

Microthermometry of carbonate rocks of the Loma Gorda formation, Las Brisas sector, Huila, Colombia

María Camila Quevedo-Villamil ^a, Ingrid Natalia Muñoz-Quijano ^a & Diego Germán Loaiza-García ^b

^a Facultad de Ingeniería, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. maria.quevedo@usco.edu.co, ingrid.munoz@usco.edu.co

^b Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Caldas, Manizales, Colombia. diego.loaiza@ucaldas.edu.co

Received: January 11th, 2023. Received in revised form: May 24th, 2023. Accepted: June 2nd, 2023.

Abstract

For the oil industry, it is important to understand the origin, migration, accumulation, and alteration of the hydrocarbons present in the Upper Magdalena Valley Basin (VSM) and potentiate existing reserves and strengthen exploration projects. The physicochemical variables of the analyzed fluid inclusions were identified, determining the homogenization temperature, melting temperature and salinity of the fluid at the time of its entrapment, which provide evolutionary evidence of the sedimentary basin. According to the results obtained, salinities between 22.74% to 25.51% eq. wt NaCl, calculated thanks to the melting temperatures that fluctuate between -24.5°C and -20.3°C and the homogenization temperatures between 130.2°C - 150°C, which indicate that, at the moment of entrapment, the rocks were in the window for the generation of wet gases and medium-light hydrocarbons of great importance for the country's energy transition.

Keywords: salinity; Upper Magdalena Valley; microthermometry; hydrocarbons; fluid inclusions.

Microtermometría de rocas carbonatadas de la formación Loma gorda, sector las Brisas, Huila, Colombia

Resumen

Para la industria petrolera es importante entender el origen, migración, acumulación y alteración de los hidrocarburos presentes en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) y potencializar las reservas existentes y el fortalecimiento de los proyectos de exploración. Se identificaron las variables fisicoquímicas de las inclusiones fluidas analizadas, determinando la temperatura de homogenización, temperatura melting y salinidad del fluido en el momento de su entrapamiento, las cuales aportan evidencias evolutivas de la cuenca sedimentaria. De acuerdo con los resultados obtenidos se determinaron salinidades entre 22.74% a 25.51% eq. wt NaCl, calculadas gracias a las temperaturas melting que fluctúan entre -24.5°C y -20.3°C y las temperaturas de homogenización entre 130.2°C - 150°C, las cuales indican que, en el momento de entrapamiento, las rocas se encontraban en la ventana de generación de gases húmedos e hidrocarburos medianos - livianos de gran importancia para la transición energética del país.

Palabras clave: salinidad; Valle Superior del Magdalena; microtermometría; hidrocarburos; inclusiones fluidas.

1 Introducción

La cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) es una de las cuencas sedimentarias más importantes de Colombia, esta cuenta con una extensión de cocina de aproximadamente 3192 km² con un gran contenido de yacimientos carbonatados de origen marino presentes en la formación Loma Gorda las cual es una de las principales rocas generadoras en el sistema petrolífero de la cuenca [1].

Gracias al aumento en la exploración de hidrocarburos en Colombia, las reservas actuales de crudo alcanzan los 2039 millones de barriles lo que se traduce en 7.6 años de explotación de petróleo y 3.164 gigapies cúbicos de reservas de gas comercial que corresponde a 8 años de producción [2], por lo cual es de vital importancia continuar con la exploración convencional y no convencional en las cuencas colombianas ya que las reservas de crudo y gas siguen siendo limitadas lo que pone en riesgo la autosuficiencia energética

How to cite: Quevedo-Villamil, M.C., Muñoz-Quijano, I.N. and Loaiza-García, D.G., Microtermometría de rocas carbonatadas de la formación Loma gorda, sector las Brisas, Huila, Colombia. DYNA, 90(226), pp. 163-169, April - June, 2023.

y la generación de ingresos para el país. Además de potencializar la transición energética a partir de los yacimientos de gas.

Estos estudios son de gran importancia con el fin de conocer y explorar nuevos prospectos de yacimientos carbonatados, ya que los yacimientos convencionales de tipo detrítico son los más desarrollados en Colombia, y avanzar en la exploración de estos a través de estudios geológicos pertinentes que fortalecen el conocimiento de las cuencas petrolíferas del país.

Las formaciones carbonatadas con potencial de yacimiento están concentradas en el cretácico en denominado grupo Villeta [1] denominado también Hondita y Loma Gorda [3] en dichas formaciones se han avanzado en estudios de tipo geoquímicos, paleontológicos, geofísicos y geología pura [4-7] sin embargo, en el campo diagenético las investigaciones han sido mínimas en los campos de la catodoluminiscencia y microtermometría.

Dentro de los estudios diagenéticos para caracterizar rocas carbonatadas se encuentra los análisis de inclusiones fluidas (IF) que ayudan a determinar desde temperaturas de formación hasta salinidades [8], la cual es muy importante para identificar la historia térmica de las formaciones y

determinar la ventana de generación de hidrocarburos.

Siendo la microtermometría la técnica con la que se toman las mediciones, en yacimientos carbonatados se han hecho diversos estudios de este tipo [9-11].

A partir de la Microtermometría, es posible interpretar los diferentes eventos diagenéticos que ocurrieron durante la formación de los minerales, ya que con esta se caracterizan los fluidos hidrotermales de formación que se encuentran dentro de las inclusiones fluidas mediante los parámetros obtenidos como la temperatura y la salinidad del fluido en el momento de su entrapamiento [12]. Las temperaturas que se obtienen con esta técnica son: la temperatura de homogenización (Th) es aquella en la que dos fases distintas de una inclusión se transforman en una fase única, la temperatura de nuclearización (Tn) se evidencia cuando se congela el líquido dentro de la inclusión fluida, la temperatura eutéctica (Te) es aquella en la que se empieza a descongelar el líquido dentro de la inclusión y finalmente la temperatura de fusión final o melting (Tm) mediante las cuales se determina la composición de los fluidos atrapados y su salinidad [8,13].

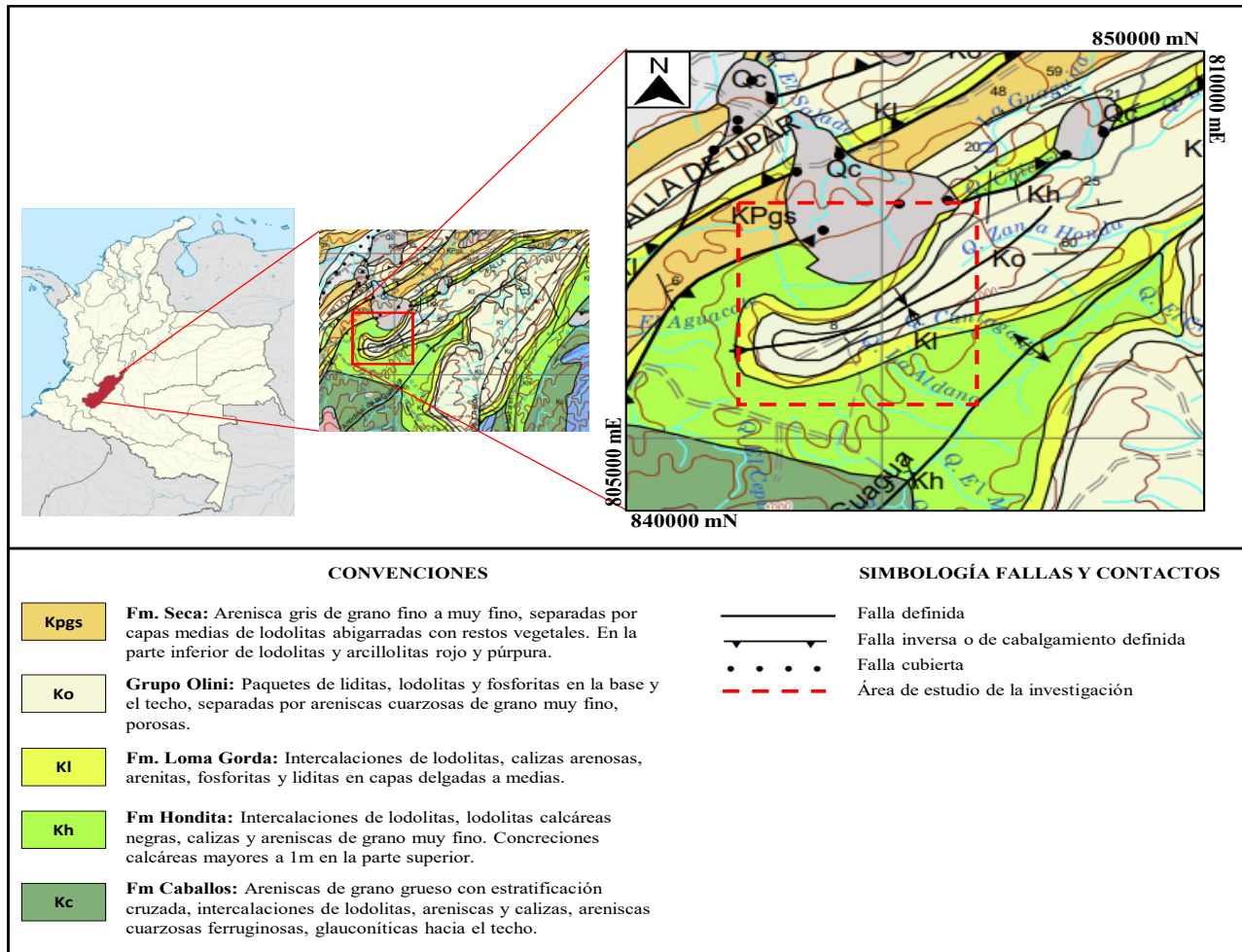


Figura 1. Localización del área de investigación (línea roja punteada). Fuente: Modificado de Ferreira, 2001.

En Colombia el estudio de inclusiones fluidas se ha utilizado generalmente para la exploración de yacimientos minerales [12,14-17] Y en el campo de los yacimientos carbonatados el análisis en la fm. Loma Gorda [18,19]

Para el área de estudio se planteó el estudio de inclusiones fluidas y análisis de microtermometría en la formación Loma Gorda en sector las Brisas, Huila Colombia.

1.1 Localización

El sector estudiado se encuentra ubicado en la subcuenca de Neiva en la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) en el sector Las Brisas (Quebrada la Guagua), en el municipio de Palermo en el departamento del Huila, correspondiente a la plancha geológica No. 323 [20] (ver Fig. 1).

1.2 Contexto geológico

La cuenca del Valle Superior del Magdalena es una depresión alargada entre las cordilleras Central y Oriental que se extiende desde Pitalito (Huila) hasta Honda (Tolima), con una extensión aproximada de 400 km y alrededor de 20.000 km² [21]. La cuenca está distribuida a lo largo de 5 departamentos: Huila, Tolima, Cundinamarca, Cauca y Putumayo (Mocoa), cuyos límites están bien definidos al norte por el Cinturón Plegado de Girardot (GFB); al noreste con el Sistema de Fallas Bituima-La Salina (B.S.F.S.), al oeste con la Cordillera Central (CC) y al sureste por el Sistema de Fallas Algeciras-Garzón (A.G.F.S.) [22].

Análisis geoquímicos realizados en el Grupo Villeta de la cuenca del VSM (formaciones Hondita y Loma Gorda), en especial la formación Tetuán y parte de la formación Bambucá, indican que el contenido de materia orgánica (TOC) varía entre el 2% y 12% de kerógeno es tipo III, los cuales son muy significativos para la generación de hidrocarburos [23].

La formación Loma Gorda objeto de estudio, se ha descrito como una secuencia del Conociano [24] en la cual se han dividido 3 segmentos de base a techo, el primero son intercalaciones de lodolitas gris a negro, limolitas silíceas (chert) de color negro, calizas micríticas y esparíticas, capas de fosforita y arenisca de grano muy fino con lentes calcáreos y algo fosfóricos. El segundo segmento está conformado por areniscas de grano fino, de color blanco, con laminación delgada no paralela. Y el segmento tres, consta de lodolitas fisiles muy alteradas. Se determinó que la formación varía de espesor entre 30 y 50 m en la región [20].

En el área de estudio se describió la formación Loma Gorda en la Quebrada la Guagua tomando muestras carbonatadas, las cuales se agruparon en los 4 niveles calcáreos reconocidos, pertenecientes a los segmentos 1 y 3 del levantamiento estratigráfico de [20] como se observa en la columna estratigráfica levantada (ver Fig 2).

2 Metodología

Para el estudio de inclusiones fluidas de la zona de investigación se realizó en primer lugar un riguroso trabajo de campo y selección de muestras de mano, las cuales se procesaron para el análisis petrográfico. Y posteriormente se prepararon secciones gruesas doblemente pulidas (100-120 μm) para el análisis de inclusiones fluidas mediante microtermometría.

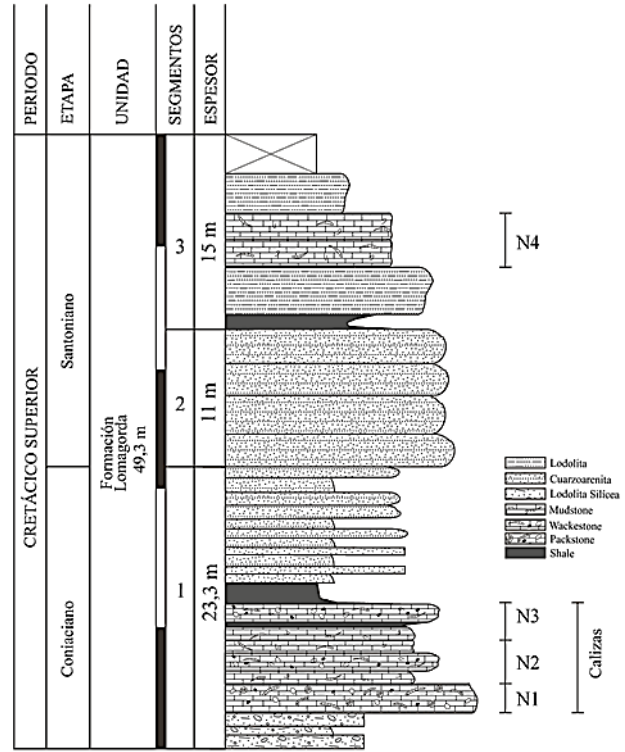


Figura 2. Sección estratigráfica de la formación Loma Gorda en la Quebrada la Guagua (zona de estudio). Fuente: Modificado de Ferreira, 2001.

Las mediciones de temperatura de homogeneización (Th) de las IF se realizaron previamente a la etapa de congelación, con el propósito de observar el movimiento de las inclusiones fluidas a causa de su tamaño reducido y su comportamiento metaestable. Posteriormente se enfriaron las IF y se midieron las temperaturas de nuclearización (Tn), eutéctica (Te) y de fusión del hielo (Tm).

Se realizaron los cálculos termodinámicos con la ayuda del programa BULK COMPOSITION, paquete de FLUIDS [25] para determinar la densidad y composición de las inclusiones fluidas. También se utilizó el programa AQSO3 para determinar la salinidad de las inclusiones donde se toma como referencia el sistema binario (NaCl + H₂O) y las ecuaciones de estado de [26].

3 Resultados

3.1 Petrografía

Se tomaron muestras de los 4 niveles calcáreos pertenecientes a la formación Loma Gorda del levantamiento estratigráfico hecho por [20] que dividía la formación Loma Gorda en 3 segmentos principales.

El nivel 1 corresponde a la base de las calizas del segmento 1, contacto con la formación Hondita, presenta muestras grisáceas de tipo Packstone según la clasificación textural de Dunham [27], se observa gran cantidad de aloquímicos, lo que indica un ambiente de arrecife. Se encontraron porosidades primarias de tipo interpartícula (ver Fig. 3).

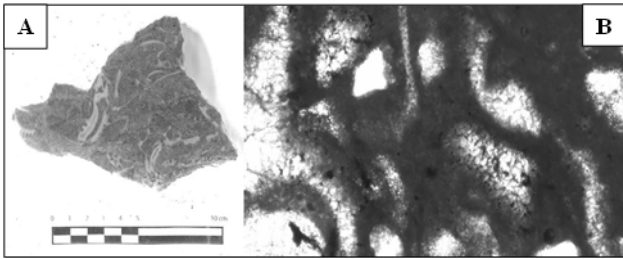


Figura 3. Muestra representativa del nivel 1 de la formación Loma Gorda (A) Muestra de mano, (B) Sección delgada.
Fuente: Autores, 2023.

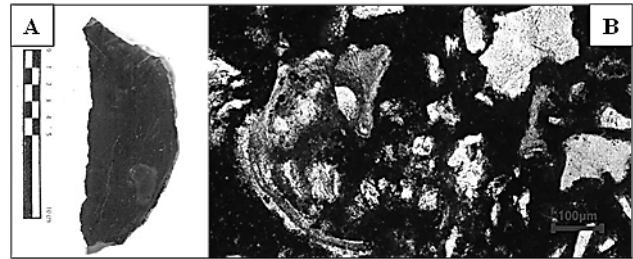


Figura 6. Muestra representativa del nivel 4 de la formación Loma Gorda (A) Muestra de mano, (B) Sección delgada.
Fuente: Autores, 2023.

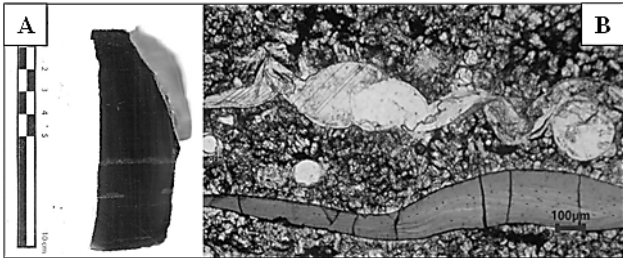


Figura 4. Muestra representativa del nivel 2 de la formación Loma Gorda (A) Muestra de mano, (B) Sección delgada.
Fuente: Autores, 2023.

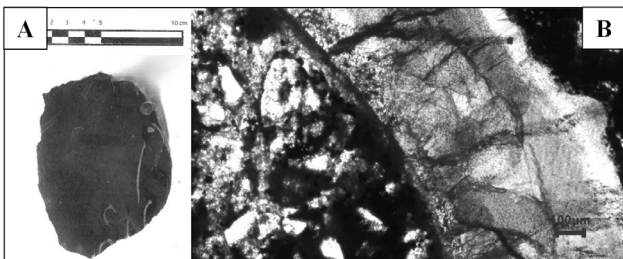


Figura 5. Muestra representativa del nivel 3 de la formación Loma Gorda (A) Muestra de mano, (B) Sección delgada.
Fuente: Autores, 2023.

El nivel 2, correspondiente a las calizas del estrato central del segmento 1, se encuentran muestras de tonalidades gris oscuro a negro de tipo Wackestone con intercalaciones de Mudstone, en las cuales se observan vetas de calcita y cuarzo, pertenecientes a un ambiente de tipo Lagoon. Se encontraron porosidades primarias de tipo interpartícula y secundarias como Estilolitos y fracturas las cuales están cubiertas por minerales de calcita y cuarzo (ver Fig. 4).

En el nivel 3, correspondiente al techo de las calizas del segmento 1 se observan rocas rojizas tipo Mudstone en la base del nivel y Wackestone en contacto con el Shale de Bambucá e intercalación con areniscas, las cuales pertenecen a una zona intermareal. Se encontraron porosidades primarias de tipo interpartícula (ver Fig. 5).

Y, por último, el nivel 4, corresponde a las calizas del segmento 3, el cual se encuentra entre un bloque cuarzoarenitas en la base y la formación Olini en el techo, presenta muestras de tipo Mudstone con intercalaciones de lodolitas silíceas de material fino y parte del estrato está cubierto. Se encontraron porosidades primarias de tipo interpartícula (ver Fig. 6).

3.2 Clasificación de las inclusiones fluidas

Las inclusiones fluidas se clasificaron de acuerdo con su morfología, composición y origen de formación. Se identificaron inclusiones fluidas de tamaño pequeño menores a 50 μm , las cuales son en su mayoría ovoides (70%) y tabulares (30%) (ver Fig. 7).

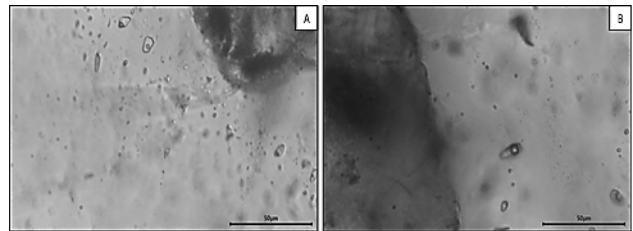


Figura 7. Morfologías de las inclusiones fluidas (A) ovoides y (B) tabulares presentes.
Fuente: Autores, 2023.

Según la composición de las inclusiones fluidas son de tipo bifásicas ricas en líquido, las cuales se consideran tipo L (ver Fig. 8) con mayor proporción de líquido de acuerdo con la clasificación de [28].

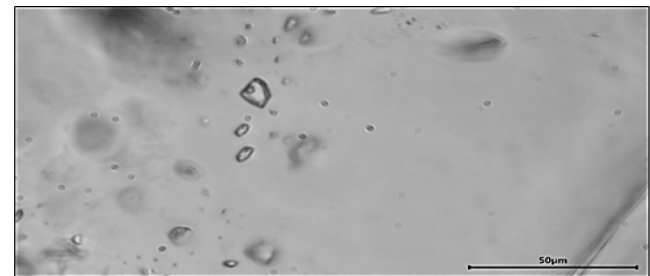


Figura 8. Inclusión fluida Tipo L (bifásica) presentes.
Fuente: Autores, 2023.

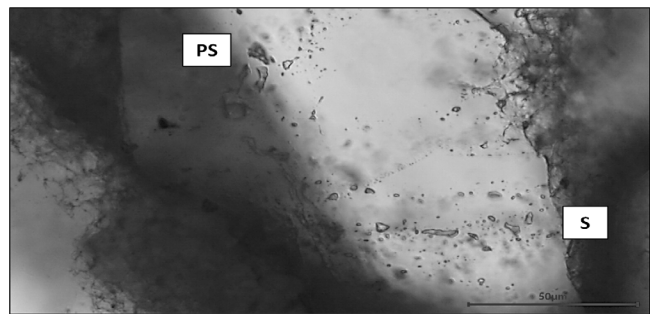


Figura 9. Inclusiones fluidas (S) secundarias y (PS) pseudosecondarias presentes en las muestras de la formación Loma Gorda del área de estudio.
Fuente: Autores, 2023.

Tabla 1.
Datos microtermométricos de las IFs de la formación Loma Gorda.

Parámetro Estadístico	Th °C	Tn °C	Te °C	Tm °C
Min	130.20	-56.30	-45.30	-24.50
Prom	141.16	-45.95	-34.40	-22.47
Max	150.00	-39.00	-27.00	-20.30
Moda	149.00	-56.00	-30.00	-21.50

Fuente: Autores, 2023.

Tabla 2.
Resultados estadísticos de la formación Loma Gorda.

Parámetro Estadístico	Salinidad NaCl Eq. Wt%	Vol Molar (cm ³ /mol)	Densidad (g/cm ³)	xH ₂ O	xNa+	xCl-
Min	22.74	19.23	1.08	0.828	0.075	0.075
Prom	24.21	19.50	1.11	0.837	0.081	0.081
Max	25.51	19.75	1.13	0.849	0.086	0.086
Moda	23.57	19.60	1.10	0.839	0.080	0.080

Fuente: Autores, 2023.

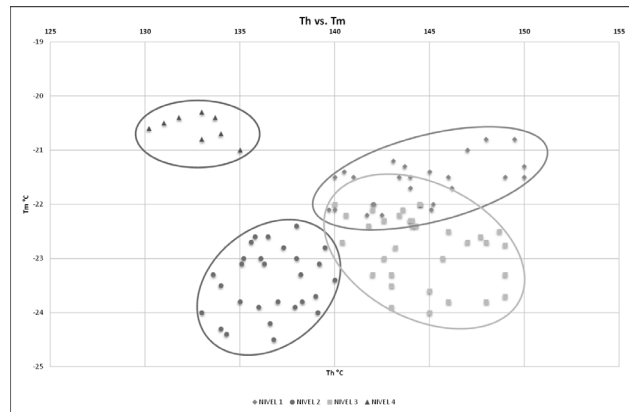


Figura 10. Gráfico de covarianza de Th vs. Tm por niveles calcáreos reconocidos.

Fuente: Autores, 2023.

De acuerdo con su origen de formación son consideradas pseudosecundarias y secundarias (Ver fig. 9) debido a que estas se ordenan oblicuas y cortan los bordes de los cristales de las rocas de estudio.

3.3 Microtermometría de inclusiones fluidas

Se realizaron las mediciones microtermométricas en las muestras del área de estudio todas pertenecientes a la formación Loma Gorda, se obtuvieron un total de 95 mediciones de las diferentes temperaturas: Temperatura de homogenización (Th), Temperatura de nuclearización (Tn), Temperatura Eutéctica (Te) y Temperatura de fusión final o melting (Tm) generadas durante la medición en los cambios de fases de las inclusiones, las cuales se resumen en la siguiente tabla (ver tabla 1).

En cuanto a la salinidad se realizaron cálculos que generaron los valores comprendidos entre 22.74 NaCl eq. Wt % y 25.51 NaCl eq. Wt % como se observa en la siguiente tabla resumen (Ver tabla 2).

4 Discusión

Al analizar los niveles calcáreos reconocidos en el área de estudio, se evidencia que la base sufrió un periodo de alta energía con alto contenido de Bioclastos en un ambiente de arrecife, tiempo después ocurre la depositación de un nivel calcáreo de tipo lagoon y posteriormente un nivel de zonas intermareales en contacto con el shale de Bambucá, seguido por un paquete de cuarzo arenitas pertenecientes a un ambiente transicional de playa y hacia el techo calizas tipo Mudstone con intercalaciones de lodolitas silíceas en contacto con la formación Olini (ver Fig. 2). Y las porosidades observadas en todos los niveles son congruentes con facies diagenéticas tardías.

Al comparar los resultados de temperatura de homogenización y temperatura melting obtenidos de los niveles calcáreos de la zona de estudio, se determina que los niveles 1 y 3 presentan las mayores temperaturas de homogenización, lo que indica que el fluido hidrotermal fue atrapado bajo condiciones muy similares. El nivel 4 presenta las menores Th con respecto a los otros niveles y las mayores Tm, lo que se traduce en el nivel con menor salinidad de la sección analizada (ver Fig. 10).

Se determina una salinidad promedio de 24.21 NaCl eq. wt % y se calculó la diferencia de entre la máxima y mínima salinidad, la cual fue leve de 2.77 NaCl eq. Wt %, las cuales ratifican la presencia de agua marina normal según la clasificación de [29] sin embargo, cuando se compara con las temperaturas de homogenización se encuentra que hay diferencias entre los 4 niveles calcáreos, donde se observa que el nivel 4 es el que presenta menores Th en rango entre 130°C y 135° lo que se traduce en una menor salinidad con respecto a los otros 3 niveles, evidenciando la transición de este nivel (4) al estar en contacto con la formación Olini como se observa en el gráfico Salinidad vs Th (ver Fig. 11). Mientras que los primeros 3 niveles se encuentran dentro de condiciones muy similares de salinidad y temperaturas de homogenización.

Los datos obtenidos y representados a lo largo de la columna estratigráfica muestran que el nivel calcáreo que se encuentra más cercano al techo de la formación Loma Gorda (Nivel 4), presenta una salinidad menor que los niveles

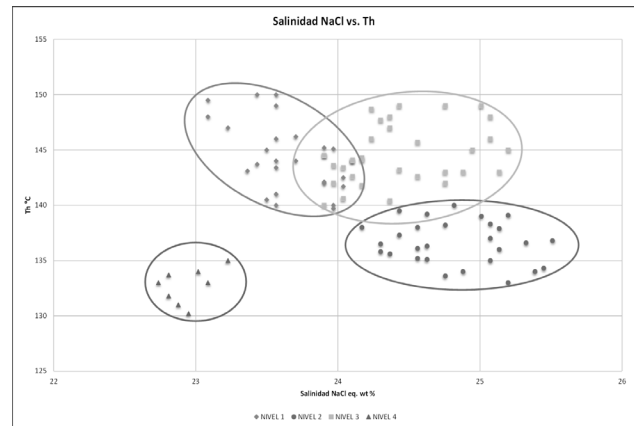


Figura 11. Gráfico de covarianza de Salinidad vs. Th por nivel calcáreo reconocidos.

Fuente: Autores, 2023.

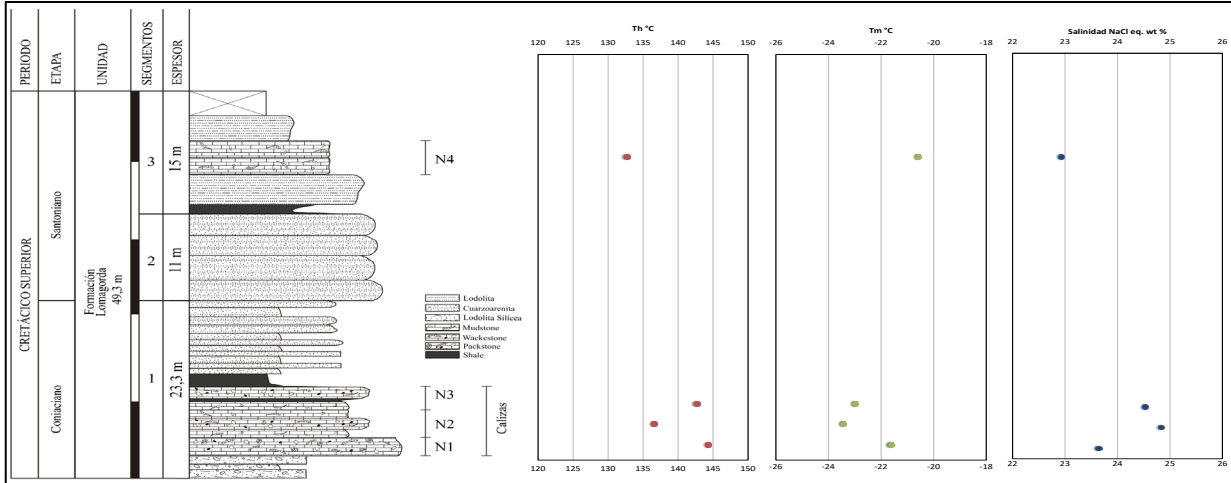


Figura 12. Relación entre las temperaturas de homogenización (Th), temperaturas de fusión final (Tm) y salinidad promedio de los niveles calcáreos reconocidos.

Fuente: Autores, 2023.

calcáreos de la base, lo cual es congruente con las variaciones en las condiciones fisicoquímicas del agua marina, evidenciando la evolución regresiva del Mar Cretácico que concuerda con los estudios realizados anteriormente en esta zona y sus alrededores (ver Fig. 12).

En cuanto a las implicaciones en la generación de hidrocarburos en las muestras analizadas y partir de las temperaturas de homogenización obtenidas de las inclusiones fluidas pseudosecundarias y secundarias analizadas y el gráfico de condiciones de generación de petróleo y gas propuesto por [30] se determina que, en el momento del entrapamiento de las rocas carbonatadas de la formación Loma Gorda estas se encontraban en la ventana de generación de hidrocarburos Medianos – Livianos y gran potencial para Gases húmedos (ver Fig. 13), esto afirmado gracias a los resultados obtenidos donde las temperaturas de homogenización se encontraban entre el rango de 130.2°C - 150°C por lo que se concluye que las muestras obtuvieron las características actuales de los hidrocarburos y gases de la cuenca debido a los procesos diagenéticos sufridos.

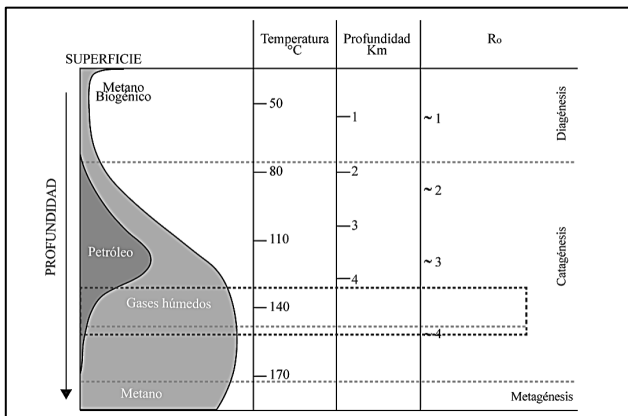


Figura 13. Condiciones de generación de petróleo y gas, la línea punteada corresponde a la Formación Loma Gorda de la zona de estudio. Fuente: Modificado de Tissot, 1974.

5 Conclusiones

Se reconocieron 4 niveles calcáreos pertenecientes a la formación Loma Gorda del levantamiento estratigráfico hecho en la Quebrada la Guagua en el municipio de Palermo, Huila, en los cuales se identificaron muestras de tipo Mudstone, Wackestone y Packstone según la clasificación de Dunham pertenecientes a ambientes de tipo arrecifal, lagoon y transición intermareal.

Se identificaron inclusiones fluidas de tamaño pequeño menores a 50 μm , las cuales fueron en su mayoría ovoides (70%) y tabulares (30%), de tipo bifásicas ricas en líquido (tipo L) y de acuerdo con su origen de formación de tipo pseudosecundarias y secundarias.

A partir de la temperatura de homogenización se establece la temperatura a la que ocurrió el atrapamiento del fluido hidrotermal dentro de las rocas carbonatadas para la formación Loma Gorda valores desde 130.2°C a 150°C y por medio de estas se logró determinar la ventana de generación de hidrocarburos con mayor potencial generador gases húmedos y crudo de tipo mediano-liviano.

Mediante las temperaturas de fusión final (Tm) de las inclusiones fluidas se logró establecer la salinidad del agua de formación presente en las rocas carbonatadas estudiadas, en donde se determinó que la formación Loma Gorda con Tm promedio de -22.47°C (24.21% eq. Wt. NaCl promedio), lo cual es indicativo de variaciones en las condiciones fisicoquímicas del agua marina, evidenciando la evolución regresiva del Mar Cretácico que concuerda con los estudios realizados anteriormente en esta zona y sus alrededores.

Agradecimientos

Para la realización de este trabajo de investigación se contó con la financiación de la convocatoria para jóvenes investigadores 2022 de la Universidad Surcolombiana. Y el apoyo constante del semillero de investigación GEODA, perteneciente al grupo de investigación GIPE y de la Universidad de Caldas.

Referencias

- [1] García, M., Mier, R., Cruz, L., y Vásquez, M., Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones, Universidad Industrial de Santander-Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2009.
- [2] Forbes. Colombia tiene más petróleo: reservas se elevan a 7,6 años. Forbes Colombia. 2022.
- [3] Vargas, R., Badillo, C.A.P., y Quimbaya, C.I.D., Levantamiento estratigráfico detallado para el miembro Shale de Bambucá en dos secciones de la subcuena de Neiva. Ingeniería y Región, 12, pp. 59-67, 2014. DOI: <https://doi.org/10.25054/22161325.731>
- [4] Niño-García, A., Parra-Mosquera, J.D., and Macías-Villarraga, P.A., Upper Cretaceous chondrichthyes teeth record in phosphorites of the Loma Gorda formation. Boletín de Ciencias de la Tierra, (46), pp. 27-32, 2019.
- [5] Gaona, J. y Sánchez, I., Caracterización diagenética y petrofísica de las rocas carbonatadas fins. Hondita Loma Gorda, sector Cueva del Tigre, municipio de Yaguará – Huila, con potencial para yacimientos de hidrocarburos. Tesis de Grado, Universidad Surcolombiana, Neiva, Huila, Colombia, 2018
- [6] Patarroyo, P., Sucesión de amonitas del Cretácico Superior (Cenomaniano-Coniaciano) de la parte más alta de la Formación Hondita y de la Formación Loma Gorda en la quebrada Bambucá, Aipe-Huila (Colombia, SA). Boletín de Geología, 33(1), pp. 69-92. 2011.
- [7] Rodríguez, G. y Iregui, H.G., Características geoquímicas y marco tectónico de los basaltos alcalinos del sur de Colombia. Boletín de Ciencias de la Tierra, (16), pp. 9-22, 2004.
- [8] Sierra, J. y Mangas, J., Las inclusiones fluidas: método de análisis e interpretación. 1991
- [9] Kolchugin, A.N., Immenhauser, A., Walter, B.F., and Morozov, V.P., Diagenesis of the palaeo-oil-water transition zone in a Lower Pennsylvanian carbonate reservoir: Constraints from cathodoluminescence microscopy, microthermometry, and isotope geochemistry. Marine and Petroleum Geology, 72, pp. 45-61, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.01.014>.
- [10] Gasparini, M., Bakker, R.J. y Bechstädt, T., Caracterización de fluidos dolomitizantes en el Carbonífero de la Zona Cantábrica (NO de España): un estudio de inclusión de fluidos con espectroscopia crioraman. Revista de Investigación Sedimentaria, 76(12), pp. 1304-1322, 2006.
- [11] Groff, J.A., Campbell, A.R., y Norman, D.I., An evaluation of fluid inclusion microthermometric data for orpiment-realgar-calcite-barite-gold mineralization at the Betze and Carlin mines, Nevada. Economic Geology, 97(6), pp. 1341-1346, 2002. DOI: <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.97.6.1341>
- [12] Castaño-Dávila, D.L., Hernández-González, J.S., Molano-Mendoza, J.C. y Rodríguez-Vargas, A.I., Mineralogía y microtermometría de inclusiones fluidas de la veta con mineralización Au-Ag de la mina La Aurora en la parte norte del Distrito Minero Zaragoza-Segovia-Remedios (DMZSR), Colombia. Boletín de Geología, 41(3), pp. 107-125, 2019. DOI: <https://doi.org/10.18273/revbol.v41n3-2019005>.
- [13] Velasco, F., Introducción al estudio de las inclusiones fluidas. XXIII Curso Latinoamericano de Metalogénia, Mendoza, Argentina, 2004.
- [14] Barbosa, S.R., Molano, J.C. y Cramer, T., Petrografía, microtermometría e isotopía de las vetas auríferas de Vetás, Santander (Colombia)/Petrography, microthermometry, and isotopy of the gold veins from Vetás, Santander (Colombia). Earth Sciences Research Journal, 24(1), pp. 5-18, 2020. DOI: <https://doi.org/10.15446/esrj.v24n1.63443>
- [15] Carmona, O., Análisis paragenético y microtermométrico de las mineralizaciones auro-argentíferas del distrito minero Segovia-Remedios (DMSR): implicaciones para la fuente y naturaleza de los fluidos mineralizantes. Boletín de Ciencias de la Tierra, (32), pp. 47-59, 2012.
- [16] Silva-Arias, A., Mantilla-Figueroa, L.C. y Terraza.Melo, R. (). Clasificación química y geotermometría de las clorititas de las formaciones cretácicas santa rosa y lutitas de macanal, cinturón esmeraldífero oriental, cordillera oriental, Colombia. Boletín de Geología, 32(2), pp. 45-54, 2010.
- [17] Ramírez, C.G. y Portilla, E.U., Caracterización geológica y mineralógica del yacimiento La Tosca (Vetas, Santander, Colombia): implicaciones para el procesamiento mineral de las menas auroargentíferas. Boletín de Geología, 28(2), pp. 63-76, 2006.
- [18] Ramírez, J.M.G., Quijano, I.N.M. y García, D.G.L., (). Microtermometría de rocas carbonatadas de las formaciones Hondita-Loma Gorda, sector vereda Bomboná, municipio de Palermo–Huila, Colombia. Ingeniería y Región, 27, pp. 24-34, 2022. DOI: <https://doi.org/10.25054/22161325.3515>
- [19] Montaña, Q., Caracterización y análisis de la formación Loma Gorda, aplicado a la evaluación del potencial como yacimiento no convencional de hidrocarburos, Huila, Valle Superior del Magdalena. Trabajo de Grado, Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Geociencias, Sede Bogotá, 2015, 20 P.
- [20] Ferreira, P., Núñez, A. y Rodríguez, M.A., Memoria explicativa levantamiento geológico de la Plancha 323 Neiva. Ingeominas. Bogotá, Colombia, 2001.
- [21] Mojica, J. y Franco, R., Estructura y evolución tectónica del valle medio y superior del Magdalena, Colombia. Geología Colombiana, 17, pp. 41-64, 1990.
- [22] Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., and Martínez, J., Colombian Sedimentary Basins. Editorial Agencia Nacional de Hidrocarburos. Bogotá, Colombia, 2007.
- [23] Montes, L., Organic Geochemistry Atlas of Colombia, By: ANH, Universidad Nacional de Colombia, RA Geología E.U. and GEMS Ltda., Earth Sciences Research Journal, Edición especial, 13, pp. 1-134, 2009.
- [24] Vergara, H., Informe de la inspección realizada al área afectada por deslizamientos y avalanchas de escombros de las quebradas La Viciosa y Emaya, departamento del Huila. Ingeominas, Informe Interno, Ibagué, 1994, 4 P.
- [25] Bakker, R.J., Package FLUIDS 1. Computer programs for analysis of fluid inclusion data and for modelling bulk fluid properties. Chemical Geology, 194(1-3), pp. 3-23, 2003. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(02\)00268-1](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(02)00268-1)
- [26] Bodnar, R.J., Revised equation and table for determining the freezing point depression of H₂O-NaCl solutions. Geochimica et Cosmochimica Acta, 57(3), pp. 683-684, 1993. DOI: [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(93\)90378-A](https://doi.org/10.1016/0016-7037(93)90378-A)
- [27] Dunham, R.J., Classification of carbonate rocks according to depositional textures. Mem. Am. Assoc. Pet. Geol., 1, pp. 108-121, 1962.
- [28] Flügel, E., Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application. Springer Science & Business Media, 2013.
- [29] Nash, J.T., and Theodore, T.G., Ore fluids in the porphyry copper deposit at Copper Canyon, Nevada. Economic Geology, 66(3), pp. 385-399, 1971.
- [30] Tissot, B., Durand, B., Espitalie, J., and Combaz, A., Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. Aapg Bulletin, 58(3), pp. 499-506, 1974.

M.C. Quevedo-Villamil, es Ing. de Petróleos de la Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila. Miembro del grupo de investigación en Geología e Ingeniería del Petróleo “Geosciences, Infrastructure, Productivity & Environment” (GIPE) de la facultad de Ingeniería de la Universidad Suroclombiana.
ORCID: 0000-0001-8959-3874

I.N. Muñoz-Quijano, es docente de cátedra, Geóloga, PhD. Ciencias de la Tierra de la Universidad Heidelberg, Baden-Wuttemberg, Alemania. Miembro del grupo de Investigación en Geología e Ingeniería del Petróleo “Geosciences, Infrastructure, Productivity & Environment” (GIPE) de la facultad de Ingeniería de la Universidad Suroclombiana.
ORCID: 0000-0002-3518-0182

D.G. Loaiza-García, es docente de cátedra, Geólogo y Msc. en Ciencias de la tierra de la Universidad de Caldas, Colombia. Facultad de ciencias exactas y naturales de la Universidad de Caldas.
ORCID: 0000-0002-8430-3222