





# Modelamiento geológico para la estimación del potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en un área ubicada al sur de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia

Jose David Gómez-Ruiz<sup>1</sup>\* Carlos Alberto Vargas-Jiménez<sup>1</sup>; Jorge Fabricio Cómbita-Quigua<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia. (\*) josgomezru@unal.edu.co; cavargasj@unal.edu.co

#### Resumen

Se presentan los resultados del modelamiento geológico para evaluar el potencial de secuestro de CO<sub>2</sub> en el sur del Valle Inferior del Magdalena. Utilizando correlaciones de registros de pozo, análisis petrofísicos, evaluación de gradientes de presión y temperatura, interpretación sísmica y cálculos estadísticos, se estimó determinísticamente una capacidad de 7,58 MtCO<sub>2</sub>eq en la Formación Ciénaga de Oro. En un enfoque estocástico, se revela una variabilidad significativa, indicando que la capacidad de almacenamiento podría oscilar entre 0,82 MtCO<sub>2</sub>eq (P<sub>90</sub>) y 15,28 MtCO<sub>2</sub>eq (P<sub>10</sub>). Los datos respaldan a la Formación Ciénaga de Oro como un reservorio propicio para el secuestro de CO<sub>2</sub>, pero el análisis de la estructura, correspondiente a un anticlinal de inversión y las estimaciones de capacidad llevan a descartar la viabilidad del proyecto en la zona debido al alto riesgo asociado con respecto a la capacidad de almacenamiento de la trampa. En síntesis, aunque se confirma la idoneidad del reservorio, las consideraciones de variabilidad en el área total de la estructura y el factor de eficiencia sugieren limitaciones importantes para la implementación del secuestro de CO<sub>2</sub> en el área estudiada.

Palabras clave: Secuestro de CO<sub>2</sub>; VIM; Acuíferos salinos profundos; Estimación de volumen; Análisis de incertidumbre.

Geological modelling for CO<sub>2</sub> storage potential estimation in an area located south of the Lower Magdalena Valley Basin, Colombia

#### Abstract

The results of geological modeling to assess the  $\rm CO_2$  sequestration potential in the southern part of the Lower Magdalena Valley are presented. Using correlations, petrophysical analysis, evaluation of pressure and temperature gradients, seismic interpretation, and statistical calculations, a deterministic capacity of 7,58 MtCO<sub>2</sub>eq was estimated. In a stochastic approach, significant variability is revealed, indicating that the storage capacity could range from 0,82 MtCO<sub>2</sub>eq ( $\rm P_{90}$ ) to 15,28 MtCO<sub>2</sub>eq ( $\rm P_{10}$ ). The data support the Ciénaga de Oro Formation as a suitable reservoir for  $\rm CO_2$  sequestration. However,

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup>Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia. jorge.combita@estudiantes.uamerica.edu.co

Forma de citar: Gómez-Ruiz, J.D.; Vargas-Jiménez, C.A.; Cómbita-Quigua, J.F. (2025). Modelamiento geológico para la estimación del potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en un área ubicada al sur de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia. *Boletín de Geología*, 47(1), 93-103. https://doi.org/10.18273/revbol.v47n1-2025004

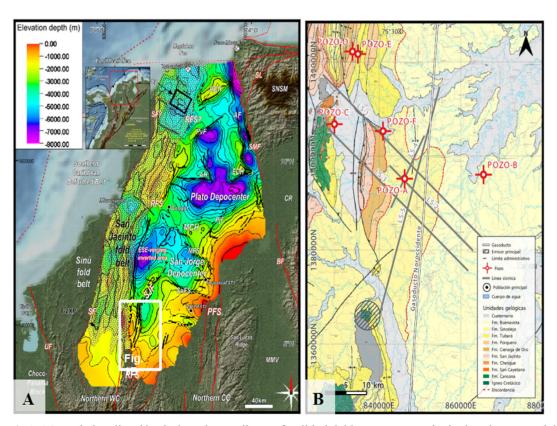
detailed analysis of the structure, corresponding to an inversion anticline, and capacity estimates lead to the dismissal of the project's feasibility in the area. In summary, while the reservoir's suitability is confirmed, considerations suggest significant limitations for the implementation of CO, sequestration in the studied area.

Keywords: CO, sequestration; LMV; Deep saline aquifer; Volume estimation; Uncertainty analysis.

## Introducción

La crisis climática es uno de los mayores desafíos que enfrenta la humanidad en la actualidad. Las aceleradas tasas de aumento en la temperatura global asociadas a las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente el dióxido de carbono (CO2), han traído consigo radicales consecuencias para el planeta y sus habitantes en el mediano y largo plazo. Ante esta situación la captura y secuestro de CO<sub>2</sub> (CCS, por sus siglas en inglés) en formaciones geológicas es una técnica prometedora en la reducción de las emisiones antrópicas de gases de efecto invernadero a la atmósfera hasta en un 90% (Yu et al., 2008). Esta metodología se fundamenta en capturar volúmenes de CO, generados por procesos industriales, comprimirlo, transportarlo y confinarlo de forma segura y permanente a largo plazo en el subsuelo (IPCC, 2005).

En este trabajo se expondrán los resultados de la interpretación de líneas sísmicas e información de pozos integrados a un modelo estático soportado en la literatura mediante el cual se realiza la evaluación del potencial y caracterización de un prospecto para el secuestro de CO, en el sur del Valle Inferior del Magdalena (Figura 1A). Adicionalmente, se abordan los desafíos específicos que surgen en el modelamiento geológico, incluyendo la incertidumbre geológica y el análisis de elementos clave dentro de la técnica. El área fue escogida tomando en cuenta su proximidad a empresas del sector minero y de refinado de materiales, que representaron emisiones promedio de primer alcance de 0,57 millones de toneladas de CO, equivalente desde el 2019 al 2021 (South 32 Cerro Matoso, 2021), y que además presenta reservas para al menos 26 años de operación (Kimball, 2010).



**Figura 1. A.** Mapa de localización de área de estudio, profundidad del basamento y principales elementos del VIM (tomado de Mora-Bohórquez *et al.*, 2017). **B.** Mapa geológico e información empleada en el trabajo (modificado de SGC y ANH, 2021; Global Energy Monitor, 2022).

## Marco teórico

La captura y secuestro de carbono (CCS) en formaciones geológicas ha sido objeto de extensa investigación en los últimos años (Ajayi et al., 2019; Kelemen et al., 2019; Ali et al., 2022), demostrando su efectividad en la reducción de emisiones de CO, en sectores como la producción de energía y la industria química, entre otros. Las opciones preferentes para esta práctica en términos de capacidad de almacenamiento y disponibilidad son principalmente acuíferos salinos profundos y reservorios de petróleo y gas depletados (Blunt et al., 1993; Bachu, 2002; Edwards et al., 2015). En este contexto, el modelado geológico del subsuelo y sus procesos asociados se erigen como herramienta fundamental en la evaluación y delimitación de posibles lugares de almacenamiento para la CCS en formaciones geológicas. Esto conlleva una evaluación petrofísica, sismoestratigráfica y estructural que permita estimar las condiciones físicas y el potencial de secuestro de CO, dentro del reservorio (Nielsen et al., 2015).

Las formaciones geológicas adecuadas para el almacenamiento de CO, suelen ser areniscas y rocas carbonáticas. Aunque las rocas carbonáticas son generalmente más permeables, tienden a ser menos heterogéneas que las areniscas (Arif et al., 2019; IPCC, 2005; Al-Khdheeawi et al., 2021). En contraste, las lodolitas y arcillolitas funcionan como rocas sello debido a su baja permeabilidad, y es crucial que mantengan su integridad y resistencia a lo largo de toda la zona evaluada para asegurar la retención del CO<sub>2</sub>. Además, la presencia de fallas requiere la evaluación precisa de la interacción entre las capas sello y las capas de almacenamiento. La eficacia de atrapamiento de estas rocas depende significativamente de las condiciones físicas presentes. Estas condiciones son particularmente relevantes porque durante y después de la inyección, el CO, debe permanecer en fase supercrítica dentro de un rango óptimo de temperatura (superior a 31,10°C en promedio) y presión (superior a 7,38 MPa) para asegurar un almacenamiento efectivo en el reservorio (Zheng et al., 2018; Ali et al., 2021).

# CCS en formaciones geológicas en Colombia

Dentro del contexto colombiano, la implementación de la CCS en formaciones geológicas se presenta como una posibilidad práctica, aunque todavía se encuentra en una fase incipiente de debate y desarrollo. En este sentido, resulta fundamental sentar las bases para su futura ejecución en Colombia. Esto exige una revisión minuciosa y la incorporación del estado del arte en la evaluación de la aplicabilidad de dichos modelos en el contexto geológico propio del país (Barrero-Espinosa,

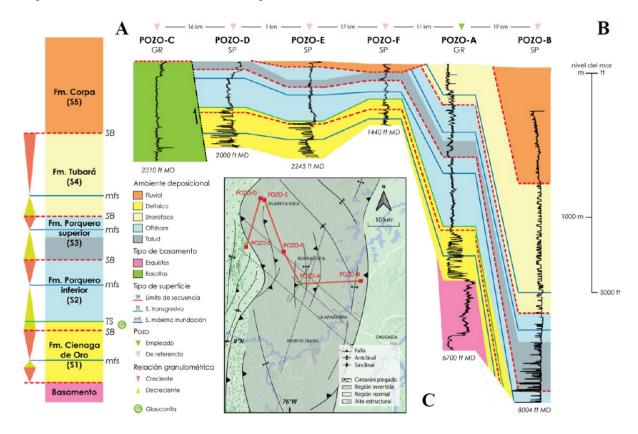
2021). Este enfoque se erige como un componente esencial para promover el cumplimiento de los objetivos nacionales en la lucha contra el cambio climático y en la transición hacia un modelo energético equitativo y sostenible. No obstante, la literatura técnica disponible en Colombia, particularmente en lo concerniente al modelamiento geológico de acuíferos salinos profundos para la CCS, es sumamente limitada. Desde una perspectiva técnica, Mariño-Martínez y Moreno-Reyes (2018) evaluaron la posibilidad de realizar CCS en formaciones geológicas en la Cuenca de los Llanos Orientales, más específicamente en los intervalos arenosos de la Formación Carbonera en una localidad próxima al municipio de Tauramena, Casanare. Los autores recopilaron y analizaron información petrofísica de un pozo modelo a fin de evaluar los parámetros de las unidades perforadas y consecuentemente estimar la cantidad determinística de CO, almacenable para cada intervalo. Como resultado concluyeron que dentro de su zona de estudio se pueden secuestrar 15,6 MT CO<sub>2</sub>.

# Marco geológico

El área de estudio se ubica en el borde meridional de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM), justo al norte de las estribaciones de la Cordillera Central y al occidente de la Serranía de San Lucas. Geológicamente hablando, la cuenca del VIM es una provincia geológica ubicada al noroccidente de Colombia la cuál alberga un total de seis secuencias sedimentarias de edades que van del Oligoceno hasta la actualidad (Mora-Bohórquez et al., 2020). La historia y evolución tectónica del VIM, así como la naturaleza de su basamento, han sido objeto de estudio por numerosos autores (Bernal-Olaya et al., 2015). Como resultado, distintas hipótesis se han presentado a lo largo de los años para dar respuesta a la génesis de esta provincia geológica. Dentro del alcance de este trabajo no se pretende ahondar dentro de la factibilidad de cada uno de estos modelos; no obstante, se emplean como punto de partida en las interpretaciones y el análisis de los datos.

La historia tectónica del VIM descrita por Mora-Bohórquez et al. (2020) involucra la formación de su basamento a partir de rocas del Pérmico-Triásico, seguida de eventos de rifting en el Jurásico y deformación para el Cretácico-Eoceno. La subducción del Plateau del Caribe bajo Sudamérica desde el Eoceno Temprano ha controlado el régimen tectónico de la cuenca hasta la actualidad. Esto se traduce a la reactivación de fallas heredadas y la subsidencia controlada por fallas que contribuyeron a la formación de la cuenca y su conexión con el sistema de drenaje del río Magdalena en el Mioceno medio, con un aumento significativo en la sedimentación y la formación de características geológicas en la región. Las principales estructuras comprenden el Sistema de Fallas de Romeral, el cuál influencia la naturaleza mixta continental-oceánica del basamento presente en la zona, y el depocentro de San Jorge más al norte.

La Formación Ciénaga de Oro (S1), definida por Duque en 1973 en los alrededores de la población homónima (Dueñas y Duque, 1981), corresponde a una sucesión transgresiva de areniscas que van de ambientes de deltaicos con influencia continental a marinos someros, de edad Oligoceno a Mioceno Medio. Arminio *et al.* (2011) catalogan a la Formación Ciénaga de Oro como el marcador del primer pulso de sedimentación por encima de la discordancia del Oligoceno en el VIM (Figura 2).



**Figura 2. A.** Columna estratigráfica generalizada del área de estudio con unidades litoestratigráficas, superficies de correlación y principales secuencias reconocidas en los registros. **B.** Panel de correlación de pozos presentes en la zona. **C.** Mapa estructural con principales provincias estructurales de la zona ilustrando la ubicación de los pozos y el trazo de la correlación (adaptado de Flinch, 2003).

La Formación Porquero (S2-3) descrita por Chenevart en 1963 y posteriormente por Duque en 1972 (Dueñas y Duque, 1981) consiste en una sucesión de arcillolitas, limolitas calcáreas y areniscas turbidíticas subordinadas de ambientes marinos profundos ricos en materia orgánica que describe múltiples ciclos predominantemente transgresivos y que culmina con la colmatación parcial de la cuenca que deposita carbones y areniscas de ambientes litorales someros de la Formación Tubará (Arminio et al., 2011).

Desde la perspectiva del secuestro de CO<sub>2</sub>, la Formación Ciénaga de Oro, debido a su sedimentología caracterizada por facies arenosas, no solo se destaca como un reservorio de hidrocarburos a nivel de cuenca, sino que también puede ser considerada como un objetivo para el almacenamiento geológico de carbono (CCS). En contraste, la Formación Porquero, con alta proporción de arcilla, baja permeabilidad y su superposición estratigráfica al reservorio, actúa como el sello regional en la cuenca.

# Metodología

La fuente primaria de los datos utilizados en este estudio fue el Servicio Geológico Colombiano (SGC), los cuales se obtuvieron a petición a través del Banco de Información Petrolera mediante solicitud formal. Estos datos incluyen informes y registros obtenidos de seis pozos (POZO-A, B, C, D, E, F). Se seleccionó específicamente el POZO-A para la exposición de resultados característicos de una evaluación petrofísica detallada de la trampa. Además, la totalidad de pozos fue empleada como puntos de referencia esenciales para evaluar la continuidad y presencia de la formación objetivo y sello mediante correlaciones. Estas se realizaron empleando el registro Gamma Ray y de Potencial Espontáneo como indicadores de la litología para la definición de secuencias estratigráficas bajo los principios de Vail y Mitchum (1979). Además, se incorporaron cinco líneas sísmicas (LS-1, LS-2, LS-3, LS-4, LS-5) en su totalidad en el análisis, ampliando así la base de datos y enriqueciendo la comprensión integral de la geología y las características del subsuelo en la región de interés (Figura 1B).

El análisis petrofísico de carácter numérico fue llevado a cabo en el software Microsoft Excel, empleando una plantilla desarrollada para este propósito, siguiendo los parámetros establecidos por Asquith y Gibson (1982), como se aprecia en la Figura 3. En la fase inicial, se importaron los datos para realizar una revisión de la integridad y el control de calidad de las curvas de los registros eléctricos, para la cual se evaluó el estado del hueco contrastando el caliper con el tamaño de broca empleada en cada intervalo. De la misma manera se contrastó la respuesta entre curvas para definir anomalías o picos correspondientes a ruido del registro. Posteriormente, se procedió a definir los topes formacionales basándose en el significado geológico del comportamiento de las curvas y en la información reportada en los estudios previamente mencionados.

El amarre pozo-sísmica, la interpretación y la conversión de dominio se llevaron a cabo utilizando el software OpendTect 7.0. En este proceso, se siguieron los principios establecidos por Vail y Mitchum (1979) en sismoestratigrafía, así como las técnicas propuestas por Hall (2012) y Anthonsen *et al.* (2014) en la caracterización de reservorios para CCS. Para concluir,

la evaluación del riesgo geológico asociado al modelo se abordó mediante aproximaciones estocásticas utilizando el método Montecarlo a 10.000 iteraciones en Python, adaptando la metodología previamente empleada por Asante *et al.* (2021).

## Resultados

Las correlaciones se basan en el análisis detallado de las características petrofísicas y estratigráficas de las curvas. Este análisis permitió identificar la presencia de cinco de las seis secuencias sedimentarias más recientes en el área de estudio. Estas secuencias fueron correlacionadas con las formaciones Ciénaga de Oro Superior (S1), Porquero Inferior (S2), Porquero Superior (S3), Tubará (S4) y Corpa (S5), como se muestra en la Figura 2. Un aspecto significativo que resalta en los informes de muestras de zanja es el contraste litológico del basamento entre el POZO-A y el POZO-C. En el primero, predominan las afinidades continentales, marcadas por esquistos cloríticos y cuarcitas, mientras que, en el segundo, se observa una afinidad oceánica con presencia de basaltos, doleritas y serpentinitas. Estas diferencias inciden en las implicaciones tectónicas previamente descritas en la literatura entre la provincia del Valle Inferior del Magdalena y el Cinturón Plegado de San Jacinto.

En cuanto al análisis petrofísico, este permitió la determinación del espesor del reservorio en el POZO-A, que alcanza un total de 499,0 ft. Este cálculo se realizó mediante la evaluación del porcentaje de arcillosidad en la Formación Ciénaga de Oro utilizando el Gamma Ray, y la definición de un valor de corte mínimo del 30%, respaldado por trabajos similares (Anthonsen et al., 2014), verificando su ajuste a la respuesta diferencial de las curvas de resistividad. La desviación estándar se aproximó a 10 ft, considerando como criterio las observaciones en los datos sísmicos. La porosidad total efectiva promedio para los intervalos catalogados como reservorio en el POZO-A equivale al 14,2%, con una desviación estándar del 4,0%. Este valor se calculó a partir del porcentaje de arcillosidad y los registros de porosidad de neutrón y densidad. Se asume que estos datos calculados en el análisis petrofísico son extrapolables al área para la estimación volumétrica, como se muestra en la Figura 3.

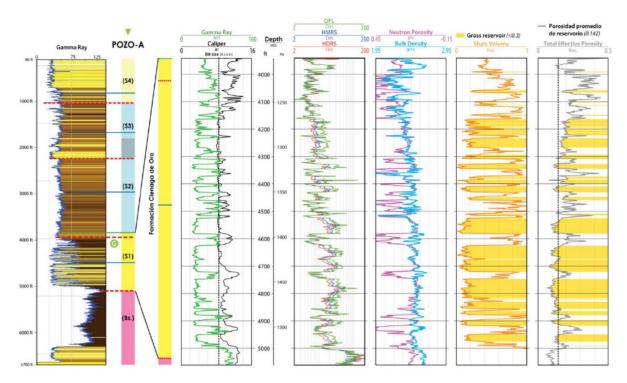
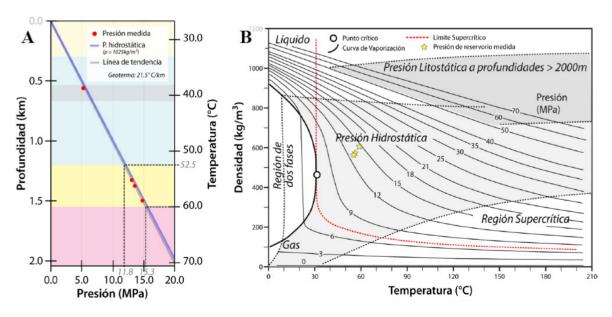


Figura 3. Evaluación petrofísica de la Formación Ciénaga de Oro a partir de registros eléctricos del POZO-A.

El gradiente geotérmico calculado para el POZO-A a partir de la temperatura superficial y de fondo arrojó un valor aproximado de 21,5°C/km. Las pruebas de presión (DST) fueron realizadas para el intervalo turbidítico de la Formación Porquero Superior (Arenisca Intra-Porquero) y a nivel de reservorio dentro de la Formación Ciénaga de Oro, estas mostraron una tendencia apenas

distinguible de la presión hidrostática ( $\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$ ), indicando la presencia de agua en estos intervalos (Figura 4A). A partir de estos datos y según lo establecido por Bachu (2003) (Figura 4B), se determinó el promedio y la desviación estándar de la densidad en condiciones de reservorio (Tabla 1).



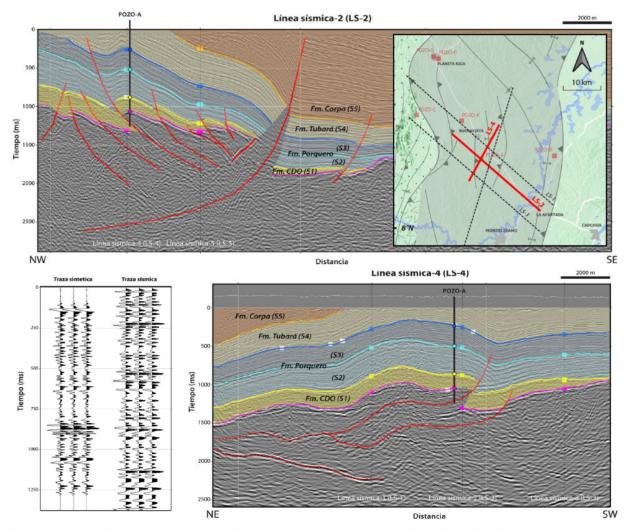
**Figura 4. A.** Gradientes P/T del POZO-A. **B.** Diagrama de variación de la densidad del CO<sub>2</sub> en función de la temperatura y la presión ilustrando las condiciones presentes a profundidad de reservorio del POZO-A (adaptado de Bachu, 2003).

**Tabla 1.** Tabla de parámetros empleados para el cálculo utilizando distribuciones propuestas por Asante *et al.* (2021) y los factores de eficiencia de Anthonsen *et al.* (2014).

Parámetro	Unidades	Media	Desviación estándar	Distribución
Área total (At)	Acre	600,01	291,21	log-normal
Espesor del gross reservoir (hg)	ft	499,00	10,00	log-normal
Porosidad total efectiva (Ftot)	fracción	0,124	0,040	normal
Densidad del CO <sub>2</sub> (ρ)	kg/m³	574,39	58,58	normal
Factor de eficiencia (Esalino)	fracción	0,25	0,15	log-normal

La Figura 5 ilustra la calidad del amarre sísmico y resume las principales características estructurales y sismoestratigráficas tanto de la zona, así como de la trampa evaluada. En cuanto al régimen estructural, en la zona se hace evidente la presencia de procesos de inversión tectónica, dictaminada a partir de irregularidad de espesores a un lado y otro de las principales fallas, siendo más intensa la deformación hacia el Sistema de Fallas

de Romeral en el occidente. A partir de lo interpretado, la estructura es catalogada como un "anticlinal de tipo Harpoon - (Granado y Ruh, 2019)". Otro factor apreciable en el área corresponde al acuñamiento de las secuencias hacia el suroriente producto de la reducción en el espacio de acomodación como consecuencia de la cercanía al borde de la cuenca.



**Figura 5.** Interpretación de las principales líneas sísmicas que interceptan la estructura, ilustrando su ubicación dentro de las provincias estructurales definidas por Flinch (2003), las secuencias reconocidas y el amarre de pozo mediante el sismograma sintético.

Como resultado de la interpretación sísmica se generó el mapa del tope de la Formación Ciénaga de Oro en pies (ft) de profundidad (Figura 6). En este se ilustran las principales fallas que determinan la capacidad de la trampa, así como las fallas regionales circundantes, interpoladas a partir de los horizontes y trazos de falla. Las áreas de cierre estructural fueron determinadas a tres niveles de confianza, el P<sub>90</sub> fue establecido en la

porción de la estructura que presenta un cierre en cuatro direcciones sin influencia de falla, el extremo opuesto  $(P_{10})$  se enmarca teniendo en cuenta el cierre por ambas fallas que delimitan la estructura, mientras que el  $P_{50}$  es una zona intermedia entre ambas. El parámetro calculado corresponde a la media de estas áreas de cierre y su desviación estándar.

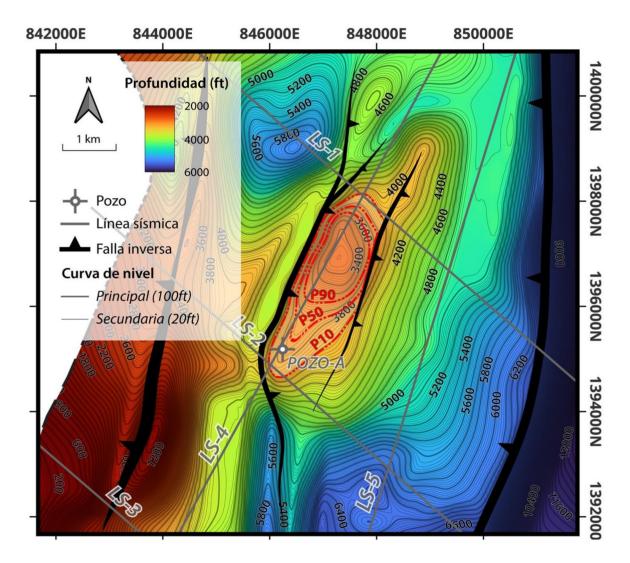


Figura 6. Mapa estructural en pies (ft) de profundidad del tope de la Formación Ciénaga de Oro.

La estimación de la capacidad de almacenamiento de la estructura a partir de los parámetros calculados mostrados en la Tabla 1 permitió la obtención de una curva de expectativa para la cantidad almacenable de CO<sub>2</sub> (Figura 7). Los valores estadísticos que describen dicha curva se presentan en la Tabla 2, a partir de la cual se valora la capacidad determinística de la trampa en de 7,58 MtCO<sub>2</sub>eq, equivalente a al menos 13,3 años de emisiones primarias según las tendencias reportadas

en la zona. Por otra parte, los resultados estadísticos muestran que se pueden almacenar al menos ( $P_{90}$ ) 0,82 MtCO<sub>2</sub>eq (1,44 años de producción), probablemente se pueden almacenar ( $P_{50}$ ) 5,59 MtCO<sub>2</sub>eq (9,81 años de producción), y podría ser posible almacenar hasta ( $P_{10}$ ) 15,28 MtCO<sub>2</sub>eq (26,81 años de producción). Finalmente, la incertidumbre general tiene un coeficiente de variación del 94%, lo que se traduce en una desviación estándar de 7,09 MtCO<sub>2</sub>eq.

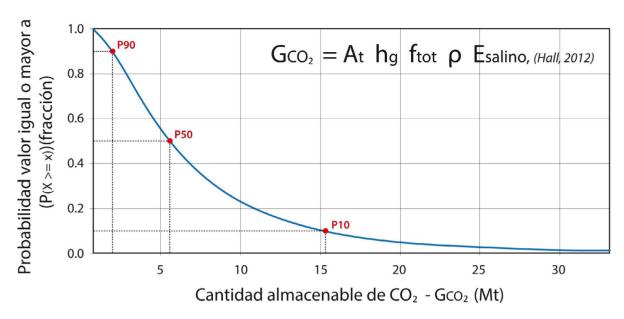


Figura 7. Curva de expectación ilustrando la capacidad de almacenamiento de CO, a diferentes niveles de certeza.

Estadísticas de capacidad de almacenamiento	Unidades	Valor calculado
P90 (probabilidad del 90% de al menos este valor)	Mt	0,82
P50 (probabilidad del 50% de al menos este valor)	Mt	5,59
Media (aritmética)	Mt	7,58
P10 (probabilidad del 10% de al menos este valor)	Mt	15,28
Varianza	Mt	50,29

**Tabla 2.** Tabla de resultados obtenidos mediante el método estocástico con n=10.000.

# **Conclusiones**

Las características litológicas, petrofísicas (porosidad, permeabilidad, arcillosidad) y sismoestratigráficas (continuidad lateral, superposición regional yuxtaposición del sello a través de fallas) de la Formación Ciénaga de Oro cumplen con las condiciones para el secuestro de CO, en el Valle Inferior del Magdalena.

Desviación estándar

Coeficiente de variación

La trampa evaluada, un anticlinal asimétrico de inversión denominado "estructura tipo Harpoon", se revela como un componente influenciado de manera significativa por el adyacente Sistema de Fallas de Romeral. Esto sugiere un pasado geodinámico inicial marcado por un régimen distensivo, dando lugar a un sistema hemigraben caracterizado por fallas lístricas. Posteriormente, este sistema experimenta una fuerte reactivación en configuración inversa, confiriéndole su asimetría y complejidad estructural.

A pesar de las prometedoras características de la Formación Ciénaga de Oro en el área y a nivel de cuenca, así como de la estructura evaluada, las estimaciones del reservorio indican una magnitud menos atractiva en comparación con el alto riesgo asociado. Este hallazgo subraya la necesidad de explorar trampas con una mayor cobertura de datos para enriquecer los métodos de análisis mitigando la incertidumbre. Se requiere una mayor amplitud en la trampa con el fin de aumentar la capacidad estimada, haciendo más competitivo el yacimiento en comparación con el riesgo. Además, es esencial explorar áreas más profundas de la cuenca para incrementar la densidad crítica del CO<sub>2</sub> y, de esta manera, aumentar la cantidad de toneladas almacenables.

7.09 0.94

Mt

#### Agradecimientos

La elaboración de este trabajo no hubiese sido posible sin la gestión de la información ante el Servicio Geológico Colombiano por parte del ingeniero Arnaldo Gómez Casseres. Gratitud especial al Departamento de Geociencias de la Universidad Nacional de Colombia.

#### Referencias

- Ajayi, T.; Gomes, J.S.; Bera, A. (2019). A review of CO, storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. Petroleum Science, 16, 1028-1063. https://doi.org/10.1007/s12182-019-0340-8
- Al-Khdheeawi, E.A.; Mahdi, D.S.; Ali, M.; Iglauer, S.; Barifcani, A. (2021). Reservoir scale porositypermeability evolution in sandstone due to CO, geological storage. 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference. https://doi.org/10.2139/ ssrn.3818887
- Ali, M.; Yekeen, N.; Pal, N.; Keshavarz, A.; Iglauer, S.; Hoteit, H. (2021). Influence of pressure, temperature and organic surface concentration on hydrogen wettability of caprock; implications for hydrogen geo-storage. Energy Reports, 7, 5988-5996. https:// doi.org/10.1016/j.egyr.2021.09.016
- Ali, M.; Jha, N.K.; Pal, N.; Keshavarz, A.; Hoteit, H.; Sarmadivaleh, M. (2022). Recent advances in carbon dioxide geological storage, experimental procedures, influencing parameters, and future outlook. Earth-Science Reviews, 225, 103895. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103895
- Anthonsen, K.L.; Bernstone, C.; Feldrappe, H. (2014). Screening for CO, storage sites in Southeast North Sea and Southwest Baltic Sea. Energy Procedia, 63, 5083-5092. https://doi.org/10.1016/j. egypro.2014.11.538
- Arif, M.; Abu-Khamsin, S.A.; Iglauer, S. (2019). Wettability of rock/CO<sub>2</sub>/brine and rock/ oil/ CO<sub>2</sub>-enriched-brine systems: critical parametric analysis and future outlook. Advances in Colloid and Interface Science, 268, 91-113. https://doi. org/10.1016/j.cis.2019.03.009
- Arminio, J.F.; Yoris, F.; Porras, L.; García, E.; Diluca, M. (2011). Petroleum geology of Colombia, Lower Magdalena. Fondo Editorial Universidad EAFIT-ANH.
- Asante, J.; Ampomah, W.; Rose-Coss, D.; Cather, M.; Balch, R. (2021). Probabilistic assessment and uncertainty analysis of CO2 storage capacity of the Morrow B

- Sandstone—Farnsworth field unit. Energies, 14(22), 7765. https://doi.org/10.3390/en14227765
- Asquith, G.B; Gibson, C.R. (1982). Basic well log analysis for geologists. AAPG. https://doi. org/10.1306/Mth3425
- Bachu, S. (2002). Sequestration of CO, in geological media in response to climate change: road map for site selection using the transform of the geological space into the CO<sub>2</sub> phase space. Energy Conversion and Management, 43(1), 87-102. https://doi. org/10.1016/S0196-8904(01)00009-7
- Bachu, S. (2003). Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO, in geological media in response to climate change. Environmental Geology, 44(3), 277-289. https://doi.org/10.1007/ s00254-003-0762-9
- Barrero-Espinosa, F.A. (2021). ¿Existe en Colombia una política pública y regulación que permitan la implementación de tecnología CCS? Tesis de maestría, Universidad Externado de Colombia. https://doi.org/10.57998/bdigital.handle.001.5324
- Bernal-Olaya, R.; Mann, P.; Escalona, A. (2015). Cenozoic tectonostratigraphic evolution of the Lower Magdalena Basin, Colombia: An example of an under-to overfilled forearc basin. In: C. Bartonili, P. Mann (eds.). Petroleum Geology and Potential of the Colombian Caribbean Margin (pp. 345-397). Vol. 108, AAPG Memoir. https://doi. org/10.1306/13531943M1083645
- Blunt, M.; Fayers, F.J.; Orr Jr; F.M. (1993). Carbon dioxide in enhanced oil recovery. Energy Conversion and Management, 34(9-11), 1197-1204. https://doi. org/10.1016/0196-8904(93)90069-M
- Dueñas, H.; Duque, H. (1981). Geología del cuadrángulo F-8, Planeta Rica. Boletín Geológico, 24(1), 1-36. https://doi.org/10.32685/0120-1425/ bolgeol24.1.1981.264
- Edwards, R.W.J.; Celia, M.A.; Bandilla, K.W.; Doster, F.; Kanno, C.M. (2015). A model to estimate carbon dioxide injectivity and storage capacity for geological sequestration in shale gas wells. Environmental Science & Technology, 49(15), 9222-9229. https://doi.org/10.1021/acs.est.5b01982
- Flinch, J.F. (2003). Structural evolution of the Sinú-Lower Magdalena area (northern Colombia). In:

- C. Bartolini, R.T. Buffler, J. Blickwede (eds.). The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics (pp. 776-796). Vol. 79, AAPG Memoir.
- Global Energy Monitor. (2022). Global Infrastructure Tracker Gas Pipelines [January https://globalenergymonitor.org/projects/ global-gas-infrastructure-tracker/
- Granado, P.; Ruh, J. B. (2019). Numerical modelling inversion tectonics in fold-and-thrust belts. Tectonophysics, 763, 14-29. https://doi. org/10.1016/j.tecto.2019.04.033
- Hall, G. (2012). The US 2012 Carbon Utilization and Storage Atlas. US Department of Energy. https:// doi.org/10.2172/1814016
- IPCC (2005). Carbon Dioxide Capture and Storage: A Summary of the IPCC Special Report. IPCC.
- Kelemen, P.; Benson, S.M.; Pilorgé, H.; Psarras, P.; Wilcox, J. (2019). An overview of the status and challenges of CO, storage in minerals and geological formations. Frontiers in Climate, 1, 9. https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00009
- Kimball, J. (2010). Colombiana Cerro Matoso ve caída en producción níquel 1er trimestre. https://www. reuters.com/article/mineria-colombia-cerromatosoidARN0414892820100604/
- Mariño-Martínez, J.E.; Moreno-Reyes, L.E. (2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> (CCS) en Colombia - caso Tauramena (Casanare). Boletín de Geología, 40(1), https://doi.org/10.18273/revbol.v40n1-109-122. 2018007
- Mora-Bohórquez, J.A.; Ibanez-Mejia, M.; Oncken, O.; de Freitas, M.; Vélez, V.; Mesa, A.; Serna, L. (2017). Structure and age of the Lower Magdalena Valley basin basement, northern Colombia: New reflection-seismic and U-Pb-Hf insights into the termination of the central andes against the Caribbean basin. Journal of South American Earth Sciences, 74, 1-26. https://doi.org/10.1016/j. jsames.2017.01.001
- Mora-Bohórquez, J.A.; Oncken, O.; Le Breton, E.; Ibañez-Mejia, M.; Veloza, G.; Mora, A.; Vélez, V.; De Freitas, M. (2020). Formation and evolution of the Lower Magdalena Valley Basin and San Jacinto

- fold belt of northwestern Colombia: Insights from Upper Cretaceous to recent tectono-stratigraphy. In: J. Gómez, D. Mateus-Zabala (eds.). The Geology of Colombia (pp. 21-66). Vol. 3. Servicio Geológico https://doi.org/10.32685/pub. Colombiano. esp.37.2019.02
- Nielsen, C.M.; Frykman, P.; Dalhoff, F. (2015). How to characterize a potential site for CO<sub>2</sub> storage with sparse data coverage - a Danish onshore site case. Oil and Gas Science and Technology, 70(4), 587-598. https://doi.org/10.2516/ogst/2015008
- SGC; ANH. (2021). Mapa geológico a escala 1:50.000 con información del subsuelo de las cuencas sedimentarias del Valle Inferior de Magdalena y Sinú San Jacinto (VIM-SSJ). Dirección de Geociencias Básica, Servicio Geológico Colombiano, Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- South 32 Cerro Matoso (2021). Informe de sostenibilidad 2021. South32. Consultado el 26 de septiembre de 2024.
- Vail, P.R.; Mitchum Jr, R.M. (1979). Global cycles of relative changes of sea level from seismic stratigraphy. In: J.S. Watkins, L. Montadert, P.W. Dickerson (eds.). Geological and Geophysical Investigations of Continental Margins (pp. 469-472). AAPG Memoir. https://doi.org/10.1306/ M29405C32
- Yu, K.M.K.; Curcic, I.; Gabriel, J.; Tsang, S.C.E. (2008). Recent advances in CO, capture and utilization. ChemSusChem Chemistry & Sustainability Energy & Materials, 1(11), 893-899. https://doi. org/10.1002/cssc.200800169
- Zheng, H.; Zhong, Y.; Mao, Z.; Zheng, L. (2018). CO, utilization for the waterless dyeing: characterization and properties of disperse red 167 in supercritical fluid. Journal of CO, Utilization, 24, 266-273. https://doi.org/10.1016/j.jcou.2018.01.014

Fecha de recibido: 05 de diciembre de 2023 Fecha de aceptado: 25 de octubre de 2024