

Artículo de investigación

Microtermometría de rocas carbonatadas de las Formaciones Hondita-Loma Gorda, sector vereda Bomboná, municipio de Palermo – Huila, Colombia.

Carbonate rocks microthermometry of the Hondita-Loma Gorda Formations, Bomboná area, Palermo town - Huila, Colombia.

Juan Manuel Gómez Ramírez

<https://orcid.org/0000-0001-9322-3382>

Universidad Surcolombiana, Neiva-Colombia

E-mail: u20171156791@usco.edu.co

Ingrid Natalia Muñoz Quijano

<https://orcid.org/0000-0002-3518-0182>

Universidad Surcolombiana, Neiva-Colombia

E-mail ingrid.munoz@usco.edu.co:

Diego Germán Loaiza García

<https://orcid.org/0000-0002-8430-3222>

Universidad de Caldas, Manizales-Colombia

E-mail: Diego.loaiza@ucaldas.edu.co

Fecha de recepción: 6 de abril del 2022
Fecha de aprobación: 30 de junio de 2022
DOI: 10.25054/22161325.3515

Resumen

Las propiedades geoquímicas de las rocas en la industria del petróleo son utilizadas para poder conocer el origen, la migración, acumulación y alteración de los hidrocarburos en la cuenca que los contiene. Son cruciales la temperatura de formación de las rocas del sistema petrolífero que pueden estar en la ventana de generación de hidrocarburos y serán evaluadas como objetivo principal de este artículo.

La presente investigación utilizó la técnica de Microtermometría de inclusiones fluidas para reconocer la temperatura de formación, homogenización, densidad, determinación de algunas variables fisicoquímicas básicas y la salinidad del fluido en el momento de su atrapamiento, aportando evidencias sobre la historia de distintos eventos en ambientes geológicos durante la evolución de la cuenca sedimentaria, donde se depositaron las Formaciones Hondita y Loma Gorda. Las Formaciones Hondita y Loma Gorda se extienden a lo largo de la cuenca del Valle Superior del Magdalena se caracterizan por tener las principales rocas productoras de hidrocarburos del sistema petrolífero.

Con los datos microtermométricos obtenidos se estimó los valores de la temperatura de homogenización y

salinidad, y se realizó histogramas de frecuencias de temperaturas de homogenización. Los gráficos de salinidad vs temperaturas de homogenización evidencian que las inclusiones fluidas halladas en las diferentes muestras analizadas poseen salinidades que varían desde 19.20% a 20.47% eq. en peso NaCl, densidades similares encontradas en los intervalos de 0.93 a 1.06 g/cc y temperaturas de homogenización entre 120.0°C y 180°C.

Las temperaturas de homogenización obtenidas indican que, en el momento de entrapamiento, la roca se encontraba en la ventana de generación de hidrocarburos medianos–livianos, que con procesos diagenéticos posteriores alcanzaron las características que presentan actualmente los hidrocarburos de las Formaciones Hondita y Loma Gorda, como se evidencia en muchos campos petrolíferos presentes en la zona del Valle Superior del Magdalena.

Palabras clave: Hidrocarburos; salinidad; Valle Superior del Magdalena; microtermometría; migración.

Abstract

Geochemical properties in the petroleum industry are used to understand the origin, migration, accumulation and alteration of hydrocarbons in the hydrocarbon-bearing basin. The formation temperature of petroleum system rocks that may be in the hydrocarbon generation window is of paramount importance, as it is the main focus of this research.

The present work used the technique of microthermometry of fluid inclusions to recognize the formation temperature, homogenization, density, determine some basic physicochemical variables and the salinity of the fluid at the time of trapping, providing evidence about the history of different events in different geological environments in the evolution of the sedimentary basin where the Hondita and Loma Gorda formations belong. The Hondita and Loma Gorda Formations extend along the Upper Magdalena Valley Basin, which have been characterized by having the main hydrocarbon producing rocks of the petroleum system.

With the data obtained from microthermometry technique, the homogenization temperature and salinity values were estimated, and histograms of homogenization temperature frequencies were made. The salinity vs. homogenization temperature graphs show that the fluid inclusions found in the different samples analyzed have salinities that vary from 19.20% a 20.47% eq. in NaCl weight, similar densities found in the 0.93 a 1.06 g/cc intervals and homogenization temperatures between 120.0°C y 180°C.

The homogenization temperatures obtained indicate that at the time of trapping, the rock was in the medium-light hydrocarbon generation window, which with subsequent diagenetic processes reached the current hydrocarbon characteristics of the Hondita and Loma Gorda formations, as evidenced in many oil fields in the Upper Magdalena Valley area.

Keywords: Hydrocarbon; salinity; Upper Magdalena Valley; Microthermometry; Migration; Reserves.

1. Introducción

Las reservas petrolíferas de Colombia aumentaron como consecuencia del incremento de la exploración y de la inversión en el sector (Ávila, 2018). Sin embargo, estas reservas siguen siendo limitadas. Para el departamento del Huila, donde se encuentra la mayor parte de la cuenca de interés, se han calculado reservas probadas al año 2020 de 44 MBbls (Zamora, *et al.*, 2021), estas reservas siguen siendo bajas, haciendo que cada día sea indispensable encontrar nuevos campos de extracción de los hidrocarburos o estrategias que potencialicen la producción de los que ya existen. Esto por lo anterior, la búsqueda de nuevos recursos, a través de los estudios geológicos pertinentes, fortalecen los proyectos de exploración con el fin de poseer un mejor conocimiento de las cuencas petrolíferas de Colombia.

Las inclusiones fluidas, son una imperfección remanente dentro de un cristal, portadora de líquidos, gases y

fundidos que, a partir de los cuales el cristal se forma, registra información de fluidos que no se degradan, no se volatilizan ni se contaminan durante o después del entrapamiento (Randive, *et al.*, 2014), Por medio de la microtermometría de estas inclusiones se pueden realizar estudios diagenéticos para documentar información que en conjunto, permite determinar ambientes de formación, origen de los fluidos, grado de maduración, procesos de formación, migración y entrapamiento (Montaño, *et al.*, 2015).

Los datos que se obtienen en la microtermometría son: La temperatura eutéctica (Te) es la temperatura mínima de estabilidad del líquido en un sistema especificado; la temperatura de melting (Tm) es la temperatura a la que se observa que un sólido se funde (o se disuelve o se disocia) completamente al calentar progresivamente una inclusión fluida; la temperatura de homogeneización (Th) es la temperatura a la que una inclusión fluida se transforma de un estado multifásico (heterogéneo) a uno monofásico (homogéneo) y la temperatura de nuclearización (Tn) es la temperatura a la que aparece por primera vez una fase específica durante la microtermometría. En otras ramas de la geoquímica y la fisicoquímica se distingue entre la temperatura a la que se forman los núcleos de una fase y la temperatura a la que comienzan los núcleos estables (Samson, *et al.*, 2003).

La integridad y la prevención de peligros del personal de trabajo a la hora de realizar alguna etapa de perforación, mantenimiento y servicio de pozos, está a cargo del buen diseño del fluido de control de pozo por lo cual la salinidad de los fluidos hidrotermales presentes en las inclusiones fluidas de las rocas carbonatadas estudiadas en esta investigación corre un papel primordial. La salinidad tiene gran importancia en esta integridad ya que, si se tiene una roca cargada de sal, el fluido de perforación base agua, tiende a disolver esta sal provocando que las paredes del pozo tengan inestabilidad, lo anteriormente conocido como efecto de osmosis (Parra, 2008).

1.1 Localización

La zona en la cual se desarrolla este trabajo de investigación está ubicada en la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), específicamente en la subcuenca de Neiva, Grupos Hondita y Loma Gorda, ubicadas en la plancha 323 del Servicio Geológico Colombiano. Los afloramientos estudiados se localizan en territorio de la vereda Bomboná en el municipio de Palermo, al norte del departamento del Huila (Figura 1).

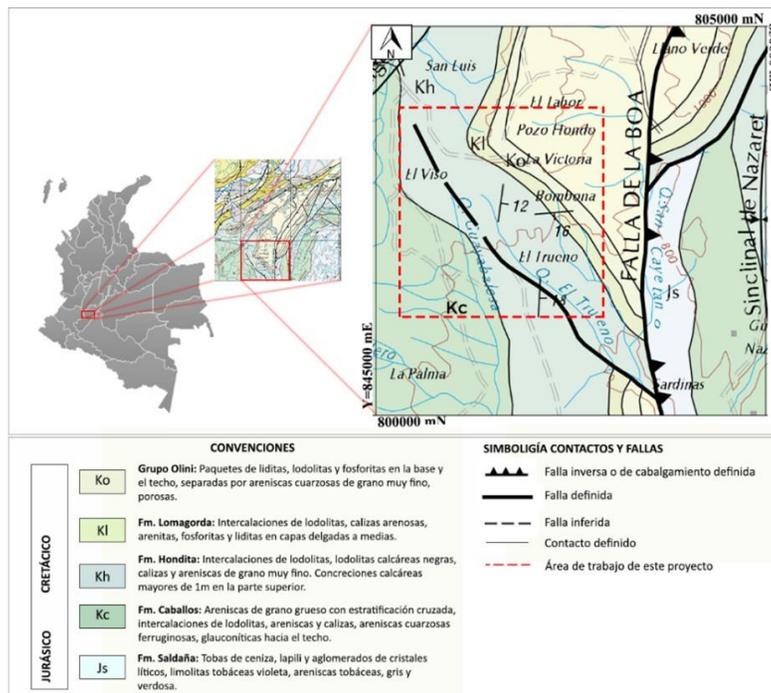


Figura 1. Ubicación del área de trabajo (línea punteada roja). (Modificado de Ferreira, *et al.*, 2003).

1.2 Marco Geológico

La cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), se caracteriza por la depositación de sus sedimentos desde el Mesozoico hasta el Terciario, afectados por un sistema de fallas y pliegues que le dan forma a la cuenca y sedimentos que se depositan en un ambiente marino a continental. Esta cuenca sedimentaria madura ha sido explorada y explotada, donde se han perforado alrededor de 1314 pozos, de los cuales sólo 38 son campos productivos con un sistema petrolífero en donde la roca fuente está constituida por calizas y lodolitas de las Formaciones Hondita y Loma Gorda; la roca reservorio con areniscas de la Formación Caballos y del Grupo Guadalupe y la roca sello por shales y calizas de las Formaciones Caballos, Hondita y Loma Gorda (González, *et al.*, 2009).

Estructuralmente la cuenca del VSM posee límites bien definidos, al Norte limita con el cinturón plegado de Girardot, al Noreste con el sistema de Fallas Bituima-La Salina, al Oeste con la Cordillera Central (CC) y al Sureste con el sistema Fallas Algeciras-Garzón. Además, de limitarse por rocas ígneas y metamórficas de la cordillera oriental y central, en contacto fallado, que dan origen a fallas que ponen a cabalgar el basamento o cobertura no productiva sobre las rocas sedimentarias. Por otro lado, la cuenca del VSM se encuentra subdividida en dos unidades principales, las cuales son: la subcuenca de Neiva al sur y la subcuenca de Girardot al Norte, separadas por el alto del basamento económico de Patá o denominado también como alto de Natagaima (Mojica, *et al.*, 1987).

La secuencia estratigráfica de la cuenca del VSM está constituida de base a tope por el basamento precretáceo conocidas como basamento económico hasta Formaciones sedimentarias cretácicas productoras de hidrocarburos correspondientes a las Formaciones Hondita y Loma Gorda, hasta las más recientes del Cuaternario (Figura 2).

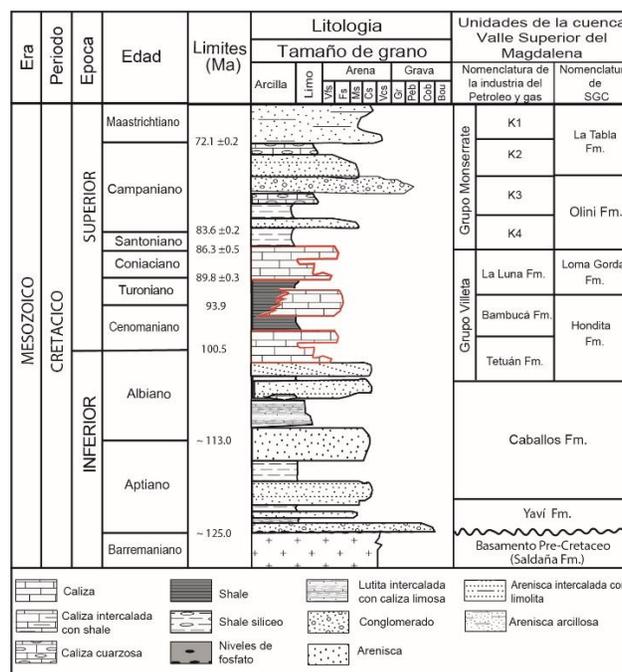


Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Superior del Magdalena. Las litologías demarcadas en color corresponden a las rocas que se analizaron (Formación Loma Gorda y Hondita). (Modificado de Roncancio, *et al.*, 2011).

La Formación Hondita presenta una secuencia de avanzada meteorización, donde se muestra una sucesión de 90 metros de intercalaciones de calizas arenosas, lutitas y shales. (Porta, 1965). Esta tiene presencia de concreciones calcáreas de hasta 2 metros de diámetro. La Formación Hondita aflora en la parte suroccidental de la plancha 323 que morfológicamente abarca zonas planas a levemente onduladas. Por otro lado, la Formación Loma Gorda corresponde a una secuencia de lodolitas grises a negras, calizas y un nivel estrecho de limolitas silíceas (chert). (Patarroyo, 1993).

Esta formación aflora en el suroccidente y centro de la plancha 323, la cual abarca un área cerca de 15 km².

Según la ANH en la Ronda Colombia 2009, los shales de las Formaciones Hondita y Loma Gorda presentan condiciones muy favorables en materia orgánica, con porcentajes de Materia Orgánica Total (TOC) que pueden llegar a variar entre el 2-12%, con presencia de kerogeno e índice de reflectancia de la vitrinita (Ro) de 0.9. El espesor de las dos Formaciones puede varias entre los 300 y 1200 pies (Gaona, *et al.*, 2018).

En el área de estudio, las muestras recolectadas según la clasificación textural de Dunham (Dunham, 1962), corresponden a un 71.4% Wackestone, 21.4% Packstone y 7.2% son Grainstone.

2. Metodología

2.1 Microtermometría

Se hicieron 10 secciones gruesas con un pulido doble aproximadamente de 100 a 1200 um las cuales se analizaron mediante la técnica de microtermometría de inclusiones fluidas.

Con las inclusiones fluidas (IFs) ya identificadas en cada sección y muestra, se enfriaron y se calentaron a diferentes ratas de temperatura con la naturaleza de cada individuo mediante la utilización de un microscopio ZEISS Axio Scope A1, Fabricado en Alemania) Pertenece a la Universidad de Caldas. Se registraron las diferentes temperaturas en los cambios de fases las cuales fueron: Temperatura de nuclearización (Tn), temperatura de fusión o mejor conocida como temperatura de Melting (Tm), temperatura de homogenización (Th) y temperatura eutéctica (Te).

Con las temperaturas anteriormente halladas, se realizaron cálculos termodinámicos para poder determinar la densidad y composición de los fluidos entrampados en las inclusiones. Para lo anterior se utilizó el paquete de programas FLUIDS (Bakker, 2003) incluido el programa BULK COMPOSITION, obteniendo las diferentes salinidades de cada inclusión en %eq de NaCl tomando como sistema el de H₂O+NaCl.

3. Resultados

3.1 Clasificación de inclusiones fluidas

Las inclusiones fluidas estudiadas se clasificaron de acuerdo con su origen de formación, composición y forma. Se observaron inclusiones fluidas del tipo secundarias (Figura 3) las cuales se reconocieron en los planos de corte de la roca, con tamaños muy pequeños (< 50 um), siendo el 50% irregulares y el otro 50% ovoides, las cuales tienen una composición bifásica teniendo una fase líquida y otra fase vapor, lo que se interpreta que se formaron por efectos de calentamiento con posibilidad de contenido de Kerogeno.

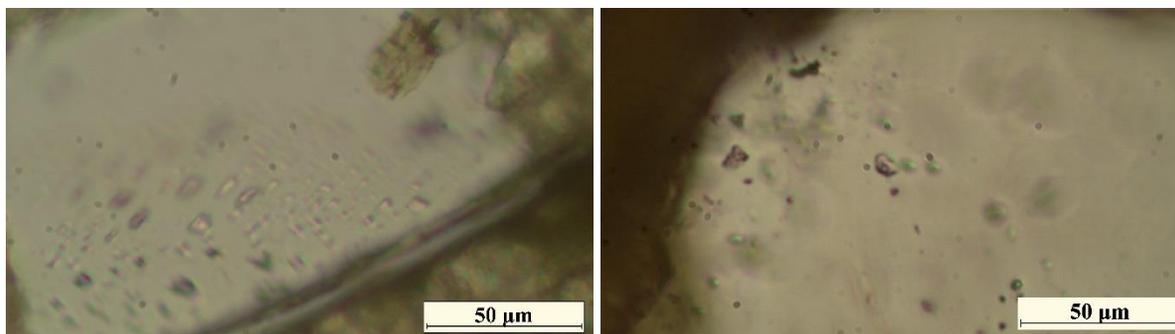


Figura 3. Inclusiones fluidas secundarias observadas en rocas carbonatadas de las Formaciones Hondita y Loma Gorda, sector vereda Bomboná, municipio de Palermo - Huila, Colombia.

Por otro lado, también se observaron inclusiones fluidas del tipo Seudosecundaria (Figura 4) con tamaño aproximados a <30 μm siendo estas el 70% irregulares y 30% ovoides. Al igual que en las inclusiones secundarias halladas, estas eran bifásicas con una fase líquida y una fase vapor.

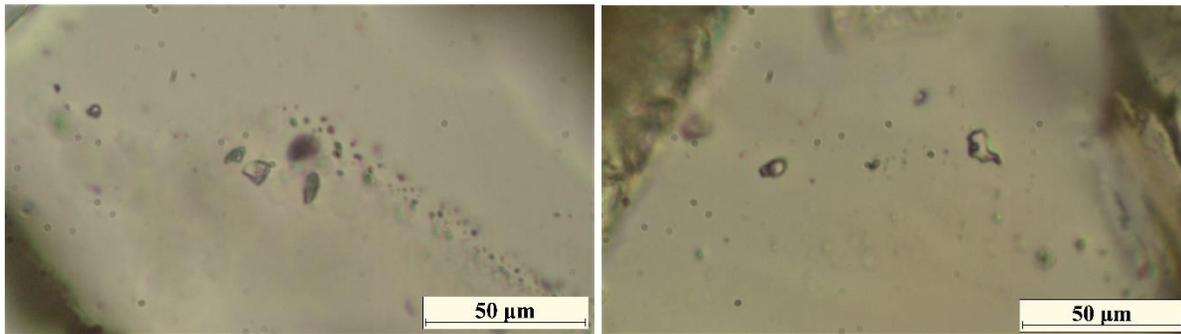


Figura 4. Inclusiones fluidas Seudosecundarias observadas en rocas carbonatadas de las Formaciones Hondita y Loma Gorda, sector vereda Bomboná, municipio de Palermo - Huila, Colombia.

3.2 Microtermometría de las inclusiones fluidas

Se usó el método microtermométrico en 10 muestras, de las cuales 5 correspondían a la formación Loma Gorda y 5 a la formación Hondita. Para la formación Loma Gorda se obtuvieron 42 mediciones diferentes y para Hondita, 36, en las cuales se encontraron los datos para: Temperatura de nuclearización (T_n), de Melting (T_m), temperatura de homogenización (T_h), y temperatura eutéctica (T_e). Se organizaron los datos obtenidos en forma de tabla donde se relaciona las diferentes temperaturas anteriormente mencionadas con las Formaciones de interés y con un análisis estadístico. (Ver tabla 1).

Tabla 1. Datos microtermométricos obtenidos para cada formación relacionándolos con los parámetros estadísticos calculados.

Formación	Parámetro estadístico	T_n °C	T_m °C	T_h °C	T_e °C
Hondita	Min	-48.3	-6.4	120.0	-31.6
	Prom	-45.0	-3.3	145.9	-25.2
	Max	-39.5	-0.2	187.0	-19.3
	Moda	-46.0	-4.6	175.0	-20.0
Loma Gorda	Min	-47.0	-18.0	146.0	-36.8
	Prom	-42.6	-12.3	164.0	-25.8
	Max	-37.9	-10.0	190.0	-17.0
	Moda	-42.0	-13.2	190.0	-25.0

3.3 Cálculo de salinidad y densidad de las muestras

Mediante el software de BULK COMPOSITION se pudo hallar la densidad (D) y la salinidad (NaCl Eq. wt\%) de cada muestra gracias a que este incluye las ecuaciones de Bodnar (Bodnar, 1993), de donde con la temperatura de melting y Archer (Archer, 1992) y con la temperatura de nuclearización, se obtienen dichas propiedades (Ver tabla 2).

Tabla 2. Salinidad y densidad de las Formaciones de interés relacionándolos con los parámetros estadísticos calculados.

Formación	Parámetro estadístico	Salinidad NaCl Eq. wt%	Densidad
Hondita	Min	19.20	0.93
	Prom	19.56	0.96
	Max	20.42	0.99
	Moda	#N/D	#N/D
Loma Gorda	Min	19.77	0.99
	Prom	20.03	1.01
	Max	20.47	1.06
	Moda	#N/D	#N/D

Nota: No Data (#N/D)

4. Discusión

Analizando los resultados obtenidos de las unidades de interés se puede evidenciar que ambas Formaciones tienen semejante salinidad, siendo la formación Loma Gorda ligeramente más salina que la formación Hondita (Figura 5), con un promedio de 20.03 NaCl Eq. Wt %. Con lo anterior se calculó la diferencia de Salinidad con la formación Hondita y se encontró una leve variación del 0.47 NaCl Eq. Wt %, lo que significa que al momento del entrapamiento de las inclusiones todas estas se encontraban en condiciones similares de salinidad independiente de la formación. Podemos evidenciar un patrón en ambas Formaciones el cual corresponde a que entre mayor sea su temperatura de homogenización es mayor su salinidad.

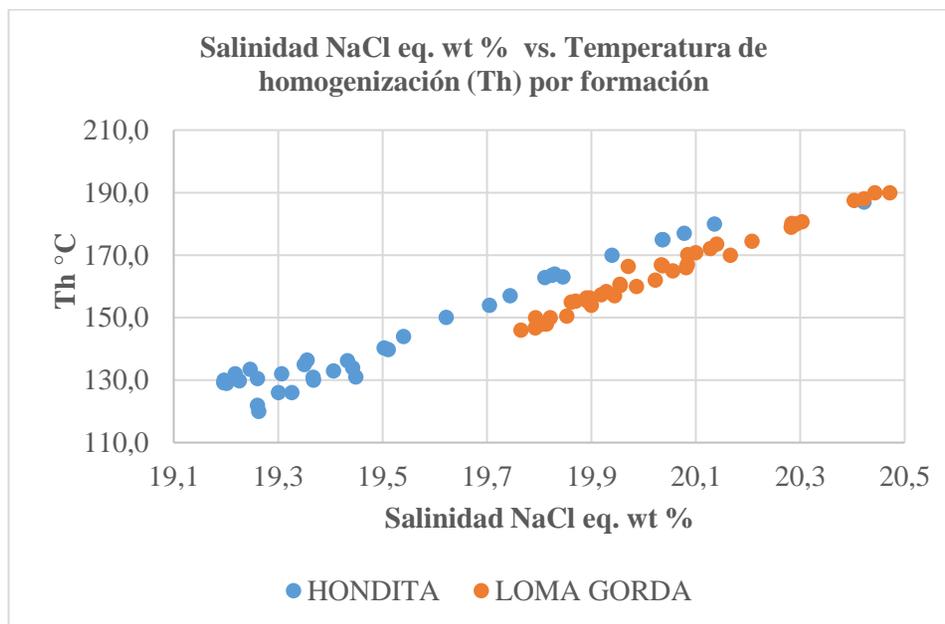


Figura 5. Salinidad NaCl eq. wt% versus temperatura de homogenización por formación.

El rango de las salinidades encontradas concuerda con agua tipo marina normal (Figura 6). Por lo cual se reflejan las condiciones en que se entraparon las inclusiones fluidas dentro de las Formaciones analizadas.

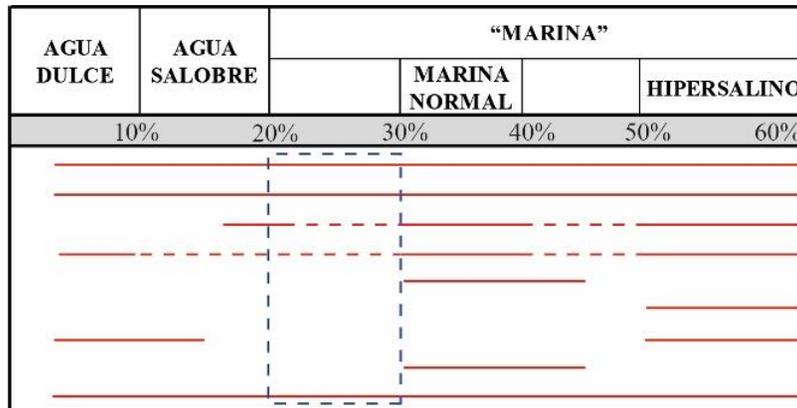


Figura 6. Relación de la Salinidad del agua con el tipo de agua. La línea interrumpida azul corresponde al rango en el que se encuentran las Formaciones Hondita y Loma Gorda en la localización actual. (Modificado de Talavera, 2019)

Por otro lado, comparando los datos encontrados para la temperatura de homogenización y la temperatura de melting, se observa claramente que la formación Hondita tiene mayor dispersión en sus rangos de temperatura de homogenización, con valores de algunas de sus muestras, menores que los encontrados en Loma Gorda (Figura 7). Con lo anterior, se puede inferir que las inclusiones de la formación Loma Gorda son más estables y resistentes al cambio de temperatura a las inclusiones de la formación Hondita.

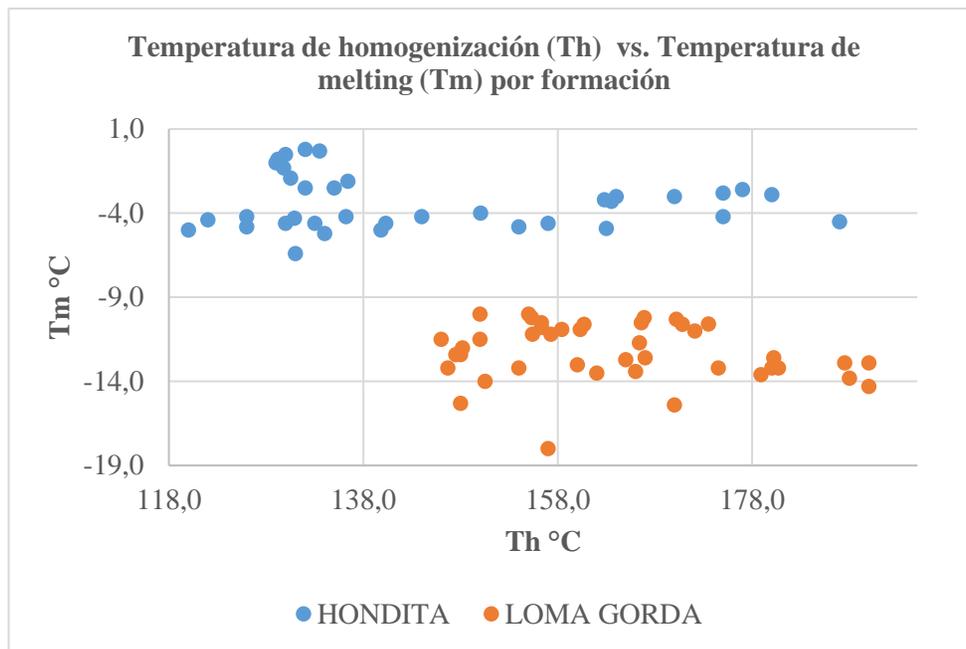


Figura 7. Temperatura de homogenización versus temperatura de melting por Formación.

Con las temperaturas de homogenización calculadas a partir de las inclusiones fluidas secundarias y Seudosecundaria, se evidencia que al momento del entrapamiento, se encontraban en la ventana de generación de hidrocarburos livianos - medianos - pesados e incluso gas (Figura 8), esto sustentado con los resultados de los parámetros estadísticos en donde el promedio de las temperaturas de homogenización se encontraban en el rango de 120 °C y 164 °C por lo que se infiere que por los procesos diagenéticos pasados, las muestras alcanzaron características de los actuales hidrocarburos. Para las Formaciones de interés, Hondita es de mayor potencial generador de hidrocarburos de tipo pesado - mediano y Loma Gorda de hidrocarburos mediano - liviano.

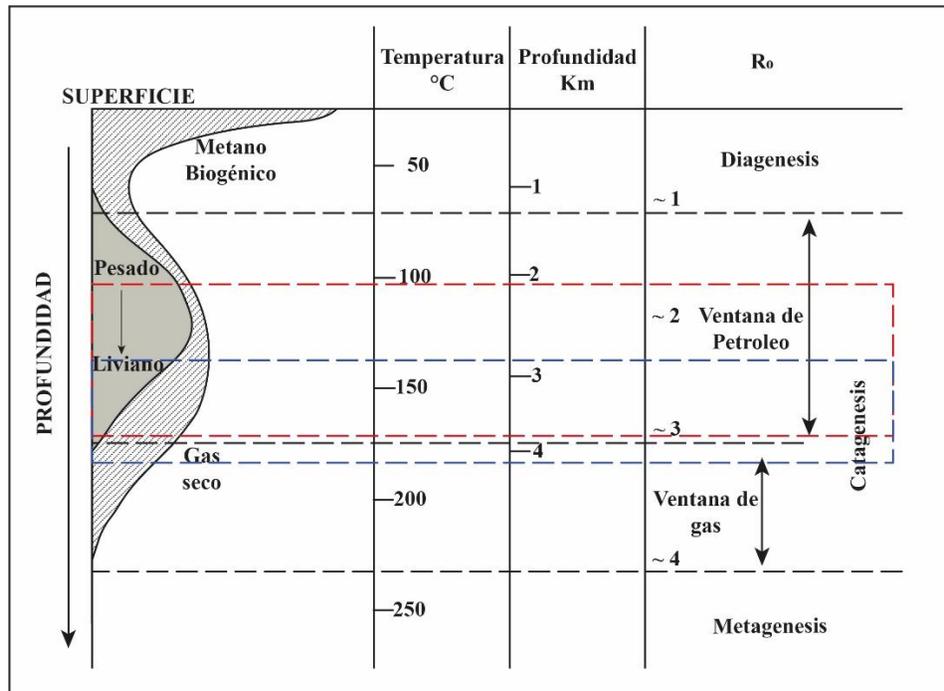


Figura 8. Condiciones de generación de petróleo y gas en función de la profundidad, relacionadas con los estudios de diagénesis, la reflectancia de la vitrinita (R_o) y la temperatura (T). La línea interrumpida roja corresponde al rango en el que se encuentra la Formación Hondita y la línea interrumpida azul corresponde al rango en el que se encuentra la Formación Loma Gorda. (Modificado de Tissot, *et al.*, 1974)

5. Conclusiones

Gracias a la temperatura de melting o final (T_m) de las inclusiones fluidas se pudo interpretar que la salinidad del agua de formación de las rocas carbonatadas estudiadas, que la formación Loma Gorda es más salina que la formación Hondita, lo que demuestra que hay ligeras variaciones en las condiciones fisicoquímicas del agua marina.

La salinidad de los fluidos hidrotermales dentro de las inclusiones fluidas de las rocas carbonatadas analizadas da como resultado un rango general entre 19.20 – 20.44 % eq. wt NaCl y densidades entre 0.93 – 1.06 g/cm³, lo cual se tiene en cuenta durante las etapas de perforación, mantenimiento y servicio de pozos, al momento de diseñar el fluido de control de pozo evitando daños en la integridad del pozo y peligros para el personal de trabajo.

Con la temperatura de homogenización hallada se puede establecer la temperatura a la cual el fluido hidrotermal fue entrampado dentro de las rocas carbonatadas logrando determinar la ventana de generación de hidrocarburos en las Formaciones de interés, donde Hondita es de mayor potencial generador de hidrocarburos de tipo pesado-mediano y Loma Gorda de hidrocarburos mediano-liviano.

Se recomienda ampliar el estudio en otras partes de la cuenca del Valle Superior del Magdalena para hacer una correlación más generalizada de la evolución de la cuenca y sus implicaciones en el sistema petrolífero.

6. Agradecimientos

Para la realización de este trabajo de 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° 3568. Y el apoyo constante del semillero de investigación GEODA, perteneciente al grupo de investigación GIPE en el programa de ingeniería de petróleos. De igual forma, se les agradece a los revisores anónimos por sus aportes y debidas correcciones que llegase a tener este artículo.

7. Referencias Bibliográficas

Archer, D. G., 1992. Thermodynamic Properties of the NaCl+H₂O System. II. Thermodynamic Properties of NaCl(aq), NaCl·2H₂(cr), and Phase Equilibria. *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, Vol. 21 No. 4. DOI: <https://doi.org/10.1063/1.555915>

Ávila, R., 2018. Aumentaron las reservas de petróleo del país. *Portafolio*.

Bakker, R. J., 2003. Package FLUIDS 1. Computer programs for analysis of fluid inclusion data and for modelling bulk fluid properties. *Chemical Geology*, 194(1–3), 3–23. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(02\)00268-1](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(02)00268-1)

Bodnar, R. J., 1993. Revised equation and table for determining the freezing point depression of H₂O-NaCl solutions. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 57(3), 683–684. DOI: [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(93\)90378-A](https://doi.org/10.1016/0016-7037(93)90378-A)

Dunham, R. J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional textures. *Mem. Am. Assoc. Pet. Geol.*, 1: 108-121.

Ferreira, P., Núñez, A., Rodríguez, M., 2002. Levantamiento geológico de la plancha 323 Neiva. Instituto de investigación e información geocientífica, minero-ambiental y nuclear INGEOMINAS.

Gaona, J., Sánchez, I., 2018. Caracterización diagenética y petrofísica de las rocas carbonatadas fms. Hondita-Loma Gorda, sector cueva del tigre, municipio de Yaguará – Huila, con potencial para yacimientos de hidrocarburos. Universidad Surcolombiana.

González, M., Cruz, L., Vásquez, M., 2009. Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Fonade-uis-anh.

Mojica, J., Bayer, I., 1987. Características esenciales del Valle Superior del Magdalena, una cuenca Cretácica interandina de Colombia. Aporte Proyecto IGCPUNESCO 242, Cuencas Petrolíferas Cretácicas de América Latina, Tucumán.

Montaño, M. E., 2015. 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. Universidad Nacional de Colombia.

Parra, G., 2008. Diseño de secuencia de pruebas para la selección de fluidos de perforación en pozos de alta presión y temperatura. Universidad Rafael Uribe Uribe.

Patarroyo, P., 1993. Las Formaciones cretácicas Hondita y Loma Gorda, a propósito de la nomenclatura estratigráfica del Valle Superior del Magdalena, Colombia. 6 Congr. Col.Geol., Mem. 3. Medellín.

Porta, J., 1965. Estratigrafía del Cretácico Superior y Terciario en el extremo sur del Valle Medio del Magdalena. UIS boletín geológico. Vol. 19, pp. 1–50.

Randive, K. R., Hari, K. R., Dora, M. L., Malpe, D. B., Bhondwe, A. A., 2014. Study of Fluid Inclusions: Methods, Techniques and Applications. Gond. Geol. Mag., Vol. 29, 19–28.

Roncancio, J., Martínez, M., 2011. Upper Magdalena Basin Vol. 14 (p. 183). Medellín, Colombia: ANH-University EAFIT. Department of Geology.

Samson, I., Anderson, A., Marshall D., 2003. Fluid inclusions: Analysis and interpretation. Mineralogical Association of Canada Short Course Series Volume 32.

Talavera, Y., 2019. Estudio de investigación de flotación con el uso de agua de mar para compañía minera Marcobre. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa.

Tissot, B., Durand, D., Espitalie, J., Combaz, A., 1974. Influence of Nature and Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum. AAPG Bulletin, Vol. 58. DOI: <https://doi.org/10.1306/83D91425-16C7-11D7-8645000102C1865D>

Zamora, J., Zuleta, L., Bitar, A., Niño. Alejandro, Escobar, J., Álvarez Camilo., 2021. Informe de gestión 2021. Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH.

La Revista Ingeniería y Región cuenta con la Licencia
Creative Commons Atribución (BY), No Comercial (NC) y Compartir Igual (SA)

