

Clasificación de la porosidad en rocas carbonatadas de la Formación Lomagorda, en transecta Yaguará-Palermo – Huila, Colombia

Classification of porosity in carbonate rocks of the Lomagorda Formation, in the Yaguará-Palermo transect – Huila, Colombia

Jhoan Ricardo Rojas-Molina

<https://orcid.org/0009-0007-7377-6036>

Universidad Surcolombiana,

Neiva-Colombia

E-mail u20182172933@usco.edu.co

Ph.D Ingrid Natalia Muñoz-Quijano

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

Docente de planta del programa de ingeniería de petróleos

Ingeniería de petróleos, Universidad Surcolombiana,

Neiva-Colombia

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

Fecha de recepción: mayo de 2023

Fecha de aprobación: junio de 2023

DOI: 10.25054/22161325.4238

Resumen

Aumentar las reservas de hidrocarburos en Colombia se ha convertido en un imperativo crucial para garantizar la sostenibilidad energética y económica del país. Hasta la fecha, la mayoría de los yacimientos en la región han utilizado como reservorios rocas detríticas que datan del período Cretácico hasta el Neógeno. Sin embargo, las reservas probadas de petróleo muestran una tendencia decreciente, alcanzando los 2019 millones de barriles al cierre de 2023, lo que representa una disminución del 2.65% con respecto al año anterior, según datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). En este contexto, la cuenca del Valle Superior del Magdalena emerge como una región de gran relevancia debido a su extensa área productiva, que alberga depósitos carbonatados de origen marino del período Cretácico. Entre estos se encuentra la Formación Lomagorda, la cual destaca como un posible excelente reservorio debido a sus características petrofísicas. Ante la disminución de las reservas probadas en los reservorios clásicos de la cuenca, surge la necesidad de ampliar la exploración hacia las rocas carbonatadas de la secuencia, ya que presentan características favorables para la acumulación de hidrocarburos, como su notable porosidad.

Este estudio analiza la porosidad en las rocas carbonatadas de la Formación Lomagorda, en la transecta Yaguará-Palermo, Huila, Colombia, para evaluar su potencial como reservorio de hidrocarburos. Se identificaron seis tipos de porosidad, predominando la intercristalina (32%), interpartícula (27%) y de fractura (20%). Los resultados sugieren que la sección inferior de la formación corresponde a un yacimiento híbrido tipo 2 y la superior a un yacimiento naturalmente fracturado (YNF), recomendando fracturamiento hidráulico y pozos horizontales para optimizar la extracción. Estos hallazgos destacan la importancia de la Formación Lomagorda como reservorio y la necesidad de estudios adicionales sobre permeabilidad y viabilidad económica.

Palabras clave: Porosidad; Rocas carbonatadas; Reservorio de hidrocarburos; Yacimientos Naturalmente Fracturados..

Abstract

Increasing hydrocarbon reserves in Colombia has become a crucial imperative to ensure the country's energy and economic sustainability. To date, most reservoirs in the region have utilized clastic rocks dating from the Cretaceous to the Neogene period. However, proven oil reserves are showing a declining trend, reaching 2,019 million barrels by the end of 2023, representing a 2.65% decrease compared to the previous year, according to data from the National Hydrocarbons Agency (ANH). In this context, the Upper Magdalena Valley Basin emerges as a highly relevant region due to its extensive productive area, which hosts marine carbonate deposits from the Cretaceous period. Among these, the Lomagorda Formation stands out as a potentially excellent reservoir due to its petrophysical characteristics. Given the decline in proven reserves in the basin's clastic reservoirs, there is a growing need to expand exploration toward the carbonate rocks in the sequence, as these exhibit favorable characteristics for hydrocarbon accumulation, such as notable porosity.

This study analyzes porosity in the carbonate rocks of the Lomagorda Formation in the Yaguará-Palermo transect, Huila, Colombia, to assess its potential as a hydrocarbon reservoir. Six types of porosity were identified, with intercrystalline (32%), interparticle (27%), and fracture (20%) being the most predominant. The results suggest that the lower section of the formation corresponds to a hybrid type 2 reservoir, while the upper section resembles a naturally fractured reservoir (NFR), recommending hydraulic fracturing and horizontal wells to optimize extraction. These findings highlight the importance of the Lomagorda Formation as a reservoir and the need for additional studies on permeability and economic feasibility.

Keywords: Porosity; Carbonate Rocks; Hydrocarbon Reservoir; Naturally Fractured Reservoirs.

1. Introducción

Una de las zonas más importantes en la producción de hidrocarburo en Colombia es la cuenca sedimentaria Valle Superior del Magdalena, que cuenta con un área productiva aproximada de 3192 km² (Gomez et al., 2022); limitando con la cordillera oriental y central, esta cuenta con 38 campos productores y varios rezumaderos que tienen un potencial de producción estimado entre 1400 MBP y 550 MBP. (ANH, 2022).

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), ubicada en la región central de Colombia, es una de las cuencas sedimentarias más estudiadas y productivas en términos de hidrocarburos del país. Esta cuenca se caracteriza por una historia geológica compleja, influenciada por varios eventos tectónicos que han favorecido el desarrollo de múltiples sistemas petrolíferos en sus subcuencas, como la de Neiva (Barrero et al., 2007). La Formación Lomagorda, que pertenece al Cretácico Superior, es una de las unidades geológicas más importantes en esta cuenca debido a sus características litológicas y al potencial generador de sus rocas carbonatadas (Sarmiento & Rangel, 2004).

El sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena incluye varios elementos clave: rocas generadoras ricas en materia orgánica (como las formaciones La Luna y Villeta), reservorios carbonatados y arenosos, y sellos de lutitas que actúan como trampas efectivas para la acumulación de hidrocarburos (ANH, 2022). Las diferencias en la nomenclatura geológica utilizada en varios estudios dentro del área para las formaciones que conforman al Grupo Villeta, suelen llevar a confusiones en el reconocimiento de las mismas; la Formación Hondita correspondería a las formaciones: Tetuan y Bambucá, y la Formación Lomagorda correspondería a la Luna y Aico Vargas et al., 2014 en el caso de este estudio se adopta la nomenclatura del Servicio Geológico Colombiano.

Dentro de este sistema, la Formación Lomagorda, definida por primera vez por De Porta, 1965, destaca por su capacidad como roca generadora y, en algunos casos, como reservorio debido a su litología carbonatada, compuesta principalmente por calizas intercaladas con lutitas (García et al., 2009; Sarmiento & Rangel., 2004). Estudios detallados de catodoluminiscencia (Gaona & Sánchez, 2018) y microtermonetría (Quevedo et al., 2023 & Gomez et al., 2022) en rocas carbonatadas de la región, han logrado reconocer características diagenéticas de las mismas.

Una de las propiedades destacadas en las rocas carbonatadas es la porosidad, la cual es de suma importancia en la obtención de hidrocarburos, ya que se refiere a la capacidad de una roca o formación geológica para retener y permitir el flujo de petróleo y gas. Cuanto mayor sea la porosidad de una roca, mayor será su capacidad de albergar y transmitir hidrocarburos. (Batista & Castillo, 2019). La porosidad es esencial en la exploración y producción de petróleo y gas, y varía con la textura, el tejido y la geometría de las fracturas ya que esto determina la cantidad y la facilidad con la que se pueden extraer estos recursos naturales del yacimiento (Ahr, 2011). Las rocas con alta porosidad actúan como reservorios de hidrocarburos, permitiendo su acumulación y extracción, mientras que las rocas con baja porosidad pueden no ser rentables para la producción de petróleo y gas. Por lo tanto, comprender y evaluar la porosidad es un factor crítico en la industria petrolera para la identificación y explotación de reservas de hidrocarburo.

En Colombia se han realizado estudios en otras formaciones carbonatadas tales como la Formación La Luna, en el Valle Medio del Magdalena, en la cual han reportado una porosidad intercrystalina predominante, así como el desarrollo de porosidades secundarias asociadas a procesos diagenéticos y fracturamiento (Jiménez & Gómez, 2021; Rincón et al., 2023). De forma similar, investigaciones en la Formación San Juan, ubicada en la Cuenca del Putumayo, revelan una tendencia comparable en términos de textura de la roca y conectividad de poros (Muñoz et al., 2022). Estas observaciones refuerzan la aplicabilidad de los modelos propuestos por Choquette y Pray (1970) y Ahr (2011) para describir sistemas porosos en carbonatos colombianos.

Las clasificaciones más utilizadas en estudios realizados son: la clasificación de Archie (1952), la cual se basa en las descripciones texturales del yacimiento (Archie, 1952). La clasificación de Choquette & Pray, que vio la necesidad de incorporar el tiempo y el modo de origen en su clasificación de la porosidad de los carbonatos; identificando 15 tipos de porosidad y clasificándolos en tres tipos, selectiva de fábrica, Porosidad no selectiva de fábrica y Selectiva o no de fábrica (Choquette & Pray, 1970). La clasificación de Lucia (1995), quien dividió las porosidades en dos grupos, porosidad interpartícula y porosidad Vugular (Lucia, 1995).

Finalmente, la determinación de las clases porosidades pueden definir tres tipos fundamentales de yacimientos carbonatados de acuerdo con la clasificación de (Ahr, 2011), conocidos como: depositacionales, diagenéticos y de fractura, que, aunque suelen actuar de forma independiente, también pueden combinarse para generar porosidades híbridas. Como es el caso de: Híbrido 1, con porosidades de origen depositacional y diagenético; Híbrido 2, con porosidades diagenéticas y de fractura; y Híbrido 3, con porosidades depositacionales y de fractura.

En este contexto, el propósito final de esta investigación consistió en utilizar la clasificación (Choquette & Pray, 1970) para determinar la porosidad de las rocas muestreadas en la formación Lomagorda en los municipios de Yaguará y Palermo y de esta forma asociarlas a un tipo de yacimiento carbonatado según la clasificación de (Ahr, 2011).

1.2 Localización

El área de investigación está ubicada en la subcuenca de Neiva, dentro del Valle Superior del Magdalena (VSM), en áreas pertenecientes a los municipios de Palermo y Yaguará en el departamento del Huila. Se tomaron 3 zonas específicas de muestreo donde aflora la Formación Lomagorda: vereda Upar (zona A), vereda Bombona (zona B) y vereda Las Brisas (zona C). donde afloran principalmente las formaciones: Formación la Tabla (Kt), Grupo Olini (Ko), Formación Hondita (Kh) y formación Lomagorda (Kl). (Ver figura 1).

2. Metodología

Se analizaron 16 muestras recolectadas en los sectores de trabajo de Gomez *et al.*, 2022; Quevedo *et al.*, 2023 y Gaona & Sanchez, 2018, para profundizar en los análisis de porosidad a detalle que no habían sido incluidos estudios, siguiendo la recomendación de los mismos. Se extrajeron secciones delgadas con tinción azul de aproximadamente 30 µm de espesor. Estas secciones fueron analizadas mediante la técnica de microscopía óptica con el objetivo de obtener imágenes que permitieran observar los tipos de porosidad presentes en ellas. Para este proceso se hizo uso de un microscopio petrográfico triocular polarizador Nikon Optiphot POL, el cual nos permitió hacer un barrido en la sección delgada de cada muestra; tomando entre 300 y 500 imágenes por cada una.

Tomando como referencia la clasificación de (Choquette & Pray, 1970), se analizó cada imagen y se logró identificar los tipos de porosidades presentes en las muestras.

Las porosidades encontradas previamente fueron catalogadas cualitativamente para determinar el porcentaje que correspondía a cada una de ellas según el número de muestras; esto permitió distribuirlas de acuerdo con las características de cada sección de la formación Lomagorda en su columna estratigráfica.

Por último, se analizaron los resultados obtenidos para asociarlos con un tipo de yacimiento carbonatado de acuerdo a la clasificación de (Ahr, 2011).

3. Resultados

3.1. Clasificación de los tipos de porosidades

En el área de trabajo se reconocieron diferentes tipos de porosidades de acuerdo a la clasificación de (Choquette & Pray, 1970) tales como: intercrystalina, interpartícula, fractura, móllica, canal y vug. Se graficaron sus porcentajes. (Ver figura 2).

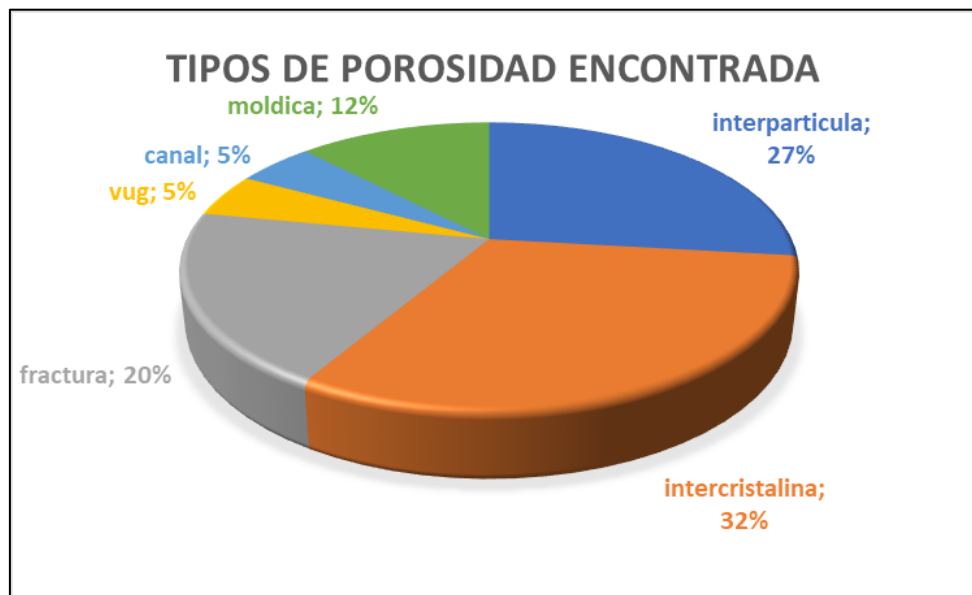


Figura 2. Porcentaje del tipo de porosidad que se encontraron durante el análisis de las muestras

Tras procesos de análisis de muestras de mano y de secciones delgadas se detalla cada una de las porosidades encontradas a continuación.

3.1.1 Porosidad intercrystalina: El 32% corresponde a muestras con este tipo de porosidad (Ver figura 3).

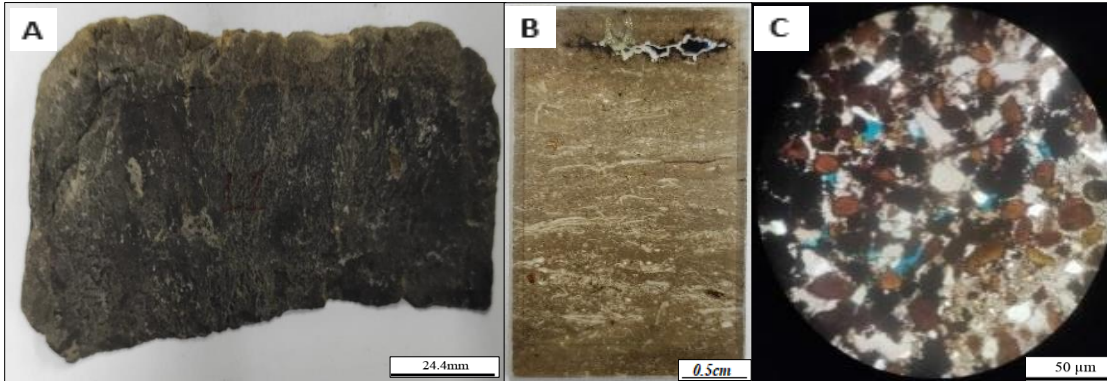


Figura 3. Tipo de roca: Wackestone. Muestra L-1, A) Muestra de mano. B) sección delgada, C) imagen petrográfica porosidad interpartícula.

3.1.2 Porosidad interpartícula: Se logra reconocer el 27% de este tipo de porosidad en rocas de la zona de estudio. (Ver figura 4).

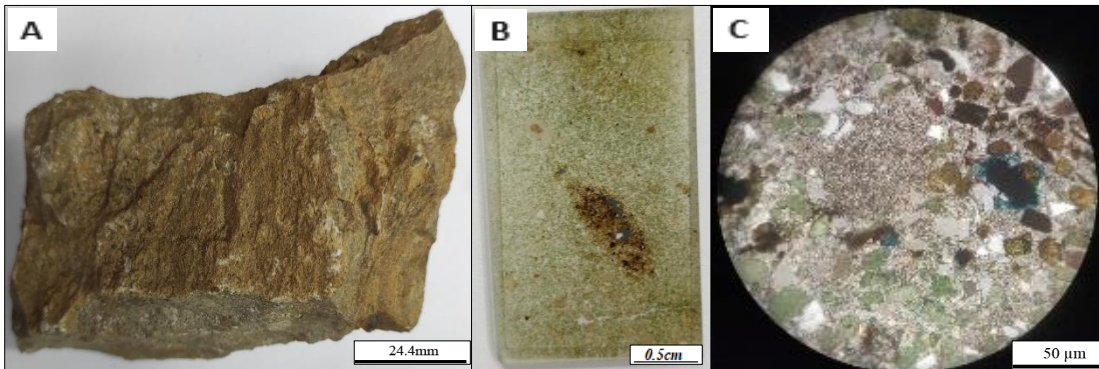


Figura 4. Tipo de roca: Mudstone. Muestra LG-3, A) Muestra de mano. B) sección delgada, C) imagen petrográfica porosidad intercrystalina.

3.1.3 Porosidad móldica: El 12% corresponde a muestras con este tipo de porosidad (Ver figura 5)

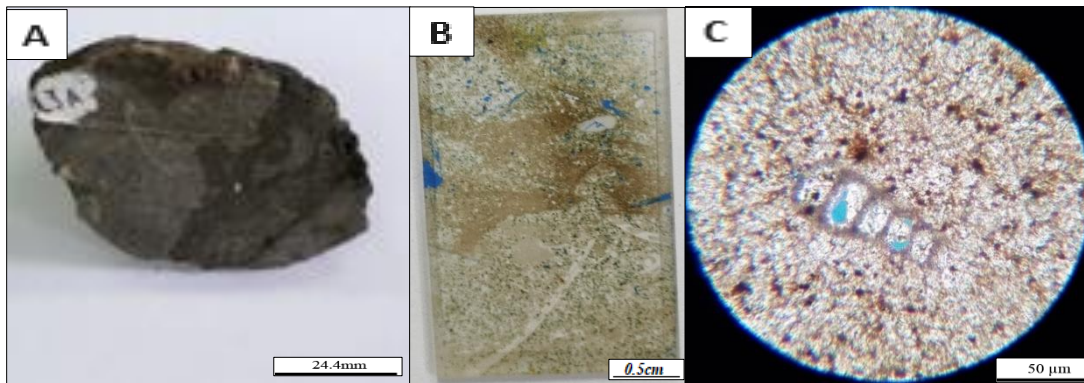


Figura 5. Tipo de roca: Wackestone. Muestra L-2, A) Muestra de mano. B) sección delgada, C) imagen petrográfica porosidad móldica.

Jhoan Ricardo Rojas-Molina, Ingrid Natalia Muñoz-Quijano

3.1.4 Porosidad de fractura: El 20% corresponde a muestras con este tipo de porosidad (ver figura 6)

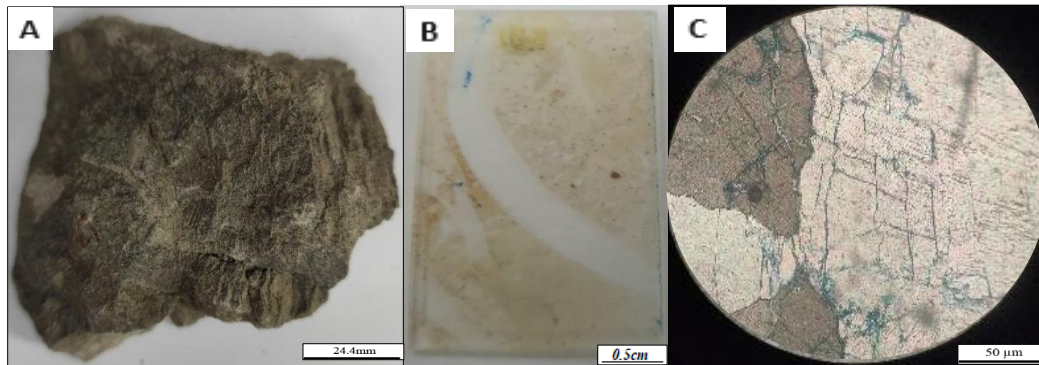


Figura 6. Tipo de roca: Wackestone. Muestra LG-8. A) Muestra de mano. B) sección delgada, C) imagen petrográfica porosidad de fractura.

3.1.5 Porosidad tipo vug: El 5% corresponde a muestras con este tipo de porosidad (Ver figura 7)

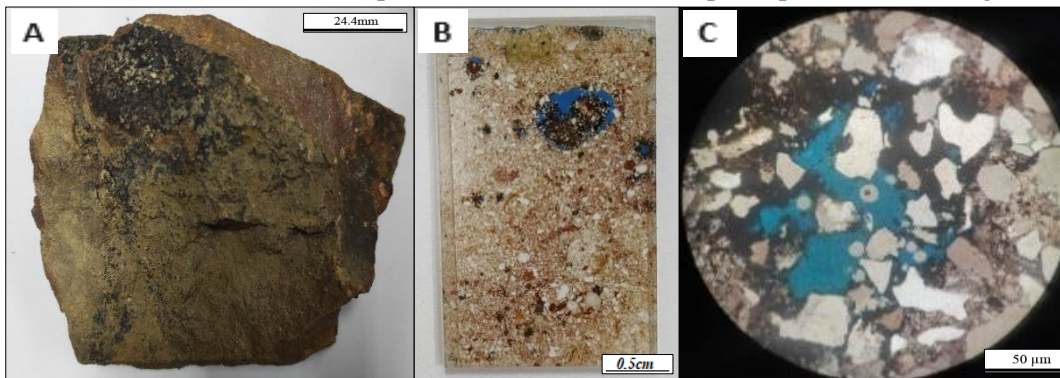


Figura 7. Tipo de roca: Wackestone. Muestra L-3A. A) Muestra de mano. B) sección delgada, C) imagen petrográfica porosidad tipo Vug.

3.1.6 Porosidad tipo canal: El 5% corresponde a muestras con este tipo de porosidad (Ver figura 8)

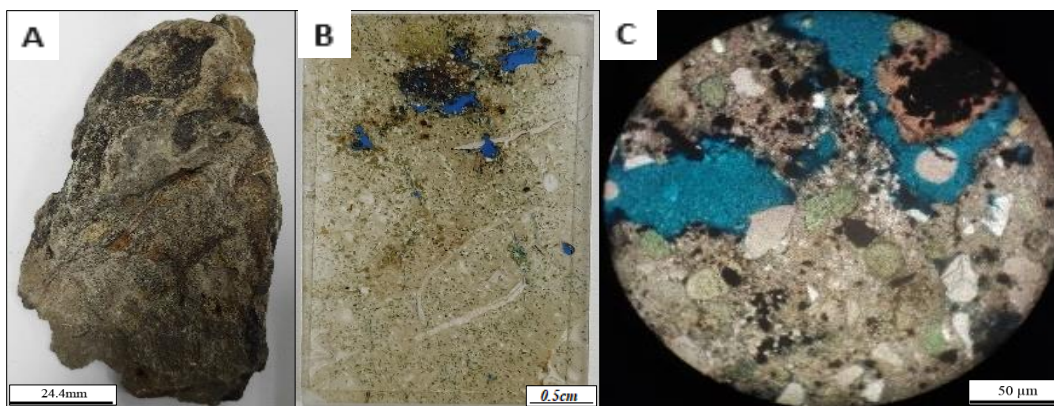


Figura 8. Tipo de roca: Wackestone. Muestra L3-B. A) Muestra de mano. B) sección delgada, C) imagen petrográfica, porosidad tipo canal.

4. Discusión

Los resultados obtenidos en el estudio de la formación Lomagorda en la transecta Yaguará-Palermo revelan un panorama interesante sobre la distribución y características de la porosidad en las rocas carbonatadas de esta región. A lo largo del análisis de 16 muestras, se identifican seis tipos de porosidades principales, utilizando la clasificación de (Choquette & Pray, 1970); y entre ellas las más dominantes son: la intercrystalina (32%), interpartícula (27%), de fractura (20%), como se evidencia en el siguiente diagrama. (Ver figura 9)

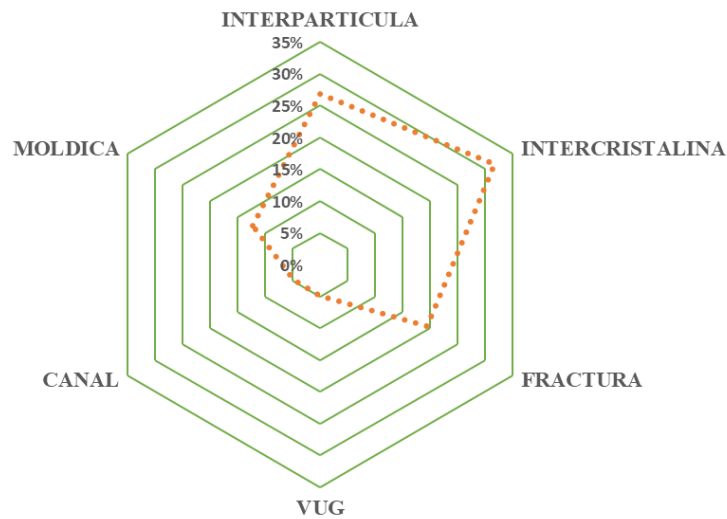


Figura 9. Correlación porcentual de los tipos de porosidad encontrados en las muestras.

Cada tipo de porosidad proporciona información relevante sobre los procesos diagenéticos que han afectado la formación y su influencia en la capacidad de almacenamiento y flujo de hidrocarburos. La porosidad intercrystalina, predominante con un 32%, sugiere un alto grado de recristalización, proceso diagenético que puede mejorar la conectividad de los espacios porosos. Este tipo de porosidad se asocia con una buena capacidad de almacenamiento, lo que refuerza el potencial de la Formación Lomagorda como reservorio.

Por otra parte, la porosidad interpartícula representa un 27% de la totalidad. A diferencia de otros tipos de porosidad (como la móllica o vugular), la interpartícula suele tener una mayor conectividad natural, lo cual mejora la permeabilidad de la roca mejorando el flujo de fluidos a través de la formación.

La porosidad de fractura, que alcanza un 20%, destaca la relevancia de los sistemas de fallas y fracturas en la cuenca del Valle Superior del Magdalena. Aunque esta porosidad no representa un gran volumen por sí sola, las fracturas, moldeadas y alineadas según los esfuerzos tectónicos del Valle Superior del Magdalena, son esenciales para crear vías eficientes para el flujo de fluidos. Esta red de fracturas mejora la conectividad dentro del reservorio y puede aumentar significativamente su productividad en formaciones naturalmente fracturadas (YNF).

El análisis estratigráfico permite diferenciar dos sectores principales dentro de la formación (Ver figura 10). La sección inferior exhibe una combinación de porosidades diagenéticas y de fractura, características de los yacimientos híbridos tipo 2 según la clasificación de Ahr (2011). Por su parte, la sección superior muestra una menor presencia

de porosidades de canal y móldica, lo que sugiere que puede asociarse con un yacimiento naturalmente fracturado (YNF).

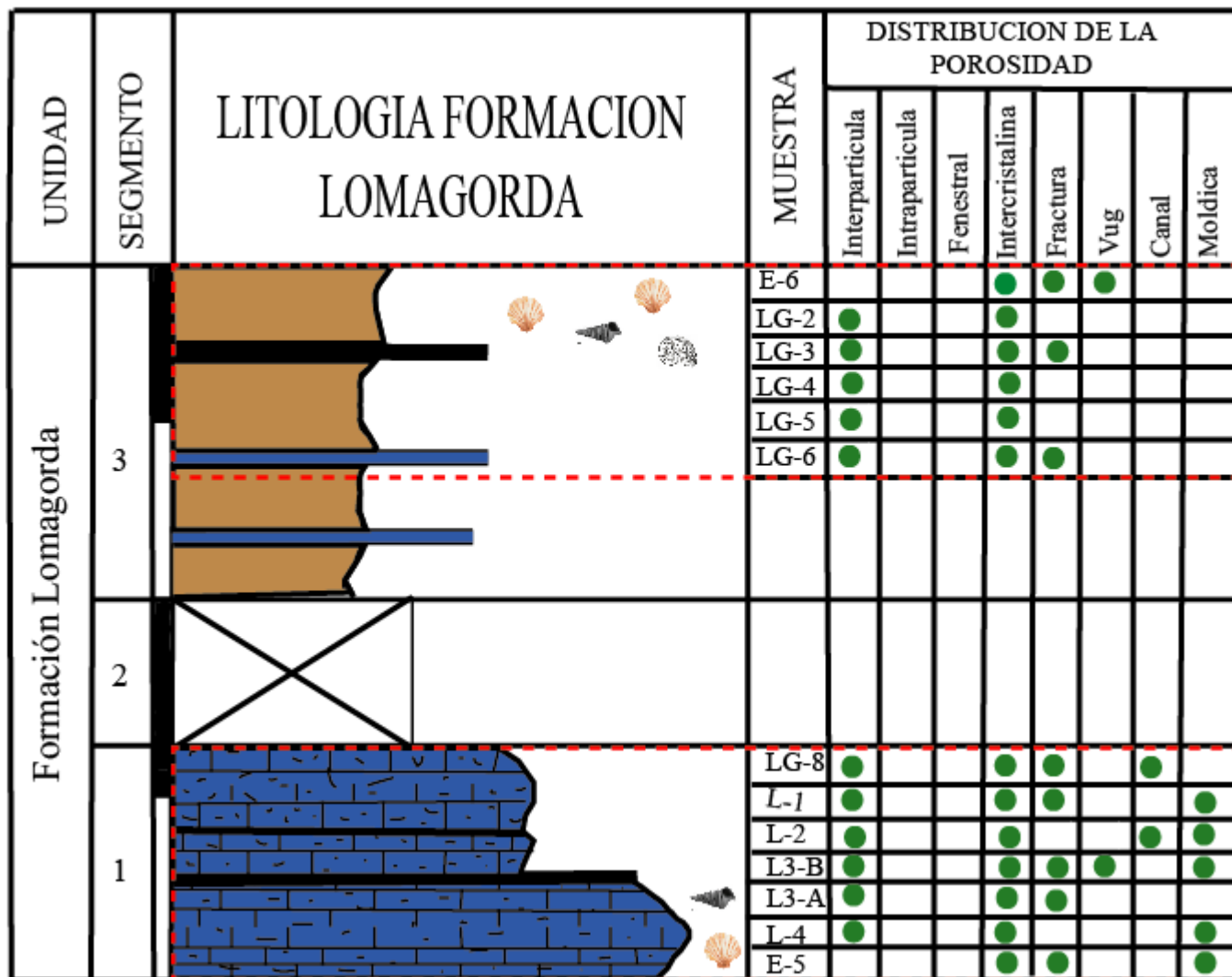


Figura 10. Distribución de la porosidad en la formación Lomagorda. Se señalan en líneas punteadas rojas los dos sectores con diferencias características asociadas a un tipo de Yacimiento Carbonatado. Modificado de Morales et al, 2001.

Tales diferencias implicarían en un proceso exploratorio de dicha formación en donde La presencia de los tipos de porosidades es fundamental para la selección de los métodos de explotación. la porosidad intercrystalina (32%) sugiere una buena capacidad de almacenamiento y junto a la porosidad de fractura (20%), que con la alineación de estas fracturas debido a los esfuerzos tectónicos nos indicarían que esta zona, especialmente en la sección inferior de la columna estratigráfica, tiene potencial para beneficiarse del fractura-miento hidráulico, ampliando la conectividad entre las fracturas naturales y optimizando el flujo de fluidos a través de la formación. En la sección superior de la columna estratigráfica, asociada a un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) debido a las características de la roca y los tipos de porosidades, todo esto permite que el hidrocarburo migre a través de las fracturas sin necesidad de

técnicas de estimulación intensiva. Aquí, la explotación mediante pozos horizontales sería eficiente para aprovechar la conectividad natural de las fracturas.

5. Conclusiones

Los resultados obtenidos confirman que la Formación Lomagorda posee un predominio significativo de porosidad intercrystalina (32%) e interpartícula (27%), lo que resalta la influencia de los procesos diagenéticos en la conservación y mejora de la capacidad de almacenamiento de las rocas. Este hallazgo refuerza la importancia de la formación como un reservorio viable para la acumulación de hidrocarburos.

La porosidad de fractura, aunque representa solo el 20% del total, juega un papel clave en la conectividad del reservorio. Su distribución y alineación con los esfuerzos tectónicos indican que la explotación en sectores con alta fracturación podría ser altamente eficiente sin necesidad de estimulación adicional.

La diferenciación entre la sección inferior y superior de la columna estratigráfica de la Formación Lomagorda permite proponer estrategias de explotación específicas. En la sección inferior, la aplicación de fracturamiento hidráulico podría optimizar la productividad del reservorio, mientras que, en la sección superior, la explotación mediante pozos horizontales podría ser la mejor estrategia para maximizar el flujo de hidrocarburos.

Finalmente, este estudio destaca la importancia de continuar con investigaciones complementarias que permitan evaluar la permeabilidad efectiva del reservorio, así como su viabilidad económica y la aplicabilidad de distintas técnicas de explotación en la región. Este potencial contribuye a las estrategias orientadas a incrementar las reservas de hidrocarburos en Colombia, respondiendo a las necesidades energéticas del país.

6. Referencias Bibliográficas

- Ahr, W. M. (2011). *Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks* (1.^a ed.). Wiley-Interscience. <https://www.perlego.com/book/1008154/geology-of-carbonate-reservoirs-the-identification-description-and-characterization-of-hydrocarbon-reservoirs-in-carbonate-rocks-pdf>
- ANH. (2022, diciembre 31). Valle Superior del Magdalena—Agencia Nacional de Hidrocarburos. <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-1/valle-superior-del-magdalena/>
- Archie. (1952). Porosidad de carbonatos—Archie 1952. <https://www.saltworkconsultants.com/carbonate-porosity-archie-1952/>
- Batista, L. D. D., & Castillo, A. J. S. D. (2019). *Diseño De Una Matriz Teórica De Selección Para Operaciones De Perforación Y Pruebas Iniciales De Producción En Yacimientos De Roca Generadora En La Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena* [bachelor Thesis, Fundación Universidad de América]. <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/7348>
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C y Juan F. Martínez, 2007. *Colombian Sedimentary Basins*. B & M exploration Ltda, ANH. 92pp.

- Choquette, P. W., & Pray, L. C. (1970). Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates1. AAPG Bulletin, 54(2), 207-250. <https://doi.org/10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D>
- De Porta, J. (1965, abril 16). La estratigrafía del Cretácico Superior y Terciario en el Extremo S del valle Medio del Magdalena | Boletín de Geología. Boletín de Geología. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/5794>
- 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. R., & Sanchez, I. Y. (2018, mayo 1). Caracterización diagenética y petrofísica de las rocas carbonatadas fms. Hondita-lomagorda, sector cueva del tigre, municipio de yaguará – huila, con potencial para yacimientos de hidrocarburos.
- Gomez Ramirez, J. M., Muñoz Quijano, I. N., & Loaiza Garcia, D. G. (2022). Microtermometría de rocas carbonatadas de las formaciones Hondita-Loma Gorda, sector vereda Bomboná, municipio de Palermo – Huila, Colombia. Ingeniería Y Región, 27, 24–34. <https://doi.org/10.25054/22161325.3515>
- García, M., Mier, R., Cruz, L., & Vásquez, M. (2009). 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.
- Jiménez, H., & Gómez, J. M. (2021). Caracterización petrofísica de carbonatos de la Formación La Luna en el sector de Puerto Wilches, Santander. Revista de Geociencias Andinas, 8(1), 45–56.
- Lucia, F. J. (1995). Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization1. AAPG Bulletin, 79(9), 1275-1300. <https://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D>
- Morales, C., Velandia, F., Caicedo, J., & Núñez, A. (2001). Geología de la Plancha 345 Campoalegre. Escala 1: 100.000. INGEOMINAS. Bogotá.
- Mora, L. R. (2013). Estratigrafía de la Formación Lomagorda en la quebrada Bambucá, Aipe, Huila (U. N. C. UNAL, Ed.). Universidad Nacional de Colombia (UNAL).
- Muñoz, D., Vargas, L., & Cárdenas, P. (2022). Análisis de porosidad y permeabilidad en calizas de la Formación San Juan, Cuenca del Putumayo. Ingeniería y Región, 28(1), 59–70.
- Patarroyo, P. (2011). Sucesión de amonitas del Cretácico Superior (Cenomaniano-Coniaciano) de la parte más alta de la Formación Hondita y de la Formación Lomagorda en la quebrada Bambucá, Aipe-Huila (Colombia, SA). Boletín de Geología, 33(1), 69-92. http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0120-02832011000100006&script=sci_arttext

- Quevedo, M. C., Muñoz-Quijano, I. N., & Loaiza-García, D. G. (2023). Microtermometría de rocas carbonatadas de la formación Lomagorda, sector las Brisas, Huila, Colombia. *DYNA*, 90(226), 163-169. <https://doi.org/10.15446/dyna.v90n226.106661>
- Rincón, C., Pérez, F., & Castillo, M. (2023). Evaluación diagenética y porosimétrica en carbonatos de la Formación La Luna en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. *Boletín de Geología*, 45(2), 110–125.
- Sarmiento, L. F., & Rangel, A. (2004). Petroleum systems of the Upper Magdalena Valley, Colombia. *Marine and Petroleum Geology*, 21(3), 373-391. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.11.019>
- Vargas, R. C., Badillo, C. A. P., & Quimbaya, C. I. D. (2014). Levantamiento estratigráfico detallado para el miembro Shale de Bambucá en dos secciones de la subcuenca de Neiva. *Ingeniería y Región*, 12, 59-67. <https://doi.org/10.25054/22161325.731>
- Velandia, F. A., Morales, C. J., Caicedo, J. C., & Nuñez, A. (2001). Plancha—345 Servicio geologico Colombiano [Memoria explicativa]. https://catalogo.sgc.gov.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=48095&shelfbrowse_itemnumber=47442

7. Agradecimientos

Para la realización de este trabajo de investigación se contó con la financiación de la convocatoria interna N° PSEM01del 2022 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° 3938. Y el apoyo constante del semillero de investigación GEODA, perteneciente al grupo de investigación GIPE en el programa de ingeniería de petróleos.

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



Jhoan Ricardo Rojas-Molina, Ingrid Natalia Muñoz-Quijano