

**EVALUACIÓN DE LA PREFACTIBILIDAD DE SECUESTRO DE CO<sub>2</sub> EN EL  
ANTICLINAL DE LANDÁZURI DEL VALLE MEDIO DE MAGDALENA**

Camilo Andrés Mendoza Suarez, María Fernanda Rueda Solano

Trabajo de Grado para Optar al Título de Geólogo(a)

Director

Dilan Arturo Martínez Sánchez

MSc. en geología

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico Químicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2024

### **Dedicatoria**

A Dios dedico este logro, mi roca y guía constante. Su gracia ha sido mi fuerza en este viaje académico. A Él sea la gloria.

A mis padres María Leonor Suarez y Jesús Antonio Mendoza, quienes han sido mi fuente constante de inspiración y apoyo a lo largo de este viaje académico.

A mi hermana Paola Mendoza, por su apoyo constante, paciencia infinita y risas compartidas que han iluminado los días más intensos de esta travesía académica.

A la Universidad Industrial de Santander por brindarme la oportunidad de crecimiento y aprendizaje.

A mis respetados profesores, quienes con su sabiduría y orientación han iluminado mi camino académico. Su dedicación y enseñanzas han sido fundamentales en la realización de esta tesis. Agradezco su valioso aporte y compromiso con mi aprendizaje.

A todos aquellos que de alguna manera contribuyeron a este proceso, gracias por ser parte de esta travesía.

*Camilo Andrés Mendoza Suarez*

### **Dedicatoria**

A mi madre Gladys Solano, fuente inagotable de amor, sacrificio y sabiduría. Gracias por ser mi faro en los momentos oscuros y por alentarme a perseguir mis sueños con tenacidad y pasión.

A mi familia, por su apoyo constante, paciencia infinita y risas compartidas que han iluminado los días más intensos de esta travesía académica.

A mis profesores, cuyas enseñanzas han sido la brújula que me ha guiado a lo largo de este viaje intelectual. Agradezco su dedicación y sabiduría, que han dejado una marca indeleble en mi formación académica.

A mis amigos, cómplices de alegrías y desafíos, quienes han sido un apoyo invaluable a lo largo de esta travesía. Su compañía ha convertido cada obstáculo en una oportunidad de crecimiento.

A quienes, de diversas formas, han aportado a mi crecimiento académico y personal, les dedico este logro

***María Fernanda Rueda Solano***

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	10
1. Objetivos .....	12
1.1 Objetivo General .....	12
1.2 Objetivos Específicos.....	12
2. Marco Teórico.....	13
2.1 Cambio climático y efecto invernadero .....	13
2.2 Propiedades del Dióxido de Carbono CO <sub>2</sub> .....	14
2.3 Fuente Captura y Almacenamiento geológico de CO <sub>2</sub> .....	15
2.4 Almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	15
2.4.1 Tipo de formación.....	16
2.4.1.1 Carbón no explotable. ....	16
2.4.1.2 Shale con alta materia orgánica. ....	16
2.4.1.3 Basaltos y otras rocas volcánicas y máficas. ....	16
2.4.1.4 Reservorios de petróleo y gas natural. ....	17
2.4.1.5 Acuíferos salinos profundos. ....	17
2.4.2 Profundidad.....	17
2.4.3 Zona de confinamiento .....	18
2.4.4 Capacidad de almacenamiento.....	18
2.4.5 Accesibilidad.....	19
2.4.6 Inyectividad.....	19
2.4.7 Mecanismos de entrapamiento de CO <sub>2</sub> .....	20

2.4.7.1 Método Estratigráfico y Estructural.....	21
2.4.7.2 Método Hidrodinámico.....	21
2.4.7.3 Método Residual.....	21
2.4.7.4 Método por Disolución.....	21
2.4.7.5 Método mineral.....	22
2.4.7.6 Método por adsorción.....	22
2.5 Estudio para el secuestro de CO <sub>2</sub> en roca sedimentarias, Rock Springs Uplift, Wyoming ...	22
2.6 Geología Regional.....	23
3. Metodología.....	26
4. Resultados.....	28
4.1 Caracterización del Anticlinal de Landázuri.....	28
4.2 Condiciones y propiedades petrofísicas del anticlinal de Landázuri.....	34
4.2.1 Gradiente geotérmico Colombia.....	34
4.2.2 Presión.....	35
4.3 Fuentes de CO <sub>2</sub> cercanas.....	37
4.4 Capacidad de almacenamiento de la estructura Anticlinal de Landázuri.....	39
5. Conclusiones.....	40
6. Recomendaciones.....	41
Referencias Bibliográficas.....	43

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Propiedades necesarias para la inyección de CO <sub>2</sub> .....	20
Tabla 2 Propiedades de las formaciones del anticlinal de Landázuri .....	33
Tabla 3 Principales productoras de CO <sub>2</sub> en el VMM y sus alrededores .....	37

**Lista de Figuras**

	Pág.
Figura 1. Concentración promedio anual del CO <sub>2</sub> en ppm y proyección de aumento.....	13
Figura 2. Variación del volumen y la densidad el CO <sub>2</sub> en la profundidad .....	14
Figura 3. Cuenca del Valle Medio de Magdalena.....	24
Figura 4. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM.....	25
Figura 5. Anticlinal de Landázuri .....	29
Figura 6. Ubicación línea sísmica y cortes representativos del anticlinal de Landázuri .....	30
Figura 7. Interpretación línea sísmica SL-1995-690.....	31
Figura 8. Sección D-D'.....	31
Figura 9. Sección C-C' .....	32
Figura 10. Mapa de gradiente geotérmico de Colombia con énfasis en la cuenca del VMM .....	34
Figura 11. Módulo de Pre-interpretación.....	35
Figura 12. Ubicación del pozo infantas 1613 respecto al anticlinal de Landázuri .....	36
Figura 13. Ubicación fuentes de CO <sub>2</sub> .....	38

## Resumen

**Título:** Evaluación de la prefactibilidad de secuestro de CO<sub>2</sub> en el anticlinal de Landázuri del Valle Medio de Magdalena\*

**Autor:** Camilo Andrés Mendoza Suarez, María Fernanda Rueda Solano\*\*

**Palabras Clave:** Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, inyección, GEI, Captación de CO<sub>2</sub>, reservorio, registro de pozos

### Descripción:

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es el principal gas responsable del aumento del efecto invernadero, lo que ha generado como consecuencia el calentamiento global. Para mayo de 2024, su concentración alcanzó 427 ppm, un nivel alarmante que se atribuye principalmente a la contaminación antropogénica originada desde la Revolución Industrial. Este incremento en las concentraciones de CO<sub>2</sub>, junto con otros gases de efecto invernadero, ha impulsado a la comunidad internacional a adoptar medidas urgentes para mitigar estos efectos adversos. Entre los acuerdos más relevantes se destacan el Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París, ambos con el objetivo principal de estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel global.

En línea con estos acuerdos, Colombia ha asumido un compromiso significativo: reducir sus emisiones en un 51% para el año 2030. Para cumplir con esta ambiciosa meta, se ha propuesto la implementación del secuestro geológico de CO<sub>2</sub> en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. En particular, se evaluó la prefactibilidad del anticlinal de Landázuri, que cuenta con temperaturas de más de 30°C y presiones de poro mayores a 14.5 MPa, lo que permitirá al CO<sub>2</sub>, almacenarse en estado supercrítico, permitiendo una capacidad aproximada de almacenamiento de 4.7 GT de CO<sub>2</sub>. Permitiendo la inyección de 7 Mton de CO<sub>2</sub> anualmente durante un periodo de 600 años. Esta iniciativa no solo contribuiría de manera decisiva a la reducción de emisiones, sino que también posicionaría a Colombia como un referente en soluciones innovadoras para la mitigación del cambio climático.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología.

Director: Dilan Arturo Martínez Sánchez

### Abstract

**Title:** Preliminary Evaluation of CO<sub>2</sub> Sequestration in the Landazuri anticline, middle Magdalena Valley \*

**Author(s):** Camilo Andrés Mendoza Suarez, María Fernanda Rueda Solano \*\*

**Key Words:** Geological storage of CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> injection, GHGS, capture, reservoir, well logging.

#### Description:

Carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) is the primary gas responsible for the increase in the greenhouse effect, which has consequently led to global warming. By May 2024, its concentration reached 427 ppm, an alarming level mainly attributed to anthropogenic pollution originating from the Industrial Revolution. This rise in CO<sub>2</sub> concentrations, along with other greenhouse gases, has driven the international community to adopt urgent measures to mitigate these adverse effects. Among the most relevant agreements are the Kyoto Protocol and the Paris Agreement, both aiming to stabilize greenhouse gas emissions globally. In line with these agreements, Colombia has made a significant commitment: to reduce its emissions by 51% by 2030. To achieve this ambitious goal, the implementation of CO<sub>2</sub> geological sequestration has been proposed in the Middle Magdalena Valley Basin. Specifically, a prefeasibility study was conducted on the Landázuri anticline, which has temperatures exceeding 30°C and pore pressures greater than 14.5 MPa, allowing CO<sub>2</sub> to be stored in a supercritical state, with an approximate storage capacity of 4.7 Gtons of CO<sub>2</sub>. This would enable the injection of 7 Mtons of CO<sub>2</sub> annually over a period of 600 years. This initiative would not only make a decisive contribution to emissions reduction but would also position Colombia as a leader in innovative climate change mitigation solution

---

\* Bachelor Thesis

\*\*Faculty of Physicochemical Engineering, School of Geology  
Director: Dilan Arturo Martínez Sánchez

## Introducción

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es el principal gas que contribuye al aumento del efecto invernadero en la atmósfera terrestre (The National Aeronautics and Space Administration (NASA, 2024a). Este gas se emite principalmente como resultado de actividades antropogénicas, especialmente la combustión de carbón, petróleo y gas. Debido a esto, la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera ha experimentado un aumento continuo y acelerado desde la Revolución Industrial (Figura 1), alcanzando aproximadamente 427 ppm en mayo de 2024 (Lan, 2024).

Para enfrentar el calentamiento global, el Protocolo de Kioto puso en marcha la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) (United Nations Climate Change, 2024) cuyo objetivo es estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero. Este esfuerzo condujo a la creación de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP), en la que se desarrolló el Acuerdo de París (Acuerdo De París, 2015) (Naciones Unidas (UN), 2024). En este acuerdo, los países participantes, incluida Colombia, se comprometieron a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y a limitar el aumento de la temperatura global. Las proyecciones sugieren que, sin intervención, la temperatura global podría aumentar 1.5 °C para principios de 2030 y 2 °C para 2040, en comparación con los niveles de principios del siglo XX (Acuerdo De París, 2015) (Ordóñez Pérez, Jaramillo Moreno, & Estrada Porrúa, 2022). Frente a esta problemática, se han venido desarrollando diferentes métodos alrededor del mundo para la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> una de estas es la captura y almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub>, lo cual consiste en separar el CO<sub>2</sub> en plantas industriales, transportarlo a los sitios de almacenamiento y finalmente inyectarlo en estado supercrítico en formaciones geológicas (Ruiz Rivas, 2007).

Este método ha sido implementado en Islandia por CarbFix y Climeworks, donde el CO<sub>2</sub> se inyecta en formaciones basálticas tras ser disuelto en agua y transportado a plantas de inyección (Deutsche Welle, 2021). Asimismo, en otras partes del mundo se están investigando diferentes formaciones geológicas como posibles almacenes de CO<sub>2</sub>. Un ejemplo destacado es el estudio realizado en Wyoming, EE.UU., donde se identificó una zona conocida como "The Rock Springs Uplift", compuesta por areniscas y calizas con características óptimas para el secuestro de CO<sub>2</sub> (Surdam & Jiao, 2007).

Colombia, como firmante del Acuerdo de París (Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible (MADS), 2014) (MADS, 2018), ha establecido sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) (compromisos climáticos nacionales), y en 2020 actualizó su compromiso, proponiendo una reducción del 51% de las emisiones de CO<sub>2</sub> para el año 2030 (MADS, 2021) (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo Climate Promise, 2020). Con el fin de cumplir estos compromisos Colombia debe aplicar nuevas tecnologías y explorar nuevos métodos, entre estos métodos se propone el secuestro de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas. Para darle inicio a esta propuesta, es necesario llevar a cabo una evaluación de prefactibilidad de diversas estructuras geológicas en Colombia, con el fin de proporcionar al país una base sólida para el desarrollo de futuros proyectos de secuestro de CO<sub>2</sub> y contar con múltiples opciones para cumplir con sus compromisos ante las entidades internacionales. En este contexto, y con el propósito de iniciar este inventario, se plantea la siguiente pregunta de investigación ¿Cuál es la prefactibilidad del secuestro de CO<sub>2</sub> en el anticlinal de Landázuri del Valle Medio de Magdalena (VMM)?.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Estudiar la prefactibilidad geológica de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones del Cretáceo del anticlinal de Landázuri en el VMM, buscando contribuir a los esfuerzos de Colombia, en el cumplimiento de diferentes acuerdos internacionales de descarbonización.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Establecer criterios de selección de estructuras factibles para la inyección y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en el VMM.

Determinar las formaciones aptas para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en el Cretáceo del VMM.

Realizar un inventario de las principales fuentes de CO<sub>2</sub> en el VMM y región circundante.

## 2. Marco Teórico

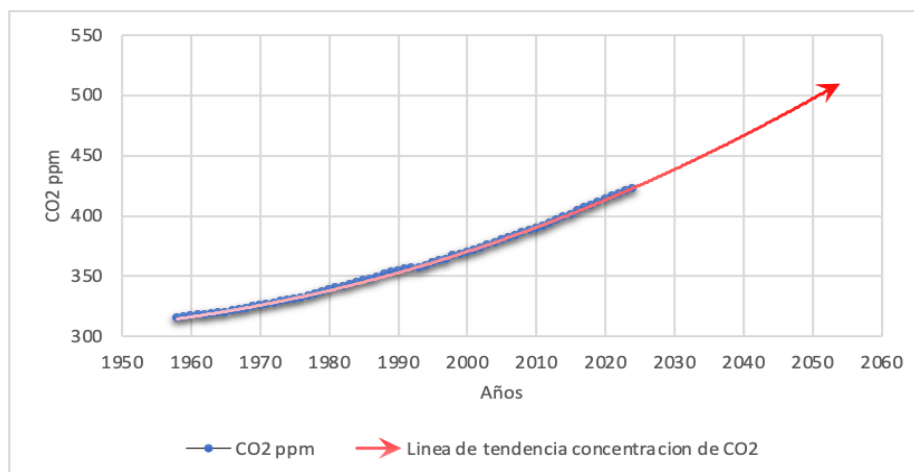
### 2.1 Cambio climático y efecto invernadero

El cambio climático es una alteración de la atmósfera causada por actividades humanas y ciclos naturales. Este fenómeno afecta el equilibrio de los procesos naturales y agrava el efecto invernadero, que regula el intercambio de energía (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2007). El cual es producido por los GEI como el dióxido de carbono CO<sub>2</sub>, metano CH<sub>4</sub>, óxido de nitrógeno N<sub>2</sub>O (NASA, 2024b).

Los GEI, son opacos a la radiación infrarroja saliente; por ello a medida que aumenta su concentración en la atmósfera, la energía radiada desde la superficie terrestre queda atrapada en la atmósfera y no puede escapar al espacio, siendo reabsorbida por la superficie terrestre, generando cambios climáticos drásticos. De acuerdo con el informe sobre la Brecha de Emisiones 2001, si no se reducen a la mitad las emisiones anuales de GEI para 2030, sería muy difícil limitar el calentamiento global a un 1.5 °C.

#### Figura 1.

*Concentración promedio anual del CO<sub>2</sub> en ppm y proyección de aumento*



*Nota:* El gráfico representa los valores promedio de concentración del CO<sub>2</sub> en la atmósfera hasta 2024 y la línea de tendencia que estos, la cual es extrapolada mostrando el aumento de la concentración del CO<sub>2</sub>. Adaptado de Lan (2024).

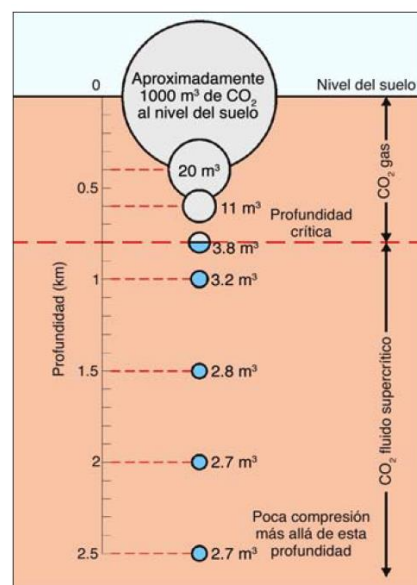
EL CO<sub>2</sub> es producido principalmente por la combustión de combustibles fósiles, debido a la actividad humana, ha aumentado su concentración de forma acelerada en las últimas décadas, alcanzando una concentración de 427 ppm en julio de 2024 y se estima que para 2050 se tendrá una concentración de 500 ppm (Figura 1) (Lan, 2024).

## 2.2 Propiedades del Dióxido de Carbono CO<sub>2</sub>

El CO<sub>2</sub> un gas inoloro e incoloro indispensable para la vida en la tierra, se origina de procesos antrópicos como la extracción y quema de combustibles fósiles; y naturales como los incendios y erupciones volcánicas (NASA, 2024b).

### Figura 2.

*Variación del volumen y la densidad el CO<sub>2</sub> en la profundidad*



Nota: El volumen ocupado por el CO<sub>2</sub> disminuye en un 400% al alcanzar las profundidades y temperaturas del punto crítico. Adaptado de Rigg, y otros (2001).

El CO<sub>2</sub> es soluble en agua, a temperaturas de 20° a 25° tiene una densidad de 1.837 kg/m<sup>3</sup> (Basbug, Gumrah, & Oz, 2007). Cuando se somete a temperaturas de 31.1°C y presiones mayores a 7.38 MPa, llega a su punto crítico alcanzando una densidad de 200 a 800 Kg/m<sup>3</sup> (Bachu, 2002).

### **2.3 Fuente Captura y Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>**

El aporte de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en Colombia proviene principalmente de la deforestación (31%), seguido de la agricultura (22%), el sector energético (11.7%), el transporte (11.2%), la industria y el comercio (9%), el ambiente (6%) y las viviendas (5%) (Naturgas, 2024)

El secuestro de carbono es el proceso de capturar y almacenar CO<sub>2</sub> para evitar su liberación a la atmósfera. Esto se logra separando el dióxido de carbono emitido por industrias y fuentes de energía, transportándolo a un lugar de almacenamiento y aislándolo a largo plazo. Puede hacerse a través de la captura de emisiones o removiendo CO<sub>2</sub> directamente de la atmósfera. La captura se realiza antes de que los gases de combustión se liberen, en fuentes como plantas eléctricas y refinerías. El CO<sub>2</sub> capturado se comprime y se inyecta en formaciones geológicas adecuadas (Clemente Jul, Rodrigo Naharro, & Perez del Villar, 2011) (Mariño Martínez & Moreno Reyes, 2018) (Ruiz Rivas, 2007).

### **2.4 Almacenamiento de CO<sub>2</sub>**

El National Energy Technology Laboratory en su libro “Best practices: Site Screening, Site Selection, and Site Characterization for Geologic Storage Projects”, considera los siguientes puntos como primordiales durante la etapa de valoración del sitio de interés para el secuestro de CO<sub>2</sub>:

*Tipo de formación.*

*Profundidad.*

*Confinamiento de la formación.*

*Capacidad del almacenamiento.*

#### **2.4.1 Tipo de formación**

El NETL, 2017 lista cinco tipos de formaciones con las características necesarias para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>: los acuíferos profundos salinos, los reservorios de gas y petróleo, las capas de carbón no explotable (Clemente Jul et al., 2011) (Mariño Martínez & Moreno Reyes, 2018) (Ruiz Rivas, 2007) (Basbug, Gumrah, & Oz, 2007). Además de esto, el CO<sub>2</sub> puede ser almacenado como parte del recobro del petróleo ya que se inyecta con el propósito de desplazar el petróleo (IPCC, 2005).

**2.4.1.1 Carbón no explotable.** Estas formaciones están compuestas por capas delgadas de carbón que no son económicamente explotables. En las cuales, se plantea el recobro de metano mejorado con la inyección de CO<sub>2</sub>, no obstante, esta inyección debe realizar a profundidades menores de 900 m, ya que, la permeabilidad del carbón disminuye con la profundidad, aumentando las posibles fracturas profundidades mayores (NETL, 2017). **2.4.1.2 Shale con alta materia orgánica.** El shale se caracteriza por una baja permeabilidad y un alto contenido de materia orgánica, por consiguiente la absorción del CO<sub>2</sub> funcionaria de una manera similar al caso de las formaciones de carbón no explotable, sin embargo, al realizarse la integración del CO<sub>2</sub> por el shale este comenzaría a liberar el gas natural que en habitualmente se encuentra almacenado en el shale, complicando el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, debido a esto la DOE (2017) considera la realización de más estudios para considerar su viabilidad.

**2.4.1.3 Basaltos y otras rocas volcánicas y máficas.** La composición rica en Magnesio y

Hierro de las rocas basálticas las convierte en rocas altamente reactivas al contacto con el CO<sub>2</sub>, al punto de la cristalización del CO<sub>2</sub>, lo que significaría el almacenamiento permanente de este.

**2.4.1.4 Reservorios de petróleo y gas natural.** Los reservorios de petróleo y gas natural son formaciones permeables y porosas que se encuentran confinadas por una roca impermeable que impide la migración, han sido caracterizados y estudiados a profundidad por las diferentes empresas y generalmente ya cuentan con una infraestructura en el lugar. Por consiguiente, son sitios propicios para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, permitiendo incluso la recuperación de petróleo por medio de la inyección de CO<sub>2</sub> (IPCC, 2007). Estos reservorios también pueden ser usados para Procesos de Recuperación mejorada de Hidrocarburo (RMHH). Durante este procedimiento, se introduce dióxido de carbono en estado supercrítico en el subsuelo, al mismo tiempo que los hidrocarburos son extraídos hacia la superficie mediante un pozo productor. En resumen, la inyección constante de CO<sub>2</sub> provoca la recarga de presión en el yacimiento, facilitando el desplazamiento de los hidrocarburos y, por consiguiente, mejorando la recuperación de hidrocarburos (RMH) (Oldenburg, 2003).

**2.4.1.5 Acuíferos salinos profundos.** Las formaciones salinas presentan una extensión y espesor mucho mayor que los reservorios de petróleo y gas, además de esto tienen una salinidad de más de 10000 mg/L en sólidos totales disueltos, haciendo que el agua no sea apta para el consumo humano ni para la agricultura, por lo cual la inyección de CO<sub>2</sub> no afectaría acuíferos potables (Celia, Bachu, Nordbotten, & Bandilla, 2015) (Vangkilde-Pedersen, Anthonsen, & Smith, 2009) (Moghadasi, 2022) (Clemente Jul et al., 2011) (Ruiz Rivas, 2007).

#### **2.4.2 Profundidad**

La profundidad necesaria depende de dos factores, primero de las normativas existentes

para la protección de acuíferos de agua potable que en el caso de Estados Unidos es el “Safe Drinking Water Act (SDWA)”, y segundo de la profundidad requerida para mantener el CO<sub>2</sub> en estado supercrítico lo que permite el máximo y seguro almacenamiento de este.

Ya que el CO<sub>2</sub> se convierte en un gas supercrítico a una temperatura de 31.3°C y una presión de 7.4 MPa, se debe identificar la profundidad a las que estas condiciones se dan en cada lugar de estudio.

### ***2.4.3 Zona de confinamiento***

La densidad del CO<sub>2</sub> en estado supercrítico es de 500 a 800 KG/m<sup>3</sup> lo que la hace menos densa que el petróleo y el agua salina, en consecuencia, presenta una alta flotabilidad y por esta razón es primordial que la inyección ocurra en una zona confinada que impida la migración del CO<sub>2</sub>. La zona de confinamiento se puede formar por medio de rocas de baja permeabilidad como los shales, lutitas, carbonatos o anhidritas y su extensión debe exceder la zona de inyección del CO<sub>2</sub>.

### ***2.4.4 Capacidad de almacenamiento***

Según Kaldi 2010, esta es una característica propia de cada lugar de inyección y de su tipo de almacenamiento, además, dependerá de conceptos claves tales como, porosidad, volumen de roca, presión, temperatura, densidad del CO<sub>2</sub> insitu, permeabilidad, resistividad (Serrano, 2011).

La porosidad es el espaciado del volumen total de la roca. Este determina la capacidad de almacenamiento de fluido que tiene la roca. La necesaria para el cálculo de la capacidad es la porosidad efectiva la cual hace referencia a la proporción entre el volumen total de poros interconectados y el volumen total de la roca. Esta porosidad sirve como un indicador de la capacidad de la roca para permitir el paso de fluidos; no obstante, no evalúa la capacidad de flujo específica de la roca.

En los casos de almacenamiento de yacimientos de petróleo o gas, abandonados o secos se asume que el volumen e crudo o extraído es el que se encontrara disponible para el almacenamiento del CO<sub>2</sub>. Hay que tener en cuenta que la capacidad de almacenamiento es un concepto volumétrico (espacial), mientras que la inyectividad (capacidad de inyectar un fluido) es un concepto temporal (Bachu et al 2007) y ambos son de extrema importancia para la determinación de un buen reservorio de CO<sub>2</sub>.

#### **2.4.5 Accesibilidad**

Se refiere a la ubicación del lugar de inyección, este debe ser cercano respecto a la fuente de generación de CO<sub>2</sub>, con el fin de economizar el proceso. Además, según Kaldi 2010, este concepto se le atribuye al cumplimiento de las normas legales y ambientales.

#### **2.4.6 Inyectividad**

Se refiere a la cualidad del reservorio que permite la inyección de este. En esta se considera la capacidad de la formación para recibir fluidos, y depende de su estrategia de inyección, parámetros de la formación, tiempos y espacios, características de fluidos, la estructura geológica de la formación y la más importante la permeabilidad de la roca, pues es la aptitud de una roca para posibilitar el paso de fluidos a través de sus poros interconectados, en explotación de yacimientos de hidrocarburos se consideran yacimientos convencionales, aquellos que cuentan con una permeabilidad mayor del 1 mD (ANH, 2012), y aquellos con permeabilidades menores a 1Md se consideran barreras de fluidos o yacimientos no convencionales, pero en este tipo de rocas la inyectividad puede mejorarse estimulando los pozos (fracturando la roca) (Basbug, Gumrah, & Oz, 2007).

**Tabla 1***Propiedades necesarias para la inyección de CO<sub>2</sub>*

<b>Propiedades</b>	
<b>Presión</b>	>7,38 MPa
<b>Profundidad</b>	>800 m
<b>Porosidad</b>	>10 %
<b>Permeabilidad</b>	>1 mD
<b>Temperatura</b>	31,1°C

*Nota:* Esta tabla muestra las propiedades que se requieren en las formaciones para un adecuado almacenamiento del CO<sub>2</sub>. “Adaptado de Bachu (2002), Basbug, Gumrah, & Oz (2007), y ANH (20212)”.

#### **2.4.7 Mecanismos de entrapamiento de CO<sub>2</sub>**

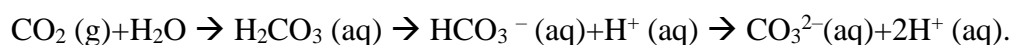
Lo más importante para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> son los parámetros de inyección y la configuración geológica de la formación, dentro de estas, se tienen mecanismos de entrapamiento físicos y químicos, por un lado, los mecanismos físicos tienen una alta capacidad de almacenamiento, pero ofrecen poca seguridad, mientras que los mecanismos químicos presentan una menor capacidad, pero ofrecen una duración mucho mayor y una retención segura (Liner, P., Zeng, King, & Li J., 2011) (Steel, Liu, Mackay, & Maroto Valer, 2016).

**2.4.7.1 Método Estratigráfico y Estructural.** Este método es poco seguro, ya que el CO<sub>2</sub> tiene una flotabilidad alta, por ende, migra de manera lateral y vertical. Por esta razón, la trampa estratigráfica debe presentar un sello que evite la migración de manera lateral y vertical, como los anticlinales. (IPCC, 2005) (Tran, Shrivastava, Nghiem, & Kohse, 2010) (Jung, Singh, Espinoza, & Wheeler, 2018).

**2.4.7.2 Método Hidrodinámico.** Este mecanismo se da por la inyección de CO<sub>2</sub> en la base de los acuíferos salinos y permanece sellado por una trampa hidrodinámica estando este en fase miscible o inmisible, sin embargo, el CO<sub>2</sub> se mueve verticalmente debido a su flotabilidad hasta llegar a la capa sello en donde comienza a moverse lateralmente lo cual depende de la velocidad del agua subterránea, por esta razón se recomienda la inyección en acuíferos de baja velocidad ya que entre más baja mayor CO<sub>2</sub> se irá disolviendo en los fluidos de la formación. (IPCC, 2005) (Basbug, Gumrah, & Oz, 2007).

**2.4.7.3 Método Residual.** Se da cuando se inyecta el CO<sub>2</sub> en lugares sin material orgánico y con presencia de agua en donde el CO<sub>2</sub> permanece de forma separada en la fase inicial y se extiende de manera inmisible hasta quedar atrapado por la acción de las fuerzas capilares en los poros. Este método de entrapamiento puede almacenar grandes cantidades de CO<sub>2</sub>, entre 20-25% según el tipo de formación (Kaldi & Gibson Poole, 2008).

**2.4.7.4 Método por Disolución.** Es la transformación del CO<sub>2</sub> en estado gaseoso (g) a estado acuoso (aq), como se puede ver en la siguiente fórmula dada por el IPCC 2005:



Esta reacción decrece el pH de la salmuera lo que también disminuye la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el agua, además de esto otros factores que afectan negativamente la solubilidad son el incremento en la temperatura y una alta salinidad en el agua, por otro lado, las corrientes de

convección creadas por la diferencia de densidad de la salmuera y el CO<sub>2</sub> promueven la disolución de este (Steel, Liu, Mackay, & Maroto Valer, 2016).

**2.4.7.5 Método mineral.** Esta depende de la composición química del agua, mineralogía de la roca reservorio, la temperatura y presión existentes, ya que consiste en que el CO<sub>2</sub> que ha sido disuelto se precipite formando minerales carbonatados como la calcita, siderita o dolomita. Este proceso puede durar desde días a miles de años para los minerales carbonatados o millones años para los minerales silicatados (Tran, Shrivastava, Nghiem, & Kohse, 2010).

**2.4.7.6 Método por adsorción.** Este se realiza mediante la adsorción en carbones o pizarras con alto contenido de materia orgánica. La retención mediante adsorción está influenciada por factores como la presión, la temperatura, el tipo de carbón y su contenido mineral (Ruiz Rivas, 2007).

## **2.5 Estudio para el secuestro de CO<sub>2</sub> en roca sedimentarias, Rock Springs Uplift, Wyoming**

En el suroeste de Wyoming Surdam y Jiao, (2007) identificaron un anticlinal con una capacidad de almacenar hasta 26 mil millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. El cual cumple con las características necesarias para ser calificado como un excelente reservorio de CO<sub>2</sub>, según el Departamento de energía de US en el protocolo para el diagnóstico de secuestro de CO<sub>2</sub>, estas características se encuentran listadas a continuación:

1. Una trampa de fluido ya sea como un anticlinal de doble inmersión o una trampa estratigráfica.
2. Debe tener suficiente porosidad y buena permeabilidad que permita el almacenamiento e inyección del CO<sub>2</sub>.
3. Sello de baja permeabilidad
4. Propiedades fisicoquímicas que permitan almacenar el CO<sub>2</sub> sin provocar daños.

Este anticlinal de doble inmersión hace parte del campo de producción petrolera Brady, y se encuentra completamente compartimentado. Es conocido como el “Rock Spring Uplift” y presenta una estructura asimétrica, con fallas inversas de alto ángulo, así como fallas normales en el flanco oeste, y fallas inversas hacia el flanco este, que se encuentra suprayacida por Shales de baja permeabilidad del Cretácico con un espesor de 1.5 Km. Tiene una extensión de 80 por 56 Km y se encuentra a una profundidad de 3 Km, Las formaciones de interés dentro del Rock Spring Uplift para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> son las areniscas Weber y las Calizas Madison, del Paleozoico y sin contacto con agua meteóricas ni zonas potenciales de recarga (Surdam & Jiao, 2007).

Las areniscas de Weber tienen una porosidad de 8 a 12% según los datos del Wyoming Oil and Gas Fields Symposium, Green River Basin (1979) (Surdam & Jiao, 2007)., con un espesor de 225m (Ahern et al, 1981) y salinidad de fluidos de 35000 ppm, se encuentra compuesta por arenisca rica en cuarzo de grano fino a medio con intercalaciones de dolomitas y calizas (Manson & Miller, 2005).

Por otro lado, las Calizas Madison tiene una porosidad promedio de 10 % según los datos del Wyoming Oil and Gas Fields Symposium, Green River Basin (1979), cuentan con un espesor de aproximadamente 76m, una salinidad del fluido de entre 50000 – 80000 ppm y está compuesta por calizas y dolomitas masivas de color azul grisáceo.

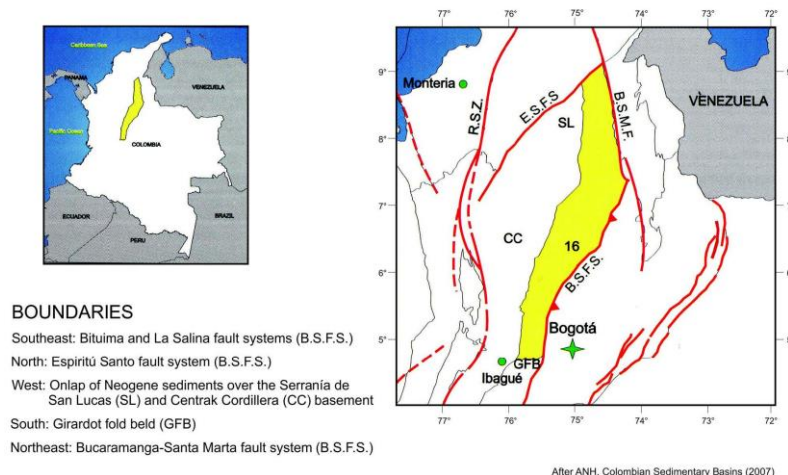
## **2.6 Geología Regional**

La cuenca del Valle medio del Magdalena está localizada entre las cordilleras Oriental y Central de Los Andes Colombianos, por el margen central del Río Magdalena, cubriendo un área de 32.000 km<sup>2</sup> Donde se encuentra parte de los departamentos de Cundinamarca, Antioquia, Boyacá y Santander (ANH, 2012). Sus límites están definidos por estructuras geológicas, hacia el norte por

el sistema de Fallas del Espíritu Santo; al sur por el cinturón plegado de Girardot; al nororiente por el sistema de fallas Bucaramanga – Santa Marta; al suroriente por los sistemas de fallas Bituima y la Salina y su límite occidental está definido por la Serranía San Lucas y la Cordillera Central (Barrero, Pardo, & Martínez, 2007).

### Figura 3.

#### *Cuenca del Valle Medio de Magdalena*

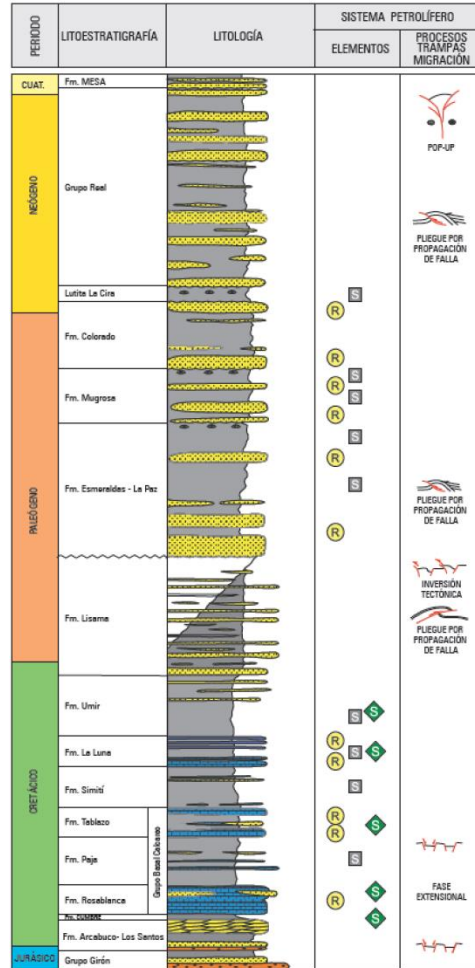


*Nota.* El gráfico representa la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde se observan sus límites estructurales y geológicos. Adaptado de Barrero et al. 2007. E.S.F.S: Falla del Espíritu Santo, GFB:Cinturón Plegado de Girardot, B.S.M.F: Sistema de Fallas Bucaramanga- Santa Marta, B.S.F.S: Sistemas de Fallas Bituima y La Salina. Adaptado de Barrero et al. (2007).

Las formaciones de interés para este proyecto son la formación paja la cual está compuesta por una intercalación de rocas calizas tipo mudstone, lodolitas calcáreas y terrígenas con materia orgánica, presentando capas gruesas, yeso en la parte inferior y calizas tipo wackestone en la parte media, además de fósiles de amonitas (Royero & Clavijo, 2001) (Etayo-Serna, Montoya Arenas, Moreno Sánchez, Terraza Melo, & Guzmán Ospitia, 2020); la formación Tablazo compuesta por

**Figura 4.**

*Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del VMM*



Nota: en la gráfica se observa las diferentes características de las formaciones que hacen parte de la cuenca del VMM. Adaptado de ANH (2012).

intercalaciones de mudstone arcilloso y calcáreo, además de arenitas de cuarzo y calizas, con fósiles de gasterópodos, equinodermos y bivalvos (Montoya Arenas, 2019), además de estas tenemos la formación Simití que se caracteriza por lutitas marrones a grises con variaciones calcáreas, depositándose en paleo batimetrías que afectan la generación de carbonatos y reducen la actividad biológica debido a condiciones anóxicas (ANH, 2012), por último, la Formación La

Luna agrupa a las formaciones Salada, Pujamana, Galembo y Renta, y se formó en un ambiente marino somero en la rampa homoclinal, con bajos niveles de oxígeno (Terraza Melo, 2019).

### **3. Metodología**

La metodología para este proyecto de investigación parte de una búsqueda bibliográfica de las propiedades necesarias para el secuestro geológico del CO<sub>2</sub> y las características o condiciones claves para llevarlo a cabo correctamente y asegurar su durabilidad en el tiempo. Determinando así las propiedades de temperatura y presión, necesarias para que el CO<sub>2</sub> se mantenga en estado super críticos, así como las condiciones de inyectividad, accesibilidad, capacidad, integridad, permeabilidad y porosidad, que permitan un almacenamiento estable y duradero en el tiempo.

En base a esto, después de una búsqueda en datos disponibles en la ANH y el Servicio Geológico Colombiano, se encuentran perfiles que ilustran diferentes estructuras, cuya forma evitarían la migración tanto lateral como verticalmente del CO<sub>2</sub>, sin embargo, se escoge el anticlinal de Landázuri para la evaluación de su prefactibilidad ya que no cuenta con exploración ni explotación de hidrocarburos, por lo cual tendría un efecto positivo, puesto que su uso sería exclusivamente para el secuestro del CO<sub>2</sub> dejando a un lado recobro de hidrocarburos.

Seguido a esto, se procede a delimitar y caracterizar el área de estudio correspondiente al anticlinal de Landázuri por medio del atlas geológico colombiano 2020 (Gómez Tapias & Montes Ramírez, 2020) y los perfiles geológicos obtenidos del anticlinal en la memoria de la cartografía geológica y muestreo geoquímico escala 1:100.000 de la plancha 150 – cimitarra (Gómez, y otros, 2008), mediante los cuales se identifica la ubicación precisa de la estructura y se destacan parámetros clave, tales como su longitud y espesor, que son fundamentales para el análisis

detallado del sitio. Además, se evalúa el grado de estabilidad de la zona, tomando en cuenta la presencia y distribución de fallas y fracturas en el área de estudio, las cuales se representan en el mapa para facilitar su interpretación. Por otro lado, se utiliza principalmente la nomenclatura de morales et al., 1958 y se hace una correlación con la cronoestratigrafía mostrada en el atlas geológico de Colombia de Gómez Tapias y Montes Ramírez (2020) y el la cartografía geológica y muestreo geoquímico escala 1:100.000 de la plancha 150 – cimitarra (Gómez, y otros, 2008), con las cuales al analizar los cortes C-C' y D-D', tomados de Gómez, y otros (2008), se determinan las formaciones que hacen parte del anticlinal de Landázuri, su composición y propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad, que permitan evaluar la inyektividad, determinando así las formaciones sello (Fm. Simiti y Fm. La luna) y las formaciones reservorio (Fm. Tablazo y Fm. Paja).

En cuanto a la temperatura se utilizó el gradiente geotérmico, obtenido al localizar el anticlinal en el mapa de gradiente geotérmico de Colombia elaborado por el Servicio Geológico Colombiano (Alfaro, Alvarado, Quintero, Vargas, & Briceño, 2009) y por medio de la profundidad promedio de las formaciones tablazo y paja de aproximadamente 1500 m se calcula la temperatura promedio para estas formaciones, de igual manera, se utilizó el informe de la ANH (2012, el cual brinda datos de gradientes de presión de poro y sobrecarga tomados en el pozo infantas 1613, ubicado a aproximadamente 50 km del anticlinal de Landázuri, a pesar de la distancia entre estos puntos, se decide utilizar estos gradientes debido a la falta de testificación geofísica en área de estudio.

Otra de las condiciones necesarias para la prefactibilidad del reservorio es la cercanía de las fuentes de CO<sub>2</sub> a la zona de inyección para que este sea económicamente más viable, por lo tanto, se identifican las principales en el Valle Medio del Magdalena y zonas colindantes y se

resaltan la refinería en Barrancabermeja y la cementera ARGOS en río claro. En adición a esto se calculan las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas anualmente por las fuentes encontradas por medio de datos análogos.

Finalmente, a partir de los perfiles y cortes geológicos obtenidos, se determinan las dimensiones de las formaciones reservorio, lo que permite calcular el área transversal del anticlinal utilizando el software GeoGebra. Posteriormente, se estima el volumen neto de las formaciones, lo cual facilita el cálculo de la capacidad de poro efectiva de las mismas.

## **4. Resultados**

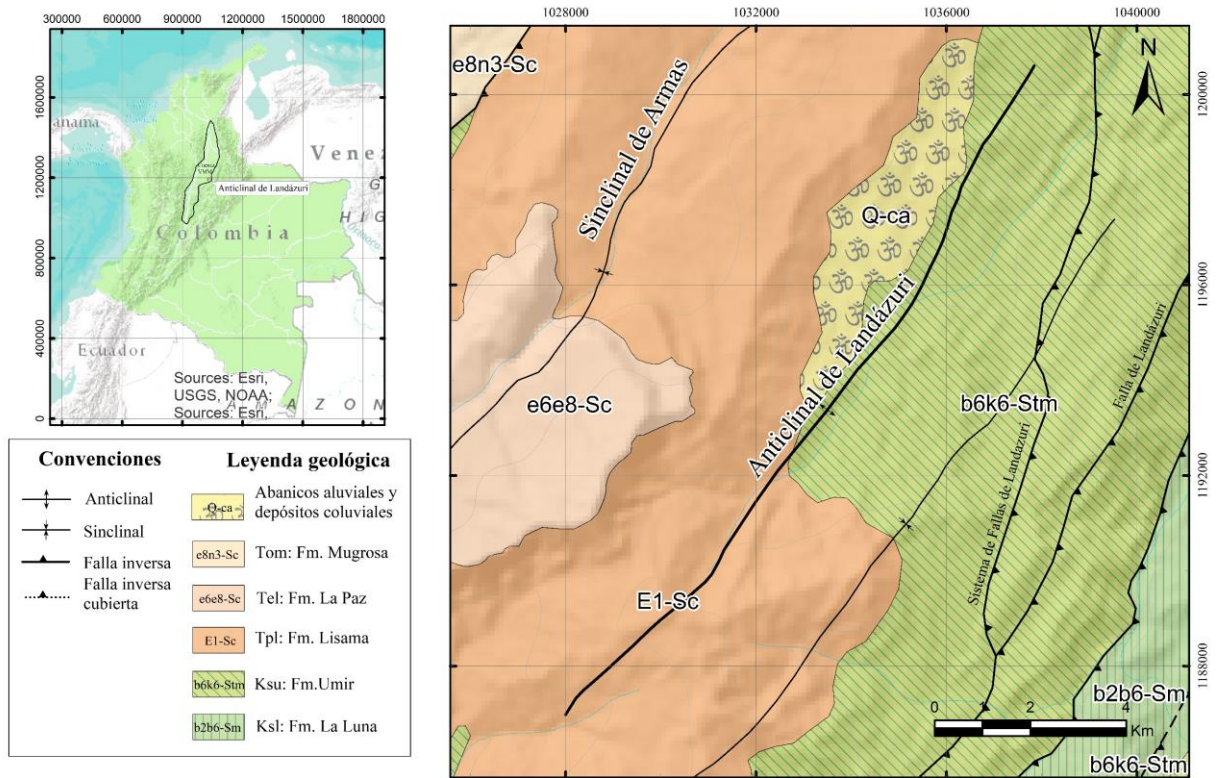
### **4.1 Caracterización del Anticlinal de Landázuri**

El anticlinal de Landázuri ubicado entre Cimitarra y Landázuri, cercana a la vía que conecta ambos pueblos, presenta una estructura teóricamente ideal para el almacenamiento del CO<sub>2</sub>, ya que no permitiría la migración del CO<sub>2</sub> verticalmente ni lateralmente. En la figura 6, se observa la ubicación del perfil y los cortes utilizados para la determinación de las dimensiones y comportamiento del anticlinal de landázuri.

En las figuras 7 – 9, se observa los cortes y línea sísmica que muestran el comportamiento del anticlinal Landázuri a lo largo de su recorrido, estos perfiles se encuentran ordenados de Norte a Sur, siendo la Figura 9 la que mejor muestra el desarrollo del anticlinal, al estar ubicado en la zona central del eje del anticlinal.

**Figura 5.**

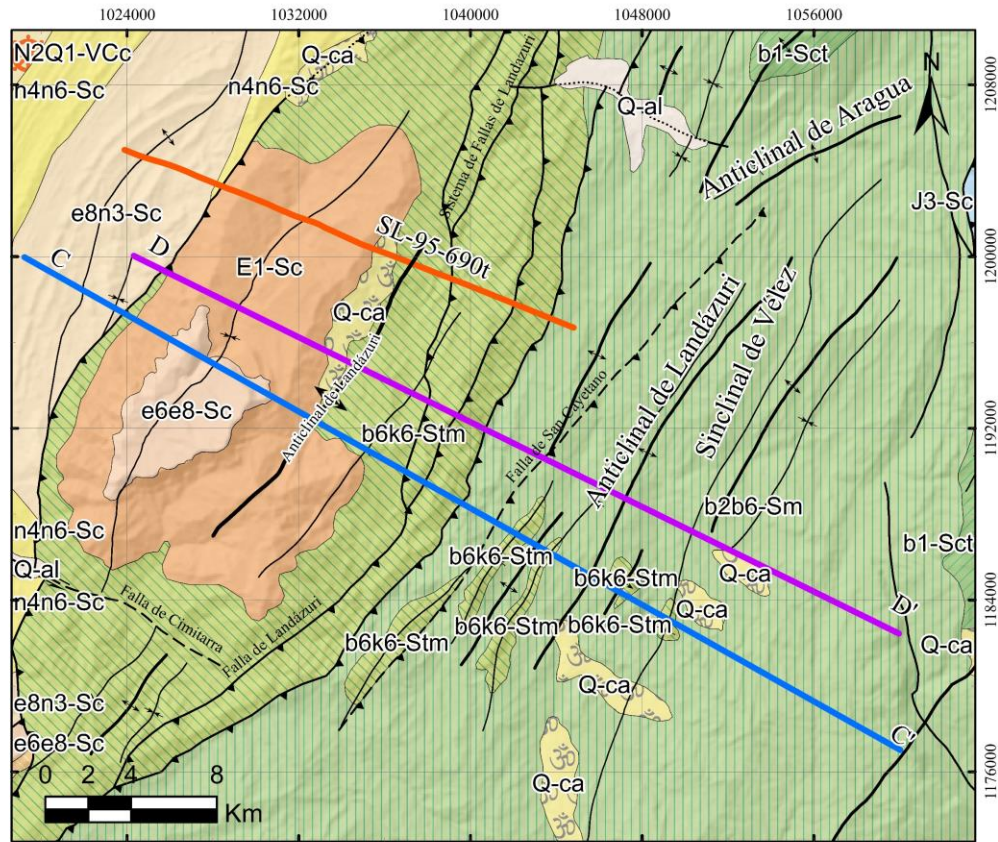
*Anticlinal de Landázuri*



*Nota:* en esta grafica se presenta la ubicación del anticlinal de Landázuri. Adaptado de Gómez, y otros, (2008) y Gómez Tapias & Montes Ramírez, (2020).

**Figura 6.**

*Ubicación línea sísmica y cortes representativos del anticlinal de Landázuri*

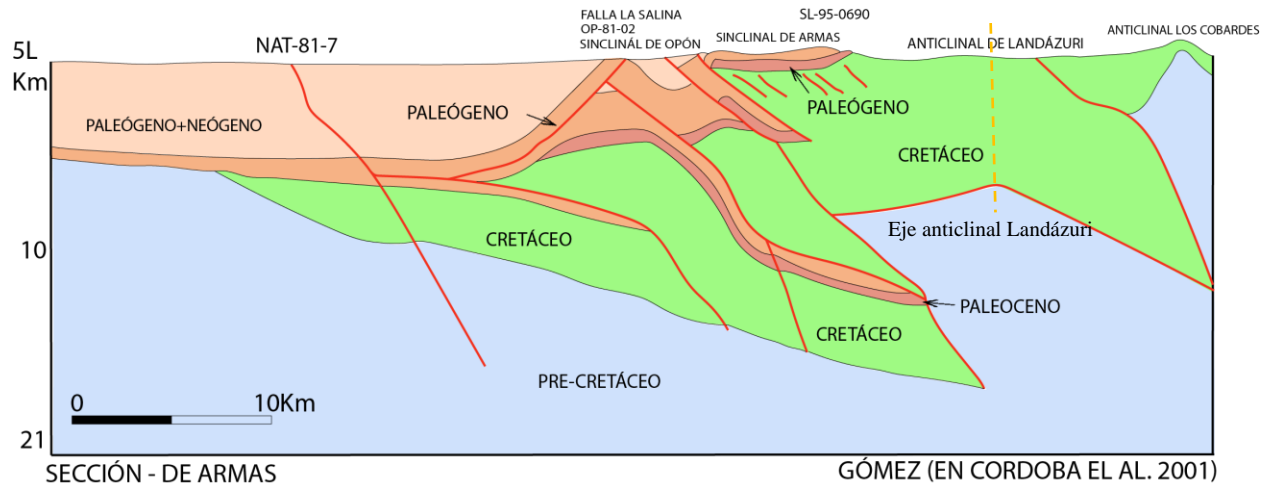


Leyenda geológica		Convenciones	
	Abanicos aluviales y depósitos coluviales		Anticlinal
	Tom: Fm. Mugrosa		Corte C_C'
	Tel: Fm. La Paz		SL-95-690t
	Tpl: Fm. Lisama		Corte D_D'
	Ksu: Fm. Umir		
	Ksl: Fm. La Luna		

*Nota:* En la gráfica se observa la ubicación de línea sísmica y los cortes representativos del anticlinal Landázuri. Adaptado de Gómez, y otros, (2008) y Gómez Tapias & Montes Ramírez, (2020).

**Figura 7.**

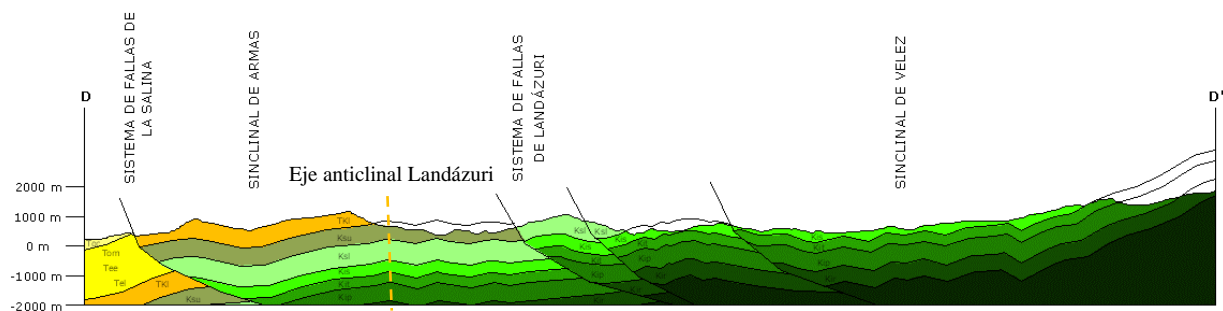
*Interpretación línea sísmica SL-1995-690*



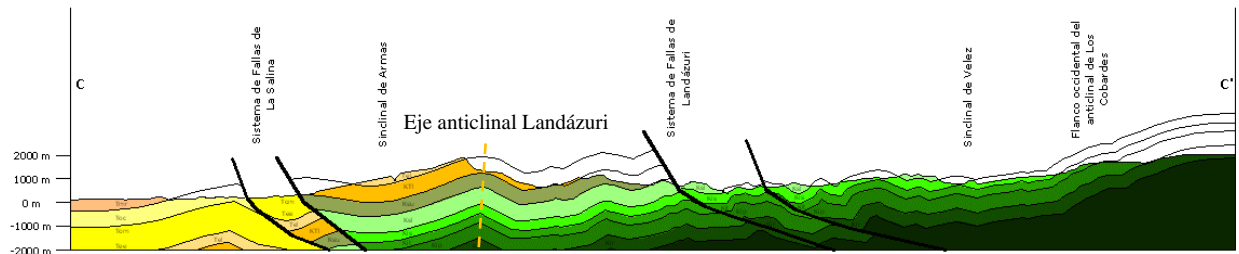
*Nota:* La grafica muestra el anticlinal del Landázuri al oriente donde se observa que las rocas del cretácico llegan aproximadamente hasta los 10 km de profundidad. Adaptado de Sarmiento (2011).

**Figura 8.**

*Sección D-D'*



*Nota:* Se observa el anticlinal de Landázuri a la derecha del sinclinal de armas. Adaptado de Gómez y otros (2008).

**Figura 9.***Sección C-C'*

*Nota:* en la gráfica se observa la sección C-C' con una profundidad de 2 km y se muestra el inicio de la formación tablazo a aproximadamente 1 km de profundidad. Adaptado de Gómez y otros (2008).

Gracias a los cortes observados con anterioridad se presentan en la Tabla 2 las diferentes características de las formaciones que hacen parte del anticlinal Landázuri, destacando las formaciones de Tablazo y Paja como reservorios, las cuales se encuentran a una profundidad aproximada de 1500 m, y presentan una permeabilidad de 1.649 mD y una porosidad efectiva de 4.7 % y la Luna y Simití como rocas sello. Además de esto se determinan las dimensiones de estas formaciones, para el posterior cálculo del volumen.

El anticlinal presenta una estructura teóricamente ideal que impide la migración de CO<sub>2</sub> tanto lateral como verticalmente. Sin embargo, se encuentra cercano a las fallas Landázuri y la Salina, lo cual pone en duda su integridad debido a fracturaamiento.

**Tabla 2***Propiedades de las formaciones del anticlinal de Landázuri*

Edad	Formación	Composición	Espesor (m)	Temperatura promedio (°C)	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	
CENOZOICO	Paleógeno	Fm Lizama Tpl	Areniscas y limolitas/arcillolitas, con capas de carbón	950-1225		5-500	1 a 20
		Fm. Umir Ksu	Alternancia de lodolitas, arcillolitas y mantos de carbón.	>1000		Baja	1 a 3
CRETACICO	Superior	Fm. La Luna Ksl	Alternancia de calizas, arcillolitas, lodolitas negras y chert.	280-650	>435	Baja	1 a 7
		Fm. Simití Kis	Lodolitas y limolitas negras, con intercalaciones de arenitas y calizas de poco espesor	250-650	>435	0.027	0 – 6%
	Inferior	Fm. Tablazo Kit	Alternancia lodolitas y calizas de capas gruesas de arenitas,	150-135	440-460	Baja	1 a 5
		Fm. Paja Kip	Lutitas bituminosas arcillolitas negras, arenitas de grano fino	125-625	422-458	1.649*	4.7*
		Fm. Rosa blanca Kir	Arcillolitas calcáreas	160-450	430-440	0.046*	3.2*
		Fm. Los Santos	areniscas y limolitas/arcillolitas	190			0-25*
	Jurásico	Superior	Fm. Girón	Arenisca, conglomerados y lutitas	>4500		

*NOTA:* En la tabla se muestran las características de las formaciones que componen la zona de inyección del anticlinal de Landázuri y valores de porosidad efectiva. “Adaptado de (Mojica & Franco (1990), ANH (2012), Lozano y Zamora (2014), Naranjo Suárez, Muñoz Navarro, & Zapata Arango (2010) y Mantilla Rojas (2019)”.

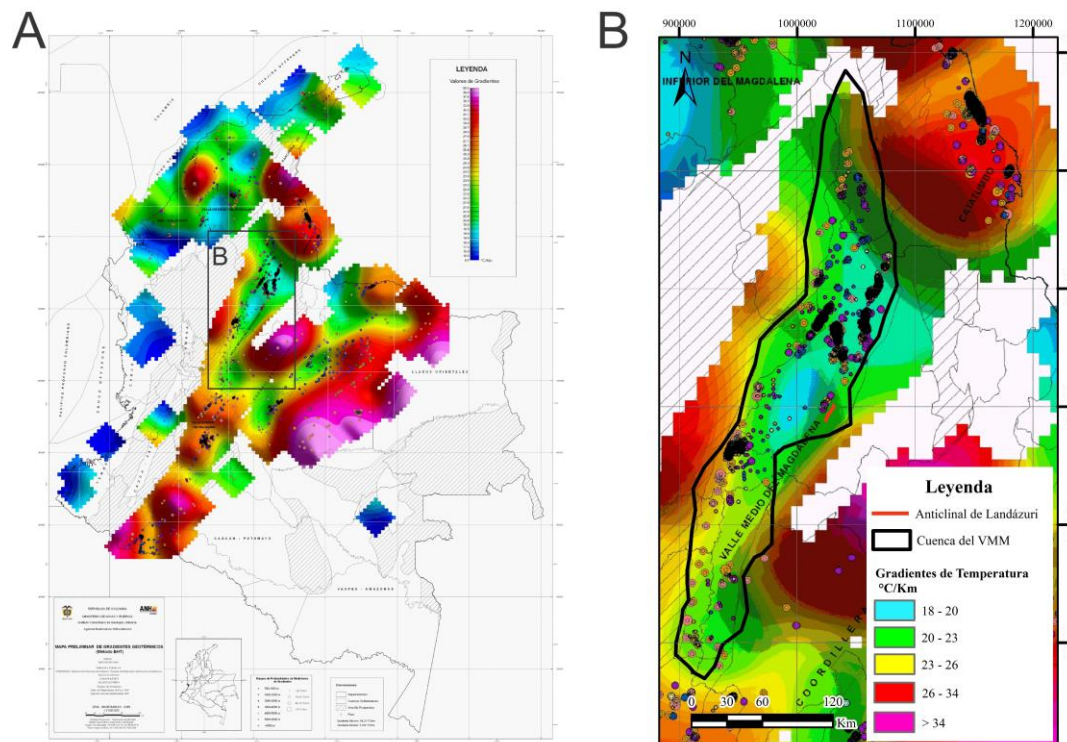
## 4.2 Condiciones y propiedades petrofísicas del anticlinal de Landázuri

### 4.2.1 Gradiente geotérmico Colombia

En la Figura 10 se observa la variación del gradiente geotérmico en Colombia y en donde se delimita la zona de la cuenca del VMM la cual muestra un rango de gradiente geotérmico que va de 6 a 28 °C/Km, indicando que para profundidades entre los 1100- 1700 m se encontrarán temperaturas mayores a 30°C.

#### Figura 10.

*Mapa de gradiente geotérmico de Colombia con énfasis en la cuenca del VMM*



*Nota:* En la gráfica se observa la variación del gradiente geotérmico en la cuenca del VMM.

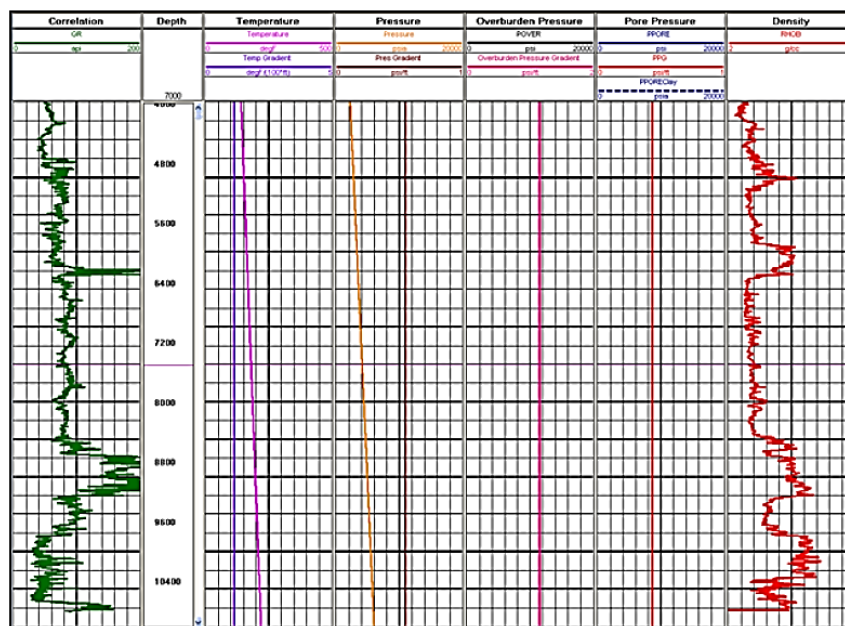
Adaptado de Alfaro, Alvarado, Quintero, Vargas, & Briceño (2009).

### 4.2.2 Presión

La variación de la presión con respecto a la profundidad se ve reflejada en la Figura 11 para el pozo infantas 1613 el cual se encuentra ubicado 50 km al norte del anticlinal de Landázuri y que se tomará como correlación para la estimación de los valores base de presión en el anticlinal de Landázuri.

**Figura 11.**

*Módulo de Pre-interpretación*



*Nota:* La grafica se muestran los gradientes y la presión de formación estimada.

Adaptado de Agencia Nacional de Hidrocarburos (2012).

Los gradientes determinados por la ANH (2012), para el pozo infantas 1613 son:

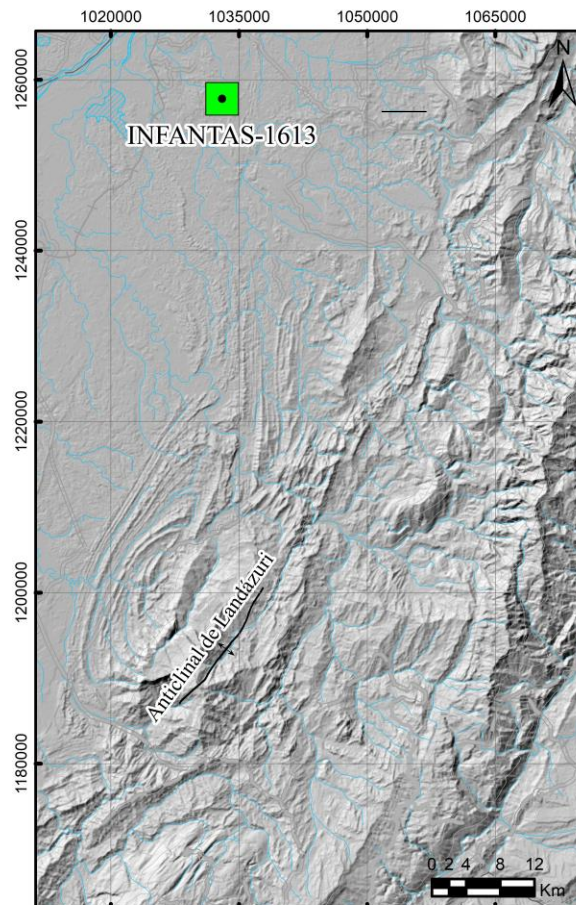
Presión: 0.82 psi/ft

Sobrecarga: 1.16 psi/ft

Poros: 0.43 psi/ft

**Figura 12.**

*Ubicación del pozo infantas 1613 respecto al anticlinal de Landázuri*



*Nota:* la gráfica muestra la ubicación del pozo infantas 1613, a aproximadamente 50Km al norte del anticlinal de Landázuri. Adaptado de Servicio Geológico Colombiano (2024), Gómez Tapias & Montes Ramírez, (2020).

Gracias a los cuales se calculan los valores estimados para las formaciones Tablazo y Simití de 1500 m en el anticlinal Landázuri así:

Presión: 4000psi o 27.57 MPa

Sobrecarga: 5700 psi o 39.3 MPa

Porosidad: 2116 psi o 14.5 MPa

### 4.3 Fuentes de CO<sub>2</sub> cercanas

En la tabla 4 se presentan las diversas fuentes estacionarias de producción de CO<sub>2</sub> ubicadas en las proximidades de la cuenca del VMM. Se estima que la producción total asciende a 7,336,863 toneladas de CO<sub>2</sub> al año, destacando la planta cementera de Río Claro como la mayor productora, con una emisión anual de 1,840,000 toneladas de CO<sub>2</sub>. Se realiza la ubicación de las fuentes con el fin de saber a que distancia se encuentran del anticlinal de Landázuri. Y si bien no se encuentran a menos de 50 Km el transporte de estas a la zona de inyección se puede realizar.

**Tabla 3**

*Principales productoras de CO<sub>2</sub> en el VMM y sus alrededores*

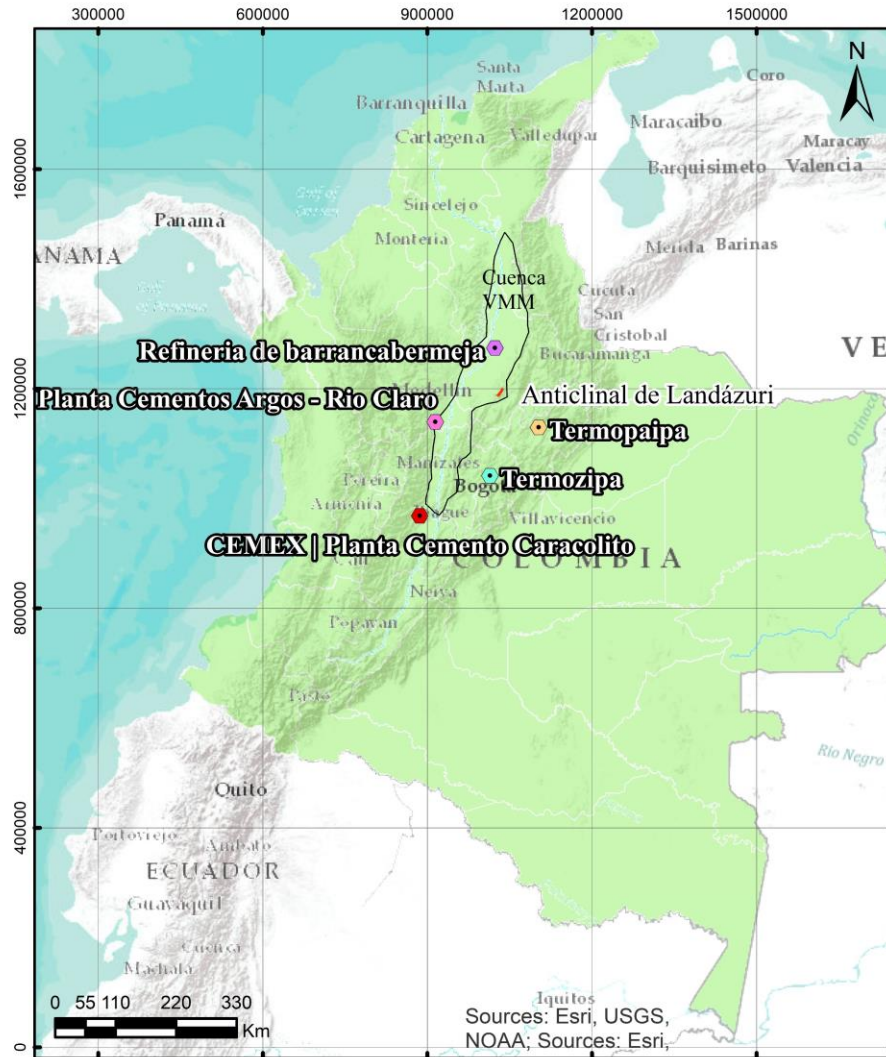
<b>FUENTES PRINCIPALES DE CO<sub>2</sub></b>	<b>REGIÓN CIRCUNDANTE</b>	<b>TONELADAS/AÑO CO<sub>2</sub></b>
<b>Refinería de Barrancabermeja</b>	Barrancabermeja, Santander	1'298.000 Ton
<b>Termoeléctrica de gas de Celsia</b>	Barrancabermeja, Santander	831.863 Ton
<b>Cementera de Argos Rio Claro</b>	Puerto Triunfo, Antioquia	1'840.000 Ton
<b>Planta de Cemento Caracolito</b>	Payandé, Tolima	864.000 Ton
<b>Planta Termopaipa</b>	Paipa, Boyacá	1'251.600 Ton
<b>Planta Termozipa</b>	Zipaquirá, Cundinamarca	715.400 Ton
<b>Planta de Cemento Belencito</b>	Paz del Rio, Boyacá	536.000 Ton
<b>TOTAL</b>		<b>7'336.863 Ton</b>

*Nota:* La tabla muestra datos análogos de producción de CO<sub>2</sub> Para esto se tomó como referencia que para la producción de una tonelada de cemento se emiten 800 kg CO<sub>2</sub> y por cada tonelada de Carbón quemado se emiten 2,8 Ton de CO<sub>2</sub>. “Adaptado de (Herrera Trespalacios &

Díaz Figueroa (2022), Celsia (2023), ARGOS (2020), CEMEX (2024), El Tiempo (1994), El Tiempo (1993), El Tiempo (1995), Lu, Shi y Hou. (2018) y Healy Wehlen (2023)”.

**Figura 13.**

*Ubicación fuentes de CO<sub>2</sub>*



*Nota:* el grafico muestra que el anticlinal de Landázuri se encuentra ubicado a aproximadamente 130 Km de Cementera de Argos Río Claro zona y a aproximadamente 80 Km de la Refinería de Barrancabermeja, principales fuentes cercanas a las fuentes de emisión de CO<sub>2</sub>, permitiendo así economizar en el transporte del producto a inyectar. Por otro lado, las fuentes de menor producción

como Termopaipa, Termozipa y la planta cementera de Caracalito se encuentran a 96 Km, 160 Km y 277 Km respectivamente. Adaptado de Servicio Geológico Colombiano (2024), Gómez Tapias & Montes Ramírez, (2020) y Google earth 2024.

#### **4.4 Capacidad de almacenamiento de la estructura Anticlinal de Landázuri**

Las formaciones objetivo para la inyección de CO<sub>2</sub> en el anticlinal de Landázuri tienen un área de sección transversal de aproximadamente 9.4 Km<sup>2</sup> y una extensión superficial de aproximadamente 15 Km, con estos valores y teniendo en cuenta una porosidad efectiva de 4.2% y la densidad de 800 Kg/m<sup>3</sup>, se realizan los cálculos para el volumen aproximado poroso del área, y la capacidad aproximada de almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Para el cálculo de estos valores no se tiene en cuenta la saturación de agua irreducible y el factor de eficiencia.

Por medio de la aplicación de GeoGebra se halla el área bajo la curva de la función aproximada a del anticlinal

Con lo cual se obtiene 9.41 Km<sup>2</sup> de área y una extensión en superficie de 15 km dando un volumen de 141.15 km<sup>3</sup>.

Teniendo en cuenta una porosidad efectiva de 4.2% tenemos un volumen neto de:

$$5.90 \text{ km}^3 = 5,900,000,000 \text{ m}^3$$

Teniendo en cuenta la densidad del CO<sub>2</sub> 800Kg/m<sup>3</sup>

$$800\text{Kg/m}^3 * 5,900,000,000 \text{ m}^3$$

Se tienen 4,720,000,000,000Kg = 4.70 mil millones de Toneladas de CO<sub>2</sub>

## 5. Conclusiones

El almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> es una de las alternativas que ya en algunos países se viene desarrollando, como forma de evitar que las emisiones de este gas de efecto invernadero llegue a la atmósfera, y potencie el efecto invernadero y sus efectos negativos sobre el clima global. Como propuesta tecnológica tiene sus ventajas y desventajas. Específicamente, su almacenamiento geológico requiere de unas condiciones exigentes, que permitan seguridad a largo plazo del depósito y una rentabilidad positiva frente a otras alternativas.

La metodología de la investigación permitió determinar las formaciones la luna y simití, las cuales muestran características favorables como roca sello, gracias a su composición y geometría lo cual podría evitar el desplazamiento del CO<sub>2</sub> lateral y verticalmente, sin embargo la estabilidad de la estructura para el almacenamiento a lo largo del tiempo no se puede asegurar, y una roca almacén que cuenta con las propiedades de presión y temperatura necesarias para confinar el CO<sub>2</sub> en estado supercrítico las cuales son de 7.38MPa y 31°C respectivamente, estas rocas pertenecen a las formaciones Tablazo y Paja, las cuales presentarían un temperatura mayores a los 30°C y unas presiones de poro que llegarían a los 14.5 MPa.

De acuerdo con los datos anteriores, la capacidad aproximada de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la estructura seleccionada, el anticlinal de Landázuri es de 4.7 GT, esto equivaldría a inyectar el CO<sub>2</sub> producido por las fuentes estacionarias durante aproximadamente 600 años.

Se identificó que el anticlinal de Landázuri presenta una prefactibilidad moderada, ya que quedan dos puntos por analizar; la estabilidad, ya que al estar en medio de dos grandes fallas se pueden presentar fracturas en la estructura, e información sobre elementos como la saturación de agua irreducible y el factor de eficiencia.

## 6. Recomendaciones

Se hace fundamental desde una perspectiva tanto académica como práctica, que se lleve a cabo la evaluación exhaustiva de los posibles depósitos geológicos de CO<sub>2</sub>, no sólo en el Valle del Magdalena, sino también en otras cuencas del País, tarea que debe ser realizada por entidades privadas y/o instituciones gubernamentales especializadas en este campo. La urgencia que tiene el mundo de darle una solución de alto impacto al control hacia la atmósfera del CO<sub>2</sub>, está llevando a un rápido proceso de maduración de esta tecnología, con la posibilidad de que termine siendo viable ambiental y financieramente, contribuyendo de esta forma a prevenir el futuro caos climático, pero también como fuente de generación de empleo.

Dado que en Colombia no existen normativas específicas sobre el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, es pertinente el desarrollo de la regulación de esta práctica. Esto, debido a que el secuestro geológico de este gas presenta complejidades, como la titularidad del CO<sub>2</sub> almacenado vinculada a la propiedad del subsuelo y otros recursos geológicos, la responsabilidad a largo plazo y su respectivo seguimiento. Ya existen en Europa y en países como México y Brasil, avances en este sentido, y en la medida que se consolide como alternativa viable en todos los aspectos, se hace necesario que el País se vaya a poniendo a tono con esos avances en el marco jurídico.

Se recomienda considerar que existen varios factores logísticos y técnicos que requieren una atención cuidadosa para asegurar la viabilidad del proyecto. Entre estos, se destacan el estado actual de las carreteras y las vías de conexión hacia el pozo de inyección, ya que la infraestructura de transporte es esencial para el éxito del secuestro de CO<sub>2</sub>. Asimismo, es necesario evaluar la distancia entre las fuentes de CO<sub>2</sub> y el pozo, dado que la cercanía o lejanía puede afectar los costos y la eficiencia del transporte. Por último, resulta clave analizar los métodos de transporte más

adecuados, considerando aspectos de seguridad, sostenibilidad y costo-eficiencia, para garantizar que el proceso sea viable tanto técnica como económicamente.

### Referencias Bibliográficas

- Acuerdo De París. (2015). *Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* (pág. 29). París: Naciones Unidas. Obtenido de [https://unfccc.int/sites/default/files/spanish\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf)
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2012). *Cuenca Valle Medio del Magdalena: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos*. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Obtenido de [https://www.anh.gov.co/documents/2671/6.\\_Informe\\_Final\\_VMM.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/2671/6._Informe_Final_VMM.pdf)
- Alfaro, C., Alvarado, I., Quintero, W., Vargas, C., & Briceño, L. A. (2009). *MAPA PRELIMINAR DE GRADIENTES GEOTÉRMICOS DE COLOMBIA*. Bogotá: INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINERÍA.
- ARGOS. (14 de Febrero de 2020). *Argos*. Obtenido de <https://argos.co/con-una-inversion-superior-a-los-usd-78-millones-argos-empieza-a-producir-cemento-verde/#:~:text=Capacidad%20instalada%20de%201a%20Planta,toneladas%20de%20cemento%20al%20a%C3%B1o>.
- Bachu, S. (01 de 06 de 2002). Sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Conversion and Management*, 41(9), 953–970. doi:10.1016/S0196-8904(99)00149-1, 41(9), 953-970. doi:10.1016/S0196-8904(99)00149-1
- Barrero, D., Pardo, A., & Martínez, J. (2007). Colombian Sedimentary Basin: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. *Agencia Nacional de Hidrocarburos*.
- Basbug, B., Gumrah, F., & Oz, B. (2007). Simulating the effects of deep saline aquifer properties for CO<sub>2</sub> sequestration. *Canadian Petroleum Technology*.

- Celia, M., Bachu, J., Nordbotten, J., & Bandilla, K. (2015). *Status of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifers with emphasis on modeling approaches and practical simulations*. Water Resources Research.
- Celsia. (2023). *Reporte Integrado Celsia 2023*. Obtenido de <https://reporteintegrado2023.celsia.com/planeta-mas-verde/cambio-climatico/>
- CEMEX. (2024). *CEMEX*. Obtenido de <https://www.cemexcolombia.com/-/planta-cemento-caracolito>
- Clemente Jul, M. d., Rodrigo Naharro, J., & Perez del Villar, L. (2011). Evaluación del desarrollo de las tecnologías de almacenamiento de CO<sub>2</sub>. *Anales de la Real Academia de Doctores de España, 15*, 41-51.
- Cook, P. J. (1999). Sustainability and nonrenewable resources . *Environmental Geosciences Search Dropdown Menu, 6*(4), 185–190.
- Deutsche Welle. (2021). Encienden mayor planta de absorción de CO<sub>2</sub> del mundo. *Deutsche Welle*. Obtenido de <https://www.dw.com/es/mayor-planta-de-absorci%C3%B3n-de-carbono-del-mundo-acaba-de-entrar-en-funcionamiento-en-islandia/a-59138163#:~:text=Construida%20por%20la%20suiza%20Climeworks,emisiones%20de%20unos%20870%20coches.>
- El Tiempo. (27 de 09 de 1993). TERMOZIPA. *El Tiempo*. Obtenido de <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-229752>
- El Tiempo. (9 de marzo de 1994). Termopaipa IV, autosuficiencia energética para boyacá en 1996. *El Tiempo*. Obtenido de <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-69218>
- El Tiempo. (8 de 05 de 1995). Cementos paz del río. *El Tiempo*. Obtenido de <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM->



- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2007). *Climate Change 2007: Synthesis Report*. Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2014). *Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change: Working Group III Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report*. University Press, Cambridge.
- Jung, H., Singh, G., Espinoza, N., & Wheeler, M. (2018). Quantification of a maximum injection volume of CO<sub>2</sub> to avert geomechanical perturbations using a compositional fluid flow reservoir simulator. *Advances in Water Resources*.
- Kaldi, J. (2010). *Storage 1- Site Selection: Capacity and Injectivity*. Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies.
- Kaldi, J., & Gibson Poole, C. (2008). *Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterization for CO<sub>2</sub> Storage Projects*, .
- Lan, X. (5 de Abril de 2024). *Global Monitoring Laboratory*. Obtenido de National Oceanic and Atmospheric Administration: [gml.noaa.gov/ccgg/trends/](https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/)
- Liner, C., P., G., Zeng, J., King, H., & Li J. (2011). A CO<sub>2</sub> sequestration simulation case study at the Dickman Field, Ness Co., Kansas. *SPE Annual Technical Conference and exhibition*.
- Lozano, E., & Zamora, N. (2014). *Anexo N Compilación De La Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena*. Servicio Geológico Colombiano , Bogota. Obtenido de <https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/210524725111400.pdf>
- Lu, B., Shi, C., & Hou, G. (2018). Strength and microstructure of CO<sub>2</sub> cured low-calcium clinker. *Construction and Building Materials*, 188, 417–423. doi:<https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2018.08.134>

- Manson, J., & Miller, K. (2005). *Water resources of sweetwater County, Wyoming: U.S. Geological Survey Scientific Investigation Report*.
- Mantilla Rojas, A. F. (2019). Estratigrafía y Petrografía del tope de la Formación Rosablanca y la base de la Formación La Paja en el municipio de Zapatoca, Santander. [Tesis para optar al título de Geólogo] . Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Mariño Martínez, J., & 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.
- Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible (MADS). (2014). *Segundo reporte bienal de actualizacon de colombia ante la CMNUCC*. Bogotá: Gobierno de Colombia.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). (13 de Julio de 2018). Colombia finaliza el proceso de ratificación del Acuerdo de París frente al cambio climático. Bogotá, Colombia.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). (9 de Agosto de 2021). *Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible*. Obtenido de <https://www.minambiente.gov.co/colombia-esta-comprometida-con-la-accion-climatica-global-ministro-de-ambiente/>
- Moghadasi, R. (2022). *Residual and critical saturation in geological storage of CO<sub>2</sub>*. Uppsala Universitet.
- Mojica, J., & Franco, R. (1990). Estructura y Evolución tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. *Geología Colombiana*, 17, 41-64.
- Montoya Arenas, D. M. (2019). Formación Tablazo: descripción de la sección tipo. Depósitos de carbonatos en una rampa afectada por exposiciones subaéreas iterativas. En *En Estudios*

*geológicos y paleontológicos sobre el Cretácico en la región del embalse del río Sogamoso, Valle Medio del Magdalena, dirección científica y edición de Fernando Etayo-Serna. Compilación de los Estudios Geológicos Oficiales en Colombia (Vol. XXIII). Bogotá: Servicio Geológico Colombiano.*

Naciones Unidas (UN). (2024). *Naciones Unidas*. Obtenido de <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>

Naranjo Suárez, C., Muñoz Navarro, S., & Zapata Arango, J. (2010). Factibilidad experimental de la inyección de agua en las arenas mugrosa del campo lisama. *El Reventón Energético*, 5-15.

National Energy Technology Laboratory (NETL). (2017). Best Practices: Site Screening, Site Selection, And Site Characterization for Geologic Storage Projects. *U.S Department of energy*.

National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). (5 de Abril de 2023). *Greenhouse gases continued to increase rapidly in 2022*. Obtenido de <https://www.noaa.gov/news-release/greenhouse-gases-continued-to-increase-rapidly-in-2022>

Naturgas. (2024). *Naturgas*. Obtenido de <https://naturgas.com.co/uso-de-la-tierra-y-deforestacion-los-principales-emisores-de-co2-en-colombia/>

Oldenburg, M. (2003). *Carbon Dioxide for Enhanced Gas Recovery and as Cushion Gas*. Climate Variability and Carbon Management Program.

ONU. (201). *Informe sobre la Brecha de Emisiones*. ONU. Obtenido de <https://www.unep.org/es/resources/informe-sobre-la-brecha-de-emisiones-2023>

Ordóñez Pérez, P., Jaramillo Moreno, A., & Estrada Porrúa, F. (25 de Enero de 2022). Por el cambio climático, en menos de cinco años México rebasará los 1.5 grados centígrados de

- incremento en la temperatura media anual. (066). México: Boletín UNAM-DGCS. Obtenido de [https://www.dgcs.unam.mx/boletin/bdboletin/2022\\_066.html](https://www.dgcs.unam.mx/boletin/bdboletin/2022_066.html)
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo Climate Promise. (2020). *Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo*. Obtenido de <https://climatepromise.undp.org/es/what-we-do/where-we-work/colombia#:~:text=La%20NDC%20adopta%20la%20neutralidad,presupuestos%20de%20carbono%20en%202023>.
- Rigg, A., Allinson, G., Bradshaw, J., Ennis-King, J., Gibson-Poole, C., Hillis, R., . . . J.E., S. (2001). The search for sites for geological sequestration of CO<sub>2</sub> in Australia: A progress report on GEODISC. *APPEA Journal*, 41, 711–725.
- Royero, J., & Clavijo, J. (2001). *Mapa Geológico generalizado departamento de Santander. Escala 1:400.000*. Informe Ingeominas.
- Ruiz Rivas, C. (2007). *Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> : Criterios de selección de emplazamientos*.
- Sarmiento, L. F. (2011). MIDDLE MAGDALENA BASIN. En *PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA*. Medellin: Universidad EAFIT.
- Serrano, M. D. (2011). *Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en México*. Tesis doctoral, Instituto Politecnico nacional, México.
- Servicio Geológico Colombiano (SGC). (2024). *Banco de Información Petrolera*. Obtenido de [https://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/GEOVISOR\\_BIP/](https://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/GEOVISOR_BIP/)
- Steel, L., Liu, Q., Mackay, E., & Maroto Valer, M. (2016). CO<sub>2</sub> solubility measurements in brine under reservoir conditions. *Greenhouse Gases: Science and Technology*.

- Surdam, R., & Jiao, Z. (2007). *The Rock spring uplift: an outstanding geological CO<sub>2</sub> sequestration site in southwest Wyoming*. Wyoming: Wyoming State Geological Survey.
- Terraza Melo, R. (2019). Formación La Luna': expresión espuria en la geología colombiana. En *Estudios geológicos y paleontológicos sobre el Cretácico en la región del embalse del río Sogamoso, Valle Medio del Magdalena, dirección científica y edición de Fernando Etayo-Serna. Compilación de los Estudios Geológicos Oficiales en Colombia* (Vol. XXIII). Bogota: Servicio Geológico Colombiano.
- The National Aeronautics and Space Administration (NASA). (2024a). *The National Aeronautics and Space Administration*. Obtenido de [https://climate.nasa.gov/en-espanol/signos-vitales/dioxido-de-carbono/?intent=111#:~:text=El%20di%C3%B3xido%20de%20carbono%20\(CO,procesos%20naturales%20como%20erupciones%20volc%C3%A1nicas.](https://climate.nasa.gov/en-espanol/signos-vitales/dioxido-de-carbono/?intent=111#:~:text=El%20di%C3%B3xido%20de%20carbono%20(CO,procesos%20naturales%20como%20erupciones%20volc%C3%A1nicas.)
- The National Aeronautics and Space Administration (NASA). (2024b). *The National Aeronautics and Space Administration*. Obtenido de <https://ciencia.nasa.gov/cambio-climatico/preguntas-frecuentes/que-es-el-efecto-invernadero/>
- Tran, D., Shrivastava, V., Nghiem, L., & Kohse, B. (2010). Study of geomechanical effects in deep aquifer CO<sub>2</sub> storage. *Rock Mechanics Symposium*.
- United Nations Climate Change . (2024). *United Nations Climate Change*. Obtenido de [https://unfccc.int/es/kyoto\\_protocol](https://unfccc.int/es/kyoto_protocol)
- Vangkilde-Pedersen, T., Anthonsen, K. L., & Smith, N. (2009). Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide: The EU GeoCapacity project. *Energy Procedia*.