas of the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia* (Doctoral dissertation, University of Oklahoma).
- [18] Juliao, T., Suárez-Ruiz, I., Marquez, R., & Ruiz, B. (2015). The role of solid bitumen in the development of porosity in shale oil reservoir rocks of the Upper Cretaceous in Colombia. *International Journal of Coal Geology*, 147, 126-144. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.07.001>
- [19] Torres, E. J., Slatt, R. M., Philp, P., O'Brien, N. R., & Rodriguez, H. L. (2015). Unconventional Resources Assessment of La Luna Formation in the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. In *AAPG Annual Convention & Exhibition*, Denver, Colorado. DOI: [10.1306/12190606068](https://doi.org/10.1306/12190606068)
- [20] Ríos, C. A., & Castellanos, O. M. (2016). Microstructural characterization of pore types in unconventional gas reservoirs utilizing FEG-SEM: An example from the Galembo Member of the Cretaceous La Luna Formation, Middle Magdalena Valley Basin (Colombia). *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 40(154), 161-175. DOI: [10.18257/raccefyfn.243](https://doi.org/10.18257/raccefyfn.243)
- [21] Suárez-Ruiz, I., Juliao, T., Suárez-García, F., Marquez, R., & Ruiz, B. (2016). Porosity development and the influence of pore size on the CH₄ adsorption capacity of a shale oil reservoir (Upper Cretaceous) from Colombia. Role of solid bitumen. *International Journal of Coal Geology*, 159, 1-17. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.03.020>
- [22] Casadiego-Quintero, E., & Ríos-Reyes, C. A. (2020). Pore Structure Characteristics and Gas Storage Potential of the Cretaceous La Luna Formation, Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. *Ingeniería y Ciencia*, 16(31), 169-205. DOI: <https://doi.org/10.17230/ingciencia.16.31.8>
- [23] Mejía-Durán, A. F., Ríos-Reyes, C. A., del Rosario Pérez-Trejos, M., & Pérez-Carrillo, E. R. (2020). Mineralogical and morphological characterization of the Cretaceous Galembo Member mudstones of the La Luna Formation in the Middle Magdalena Valley Basin (Colombia). *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 81, 103435. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103435>
- [24] Guerrero, J., Mejía-Molina, A. & Osorno, J. (2020a). Biomicrite, marlstone, and shale properties: Exploration of nonconventional hydrocarbons in the Cretaceous Colombian back-arc basin. In: Gómez, J. & Pinilla-Pachon, A.O. (editors), *The Geology of Colombia, Volume 2 Mesozoic*. Servicio Geológico Colombiano, Publicaciones Geológicas Especiales 36, p. 299-333. Bogotá. DOI: <https://doi.org/10.32685/pub.esp.36.2019.09>
- [25] Guerrero, J., Mejía-Molina, A. & Osorno, J. (2020b). Detrital U-Pb provenance, mineralogy, and geochemistry of the Cretaceous Colombian back-arc basin. In: *The Geology of Colombia, Volume 2 Mesozoic*. Servicio Geológico Colombiano, Publicaciones Geológicas Especiales 36, p. 261-297. Bogotá. DOI: <https://doi.org/10.32685/pub.esp.36.2019.08>
- [26] González-Gómez, M., Galvis-Macareo, H., García-González, M., & Ramírez-Arias, J. C. (2022). Organic geochemistry, lithofacies and gas shale reservoir potential of cretaceous outcrops from Alto de los Caballeros section, Eastern Cordillera Basin-Colombia. *Boletín de Geología*, 44(2), 95-108. DOI: <https://doi.org/10.18273/revbol.v44n2-2022004>
- [27] Cadena, A. F., & Slatt, R. M. (2013). Seismic and sequence stratigraphic interpretation of the area of influence of the Magdalena submarine fan, offshore northern Colombia. *Interpretation*, 1(1), SA53-SA74
- [28] Jensen, L. A., Sanchez-Ferrer, F., Pindell, J., & Kennan, L. (2014). Regional Geology, Tectonics, and Paleogeography of the Cretaceous Colombian Passive Margin Basins: A Predictive Lens Towards Unconventional Prospectivity. DOI: [10.5724/gcs.14.33.0148](https://doi.org/10.5724/gcs.14.33.0148)
- [29] Marcano, F. R., & Leonard, J. E. (2014). Total Play Fairway Analyses and Recommendations of Hydrocarbon Volume in Unconventional Cretaceous Plays in the Eastern Cordillera, Colombia: A New Frontier. In *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. OnePetro. DOI: <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1922103>
- [30] Ramirez, V., Rangel, A., & Hernández, R. (2003). Thermogenic Hydrocarbon Processes In The Guajira Basin-A Petroleum Systems Approach. In 8th Simposio Bolivariano-exploración Petrolera en las Cuenclas Subandinas (pp. cp-33). European Association of Geoscientists & Engineers.
- [31] Rodríguez, F., Botero, J. I., & Jimenez, M. F. (2013). Potential Fracturing of Hydrocarbon Source Rocks in MMV and Caguán-Putumayo Basins by Mineralogical Characterization. In 1st Latin American Geosciences Student Conference (LAGSC) (Vol. 2013, No. 1, pp. 1-3). European Association of Geoscientists & Engineers.
- [32] Jiménez, M., Rojas, C., & Valderrama, Y. (2015). Initial Analysis of Hydrocarbon Potential in the Tablazo Formation; Center and Northern Areas of Middle Magdalena Valley,-MMV-Colombia. In *Unconventional Resources Technology Conference*, San Antonio, Texas, 20-22 July 2015 (pp. 805-810). Society of Exploration Geophysicists, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Engineers.
- [33] Pacheco-Sintura, P. A., Cardona Molina, A. y Cortés, F. B. (2015). Compositional characterization and storage capacity of shale samples from La Luna and Conejo Formations (Middle Magdalena basin and the Eastern Cordillera): Implications for evaluation of cretaceous shale gas in Colombia. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, (37), 45-53. DOI: <https://doi.org/10.15446/rbct.n37.43685>
- [34] Ortiz Cancino, O. P., Peredo Mancilla, D., Pozo, M., Pérez, E., & Bessieres, D. (2017). Effect of organic matter and thermal maturity on methane adsorption capacity on shales from the middle Magdalena

- Valley Basin in Colombia. *Energy & Fuels*, 31(11), 11698-11709. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01849>
- [35] Sánchez, N., Juliao, T. M., Guzmán, M., Quintero, O. L., de la Parra, F., Gómez, J. J., & Carreño, A. M. (2021). Compositional, geochemical and petrophysical shale play characterization of the Upper Cretaceous in southern Middle Magdalena Valley (MMV) basin, Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 109, 103276. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2021.103276>
- [36] Echavez, R. A., Guerrero, J. L., Barba Lobo, A., Mosqueda, F., Cardenas, J. C., Ortiz, O. P., & Bolivar, J. P. (2022). Radioactive Characterization of Unconventional Oilfield Rocks from the Middle Magdalena Valley Basin (Colombia). Available at SSRN 4255078. DOI: <https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4255078>
- [37] Chan, P., Etherington, J. R., & Aguilera, R. (2012). Using the SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG PRMS To Evaluate Unconventional Resources. *SPE Economics & Management*, 4(02), 119-127.
- [38] Vega, R., Leyva, I., Rojas, L. F., De Fex, A., Navarro, C., & Sinza, K. (2012). First Successful Fracturing Application in Unconventional Gas Reservoir in Colombia: Field Case. In 11th Simposio Bolivariano-Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas (pp. cp-330). European Association of Geoscientists & Engineers
- [39] Cantisano, M. T., Restrepo, D. P., Cespedes, S., Toelke, J., Grader, A., Suhrer, M., & Walls, J. (2013). Relative permeability in a shale formation in Colombia using digital rock physics. In SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. OnePetro.
- [40] Cerón, M. R., Walls, J., & Diaz, E. (2013). Comparison of Reservoir Quality from La Luna, Gacheta and Eagle Ford Shale Formations Using Digital Rock Physics. *Search and Discovery*, 50875.
- [41] Diaz, E., Walls, J., Marfisi, N., Galvis, H., Cantisano, M., & Restrepo, D. (2013). Effective multi-scale rock characterization using digital rock physics applied to La Luna Formation, Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. In 2013 SEG Annual Meeting. OnePetro.
- [42] Walls, J. D., Cerón, M. R., & Anderson, J. (2014). Characterizing unconventional resource potential in Colombia; a digital rock physics project. In SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. OnePetro. DOI: <https://doi.org/10.15530/URTEC-2014-1913256>
- [43] Martínez-Sánchez, D. A., & Jiménez, G. (2019). Hydraulic fracturing considerations: Insights from analogue models, and its viability in Colombia. *Earth Sciences Research Journal*, 23(1), 5-15. DOI: <https://doi.org/10.15446/esrj.v23n1.69760>
- [44] Medina, L. A., & Tutuncu, A. N. (2019). 3D Geomechanical Modeling for Field Development of a Colombian Shale Play. In SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. OnePetro. DOI: <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-467>
- [45] Medina, L. A., Tutuncu, A. N., Miskimins, J. L., & Eustes, A. W. (2020). Discrete Fracture Network (DFN) and Hydraulic Fracturing Analysis Based on a 3D Geomechanical Model for Prospective Shale Plays in Colombia. In 54th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. OnePetro.
- [46] Moreno-Enriquez, A., Vargas-Silva, D., Gambús-Ordaz, M., Calderón-Carrillo, Z., & Robles-Albarracín, E. (2022). Assessment of the original gas volume in situ in unconventional gas-shale reservoirs through multiple models worldwide and its analogy to a Colombian formation. *Boletín de Geología*, 44(2), 109-123. DOI: <https://doi.org/10.18273/revbol.v44n2-2022005>
- [47] Segovia, M. F., Pérez, E. R., Dávalos, G., Santamaría, J. C., Carpio, G., Obando, A., & Robayo, M. J. (2022). Results of the analysis applying laboratory magnetic resonance and digital rock physics in unconventional deposits of the Middle Magdalena Valley, Colombia. In Unconventional Resources Technology Conference, 20-22 June 2022 (pp. 219-229). Unconventional Resources Technology Conference (URTEC).
- [48] Bellorin Nuñez, C. (2012). Colombia's regulatory and fiscal hydrocarbons regime: explaining Colombia's success and the challenges ahead, *The Journal of World Energy Law & Business*, Volume 5, Issue 3, September 2012, Pages 248-260. DOI: <https://doi.org/10.1093/jwelb/jws018>
- [49] Rodríguez Sanchez, J. C. (2013). Challenges and opportunities for the development of shale resources in Colombia. Master Thesis, University of Texas at Austin. 94p.
- [50] Beltrán Rivas, J. D., & Vargas Jiménez, C. A. (2014). Hydrocarbon production scenarios in Colombia. Review of field sizes, hydrocarbon reserves and expectations of conventional and unconventional resources. *Earth Sciences Research Journal*, 18(1), 77-83. DOI: [10.15446/esrj.v18n1.47433](https://doi.org/10.15446/esrj.v18n1.47433)
- [51] Saavedra-Trujillo, N. F., Kafarov, V., & Jimenez, F. (2014). Colombian energy outlook based on unconventional oil and gas reserves with projection to 2030. In 21st World petroleum congress. OnePetro.
- [52] Zborowski, M. (2019). Colombia's New Ambitions Include Caribbean and Shale Development, But Are They Achievable?. *Journal of Petroleum Technology*, 71(09), 48-53. DOI: <https://doi.org/10.2118/0919-0048-JPT>
- [53] Hunter, T. S., & Anchustegui, I. H. (2020). Shale gas regulation in Mexico and Colombia: an uncertain future. In *Routledge Handbook of Energy Law* (pp. 291-309). Routledge. DOI: <https://doi.org/10.4324/9780429450891-23>
- [54] Bravo, O., & Hernández, D. (2021). Critical factors for unconventional hydrocarbon resources development. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 11(1), 97-108. DOI: <https://doi.org/10.29047/01225383.253>
- [55] Forero, C. A., Forero, E. J., Guerrero-Martin, L., Szklo, A., Rochedo, P. R., & Guerrero-Martin, C. (2021). Technical and economic assessment of the development of a Colombian Tight Oil reservoir: a simulation case study of Valle Medio del Magdalena basin. *Dyna*, 88(219), 35-43. DOI: <https://doi.org/10.15446/dyna.v88n219.94937>
- [56] Galvis-Portilla, H. A., Higuera-Díaz, I., Cespedes, S., Ballesteros, C., Forero, S., Marfisi, N., ... & Torres, A. (2014). Regional Sequence Stratigraphy of the Upper Cretaceous La Luna Formation in the Magdalena Valley Basin, Colombia. In Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, 25-27 August 2014 (pp. 2721-2730). Society of Exploration Geophysicists, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Engineers.
- [57] Veiga, R., & Dzelalija, F. (2014). A Regional Overview of the La Luna Formation and the Villeta Group as Shale Gas/Shale Oil in the Catatumbo, Magdalena Valley and Eastern Cordillera Regions, Colombia. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. DOI: [10.13140/RG.2.2.18094.97602](https://doi.org/10.13140/RG.2.2.18094.97602)
- [58] Patarroyo-Camargo, G. D., Alarcón-Gómez, C. M., Torres-Parada, J. M., Diaz-Villamizar, J. S., Gómez-Coronado, J. S., Márquez-Prada, J. J., ... & Barragán-Martínez, D. M. (2021). Reconocimiento geológico de la Formación La Luna en el sector de Matanza (Oeste del Macizo de Santander, Colombia). *Boletín de Geología*, 43(1), 35-51. DOI: <https://doi.org/10.18273/revbol.v43n1-2021002>
- [59] Guerra, A. Z., Barros, M. R., Cepeda, A. J., & López, L. Q. (2021). Fracturamiento Natural de la Formación La Luna en la Cuenca Cesar-Ranchería, Sección Becerril, Colombia. *Revista de la Sociedad Geológica de España*, 34, 1. ISSN: 0214-270
- [60] Leal, J. A., Ochoa, L. H., & Sarmiento, G. A. (2022). Content of Total Organic Carbon Using Random Forest, Borehole Imaging, and Fractal Analysis: A Methodology Applied in the Cretaceous La Luna Formation, South America. *Geofísica Internacional*, 61(4), 301-323. DOI: <https://doi.org/10.22201/igeof.00167169p.2022.61.4.2113>
- [61] Navarrete-Parra, R. E., Parra, F. J., Pérez Panera, J. P., Daza, D., Sánchez, C., Prince, M., & Rodríguez, M. (2019). Turonian-Campanian Foraminifera Zonation for the La Luna and Lower Umir Formations, Middle Magdalena Valley Basin, Northern Colombia. In *Advances in South American Micropaleontology* (pp. 67-114). Springer, Cham. DOI: [10.1007/978-3-030-02119-1_4](https://doi.org/10.1007/978-3-030-02119-1_4)
- [62] Córdoba, G. T., Rincón, D. A., Cárdenas, C. P., & Márquez, R. E. (2017). Bioestratigrafía e inferencias paleoambientales de las asociaciones de foraminíferos en las formaciones cretácicas La Luna-Colón (Cuenca del Catatumbo, Colombia). *Boletín de Geología*, 39(3), 25-40. DOI: [10.18273/revbol.v39n3-2017002](https://doi.org/10.18273/revbol.v39n3-2017002)
- [63] Cuervo, R., Pérez, C., & Díaz, C. (2014). Levantamiento estratigráfico detallado para el miembro Shale de Bambucá en dos secciones de la subcuenca de Neiva. *Revista Ingeniería y Región*. Pg: 59-67. DOI: <https://doi.org/10.25054/22161325.731>

- [64] Muñoz, A., Quintero, N. & Perdomo, A. (2020). "Levantamiento Estratigráfico Detallado Para el Miembro Shale de Bambucá en el Sector de Palermo Vereda Las Brisas". Universidad Surcolombiana.
- [65] Sarmiento, L. F., & Rangel, A. (2004). Petroleum systems of the upper Magdalena Valley, Colombia. *Marine and Petroleum Geology*, 21(3), 373-391.
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.11.019>
- [66] Campiño, L., Parra Mantilla, P., & Mora, C. (2007). Palinofacies y Geoquímica Orgánica en las Rocas del Aptiano-Coniaciano (Valle Superior del Magdalena). *Boletín De Geología*, 29(2). Recuperado a partir de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/455>. e-ISSN: 2145-8553
- [67] Mora, A., Mantilla, M., & De Freitas, M. (2010). Cretaceous paleogeography and sedimentation in the Upper Magdalena and Putumayo Basins, southwestern Colombia. *Search and Discovery Article*, 50246, 15-18.
- [68] Mejía, A. E., Flores, J. A., Torres, V. (2007). Nanofósiles Calcáreos de la Sección Arroyo Alférez (Carmen de Bolívar): una biozonificación preliminar para el Oligoceno – Mioceno medio del Norte de Colombia. *Boletín de Geología* 29, 21-28.
- [69] Mejía-Molina, A., Flores, J.A., Torres Torres, V., Sierro, F.J. (2008). Análisis bioestratigráfico mediante Nanofósiles Calcáreos para el Oligoceno–Mioceno medio del norte de Colombia. Sección de superficie del Arroyo Alférez, Colombia. *Revista Española de Micropaleontología* 40, 135-149.
- [70] Mejía-Molina, A., Flores, J. A., Torres Torres, V., & Javier Sierro, F. (2010). Distribution of calcareous nannofossils in Upper Eocene-Upper Miocene deposits from Northern Colombia and the Caribbean sea. *Revista Española de Micropaleontología*, 42(3), 279. ISSN: 0556-655X
- [71] Pérez-Panera, J. P., Parra, F. J., Navarrete, R. E., Sánchez, C., Daza, D., Rodríguez, M., & Prince, M. (2019). Turonian–Santonian Calcareous Nannofossil Biozonation for La Luna Formation, Middle Magdalena Valley Basin, Northern Colombia. In *Advances in South American Micropaleontology* (pp. 46-66). Springer, Cham. DOI: [10.1007/978-3-030-02119-1_3](https://doi.org/10.1007/978-3-030-02119-1_3)
- [72] Mejía-Molina, A., Flores, J.A., Guerrero, J. (2023). Latest Oligocene to middle Miocene low-latitude calcareous nannofossil biostratigraphy and paleoenvironmental interpretations of stratigraphic well 4, Sinú-San Jacinto onshore basin, northwest Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 126, 2023, 104333, ISSN 0895-9811. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2023.104333>
- [73] Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2007). *Colombian Sedimentary Basins*. ANH.
- [74] Ferreira, P., Núñez, A. & Rodríguez, M. (1998). Geología de la plancha 323 Neiva. Instituto Colombiano de Geología y Minería INGEOMINAS.
- [75] Van Houten, F. & Travis, E. (1968). Cenozoic Deposits, Upper Magdalena Valley, Colombia AAPG. *Bulletin*. Vol. N° 52, 1968. DOI: <https://doi.org/10.1306/5D25C455-16C1-11D7-8645000102C1865D>
- [76] Mojica, J., & Franco, R. (1990). Estructura y evolución tectónica del valle medio y superior del Magdalena, Colombia. *Geología Colombiana*, 17, 41-64.
DOI: [10.15446/gc](https://doi.org/10.15446/gc)
- [77] Butler, G. (1969). Modern evaporite deposition and geochemistry of coexisting brines, the sabkha, Trucial Coast, Arabian Gulf. *Journal of Sedimentary Research*, 39(1). DOI: <https://doi.org/10.1306/74D71BE5-2B21-11D7-8648000102C1865D>
- [78] Mojica, J. & Bayer, K. (1987). Características esenciales del Valle Superior del Magdalena, una cuenca petrolífera cretácica interandina de Colombia. - 3er Simposio Cretácico de América Latina, Proyecto IGCP 242, Resúmenes, 11-15. Tucumán.
- [79] Ruiz, O., Barrios, L. & Sánchez, C. (2015). "Caracterización Geológica de los Indicios Superficiales de Hidrocarburos en el Departamento del Huila" (Zona Centro – Caracterización Popayo). Universidad Surcolombiana.
- [80] Veloza, G. E., Mora A, A., De Freitas, M., & Mantilla, M. (2008). Dislocación de Facies en el Tope de la Secuencia Cretácica de la Subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena y sus Implicaciones en el Modelo Estratigráfico Secuencial Colombiano. *Boletín De Geología*, 30(1). Recuperado a partir de: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/301> e-ISSN: 2145-8553
- [81] Senemari, S., Mejía-Molina, A. (2021). Nannoplankton and ^{13}C and ^{13}O stable isotope stratigraphy record of the mid Cretaceous sequences, Zagros Basin (western Iran). *Marine and Petroleum Geology*, 128, 105055, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105055>
- [82] Senemari, S., Mejía-Molina, A. (2022). Calcareous nannofossil biostratigraphy and paleoenvironment of the Eocene-Oligocene interval in the Pabdeh Formation in southwestern Iran. *International Journal of Earth Sciences* 111, 1289–1305. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00531-022-02180-7>
- [83] Bolli, H., Saunders, J. & Perch-Nielsen, K. (1989). *Plankton Stratigraphy*, Vol. 1.
- [84] Young, J. & Bown, P. (1999). *Calcareous Nannofossil Biostratigraphy*. British Micropalaeontological Society Publication Series. Pg: 43, 90-97, 100-110, 124, 138-139, 146, 151-156, 170, 186.
- [85] Quirós, A. (2020). Glauconita, un indicador paleoambiental. *Revista Investigación y Ciencia*. Pg: 44-45. Barcelona.
- [86] Pérez Panera, J. & Angelozzi, G. (2006). Nanofósiles calcáreos del Cretácico tardío – Terciario, del Pozo BB III A x-1 (Bahía Blanca), cuenca del Colorado, Argentina. *AMEGHINIANA*. 43. 557-565.
- [87] Svábencická, L., Li, X., Jansa, L. & Wei, Y. (2010). Nannofossil biostratigraphy of the Lower Cretaceous Shadui Formation (Northern Tethyan Himalayas, Southern Tibet). *Geologica Carpathica*. 61. DOI: [10.2478/v10096-010-0023-2](https://doi.org/10.2478/v10096-010-0023-2)
- [88] Ballent, S., Concheyro, A., Nández, C., Pujana, I., Lescano, M., Carignano, A., Caramés, A., Angelozzi, G. & Ronchi, D. (2011). Microfósiles mesozoicos y cenozoicos. *Relatorio XVIII Congreso Geológico Argentino*.
- [89] Foroughi, F., Gardin, S. & Kani, A. (2016). Campanian calcareous Nannofossil Biostratigraphy of Eastern Koppah-Dagh Basin (North East of Iran), Tethyan realm. 122. DOI: [10.13130/2039-4942/7739](https://doi.org/10.13130/2039-4942/7739)
- [90] Santamaría, D., Amezcua, M. & Carrillo, T. (2009). Generación de petróleo mediante experimentos de pirólisis: revisión sobre el conocimiento actual. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*. DOI: <http://dx.doi.org/10.18268/BSGM2009v61n3a5>
- [91] Bastidas, R. & Bernal, P. (2020). Bioestratigrafía y Condiciones Paleocológicas del Grupo Villeta en la Vía San Francisco – Mocoa (Putumayo), por Medio de Microfósiles Calcáreos (Foraminíferos, Nanofósiles Calcáreos y Ostrácodos). Universidad de Caldas.