



# ATLAS

## DE ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA





# ATLAS

DE ALMACENAMIENTO DE  
CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA

## **ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos**

Orlando Velandia Sepúlveda  
Presidente

María Cecilia Ruiz Cardona  
Vicepresidenta Técnica

Carlos Ernesto García Ruiz  
Experto - Vicepresidencia Técnica

## **Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC) Facultad Seccional Sogamoso**

Héctor Antonio Fonseca  
Decano

Supervisores del Proyecto:  
Oscar García Cabrejo  
Luis David Mesa

Director Subproyecto 4:  
Dr. Gilles Levresse

Equipo de trabajo:  
Augusto Díaz, Carlos Alberto Tavera, Carolina Sánchez Ruiz, Carlos Perea, César Augusto Duarte Prada, Cristian Manrique, Daniel Rojas, Diana Carolina Pérez, Elizabeth Novoa, Germán Reyes, Jairo Osorio, Katherine León Palma, Libardo Murillo Vallejo, Luis Naranjo, Miguel Farfán Silva, Nelson Pesca, Sindy Judith Parada, William Gómez, Yarithza Quimbayo.

Dirección de arte y diseño:  
Ana Berrio

Diseñador senior:  
Felipe Cortazar

Corrección de estilo:  
Alexandra Cano

Fotografía:  
Jaír Ramírez Cadena

Copyright © Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH  
Primera edición, diciembre 2024



## TABLA DE CONTENIDO

- 3.2 Métodos de transporte de CO<sub>2</sub>
- 3.3 Métodos de almacenamiento de CO<sub>2</sub>

# 1. INTRODUCCIÓN

El efecto invernadero es un proceso natural fundamental para la vida en el planeta tierra, ya que regula la temperatura del planeta y la mantiene dentro de un rango habitable. Los Gases de Efecto Invernadero (GEI), entre los que se encuentran el vapor de agua (H<sub>2</sub>O), el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el metano (CH<sub>4</sub>), los óxidos de nitrógeno (NOx), el ozono (O<sub>3</sub>) y los clorofluorocarbonos (CFCs) permiten el ingreso de la radiación solar de onda corta, pero absorben y reemiten la radiación infrarroja de onda larga emitida por la superficie terrestre, dificultando su escape total al espacio exterior. Aunque este proceso es esencial para mantener una temperatura global adecuada, la acumulación excesiva de GEI en la atmósfera, principalmente debido a actividades antropogénicas, genera un desequilibrio en el balance energético del planeta.

Se estima que las emisiones antropogénicas de CO<sub>2</sub>, desde el inicio de la era industrial hasta el año 2022, alcanzaron un total aproximado de 2255 ± 205 Gt, contribuyendo significativamente al aumento de su concentración atmosférica. En 2023, la concentración media anual de CO<sub>2</sub> en la atmósfera alcanzó las 419.3 ppm, un valor aproximado de un 50 % superior al registrado durante el período preindustrial (NOAA, 2024). Este incremento, impulsado principalmente por la quema de combustibles fósiles y la deforestación, acelera el cambio climático global.

De las diez empresas que más emiten CO<sub>2</sub> en Colombia, ocho son empresas del sector de hidrocarburos y dos son internacionales del sector minero, específicamente de carbón. Este dato subraya el papel crucial que desempeñan los sectores de combustibles fósiles y energía eléctrica en el crecimiento económico y social, lo que hace que el uso de combustibles fósiles siga siendo indispensable hasta que existan fuentes de energía alternativas viables y adecuadas. El cambio climático, exacerbado por las emisiones de GEI como el CO<sub>2</sub>, constituye uno de los desafíos más urgentes y complejos del siglo XXI.

El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, bajo el lema "Colombia, Potencia Mundial de la Vida", establece como prioridad la transformación de Colombia en un líder global en sostenibilidad y protección ambiental. En alineación con esta ambición, la Estrategia Colombia 2050 propone un enfoque integral para la descarbonización de la economía y la promoción de un desarrollo sostenible a largo plazo.

En este marco gubernamental, el desarrollo sostenible y la mitigación del cambio climático se consolidan como objetivos prioritarios. Colombia, con su rica biodiversidad y abundantes recursos geológicos, se encuentra en una posición estratégica para liderar iniciativas innovadoras en

energía limpia y gestión ambiental. Para desarrollar este potencial, es esencial la implementación de un atlas que identifique los principales sitios emisores de GEI y las áreas con mayor capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Esto permitirá aplicar las tecnologías y estrategias más adecuadas para satisfacer las necesidades energéticas y ambientales del país.

Esta iniciativa no solo es fundamental para mitigar el cambio climático, sino también para optimizar el uso de los recursos geológicos del país. Dentro de las estrategias para el control del CO<sub>2</sub> atmosférico, destaca la Captura y Almacenamiento Subterráneo de Carbono (CCUS), una de las alternativas más viables económicamente para eliminar a escala industrial, el CO<sub>2</sub> atmosférico y las emisiones de fuentes industriales concentradas, almacenándolo de manera permanente en depósitos geológicos de gran capacidad.

A nivel global, la implementación de proyectos CCUS se encuentra en una fase inicial, con una capacidad instalada de 40 Mt anuales a 2021 y una proyección de crecimiento a 800 Mt en el año 2050 para cumplir las metas del Acuerdo de París de

2015. En 2022, se contabilizan veintisiete proyectos CCUS de gran escala en operación, cuatro en construcción y ciento dos en desarrollo, con capacidades que oscilan entre 0,1 y 7 Mt de CO<sub>2</sub> al año (GSSI, 2021; Statista, 2022). Este avance progresivo posiciona al CCUS como una herramienta esencial en los esfuerzos globales para mitigar el cambio climático y transitar hacia una economía baja en carbono.

Esta condición representa una valiosa oportunidad para que países como Colombia impulsen el desarrollo industrial, fortalezcan sus economías y contribuyan al cumplimiento de los objetivos climáticos globales, aprovechando el potencial de sus extensas cuencas sedimentarias.

Este documento analiza la identificación de volúmenes y fuentes de emisión, así como sectores de actividad emisores, a nivel mundial, nacional y departamental en Colombia. Su objetivo es analizar las emisiones del país con respecto a otros territorios y determinar las zonas estratégicas para la captura CO<sub>2</sub> y su almacenamiento futuro. Asimismo, se busca maximizar la eficiencia en el aprovechamiento de los recursos geológicos del país, promoviendo el liderazgo en iniciativas innovadoras relacionadas con la gestión climática.

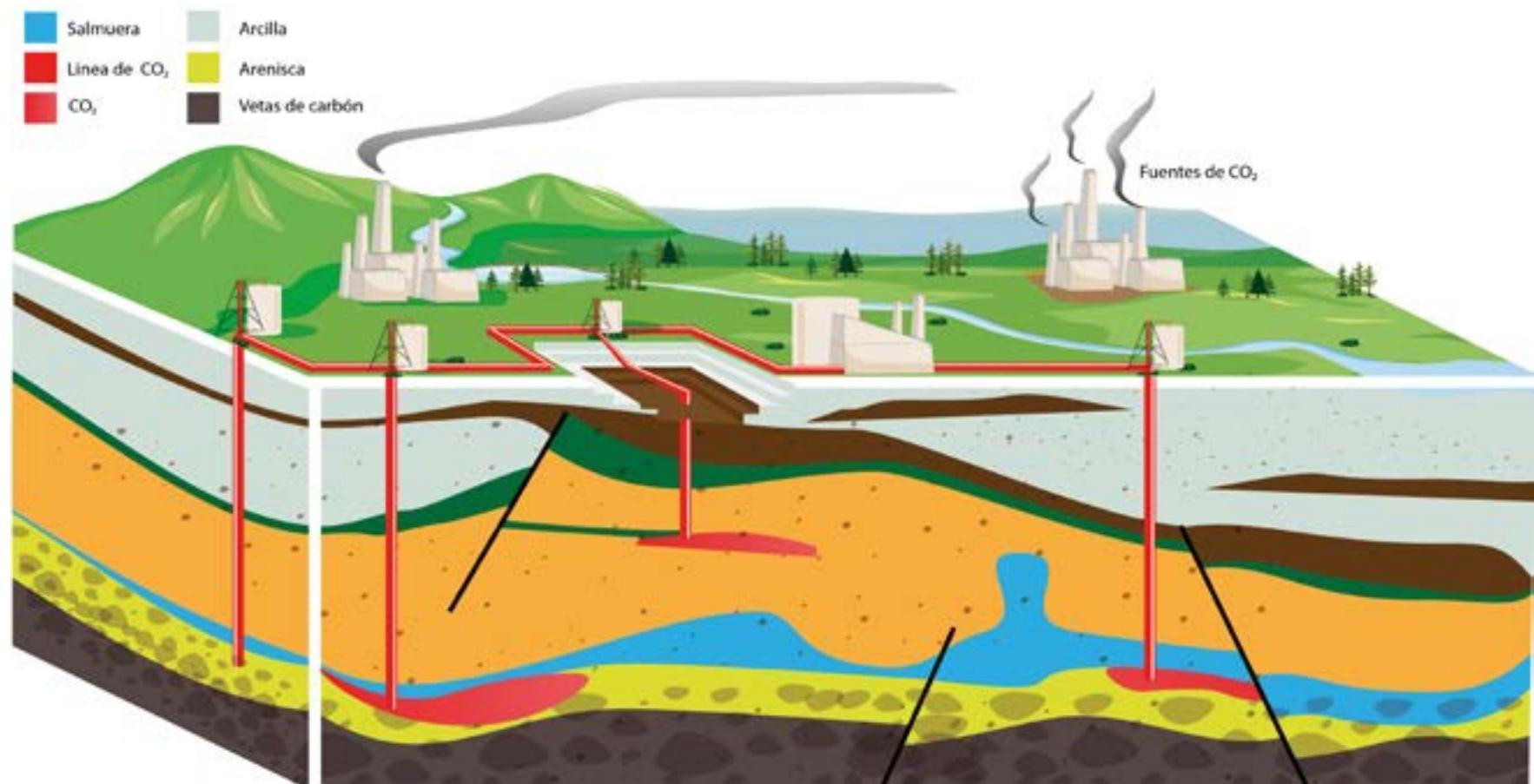
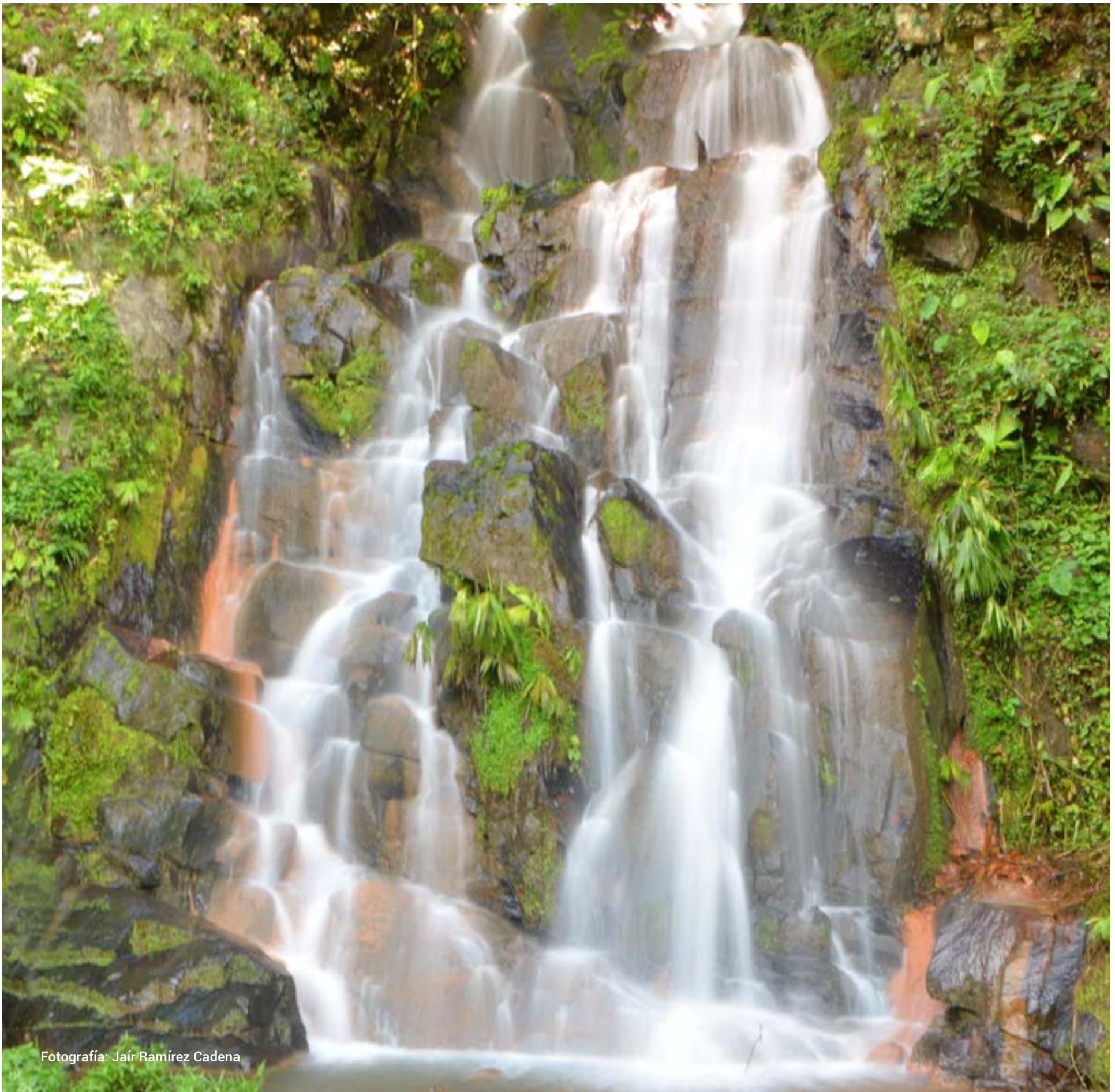


Figura 1. Tecnología de captura, transporte, uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Modificado de Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe web. page.



## 2. OBJETIVO Y METODOLOGÍA



Fotografía: Jaír Ramírez Cadena

## Objetivo

Elaborar un atlas que refleje el estado actual del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en Colombia, que incluya la identificación de los puntos de captura, la red de transporte y las ubicaciones de almacenamiento. Este atlas proporcionará una base de datos integral que facilitará el análisis de las tendencias globales y nacionales en las emisiones de CO<sub>2</sub>, permitiendo evaluar el potencial de emisión, captura, utilización y almacenamiento de carbono. De este modo, se respaldará la formulación de estrategias eficaces para mitigar el cambio climático.

**El enfoque metodológico se centra en dos aspectos principales:**

1. La identificación y análisis de fuentes de información pertinentes y confiables a nivel nacional e internacional.
2. La aplicación de criterios normativos nacionales e internacionales específicos para la evaluación de los diferentes procesos relacionados con la Captura, Transporte y Almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CCS).

Esta evaluación permite no solo recopilar datos sobre la infraestructura existente y potencial, sino también realizar un análisis crítico del panorama regulatorio a nivel nacional. La integración de la información se presenta en una base de datos única, acoplada a un sistema de información geográfica (Anexo-1\_P1 y Anexo-2\_P2).

El modelo de información de la GDB se ha estructurado de acuerdo con los lineamientos establecidos en el anexo 4 del EPIS, garantizando que los diferentes datos temáticos integrados en las diversas etapas del subproyecto estén adecuadamente representados. La información utilizada es referenciada a lo largo del texto y presentada en la sección de bibliografía.

Los anexos anteriormente mencionados junto con la GDB y la demás información técnica, está disponible como parte del Subproyecto 4 desarrollado en el marco del contrato interadministrativo 419 de 2024 celebrado entre la UPTC y la ANH. La representación cartográfica del Atlas utiliza como sistemas de referencia, coordenadas geográficas datum Magna-Sirgas al igual que coordenadas planas datum Magna-Sirgas Origen Nacional.



### 3. MARCOTEÓRICO

### 3.1 Métodos de captura de CO<sub>2</sub>

Durante la combustión de combustibles fósiles, como carbón, gas natural o petróleo, se generan gases compuestos por una mezcla de CO<sub>2</sub>, vapor de agua, oxígeno y otros contaminantes. Estos gases deben ser tratados para reducir su impacto ambiental. El proceso de captura de CO<sub>2</sub> se puede desarrollar mediante cuatro métodos principales: (1) captura poscombustión, (2) captura precombustión, (3) captura por oxicombustión y (4) captura directa del aire.

La captura poscombustión utiliza solventes químicos, siendo las aminas las más comunes. Las aminas son compuestos orgánicos que reaccionan químicamente con el CO<sub>2</sub> en un proceso conocido como absorción. Una vez absorbido el CO<sub>2</sub>, el solvente saturado se envía a un regenerador, donde se calienta, lo que provoca que el CO<sub>2</sub> se libere del solvente. El CO<sub>2</sub> capturado puede requerir purificación adicional para eliminar impurezas antes de su transporte.

La captura precombustión consiste en la conversión de combustibles fósiles en un gas de síntesis, lo que permite separar el CO<sub>2</sub> antes de la combustión. Este proceso se utiliza principalmente en plantas de generación de energía y en procesos industriales que emplean combustibles fósiles. En él, el combustible se transforma en un gas de síntesis (syngas), una mezcla de hidrógeno (H<sub>2</sub>) y monóxido de carbono (CO), a altas temperaturas y presiones, mediante el uso de un agente gasificante, como vapor de agua o dióxido de carbono.

La oxicombustión es un enfoque innovador para la captura de CO<sub>2</sub> que emplea oxígeno puro en lugar de aire, lo que genera una combustión más eficiente, produciendo principalmente CO<sub>2</sub> y vapor de agua (H<sub>2</sub>O), con una reducción significativa de otros contaminantes, como los óxidos de nitrógeno (NOx). La captura de CO<sub>2</sub> se simplifica, ya que no es necesario separarlo de grandes volúmenes de otros gases. Su alta concentración en los gases de escape facilita el uso de tecnologías de absorción química o adsorción con mayor eficacia.

La captura directa del aire (DAC, por sus siglas en inglés) es una solución tecnológica en desarrollo que plantea la eliminación de CO<sub>2</sub> desde la atmósfera.

### 3.2 Métodos de transporte de CO<sub>2</sub>

El transporte de CO<sub>2</sub> se refiere al proceso mediante el cual el dióxido de carbono capturado es trasladado desde los puntos de emisión hasta los sitios de almacenamiento geológico. Este proceso puede llevarse a cabo mediante diversas modalidades de transporte, como tuberías, camiones y barcos, siendo la elección de cada uno de ellos determinada por factores como el volumen de CO<sub>2</sub> a transportar, la distancia a recorrer y las condiciones geográficas del terreno. Para optimizar su eficiencia y facilitar su manejo, el CO<sub>2</sub> se transporta generalmente en estado supercrítico, lo que aumenta su densidad y reduce los volúmenes requeridos para su traslado.

### 3.3 Métodos de almacenamiento de CO<sub>2</sub>

El método principal de almacenamiento de CO<sub>2</sub> es su inyección en formaciones geológicas. El objetivo es que el CO<sub>2</sub> inyectado permanezca de manera segura en los reservorios durante escalas de tiempo geológicas (millones de años) (Bachu, S., 2000). Estas formaciones deben cumplir con características específicas para garantizar

tanto la seguridad como la efectividad del proceso de inyección y almacenamiento (EPRI, 2021) (Liu, 2016).

- Las formaciones reservorio deben poseer suficiente porosidad para permitir que el CO<sub>2</sub> se almacene en los espacios vacíos entre las partículas de roca. Esto es esencial para asegurar que una cantidad significativa de CO<sub>2</sub> pueda ser inyectada y almacenada.
- Debe existir un sello efectivo. Estas capas actúan como barreras que garantizan que el CO<sub>2</sub> permanezca confinado en la formación geológica-reservorio.
- Las formaciones deben ser lo suficientemente permeables para permitir que el CO<sub>2</sub> se inyecte de manera eficiente, pero también deben ser capaces de retener el CO<sub>2</sub> una vez que ha sido inyectado.
- La química de la roca puede favorecer la mineralización del CO<sub>2</sub>.
- Las formaciones deben ser geológicamente estables y no estar sujetas a actividad sísmica significativa que podría comprometer la integridad del almacenamiento.

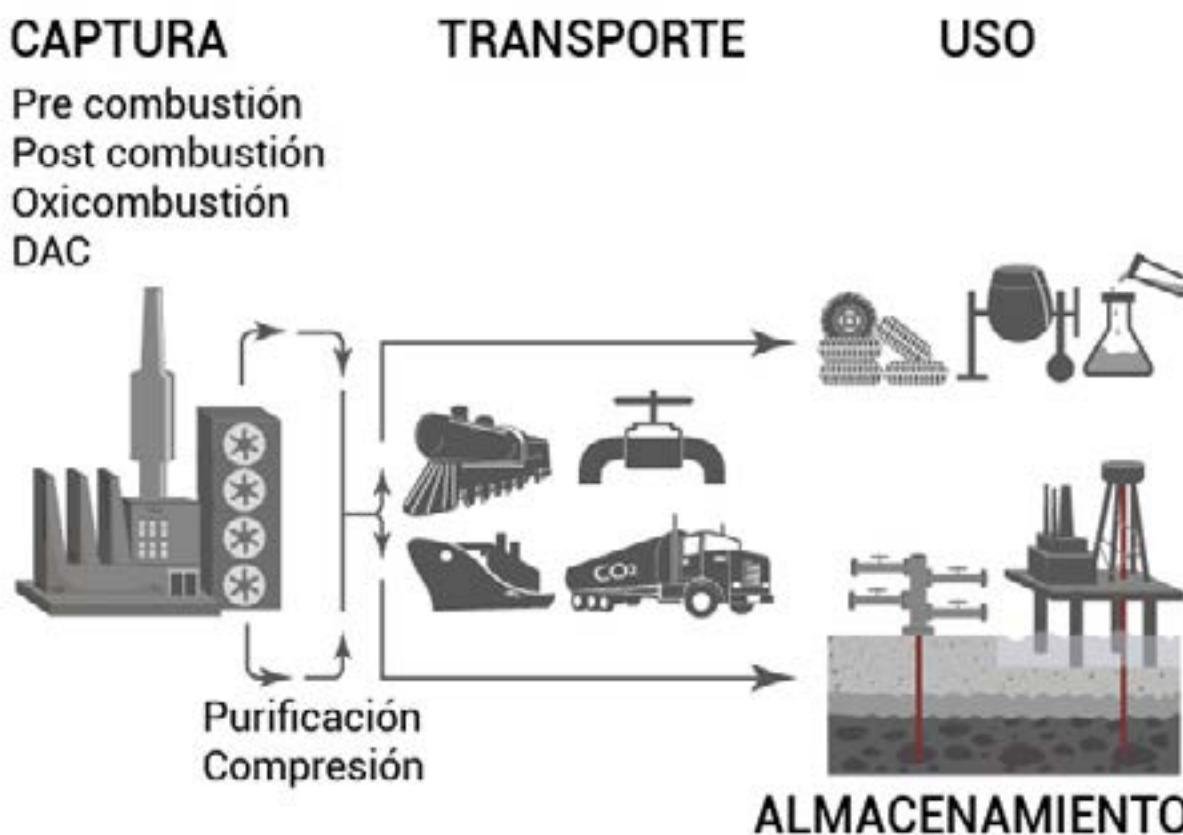
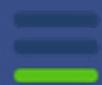


Figura 2. . Metodología de captura, transporte, uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.



## 4. GEI y CO<sub>2</sub> MUNDIAL

Este capítulo explorará los principales proyectos de almacenamiento de CO<sub>2</sub> a nivel mundial y la información disponible al respecto. A través de esta revisión, se busca ofrecer una visión clara del estado actual del almacenamiento de CO<sub>2</sub>. La CCUS es un conjunto de tecnologías que capturan el CO<sub>2</sub> de fuentes industriales, lo transportan y lo almacenan o utilizan para reducir las emisiones de GEI. Por su parte, la CCS es una subcategoría del CCUS que se centra únicamente en la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, sin incluir su utilización.

A nivel mundial, los proyectos de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CCS) han experimentado un crecimiento notable en la última década, con más de 30 iniciativas operativas y varias en desarrollo, principalmente en América del Norte y Europa. Estos proyectos cuentan con una capacidad de almacenamiento que supera los cientos de millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente, contribuyendo de manera significativa a la reducción de emisiones industriales y energéticas. Sin embargo, la captura de CO<sub>2</sub> aún representa solo una pequeña fracción de las emisiones globales, lo que subraya la necesidad de una implementación más amplia.

Los principales desafíos incluyen los elevados costos de implementación, la aceptación social y la falta de un marco regulatorio uniforme a nivel internacional. No obstante, existen oportunidades a través de la inversión en investigación, políticas de apoyo y la integración con energías renovables, lo que podría potenciar el impacto de estas tecnologías en la lucha contra el cambio climático.

La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) informa que, para 2024, se registran 844 proyectos CCS en diferentes fases de desarrollo (figura 3; anexo 1): 744 en planificación, 44 en construcción, 51 en operación y 5 suspendidos. Estos proyectos están distribuidos en varios países, siendo Estados Unidos el más representativo, con 293 proyectos, seguido por el Reino Unido (92), Canadá (74), Australia (33), Francia (26) y los Países Bajos (24). De los 51 proyectos en operación, 20 se encuentran en Estados Unidos. En cuanto a los 744 proyectos en planificación, se espera desarrollar 260 en Estados Unidos; de los 44 en construcción, 9 están ubicados en dicho país; y de los 5 proyectos suspendidos, 4 fueron cancelados en Estados Unidos. En el Reino Unido, ninguno de los proyectos está en operación; todos se encuentran en fase de planificación.

#### 4.1 Desarrollo histórico de la tecnología de almacenamiento de CO<sub>2</sub>

La inyección de CO<sub>2</sub> en campos petroleros para apoyar o aumentar su producción, también conocida como Recuperación Mejorada de Petróleo, se ha llevado a cabo en los Estados Unidos desde la década de 1960. Chevron fue pionero en el primer proyecto industrial a gran escala en 1972, en el campo de Scurry en Texas. El CO<sub>2</sub> inyectado provenía de reservorios naturales de CO<sub>2</sub> en Colorado y fue transportado a lo largo de más de 300 km de tuberías. Se estima que en casi 40 años (1972-2009), se produjeron, transportaron e inyectaron en USA un volumen de 175 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

A partir de mediados de la década de 1990 y principios de la de 2000, se lanzaron dos proyectos importantes de inyección en acuíferos salinos: el proyecto Sleipner en el Mar del Norte, Noruega, y el proyecto Weyburn en Saskatchewan, Canadá.

Ambos son proyectos científicos liderados por consorcios internacionales dentro del Programa de I+D de GEI de la IEA. En Europa, el proyecto Sleipner es operado por la empresa petrolera noruega Equinor con el apoyo del gobierno noruego. Desde 1995, se han inyectado más de 25 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en un acuífero salino profundo, proporcionando una extensa experiencia de monitoreo (Torp y Gale, 2003).

El proyecto Weyburn, por su parte, es un proyecto terrestre que ha inyectado más de 35 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> desde 2000. El proyecto está dirigido por un consorcio que involucra a Natural Resources Canada, el Departamento de Energía de los EE. UU. y varias empresas. Estos proyectos no solo han demostrado la viabilidad técnica del almacenamiento de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos. En 2020, el Instituto Global CCS consideró que el volumen mínimo de almacenamiento necesario para el desarrollo de un proyecto industrial viable es de entre 0,8 y 1 millón de toneladas de CO<sub>2</sub> por año.

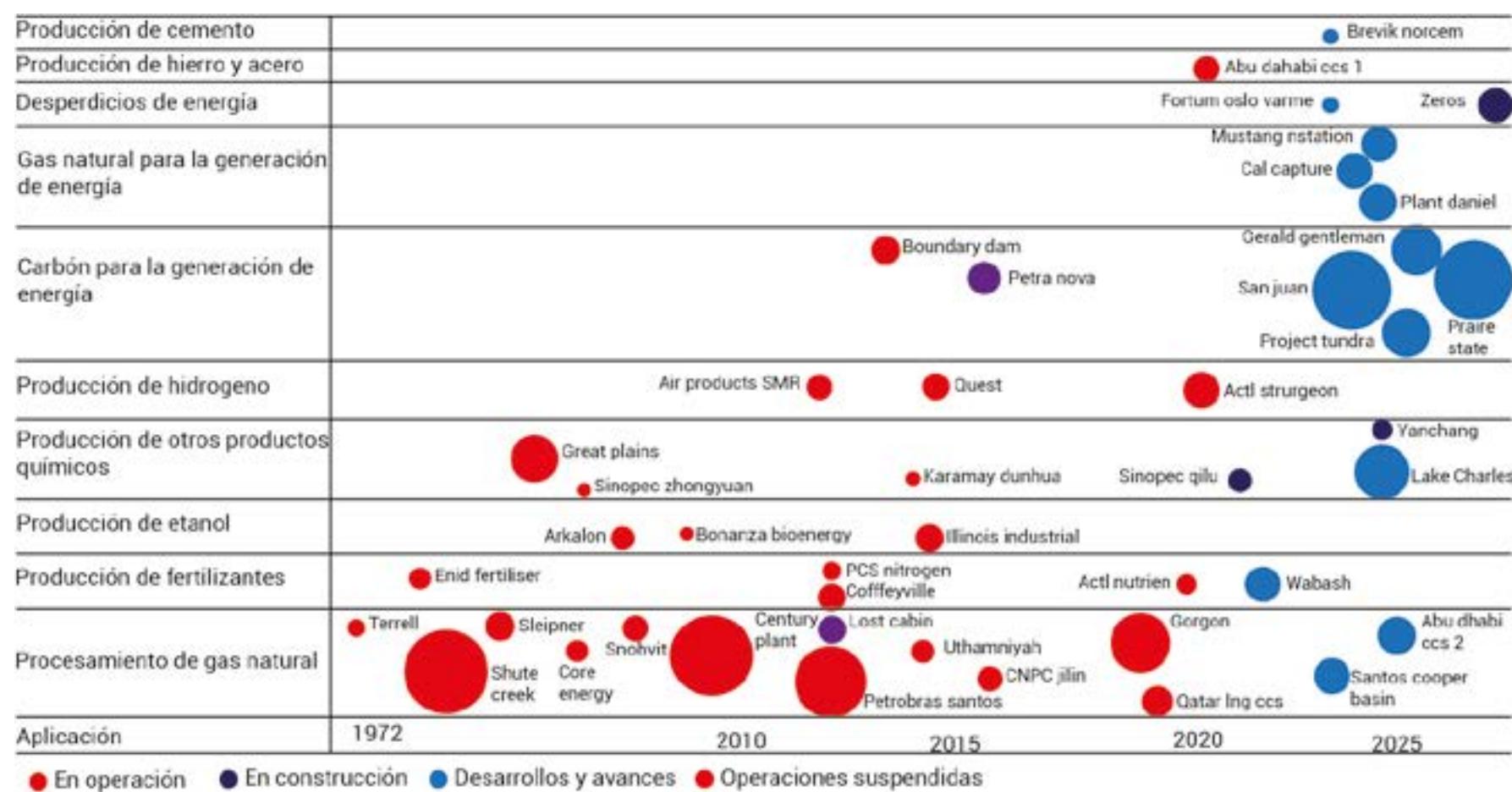


Figura 3. . Evolución histórica de los proyectos de CCS a nivel mundial. Modificado de CO<sub>2</sub> database, Global Carbon CCS Institute, 2021.



## 4. GEI y CO<sub>2</sub> MUNDIAL

### 4.1.1 Mapa mundial de emisiones de CO<sub>2</sub>

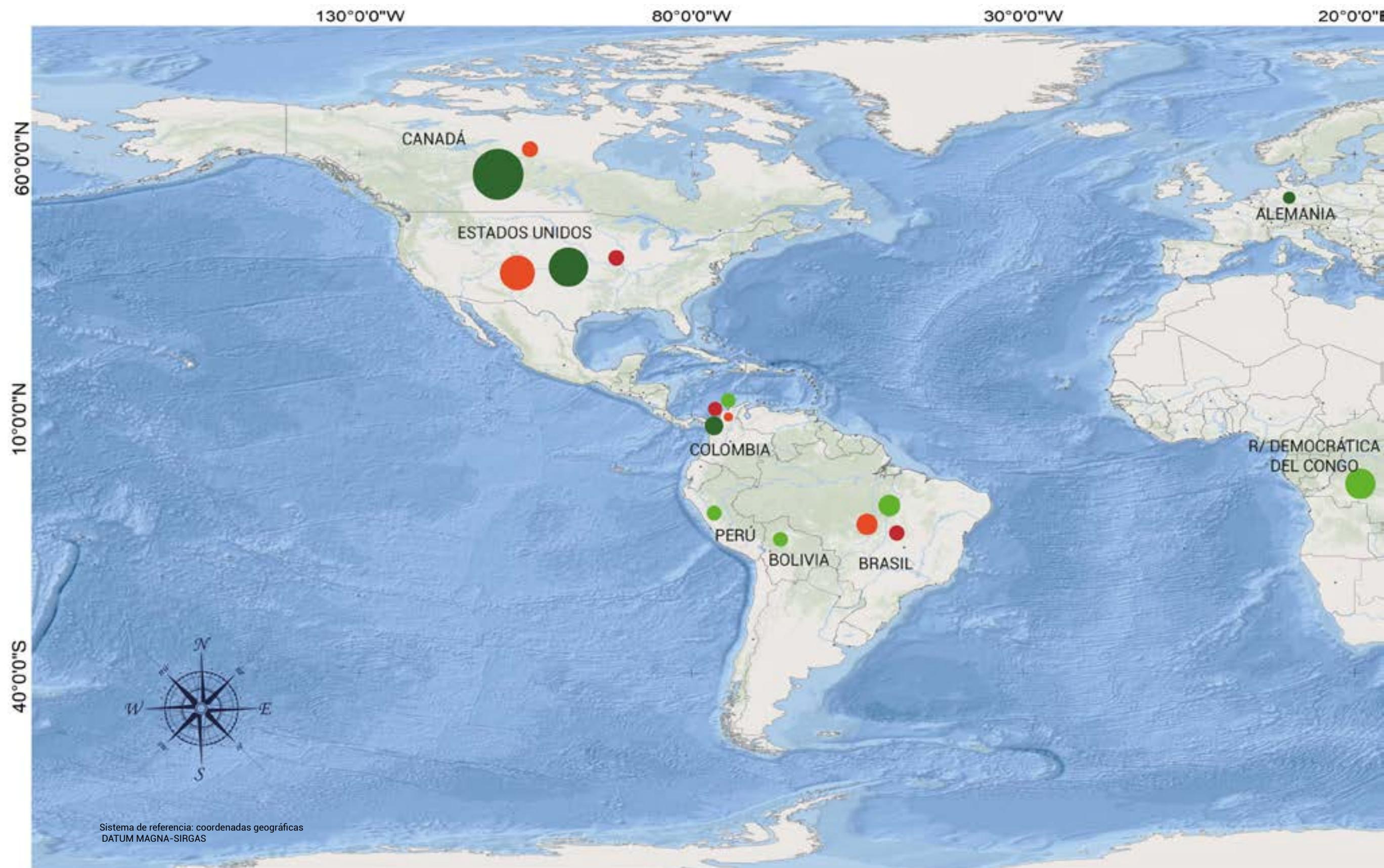
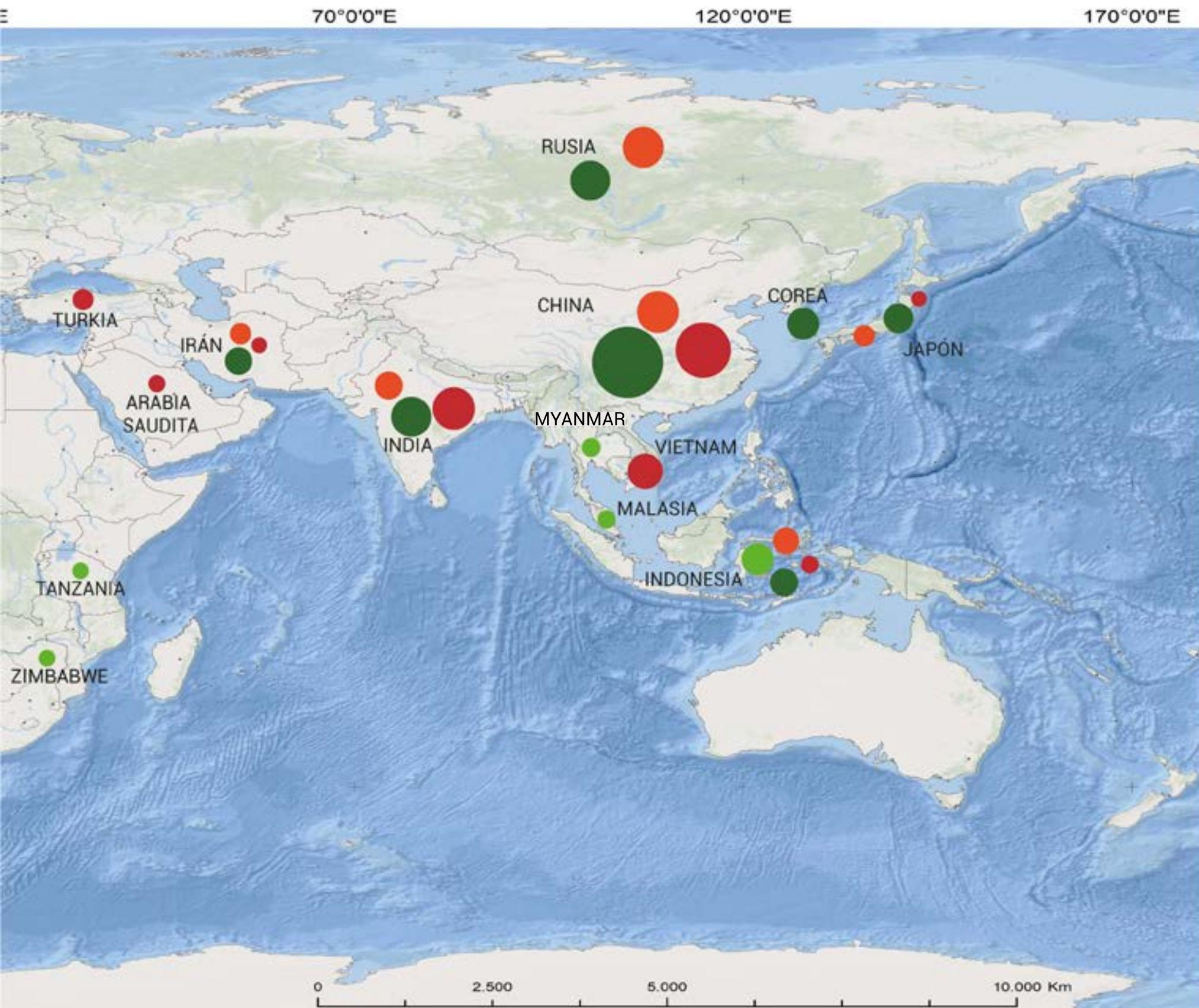


Figura 4. Mapa de emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel mundial.



 **EMISIONES DE CO<sub>2</sub> - CAMBIOS DE LOS USOS DE LA TIERRA Y SILVICULTURA AÑO 2021**

PAÍS	GAS EMITIDO	EMISIONES MT CO <sub>2</sub> eq
COLOMBIA	GHG	82,88
R/ DEMOCRÁTICA DEL CONGO	GHG	601,25
INDONESIA	GHG	473,38
BRASIL	GHG	384,47
MYANMAR	GHG	99,23
PERÚ	GHG	89,75
ZIMBABWE	GHG	87,16
BOLIVIA	GHG	67,38
MALASIA	GHG	65,72
TANZANIA	GHG	63,68

 **EMISIONES GEI CO<sub>2</sub> - SECTOR TRANSPORTE 2021**

PAÍS	GAS EMITIDO	EMISIONES MT CO <sub>2</sub> eq
COLOMBIA	GHG	34,57
ESTADOS UNIDOS	GHG	1.663,68
CHINA	GHG	969,45
INDIA	GHG	295,09
RUSIA	GHG	253,53
BRASIL	GHG	200,17
JAPÓN	GHG	183,24
CANADÁ	GHG	156,93
ALEMANIA	GHG	147,24
INDONESIA	GHG	135,67
IRÁN	GHG	134,16

 **EMISIONES GEI (IEA) SECTOR ENERGIA AÑO 2022**

PAÍS	GAS EMITIDO	EMISIONES MT CO <sub>2</sub> eq
COLOMBIA	GHG	94,78
CHINA	GHG	11.378,4
ESTADOS UNIDOS	GHG	5.102,2
INDIA	GHG	2.748,1
RUSIA	GHG	2.117,3
JAPÓN	GHG	985,6
IRÁN	GHG	879,9
INDONESIA	GHG	740,2
ALEMANIA	GHG	624,4
CANADA	GHG	599,1
COREA	GHG	556,3

 **EMISIONES DE CO<sub>2</sub> - PROCESOS INDUSTRIALES AÑO 2021**

PAÍS	GAS EMITIDO	EMISIONES MT CO <sub>2</sub> eq
COLOMBIA	GHG	5,87
CHINA	GHG	843,8
INDIA	GHG	149,0
VIETNAM	GHG	62,07
TURQUÍA	GHG	44,23
ESTADOS UNIDOS	GHG	41,31
IRÁN	GHG	37,42
ARABIA SAUDITA	GHG	28,69
INDONESIA	GHG	27,26
BRASIL	GHG	24,49
JAPÓN	GHG	24,4

Figura 5. Infografía de los datos de emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel mundial. Modificado de CO<sub>2</sub> database, Global.

## 4.2 CO<sub>2</sub> a nivel mundial

### 4.2.1 Almacenamiento de carbono en el océano

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el océano implica su captura de la atmósfera e inyección en aguas profundas del océano, o su almacenamiento en forma de depósitos minerales en el fondo marino. Los océanos son sumideros naturales de CO<sub>2</sub>, capaces de capturar dióxido de carbono atmosférico a través de intercambios naturales entre la atmósfera y la superficie oceánica, hasta alcanzar el equilibrio. Este proceso de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> atmosférico en los océanos se lleva a cabo mediante dos mecanismos: uno físico y otro biológico. El primero se debe a la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el agua. Este gas atmosférico se disuelve naturalmente en el océano, y esta disolución es favorecida por las bajas temperaturas. Como el agua fría es más densa, se hunde, arrastrando consigo el CO<sub>2</sub> disuelto. El segundo proceso involucra la fotosíntesis realizada por el fitoplancton. De esta forma, los océanos han absorbido aproximadamente 500 de los 1300 Gt de CO<sub>2</sub>, liberados en la atmósfera por actividades humanas en los últimos 200 años (do Rosario Vaz Morgado & Pecanha Esteves, 2013).

Se estima que aproximadamente 7 Gt de CO<sub>2</sub> son absorbidos por procesos oceánicos cada año. Se encuentra predominantemente en la capa superficial del océano, que ha experimentado un aumento en su acidez, con una disminución del pH de 0.1 (Orr, 2010). Sin embargo, no se han observado cambios significativos en la acidez de las aguas profundas del océano.

A partir de los procesos descritos, surgen dos metodologías principales para el almacenamiento de carbono en el océano: la inyección directa en profundidades oceánicas y la fertilización con FeO, que favorece el desarrollo del fitoplancton y la fijación fotosintética del CO<sub>2</sub>.

El CO<sub>2</sub> capturado podría ser inyectado directamente en las profundidades del océano, donde permanecería aislado de la atmósfera durante siglos. Este proceso se llevaría a cabo transportando el CO<sub>2</sub> al sitio de almacenamiento mediante tuberías o barcos, para luego ser inyectado en la columna de agua oceánica o en el fondo marino; disuelto y disperso se integraría al ciclo global del carbono.

Las posibilidades de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en océanos profundos durante períodos de tiempo prolongados incluyen la formación de hidratos de CO<sub>2</sub> sólidos y/o lagos de CO<sub>2</sub> líquido en el lecho marino. La variación del pH causada por la

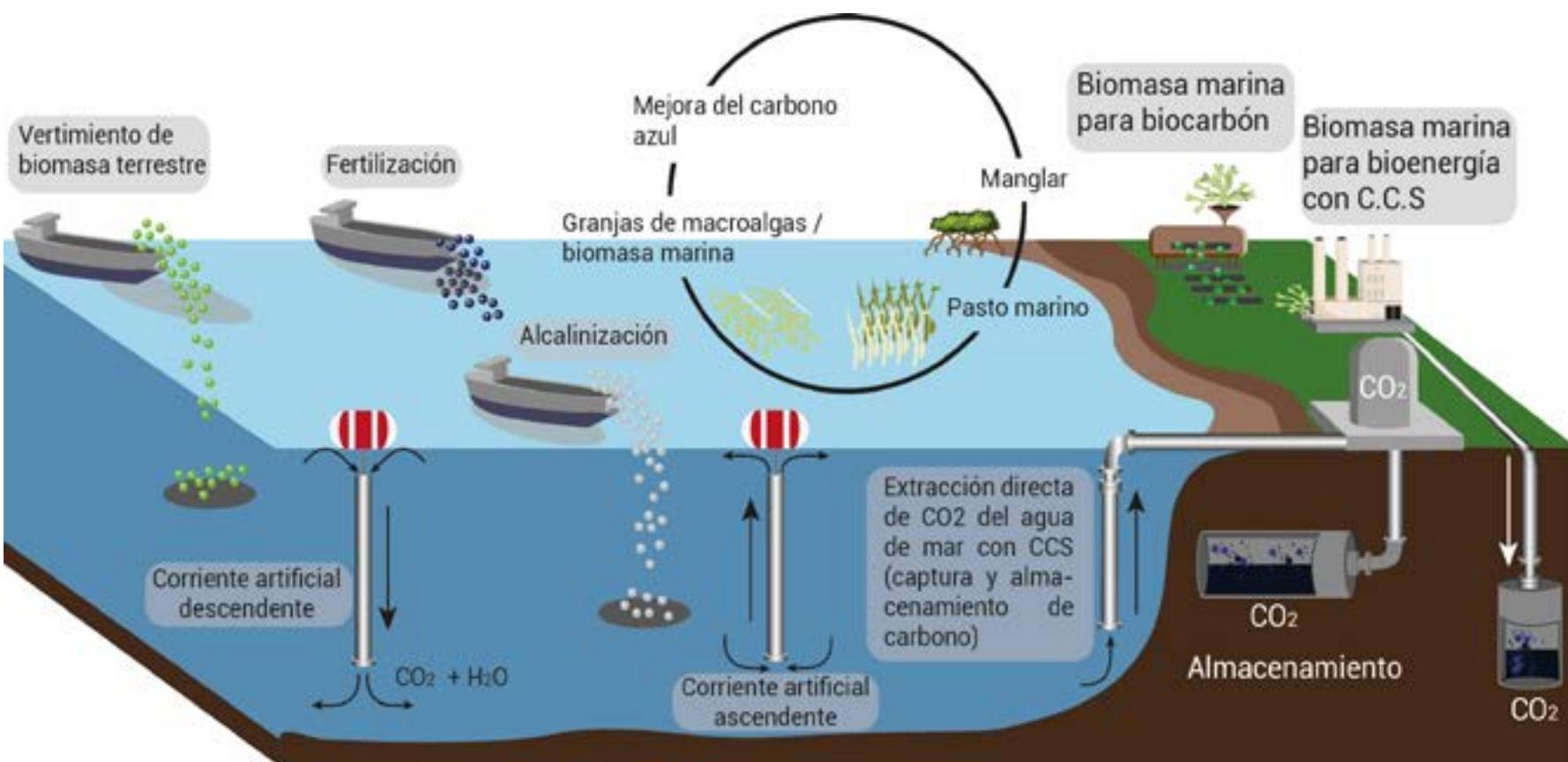


Figura 6. Procesos de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el océano. Modificado de De Pryck y Boettcher, 2024.

inyección de este GEI en los océanos puede ser compensada por la disolución de sedimentos calcáreos y carbonatados. Sin embargo, la complejidad del desarrollo industrial, los altos costos involucrados, los mecanismos de control fisicoquímico y la estimación de la duración del almacenamiento (que varía desde años hasta cientos de años) hacen que estas opciones de almacenamiento sean altamente desafiantes.

El concepto de "bombeo biológico" del océano ha ganado creciente interés. El fitoplancton, que forma la base de la cadena alimentaria marina, es fundamental en este proceso. Este transporte descendente de materia orgánica fija el CO<sub>2</sub>, evitando su intercambio con la atmósfera en escalas de tiempo que varían desde meses hasta milenios, dependiendo de la ubicación de la respiración en la columna de agua. Dado que la fotosíntesis requiere luz, el fitoplancton

solo crece en la superficie del océano, a profundidades de hasta 100 metros, donde la luz puede penetrar.

Aunque la mayor parte del CO<sub>2</sub> absorbido por el fitoplancton se recicla cerca de la superficie, una fracción significativa (aproximadamente el 30%) se hunde hacia aguas más profundas antes de ser convertido nuevamente en CO<sub>2</sub> por bacterias marinas. Solo alrededor del 0,1% llega al fondo marino para ser enterrado en los sedimentos.

En ese sentido, Martin y Fitzwater demostraron que el crecimiento del fitoplancton está limitado por el hierro, en lugar de los macronutrientes. Diversos estudios sugieren que la dispersión de hierro en los océanos, un proceso conocido como "fertilización oceánica", podría ser un estímulo eficiente para eliminar el CO<sub>2</sub> atmosférico (Boy et al., 2007; Yoon et al., 2018).

#### 4.2.2 Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en medios porosos

Las propiedades físicas de los reservorios geológicos, como capacidad de almacenamiento, confinamiento, inyectividad y accesibilidad, están directamente relacionadas con las características de los medios porosos. Entre estas propiedades se encuentran la porosidad, la permeabilidad, la permeabilidad relativa, la capilaridad, la presión, la adsorción, la mojabilidad y otras.

El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> opera a través de uno o más mecanismos de atrapamiento, que incluyen: atrapamiento estructural, por solubilidad, mineral y por adsorción.

El atrapamiento estructural o estratigráfico ocurre cuando el CO<sub>2</sub> queda confinado físicamente bajo capas de roca impermeable, que actúan como barreras y evitan su migración hacia la superficie. El atrapamiento por solubilidad se produce cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en el fluido de formación, como la salmuera, y migra junto con este. Con el tiempo, el CO<sub>2</sub> disuelto puede reaccionar químicamente con los minerales presentes en la formación, dando lugar a la formación de compuestos carbonatados sólidos. Este proceso se conoce como atrapamiento mineral. Finalmente, el CO<sub>2</sub> también puede adsorberse en la superficie del carbón o en esquistos ricos en materia orgánica, un mecanismo denominado atrapamiento por adsorción.

Cada uno de estos mecanismos contribuye a la estabilización y al almacenamiento a largo plazo del CO<sub>2</sub> en el subsuelo. La efectividad y predominancia de un mecanismo en particular dependen de las propiedades geológicas específicas del sitio de almacenamiento, así como de factores como la temperatura y la presión.

El atrapamiento por solubilidad ocurre cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en la salmuera de formación. Al saturarse la densidad de la solución aumenta aproximadamente un 1% en comparación con la salmuera inicial. Con el tiempo, este cambio en la densidad puede dar lugar a procesos de mezcla convectiva, que inducen un movimiento descendente de la salmuera saturada, alejándola del CO<sub>2</sub> en fase libre.

Este movimiento descendente permite que la salmuera no saturada entre en contacto con el CO<sub>2</sub> en fase libre, lo que favorece una mayor disolución de dióxido de carbono en el fluido de formación (Ennis-King y Paterson, 2001). La convección mejora significativamente el proceso de atrapamiento por solubilidad, permitiendo una distribución

más amplia del CO<sub>2</sub> en el reservorio y aumentando su potencial de almacenamiento a largo plazo.

El atrapamiento mineral es un proceso mediante el cual las reacciones químicas entre el CO<sub>2</sub> inyectado, los fluidos de formación y la matriz rocosa conducen a la precipitación de minerales estables, predominantemente carbonatos. Este mecanismo es considerado el método de almacenamiento más seguro, ya que inmoviliza el CO<sub>2</sub> de manera permanente, reduciendo significativamente el riesgo de su liberación a la atmósfera.

Aunque los procesos de interacción mineral están bien comprendidos en términos generales, aún persisten incertidumbres sobre los efectos de una mineralogía compleja y las condiciones de mezcla en los reservorios.

Se estima que el atrapamiento mineral adquiere relevancia únicamente a largo plazo, con escalas de tiempo que oscilan entre décadas y miles de años (El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático -IPCC, 2005). Este mecanismo depende fundamentalmente de la disponibilidad de cationes metálicos, como calcio, hierro y magnesio

necesarios para la formación de carbonatos, así como de las tasas de las reacciones geoquímicas, las cuales están influenciadas por las condiciones específicas de temperatura, presión y salinidad del sitio de almacenamiento.

La captura por adsorción implica el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en capas de carbón, basándose en el principio de que el CO<sub>2</sub> inyectado reemplaza al metano presente naturalmente en el carbón, quedando adsorbido en su superficie. Este fenómeno ocurre debido a que el carbón tiene una mayor afinidad por el dióxido de carbono gaseoso que por el metano. Durante este proceso, el metano desplazado puede ser reconocido y utilizado como fuente de energía en un procedimiento conocido como recuperación mejorada de metano en capas de carbón (IPCC, 2005).

En el caso de los acuíferos salinos profundos, el proceso de adsorción se observa en rocas selladas, como las lutitas con alto contenido orgánico. En estas rocas, el CO<sub>2</sub> se adhiere a la superficie del material orgánico, proporcionando una barrera adicional que limita su migración.



Figura 7. Modelo 3D de porosidad de una muestra geológica definida por microtomografía. Modificado de Denbury Resources Inc. 2024.

#### 4.2.3 Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, por sus siglas en inglés)

En la industria petrolera, se estima que solo entre el 30% y el 35% del petróleo en un yacimiento es recuperable mediante métodos de producción convencionales, que incluyen la recuperación primaria y secundaria.

- Recuperación primaria: se basa en la presión natural del yacimiento para impulsar el petróleo hacia la superficie.
- Recuperación secundaria: implica la inyección de agua o gas para mantener la presión en el yacimiento y facilitar la extracción [NPC, 2007].

Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR): abarca un conjunto de técnicas avanzadas que permiten acceder al crudo residual después de aplicar los métodos convencionales. Estas técnicas emplean fuentes externas de energía o materiales para maximizar la extracción. Entre los principales tipos de EOR se encuentran:

##### Métodos térmicos

- Incluyen la inyección de vapor, agua caliente o combustión in situ.
- Su objetivo principal es reducir la viscosidad del petróleo, facilitando su flujo hacia los pozos de producción.

##### Métodos no térmicos

- Inyección de productos químicos: surfactantes (que reducen la tensión superficial entre el agua y el petróleo), polímeros (que mejoran la movilidad del agua de inyección y aumentan la eficiencia del barrido) y álcalis.
- Inyección de gases miscibles: como el CO<sub>2</sub>, que al mezclarse con el petróleo reduce su viscosidad, mejora su expansibilidad y, en consecuencia, optimiza su recuperación.

Por otro lado, la recuperación avanzada de petróleo amplía el espectro de técnicas, combinando métodos convencionales (primarios y secundarios) con estrategias de ingeniería más complejas. Estas incluyen:

- Uso de pozos horizontales o multilaterales para maximizar el área de contacto con la formación.
- Inyección de polímeros para un mejor control de la movilidad del fluido.
- Gestión avanzada del yacimiento, que involucra caracterización detallada, monitoreo constante y estrategias optimizadas para mejorar la eficiencia de los procesos de extracción.

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> en yacimientos de petróleo agotados se prefiere sobre otros métodos de almacenamiento debido a sus beneficios económicos, particularmente en el contexto de la EOR. Esta técnica combina el almacenamiento de CO<sub>2</sub> con el incremento en la producción de petróleo, lo que ofrece una solución económica y ambientalmente atractiva y significativa.

Los yacimientos de petróleo y gas agotados presentan características geológicas favorables para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, dado que han demostrado ser capaces de contener hidrocarburos de manera segura durante períodos geológicos prolongados. Estas formaciones, generalmente compuestas por areniscas y carbonatos, poseen valores adecuados de porosidad y permeabilidad que permiten un almacenamiento eficiente.

El CO<sub>2</sub> inyectado en estos yacimientos puede ser miscible o no miscible con los aceites presentes, dependiendo de factores como el tipo de crudo y las condiciones del sis-

tema, incluidas la presión y la temperatura [Solomon, 2006]. Cuando el CO<sub>2</sub> es miscible, puede mezclarse completamente con el petróleo, reduciendo su viscosidad y facilitando su flujo hacia los pozos de producción. En el caso no miscible, actúa como un agente de empuje, desplazando el petróleo hacia los pozos.

La efectividad del EOR depende de una combinación de variables técnicas y económicas, entre las que se incluyen, la viscosidad del petróleo, densidad, presión, volumen, permeabilidad, integridad del yacimiento, roca capilar y la química del agua de formación [Wickstrom et al., 2005].

En 2014, se estimó que aproximadamente 14 millones de toneladas métricas de CO<sub>2</sub> industrial se almacenaron mediante EOR [Kuuskraa y Wallace, 2014]. Este método ha demostrado ser no solo efectivo, sino también económicamente viable para el almacenamiento de carbono en Estados Unidos [Gozalpour et al., 2005].

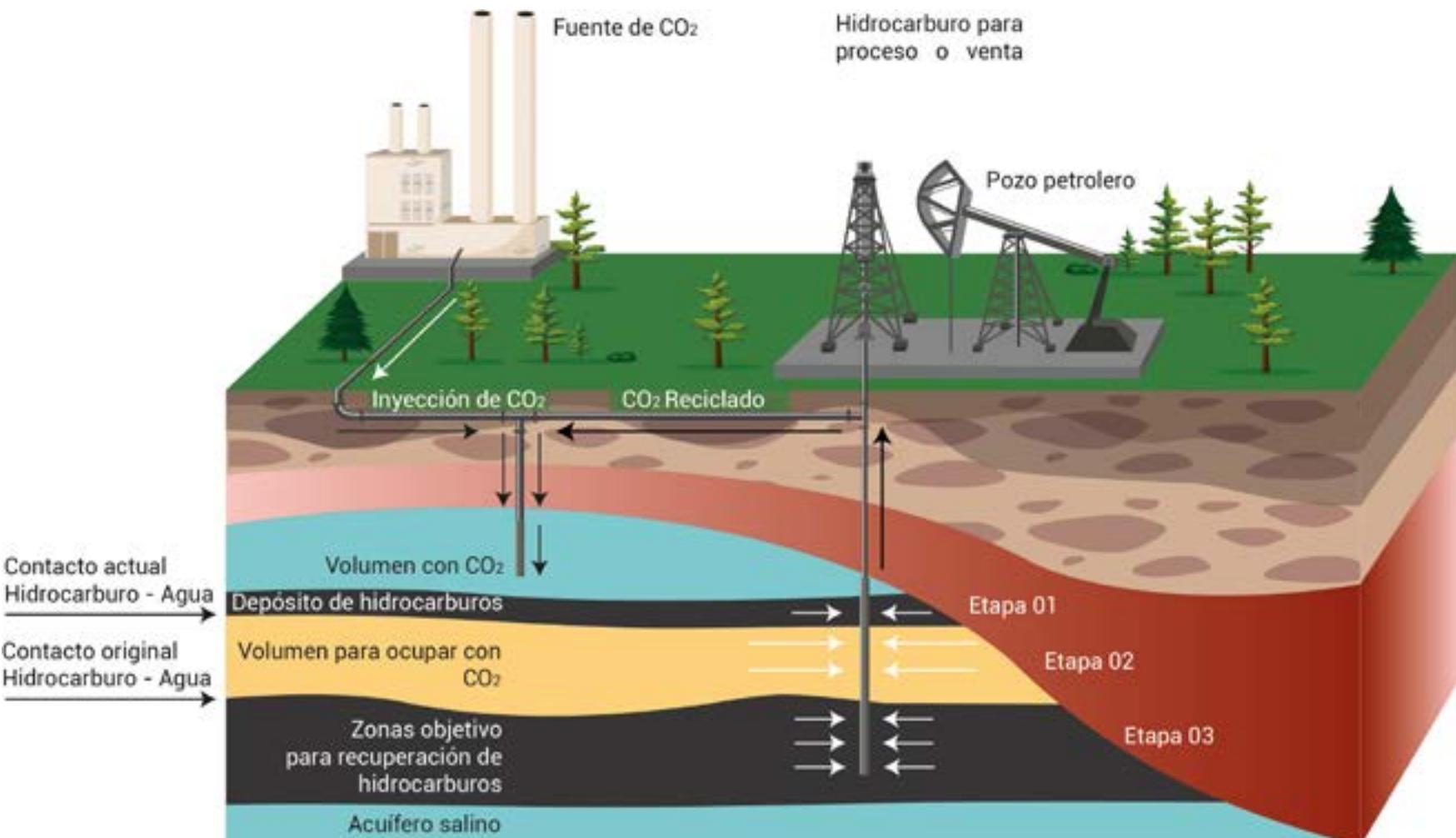


Figura 8. Diagrama del proceso de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR).

#### 4.2.4 Recuperación Mejorada de Metano en Mantos de Carbón (ECBM)

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> en mantos de carbón es comparable a la EOR en términos de objetivos y procedimientos. Este método busca producir metano, conocido como metano de manto de carbón o grisú, a partir de mantos de carbón abandonados o no explotables. A lo largo de los años, se han implementado varios proyectos piloto en países como Estados Unidos, Canadá, Polonia, Australia y Japón. Sin embargo, hasta la fecha, ninguno ha avanzado hacia una fase industrial [Dusar y Verkaeren, 1992].

Las vetas de carbón presentan estructuras altamente permeables que están aisladas por capas de arcilla, lo que crea un sello efectivo para el almacenamiento. Dependiendo del objetivo—ya sea almacenamiento de CO<sub>2</sub> y/o recuperación de metano—y de la profundidad de los mantos, el CO<sub>2</sub> se inyecta en estado gaseoso o supercrítico.

En áreas inundadas, el CO<sub>2</sub> puede quedar atrapado como gas en la porosidad, disolverse en el agua de formación y absorberse en el carbón. Por otro lado, las áreas no inundadas de las minas pueden llenarse con CO<sub>2</sub> puro.

El rango óptimo para la adsorción de CO<sub>2</sub> en mantos de carbón está entre 700 y 1,300 m de profundidad [Welkenhuysen et al., 2011]. Otros autores, como Piessens y Dusar, y Jalili, sugieren que el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en minas de carbón abandonadas debe realizarse a profundidades de al menos 500 m. A mayores profundidades, la permeabilidad de los mantos de carbón puede disminuir significativamente, lo que requiere intervenciones de ingeniería para iniciar y mantener la inyección de gas [Sarhosis et al., 2016].

El proceso de almacenamiento en áreas inundadas es similar al que se realiza en acuíferos salinos profundos. Por lo general, los volúmenes de almacenamiento disponibles son limitados y la conectividad de la porosidad es deficiente. Sin embargo, el carbón resulta ser una base eficiente para la fijación de CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> mediante adsorción.

Uno de los principales desafíos de este método es la alteración que experimentan los mantos de carbón al entrar en contacto con el CO<sub>2</sub>.



Figura 9. Manto de Carbón de 2 metros de espesor, intercalado con areniscas y lodoletas (foto de Germán Reyes).

Esta interacción provoca una reducción en la permeabilidad efectiva, lo que disminuye la desorción de CH<sub>4</sub>. Esto, a su vez, afecta negativamente las tasas de inyección y aumenta el riesgo de fugas debido a la formación de fracturas locales.

A pesar de estas limitaciones, las experiencias disponibles muestran que los proyectos de almacenamiento en áreas inundadas son relativamente simples y de bajo costo.

En estas condiciones, la alta permeabilidad favorece tasas de inyección elevadas, lo que los convierte en reservorios temporales confiables, como ha demostrado la inyección de gas natural en estos entornos. No obstante, el almacenamiento permanente de CO<sub>2</sub> aún carece de experiencia consolidada en términos de procesos de monitoreo adecuados.

#### 4.2.5 Formación de cavernas de sal

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> en grandes cavidades artificiales o naturales, así como en minas, se ha propuesto como un método menos convencional. Un ejemplo destacado del uso de cavernas de sal es su empleo para el almacenamiento de gas natural, diseñado para satisfacer el aumento de la demanda cíclica estacional (Dusseault et al., 2002; Liu et al., 2024).

Aproximadamente el 7% de la capacidad total de almacenamiento subterráneo de gas natural se encuentra en cavernas de sal. En los Estados Unidos, existen 36 instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural de este tipo. El caso más emblemático es la Reserva Estratégica de Petróleo, que utiliza dichas cavernas para almacenar las reservas nacionales de crudo destinadas a emergencias nacionales.

Las cavernas de sal han demostrado ser un medio eficaz para el almacenamiento de hidrocarburos, ya que la sal actúa como un sellador natural, atrapando eficazmente los contenidos dentro de la caverna. Estas formaciones se generan mediante un proceso de lixiviación, en el cual se bombea agua caliente para disolver la sal. La salmuera resultante se extrae a través de un pozo que también se emplea para la inyección y extracción de gas.

Actualmente, se está evaluando la posibilidad de utilizar cavernas de sal para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. No obstante, es fundamental abordar diversas consideraciones técnicas y de seguridad, como la integridad estructural de las cavernas, la gestión de presión y el potencial de fugas. Además, la viabilidad económica y el impacto ambiental de esta tecnología requieren un análisis exhaustivo antes de que pueda implementarse ampliamente como una solución de almacenamiento.

Un aspecto clave es que la sal es prácticamente "impermeable" a los gases y tiene la capacidad de deformarse sin fracturarse, lo que hace que las cavernas de sal sean especialmente adecuadas para el almacenamiento subterráneo. Sus paredes presentan una alta resistencia a la degradación por variaciones de presión o interacciones con los gases almacenados.

La creación de cavernas de sal se lleva a cabo en domos salinos situados a profundidades de entre 1,000 y 2,500 m bajo la superficie. Este proceso puede extenderse por varios años hasta formar una cavidad cilíndrica de dimensiones adecuadas. Estas cavernas pueden alcanzar hasta 100 m de diámetro y 500 m de altura, con una capacidad

de almacenamiento potencial de aproximadamente 8 millones de m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> en estado supercrítico.

No obstante, la lixiviación para formar estas cavernas suele ser un procedimiento relativamente costoso en comparación con otros métodos de almacenamiento subterráneo de gas natural. Además, cuando se emplean para almacenamiento temporal, existe el riesgo de formación de hidratos en la interfaz agua/gas/hidrocarburo. Estas formaciones pueden reducir la transmisibilidad, bloquear el flujo en las tuberías e incluso ocasionar su ruptura con el tiempo.

Dadas sus características únicas, las cavernas de sal suelen destinarse a fines estratégicos, como el almacenamiento de reservas de petróleo para emergencias nacionales, en lugar de considerarse una solución amplia y permanente para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Dado que en las formaciones de sal se encuentran distribuidas áreas alrededor del Anillo de Fuego del Pacífico, existen oportunidades para utilizar este tipo de almacenamiento en diversas ubicaciones. No obstante, su implementación requiere atender las consideraciones previamente mencionadas sobre sus usos más adecuados y los desafíos técnicos potenciales que deben resolverse.

La tecnología de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en cavernas de sal no se considera una solución de almacenamiento permanente. Aunque estas cavernas ya se utilizan ampliamente para el almacenamiento estacional de hidrocarburos, este uso compite directamente por el espacio disponible. Además, las cavernas de sal presentan limitaciones de tamaño en comparación con otras opciones de almacenamiento geológico, como los yacimientos de petróleo y gas agotados o los acuíferos salinos profundos.

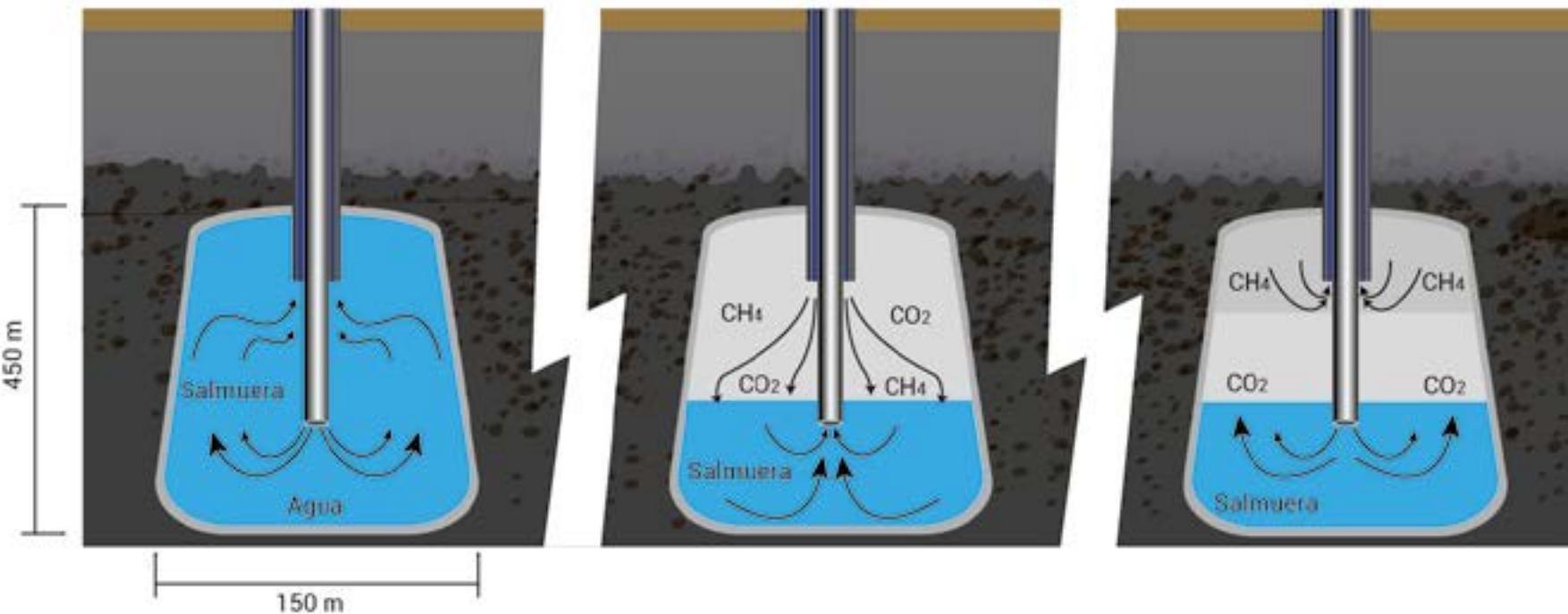


Figura 10. Proceso de creación y llenado por CO<sub>2</sub> de cavernas de sales. Modificado de Research Center for Gas Innovation, 2020.

#### 4.2.6 Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos profundos

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos profundos es una de las opciones más utilizadas en proyectos industriales debido a su gran capacidad de almacenamiento en comparación con los campos petrolíferos. Estos acuíferos ofrecen un potencial significativamente mayor y no dependen de la fluctuación de la demanda de CO<sub>2</sub> por parte de las compañías petroleras, que podría verse afectada por cambios en los precios internacionales del petróleo.

Además, los proyectos de almacenamiento en acuíferos salinos suelen tener un costo neto de reducción de emisiones de carbono más bajo que los asociados con la EOR. Una ventaja adicional es que no requieren capturar concentraciones extremadamente altas de CO<sub>2</sub>, lo que simplifica el proceso y lo hace más accesible. Por estas razones, el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos se ha convertido en una de las principales direcciones para el desarrollo de tecnologías CCUS.

Los acuíferos salinos profundos, ubicados en cuencas sedimentarias, han sido objeto de amplias investigaciones en el marco de los esfuerzos globales por desarrollar rutas de descarbonización económica. Actualmente, existen 65 proyectos de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en todo el mundo, de los cuales 26 están operativos y almacenan colectivamente 40 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año.

Desde un punto de vista técnico, el almacenamiento geológico en acuíferos salinos se realiza mediante la inyección directa del gas en capas de rocas permeables que contienen fluidos salinos en sus espacios porosos. Estas formaciones deben encontrarse a profundidades mayores que los acuíferos con agua potable. Además, la salinidad de su agua debe superar las 10,000 ppm, lo que la hace inadecuada para su explotación técnica o económica, incluyendo su uso en actividades agrícolas e industriales.

Las formaciones salinas, ubicadas en cuencas sedimentarias alrededor del mundo, representan una de las opciones más prometedoras para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> antropogénico. Esto se debe a su gran volumen poroso y amplia distribución geográfica, lo que las hace más propensas a encontrarse cerca de fuentes significativas de emisiones de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, a diferencia de los reservorios de hidrocarburos o los acuíferos de agua dulce, estas formaciones no han sido estudiadas con el mismo nivel de detalle. Como resultado, las estimaciones de su capacidad de almacenamiento están asociadas con importantes incertidumbres, y la selección de sitios depende en gran medida del conocimiento disponible.

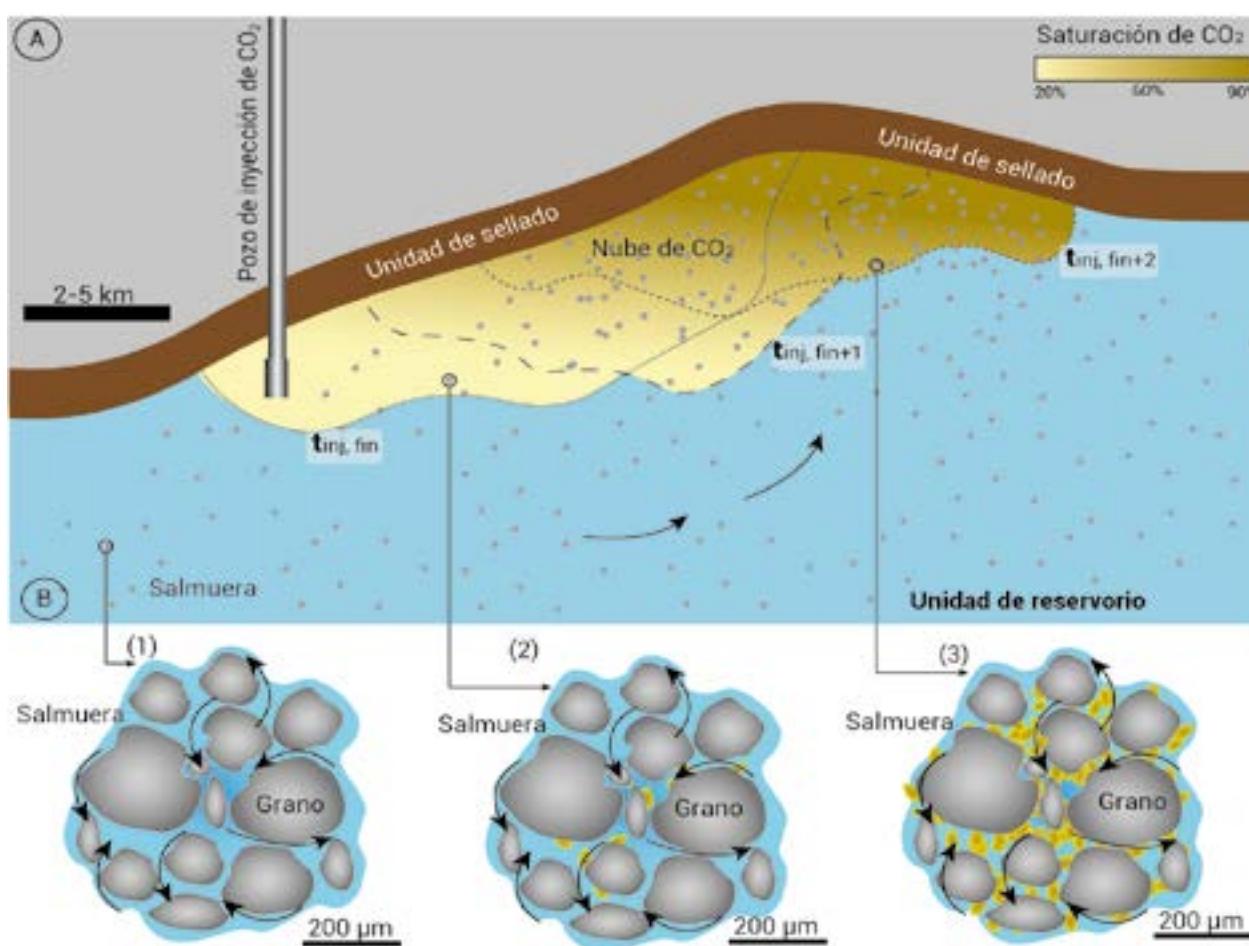


Figura 11. Diagrama esquemático de los procesos de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos profundos (Hefny et al., 2020)

Las rocas con mejores propiedades para el almacenamiento de fluidos, como el CO<sub>2</sub>, son las areniscas y las calizas, debido a su alta porosidad y permeabilidad. Sin embargo, para garantizar un almacenamiento seguro y duradero, es esencial la presencia de una capa superior impermeable que actúe como barrera y evite la migración vertical del CO<sub>2</sub>.

Cuando se inyecta CO<sub>2</sub> en estas formaciones, su mayor flotabilidad en comparación con los fluidos presentes en el reservorio lo hace ascender hacia la parte superior del mismo. La existencia de una roca sello, típicamente compuesta de lutitas debido a su baja permeabilidad, es fundamental para prevenir esta migración vertical y garantizar la seguridad a largo plazo del almacenamiento. Este mecanismo de atrapamiento estructural es considerado el principal factor para la contención efectiva del CO<sub>2</sub> en formaciones salinas profundas.

Por razones prácticas y económicas, se recomienda inyectar CO<sub>2</sub> en estado supercrítico, lo que permite almacenar un mayor volumen en un espacio más reducido. Este estado se alcanza cuando el CO<sub>2</sub> se encuentra a presiones superiores a 7.38 MPa y temperaturas mayores a 31.1 °C, condiciones típicamente logradas a profundidades de aproximadamente 800 m en cuencas con un bajo gradiente geotérmico (25 °C/km).

El IPCC, en su informe de 2005, sugirió un límite técnico de profundidad de 2,500 m. Más allá de esta profundidad, no se observaría un aumento significativo en la densidad del CO<sub>2</sub>, pero sí un incremento en los costos operativos, lo que hace que profundidades mayores no sean económicamente recomendables. Para que el proceso de almacenamiento sea económicamente viable, se estima que el reservorio debe tener una capacidad mínima de 1 millón de m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub>. Los mecanismos implicados en el almacenamiento incluyen la disolución de CO<sub>2</sub> en agua, la precipitación de carbonatos (interacción agua/roca) y la flotación del CO<sub>2</sub> en la parte superior del reservorio.

#### 4.2.7 Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en reservorios geotérmicos

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> en reservorios geotérmicos combina la captura de carbono con la explotación de energía geotérmica, ofreciendo una solución integrada que cumple dos funciones principales:

##### 1. Extracción de calor para producción de energía

En este proceso, se utiliza CO<sub>2</sub> supercrítico como fluido de trabajo en Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS, por sus siglas en inglés) debido a sus propiedades termofísicas ventajosas. El CO<sub>2</sub> es inyectado en formaciones de roca caliente y seca, donde absorbe calor geotérmico. Posteriormente, es llevado de regreso a la superficie para su conversión en electricidad. Esta técnica ha demostrado una eficiencia superior a la del uso de agua, aumentando las tasas de extracción de calor en los reservorios geotérmicos.

##### 2. Almacenamiento geológico

Además de extraer calor, una fracción del CO<sub>2</sub> inyectado puede quedar atrapada de manera permanente en el reservorio geotérmico. Cuando es introducido en estas formaciones de alta temperatura, no solo contribuye a la generación de energía, sino que también es almacenado geológicamente.

Estudios recientes han demostrado que el uso de CO<sub>2</sub> supercrítico podría aumentar la generación de energía en aproximadamente un 50% en comparación con métodos tradicionales que emplean agua. Este incremento se debe a las propiedades del CO<sub>2</sub>, que incluyen una mayor movilidad y capacidad de transferencia de calor. Además, el sistema geotérmico actúa como un reservorio eficiente, reteniendo el CO<sub>2</sub> de manera segura y evitando su liberación a la atmósfera.

El uso de CO<sub>2</sub> supercrítico podría aumentar en aproximadamente un 50% la generación de energía en sistemas geotérmicos, gracias a su alta movilidad y eficiencia en la transferencia de calor. En estos sistemas, el CO<sub>2</sub> inyectado es confinado de manera efectiva por rocas sello y diversos procesos geoquímicos, lo que evita su fuga hacia la atmósfera y asegura su almacenamiento a largo plazo.

Con el tiempo, el CO<sub>2</sub> también puede experimentar mineralización, transformándose en minerales carbonatados estables dentro de la estructura del reservorio. Este proceso refuerza la seguridad del almacenamiento y convierte al sistema en una solución doblemente beneficiosa: mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y potenciar la

generación de energía geotérmica. Así, el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en reservorios geotérmicos se posiciona como una alternativa prometedora en la transición hacia un futuro energético más sostenible.

Sin embargo, este enfoque requiere un análisis detallado de las condiciones geológicas específicas, así como de los posibles impactos en la geoquímica y la permeabilidad del reservorio. Originalmente, el uso de CO<sub>2</sub> para la extracción de calor geotérmico se planteó para sistemas que, aunque calientes, carecían de agua (vapor) o presentaban una permeabilidad insuficiente para sustentar métodos tradicionales basados en agua. Con el significativo recurso térmico de rocas profundas y calientes con gradientes geotérmicos superiores a 60°C/km, se busca crear Sistemas Geotérmicos Mejorados mediante técnicas como la estimulación artificial o el fracturamiento hidráulico.

No obstante, la implementación de estas técnicas ha generado preocupaciones sociales debido a la posibilidad de sismicidad inducida, lo que podría limitar la aceptación pública

y en consecuencia, la expansión de esta tecnología.

El CO<sub>2</sub> se inyecta en estado supercrítico, donde absorbe calor al entrar en contacto con el reservorio geotérmico. Posteriormente, se bombea a través de un pozo de producción para expandirse en una turbina, generando electricidad de manera directa, o bien, transfiriendo su calor a un fluido secundario en un sistema indirecto. En sistemas indirectos, se han investigado diversas configuraciones de ciclos Rankine orgánicos, incluyendo ciclos subcríticos, sobrecalentados y supercríticos, que ofrecen una flexibilidad significativa para optimizar la eficiencia energética. Además, estos sistemas pueden integrarse con fuentes de calor auxiliares, como la energía solar, lo que amplía su aplicabilidad y contribuye a la diversificación energética.

En ambos enfoques, directos e indirectos, se puede emplear una bomba para complementar el efecto termosifón natural, asegurando así tasas de flujo óptimas que maximizan el rendimiento del sistema.

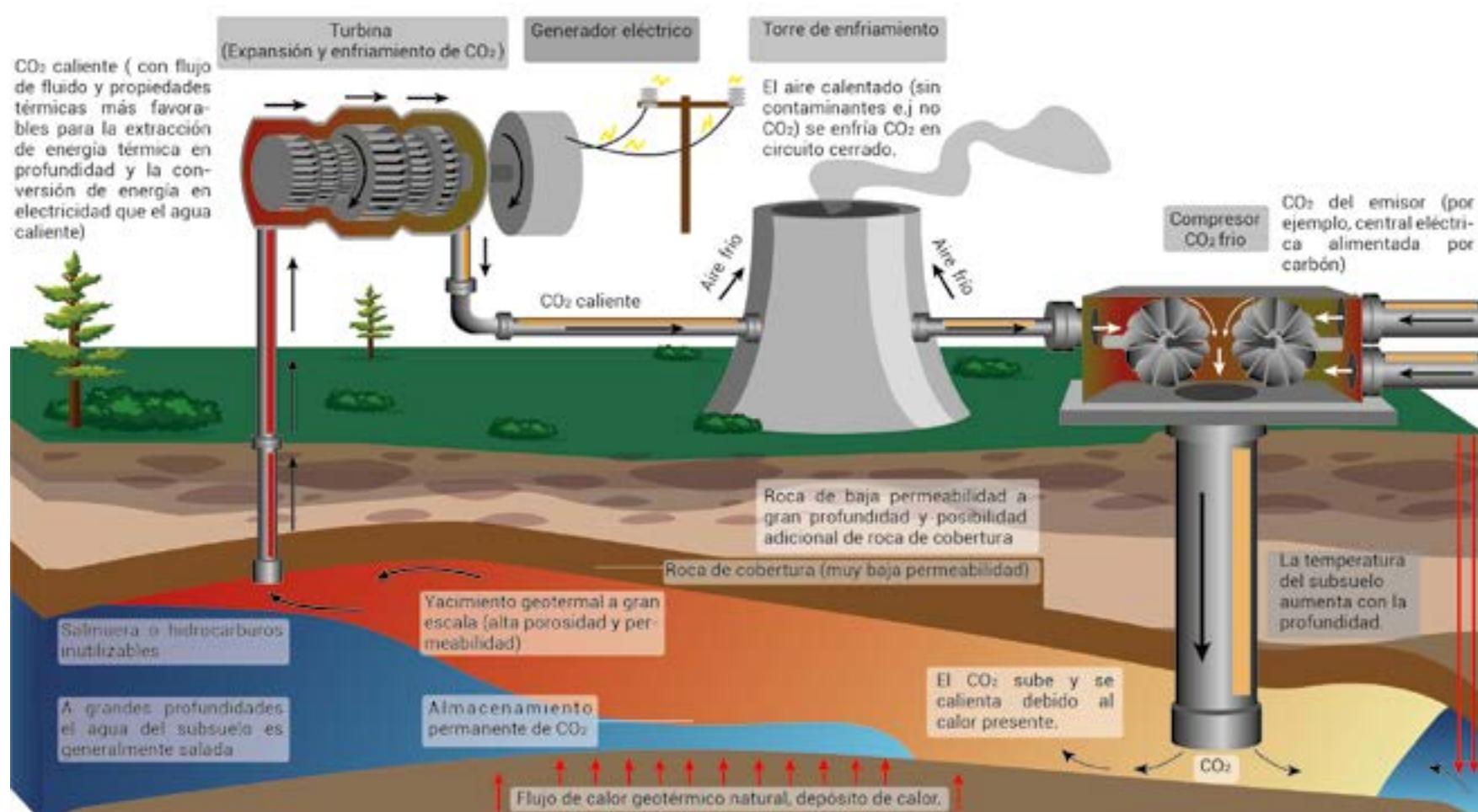


Figura 12. Diagrama esquemático de los procesos de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en reservorios geotérmicos. Modificado de Saar et al., CPG consortium, 2022.

#### 4.2.8 Almacenamiento y mineralización de CO<sub>2</sub> en basaltos y rocas de serpentinita

Existen tres proyectos piloto destacados que exploran la inyección de CO<sub>2</sub> en basaltos: CarbFix en Islandia, Wallula en Estados Unidos y Tomakomai en Japón. Los proyectos CarbFix y Wallula han demostrado resultados exitosos, gracias a los altos porcentajes de fijación y mineralización del CO<sub>2</sub> inyectado, así como a su integración industrial. Sin embargo, el proyecto Tomakomai, aunque logró inyectar CO<sub>2</sub> en arenisca con éxito, no alcanzó resultados ideales en el almacenamiento en basalto. Esto se debe a la baja inyectividad y la ausencia de condiciones de alta temperatura características del basalto en CarbFix, lo que resultó en una mineralización limitada.

A pesar del interés creciente de países como India, Australia, Canadá y Sudáfrica en proyectos como CarbFix y Wallula, persisten numerosas incertidumbres sobre la viabilidad de la inyección y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones de basalto. Por ejemplo, Zakharova et al., señalaron que los basaltos en la cuenca de Newark carecen de potencial de almacenamiento debido a su escasa profundidad, baja temperatura, limitada permeabilidad y alta probabilidad de reactivación de fallas.

Una alternativa emergente es la inyección de CO<sub>2</sub> en rocas de serpentinita, ampliamente distribuidas en placas oceánicas. Estas rocas ofrecen un gradiente térmico favorable (70°C y 100 bares) y presentan una reactividad química más rápida que los basaltos, lo que permite consumir mayor cantidad de CO<sub>2</sub> en las reacciones de mineralización. Aunque la inyección en alta mar incrementa los costos operativos, también proporciona ventajas en términos de seguridad, ya que el océano actúa como un medio de disolución natural en caso de fugas. Para reducir las incertidumbres asociadas a estos métodos, se propone el desarrollo de plantas de precipitación de CO<sub>2</sub> que permitan controlar las condiciones ideales de reacción, como la reactividad del sustrato, presión y temperatura. Actualmente, estas soluciones se encuentran en etapas experimentales, limitadas al ámbito de laboratorio.

El proyecto piloto CarbFix en Islandia es el primer proyecto mundial CCS, completamente integrado con almacenamiento de CO<sub>2</sub> en rocas basálticas. Este proyecto tiene como objetivo optimizar la carbonatación mineral in situ en basalto de corteza oceánica. Consiste en un programa combinado que incluye una planta piloto de separación de gases de CO<sub>2</sub>

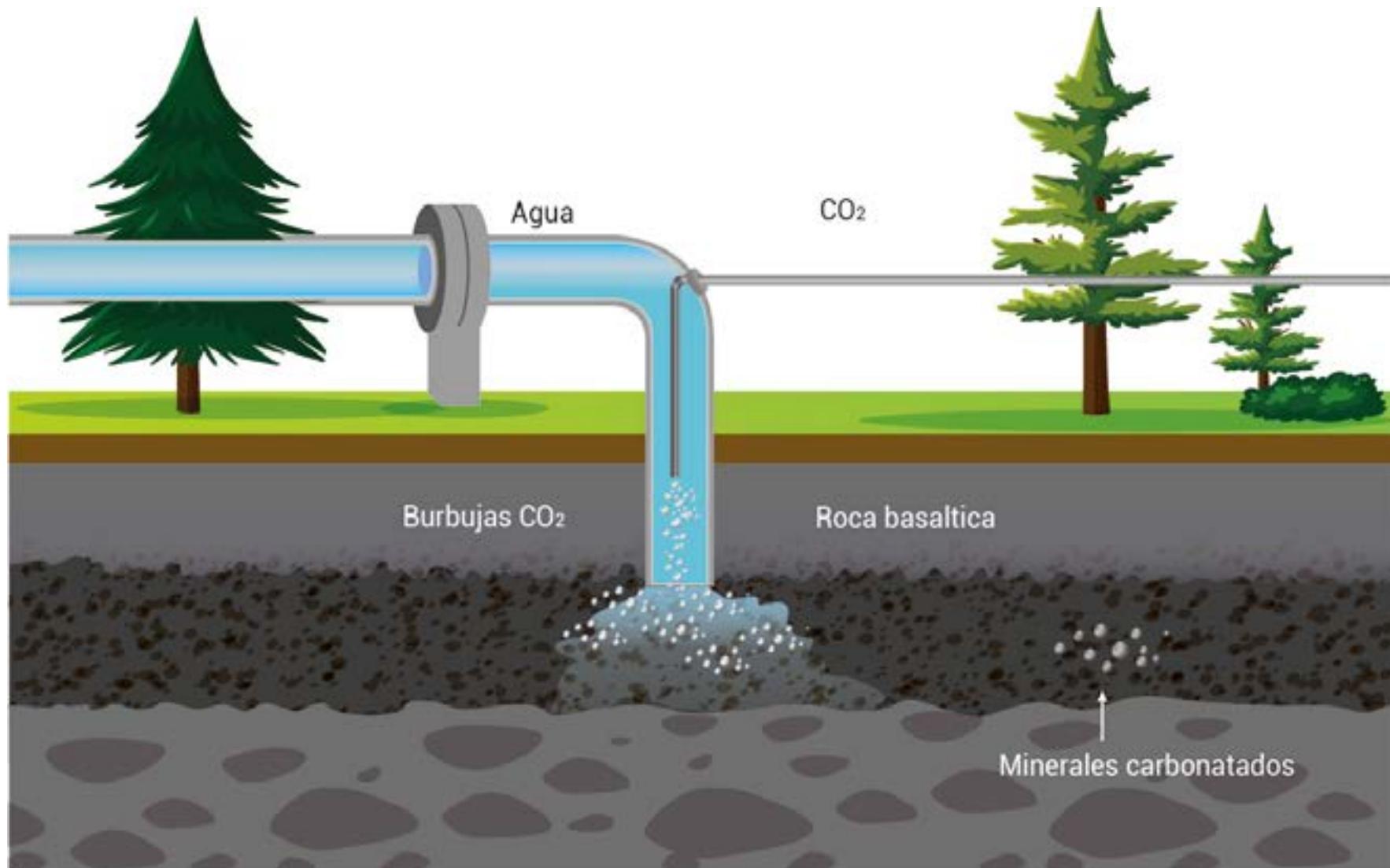
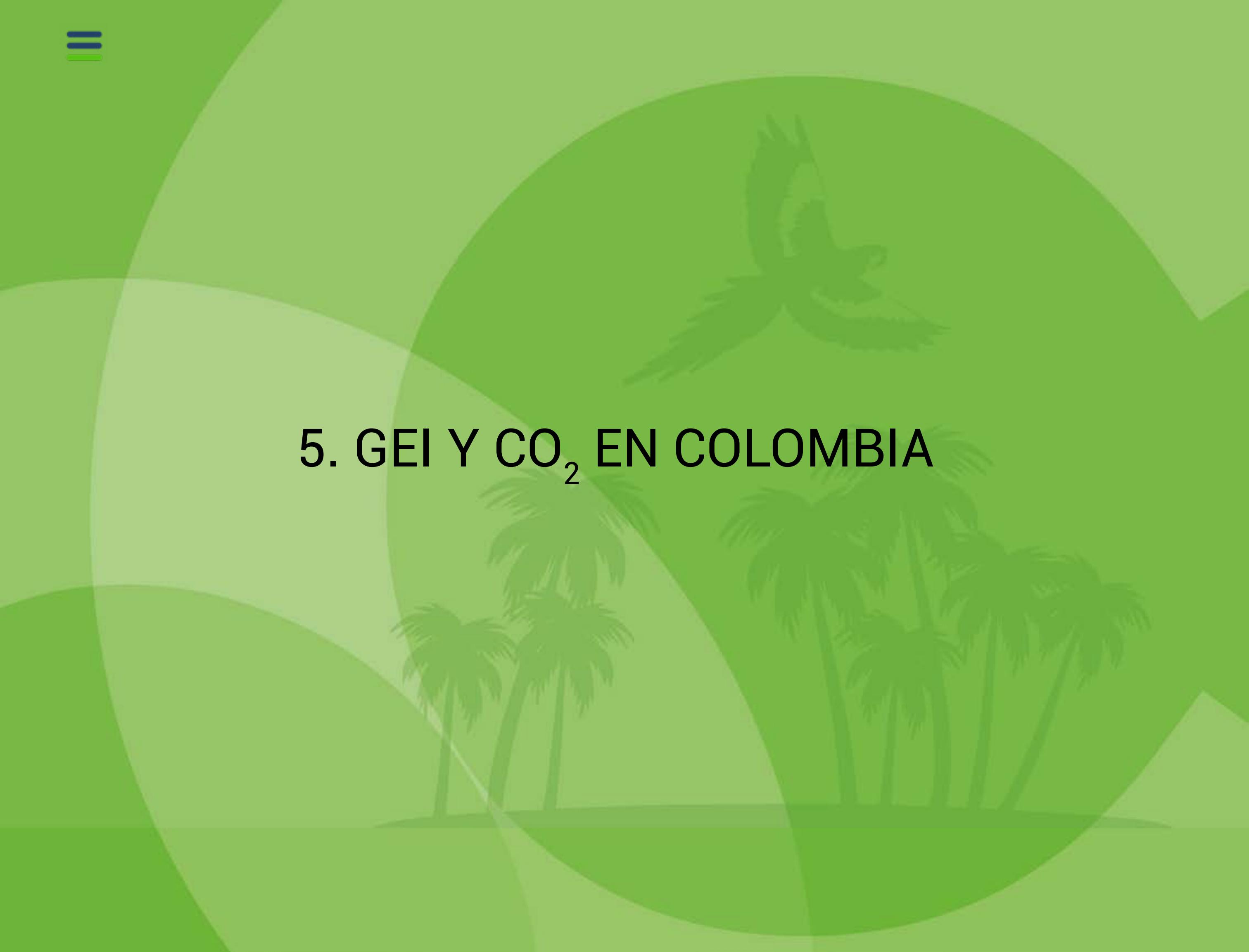


Figura 13. Diagrama esquemático de los procesos de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en basaltos y rocas de serpentinita. Modificado de Wei et al., 2024.

una prueba piloto de inyección, experimentos de laboratorio, estudios de análogos naturales y modelización numérica. Los principales socios del proyecto son Reykjavik Energy, la Universidad de Islandia, la Universidad de Columbia en Nueva York y el Centre National de la Recherche Scientifique/Université Paul Sabatier en Francia (Matter et al., 2011).

La formación de serpentinita consiste en la transformación de rocas ultrabásicas mediante procesos que permiten la incorporación de una fase hidratada al interactuar con las rocas ultramáficas. La asociación mineral y las texturas resultantes del proceso de serpentinitización de las rocas ultramáficas dependen tanto del protolito original como del régimen de presión y temperatura del sistema. La serpentinitización es más intensa en una duníta que en una hazburgita, y más intensa en una hazburgita que en una lherzolita. Las serpentinitas se generan en contextos tectónicos asociados a complejos ultramáficos. Se conocen serpentinitas relacionadas con la fracturación de las dorsales oceánicas, que incorporan agua a zonas profundas, así como serpentinitas asociadas a sistemas de fallas transformantes que también facilitan la infiltración de agua a zonas profundas de la corteza oceánica, dando lugar a las denominadas serpentinitas de fondo oceánico. Además, la serpentinitización también puede ocurrir en ambientes tectónicos de subducción y obducción (Barbero, 2012).



## 5. GEI Y CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA

## 5.1 Emisiones de GEI y CO<sub>2</sub> en Colombia

En Colombia, el inventario nacional y departamental de GEI incluye un análisis detallado de las emisiones de diversos gases, como CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, óxidos de nitrógeno (N<sub>2</sub>O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>). Estas emisiones se miden en términos de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>eq), estimando su impacto utilizando el Potencial de Calentamiento Global (PCG) específico de cada gas. Esta metodología estandarizada, establecida por las directrices del IPCC de 2006, permite realizar una evaluación coherente y comparativa del impacto de los diferentes GEI sobre el calentamiento global. La conversión a CO<sub>2</sub>eq facilita la comprensión de las emisiones en términos de su capacidad acumulativa para contribuir al cambio climático, lo cual es esencial para la formulación de políticas y estrategias de mitigación efectivas.

De acuerdo con las directrices del IPCC (2006), el inventario nacional de GEI en Colombia abarca cuatro módulos de emisiones: IPPU (Industrias de Procesos y Uso de Productos), AFOLU (Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura), Energía y Residuos. Según los datos del Inventario Nacional de GEI, el módulo AFOLU, que incluye agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra, representa la mayor parte de las emisiones, con un 63,4%. Le sigue el módulo de Energía con un 28,4%. En tercer lugar, se encuentra el módulo de Residuos con un 5,3%, y el módulo de industria reporta el menor porcentaje, con un 2,9%.

Entre 2008 y 2018, el módulo AFOLU en Colombia mostró un promedio de 150,086 Kt CO<sub>2</sub>eq en emisiones. Las emisiones más bajas se registraron en 2015, con 134,185 Kt CO<sub>2</sub>eq, mientras que 2017 fue el año con las emisiones más altas, alcanzando 181,323 Kt CO<sub>2</sub>eq. Este aumento coincide con el informe del IDEAM (2023), que señala que en 2017 se registró la mayor tasa de deforestación, con 220,000 hectáreas taladas, impulsada principalmente por la expansión agrícola y ganadera (figura 14).

Durante el mismo período, el módulo de Energía en Colombia presentó un valor promedio de emisiones de 85,336 Kt CO<sub>2</sub>eq. El año con mayores emisiones fue 2016, con 95,654 Kt CO<sub>2</sub>eq, y el año con menores emisiones fue 2008, con 69,868 Kt CO<sub>2</sub>eq. Se observa un aumento progresivo en las emisiones entre 2008 y 2016, en línea con el crecimiento poblacional y la expansión económica del país.

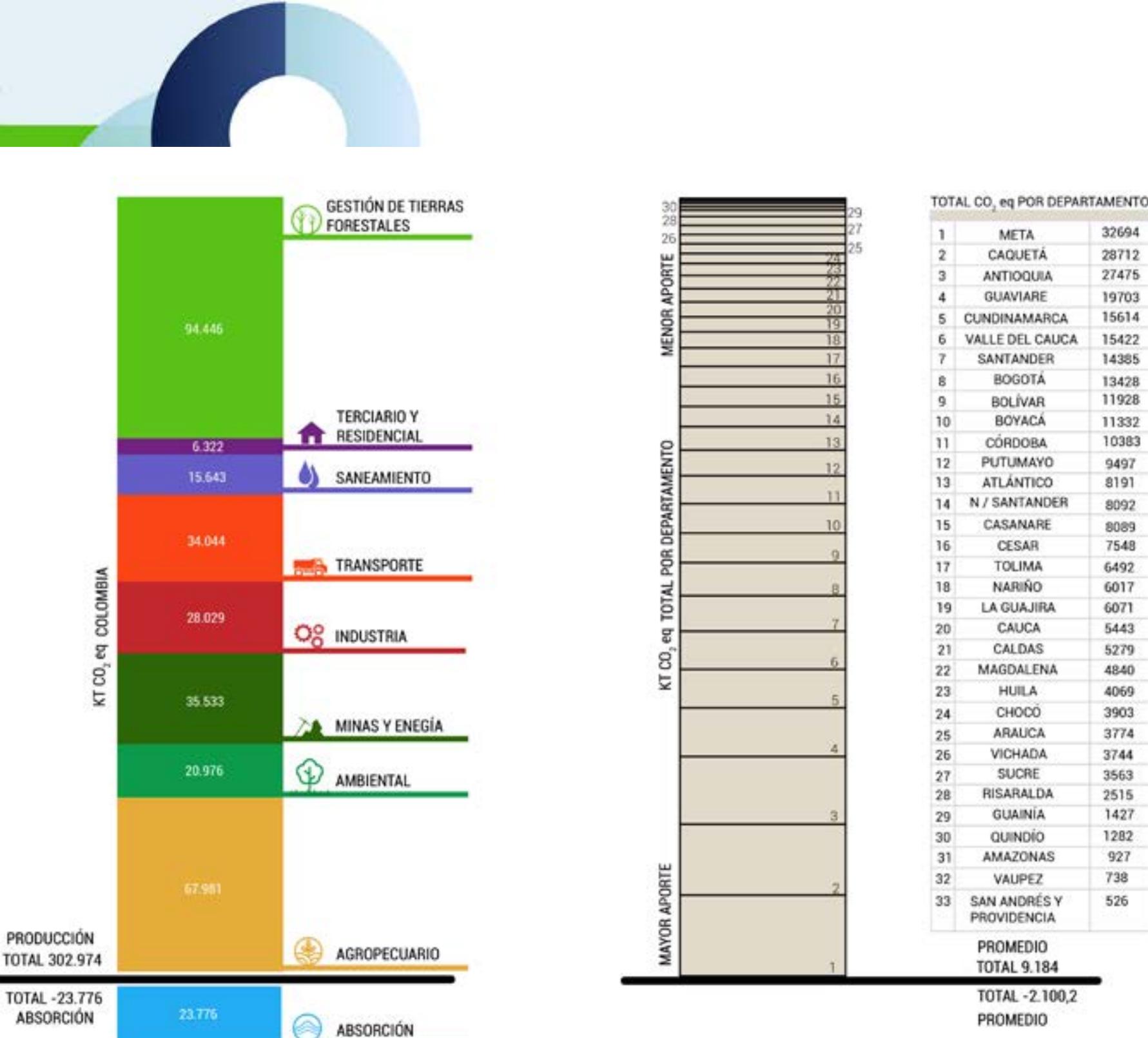


Figura 14. Emisiones de CO<sub>2</sub> por sector a nivel departamental.

En el módulo de Residuos, el valor promedio de emisiones durante el período 2008-2018 fue de 15,615 Kt CO<sub>2</sub>eq, mostrando una tendencia al alza. Las menores emisiones se registraron en 2008, con 15,048 Kt CO<sub>2</sub>eq, mientras que en 2018 se alcanzaron los valores más altos, con aproximadamente 20,474 Kt CO<sub>2</sub>eq. Este aumento está relacionado con el crecimiento poblacional y urbano, lo que ha provocado una mayor generación de residuos.

En cuanto al módulo IPPU, las emisiones promedio durante el mismo período fueron de 9,009 Kt CO<sub>2</sub>eq. Las emisiones más bajas se registraron en 2009, con 7,343 Kt CO<sub>2</sub>eq, y las más altas en 2018, con cerca de 10,495 Kt CO<sub>2</sub>eq. Este patrón refleja la estructura económica de Colombia, caracterizada por un predominio del sector agrícola y una menor proporción de industrias intensivas en emisiones (figura 14).

## 5.2 Resultados de las emisiones en Colombia a nivel departamental

A nivel departamental, el análisis de emisiones abarca actividades en los sectores agropecuario, ambiental, minería y energía, industria, transporte, vivienda y saneamiento, terciario residencial y deforestación. Según los datos de emisiones, los sectores que generan mayores emisiones son el agropecuario, seguido por el transporte, y, en tercer lugar, minería y energía.

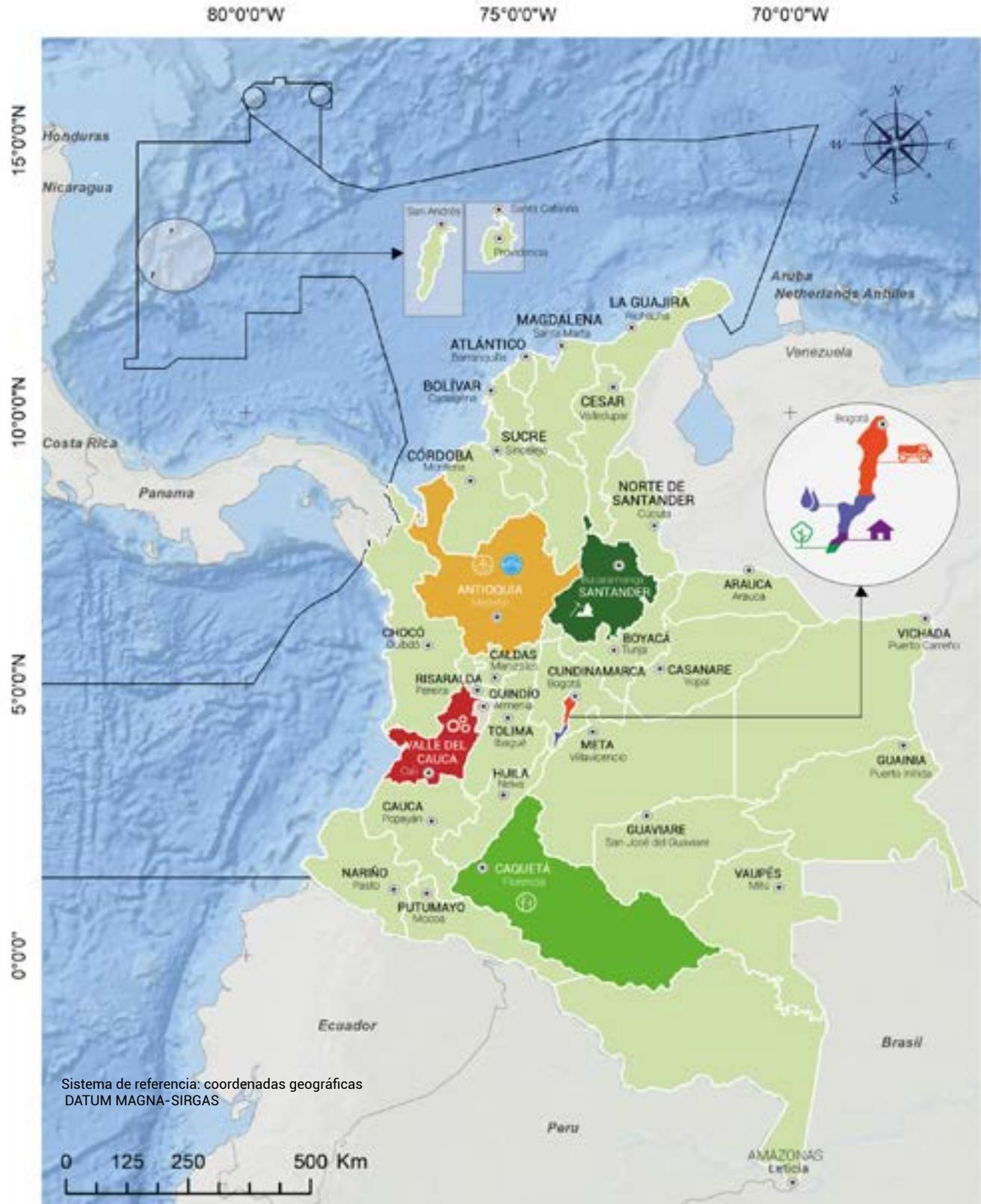


Figura 15. Localización de las principales fuentes de Emisiones de GEI a nivel local para Colombia. Adaptado del Inventario Departamental de Gases de Efecto Invernadero, 2022.

GESTIÓN DE TIERRAS FORESTALES		AGROPECUARIO		AMBIENTAL		INDUSTRIA	
1. Caquetá	24.933,4 Kt	1. Antioquia	8.281,0 Kt	1. Bogotá	71.644 Kt	1. Valle del Cauca	6.004,1 Kt
2. Meta	23.116,1 Kt	2. Córdoba	4.233,0 Kt	2. Antioquia	523,3 Kt	2. Antioquia	3.795,3 Kt
3. Guaviare	18.740,1 Kt	3. Meta	3.959,6 Kt	3. Valle del Cauca	347,2 Kt	3. Bolívar	2.847,7 Kt
4. Putumayo	7.858,8 Kt	4. Cundinamarca	3.849,1 Kt	4. Cundinamarca	281,2 Kt	4. Boyacá	2.660,4 Kt
5. Antioquia	7.256,0 Kt	5. Casanare	3.768,5 Kt	5. Santander	203,6 Kt	5. Cundinamarca	2.312,1 Kt
6. N. de Santander	3.717,8 Kt	6. Santander	3.613,4 Kt	6. Atlántico	190,0 Kt	6. Caldas	2.239,9 Kt
7. Vichada	3.150,5 Kt	7. Caquetá	3.421,4 Kt	7. Bolívar	131,6 Kt	7. Bogotá	2.226,7 Kt
8. Nariño	2.991,8 Kt	8. Cesar	2.959,9 Kt	8. Boyacá	98,1 Kt	8. Tolima	1.582,6 Kt
9. Chocó	2.668,2 Kt	9. Boyacá	2.889,9 Kt	9. Atlántico	1.055,2 Kt	9. Atlántico	1.055,2 Kt
10. Córdoba	2.662,6 Kt	10. Magdalena	2.755,0 Kt	10. Cauca	933,0 Kt	10. Cauca	933,0 Kt
11. Cauca	2.153,2 Kt	11. Tolima	2.398,1 Kt	11. Córdoba	509,5 Kt	11. N. de Santander	408,1 Kt
12. Santander	1.779,8 Kt	12. Bolívar	2.342,4 Kt	12. N. de Santander	371,8 Kt	12. N. de Santander	371,8 Kt
13. Valle del Cauca	1.709,0 Kt	13. Arauca	2.117,4 Kt	13. Risaralda	56,9 Kt	13. Risaralda	241,9 Kt
14. Bolívar	1.659,0 Kt	14. Sucre	2.075,4 Kt	14. Cundinamarca	54,7 Kt	14. Sucre	222,9 Kt
15. Guaviare	1.303,5 Kt	15. Valle del Cauca	1.907,2 Kt	15. Meta	51,8 Kt	15. Huila	121,6 Kt
16. Cundinamarca	1.297,9 Kt	16. Huila	1.605,3 Kt	16. N. de Santander	46,8 Kt	16. N. de Santander	46,8 Kt
17. La Guajira	1.188,0 Kt	17. Nariño	1.424,9 Kt	17. Nariño	43,8 Kt	17. Nariño	43,8 Kt
18. Arauca	952,9 Kt	18. Caldas	1.319,8 Kt	18. Cesar	39,0 Kt	18. Cesar	65,5 Kt
19. Tolima	929,7 Kt	19. N. de Santander	1.313,2 Kt	19. Magdalena	37,1 Kt	19. Magdalena	64,6 Kt
20. Boyacá	844,0 Kt	20. Cauca	1.289,4 Kt	20. Casanare	27,1 Kt	20. Casanare	63,9 Kt
21. Huila	822,3 Kt	21. Putumayo	995,0 Kt	21. Quindío	25,9 Kt	21. Quindío	61,3 Kt
22. Amazonas	708,1 Kt	22. Chocó	924,2 Kt	22. Sucre	24,8 Kt	22. Sucre	45,6 Kt
23. Magdalena	697,8 Kt	23. Guaviare	812,8 Kt	23. La Guajira	22,4 Kt	23. Casanare	22,8 Kt
24. Cesar	663,8 Kt	24. La Guajira	775,2 Kt	24. Caquetá	9,6 Kt	24. Caquetá	18,9 Kt
25. Vaupés	639,7 Kt	25. Atlántico	553,2 Kt	25. Chocó	8,0 Kt	25. Putumayo	10,5 Kt
26. Casanare	583,1 Kt	26. Risaralda	536,7 Kt	26. Arauca	7,3 Kt	26. Arauca	8,2 Kt
27. Risaralda	571,4 Kt	27. Vichada	491,7 Kt	27. Putumayo	6,9 Kt	27. Putumayo	7,6 Kt
28. Caldas	536,6 Kt	28. Quindío	414,4 Kt	28. San Andrés	5,8 Kt	28. San Andrés	5,8 Kt
29. Sucre	490,3 Kt	29. Bogotá	70,3 Kt	29. Amazonas	2,1 Kt	29. Amazonas	3,2 Kt
30. Quindío	156,1 Kt	30. Guaviare	64,9 Kt	30. Guaviare	1,7 Kt	30. Guaviare	2,3 Kt
31. Atlántico	149,1 Kt	31. Guaviare	21,0 Kt	31. Vichada	0,9 Kt	31. San Andrés	1,6 Kt
32. Bogotá	31,7 Kt	32. Guaviare	7,7 Kt	32. Guaviare	0,7 Kt	32. Amazonas	1,6 Kt
33. San Andrés	17,9 Kt	33. San Andrés	2,8 Kt	33. Vaupés	0,5 Kt	33. Vaupés	1,2 Kt

MINAS Y ENERGÍA		TERCIARIO Y RESIDENCIAL		TRANSPORTE		VIVIENDA Y SANEAMIENTO	
1. Santander	5.178,5 Kt	1. Bogotá	981,8 Kt	1. Bogotá	6.382,7 Kt	1. Bogotá	3.017,4 Kt
2. Meta	4.202,1 Kt	2. Antioquia	780,2 Kt	2. Cundinamarca	5.333,6 Kt	2. Cundinamarca	1.847,7 Kt
3. La Guajira	3.536,4 Kt	3. Cundinamarca	502,3 Kt	3. Antioquia	4.779,9 Kt	3. Antioquia	1.790,3 Kt
4. Atlántico	3.451,6 Kt	4. Valle del Cauca	460,9 Kt	4. Valle del Cauca	3.073,5 Kt	4. Atlántico	884,4 Kt
5. Casanare	3.274,4 Kt	5. Santander	318,4 Kt	5. Santander	2.140,7 Kt	5. Santander	779,2 Kt
6. Boyacá	3.202,1 Kt	6. Nariño	300,8 Kt	6. Atlántico	1.658,7 Kt	6. Atlántico	671,1 Kt
7. Bolívar	2.984,2 Kt	7. Boyacá	255,9 Kt	7. Bolívar	1.094,9 Kt	7. Bolívar	627,8 Kt
8. Cesar	2.915,6 Kt	8. Atlántico	246,5 Kt	8. N. de Santander	557,1 Kt	8. N. de Santander	557,1 Kt
9. Córdoba	1.755,2 Kt	9. Bolívar	240,1 Kt	9. Tolima	474,1 Kt	9. Tolima	474,1 Kt
10. Cundinamarca	1.367,0 Kt	10. N. de Santander	202,6 Kt	10. Meta	451,3 Kt	10. Meta	451,3 Kt
11. N. de Santander	1.271,3 Kt	11. Córdoba	190,9 Kt	11. Magdalena	434,8 Kt	11. Magdalena	434,8 Kt
12. Arauca	476,0 Kt	12. Cesar	180,5 Kt	12. Caldas	399,7 Kt	12. Caldas	399,7 Kt
13. Huila	428,3 Kt	13. Cauca	178,0 Kt	13. Risaralda	395,0 Kt	13. Risaralda	395,0 Kt
14. Putumayo	363,2 Kt	14. Tolima	172,2 Kt	14. Cesar	392,9 Kt	14. Cesar	392,9 Kt
15. Antioquia	267,1 Kt	15. Huila	140,9 Kt	15. Quindío	371,9 Kt	15. Quindío	371,9 Kt
16. Sucre	178,5 Kt	16. Risaralda	137,4 Kt	16. Meta	366,8 Kt	16. Meta	366,8 Kt
17. Tolima	165,8 Kt	17. La Guajira	136,3 Kt	17. Cundinamarca	345,2 Kt	17. Cundinamarca	345,2 Kt
18. San Andrés	144,3 Kt	18. Magdalena	134,8 Kt	18. Risaralda	324,7 Kt	18. Risaralda	324,7 Kt
19. Valle del Cauca	72,5 Kt	19. Caldas	134,2 Kt	19. Cesar	320,0 Kt	19. Cesar	259,8 Kt
20. Nariño	55,3 Kt	20. Meta	130,5 Kt	20. Sucre	259,6 Kt	20. Sucre	259,6 Kt
21. Amazonas	51,6 Kt	21. Sucre	102,5 Kt	21. San Andrés	242,9 Kt	21. San Andrés	242,9 Kt
22. Chocó	44,3 Kt	22. Quindío	66,7 Kt	22. Casanare	195,5 Kt	22. Casanare	195,5 Kt
23. Cauca	39,1 Kt	23. Chocó	62,4 Kt	23. Quindío	189,0 Kt	23. Quindío	189,0 Kt
24. Magdalena	34,1 Kt	24. Casanare	58,3 Kt	24. Caquetá	104,6 Kt	24. Caquetá	104,6 Kt
25. Guaviare	32,6 Kt	25. Caquetá	51,8 Kt	25. Putumayo	96,6 Kt	25. Putumayo	83,5 Kt
26. Vaupés	14,1 Kt	26. Putumayo	37,5 Kt	26. Chocó	113,8 Kt	26. Chocó	73,2 Kt
27. Vichada	11,6 Kt	27. Guaviare	33,5 Kt	27. Arauca	89,3 Kt	27. Arauca	31,7 Kt
28. Caldas	7,1 Kt	28. Guaviare	23,1 Kt	28. Amazonas	73,6 Kt	28. Amazonas	23,2 Kt
29. Caquetá	3,4 Kt	29. Vichada	10,9 Kt	29. Vichada	64,3 Kt	29. Vichada	19,7 Kt
30. Bogotá	2,5 Kt	30. Quindío	8,8 Kt	30. Quindío	43,2 Kt	30. Quindío	15,8 Kt
31. Guaviare	1,2 Kt	31. Amazonas	8,8 Kt	31. Amazonas	40,6 Kt	31. Amazonas	9,9 Kt
32. Guaviare	0,9 Kt	32. San Andrés	8,8 Kt	32. Guaviare	40,6 Kt	32. Guaviare	9,9 Kt
33. Risaralda	0,7 Kt	33. Vichada	3,6 Kt	33. Vichada	23,2 Kt	33. Vichada	6,9 Kt

ABSORCIONES					
1. Antioquia	-3.450 Kt	12. Caquetá	-720 Kt	23. Amazonas	-254 Kt
2. Vichada	-2.919 Kt	13. Risaralda	-655 Kt	24. Atlántico	-238 Kt
3. Meta	-2.773 Kt	14. Bolívar	-528 Kt	25. Sucre	-199 Kt
4. Valle del Cauca	-2.100 Kt	15. Cundinamarca	-466 Kt	26. Guaviare	-124 Kt
5. Cauca	-1.445 Kt	16. N. de Santander	-453 Kt	27. Putumayo	-66 Kt
6. Córdoba	-1.067 Kt	17. Magdalena	-402 Kt	28. Arauca	-60 Kt
7. Santander	-1.016 Kt	18. La Guajira	-357 Kt	29. Chocó	-56 Kt
8. Huila	-870 Kt	19. Casanare	-316 Kt	30. Guaviare	-9 Kt
9. Caldas	-842 Kt	20. Boyacá</td			

### 5.3 Análisis de las emisiones a nivel departamental

En Colombia, la deforestación es una actividad clave que impacta varios sectores debido al crecimiento poblacional y al desarrollo económico acelerado. En 2018, la deforestación contribuyó de manera significativa a las emisiones de gases de efecto invernadero. Ese año, se estimó que la deforestación generó aproximadamente 94,446 Kt CO<sub>2</sub>eq, según los datos del Inventario Nacional de GEI. Este impacto es evidente en los informes departamentales, donde la deforestación se identifica como una fuente importante de emisiones de CO<sub>2</sub>eq, lo que resalta su relevancia en el análisis de las emisiones a nivel nacional. El departamento de Caquetá es el mayor generador de emisiones de CO<sub>2</sub> entre los demás departamentos, alcanzando emisiones del orden de 28,172 Kt CO<sub>2</sub>eq (figura 17).

El sector transporte se destaca como una de las principales fuentes de emisiones de CO<sub>2</sub> en Colombia, especialmente en Bogotá. La alta dependencia de vehículos particulares y del transporte público, junto con un parque automotor predominantemente antiguo y poco eficiente, contribuye considerablemente a las emisiones de gases contaminantes. Además, la infraestructura de transporte público a menudo no cubre toda la demanda, lo que lleva a un mayor uso de vehículos privados. El continuo crecimiento urbano y demográfico incrementa la demanda de transporte, lo que eleva las emisiones. Por último, la efectividad de las políticas y regulaciones ambientales puede variar, lo que impacta en la gestión de las emisiones en este sector.

Aunque el sector industrial no es el mayor generador de emisiones GEI, es una fuente importante que podría ser utilizada potencialmente para la captura de CO<sub>2</sub>. Según el inventario departamental de 2018, este sector aportó aproximadamente 28,029 Kt CO<sub>2</sub>eq. Las emisiones están asociadas principalmente con la quema de combustibles fósiles en procesos industriales, así como en vehículos y maquinaria industrial. Los departamentos que generan mayores emisiones en este sector son Valle del Cauca y Antioquia.

El departamento de Antioquia registra emisiones de hasta 27,475 Kt CO<sub>2</sub>eq, principalmente asociadas al procesamiento de alimentos y actividades industriales, como se observa en la figura 15. El departamento del Valle del Cauca alcanza emisiones anuales cercanas a los 15,422 Kt CO<sub>2</sub>eq, relacionadas con actividades industriales en los ingenios paneleros, así como en las industrias manufactureras, textiles y de procesamiento de alimentos.

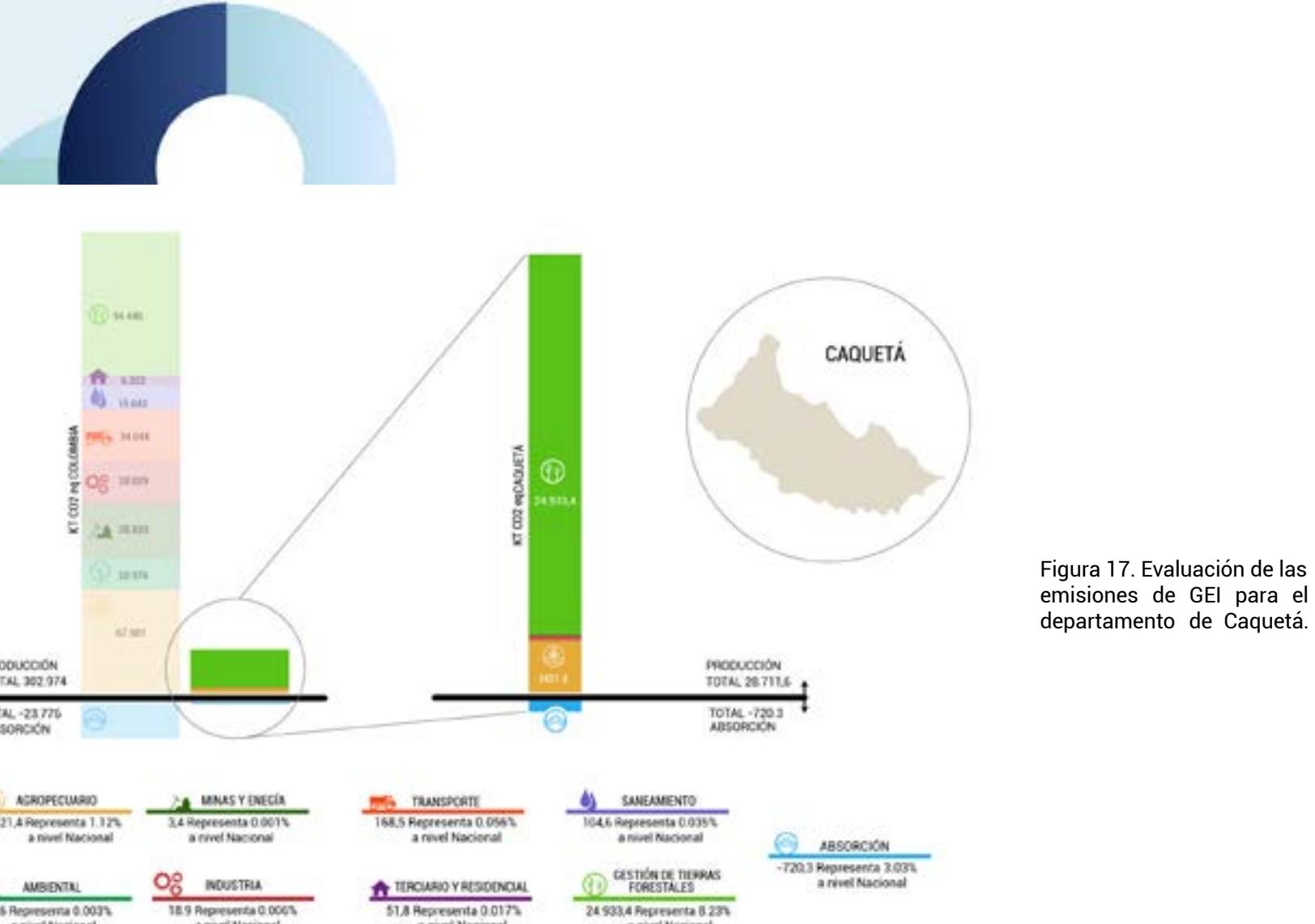


Figura 17. Evaluación de las emisiones de GEI para el departamento de Caquetá.

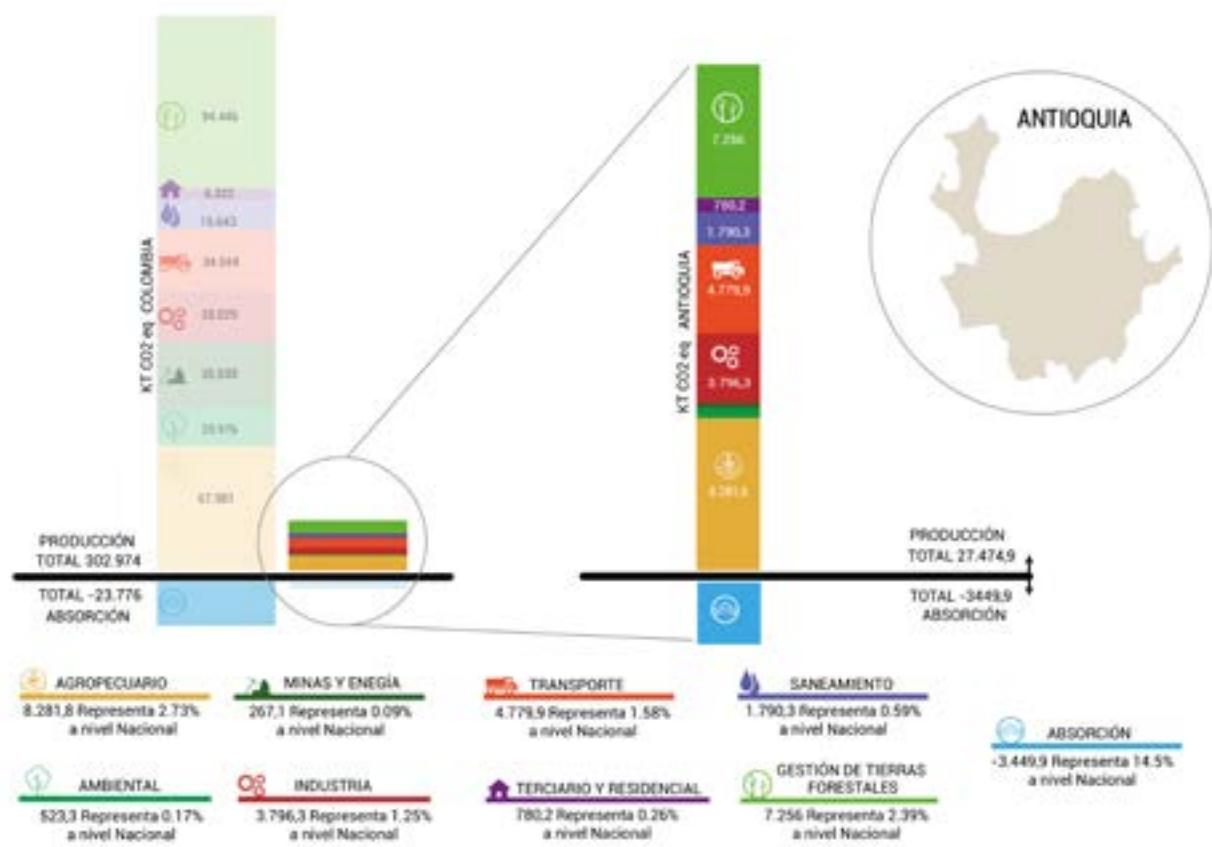


Figura 18. Evaluación de las emisiones de GEI para el departamento de Antioquia.

En 2018, el sector de minas y energía reportó emisiones de aproximadamente 35,533 Kt CO<sub>2</sub>eq, ubicándose como el tercer mayor emisor en Colombia. Estas emisiones están principalmente asociadas con las actividades petroleras, siendo Santander y Meta los departamentos con mayor actividad en este sector. Además, La Guajira y Santander destacan por su uso de combustibles fósiles en la generación de energía y la producción de carbón.

En cuanto a las absorciones asociadas a la gestión de tierras forestales, la implementación de plantaciones forestales y la recolección de productos madereros presentan un balance neto favorable, con absorciones superiores a las emisiones. Los departamentos con mayores absorciones por estas actividades son Vichada, Antioquia, Valle del Cauca y Meta, que en conjunto representan el 64.7% del total nacional de absorciones por gestión forestal.

A nivel local, las tres principales industrias emisoras de GEI son las refinerías, las plantas termoeléctricas, las coquizadoras y las cementeras. Existen dos complejos de refinación, uno principal en Barrancabermeja y uno secundario en Cartagena (Figura 19). Las emisiones de GEI estimadas para estos complejos son de 3.3 millones y 0.8 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año, respectivamente. Las plantas termoeléctricas y las cementeras presentan una distribución nacional más amplia. En total, existen 21 complejos industrial termoeléctricos que generan 12.9 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año. Las emisiones a escala de cada complejo son muy variables. La fuente de emisión más importante corresponde al complejo Termos Sierra en Medellín, con 1.8 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año, mientras que el más pequeño, Proeléctrica en Cartagena, emite 0.16 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año.

El valor de emisión mediano por sitio es de 0.5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año. Las 18 plantas cementeras presentan un potencial de emisión media menor en comparación con las termoeléctricas, con 0.35 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año. La variación del volumen de emisión de GEI está relacionada con el potencial industrial instalado. El rango estimado varía desde 0.1 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año en la planta de Cementos Argos de San Gil, hasta 0.75 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año en la planta en Nobsa de Lafarge Holcim.

Algunas de estas ciudades se ubican en cuencas petroleras maduras, como las cuencas de Sinú - San Jacinto (SSJ) y las del Valle Inferior del Magdalena (VIM) y Valle Medio del Magdalena (VMM).

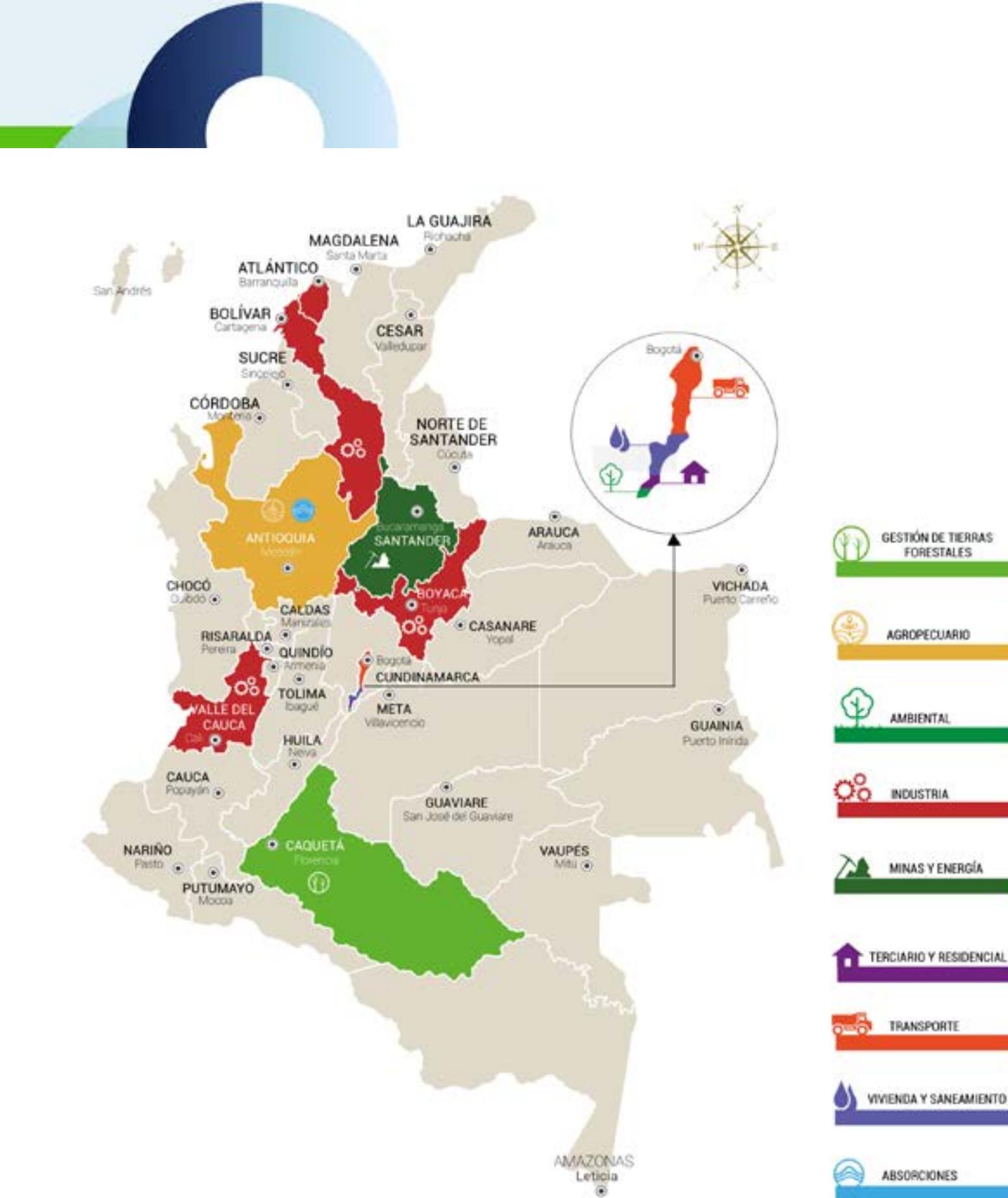


Figura 19. Infografía con la localización de las principales fuentes de Emisiones de GEI a nivel local para Colombia. Se puede observar la agrupación industrial que suma las emisiones de los diferentes tipos de industria, como es el caso de Barranquilla, Cartagena, Medellín, Cali y Tunja, especialmente debido a su ubicación cercana a cuencas maduras de petróleo, representan objetivos destacados para el desarrollo de las actividades CCUS. Adaptado del Inventario Departamental de Gases de Efecto Invernadero, 2022.



## 5. GEI Y CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA

### 5.4 Transporte

El CO<sub>2</sub> se puede transportar en cuatro estados de la materia: gaseoso, líquido, sólido y supercrítico. Para su transporte a escala comercial y mundial, se utilizan principalmente autotanques, ductos y barcos, dependiendo su estado, gaseoso o líquido.

La selección de alternativas adecuadas para el transporte de CO<sub>2</sub> a nivel nacional requiere un análisis exhaustivo que contemple diversos factores técnicos, económicos, geográficos y ambientales. Los criterios primordiales en el proceso de evaluación del potencial de transporte son los siguientes:

- 1. Volumen y distancia de transporte:** considerar la geografía diversa de Colombia, así como la ubicación de las fuentes de emisión y los posibles sitios de almacenamiento.
- 2. Infraestructura existente:** evaluar la posibilidad de adaptar o expandir redes de tuberías y las instalaciones portuarias existentes para optimizar el transporte.
- 3. Costos de inversión y operación:** analizar la viabilidad económica de cada alternativa a largo plazo, considerando tanto los costos iniciales como los costos recurrentes.
- 4. Impacto ambiental:** valorar las emisiones asociadas a cada método de transporte y su huella ecológica, promoviendo alternativas que minimicen los efectos adversos en el medio ambiente.
- 5. Seguridad y riesgos:** identificar y evaluar los riesgos potenciales para las comunidades y el entorno natural a lo largo de las rutas de transporte.
- 6. Regulaciones y permisos:** considerar el marco legal existente y las posibles barreras regulatorias que puedan influir en la implementación de las opciones de transporte.
- 7. Flexibilidad y escalabilidad:** determinar la capacidad de adaptación a cambios en la demanda y a futuras expansiones .

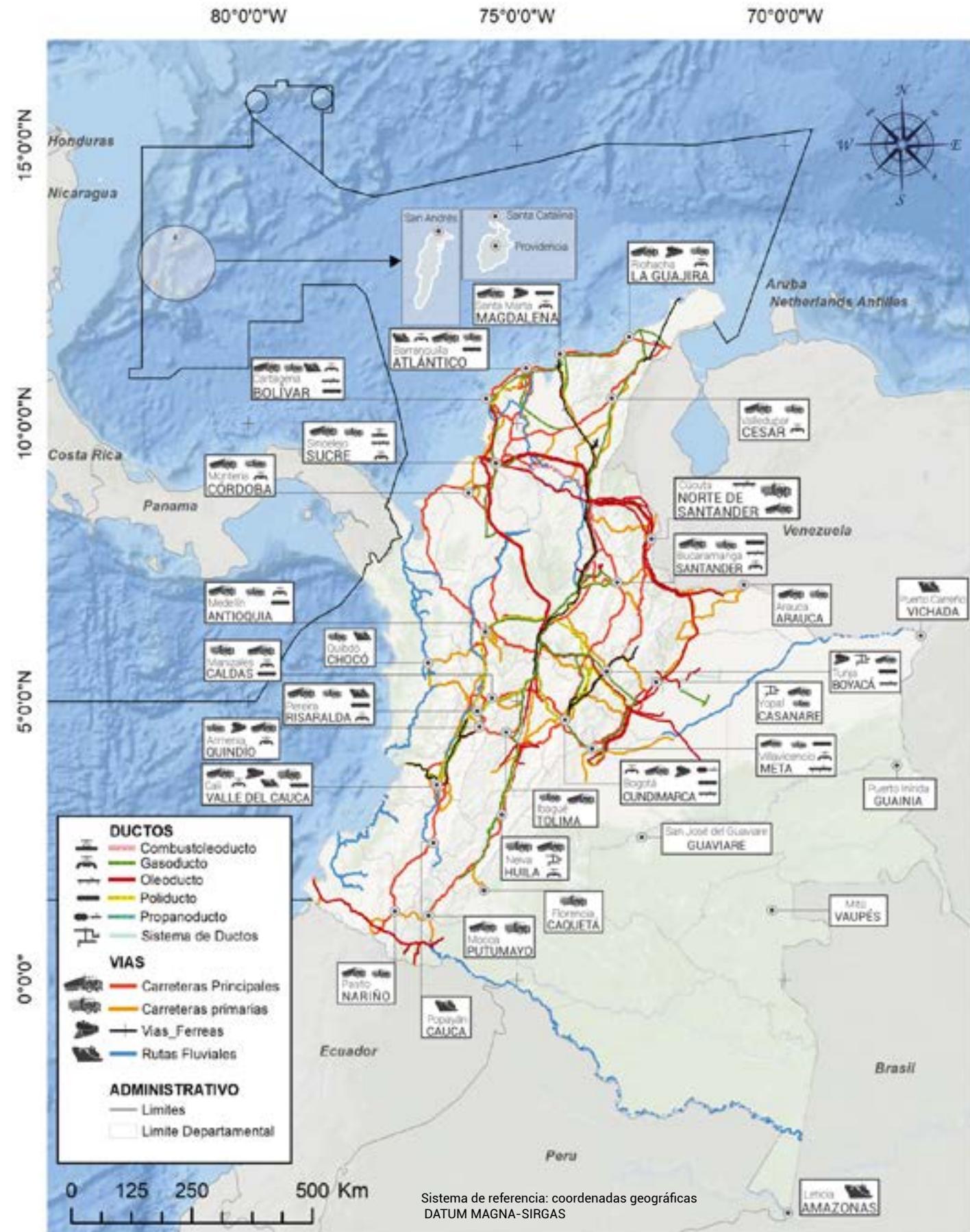


Figura 20. Mapa de la infraestructura y vías principales cercanas a las zonas de Emisiones de GEI a nivel local para Colombia.

#### 5.4.1 Capacidades nacionales para el transporte de CO<sub>2</sub> y adaptaciones necesarias

Se han considerado las tres modalidades principales de transporte: por ductos, fluvial y terrestre. Para cada una de estas alternativas, se presenta su distribución geográfica y las características técnicas esenciales para su evaluación. Actualmente, no existen ceoductos en Colombia. La infraestructura disponible ha sido desarrollada principalmente por la industria gasífera y petrolera, e incluye oleoductos, gasoductos y poliductos. Este tipo de transporte es prioritario para las regiones con altos recursos energéticos y cuenta con una infraestructura altamente especializada.

Las características termodinámicas del CO<sub>2</sub> difieren significativamente de las del gas natural. El CO<sub>2</sub> se transporta en fase supercrítica, por lo que, para evitar la formación de fases dobles (líquido-vapor), la presión operativa debe ser superior a 80 bar, dependiendo del grado de pureza del CO<sub>2</sub>. Además, la agresividad del flujo de CO<sub>2</sub> es considerablemente mayor que la del gas natural, especialmente cuando incluye ciertas impurezas. En consecuencia, los problemas de corrosión serán mucho más relevantes en el transporte de CO<sub>2</sub> que en el de gas natural. Una de las impurezas más comunes es el agua, que puede formar hidratos.

El transporte fluvial se presenta como una alternativa eficaz y sostenible en áreas donde las carreteras no son viables o donde el transporte marítimo no tiene acceso directo. En Colombia, los ríos desempeñan un papel crucial en la conectividad de las zonas interiores y en el transporte de mercancías a lo largo de grandes distancias. El río Magdalena destaca como una vía clave para el traslado de mercancías desde el interior del país hacia la costa caribeña.

El transporte por vías terrestres y ferrocarriles es esencial para garantizar la conectividad entre distintas ciudades y regiones. Además, desempeña un papel clave en el traslado de mercancías en zonas que no cuentan con acceso directo a rutas marítimas, fluviales o redes de ductos. Las vías terrestres se clasifican según su capacidad y su nivel de importancia dentro de la red de transporte (Figura 20; Tabla 1). Estas rutas se categorizan de acuerdo con su funcionalidad específica, como aquellas diseñadas para carga pesada, que deben soportar grandes volúmenes de mercancías y vehículos de gran tonelaje, o las destinadas al transporte de pasajeros, que priorizan la comodidad y la seguridad vial.

Las vías férreas en Colombia tienen un uso limitado en comparación con otros países, debido a una infraestructura enfocada en la logística de carga; además de fragmentada y en muchos casos obsoleta. (Figura 20; Tabla 1). En los espacios donde se encuentra operativa, la infraestructura ferroviaria cumple funciones clave, principalmente orientadas al transporte de mercancías a granel, como el carbón de la Guajira.



Figura 21. Infraestructura de una refinería (foto tomada de Pixabay).



Figura 22. Ductos (foto tomada de Pixabay).



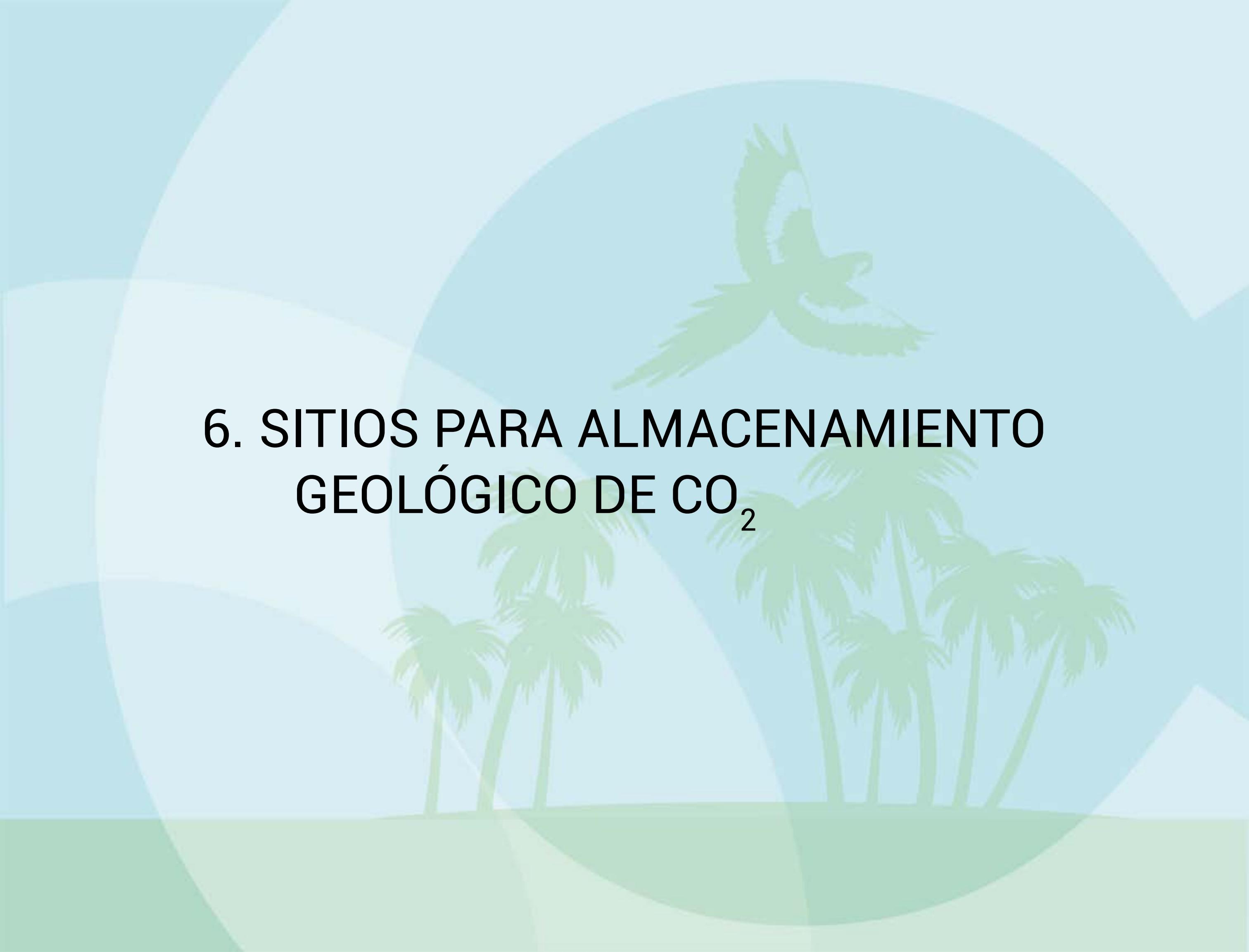
Figura 23. Tunel y viaductos de Gualangay (foto de Jair Ramírez).

TIPO DUCTO	EXTENSIÓN (en Km)
COMBUSTOLEODUCTO	454,54
GASODUCTO	3871,3982
OLEODUCTO	5981,669169
POLIDUCTO	3154,67965
PROPANODUCTO	374,215
SISTEMAS DE DUCTOS (SD)	534,62617
TRANSPORTE FLUVIAL (FERRY)	5149,38
VÍAS (TERRESTRES) CARRETERAS	19127,23
VÍAS (TERRESTRES) FERROCARRIL	1856,00

Tabla 1. Extensión de ductos.

La regulación vigente requiere un esfuerzo coordinado entre el gobierno y los actores del sector para definir un marco legal adecuado para el transporte de CO<sub>2</sub> a escala industrial, de manera eficiente y segura. Este proceso implica una sinergia entre las diversas empresas públicas y privadas encargadas de esta tarea en el país. La construcción de nueva infraestructura conlleva una serie de requisitos fundamentales, entre los que se destacan el establecimiento de lineamientos claros de política pública, el desarrollo de una planificación estratégica que considere aspectos técnicos, ambientales y económicos, la garantía de una inversión significativa y la consideración de plazos realistas para la ejecución y puesta en marcha del proyecto.

La integración de la información disponible sobre las alternativas de transporte de CO<sub>2</sub> en Colombia permite identificar áreas con mayor conectividad, como las zonas urbanas industriales, cuencas petroleras y áreas con menor potencial (por ejemplo, las sierras y la Amazonía).



## 6. SITIOS PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.1 Cálculo de capacidad en cuencas sedimentarias

Factores condicionantes del cálculo de capacidad.

- **Presencia del reservorio**

Geometría mínima: 800 m >100 br.

Máxima: hasta la cota de producción de cierre estructural promedio.

- **Calidad del reservorio**

Porosidad, permeabilidad, salinidad acuífera.

La relación net/gross se calcula a partir de valores utilizados en campos productores localizados en los mismos reservorios analizados en cada estudio.

- **Volúmenes de almacenamiento**

Acuíferos salinos, campos de gas o aceite depletado.

No convencionales: Rocas Igneas (Basaltos), Carbones No Minables, (Shales Orgánicos).

Donde,

$$M_{CO_2} = Vb * \phi * \frac{n}{g} * \rho_{CO_2} * S_{elf}$$

M<sub>CO<sub>2</sub></sub>: Masa del CO<sub>2</sub>

V<sub>b</sub>: Volumen total

Φ: Porosidad

n/g: Relación net to gross

ρ<sub>CO<sub>2</sub></sub>: Densidad del CO<sub>2</sub> a condiciones del reservorio

S<sub>elf</sub>: Factor de eficiencia del almacenamiento

En el contexto del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, las propiedades más relevantes son la reducción de su volumen y el incremento de su densidad, factores clave para maximizar la eficiencia del almacenamiento en formaciones geológicas. A una profundidad de 800 m, 1.000 m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> se comprimen hasta ocupar aproximadamente 3,8 m<sup>3</sup>, alcanzando una densidad cercana a 700 kg/m<sup>3</sup>.

### Metodología

1. Se reconstruyen las superficies estructurales de las unidades reservorios y sellos (en caso de existir).
2. Se definen los parámetros de Net y Gross para cada nivel de reservorio.
3. Se define la porosidad media basado en reportes de indicadores de la distribución de este parámetro en las cuencas, especialmente las fichas de campos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (basadas en los datos reportados por las operadoras).
4. El volumen total de roca se calcula considerando la geometría de la superficie estructural y delimitándolo hasta sus límites estratigráficos superior e inferior.
5. La capacidad de almacenamiento se estima para la fracción de roca limitada por la cota de 2400 pies (aproximadamente 800 m) y la cota de cierre estructural promedio, definida según la geometría de cada superficie.
6. Se define como 0.5 el factor de eficiencia de almacenamiento.
7. Se presenta una sección estructural basada en la geometría de las superficies estructurales cortada por el perfil, destacando las relaciones geométricas entre ellas, con énfasis en la distribución del espesor.

### Resumen

CUENCA	UNIDAD	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	CAPACIDAD (kg)	CAPACIDAD GTONELADAS	GT EN CIERRES ESTRUCTURALES
VMM	COLORADO	4384203584538	21175703313318	21.2	5.0
VMM	MUGROSA	2500033559183	8478863815969	8.5	0.7
VIM	PORQUERO	83951796429845	117532515001783	117.5	42.3
VIM	CDO	44649855557344	156274494450704	156.3	64.1
SSJ	CHENGUE	57856834498963	60749676223911	60.7	7.2
CATATUMBO	BARCO	10784032866174	157267145965037	157.3	22
CATATUMBO	LUNA	5409738259853	26507717473278	26.5	15
LLANOS	MIRADOR	117479396852160	2878245222877920	2878.2	
GUAJIRA	SIAMANA	19142970647424	223334657553280	223.3	50
TOTAL				3650	50

Tabla 2. Cálculo de capacidad en cuencas sedimentarias.



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.2 Cuencas

#### 6.2.1 Valle Medio del Magdalena (VMM)

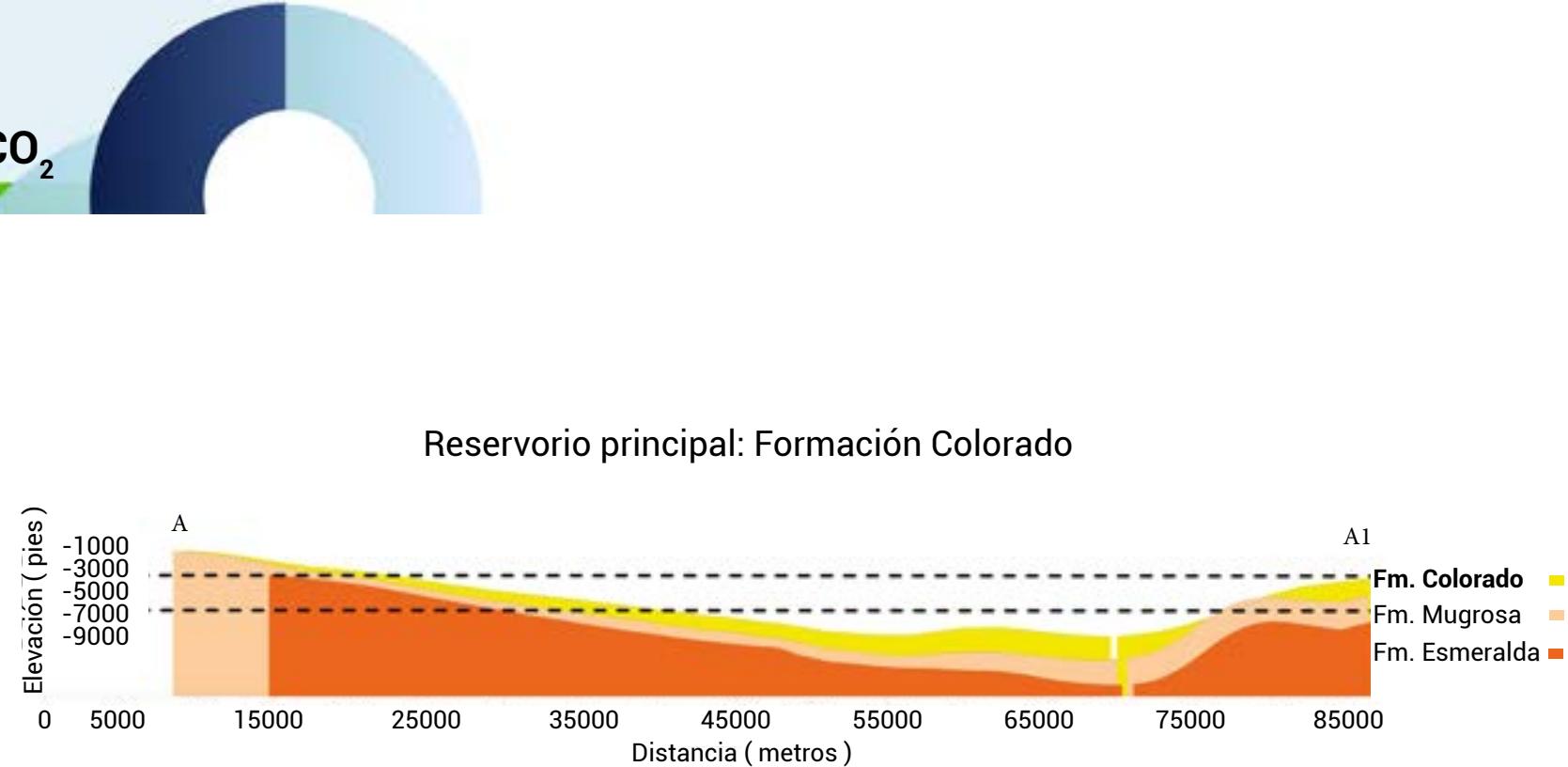
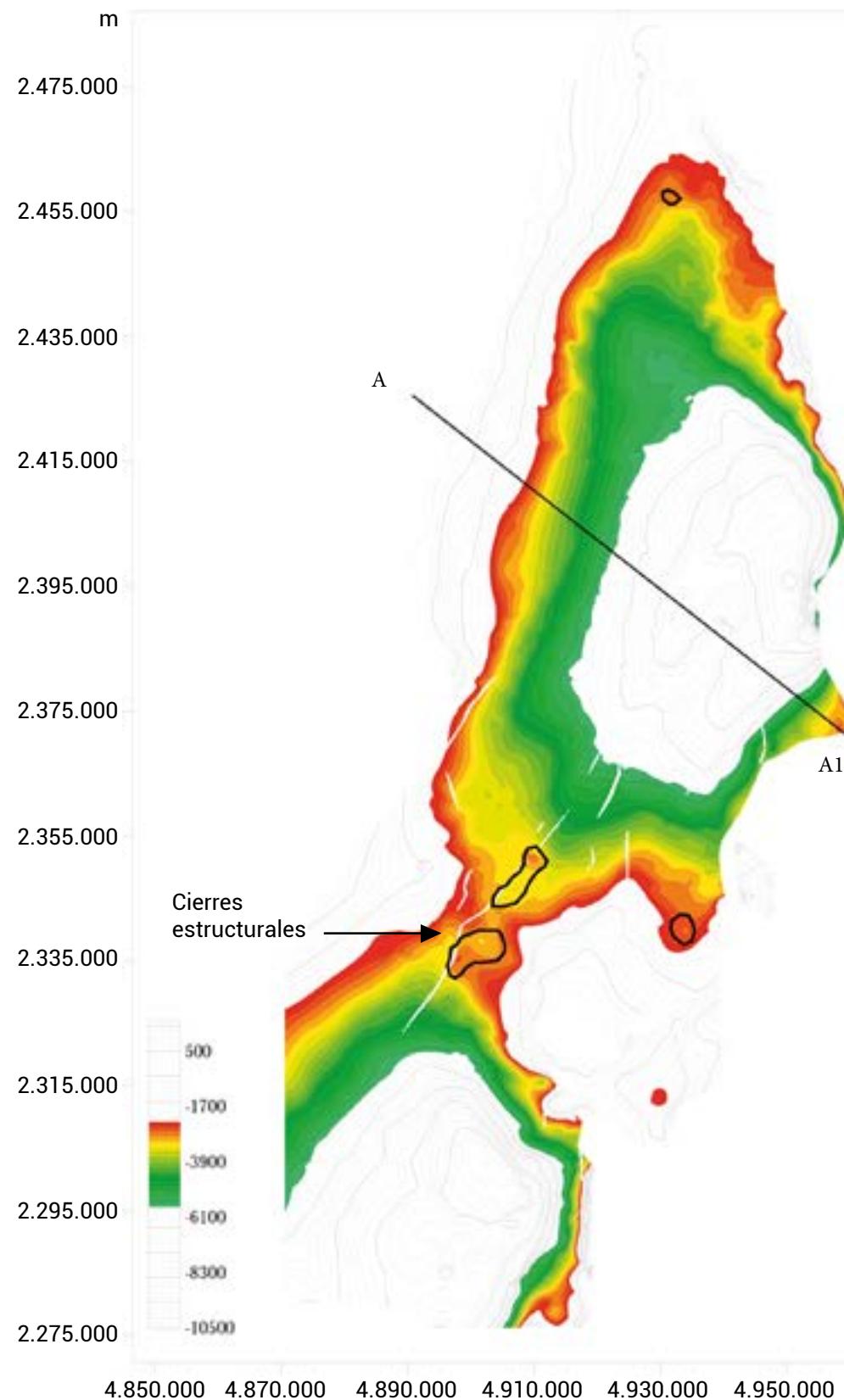


Figura 25. Sección estratigráfica A-A1 de la Formación Reservorio Colorado.

#### Tipo de reservorio

Corresponde a una sucesión estratigráfica ascendente de capas gruesas de arenas conglomeráticas y conglomerados, intercaladas con lodoletas y arcillolitas varicoloreadas, depositadas en ambientes de ríos canaliformes meandríticos entrelazados y abanicos de piedemonte.

Edad: Oligoceno tardío Mioceno

Relación net/gross: 60/1000

Porosidad promedio (%): 23

Geometría en la cuenca: se distribuye asimétricamente en una forma Sinclinoria. Sobre el flanco oriental tendido, esta FM se pincha sobre la unidad Infrayacente (FM mugrosa); mientras en el flanco occidental aumenta su espesor, pero se trunca contra las estructuras falladas y plegadas del piedemonte de la cordillera oriental.

Tipos de cierre: se presentan cierres anticlinales en 4 direcciones con profundidades entre 2500 y 3200 pies.

CUENCA	UNIDAD	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	CAPACIDAD (kg)	CAPACIDAD GTONELADAS	GT EN CIERRES ESTRUCTURALES
VMM	COLORADO	4384203584538	21175703313318	21.2	5.0

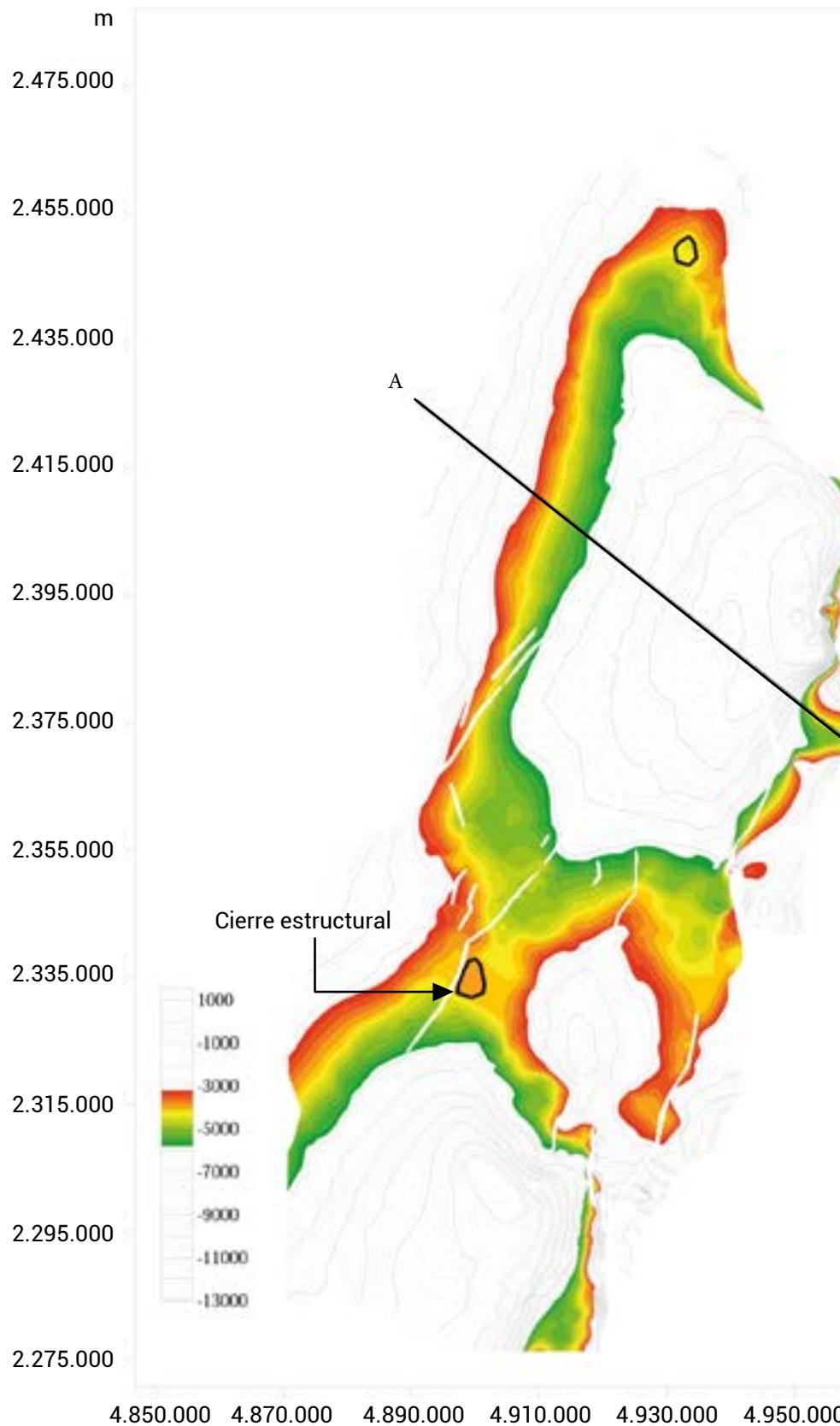


Figura 26. Superficie estructural para la Fm MUGROSA, indicando la situación de la porción de reservorio disponible para la inyección de CO<sub>2</sub>.

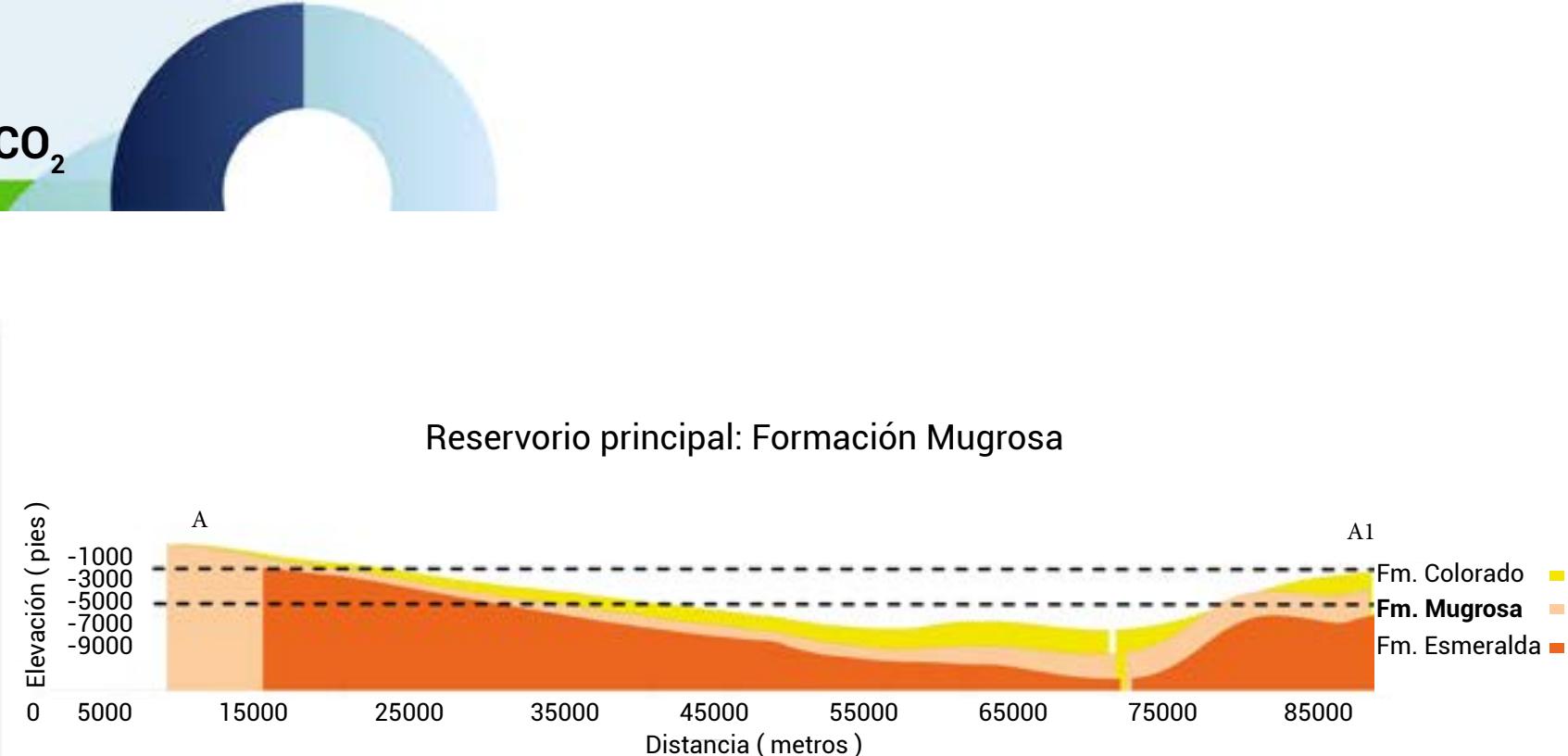


Figura 27. Sección estratigráfica A-A1 de la Formación Reservorio Mugrosa.

#### Tipo de reservorio

Se trata de una sucesión de grano creciente compuesta por capas gruesas de areniscas de grano grueso conglomeráticas, intercaladas con lodoletas y arcillolitas varicoloreadas. Estas rocas se formaron en ambientes fluviales asociados a ríos meandríticos y lóbulos de desborde, con aportes provenientes de abanicos del piedemonte.

Edad: Oligoceno Medio – Mioceno inferior

Relación net/gross: 51/1000

Porosidad promedio (%): 19

Geometría en la cuenca: se distribuye asimétricamente en una forma Sinclinoria. Sobre el flanco oriental tendido, esta FM se pincha sobre la unidad Infrayacente (FM mugrosa). Por su parte, en el flanco occidental, su espesor se incrementa, pero termina truncándose contra las estructuras falladas y plegadas del piedemonte de la cordillera oriental.

Tipos de cierres: se presentan cierres anticlinales en 4 direcciones con profundidades entre 2500 y 3200 pies.

CUENCA	UNIDAD	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	CAPACIDAD (kg)	CAPACIDAD GTONELADAS	GT EN CIERRES ESTRUCTURALES
VMM	MUGROSA	2500033559183	8478863815969	8.5	0.7



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.2.2 Valle Inferior del Magdalena (VIM) - Cuenca Sinú- San Jacinto (SSJ)

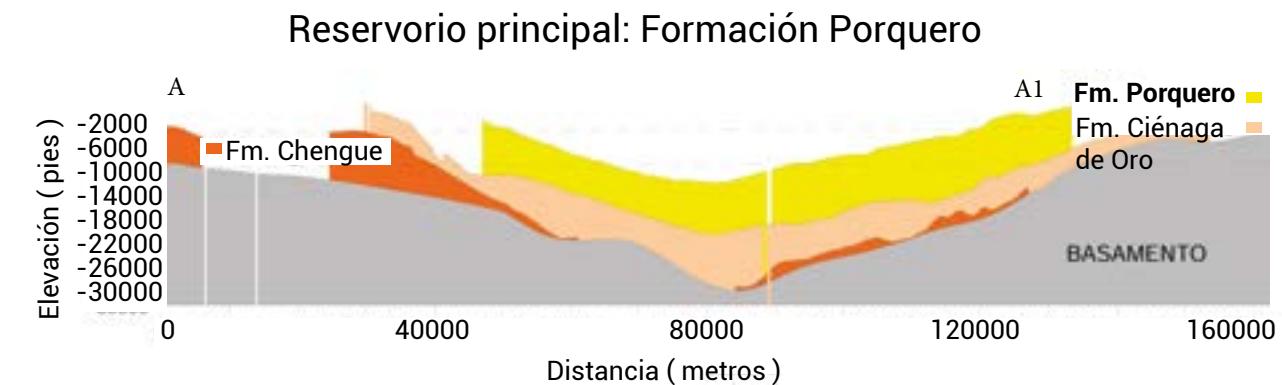
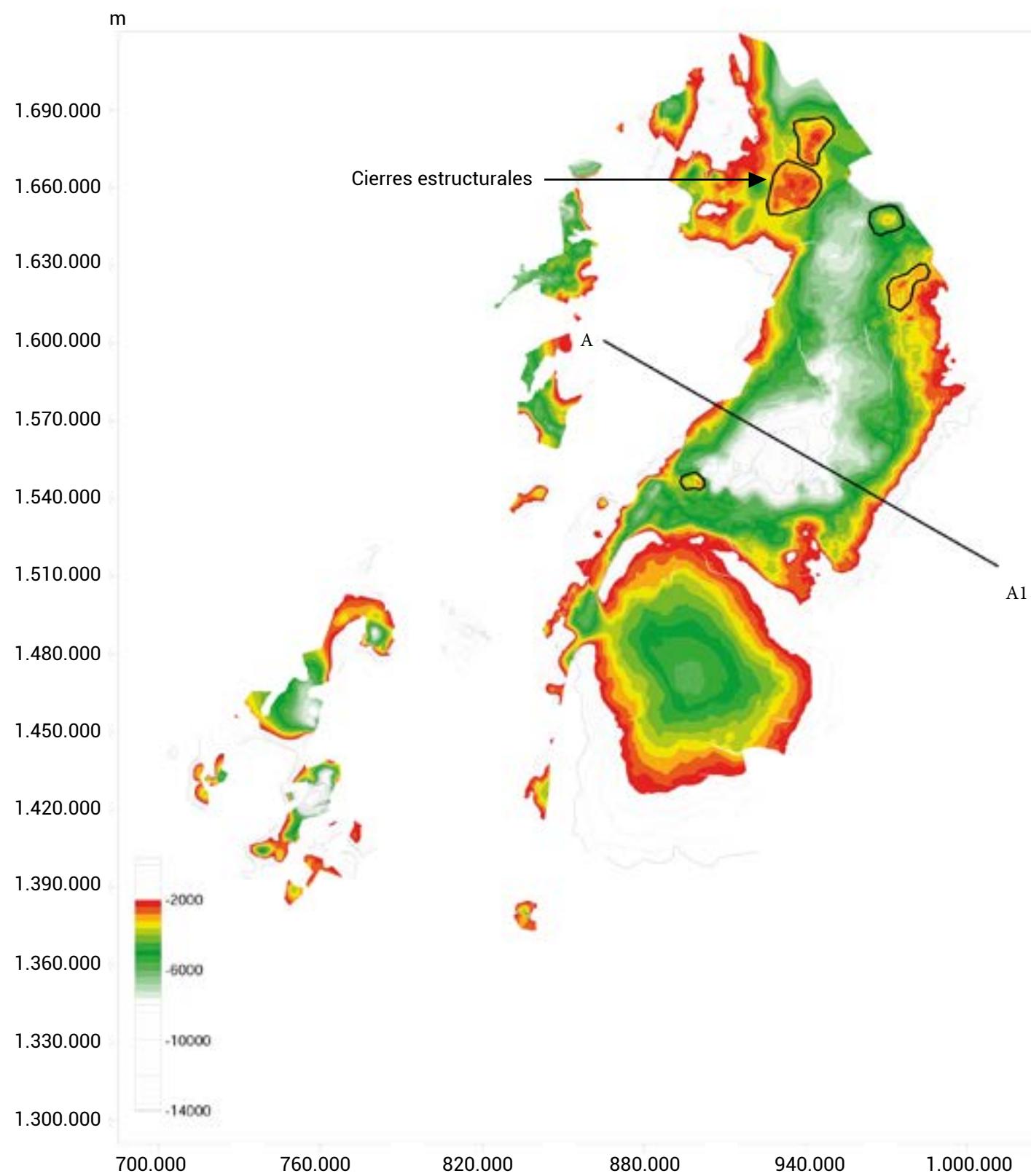


Figura 29. Sección estratigráfica A-A1 de la Formación Reservorio Porquero.

#### Tipo de reservorio

Consiste en un espeso paquete de areniscas arcósicas friables de color oliva claro, dispuestas en capas gruesas a muy gruesas interestratificadas con capas delgadas de lodo-lololitas de tonalidad verde oliva claro, depositadas en un ambiente de abanicos deltaicos.

Edad: Mioceno inferior - Mioceno medio

Relación net/gross: 100/3000

Porosidad promedio (%): 12

Geometría en la cuenca: se distribuye asimétricamente en una forma Sinclinoria de flancos simétricos. Sobre el flanco oriental, esta FM se define como una secuencia de crecimiento de las sierras de la provincia San Jacinto. Al occidente se pincha sobre altos de basamento.

Tipos de cierres: se presentan cierres anticlinales en 4 direcciones con profundidades entre 2500 y 4000 pies.

CUENCA	UNIDAD	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	CAPACIDAD (kg)	CAPACIDAD GTONELADAS	GT EN CIERRES ESTRUCTURALES
VIM	PORQUERO	83951796429845	117532515001783	117.5	42.3

Figura 28. Superficie estructural para la Fm PORQUERO, indicando la situación de la porción de reservorio disponible para la inyección de CO<sub>2</sub>.

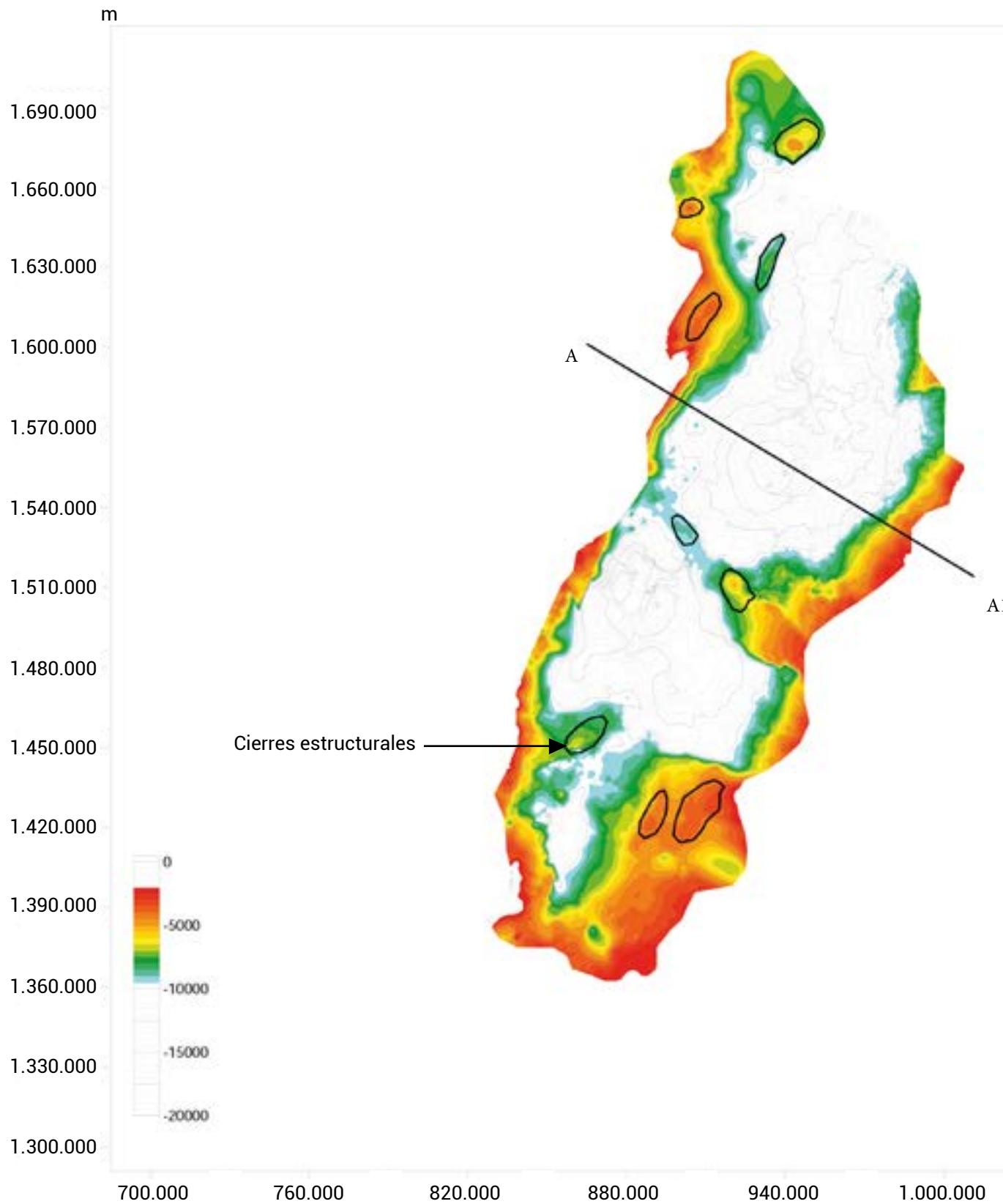


Figura 30. Superficie estructural para la Fm CIENAGA DE ORO, indicando la situación de la porción de reservorio disponible para la inyección de CO<sub>2</sub>.

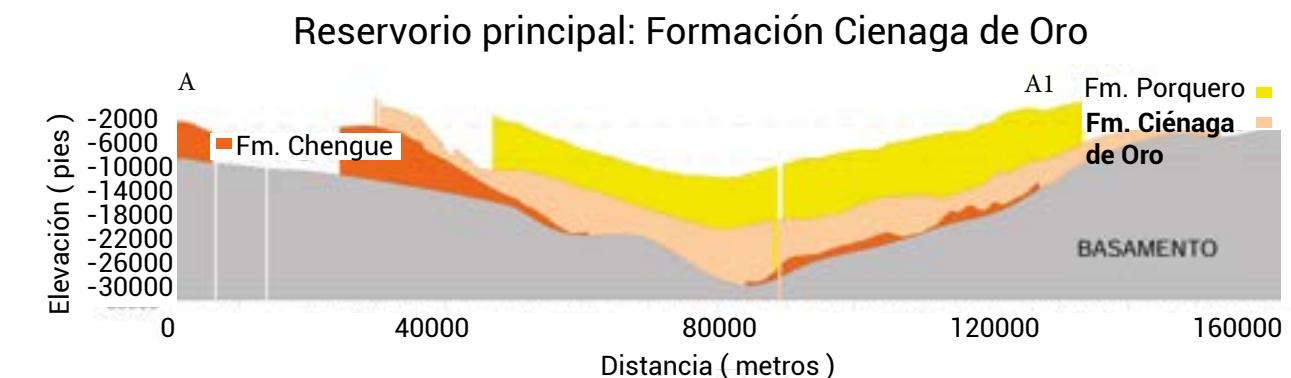


Figura 31. Sección estratigráfica A-A1 de la Formación Reservorio Ciénaga de Oro.

#### Tipo de reservorio

Corresponde a una secuencia de capas gruesas a muy gruesas de cuarzoarenitas calcarías gruesas a guijarroas, depositadas en un ambiente de cuenca marginal interna.

Edad: Oligoceno Tardío

Relación net/gross: 100/2000

Porosidad promedio (%): 20

Geometría en la cuenca: se distribuye asimétricamente en una forma Sinclinoria de flancos simétricos. Sobre el flanco oriental, esta FM se define como una secuencia de crecimiento de las sierras de la provincia San Jacinto. Al occidente se pincha sobre altos de basamento.

Tipos de cierre: se presentan cierres anticlinales en 4 direcciones con profundidades entre 2500 y 7000 pies.

CUENCA	UNIDAD	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	CAPACIDAD (kg)	CAPACIDAD GTONELADAS	GT EN CIERRES ESTRUCTURALES
VIM	CDO	44649855557344	156274494450704	156.3	64.1

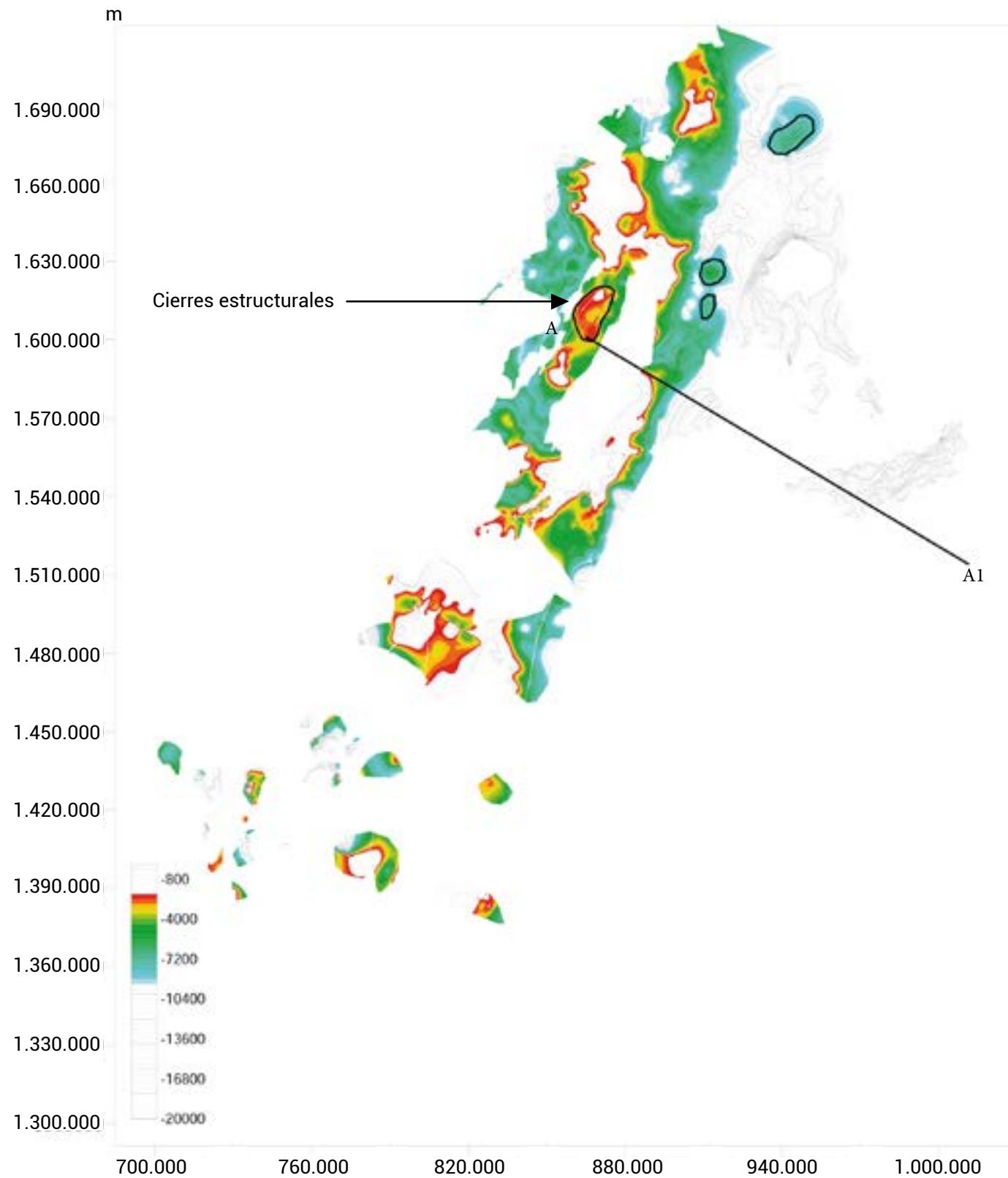


Figura 32. Superficie estructural para la Fm CHENGUE, indicando la situación de la porción de reservorio disponible para la inyección de CO<sub>2</sub>.

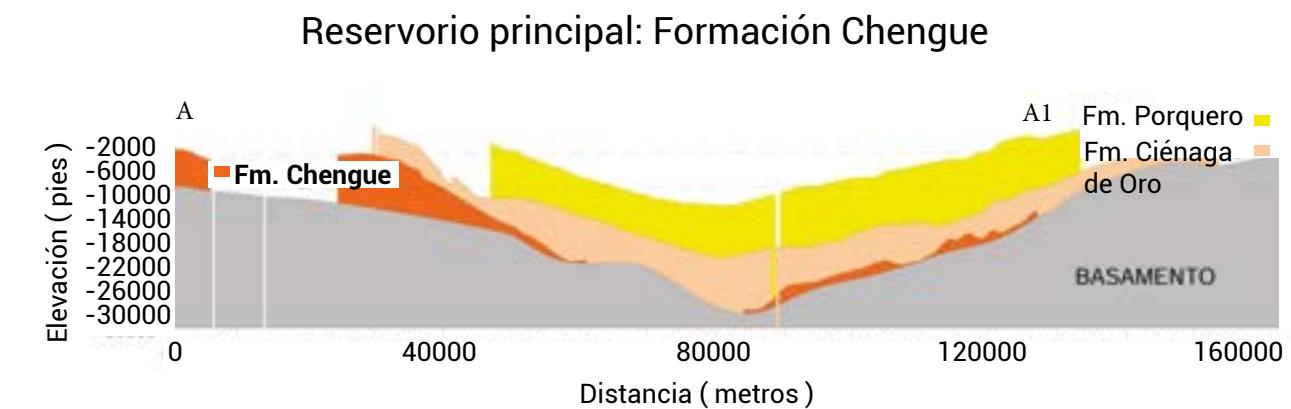


Figura 33. Sección estratigráfica A-A1 de la Formación Reservorio Chengue.

#### Tipo de reservorio

Corresponde a una secuencia de capas gruesas a muy gruesas de cuarzo arenitas calcarías gruesas a guijarrosas, depositadas en un ambiente de cuenca marginal interna.

Edad: Oligoceno Tardío

Relación net/gross: 50/2000

Porosidad promedio (%): 12

Geometría en la cuenca: la unidad se distribuye a lo largo de la faja plegada de San Jacinto, mostrando un aumento progresivo de espesor hacia el sector occidental.

Tipos de cierres: se presentan cierres anticlinales en 4 direcciones con profundidades entre 2500 y 8000 pies.

CUENCA	UNIDAD	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	CAPACIDAD (kg)	CAPACIDAD GTONELADAS	GT EN CIERRES ESTRUCTURALES
SSJ	CHENGUE	57856834498963	60749676223911	60.7	7.2



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.2.3 Catatumbo

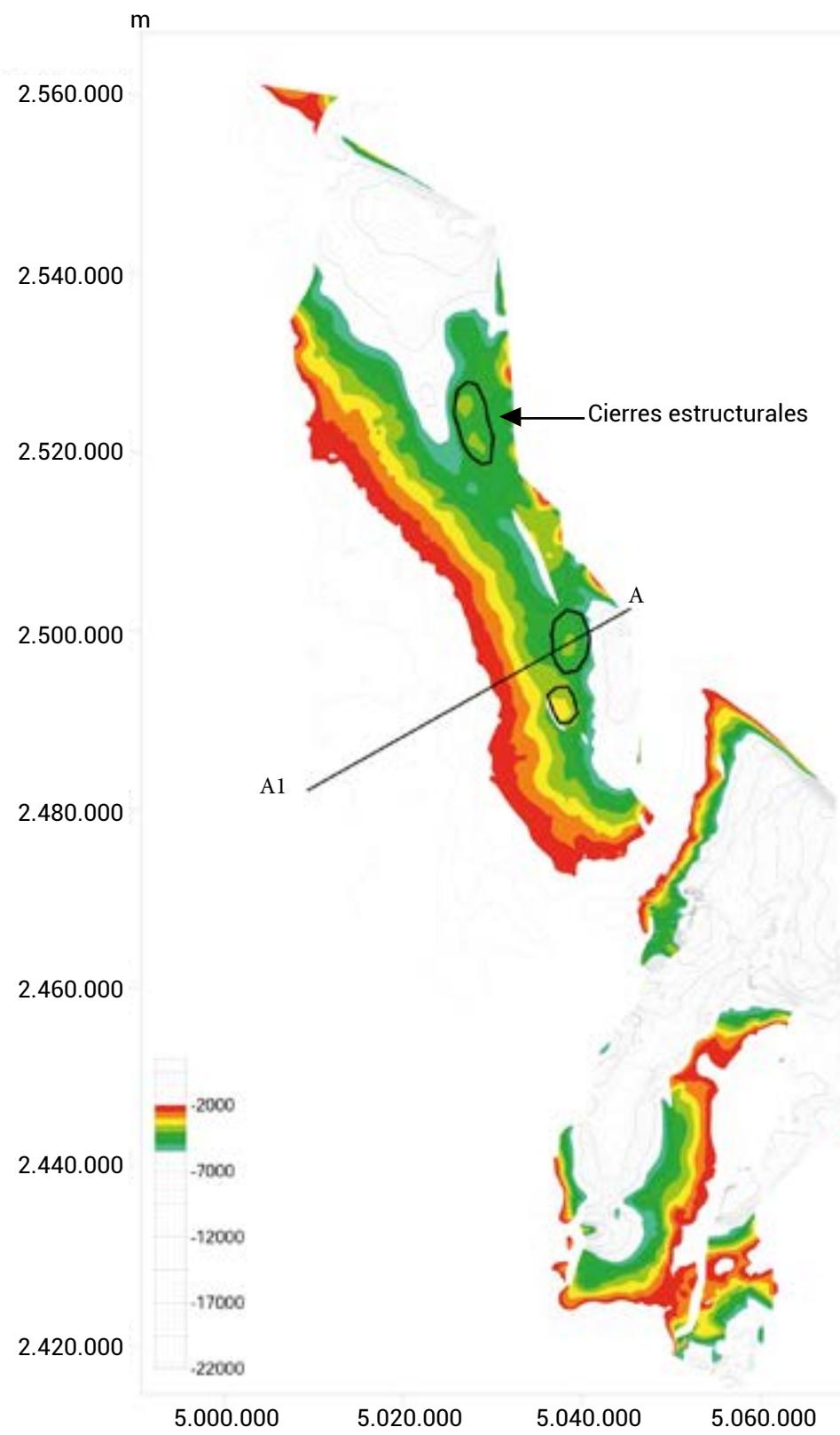


Figura 34. Superficie estructural para la Fm BARCO, indicando la situación de la porción de reservorio disponible para la inyección de CO<sub>2</sub>.

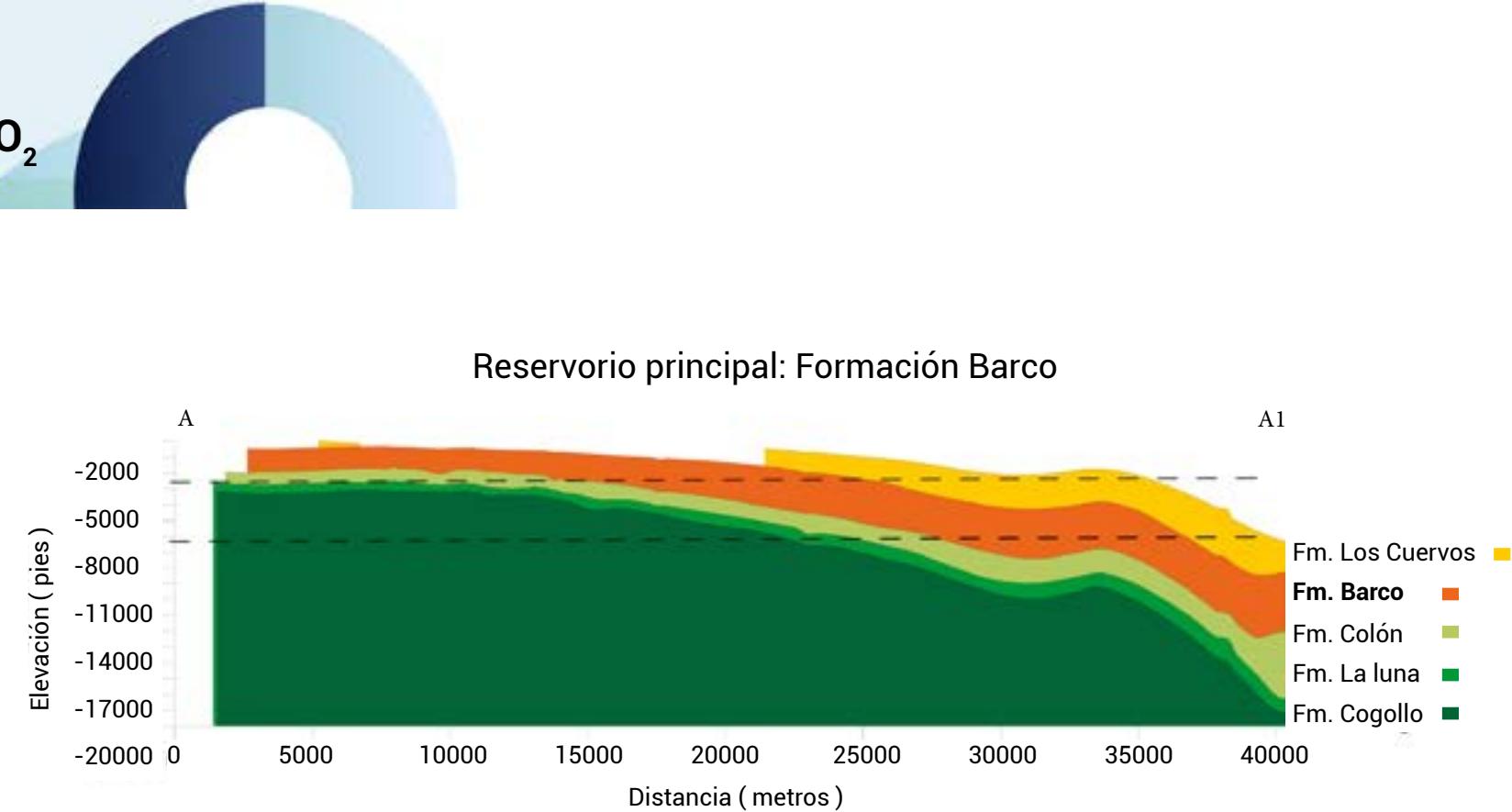


Figura 35. Sección estratigráfica A-A1 de la Formación Reservorio Barco.

#### Tipo de reservorio

Conformado por secuencias de grano creciente formadas por areniscas friables de grano medio a grueso, con alternancias esporádicas de capas delgadas de calizas, mantos de carbón y lutitas. Depositadas en ambientes asociados a la progradación de lóbulos deltaicos en planicies mareales.

Edad: Paleoceno – Eoceno Inferior

Relación net/gross: 125/300

Porosidad promedio (%): 10

Geometría en la cuenca: se distribuye a lo largo de un monocinal hacia el occidente, fallado y plegado por fallas con deformación transpresiva.

Tipos de cierres: se presentan cierres anticinales en 4 direcciones con profundidades entre 3500 y 5000 pies.

CUENCA	UNIDAD	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	CAPACIDAD (kg)	CAPACIDAD GTONELADAS	GT EN CIERRES ESTRUCTURALES
CATATUMBO	BARCO	10784032866174	157267145965037	157.3	22



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

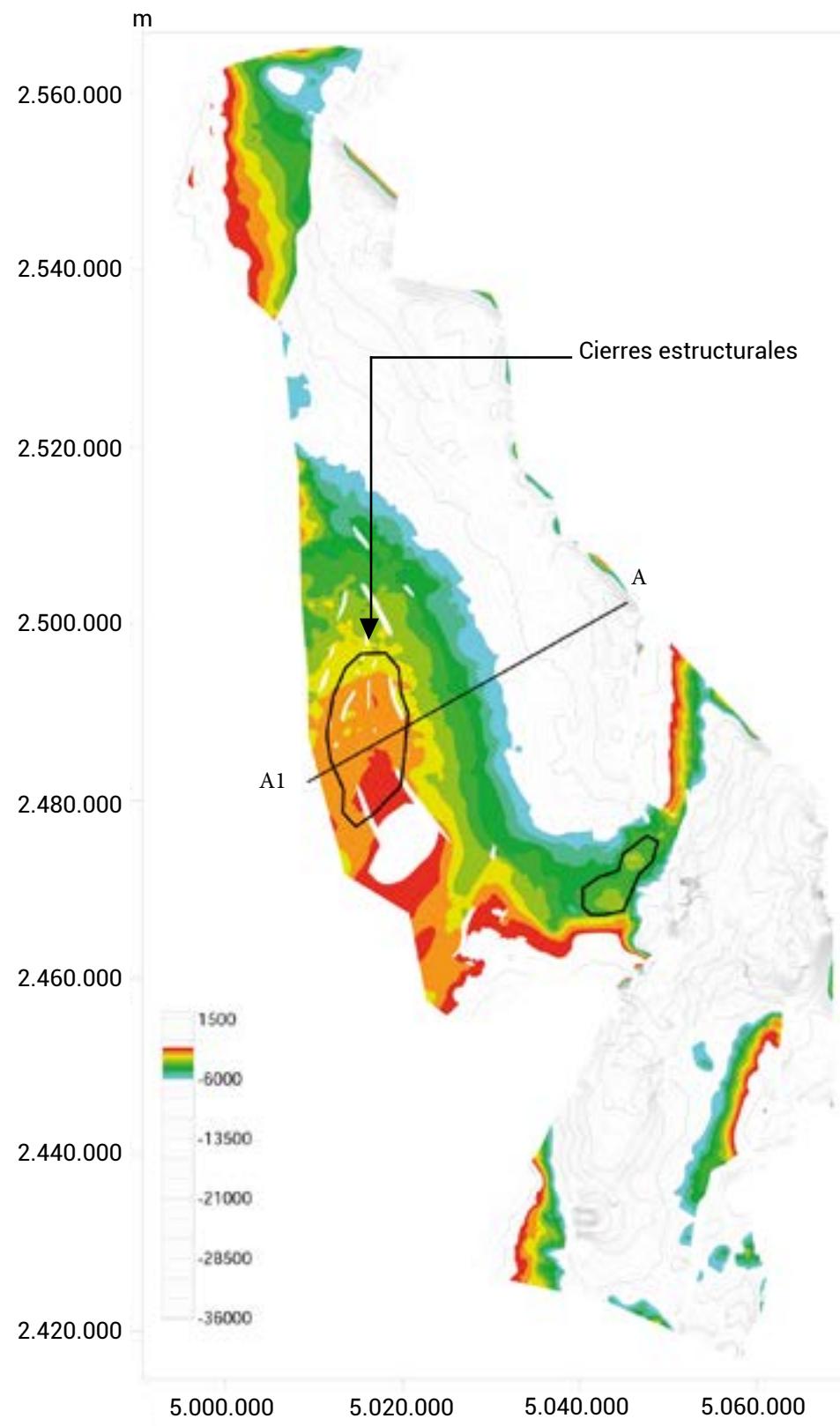


Figura 36. Superficie estructural para la Fm LA LUNA, indicando la situación de la porción de reservorio disponible para la inyección de CO<sub>2</sub>.

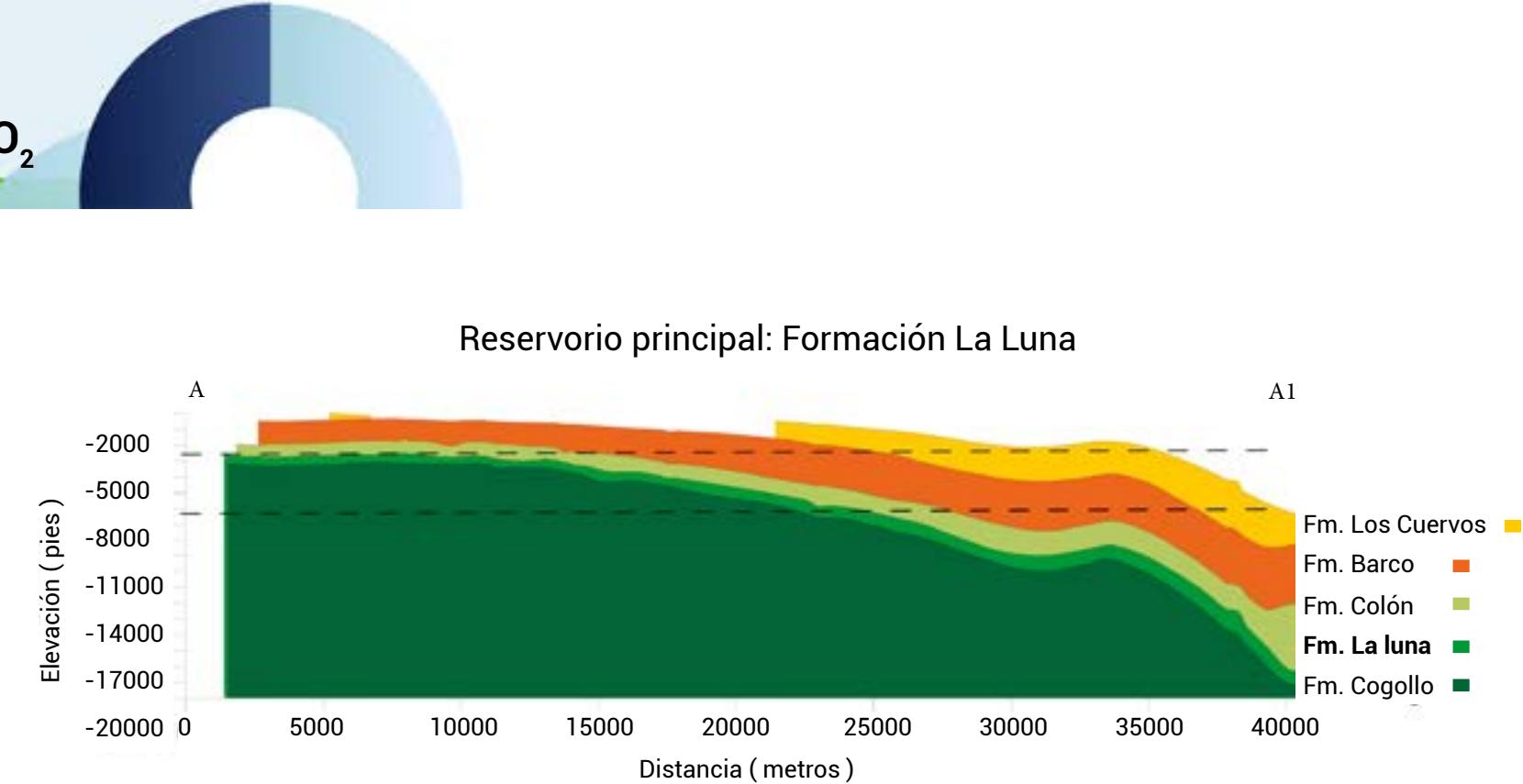


Figura 37. Sección estratigráfica A-A1 de la Formación Reservorio La Luna.

Tipo de reservorio

Reservorio principal: Formación La Luna

Tipo de reservorio

El reservorio está compuesto principalmente por una alternancia de shale, margas y calizas, con variaciones graduales a lo largo de la sucesión, las cuales se agrupan en los miembros Salada, Pujamana y Galembo. El ambiente deposicional corresponde a una plataforma carbonática interna, caracterizada por condiciones someras y abiertas, que variaron desde zonas de alta energía hasta áreas parcialmente restringidas.

Edad: Turoniano - Santoniano

Relación net/gross: 35/200

Porosidad promedio (%): 8

Geometría en la cuenca: se distribuye a lo largo de un monocinal hacia el oriente, fallado y plegado por fallas con deformación transpresiva.

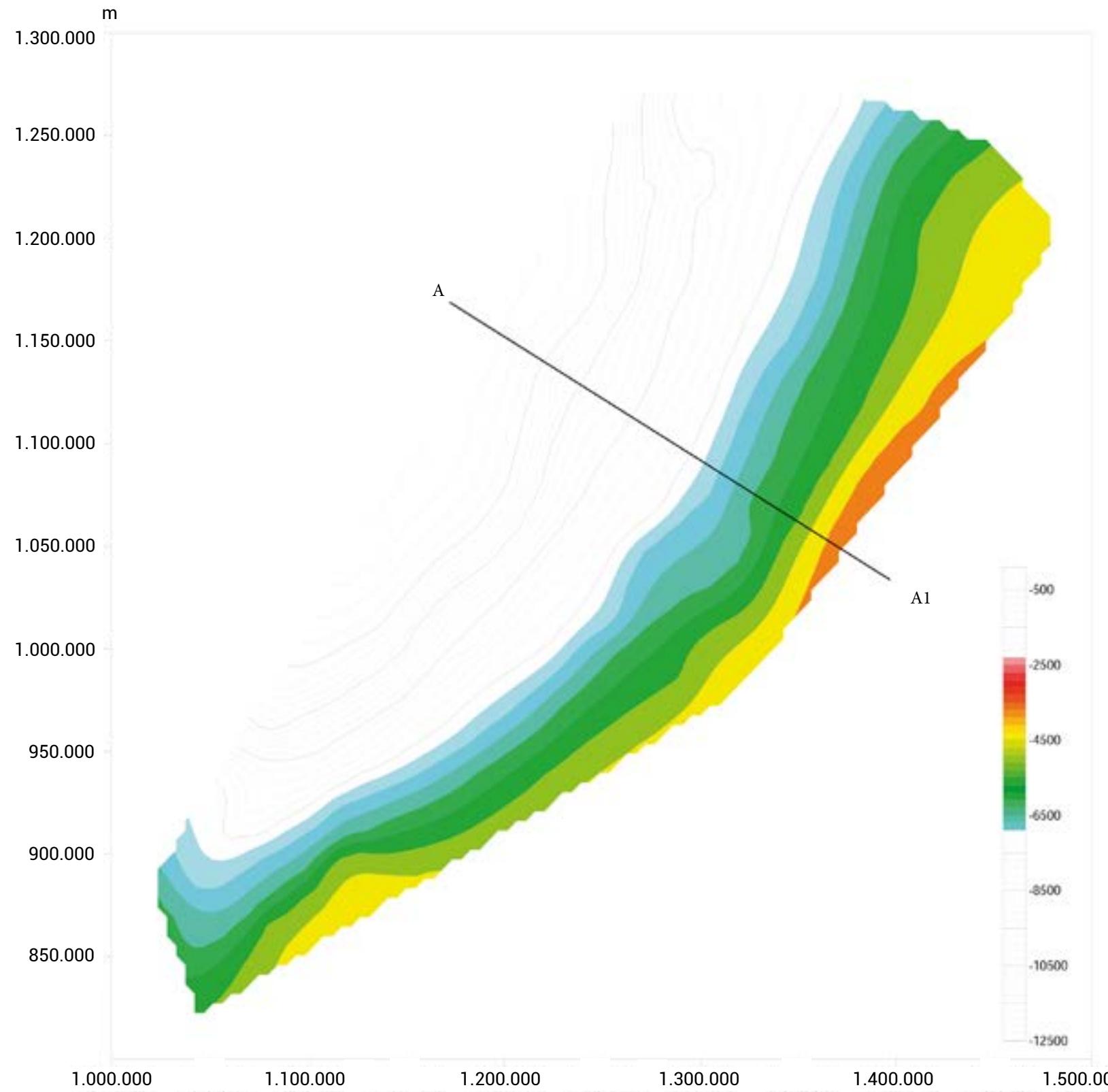
Tipos de cierre: se presentan cierres anticlinales en 4 direcciones con profundidades entre 2400 y 4000 pies.

CUENCA	UNIDAD	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	CAPACIDAD (kg)	CAPACIDAD GTONELADAS	GT EN CIERRES ESTRUCTURALES
CATATUMBO	LUNA	5409738259853	26507717473278	26.5	15



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.2.4 Llanos Orientales



#### Reservorio Principal: Formación Mirador

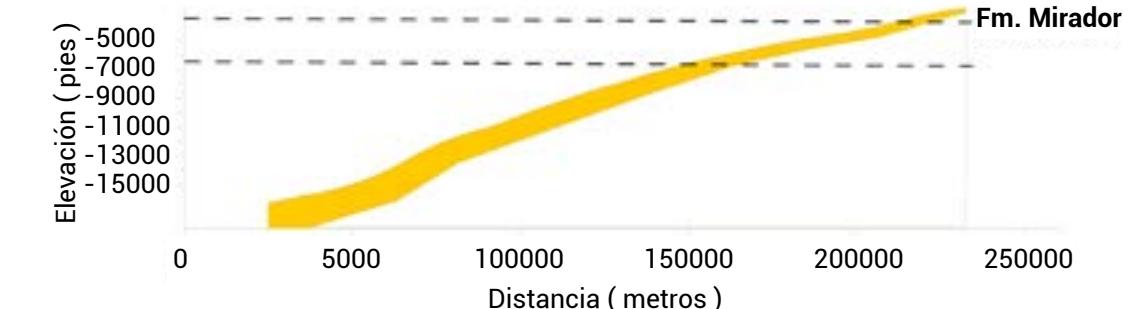


Figura 39. Sección estratigráfica A-A1 de la Formación Reservorio Mirador.

#### Tipo de reservorio

Consta principalmente de arenas blancas limpias, masivas, fiables a bien cementadas de grano fino a grueso y en parte conglomeráticas. Presenta algunas capas delgadas de shale micáceo gris, a lodoletas arenosas. Se desarrolla en un ambiente de sedimentación de sistemas fluviales de llanura deltaica y pantanos salobres.

Edad: Eoceno Tardío

Relación Net/Gross: 35/100

Porosidad promedio (%): 20

Geometría en la cuenca: se distribuye a lo largo de un monoclinal hacia el occidente, pinchado y truncado por discordancias progresivas Neogenas.

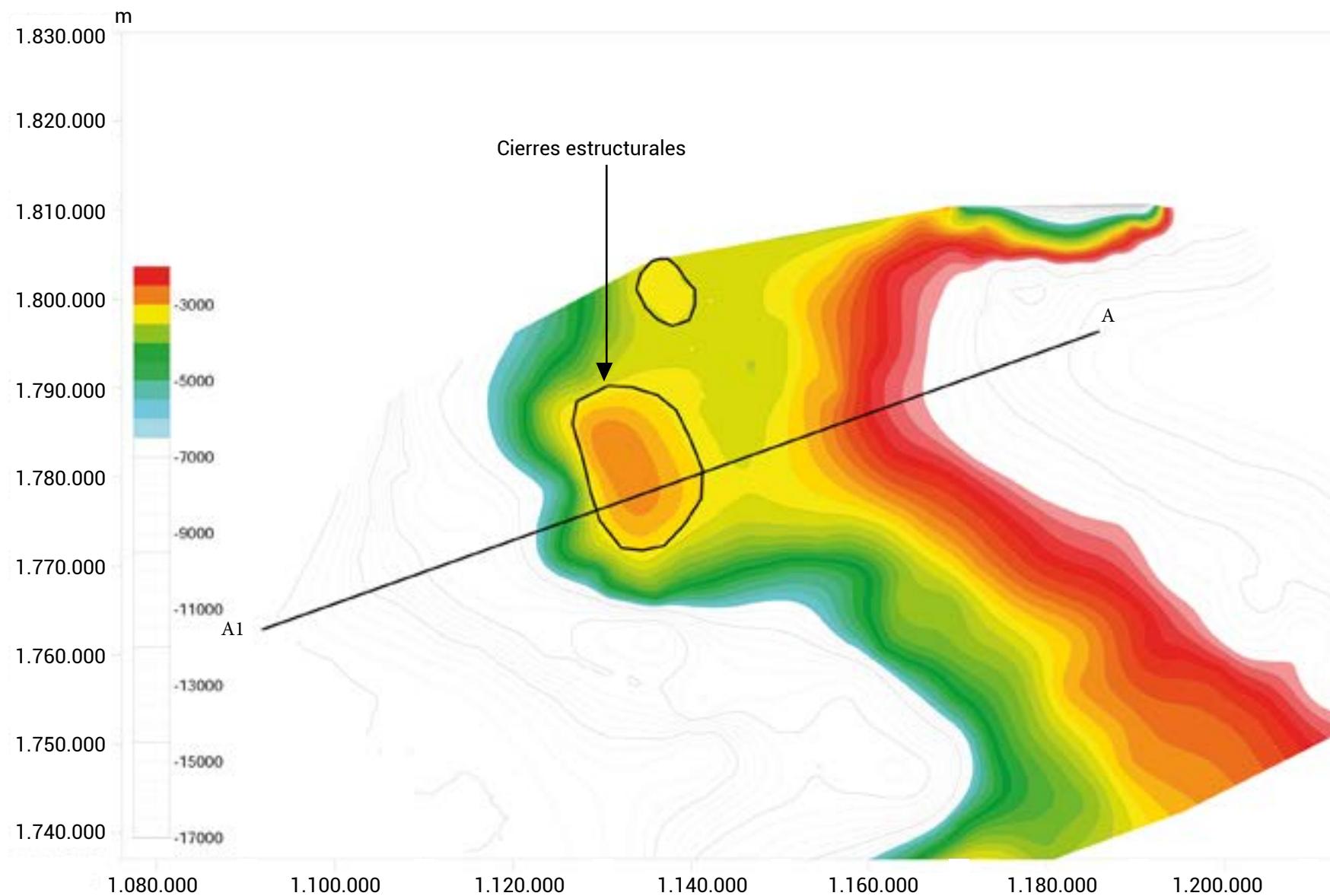
Tipos de cierre: se define el cierre estratigráfico para toda la extensión del monoclinal.

CUENCA	UNIDAD	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	CAPACIDAD (kg)	CAPACIDAD GTONEADAS	GT EN CIERRES ESTRUCTURALES
LLANOS	MIRADOR	117479396852160	2878245222877920	2878.2	



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.2.5 Guajira



Reservorio principal: Formación Siamana

#### Tipo de reservorio

Conformado por secuencias de areniscas de grano fino, intercaladas con areniscas calcáreas fosilíferas y localmente arcillosas. Localmente alternada con bancos de calizas arenosas o arcillosas fosilíferas. Esta unidad se depositó en un ambiente marino de plataforma somera.

Edad: Oligoceno Tardío – Mioceno Inferior

Relación net/gross: 100/300

Porosidad promedio (%): 10

Geometría en la cuenca: se distribuye a lo largo de un monocinal hacia el occidente, al oriente pinchada y truncada contra el basamento, adicionalmente forma bancos de calcáreos en los bloques bajos basamentales de fallas normales antitéticas.

Tipos de cierre: en crecimientos calcáreos.

Figura 40. Superficie estructural para la Fm Siamana, indicando la situación de la porción de reservorio disponible para la inyección de CO<sub>2</sub>.

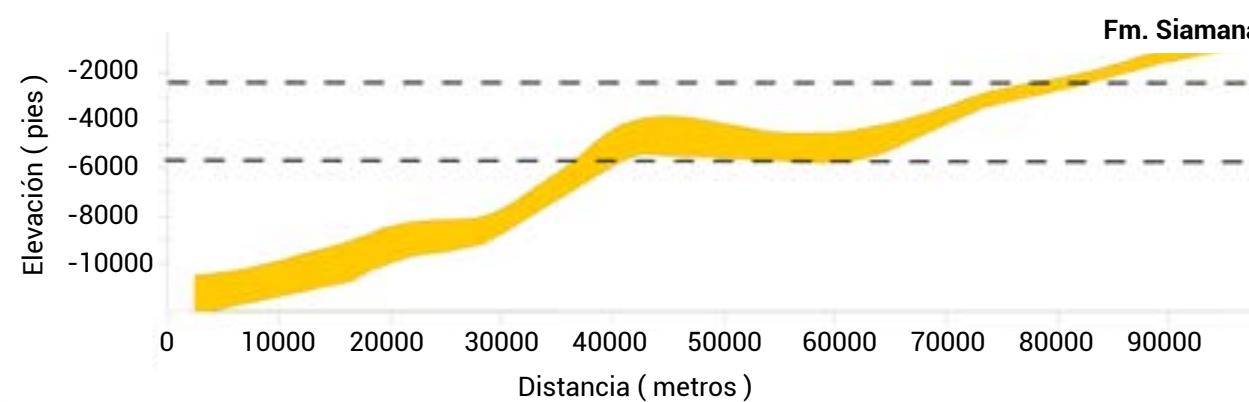


Figura 41. Superficie estructural para la Fm Siamana.

CUENCA	UNIDAD	VOLUMEN DE ROCA (m <sup>3</sup> )	CAPACIDAD (kg)	CAPACIDAD GTONELADAS	GT EN CIERRES ESTRUCTURALES
GUAJIRA	SIAMANA	19142970647424	223334657553280	223.3	50



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.3 Carbones y Basaltos

#### 6.3.1 Zonas carboníferas de Colombia y su potencial para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Las zonas carboníferas de Colombia representan un recurso natural de relevancia estratégica. Tradicionalmente explotadas por su riqueza mineral, estas áreas emergen como puntos de interés clave en el contexto de la mitigación del cambio climático. Los manto de carbón, conocidos por su capacidad de adsorción y retención de gases, ofrecen una opción viable para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, una estrategia esencial en la lucha contra el calentamiento global.

El presente análisis tiene como objetivo explorar las características geológicas y estructurales de las principales cuencas carboníferas del país, evaluando variables como el espesor, profundidad, contenido de cenizas y permeabilidad de los manto de carbón. Estos factores son determinantes para estimar la viabilidad de las zonas carboníferas como reservorios de CO<sub>2</sub>.

#### 6.3.2 Áreas con potencial de almacenamiento en carbón

En Colombia, se han identificado doce zonas carboníferas definidas por la presencia de formaciones geológicas portadoras de carbón, su distribución geográfica y parámetros asociados, como la calidad y el tipo de carbón. Las condiciones geológicas del país favorecen la presencia de este mineral a lo largo de todo el territorio nacional, destacando especialmente las zonas carboníferas del norte, como La Guajira y Cesar, por concentrar las mayores reservas.

A partir de la evaluación de factores geológicos, como la complejidad y profundidad de las estructuras, la cantidad y espesor de los manto de carbón, la porosidad del material, y estimaciones previas del contenido de gas asociado al carbón, se han identificado dos áreas con potencial significativo para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> dentro de las doce zonas carboníferas del país:

**1. Área Guajira Sur:** ubicada dentro de la zona carbonífera de La Guajira, en el norte del país.

**2. Área Checua-Lenguazaque:** localizada en las zonas carboníferas de Cundinamarca y Boyacá, en el centro del país.

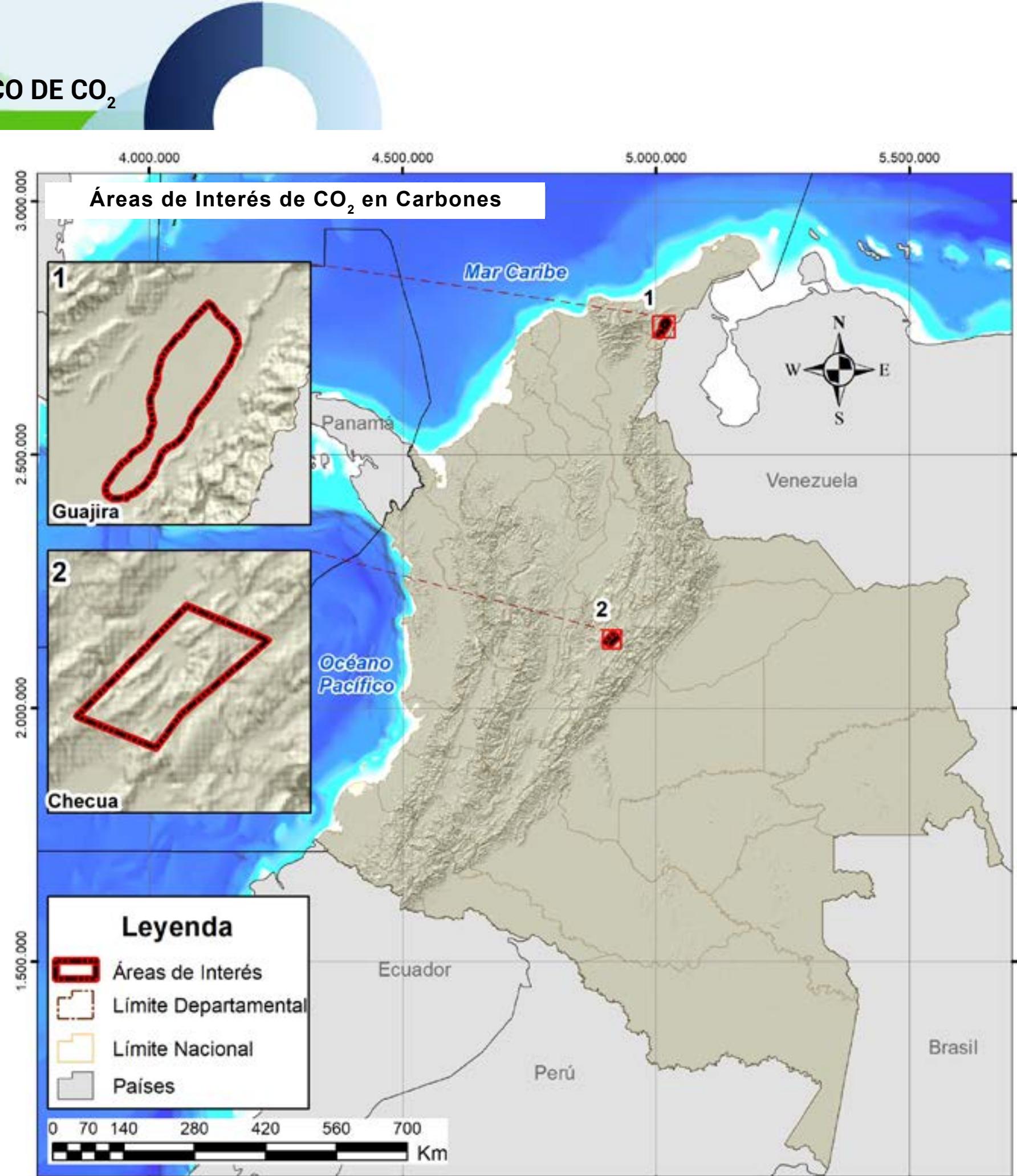


Figura 42. Mapa de áreas con potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

### 6.3.2.1 Área Checua-Lenguazaque: caracterización y potencial para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>

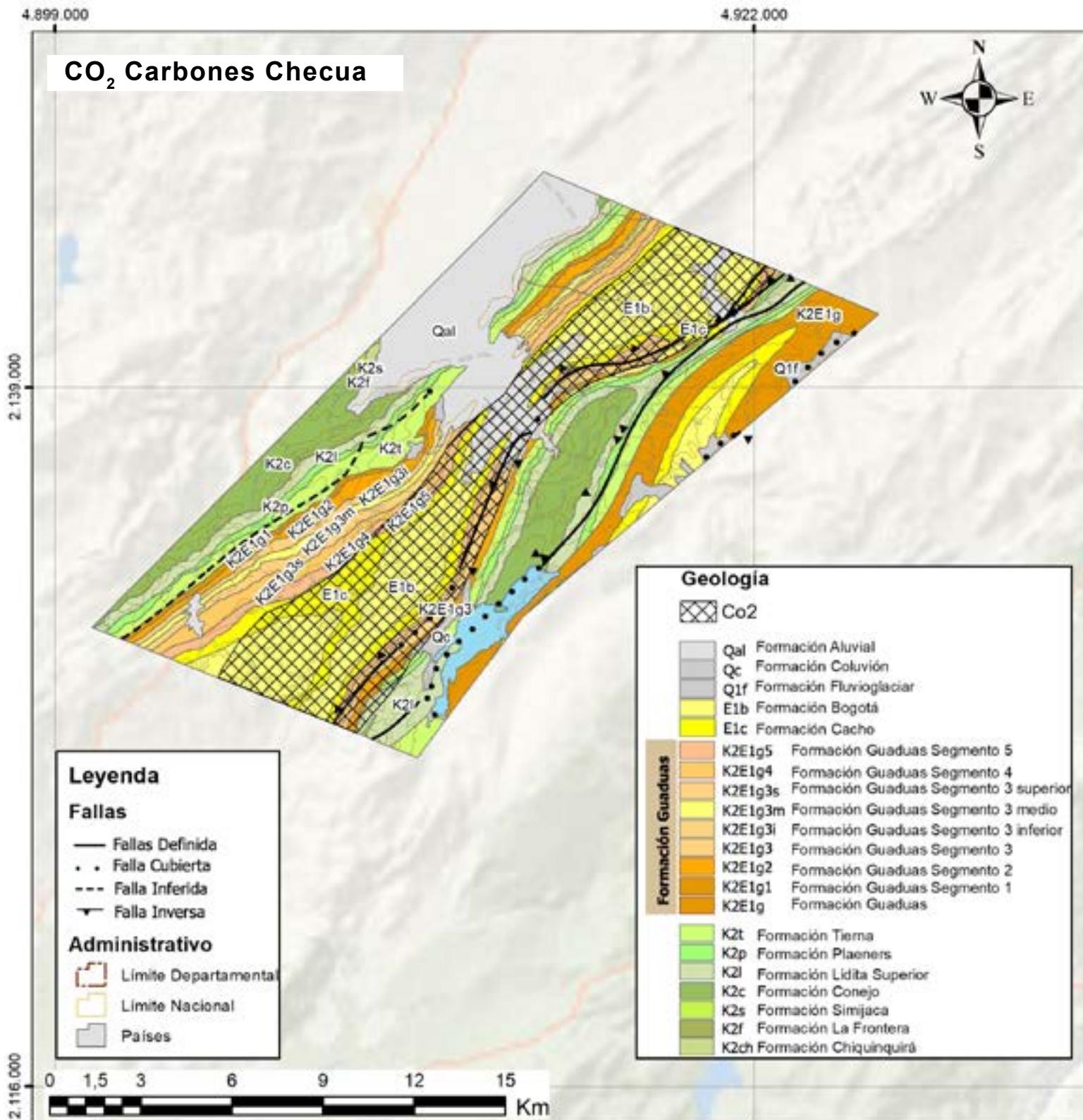


Figura 43. Mapa de identificación de las áreas con potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en lechos de carbones.

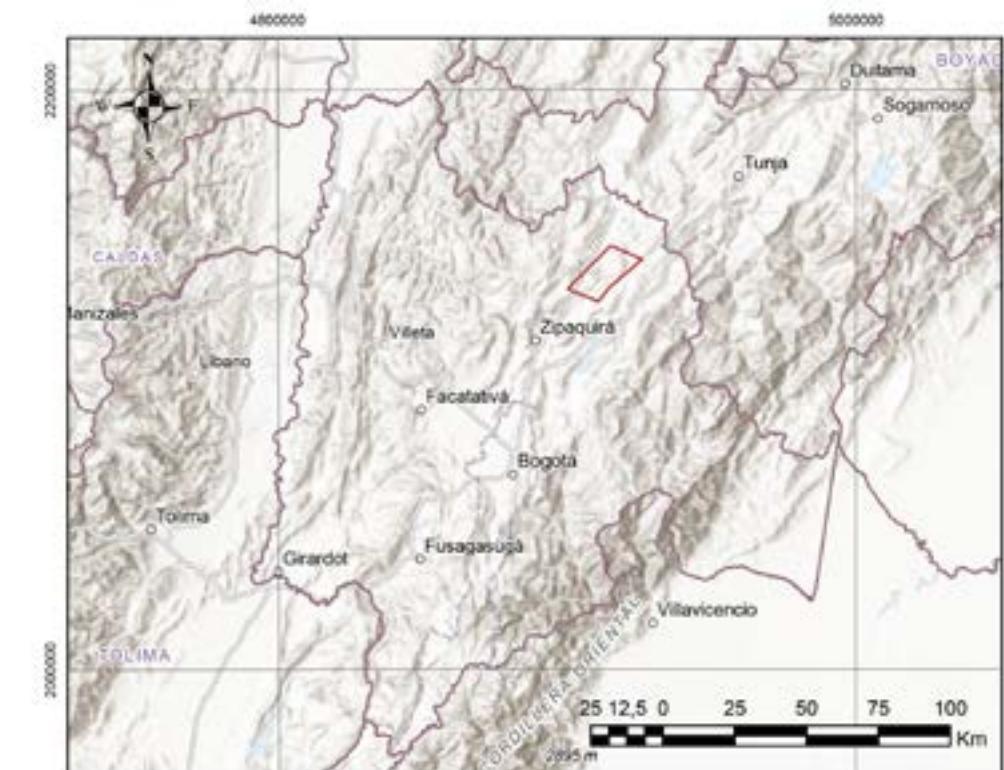


Figura 44. Mapa de ubicación del área con potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en lechos de carbones en la zona carbonífera de Boyacá.

El área Checua-Lenguazaque, ubicada en el centro del país, se extiende entre el extremo NE de la zona carbonífera de Cundinamarca y el extremo suroeste de la zona carbonífera de Boyacá. Esta franja alargada, con una extensión aproximada de 182 km<sup>2</sup>, abarca desde el municipio de Samacá en Boyacá hasta el municipio de Nemocón en Cundinamarca.

El área se encuentra dentro del sinclinal Checua-Lenguazaque, cuya estructura está controlada por sistemas de fallas de cabalgamiento, entre las que destacan:

- **Falla de Cambrás:** dirección sur-norte a nor-NE y una vergencia hacia el Noroeste (NW). Superpone rocas del Cretácico superior y del Paleógeno sobre las del Neógeno.
- **Falla Bituima-La Salina:** dirección Suroeste a nor-NE y vergencia hacia el NW.
- **Falla Servitá:** con vergencia hacia el NE, superpone rocas del Paleozoico sobre rocas cretácicas y cenozoicas.

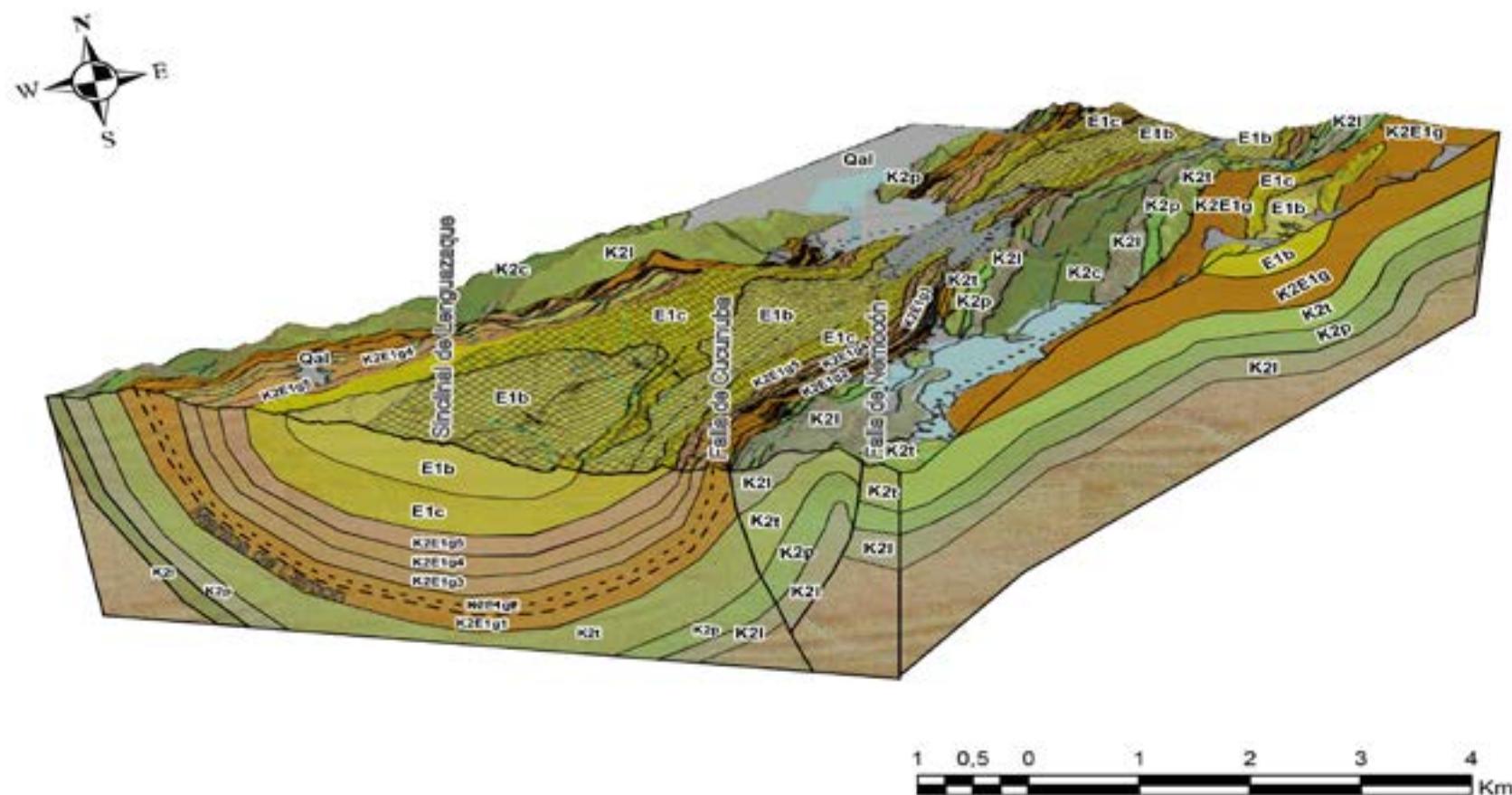


Figura 45. Bloquediagrama área de Checua - Lenguazaque y proyección de la zona con potencial para almacenamiento de CO<sub>2</sub> en mantos de carbón.

Existen otras fallas menores en el área, pero estas tres son las principales que controlan la configuración estructural.

Desde el punto de vista geológico, los mantos de carbón de esta área pertenecen principalmente a la Formación Guaduas, conocida por la variabilidad en las calidades de sus carbones, que incluyen carbones térmicos y otros con características para uso metalúrgico. La formación está compuesta por intercalaciones de lutitas, areniscas y mantos de carbón bituminoso.

El área Checua-Lenguazaque abarca una extensión de 182 km<sup>2</sup>, equivalente a 182.000.000 m<sup>2</sup>. Los mantos Cisquera y Siete Bancos, principales formaciones carboníferas de esta región, presentan un espesor acumulado de 6 m.

El análisis de los carbones de este sinclinal muestra un contenido moderado de cenizas y una alta proporción de carbono fijo, lo que sugiere una matriz adecuada para la adsorción de gases. En este contexto, un valor teórico razonable para  $C_{s,max}$  es de  $18 \text{ m}^3/\text{ton}$ . La densidad estándar del  $\text{CO}_2$  se establece para este cálculo con un valor de  $1,977 \text{ kg/m}^3$ . Ecoal o factor de eficiencia de almacenamiento de  $\text{CO}_2$ , se establece en 0.7 para el cálculo.

Geológicamente, el área está dominada por la Formación Guaduas, que aflora sobre el eje del sinclinal Checua-Lenguaque. Sobre esta formación reposan las formaciones Cacho y Bogotá, con espesores que alcanzan hasta 300 m en el núcleo del sinclinal. Los mantos Cisquera y Siete Bancos, cada uno con un espesor de 3 m, representan los principales potenciales para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Se consideran únicamente las secciones de estos mantos cuya profundidad excede los -800 m desde la superficie. Adicionalmente, las intercalaciones litológicas de limolitas lodosas y lodolitas, caracterizadas por su baja permeabilidad y alta capacidad de retención, actúan como sellos naturales esenciales para evitar fugas.

## Capacidad de Almacenamiento de CO<sub>2</sub>

La capacidad de almacenamiento en esta zona se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$GCO_2 = A \cdot hg \cdot Cs, max \cdot \rho CO_2 \cdot std \cdot Ecoal$$

Donde:

- A: Área geográfica que delimita la cuenca o región carbonífera para el cálculo de almacenamiento de  $\text{CO}_2$ .
  - hg: espesor bruto de los mantos de carbón evalua dos para el almacenamiento de  $\text{CO}_2$  dentro de la cuenca o región determinada.
  - Max: volumen máximo estándar de  $\text{CO}_2$  adsorbido por unidad de masa de carbón in situ asumiendo saturación completa de  $\text{CO}_2$  y condiciones de carbón libre de ceniza seca (requiere conversión previa).
  - $\rho\text{CO}_2\text{std}$ : densidad estándar de  $\text{CO}_2$ .
  - Ecoal: factor de eficiencia de almacenamiento de  $\text{CO}_2$ .

$$GCO_2 = 182.000.000m^2 * 6m * 18 m^3/ton * 1,977kg/m^3 * 0,7$$
$$GCO_2 = 27,21 \text{ millones de toneladas}$$
$$\text{Equivalente a } 24,91 \text{ kg de } CO_2 \text{ por } m^3 \text{ de carbón}$$



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.3.2.2 Área Guajira Sur: caracterización y potencial para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>

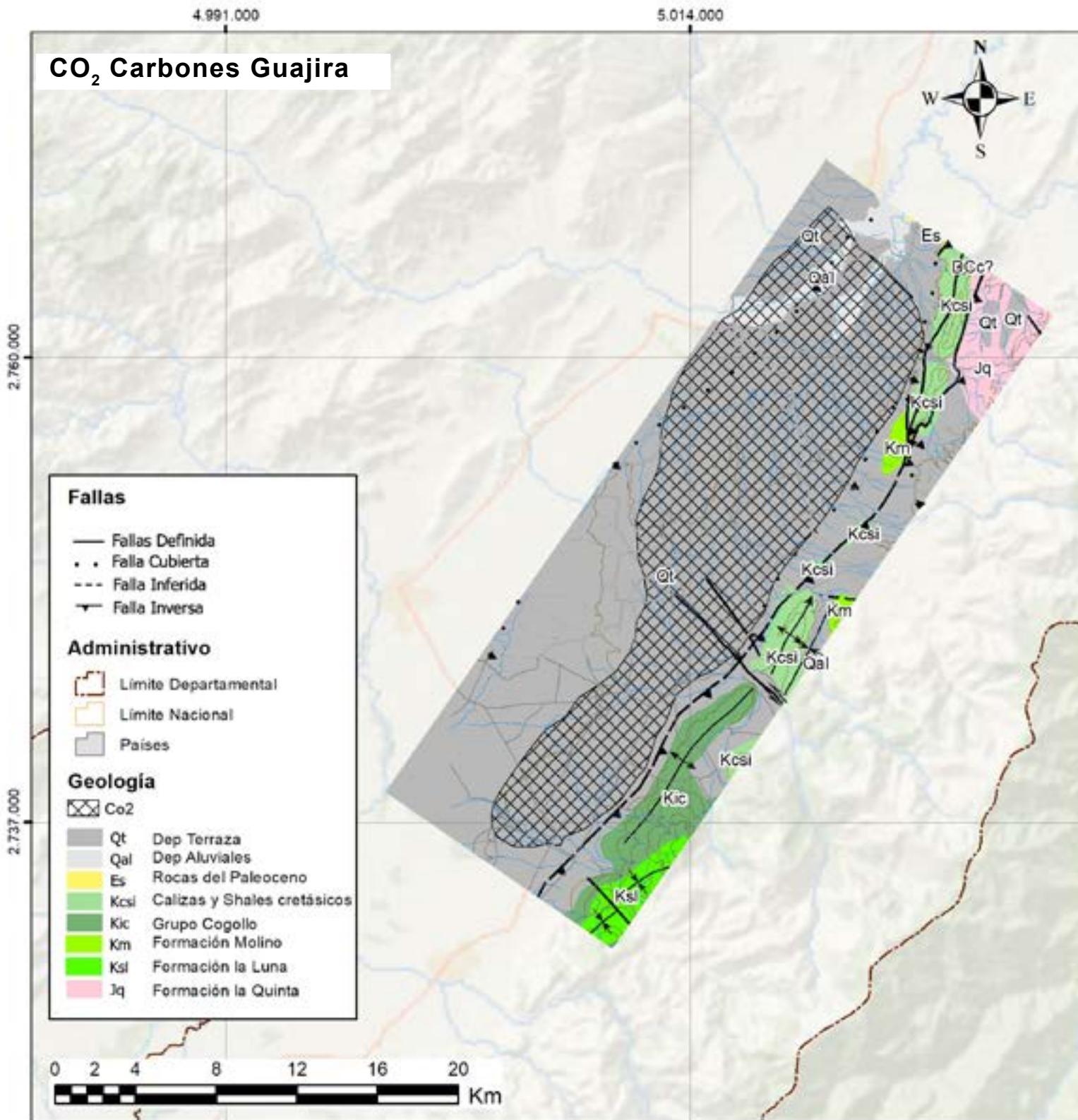


Figura 46. Mapa geológico área Guajira Sur y proyección de la zona con potencial para almacenamiento de CO<sub>2</sub> en mantos de carbón.

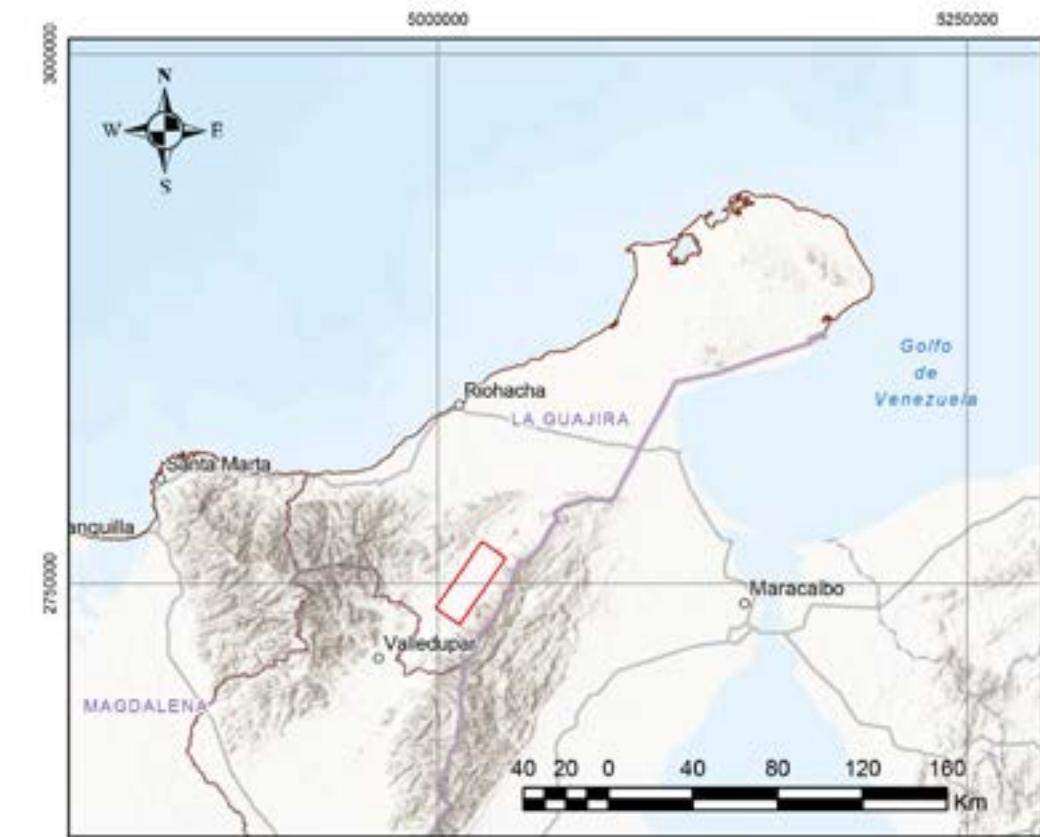


Figura 47. Mapa de ubicación del área con potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en mantos de carbones, Guajira Sur.

El área Guajira Sur se localiza en el norte de Colombia, dentro del departamento de La Guajira, específicamente en el sur de la zona carbonífera de La Guajira. Tiene una extensión aproximada de 228 km<sup>2</sup>, abarcando los municipios de Fonseca, San Juan del Cesar y El Molino.

En esta región, la unidad portadora principal es la Formación Cerrejón, de edad Paleoceno, con un espesor variable que oscila entre 600 y 1.400 m. Esta formación está compuesta por una secuencia interestratificada de lutitas arcillo-limosas grises y negras, ricas en materia orgánica, de textura fina y bien laminadas, areniscas feldespáticas y mantos de carbón.

La alternancia litológica observada refleja ciclos sedimentarios homogéneos en ambientes de baja energía, tales como ambientes lacustres que explican la fina laminación de las lutitas. También incluye ambientes anóxicos, como pantanos o llanuras de inundación, capaces de preservar materia orgánica, lo que dio origen a los mantos de carbón bituminoso y a lutitas carbonosas.

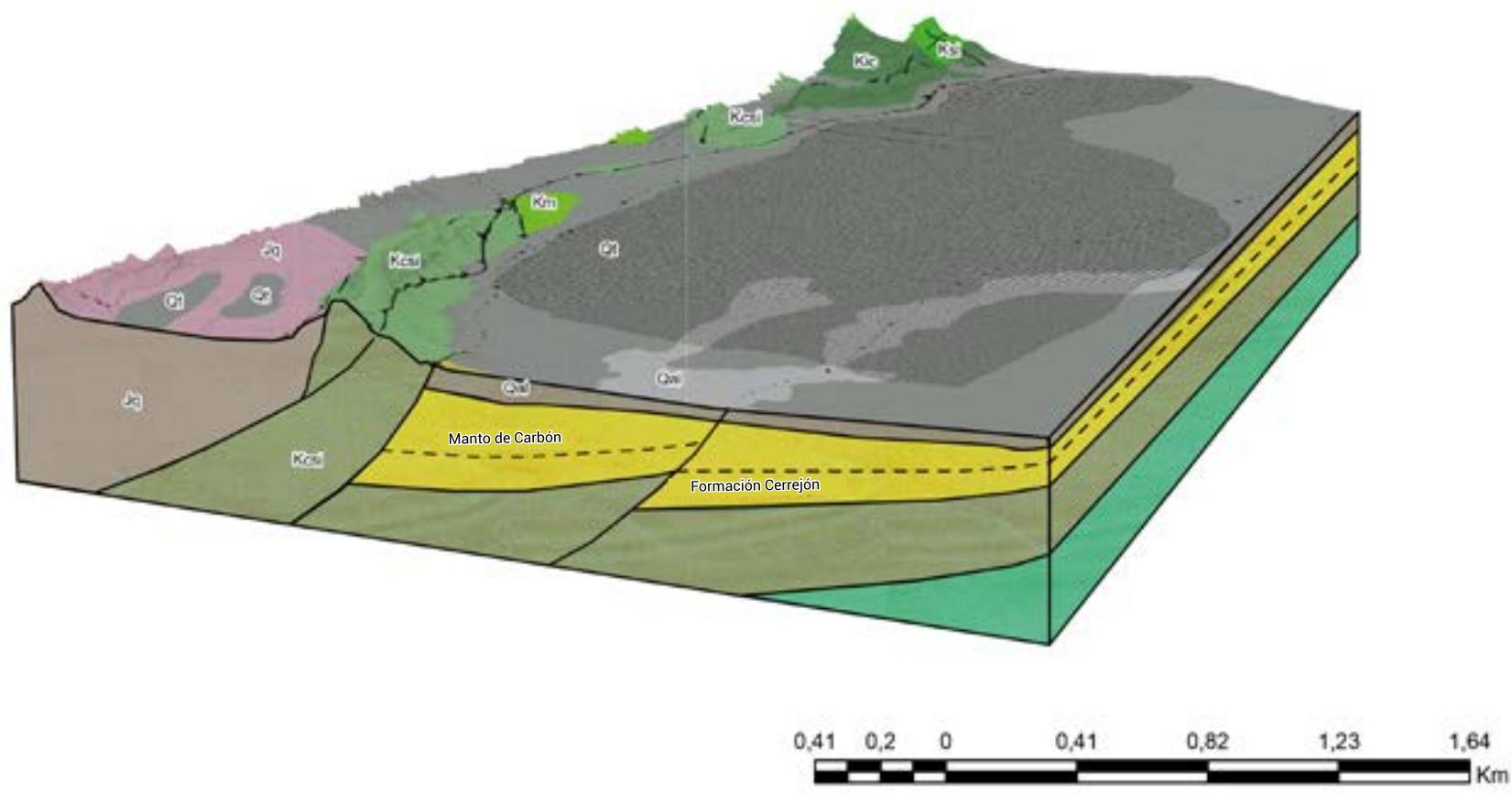


Figura 48. Bloquediagrama área de Guajira Sur y proyección de la zona con potencial para almacenamiento de CO<sub>2</sub> en mantos de carbón.

Desde el punto de vista estructural, la zona carbonífera de La Guajira está dominada por el sistema de fallas de Oca, que delimita el norte de la cuenca e interrumpe trenes de cabalgamiento con dirección noreste. Estas estructuras se generaron como consecuencia de la tectónica asociada a la formación Cerrejón. Además, en el este de la cuenca, se observa un monocinal de bajo buzamiento que está afectado localmente por fallas inversas, las cuales forman los mencionados trenes de cabalgamiento (figura 46). La profundidad de la secuencia Paleógena donde se encuentra la Formación Cerrejón favorece las condiciones de almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

El área Guajira Sur tiene una extensión aproximada de 228 km<sup>2</sup>, equivalente a 228.000.000 m<sup>2</sup>. El espesor estimado del manto 045 es de 6 m. Las características del carbón en esta región, como el alto contenido de carbono fijo, la humedad, la materia volátil y el bajo contenido de cenizas, indican una matriz adecuada para la adsorción de gases. Por estas razones, se considera razonable un valor teórico para Cs,max es de 18 m<sup>3</sup>/ton.

La densidad estándar del CO<sub>2</sub> utilizada en este cálculo es de 1,977 kg/m<sup>3</sup>. El Ecoal o factor de eficiencia de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, se establece en 0,7.

En esta área, la Formación Cerrejón, portadora de carbón, está distribuida de manera homogénea. Según la interpretación de diversos programas sísmicos realizados en la cuenca del río Ranchería y la perforación de pozos exploratorios como El Molino-1 y El Molino-1X, se estima que la Formación Cerrejón se encuentra infrayaciendo bajo depósitos recientes de 450 m de espesor promedio. Estos depósitos, denominados conjunto conglomerático, forman una cobertura superficial en el sector.

#### Capacidad de almacenamiento

$$GCO_2 = A \cdot hg \cdot Cs,max \cdot pCO_2, std \cdot Ecoal$$

Donde:

- A: área geográfica que delimita la cuenca o región carbonífera para el cálculo del almacenamiento de CO<sub>2</sub>.
- hg: espesor bruto de los mantos de carbón para las que se evalúa el almacenamiento de CO<sub>2</sub> dentro de la cuenca o región determinada por A.
- Cs,max: volumen estándar máximo adsorbido de CO<sub>2</sub> por unidad de volumen de carbón in situ; asume condiciones de carbón saturado de CO<sub>2</sub> al 100%; si está libre de ceniza seca, se debe realizar la conversión.
- pCO<sub>2</sub>,std: densidad estándar de CO<sub>2</sub>.
- Ecoal: factor de eficiencia de almacenamiento de CO<sub>2</sub> que refleja una fracción del volumen total de carbón a granel que es contactado por el CO<sub>2</sub>.



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.3.3 Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en basaltos

La búsqueda de basaltos en Colombia se fundamenta en los trabajos e investigaciones realizados en Islandia, específicamente el proyecto CarbFix. Este proyecto, cuya fase piloto duró cerca de una década, estableció las bases para la fijación de CO<sub>2</sub> en el subsuelo mediante la carbonatación in situ en basaltos. Durante los años 2012 y 2013, se logró la inyección y mineralización de aproximadamente 200 toneladas de CO<sub>2</sub>, alcanzando una eficiencia del 90% en este proceso.

La geoquímica de las formaciones de Islandia es homogénea, caracterizada por basaltos toleíticos generados a partir de una fusión por descompresión de un manto empobrecido. Por esta razón, la exploración de cuerpos basálticos en Colombia se enfocó en identificar basaltos de procedencia tectónica similar (basaltos tipo MORB) y composición geoquímica comparable (basaltos toleíticos). Los basaltos tipo MORB son ricos en sílice y contienen una composición mineralógica que incluye plagioclasa, piroxeno y olivino, compartiendo similitudes con otros tipos de basaltos.

En Colombia, se considera que estos basaltos están asociados con procesos tectónicos complejos, como subducción y actividad volcánica relacionada con la formación de cuencas oceánicas. Los basaltos toleíticos se encuentran principalmente en la región de los Andes, donde la actividad volcánica ha sido prominente. Algunas áreas destacadas incluyen el macizo colombiano y el sistema volcánico de los Andes centrales. Estos basaltos forman parte de secuencias volcánicas que han modelado la topografía y el paisaje del país.

La evaluación geológica de las áreas con presencia de basaltos en Colombia se lleva a cabo considerando las unidades cronoestratigráficas definidas por el Servicio Geológico Colombiano (SGC) en el mapa geológico de Colombia a escala 1:1.000.000, publicado en 2023. Se identificaron tres zonas principales donde los basaltos son rocas predominantes y presentan una continuidad lateral significativa, extendiéndose por decenas de kilómetros (Figura 49).

- **Porosidad:** un factor crucial para determinar su capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Los basaltos toleíticos en Colombia pueden presentar variaciones en su porosidad debido a factores como la historia geológica y la actividad volcánica. Es esencial evaluar la porosidad para estimar la cantidad de CO<sub>2</sub> que se puede almacenar.
- **Permeabilidad:** capacidad de una roca para permitir el paso de fluidos. Los basaltos tienden a tener una permeabilidad variable, influenciada por la fracturación y la alteración de la roca. Para que el CO<sub>2</sub> pueda ser inyectado eficazmente, las formaciones deben contar con una permeabilidad suficiente que permita la migración del gas.

La capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en basaltos se evalúa principalmente a través de un proceso conocido como mineralización del CO<sub>2</sub>. Este proceso involucra una reacción química entre el CO<sub>2</sub> y los minerales ricos en silicatos presentes en las rocas basálticas, como el olivino y el clinopiroxeno, resultando en la formación de carbonatos estables, tales como la calcita o la magnesita. Esta capacidad es un índice de referencia fundamental para la selección de emplazamientos de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. Basándose en el mecanismo de captura de CO<sub>2</sub>, la capacidad de almacenamiento mineral en basaltos puede calcularse según metodologías documentadas, como las propuestas por Zhang et al. (2023).

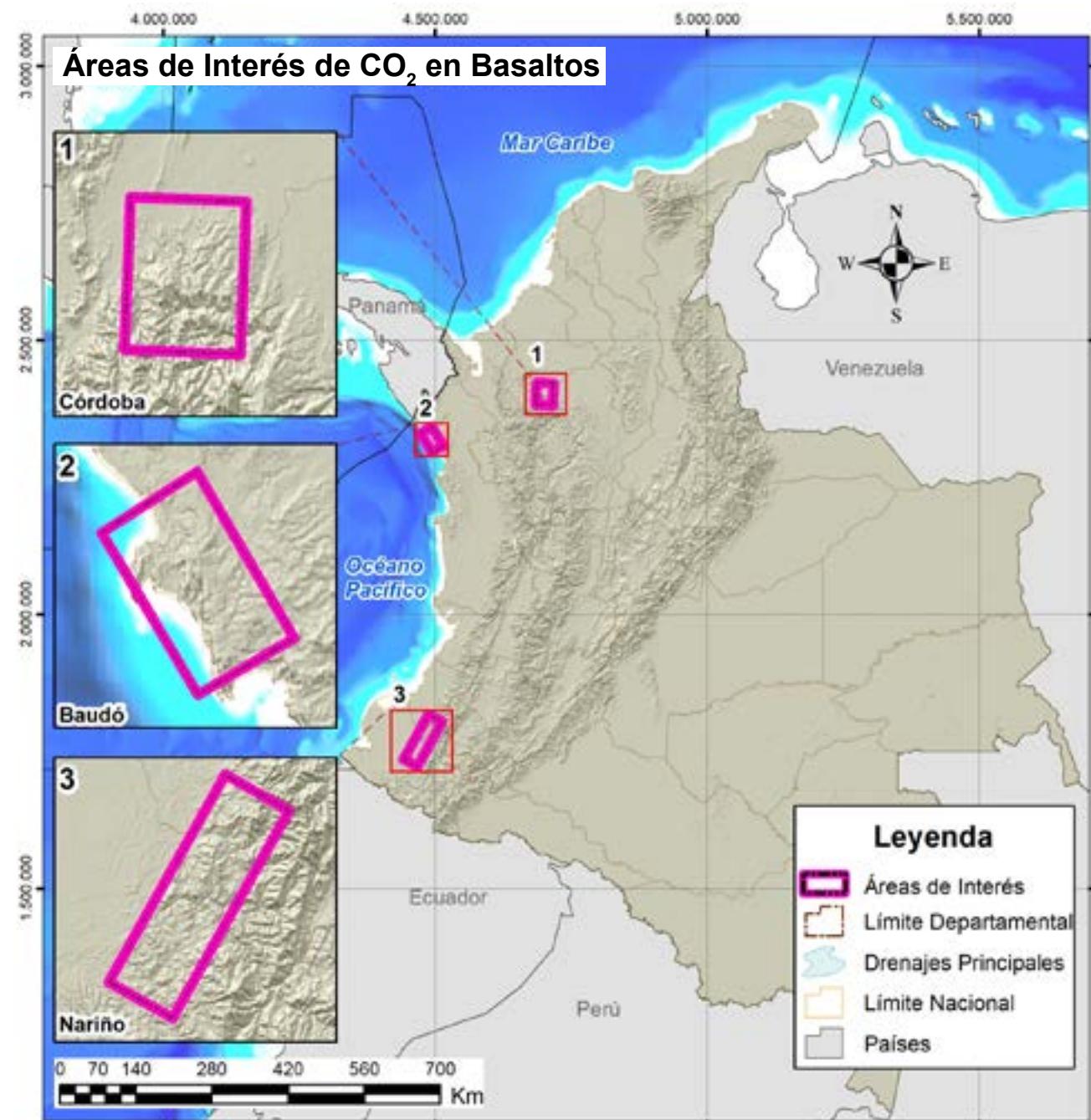


Figura 49. Zonas con basaltos tipo MORB en Colombia y localización de las zonas de estudio para este proyecto.

$$m_{CO_2} = \sum \rho_r f_i / n_i n_{CO_2}, \quad i = CaO, MgO, FeO$$

$$M_{CO_2} = m_{CO_2} \cdot A \cdot H \cdot (1 - \varphi)$$

Donde:

$m_{CO_2}$  = capacidad de teórica de almacenamiento por unidad de volumen de basalto (t/m<sup>3</sup>)  
 $\rho_r$  = es la densidad del basalto (t/m<sup>3</sup>)

$f_i$  = es la fracción en masa de CaO, MgO, y FeO en basaltos

$n_i$  = es el peso molecular de CaO, MgO, y FeO ( g/mol )

$n_{CO_2}$  = es el peso molecular del CO<sub>2</sub> (g/mol)

$M_{CO_2}$  = es la capacidad mineral teórica de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en basaltos (10<sup>6</sup>t)

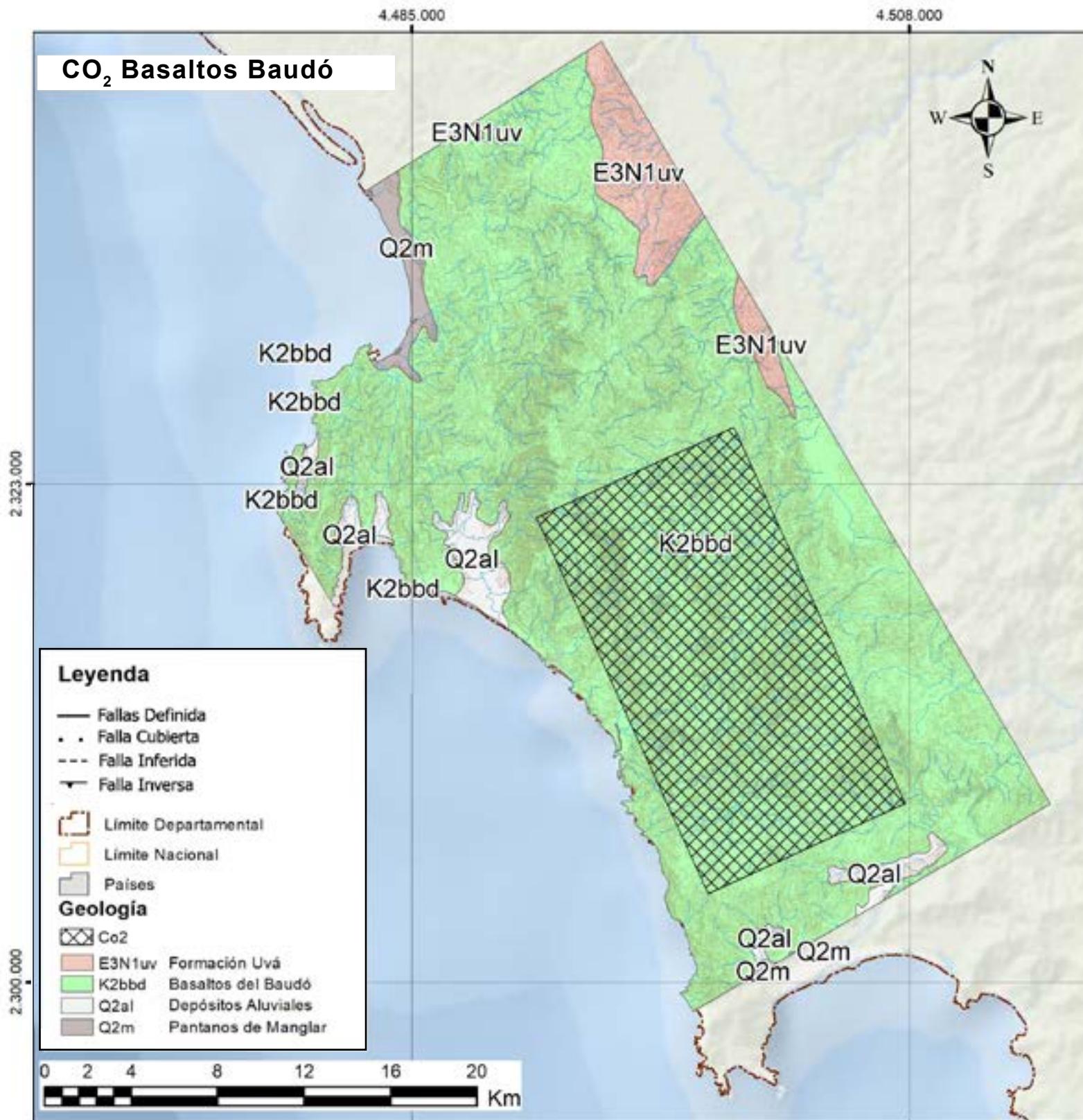
6.3.4 Zona 1 Baudó: caracterización y potencial para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Figura 50. Mapa de ubicación y bloque diagrama de la Zona Baudó.

Figura 51. Mapa de ubicación del área con potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en basaltos en el área Baudó.

Los basaltos de la Serranía del Baudó se encuentran localizados en el departamento del Chocó, en el sector norte de la costa pacífica colombiana, cerca del límite con la República de Panamá y, al sur, por la línea de costa con el Océano Pacífico. La Serranía del Baudó, también conocida como Serranía de Los Saltos, está compuesta por basaltos y diabasas con intercalaciones menores de chert, tobas y tufitas. Esta unidad se conoce como Basaltos del Baudó, con una edad cretácica tardía (72 a 76 Ma). En los afloramientos frescos, las rocas son masivas, duras, afaníticas y de color gris verdoso a azul grisáceo; es común encontrar venas llenas de calcedonia y calcita (Cossio, 2002).

Las rocas básicas están cubiertas por una secuencia de rocas sedimentarias de origen marino transicional, con una edad que va desde el oligoceno hasta el mioceno medio. Estas se correlacionan lítologicamente con las formaciones Uva, Napiquí y Sierra (Ingeominas, 2002). La unidad presenta excelentes afloramientos, casi continuos, en los acantilados a lo largo de los casi 200 km de costa entre Cabo Corrientes y Panamá, así como en los ríos y quebradas que drenan la vertiente occidental de la Serranía del Baudó (Cossio, 2002).

## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

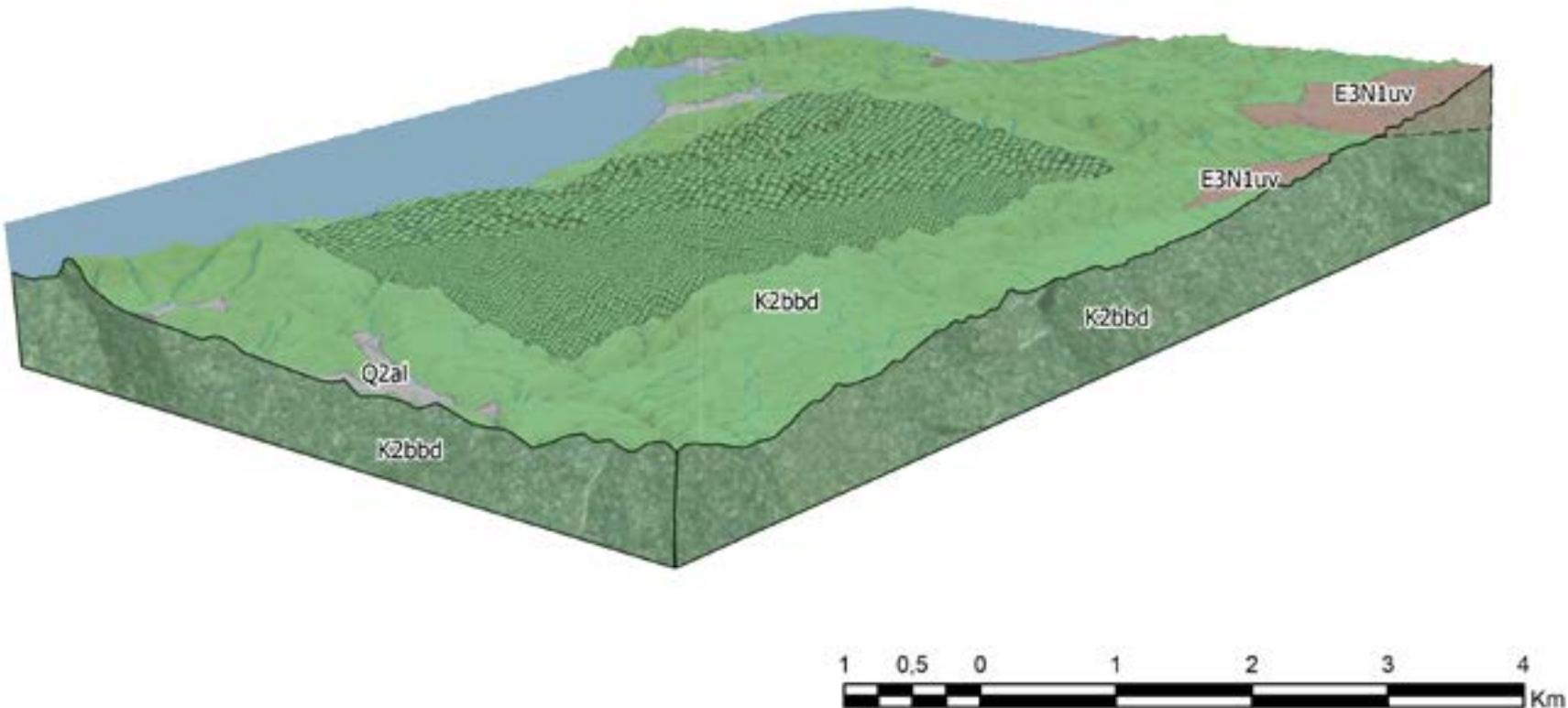


Figura 52. Bloquediagrama área Baudó y proyección de la zona con potencial para almacenamiento de CO<sub>2</sub> en Basaltos.

En diferentes trabajos de cartografía geológica se ha estimado que el espesor de los Basaltos del Baudó puede alcanzar hasta los 1000 m. Estas rocas pueden constituir el basamento de la cuenca, por lo que se asume que su profundidad en el subsuelo puede extenderse a niveles de kilómetros.

Microscópicamente, los basaltos están constituidos por plagioclasa, piroxeno, vidrio, opacos y, en menor proporción, ilmenita como minerales primarios; mientras que los minerales de alteración incluyen calcita, epidota, saussurita, sericitita y clorita. Ingeominas (2002) concluye que la estrecha relación entre basaltos, diabásicas y las intercalaciones menores de chert, areniscas, tobas básicas y rocas calcáreas sugiere un origen en una dorsal oceánica.

La asociación con jasperoides indica un ambiente reductor exhalativo con condiciones propicias para la precipitación de hierro y manganeso, vinculados a procesos de volcanismo básico en ambientes de dorsales oceánicas (MORB). Los basaltos de la Serranía del Baudó, por su composición geoquímica y mineralógica, pueden tener un gran potencial para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, ya que sus componentes ricos en magnesio y calcio (piroxeno y plagioclasa) reaccionan con el CO<sub>2</sub> disuelto en agua, generando atrapamiento por solubilidad de manera inmediata. La mayor parte del carbono quedaría atrapado en los minerales a través de la carbonatación mineral.

Para la zona de Baudó y asumiendo un área de 191.7 km<sup>2</sup> (figura 51) y una altura de 2 km (cota máxima en el Alto del Buey), se puede calcular el volumen del cuerpo rocoso utilizando la ecuación:

$$\text{Volumen de roca} = \text{área} \times \text{espesor}.$$

Esto da como resultado un volumen de 383.4 km<sup>3</sup>.

Con los datos de geoquímica, área y espesor del cuerpo rocoso, se calculó la capacidad teórica de almacenamiento utilizando la ecuación 1 y valores teóricos de porosidad en basaltos, peso molecular de CaO, MgO, FeO y densidad del CO<sub>2</sub>.

### Parámetros

#### Baudó

mCO<sub>2</sub>: capacidad de teórica de almacenamiento por unidad de volumen de basalto (t/m<sup>3</sup>) = 5.323x10<sup>-4</sup>

MCO<sub>2</sub>: capacidad mineral teórica de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en basaltos (Gt) = 297.34

Fracción en masa CaO en promedio (mol) 0.13

Fracción en masa de MgO en promedio 0.22

Fracción en masa FeO en promedio 0.076

Porosidad (teórica en fracción) 0.05

Densidad del Basalto (teórica t/m<sup>3</sup>) 2.8

Peso molecular del CO<sub>2</sub> (g/mol) 44

Peso molecular de CaO (g/mol) 56

Peso molecular de MgO (g/mol) 40

Peso molecular de FeO (g/mol) 71.8

Área (km<sup>2</sup>) 191.7

Espesor (m) 2000



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.3.5 Zona 2: Nariño caracterización y potencial para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>

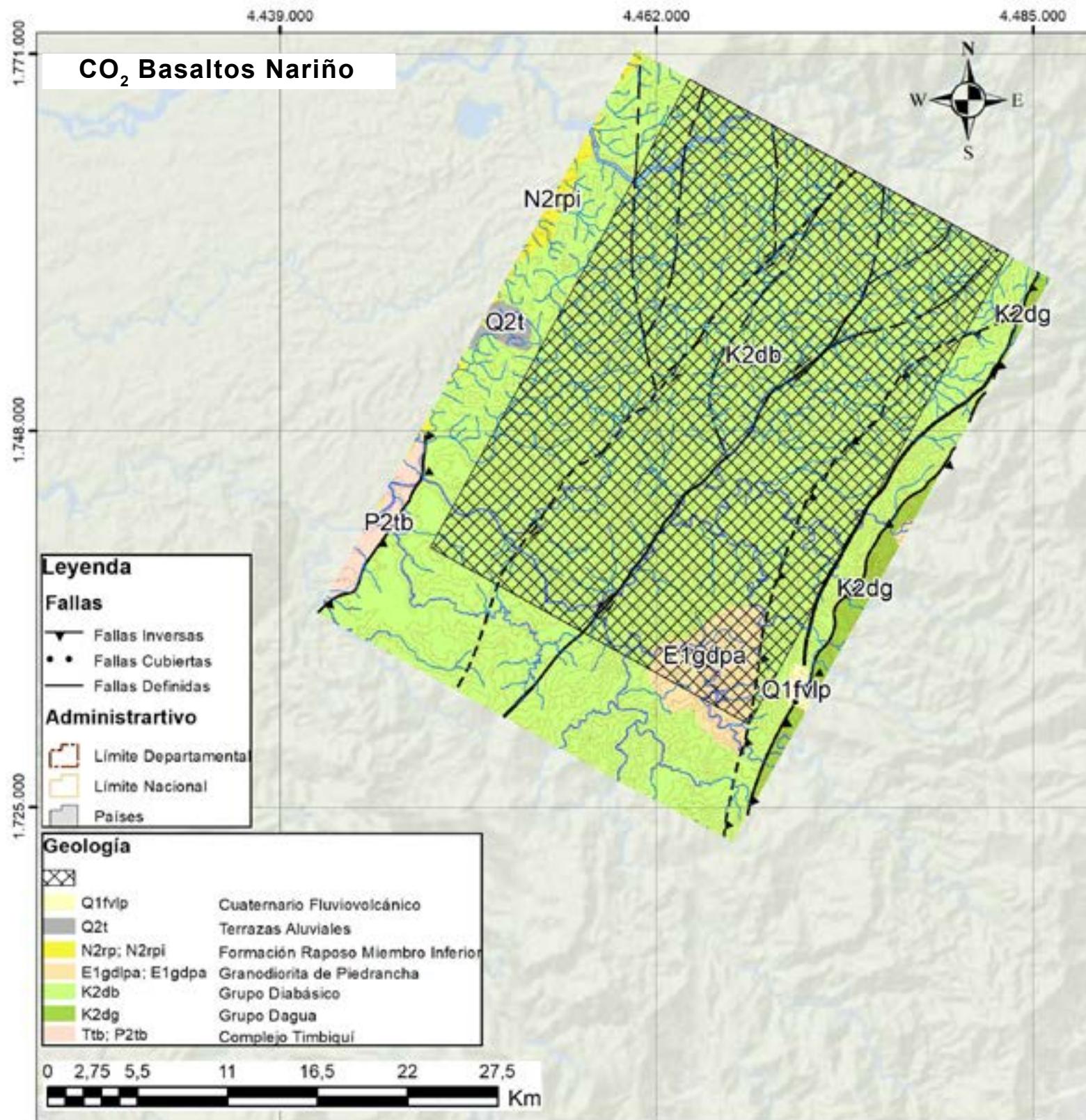


Figura 53. Mapa de ubicación y bloque diagrama del área con potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en basaltos en Nariño.

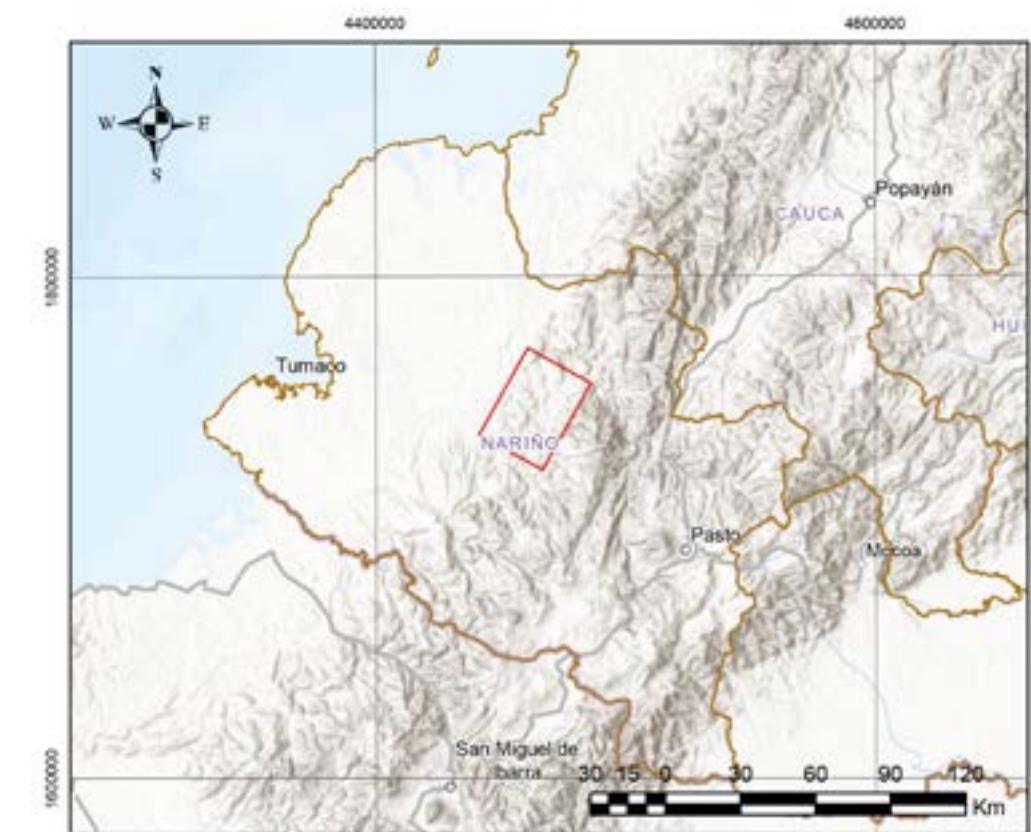


Figura 54. Mapa de ubicación del área con potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en mantos en basaltos en Nariño.

En el departamento de Nariño y la parte sur del departamento del Cauca (municipio Mercaderes) se reportan unidades basálticas de afinidad toleítica de edad cretácica. Estas unidades corresponden a lo que algunos autores denominan el Grupo Diabásico, compuesto por basaltos de color verde y aglomerados basálticos de color gris a gris verdoso. Aunque la unidad es predominantemente de origen volcánico, también contiene iodolitas de origen marino.

Las rocas del Grupo Diabásico presentan un enriquecimiento en tierras raras livianas hasta 15.15 veces el valor normal del condrito, mientras que las tierras raras pesadas tienen un enriquecimiento promedio de 8 veces. La proporción La/Yb(N) oscila entre 1.07 y 1.56, y la proporción La/Sm(N) entre 0.87 y 1.32, lo que indica que no hay un contraste pronunciado en el enriquecimiento de las tierras raras livianas respecto a las pesadas. Por esta razón, estas rocas se asocian con una fuente tipo MORB (ANH, 2012).

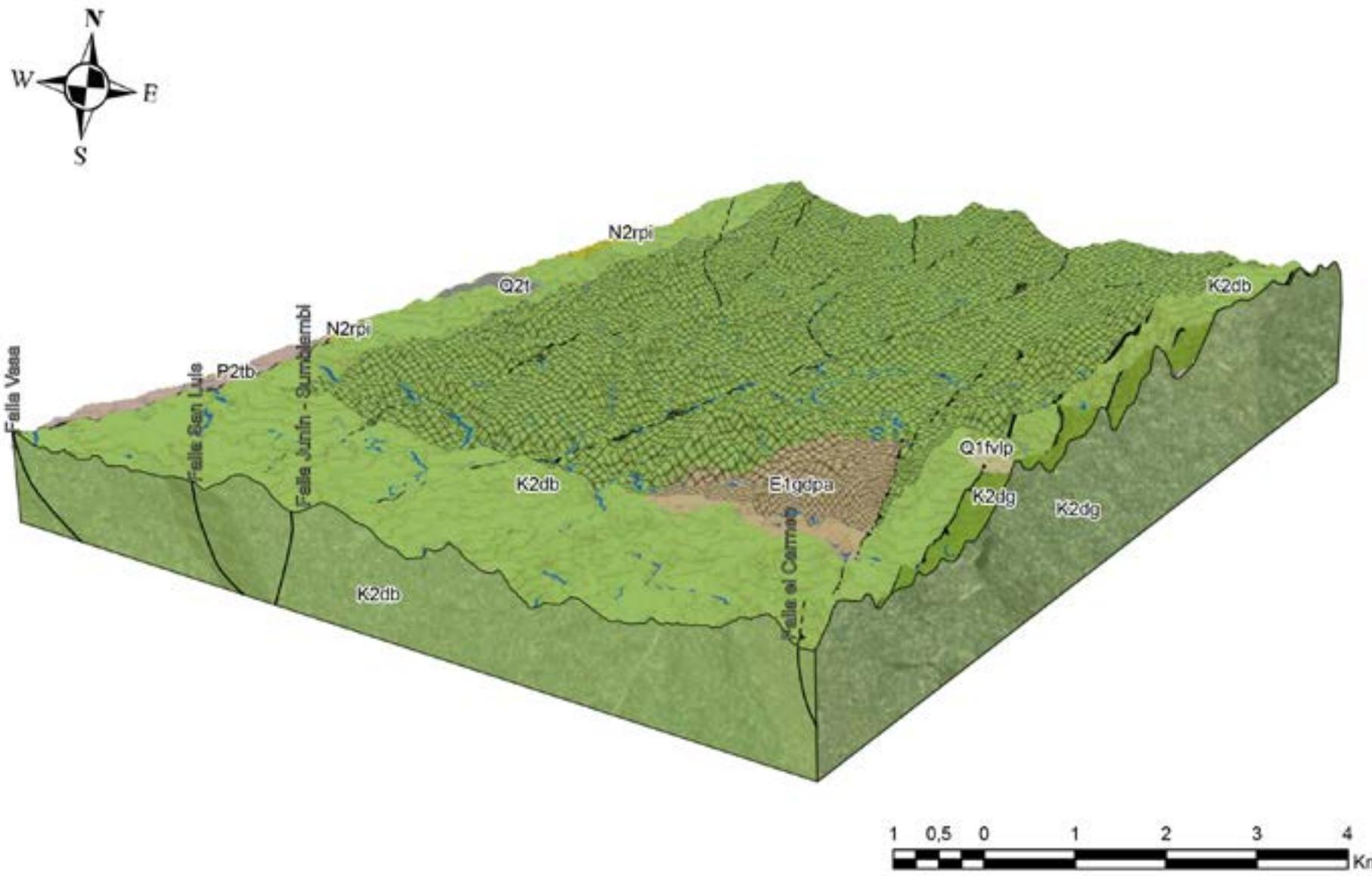


Figura 55. Bloquediagrama área de Nariño para almacenamiento de CO<sub>2</sub> en mantos en basaltos.

En la región de Mercaderes, el Grupo Diabásico se presenta como una zona montañosa con escarpes pronunciados y cañones profundos en forma de "V", lo que refleja un estado juvenil de desarrollo geomorfológico. El estilo estructural es principalmente compresivo, generando cabalgamientos con planos de falla hacia el oeste y una dirección noreste (NE)- suroeste (SW), acompañado por un sistema NW – sudeste (SE) transversal distensivo, el cual origina bloques tectónicos (Ingeominas, 2002).

En la zona de Nariño se seleccionó un polígono donde aflora en su totalidad el Grupo Diabásico (figura 54) con un área de 599 km<sup>2</sup> y una cota de 1.6 km con lo que se puede calcular un volumen de roca= 958.4 km<sup>3</sup>. Para el cálculo de capacidad teórica de almacenamiento se utiliza la ecuación 1 y los valores teóricos de porosidad en basaltos, peso molecular del CaO, MgO, FeO y densidad del CO<sub>2</sub>.

#### Parámetros

##### Nariño

Fracción en masa CaO en promedio (mol)	0.13
Fracción en masa de MgO en promedio	0.14
Fracción en masa FeO en promedio	0.12
Porosidad (teórica en fracción)	0.05
Densidad del Basalto (teórica t/m <sup>3</sup> )	2.8
Peso molecular del CO <sub>2</sub> (g/mol)	44
Peso molecular de CaO (g/mol)	56
Peso molecular de MgO (g/mol)	40
Peso molecular de FeO (g/mol)	71.8
Área (km <sup>2</sup> )	599
Espesor (m)	1600

$mCO_2$  = capacidad de teórica de almacenamiento por unidad de volumen de basalto (t/m<sup>3</sup>) =  $4.753 \times 10^{-4}$

$MCO_2$  = la capacidad mineral teórica de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en basaltos (Gt) = 428.80



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.3.6 Zona 3: Antioquia - caracterización y potencial para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>

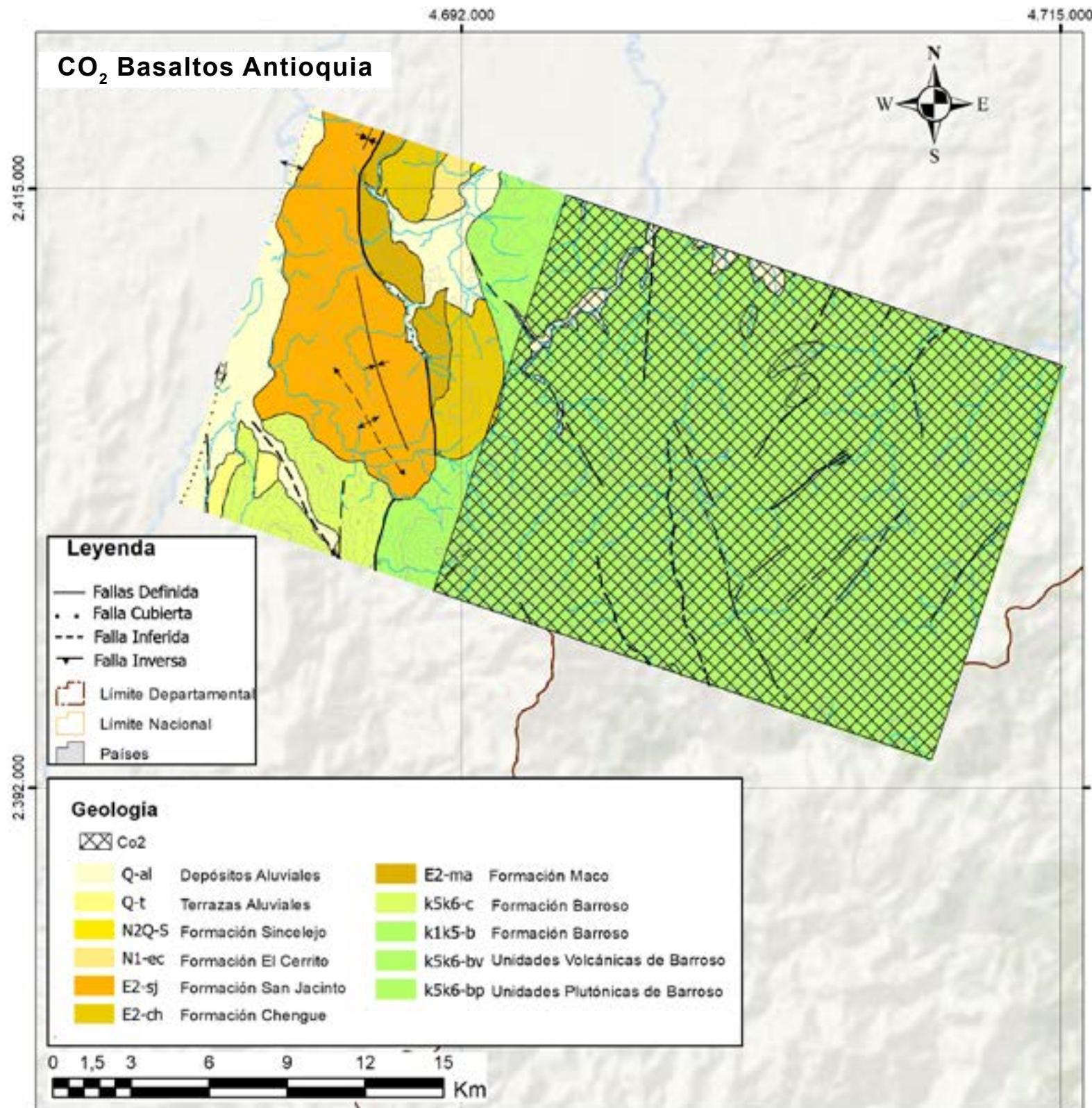


Figura 56. Mapa de ubicación y bloque diagrama para la zona de Antioquia.

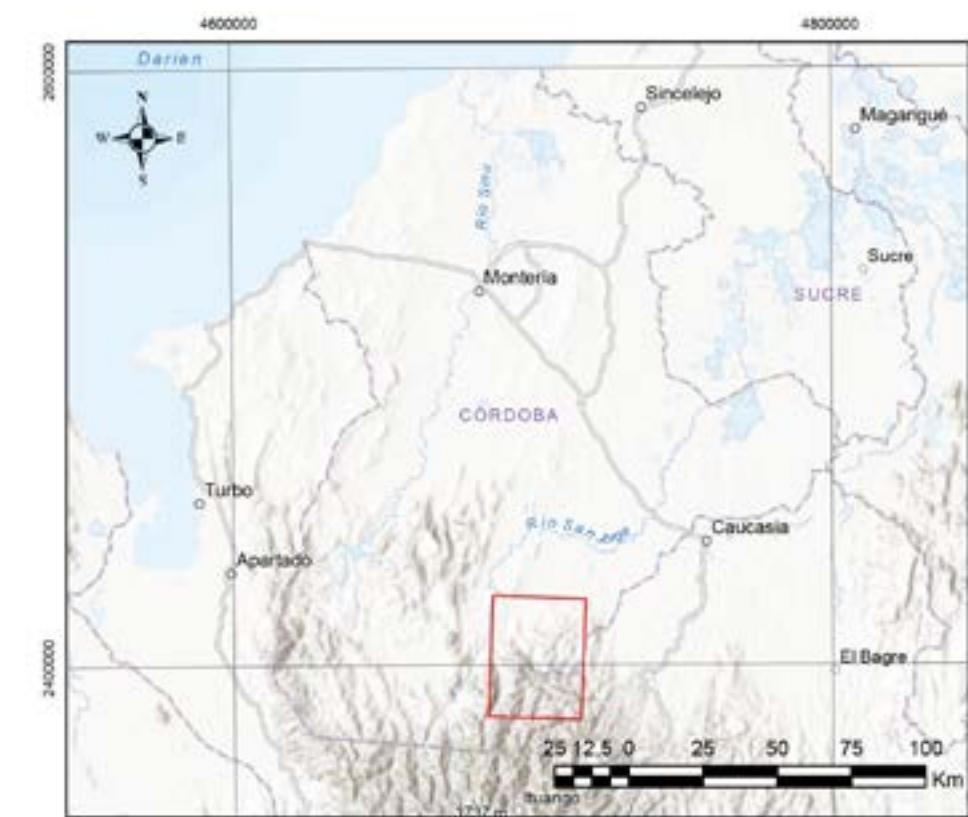


Figura 57. Mapa de ubicación de Antioquia.

Esta región comprende unidades aflorantes ubicadas en el flanco oriental de la Cordillera Occidental (margen izquierda del río Cauca) y abarca parte de los departamentos de Risaralda, Caldas y Antioquia. Los basaltos reportados en esta área pertenecen a la Formación Barroso.

En el departamento de Antioquia, la Formación Barroso aflora en el borde oriental del segmento norte de la Cordillera Occidental. Esta formación corresponde a una unidad volcanosedimentaria constituida por basaltos y andesitas con texturas porfídicas y amigdalares, junto a aglomerados, tobas y paquetes de sedimentitas marinas (Rodríguez et al., 2013).

En campo, los basaltos presentan texturas ofíticas, subofíticas, microcristalinas y amigdalares. En ocasiones, se observa la preservación de la estratificación en los flujos de pillow lavas. Estos basaltos presentan una matriz microlítica compuesta por plagioclasa albitizada y augita, con amigdalas llenas de zeolitas, cuarzo y calcita (Zapata et al., 2017).

## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

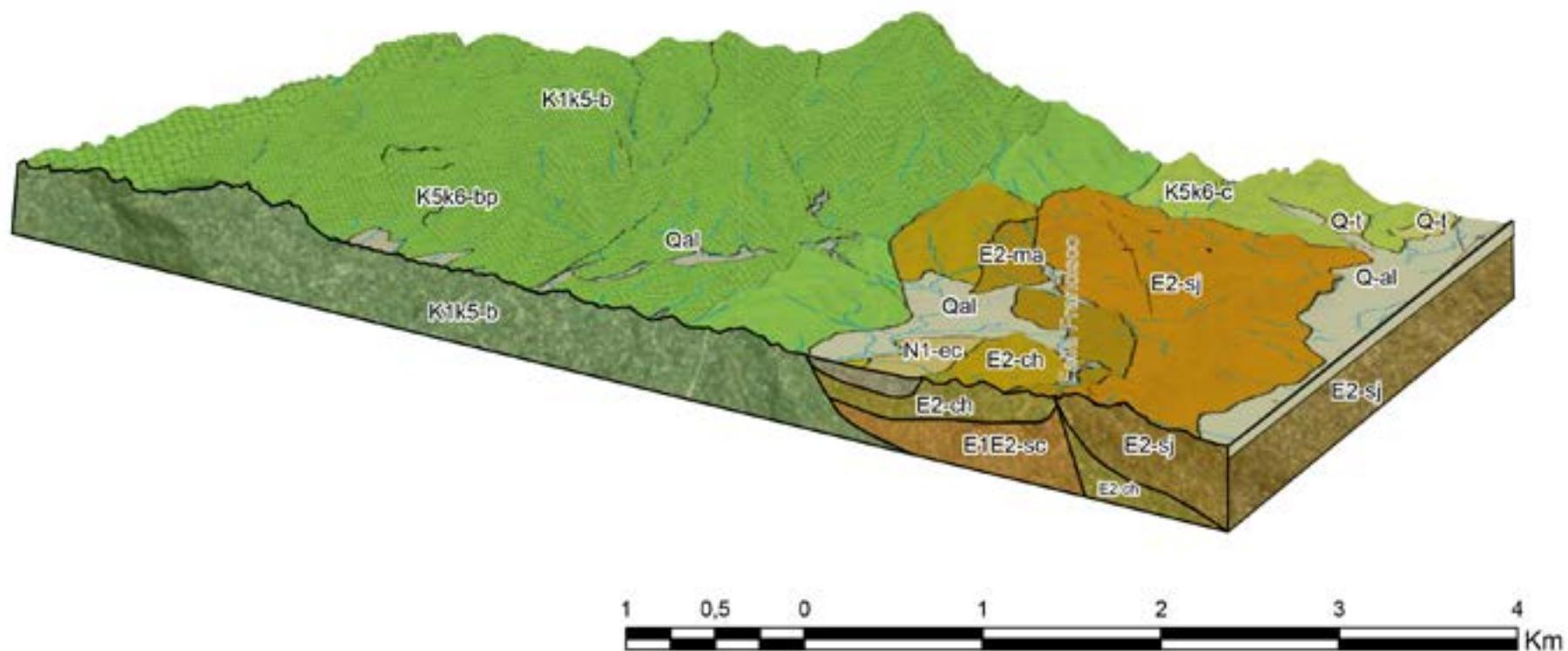


Figura 58. Bloquediagrama área de Antioquia para almacenamiento de CO<sub>2</sub> en mantos en basaltos.

Los análisis geoquímicos realizados por Zapata et al. (2017) para la Formación Barroso permiten observar valores considerables de óxidos de hierro, magnesio y calcio en rocas basálticas. Las relaciones Nb/Yb vs Th/Yb muestran que los basaltos presentan características típicas de E-MORB y se superponen en el campo del Plateau Colombia-Caribe. Esta afinidad geoquímica de E-MORB es correlacionable con otras rocas que conforman la Cordillera Occidental colombiana y ecuatorial, así como el Circum-Caribe, las cuales estarían asociadas a un ambiente de plateau oceánico.

Para la zona de Antioquia, se seleccionó un área donde aflora en su totalidad la Formación Barroso (Figura 57), con una extensión aproximada de 466 km<sup>2</sup> y una altura máxima de 2,2 km, lo que permite estimar un volumen de roca de 1025,2 km<sup>3</sup>.

Como en los bloques anteriores, utilizando los datos de geoquímica, área y espesor del cuerpo rocoso, se realizó el cálculo de capacidad teórica de almacenamiento empleando la Ecuación 1. Para este cálculo, se consideraron valores teóricos de porosidad en basaltos, el peso molecular del CaO, MgO, FeO y la densidad del CO<sub>2</sub>.

### Parámetros

#### Antioquia

Fracción en masa CaO en promedio (mol)	0.205
Fracción en masa de MgO en promedio	0.20
Fracción en masa FeO en promedio	0.129
Porosidad (teórica en fracción)	0.05
Densidad del Basalto (teórica t/m <sup>3</sup> )	2.8
Peso molecular del CO <sub>2</sub> (g/mol)	44
Peso molecular de CaO (g/mol)	56
Peso molecular de MgO (g/mol)	40
Peso molecular de FeO (g/mol)	71.8
Área (km <sup>2</sup> )	466
Espesor (m)	2208

$mCO_2$  = capacidad de teórica de almacenamiento por unidad de volumen de basalto (t/m<sup>3</sup>) =  $6.64 \times 10^{-4}$

$MCO_2$  = la capacidad mineral teórica de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en basaltos (Gt) = 649.37



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.4 Serpentinitas y Geotermia

#### 6.4.1 Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en serpentinitas

La búsqueda de serpentinitas en Colombia se fundamenta en los estudios e investigaciones realizados en Italia (Boschi et al., 2009) y España (Barrero, 2012), donde se establece como eje principal de investigación la geoquímica y mineralogía de las rocas ultramáficas de complejos ofiolíticos y serpentinitas resultantes de su meteорización. En Colombia, estos complejos se formaron principalmente durante el Mesozoico, un período marcado por importantes eventos tectónicos en la región.

La evaluación geológica de las áreas con presencia de serpentinitas asociadas a ofiolitas y rocas ultramáficas en Colombia se realizó con base en las unidades cronoestratigráficas definidas por el SGC en el mapa geológico de Colombia a escala 1:1.000.000, publicado en 2023. Se identificaron dos zonas con rocas ultramáficas serpentinizadas como candidatas para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>: Cauca y Antioquia. Estas zonas presentan una amplia extensión superficial y disponen de fáciles vías de acceso.

#### 6.4.2. Viabilidad de las zonas con serpentinitas

La capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en serpentinitas depende de diversos factores geológicos y químicos, entre los cuales destacan:

- **Minerales reactivos:** principalmente olivino y serpentina
- **Porosidad y permeabilidad de las rocas:** las serpentinitas suelen tener una permeabilidad baja a moderada. Sin embargo, las fracturas naturales en la roca y el uso de técnicas como la fracturación hidráulica podrían mejorar la permeabilidad
- **Condiciones ambientales:** presión, temperatura, disponibilidad de agua

La estimación de la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en estas rocas se basa en diversos factores clave, como la cantidad de mineral reactivo (principalmente olivino y serpentina), la densidad de la roca, la porosidad, la eficiencia del proceso de carbonatación y la extensión de la formación. Según Kelemen et al. (2008), estos factores permiten aplicar una fórmula para calcular la capacidad teórica de almacenamiento en serpentinitas.

Si bien, no existe una fórmula única estándar debido a la complejidad de los factores involucrados, se puede calcular una estimación aproximada de la capacidad de almacenamiento.

Ecuación:

$$Q = V \times \phi \times \rho_m \times \left( \frac{MCO_2}{M_m} \right) \times \eta$$

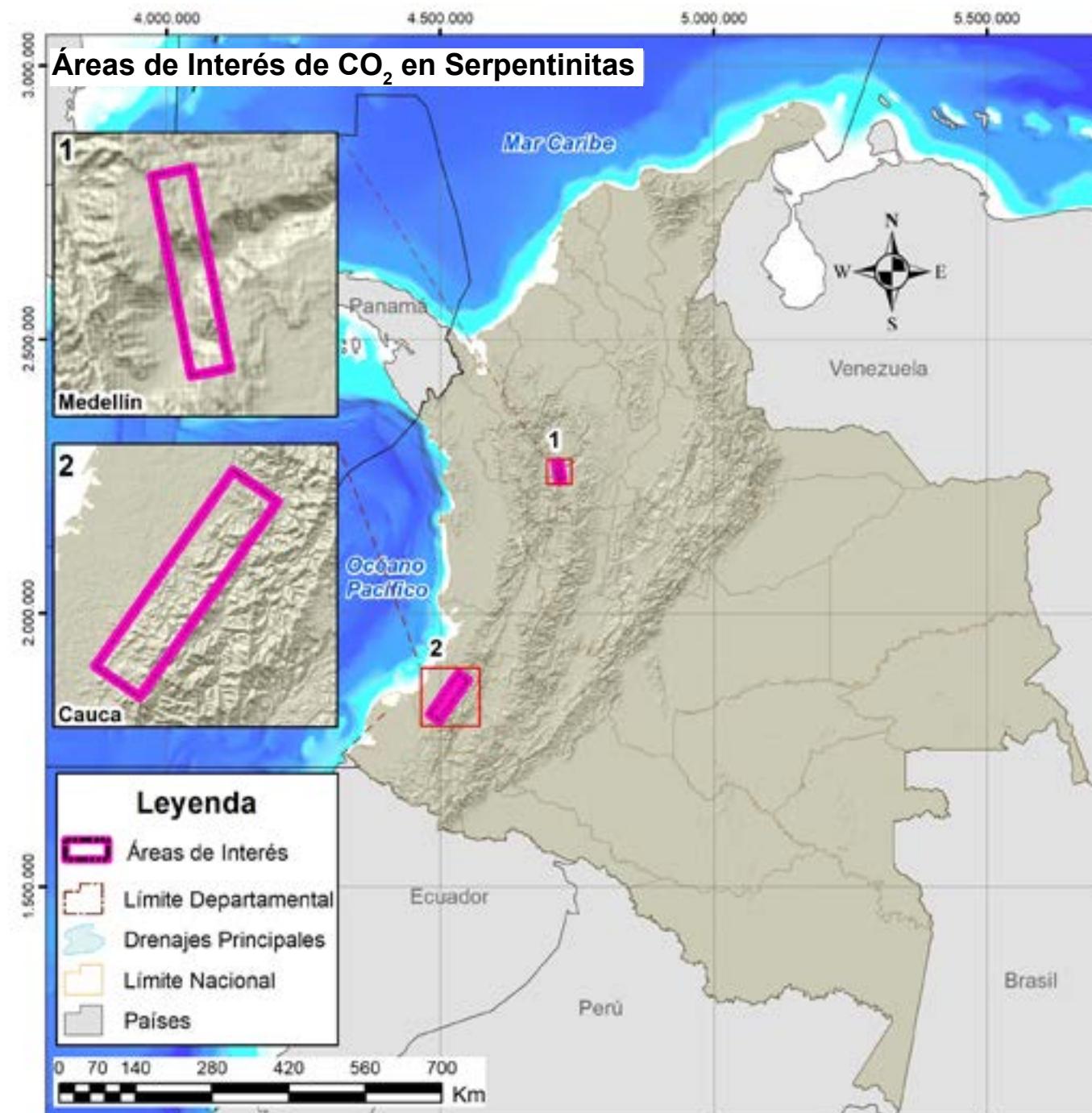


Figura 59. Mapa de ubicación del área con potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en serpentinita en Colombia.

Donde:

Q = Capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> (en toneladas).

V = Volumen de la formación de roca disponible para la inyección de CO<sub>2</sub> (en metros cúbicos, m<sup>3</sup>).

Ø = Porosidad de la formación (fracción, por ejemplo, 0.1 para un 10% de porosidad).

ρ<sub>m</sub> = Densidad de la roca (en toneladas por metro cúbico, t/m<sup>3</sup>).

MCO<sub>2</sub> = Masa molar del CO<sub>2</sub> (en gramos por mol, g/mol) ≈ 44.01 g/mol.

M<sub>m</sub> = Masa molar del mineral reactivo (por ejemplo, olivino, Mg<sub>2</sub>SiO<sub>4</sub>, con M<sub>m</sub>≈140 g/mol).

η = Eficiencia de la reacción de carbonatación (fracción, por ejemplo, entre 0.5 y 1.0, dependiendo de la velocidad y eficiencia de la mineralización).

### 6.4.2.1 Zona 1 Antioquia: caracterización y potencial para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>

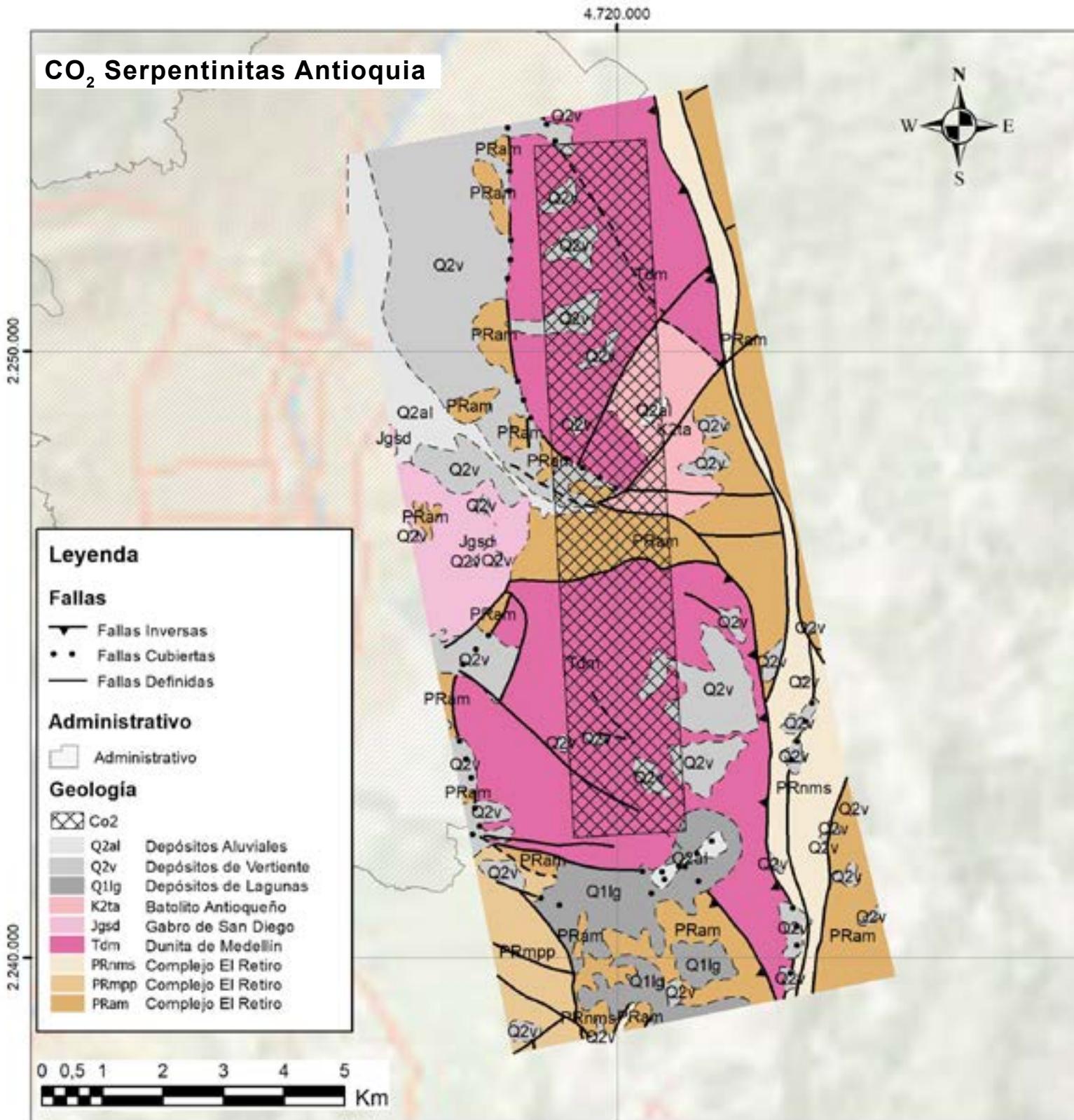


Figura 60. Mapa de ubicación y bloque diagrama del área con potencial almacenamiento de CO<sub>2</sub> en Medellín.

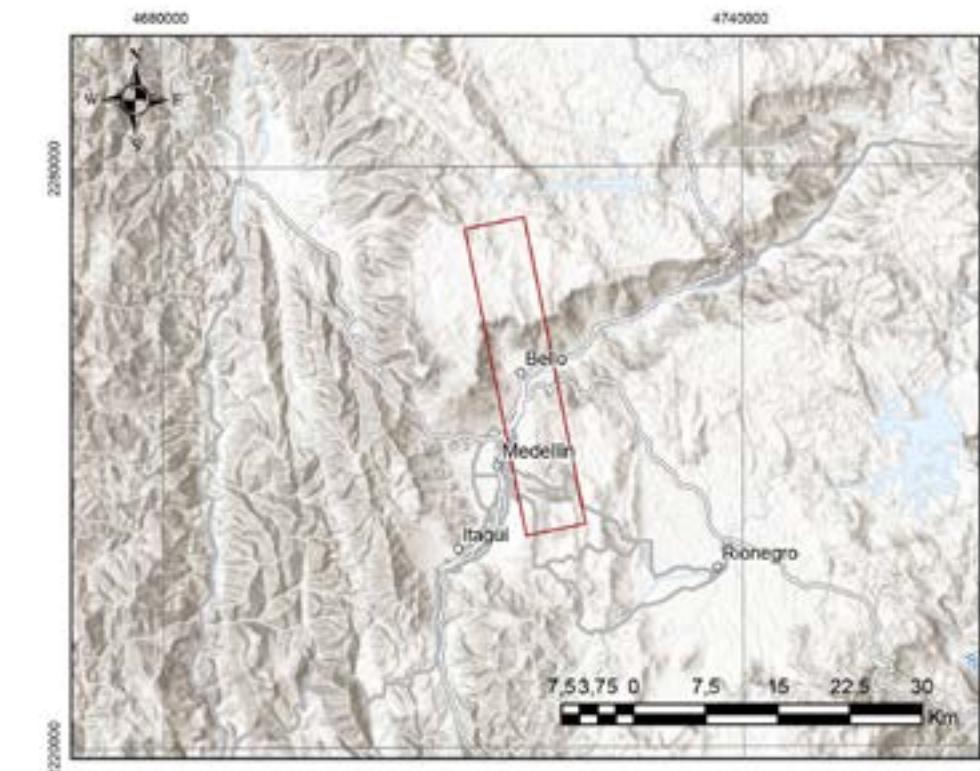


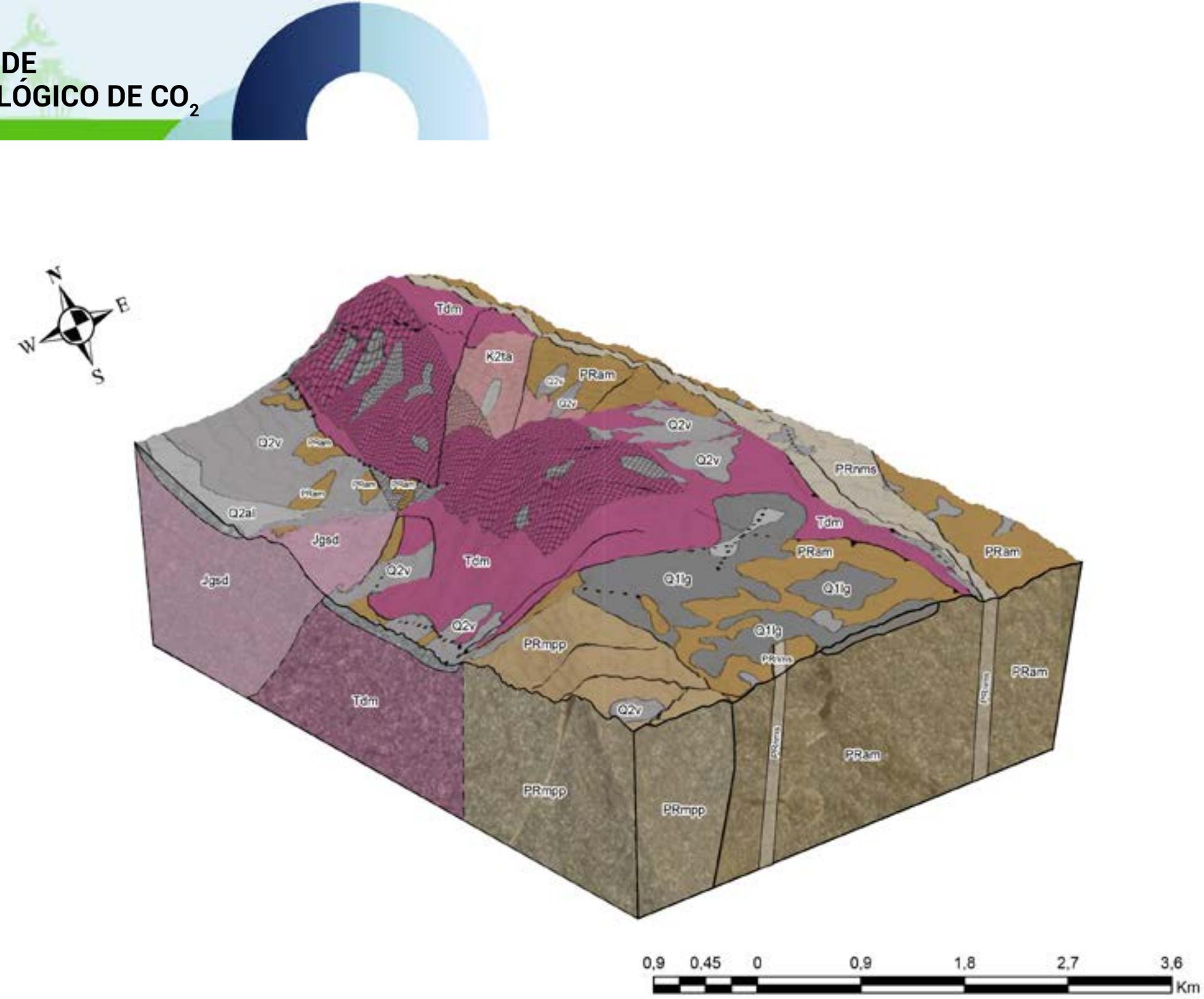
Figura 61. Mapa de ubicación del área con potencial almacenamiento de CO<sub>2</sub> en serpentinita en el área de Medellín.

Esta región corresponde a unidades aflorantes ubicadas en el flanco oriental de la Cordillera Occidental (margen izquierda del río Cauca) y el flanco occidental de la Cordillera Central, abarcando los departamentos de Caldas y Antioquia.

#### Dunita de Medellín

Es una roca maciza de color verde oliva, con una apariencia homogénea y textura finogranular. Está compuesta predominantemente por olivino, sin presencia de piroxenos, y presenta transformaciones variables hacia serpentina, anfíbol, talco, clorita y magnetita.

Los minerales de serpentina son el producto de la alteración de la roca, siendo la antigorita el mineral más común, con cantidades menores de lizardita y crisotilo (Rodríguez, 2005). Este cuerpo rocoso tiene una forma elongada con dirección NW y presenta una textura deformacional que transiciona hacia texturas en mosaico con cristales de olivino alargados. Esta estructura es más evidente a medida que avanza el proceso de serpentinización.



El cálculo de capacidad de almacenamiento de  $\text{CO}_2$  para la Dunita de Medellín se obtiene utilizando la ecuación:

## Parámetros

## Antioquia (Dunita de Medellín)

Area m <sup>2</sup>	21183200
Espesor m	750
V de la formación (m <sup>3</sup> )	1.58x10 <sup>10</sup>
Porosidad (teórica)	0.1
Densidad de la roca (t/m <sub>3</sub> )	2.7
MCO <sub>2</sub>	44
Mm	140
n	0.5
Q (ton)	670372428.6

La caracterización geoquímica de la Dunita de Medellín (Rodríguez, 2005) se realizó mediante análisis químicos de elementos mayores y algunas trazas. Las dunitas con menor grado de serpentinización presentan valores más altos de MgO, SiO<sub>2</sub> y CaO en comparación con las rocas sometidas a metamorfismo o con mayor grado de serpentinización. En contraste, los contenidos de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> son más bajos en estas dunitas.

Las rocas que contienen talco y clorita muestran valores más bajos de MgO y SiO<sub>2</sub>, mientras que el contenido de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> aumenta, sin variaciones significativas en el CaO. Estas rocas, particularmente las que contienen talco, se formaron debido a procesos metasomáticos que introdujeron SiO<sub>2</sub> a partir de las serpentinitas y dunitas serpentinizadas.

Figura 62. Bloque diagrama de la Dunita de Medellín

La Dunita de Medellín es una unidad geológica que no aflora de manera continua (figura 62). Se encuentra fragmentada en tres cuerpos principales (Rodríguez, 2005):

- **Sur:** se extiende desde el municipio de Envigado hasta la quebrada Santa Elena, con una longitud aproximada de 10 km y un ancho promedio de 4,5 km.
  - **Centro:** comprende el área desde la quebrada Santa Elena hasta el río Medellín, con una longitud de 11 km y un ancho promedio de 2,5 km.
  - **Norte:** abarca desde el municipio de Bello hasta las cercanías de San Pedro, en la plancha 146 Medellín Occidental.

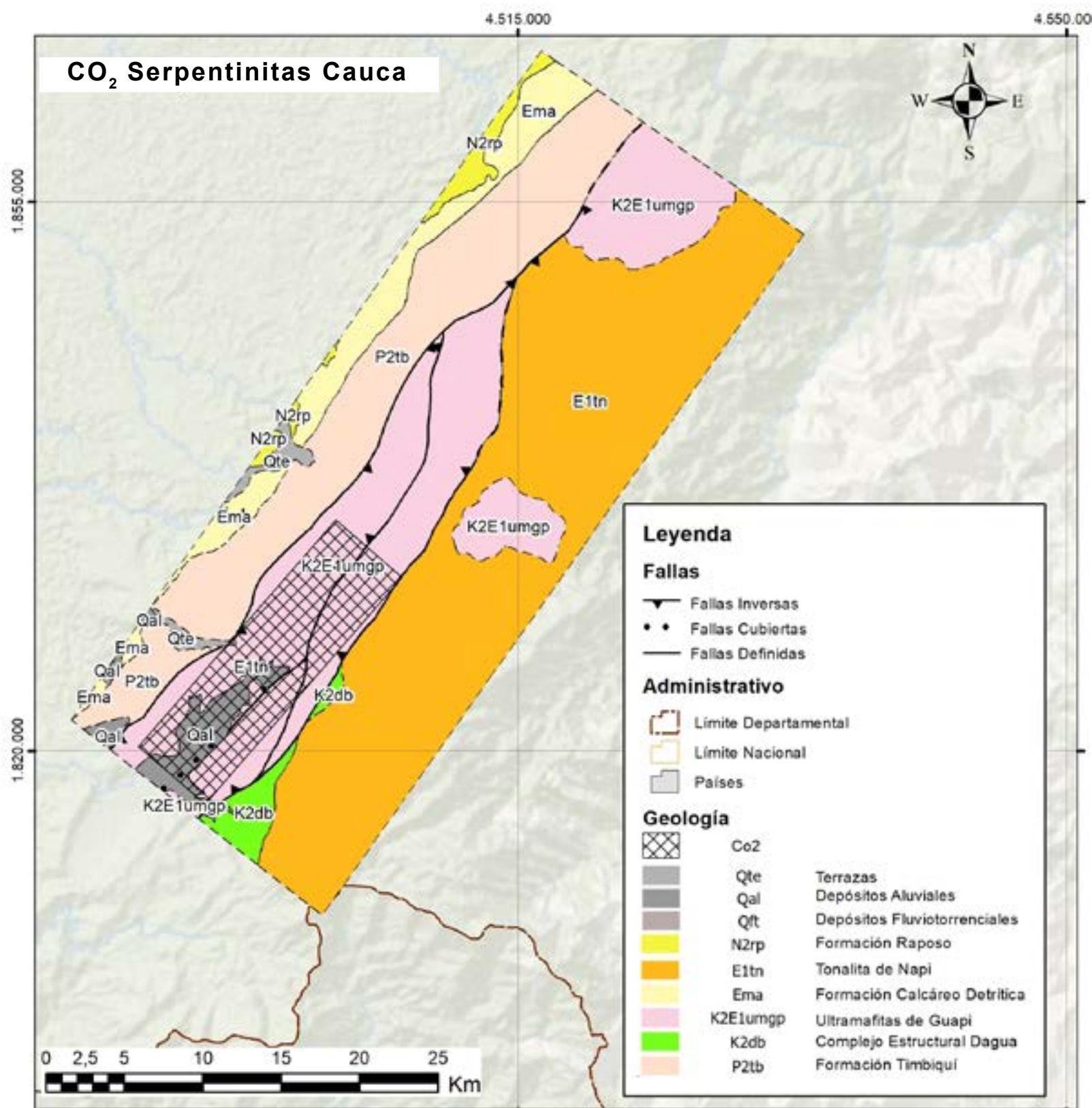
6.4.2.2 Zona 2: Cauca - caracterización y potencial para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Figura 63. Mapa de ubicación y bloque diagrama para la zona de Cauca (Complejo ultramáfico de Guapi). Nota. La zona sombreada es el área utilizada para el cálculo de capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

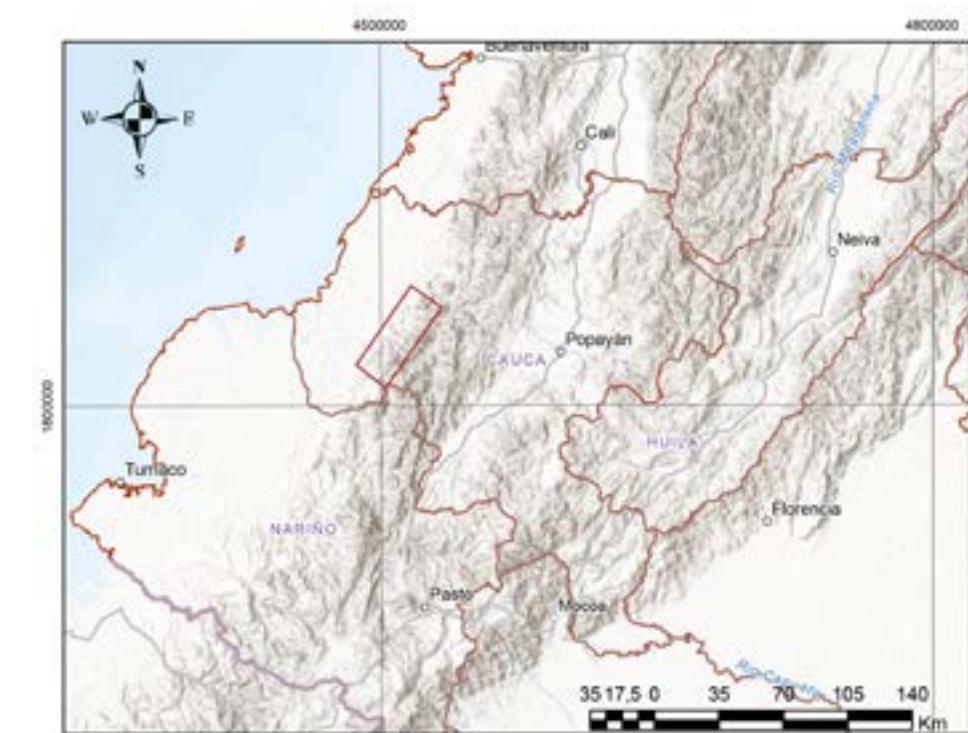


Figura 64. Mapa de ubicación del área con potencial almacenamiento de CO<sub>2</sub> en serpentinita en Cauca.

Los afloramientos de rocas ultramáficas se encuentran localizados en la parte centro-oriental del departamento de Nariño. El Complejo Ultramáfico de Guapí es un cuerpo que aflora en el flanco occidental de la Cordillera Occidental, en las partes altas del río Guapí y sus afluentes, los ríos Pilpe y Napi (Barbosa, 2003).

Las rocas ultramáficas y máficas, altamente cizalladas, corresponden a bloques "flotantes" compuestos de serpentinitas, horblenditas y peridotitas muy meteorizadas. Además, se encuentran rocas de color gris verdoso pálido, ricas en tremolita-actinolita y, ocasionalmente, antigorita. Los bloques frescos no deformados de tipo cúmulus, como las harzburgitas de grano medio y basaltos de grano fino, se observan a lo largo del "bloque flotante" ultramáfico tectonizado (Barbosa, 2003).

Microscópicamente, las rocas ultramáficas corresponden a dunitas, dunitas serpentinizadas y harzburgitas (ANH, 2014). En las dunitas serpentinizadas, el mineral de serpentina predominante es la antigorita, que se desarrolla como seudomorfa del olivino.

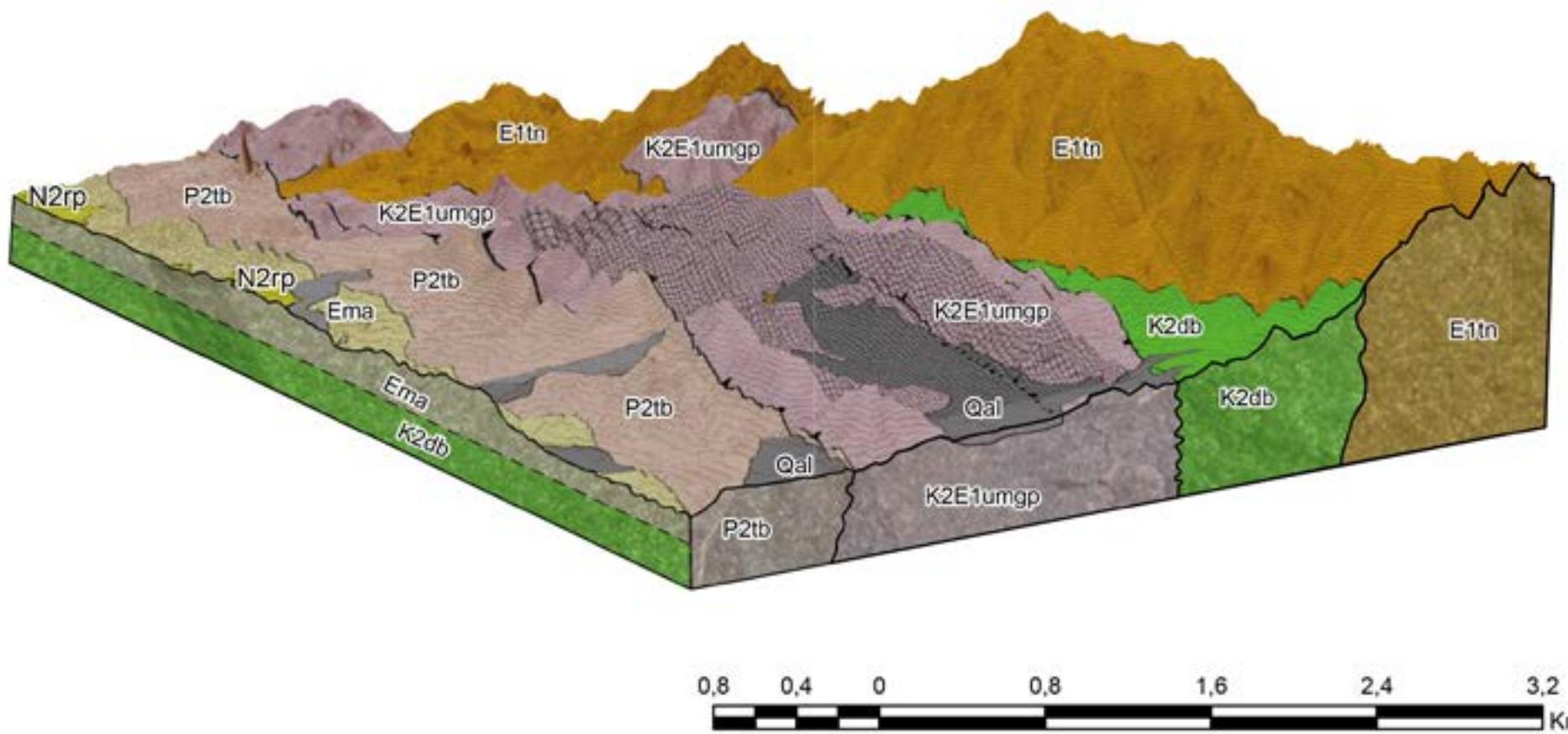


Figura 65. Bloque diagrama para la zona de Cauca (Complejo ultramáfico de Guapi).

Esta se forma a lo largo de fracturas y bordes de los cristales originales, dejando éstos como islas. Localmente, se desarrolla crisotilo a lo largo de fracturas reticuladas, con un crecimiento fibroso corto perpendicular a éstas. El crisotilo es incoloro y presenta una birrefringencia baja, con colores de interferencia grises de primer orden bajo.

Las Ultramáficas de Guapí son cuerpos alargados de rocas ultramáficas emplazados tectónicamente, que forman parte del basamento de la Cordillera Occidental. Estas unidades tienen un rumbo aproximado noreste (NE) y una longitud de 45 km, conformando una franja de vertientes montañosas (ANH, 2014).

El Complejo Ultramáfico de Guapí se extiende desde el extremo sur del departamento del Cauca como un cuerpo elongado y delgado con dirección NE. Su área aproximada es de 145,766 km<sup>2</sup> (figura 65). Este complejo está espacialmente asociado, al este, con el cuerpo intrusivo tonalítico de Napi. Localmente, está delimitado al oeste por rocas volcánicas básicas a intermedias de la Formación Timbiquí y al este por la Falla Piedramadura, que lo separa de metasedimentitas del Complejo Estructural Dagua y de rocas volcánicas básicas oceánicas del Grupo Diabásico (ANH, 2014).

Dado que este complejo forma parte del basamento de la Cordillera Occidental, se puede inferir que su profundidad podría alcanzar escalas de decenas de kilómetros.

El cálculo de la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> para la Ultramáfica de Guapí se obtiene utilizando la ecuación .

#### Parámetros

##### Cauca (Guapi)

Area m2	107299000
Espesor m	1685
mV de la formación (m <sup>3</sup> )	1.81x10 <sup>12</sup>
Porosidad (teórica)	0.1
Densidad de la roca (t/m <sup>3</sup> )	2.7
MCO <sub>2</sub>	44
Mm	140
n	0.5
Q (ton)	7.67x10 <sup>10</sup>



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.4.3 CO<sub>2</sub> en zonas geotérmicas de Colombia

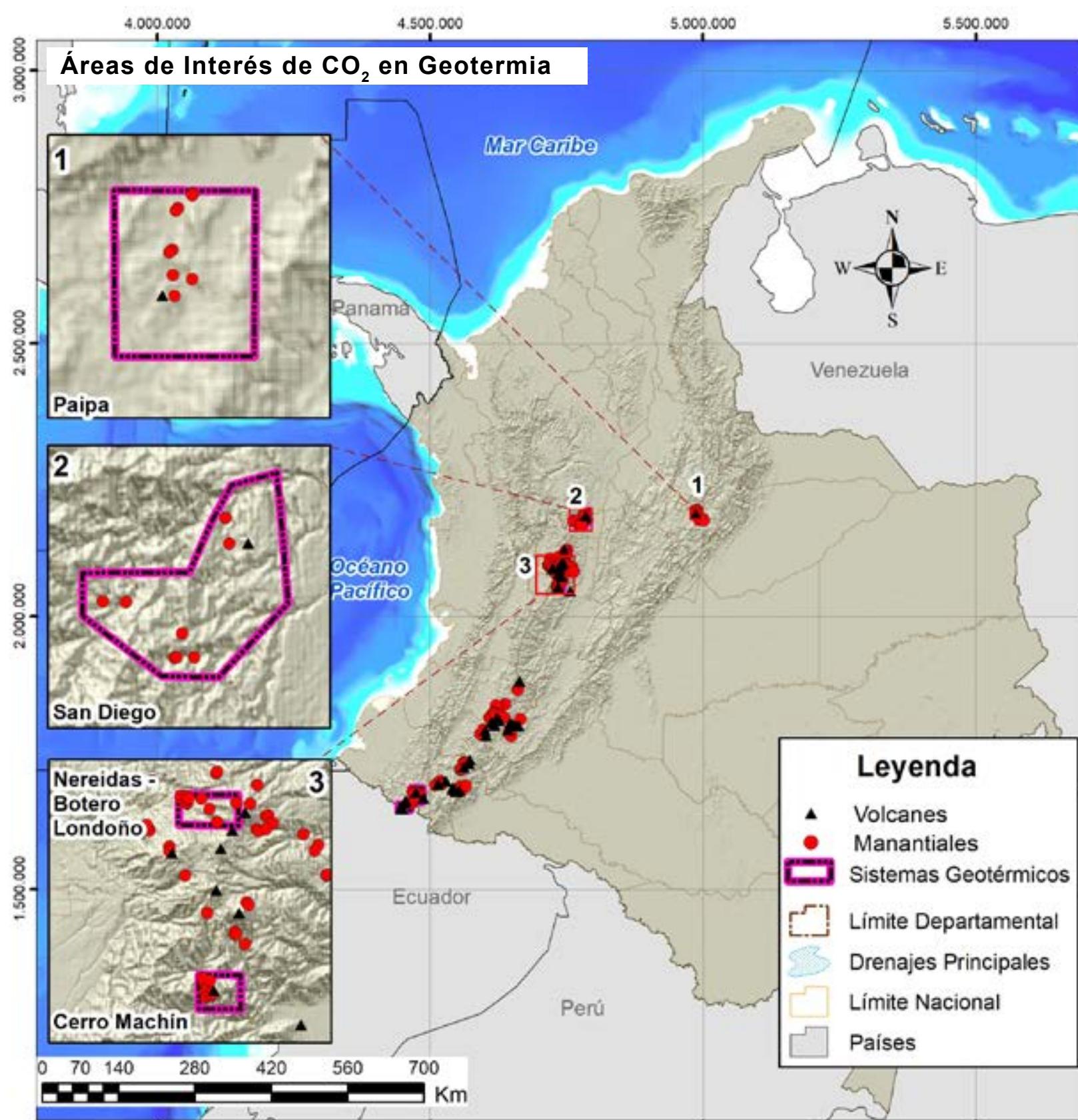


Figura 66. Mapa de ubicación del área con potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en reservorios geotermales de Colombia.

El presente trabajo adaptó el uso de CO<sub>2</sub> como fluido conductor de calor en sistemas geotérmicos, una tecnología inicialmente propuesta en Japón. Se determinó que el CO<sub>2</sub> debe estar en estado supercrítico, lo que implica inyectarlo desde una profundidad de 800 m por debajo de la superficie. Este criterio constituye el primer y más importante para evaluar los sistemas donde se desee implementar esta tecnología.

Para calcular la cantidad de CO<sub>2</sub> inyectable en cada sistema, se adoptó la ecuación de Calhoun (1982), que estima el volumen de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos, junto con el factor de eficiencia de almacenamiento de CO<sub>2</sub> definido por Bachu (2008). Los percentiles utilizados fueron P10 (1,86%), P50 (2,7%) y P90 (6%), aplicados a reservorios clásticos.

Se seleccionaron cuatro de los 21 sistemas geotérmicos volcánicos definidos por el SGC en Alfaro et al. (2020), priorizando aquellos que contaban con un modelo geotérmico conceptual y proximidad a fuentes de emisión de CO<sub>2</sub>. Los sistemas evaluados fueron Paipa, San Diego, Cerro Machín y Nereidas-Botero Londoño. La evaluación consideró los siguientes parámetros para la inyección de CO<sub>2</sub>:

- Espesor del reservorio geotérmico (debajo de los 800 m).
- Área del reservorio.
- Porosidad.
- Sello y pH (como criterios secundarios).

Estos sistemas se ubican en las siguientes regiones:

- Cordillera Central: bloque Paipa y Bloque San Diego.
- Cerro Bravo-Cerro Machín: área comprendida según el trabajo de Alfaro et al. (2020).

Los cálculos presentados representan una primera aproximación para determinar la cantidad de CO<sub>2</sub> inyectable en estos sistemas geotérmicos. Estos valores podrán ser refinados a medida que se calibren los modelos conceptuales.

## 6.4.3.1 Área geotérmica del Cerro Machín

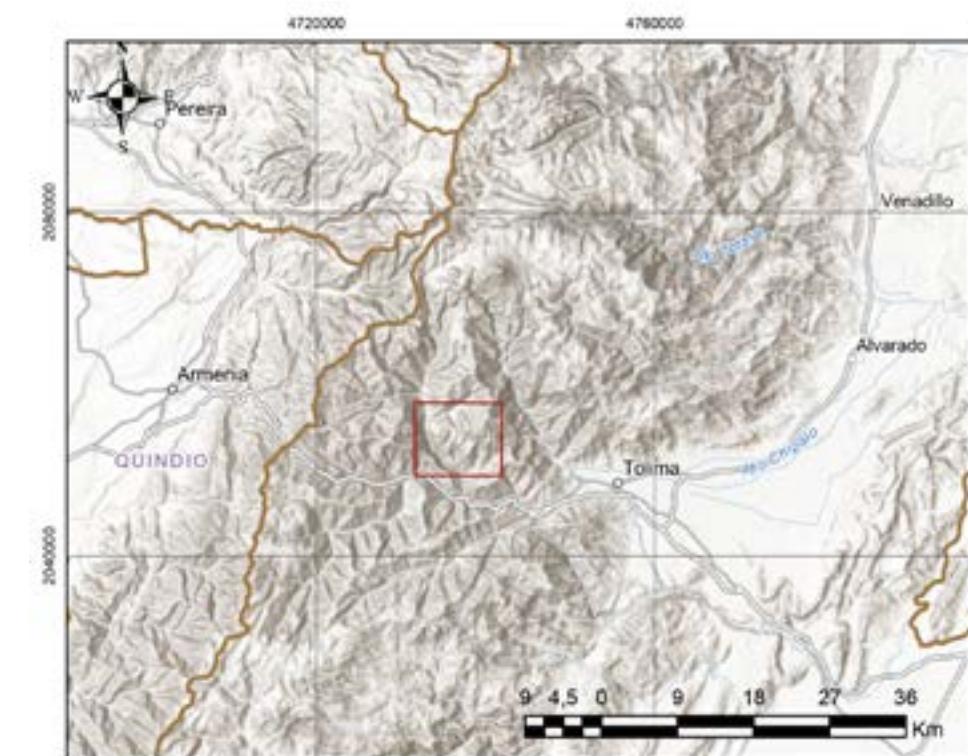
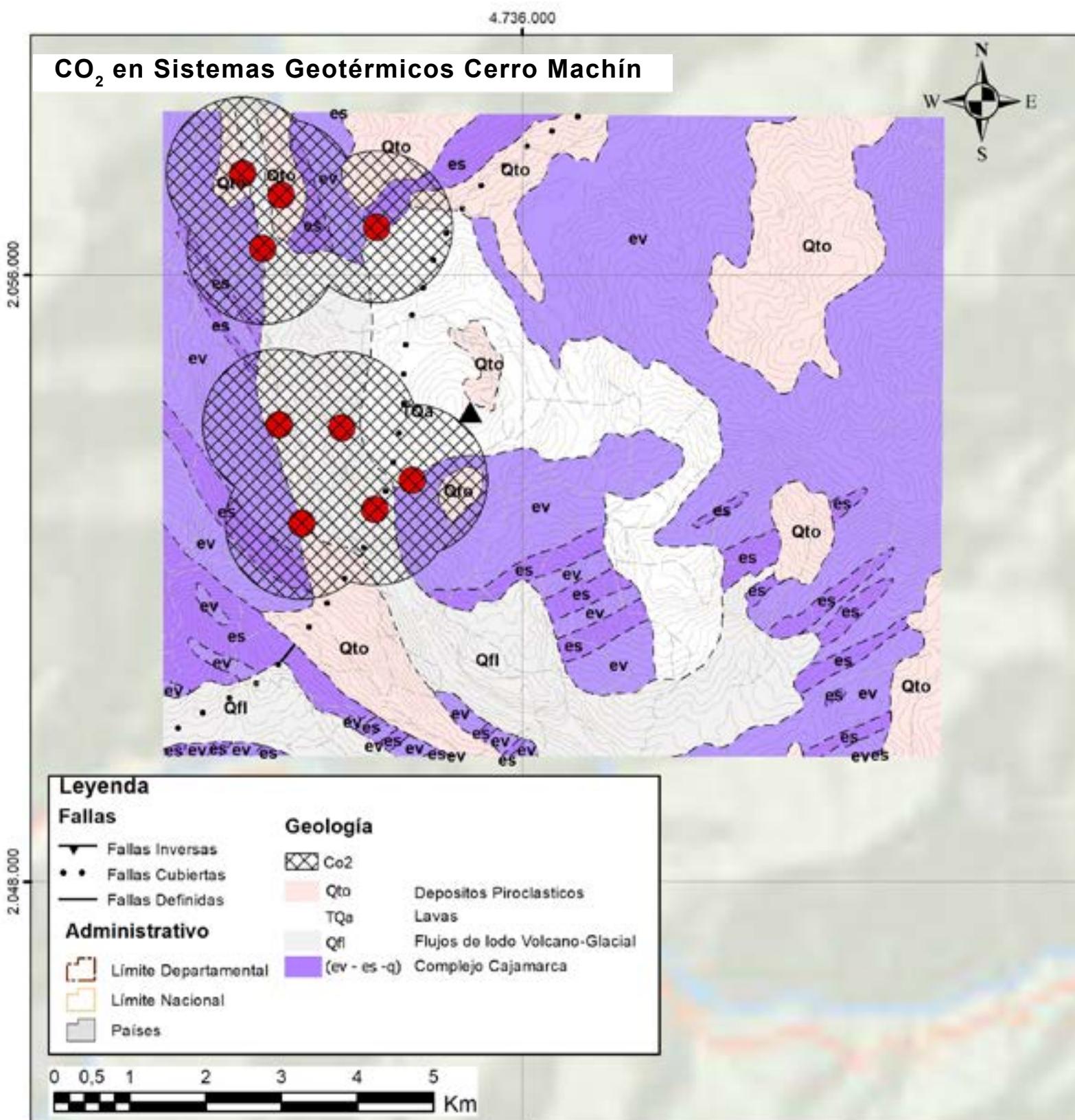


Figura 68. Mapa de ubicación del área con potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en reservorios geotérmicos en Cerro Machín.

El área geotérmica del Cerro Machín se encuentra ubicada al noroccidente del departamento del Tolima, cerca de Cajamarca y los corregimientos de Toche y Tapias de Ibagué. En esta región se identifican 14 manantiales termales agrupados en dos zonas:

- **Zona Norte:** cerca al corregimiento de Toche, asociados al río Toche y la quebrada San Juan.
- **Zona Sur:** cerca al cráter del volcán y la quebrada Aguacaliente.

En la zona norte predominan las aguas bicarbonatadas cárnicas, mientras que en la zona sur destacan las aguas bicarbonatadas-cloruradas sódicas. Los valores de pH son neutros, variando entre 6,17 y 8,30. La conductividad eléctrica oscila entre 1100 y 3233 µS/cm, y las temperaturas varían de 32 a 94 °C. Las termales del sur emergen del Complejo Metamórfico de Cajamarca, mientras que las del norte están relacionadas con los depósitos del río Toche y materiales volcánicos (Alfaro et al., 2020).

Figura 67. Mapa geológico del área geotermal de Cerro Machín. Nota. Los puntos rojos identifican manantiales hidrotermales. Las áreas remarcadas determinan las áreas de impacto del reservorio geotérmico.



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

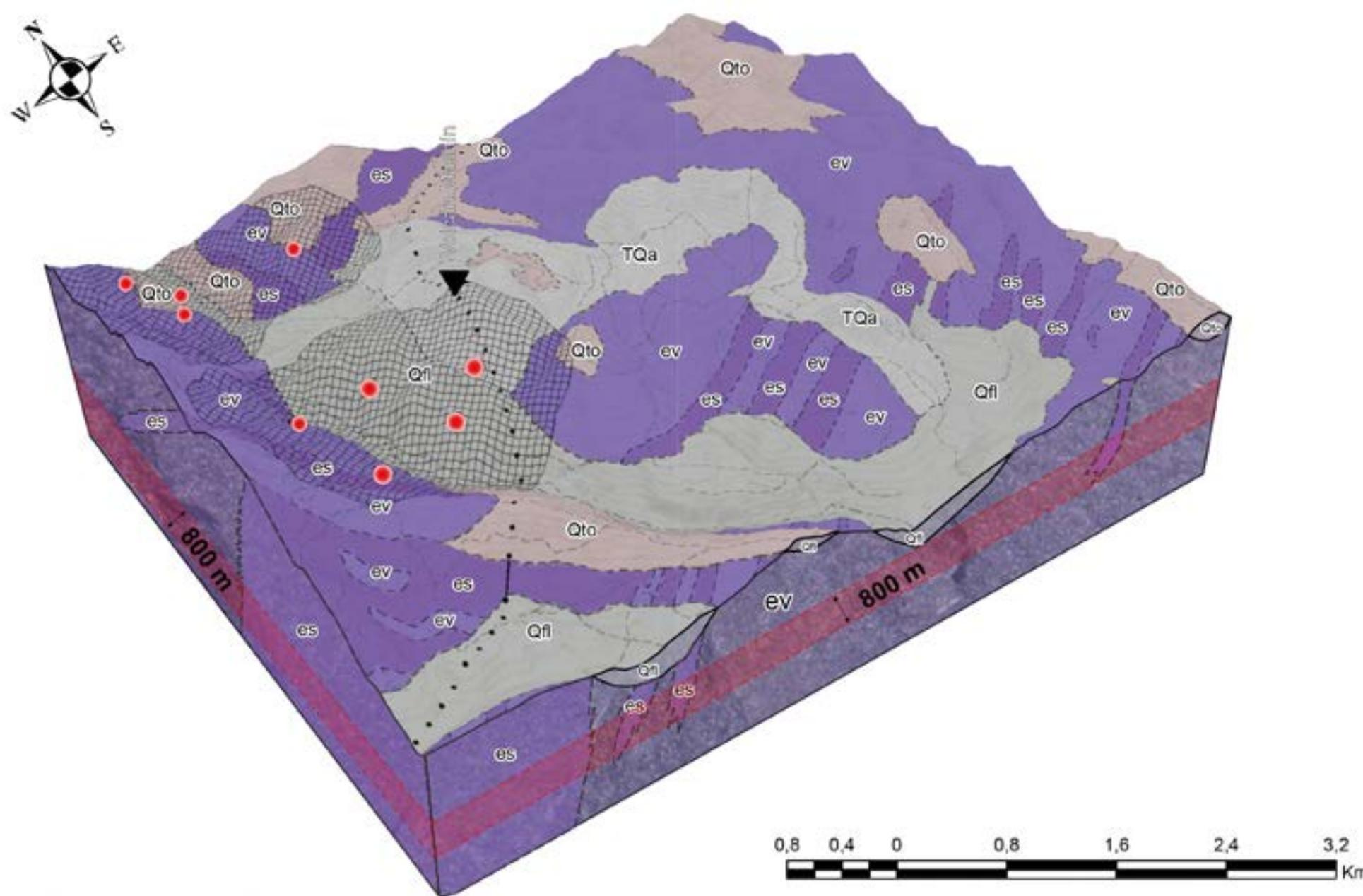


Figura 69. Bloque diagrama geológico del área geotérmico de Cerro machin.

El Complejo Metamórfico de Cajamarca constituye el basamento geológico de la región, superpuesto por depósitos piroclásticos cuaternarios. La estructura más destacada es la Falla Cajamarca, con orientación noreste (NE).

Según Cerpa (2017), la fuente de calor de este sistema geotérmico está relacionada con un magma joven en la Cordillera Central, controlado por la subducción de las placas de Nazca y Sudamericana. El reservorio potencial sería el Complejo Cajamarca (Mosquera et al., 1982), a una profundidad estimada de 1,5 km (Alfaro et al., 2020); las capas volcánicas inferiores (Geoconsul, 1992); o los flujos de lava recientes con permeabilidad secundaria (Cerpa, 2018).

Rojas et al. (2014) proponen una recarga mixta para los manantiales termales, compuesta por aguas provenientes del río Toche y aguas lluvias que se percolan y se calientan por gradiente geotérmico. Además, se reportan aguas de origen endógeno asociadas al volcán Cerro Machín.

El cálculo del CO<sub>2</sub> inyectable consideró la ecuación:

$$GCO_2 = A \cdot h \cdot \Phi \cdot \rho \cdot E$$

- Área (A): se determinó como la suma de las áreas esperadas de los clústeres norte y sur del trabajo de Alfaro et al. (2020), resultando en un total de 13,1 km<sup>2</sup>.
- Espesor (h): según los perfiles del bloque diagrama, se estimó un espesor aproximado de 700 m para el reservorio del Complejo Cajamarca por debajo de los 800 m de profundidad.
- Densidad (ρ): La densidad del CO<sub>2</sub> a 800 m de profundidad es de aproximadamente 750 kg/m<sup>3</sup>, según el CIEMAT (2006).
- Porosidad (Φ): se consideró un 10% de porosidad secundaria, basado en la naturaleza y diagénesis del basamento.
- Factor de Eficiencia (E): se aplicaron los percentiles definidos por Bachu (2008) para reservorios clásticos:
  - P10 = 1,86%
  - P50 = 2,7%
  - P90 = 6%

El volumen de CO<sub>2</sub> inyectable estimado para el sistema geotérmico fue:

- P10: 12.792.150 toneladas de CO<sub>2</sub>.
- P50: 18.569.250 toneladas de CO<sub>2</sub>.
- P90: 41.265.000 toneladas de CO<sub>2</sub>.

## Paipa 6.4.3.2 Área geotérmica de Paipa

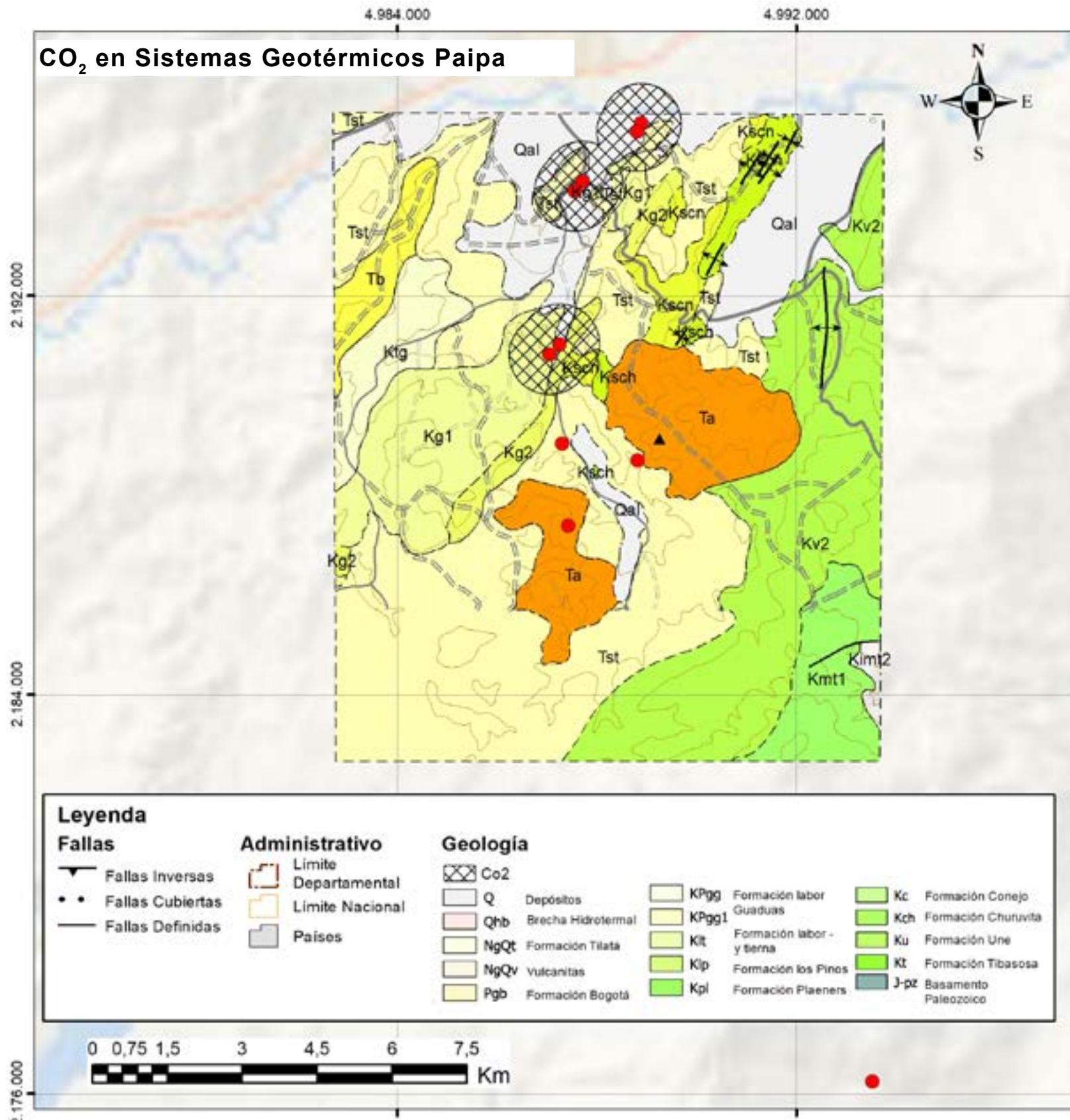


Figura 70. Mapa geológico del área geotermal de Paipa. Nota. Los puntos rojos identifican los manantiales hidrotermales y las áreas remarcadas determinan las áreas de impacto del reservorio geotérmico.

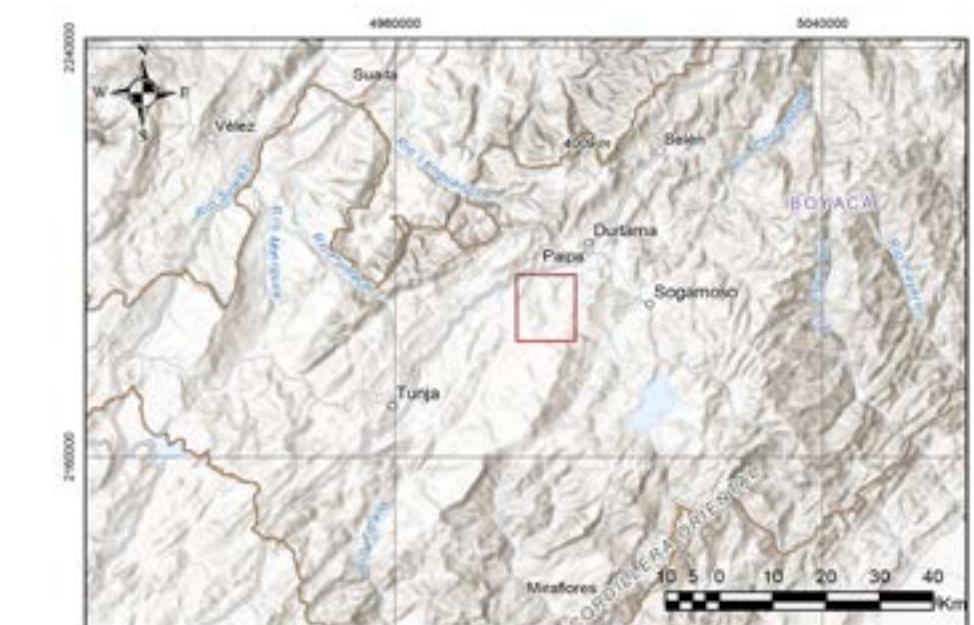


Figura 71. Mapa de ubicación del área con potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en reservorios geotermales en Paipa.

Se localiza al sur del municipio homónimo, en el departamento de Boyacá. Los 14 manantiales termales se agrupan en cuatro clústeres principales:

- **Clúster 1:** Ubicado al norte, incluye nueve manantiales de los sectores ITP-Lanceros, con temperaturas entre 21 °C y 74 °C.
- **Clúster 2:** Situado en el sector La Playa, con temperaturas entre 50 °C y 76 °C.
- **Clúster 3:** Conformado por dos manantiales con temperaturas de 21 °C y 23 °C.
- **Clúster 4:** Localizado en la quebrada Oilitas, incluye un manantial con temperatura de 23 °C.

Geológicamente, predominan las formaciones sedimentarias cretácicas Tibasosa, Une, Conejo, Plaeners Los Pinos, Labor y Tierra, así como las cenozoicas Guaduas, Bogotá y Tilatá. También se encuentran vulcanitas del volcán de Paipa, depósitos aluviales y una brecha hidrotermal cuaternaria (Velandia, 2003; Cepeda y Pardo, 2004). El basamento está compuesto por el Macizo de Floresta, sedimentitas de las formaciones Cuche, Floresta y Tíbet, intrusiones ígneas paleozoicas y rocas ígneometamórficas jurásico-paleozoicas.

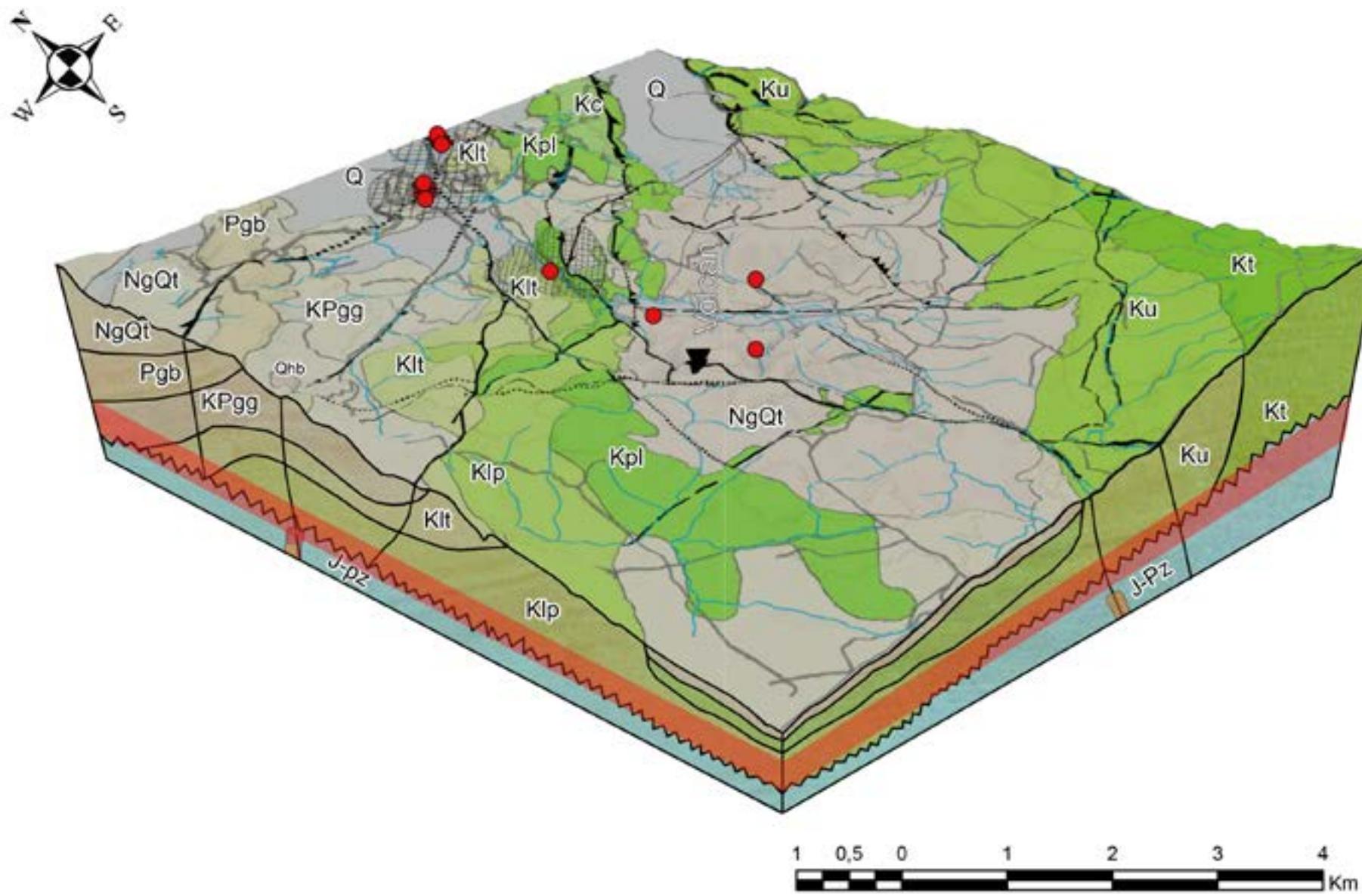


Figura 72. Bloque diagrama geológico del área geotérmico de Paipa.

Las posibles fuentes de calor incluyen:

1. Calor residual del magmatismo reciente, con una edad aproximada de 1 Ma.
2. Calor radiogénico asociado a intrusiones ígneas.
3. Gradiante geotérmico, que eleva las temperaturas de las infiltraciones a profundidades de al menos 2 km, alcanzando hasta 76 °C (Alfaro et al., 2017).

Los reservorios potenciales corresponden a las formaciones Une, Tibasosa, Cuche y Tíbet, así como al basamento sedimentario e ígneometamórfico (Velandia y Cepeda, 2004). La recarga hídrica se localiza al sur y sureste (Anticlinal Tibasosa), a través de afloramientos de la Formación Une (Alfaro et al., 2017).

El sello del sistema estaría constituido por arcillolitas y depósitos volcánicos que cubren gran parte del área geotérmica (Alfaro et al., 2017).

El cálculo del CO<sub>2</sub> inyectable consideró la ecuación:

$$GCO_2 = A \cdot h \cdot \Phi \cdot \rho \cdot E$$

Donde:

- A: Área del reservorio.
- h: Espesor de las unidades reservorio.
- $\Phi$ : Porosidad efectiva.
- $\rho$ : Densidad del CO<sub>2</sub> a profundidad.
- E: Factor de eficiencia de almacenamiento.

Para determinar el área (A) de 7,3 km<sup>2</sup>, se consideraron las áreas esperadas de Alfaro et al. (2020), sumando los clústeres 1 y 2 y excluyendo los clústeres 3 y 4 debido a sus bajas temperaturas.

Dado que se requiere mantener una profundidad mínima de 800 m desde la superficie topográfica, se analizaron los perfiles del bloque diagrama. En estos, se identificó que las unidades reservorio del basamento sedimentario y metamórfico presentan un espesor (h) de 700 m hasta el contacto con los intrusivos, los cuales son la fuente de calor (determinados mediante estudios geofísicos y sísmicos).

La densidad ( $\rho$ ) del CO<sub>2</sub> a 800 m de profundidad se estimó en aproximadamente 750 kg/m<sup>3</sup>, según CIE-MAT (2006). Debido a la naturaleza del basamento, se consideró una porosidad secundaria ( $\Phi$ ) del 10%.

El factor de eficiencia (E) del almacenamiento de CO<sub>2</sub> se estimó según los percentiles reportados por Bachu (2008) para reservorios clásticos:

- P10: 1,86%.
- P50: 2,7%.
- P90: 6%.

Con estos parámetros, el volumen de CO<sub>2</sub> inyectable en el sistema se calculó como:

- P10: 7'128.450 toneladas de CO<sub>2</sub>.
- P50: 10'347.750 toneladas de CO<sub>2</sub>.
- P90: 22'995.000 toneladas de CO<sub>2</sub>.



## 6. SITIOS CON POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO<sub>2</sub>

### 6.4.3.3 Zonas Geotérmicas – San Diego

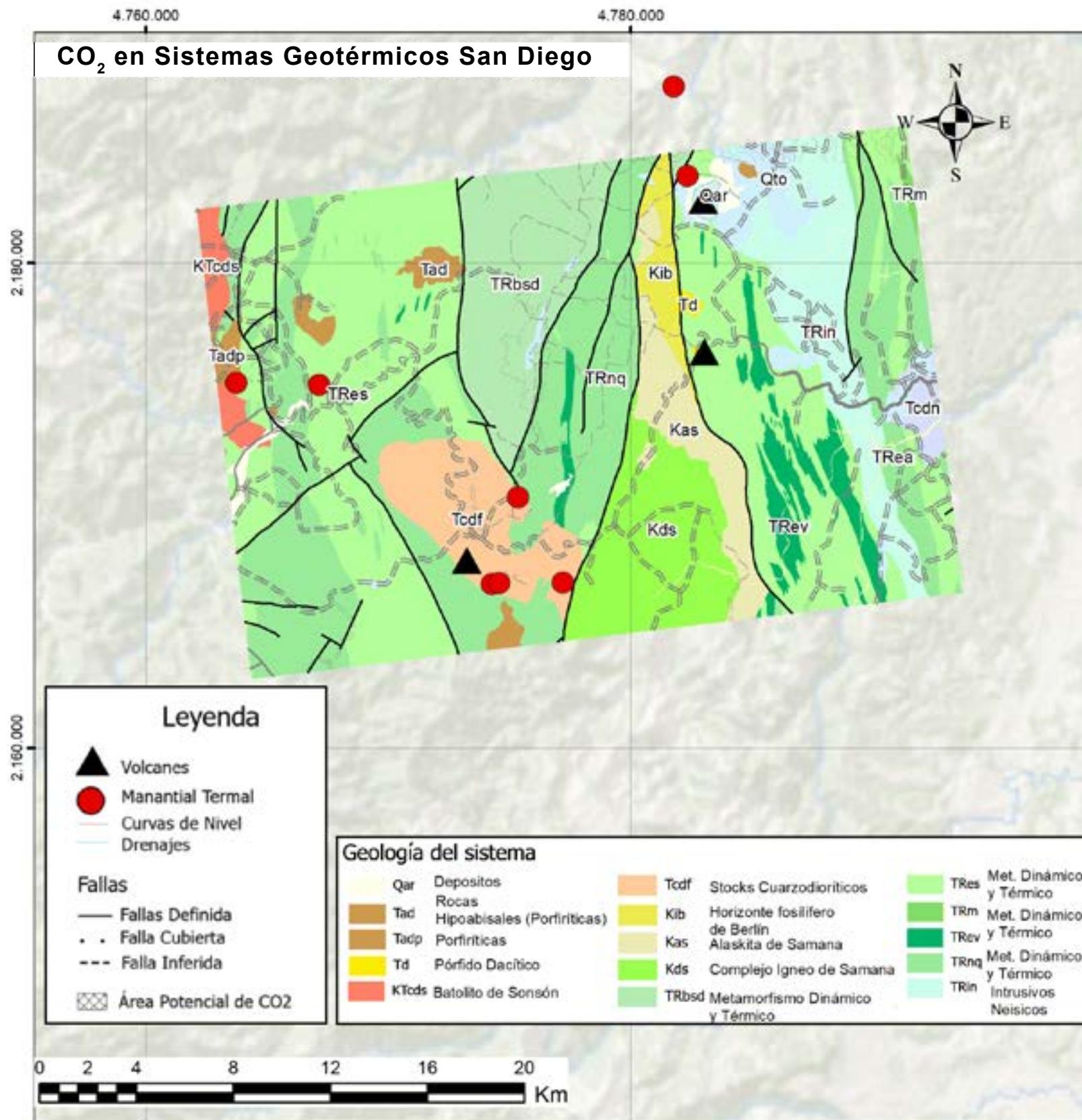


Figura 73. Mapa geológico del área geotermal de San Diego. Nota. Los puntos rojos identifican los manantiales hidrotermales y las áreas remarcadas determinan las áreas de impacto del reservorio geotérmico.

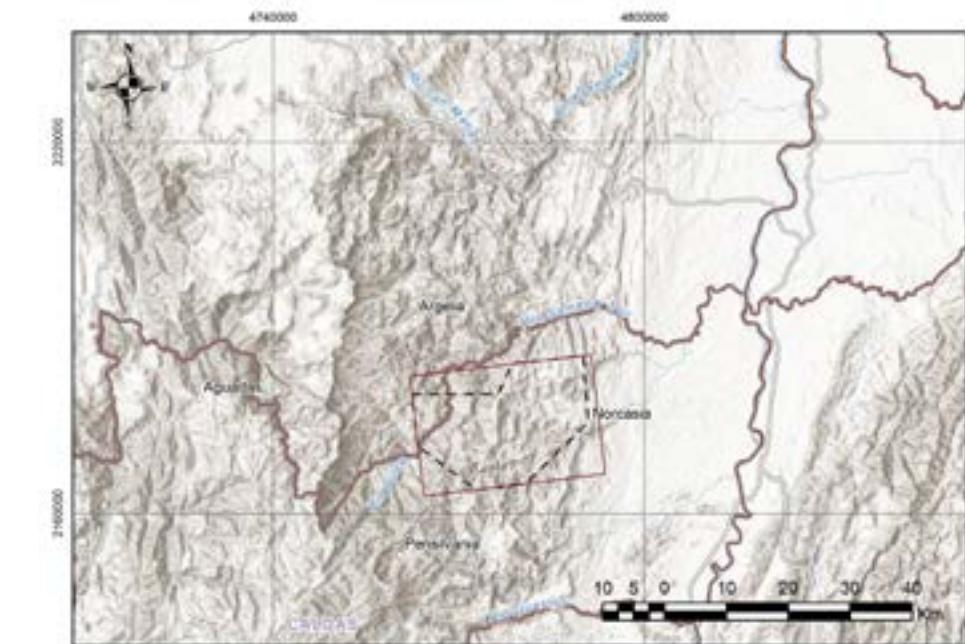


Figura 74. Mapa de ubicación del área geotermal de San Diego.

El área geotérmica de San Diego se encuentra localizada entre los municipios de Samaná y Norcasia, al norte del departamento de Caldas, y al sur de Antioquia, en el municipio de Nariño. Esta región cuenta con 15 manantiales termales distribuidos en tres sectores principales:

1. NE: Maar de San Diego.
2. Sur: Volcán El Escondido de Florencia.
3. Occidente: Intrusión ígnea de Puente Linda (o El Espíritu Santo).

Estos manantiales presentan características distintivas, como pH neutro (6,1 a 6,7), alta conductividad eléctrica (2000 a 12.500  $\mu$ S/cm) y temperaturas que oscilan entre 32 y 44 °C. Según Alfaro et al. (2020), cada sector muestra un tipo químico específico de agua:

- Bicarbonatada sódica en el Maar de San Diego.
- Clorurada sódica en el Volcán El Escondido.
- Clorurada-bicarbonatada sódica en Puente Linda.

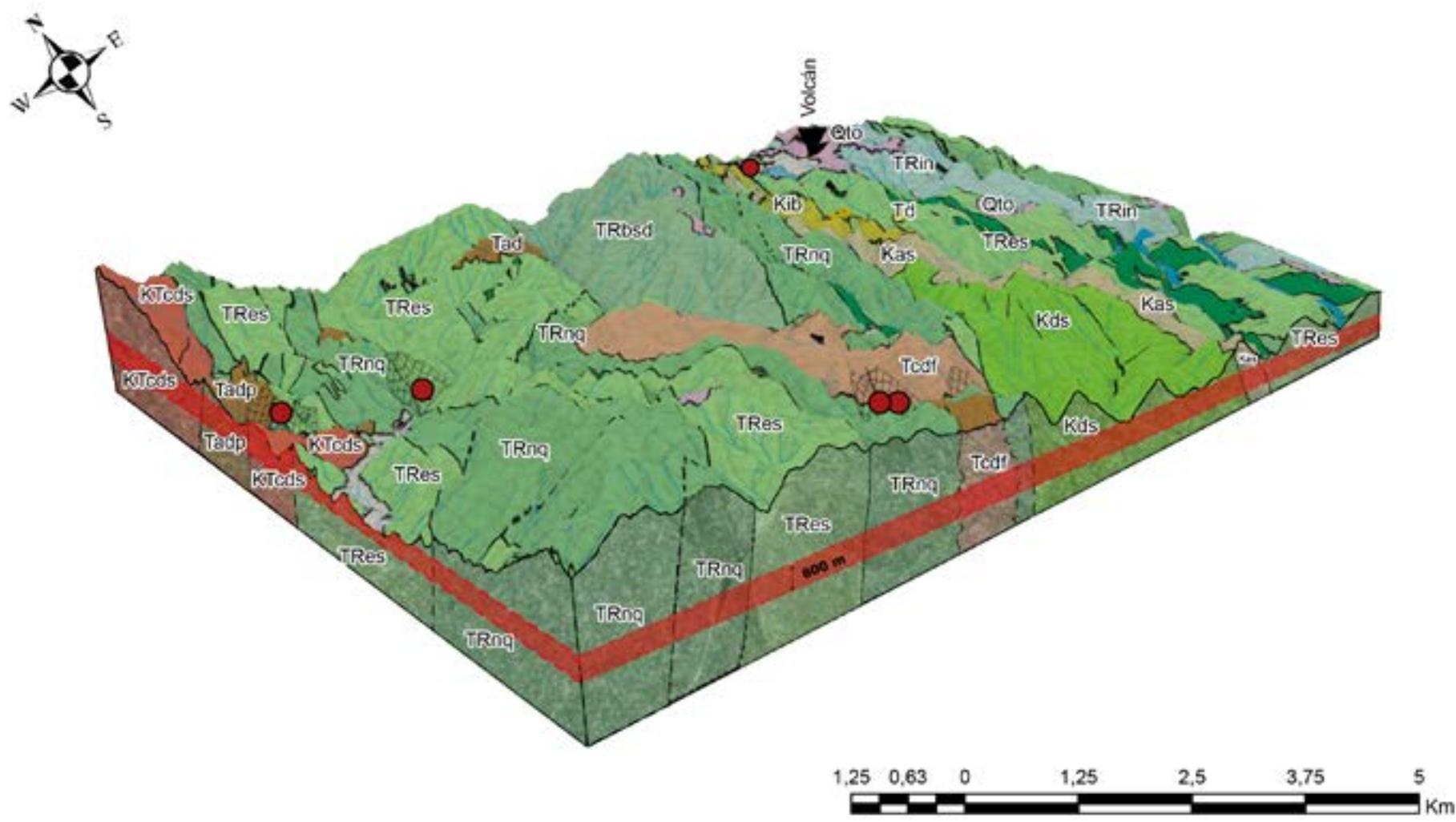


Figura 75. Bloque diagrama geológico del área geotérmico de San Diego.

La geología del área está dominada por el Complejo Cajamarca (Paleozoico), que está cortado por diversas unidades geológicas:

- Pérmico-Triásico: Intrusivo Néisico.
- Jurásico: Batolito de Sonsón.
- Mesozoico: Formaciones Alaskita y Complejo Samaná.
- Cenozoico: Stock de Florencia.

Además, se encuentran presentes pórfidos andesíticos del Mioceno-Plioceno, depósitos aluviales y piroclásticos cuaternarios, así como sedimentitas de la Formación Berlín del Cretácico (Alfaro et al., 2020).

La fuente de calor está asociada con la actividad reciente de los volcanes y la intrusión de cuerpos ígneos, incluyendo:

- Volcán El Escondido de Florencia:  $153,7 \pm 38,5$  ka y  $55 \pm 23$  ka.
- Maar de San Diego:  $89 \pm 4,4$  ka (dataciones por Ar-Ar).
- Intrusión del pórfido de Puente Linda:  $2,1 \pm 1,9$  Ma (dataciones por U-Pb, según Rueda y Rodríguez, 2016).

El cálculo del CO<sub>2</sub> inyectable consideró la ecuación:  

$$GCO_2 = A * h * \Phi * \rho * E$$

El cálculo del CO<sub>2</sub> inyectable consideró la ecuación:  

$$GCO_2 = A * h * \Phi * \rho * E$$

Donde:

- A: Área del reservorio.
- h: Espesor de las unidades reservorio.
- $\Phi$ : Porosidad efectiva.
- $\rho$ : Densidad del CO<sub>2</sub> a profundidad.
- E: Factor de eficiencia de almacenamiento.

Para determinar el área (A) de 7,3 km<sup>2</sup>, se consideraron las áreas esperadas de Alfaro et al. (2020), sumando los clústeres 1 y 2 y excluyendo los clústeres 3 y 4 debido a sus bajas temperaturas.

Dado que se requiere mantener una profundidad mínima de 800 m desde la superficie topográfica, se analizaron los perfiles del bloque diagrama. En estos, se identificó que las unidades reservorio del basamento sedimentario y metamórfico presentan un espesor (h) de 700 m hasta el contacto con los intrusivos, los cuales son la fuente de calor (determinados mediante estudios geofísicos y sísmicos).

La densidad ( $\rho$ ) del CO<sub>2</sub> a 800 m de profundidad se estimó en aproximadamente 750 kg/m<sup>3</sup>, según CIE-MAT (2006). Debido a la naturaleza del basamento, se consideró una porosidad secundaria ( $\Phi$ ) del 10%.

El factor de eficiencia (E) del almacenamiento de CO<sub>2</sub> se estimó según los percentiles reportados por Bachu (2008) para reservorios clásticos:

- P10: 1,86%.
- P50: 2,7%.
- P90: 6%.

Con estos parámetros, el volumen de CO<sub>2</sub> inyectable en el sistema se calculó como:

- P10: 7'128.450 toneladas de CO<sub>2</sub>.
- P50: 10'347.750 toneladas de CO<sub>2</sub>.
- P90: 22'995.000 toneladas de CO<sub>2</sub>.

### 6.4.3.4 Zonas Geotérmicas – Nereidas

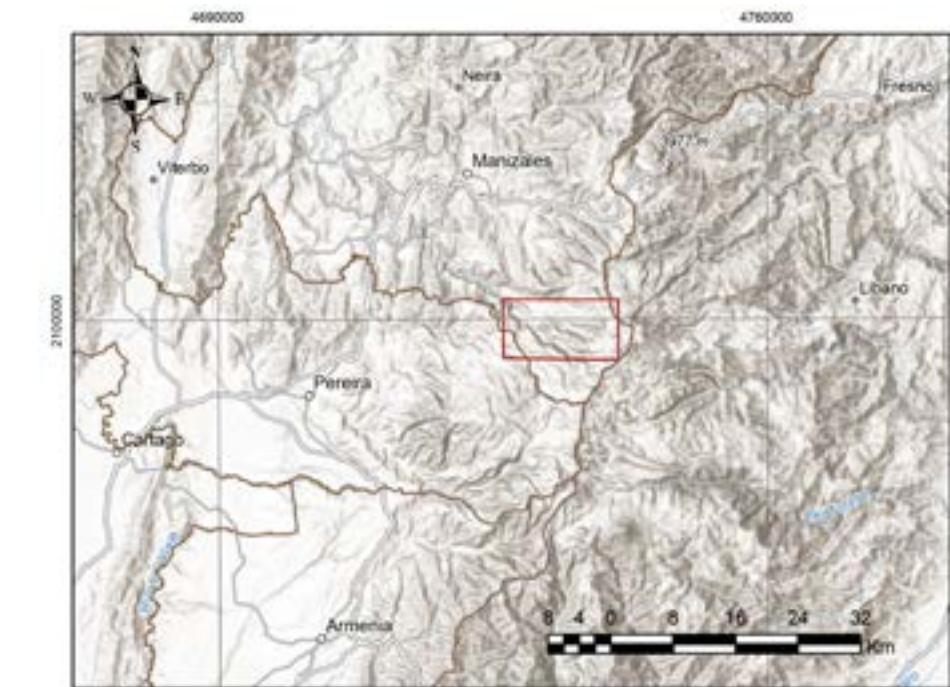
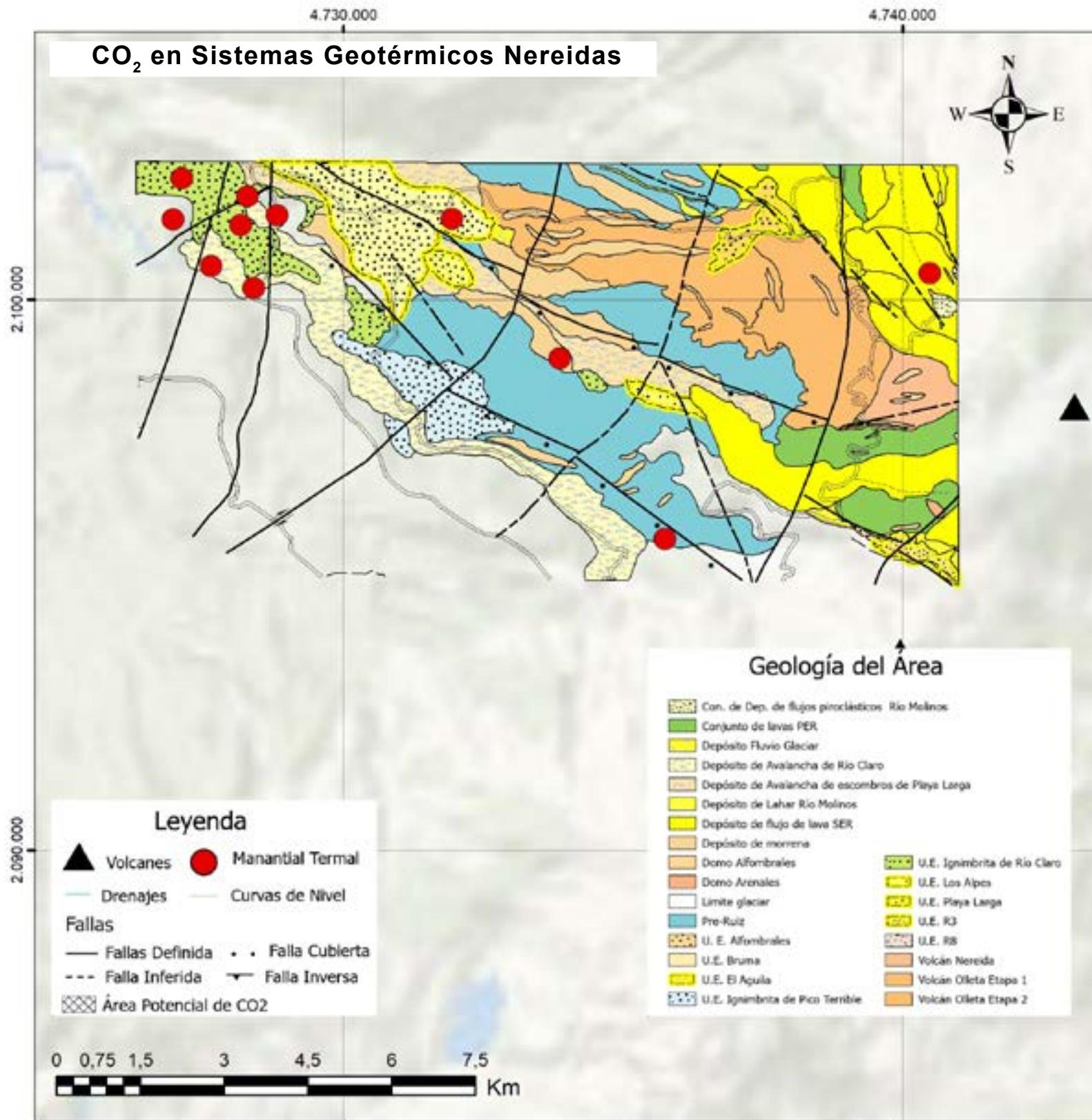


Figura 77 .Mapa de ubicación del área con potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en reservorios geotermales en el área de Nereidas.

Ubicado en la Cordillera Central, al sur del departamento de Caldas y al noroeste del Volcán Nevado del Ruiz (VNR), este sistema geotérmico se encuentra cerca de los municipios de Manizales y Villamaría.

Se caracteriza por la presencia de 14 manantiales termales agrupados en cinco clústeres, localizados al oeste del VNR en las cuencas de los ríos Claro y Gualí, así como en las quebradas Las Nereidas y Hojas Anchas, en el departamento de Caldas. La composición química de las aguas termales varía entre los clústeres:

- Clúster 1: agua clorurada sódica.
- Clúster 2: agua bicarbonatada magnésica cálcica.
- Clúster 3: agua sulfatada cálcica.
- Clúster 4: agua bicarbonatada cálcica sódica.
- Clúster 5: agua sulfatada sódica.

Figura 76 .Mapa geológico del área geotermal de Nereidas. Nota. Los puntos rojos identifican los manantiales hidrotermales y las áreas remarcadas determinan las áreas de impacto del reservorio geotérmico.

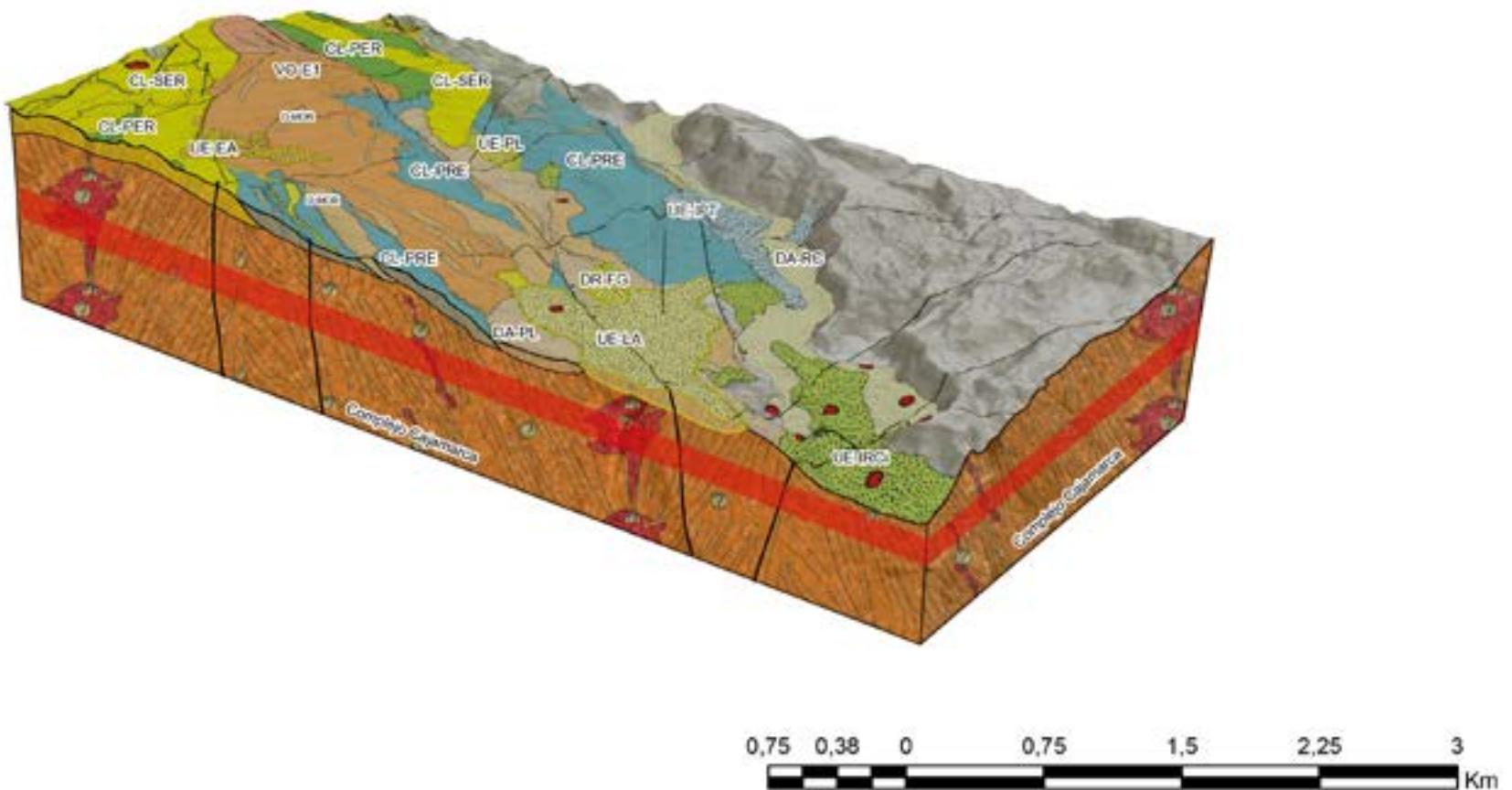


Figura 78. Bloque diagrama geológico del área geotérmica de Nereidas.

Los manantiales presentan un rango de pH entre 2.7 y 8.1, conductividad eléctrica de 139 a 4900  $\mu$ S/cm y temperaturas de descarga entre 27 y 95 °C. Estos emergen en esquistos del Complejo Cajamarca y en depósitos volcánicos cuaternarios suprayacentes, asociados a fallas geológicas de la zona (Alfaro et al., 2020).

Geológicamente, el sistema incluye una superposición de flujos de lava provenientes del Volcán Nereidas, asociados al Periodo Eruptivo Pre-Ruiz, el Primer y Segundo Periodo Eruptivo del VNR, así como al Volcán La Olleta. También se identifican depósitos volcánicos matriz-soportados. Las lavas predominantes son andesíticas a dacíticas (Martínez et al., 2014).

La fuente de calor del sistema está relacionada con grandes volúmenes de magma en proceso de enfriamiento bajo el área geotérmica. Esto se asocia con un depósito de gases magmáticos provenientes de las intrusiones responsables del edificio volcánico del VNR (Giggenbach et al., 1990; Herrera, 2021).

Según la cartografía geológica a escala 1:25.000 de Martínez et al. (2014), los posibles reservorios incluyen las andesitas de las lavas del Primer Periodo Eruptivo Ruiz o del Pre-Ruiz, así como las rocas metamórficas del Complejo Cajamarca (Alfaro et al., 2020). Además, se estima que la capa sello se encuentra en niveles poco profundos del subsuelo (Giggenbach et al., 1990).

El cálculo del CO<sub>2</sub> inyectable se realizó utilizando la ecuación:

$$GCO_2 = A * h * \phi * \rho * E$$

El modelo magnetotelúrico de Herrera (2021) confirmó la presencia de cuerpos de magma enfriándose tanto a profundidades someras como a mayores profundidades dentro del sistema. Al proyectar los cinco clústeres de manantiales termales sobre los perfiles MT P1 y P3, se determinó que solo el clúster 5 alcanza una profundidad de 1.050 m desde la superficie hasta la fuente de calor. Este clúster cumple con los 800 m mínimos establecidos, dejando un espesor de 250 m (h) disponible para la inyección de CO<sub>2</sub>. Los demás clústeres no cumplen este requisito, ya que sus fuentes de calor se encuentran demasiado próximas a la superficie.

Según Alfaro et al. (2020), el área esperada (A) para el clúster 5 se calculó en 2 km<sup>2</sup>. La densidad ( $\rho$ ) del CO<sub>2</sub> a 800 m de profundidad se estima en 750 kg/m<sup>3</sup>, de acuerdo con CIEMAT (2006). Debido a las características del basamento, se consideró una porosidad secundaria ( $\phi$ ) del 10%. Además, se aplicó el factor de eficiencia (E) para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> según los percentiles definidos por Bachu (2008) para reservorios clásticos:

- P10 = 1,86%
- P50 = 2,7%
- P90 = 6%

El cálculo del volumen de CO<sub>2</sub> inyectable en este sistema arrojó los siguientes resultados:

- P10: 697.500 toneladas de CO<sub>2</sub>
- P50: 1'012.500 toneladas de CO<sub>2</sub>
- P90: 2'250.000 toneladas de CO<sub>2</sub>



## 7. ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA



## 7. ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA

### 7.1 Colombia

En el análisis económico para el territorio colombiano se identificaron nueve clústeres clave para avanzar en la estimación de costos relacionados con la captura, transporte y almacenamiento CO<sub>2</sub>. Estos clústeres fueron seleccionados considerando las condiciones específicas de emisión, transporte y almacenamiento, así como los costos sociales y las políticas de mitigación y adaptación lideradas por el Ministerio del Medio Ambiente.

#### Escenarios Terrestres

Se definieron cinco escenarios terrestres, donde las fuentes de emisiones seleccionadas son comunes para todos los casos. Las fuentes identificadas se determinaron a partir de las conclusiones de la Actividad 1, seleccionando los clústeres industriales de Medellín y Cartagena como las principales fuentes.

#### Estimación de costos de captura

Para la estimación de costos asociados a la captura de CO<sub>2</sub>, se consideran los siguientes procesos y valores:

1. **Captura inicial del CO<sub>2</sub>:** 15 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>.
2. **Purificación del CO<sub>2</sub>:** 25 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>.
3. **Compresión del CO<sub>2</sub> a estado supercrítico:** 15 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>, optimizando su transporte.

#### Sistema de transporte

El modo de transporte seleccionado es el ceoducto, diseñado específicamente para el traslado de CO<sub>2</sub>. En todos los escenarios, ya sea utilizando redes existentes o construyendo ceoductos dedicados, se asegura la conexión entre las fuentes de emisión y las áreas de almacenamiento. Según la literatura revisada, el costo estimado para el transporte mediante ceoducto es:

- 4 USD por tonelada de CO<sub>2</sub> por cada 250 km de distancia.
- Para distancias mayores, el costo aumenta proporcionalmente al incremento de la distancia en kilómetros.

Las redes propuestas para conectar las fuentes de emisiones con las áreas de almacenamiento están representadas en la figura correspondiente (figura 79).

#### Propuestas de almacenamiento

En el caso de los Storage Geológico se evaluaron dos alternativas técnicas:

##### 1. Yacimientos sobreexplotados de petróleo o gas

- En esta alternativa se consideran los costos mínimos de inyección, ya que los pozos necesarios para la operación están perforados.
- No se incluyen los costos asociados a la remediación de pozos.

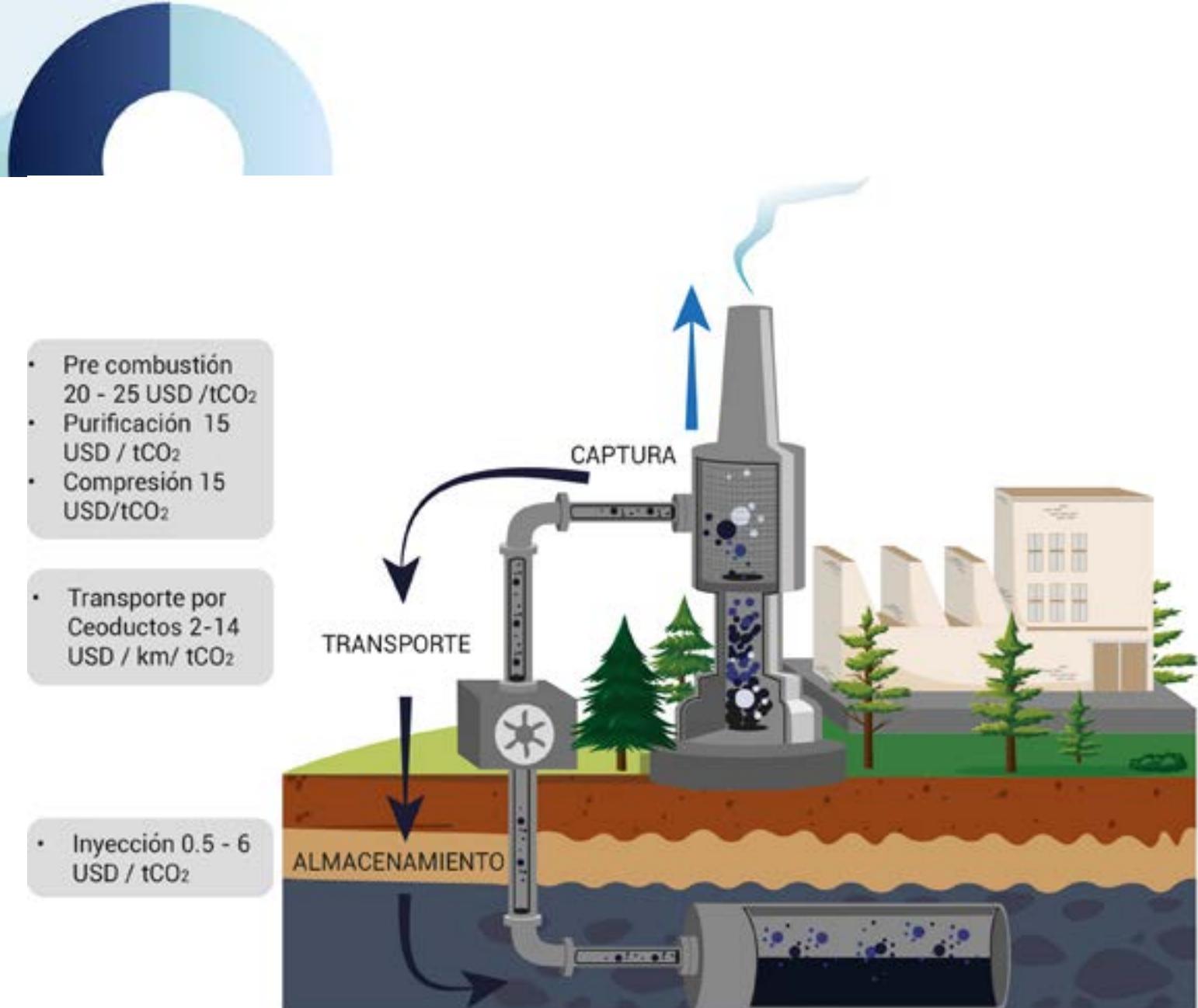


Figura 79. Diagrama de costos de los procesos CCS en Colombia.

- El costo estimado para el almacenamiento en esta opción es de 2 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>.
- 2. Almacenamiento geológico en basaltos y lechos de carbonos
- Se calculó el número de pozos necesarios para la inyección del volumen anual de CO<sub>2</sub> disponible utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Número de Pozos} = \frac{\text{Fuente de CO}_2(\text{ton/año})}{365(\text{días}) \times 50(\text{ton/día}) \times 5(\text{KPSCD/pozo})}$$

El costo estimado para la construcción de cada pozo y el proceso de inyección durante un año es de 1,5 millones de USD por pozo.

El costo de cada escSw) \*io variará en función de:

- La cantidad de CO<sub>2</sub> anual disponible para cada fuente.
- El tipo de almacenamiento
- La distancia de transprte requeridas



## 7. ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA

### 7.1.1 Escenario 1 - Costa Caribe - Basaltos de Montelíbano

En este escenario, se considera un total de emisiones equivalente a 5.328.430 toneladas de CO<sub>2</sub> por año provenientes de las ciudades de Santa Marta, Barranquilla y Cartagena.

El costo del proceso de captura, purificación y compresión, directamente relacionado con el volumen de emisiones, se ha calculado, como se detalla en la Tabla 3, en aproximadamente USD \$290 millones.

Actualmente, no existe un ceoducto que conecte las fuentes emisoras con el área de inyección, ubicada en los basaltos cercanos a Montelíbano, en el departamento de Córdoba. Por lo tanto, sería necesario construir dicha infraestructura. La distancia estimada para el transporte mediante ceoducto es de 164 km, con un costo proyectado de USD \$21,3 millones.

El área de almacenamiento seleccionada corresponde al basalto identificado dentro del polígono señalado en el mapa. Esta zona carece de infraestructura para la inyección. Dado el volumen de CO<sub>2</sub> disponible, se estima que será necesario perforar 58 pozos. El costo asociado a la perforación de pozos e instalación para la inyección se calcula en aproximadamente USD \$111 millones.

Para este escenario, el costo total estimado asciende a USD \$420 millones.

PROCESO	CLUSTER COSTA A BASALTOS
FUENTE DE CO <sub>2</sub> (Mton/y)	5.328.430
CAPTURA (USD\$)	79.926.453
PURIFICACIÓN (USD\$)	133.210.755
COMPRESIÓN (USD\$)	9.926.453
LONGITUD (m)	164.091
TRANSPORTE (USD\$)	21.313.721
ALMACENAMIENTO (USD\$)	23.977.936
POZOS NUEVOS	58
COSTO POZOS (USD\$)	87.590.633
ALMACENAMIENTO O&G (USD\$)	10.656.860

Tabla 3. Resumen de los costos para la captura, transporte e inyección en el escenario 1.

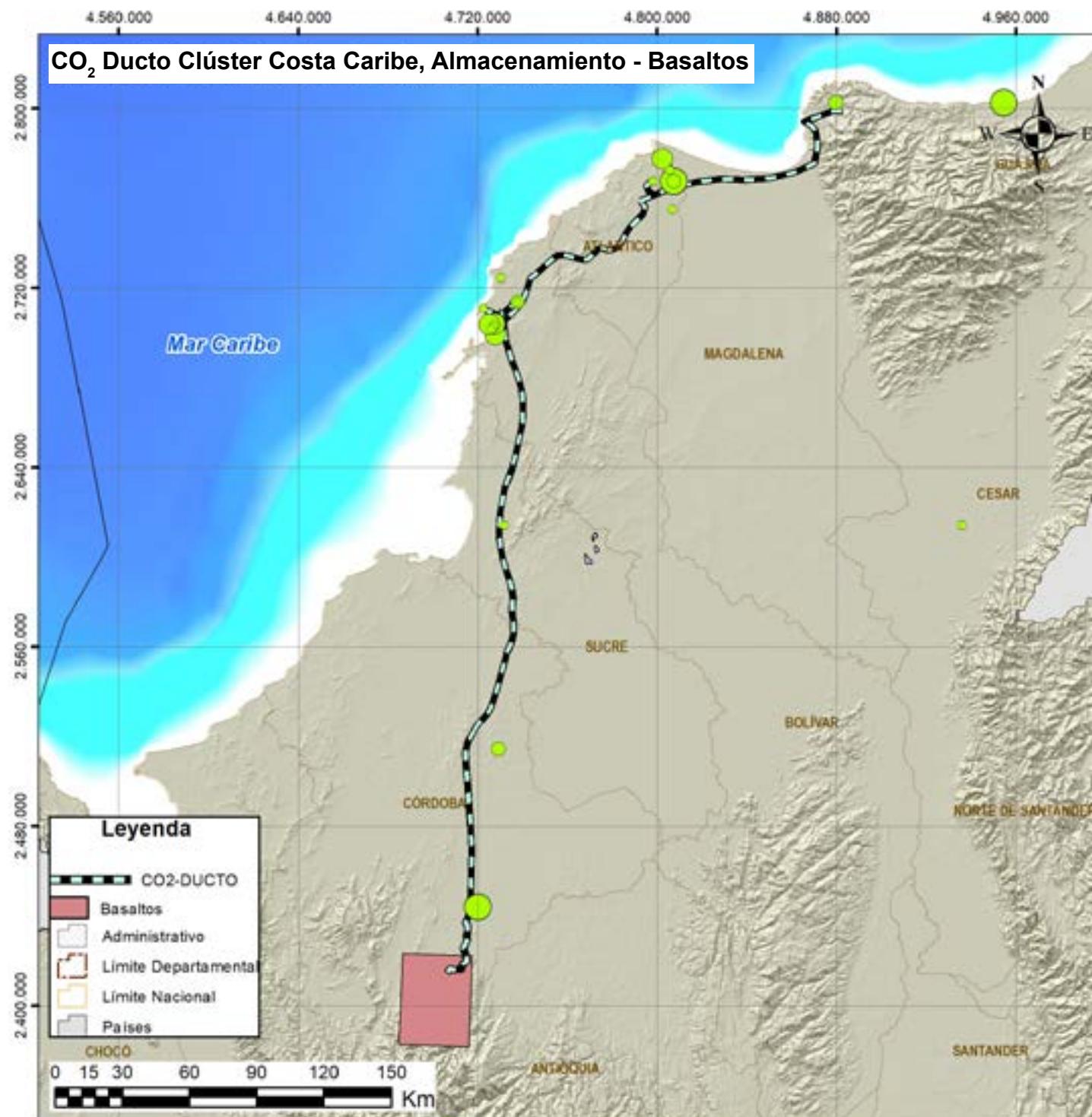


Figura 80. Mapa de transporte de CO<sub>2</sub>, Ducto Clúster Costa Caribe, almacenamiento- Basalto.



## 7. ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA

### 7.1.2. Escenario 2: Costa Caribe - almacenamiento en lechos de carbón

En este escenario, se considera un total de emisiones equivalente a 6.245.420 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, provenientes de las ciudades de Santa Marta, Barranquilla y Cartagena. El costo del proceso de captura, purificación y compresión, directamente relacionado con el volumen de emisiones, se ha calculado, como se muestra en la Tabla 4, en aproximadamente USD \$343 millones.

Actualmente, no existe un ceoducto que conecte las fuentes emisoras con el área de inyección, ubicada en los lechos de carbonos cercanos a Fonseca, en el departamento de La Guajira, por lo que sería necesario construir esta infraestructura. La distancia estimada para el transporte mediante ceoducto es de 736 km, con un costo proyectado de USD \$73,6 millones.

El área de almacenamiento seleccionada corresponde a los lechos de carbonos identificados en el polígono señalado en el mapa. Esta zona carece de infraestructura para la inyección. Dado el volumen de CO<sub>2</sub> disponible, se estima que será necesario perforar 68 pozos. El costo asociado a la perforación de pozos e instalación para la inyección se calcula en aproximadamente USD \$102,6 millones.

Para este escenario, el costo total estimado asciende a USD \$543 millones.

PROCESO	CLUSTER COSTA A BASALTOS
FUENTE DE CO <sub>2</sub> (Mton/y)	6.245.420
CAPTURA (USD\$)	93.681.300
PURIFICACIÓN (USD\$)	156.135.500
COMPRESIÓN (USD\$)	93.681.300
LONGITUD (m)	736.591
TRANSPORTE (USD\$)	73.605.123
ALMACENAMIENTO (USD\$)	28.104.390
POZOS NUEVOS	68
COSTO POZOS (USD\$)	102.664.438
ALMACENAMIENTO O&G (USD\$)	12.490.840

Tabla 4. Resumen de los costos para la captura, transporte e inyección en el escenario 2.

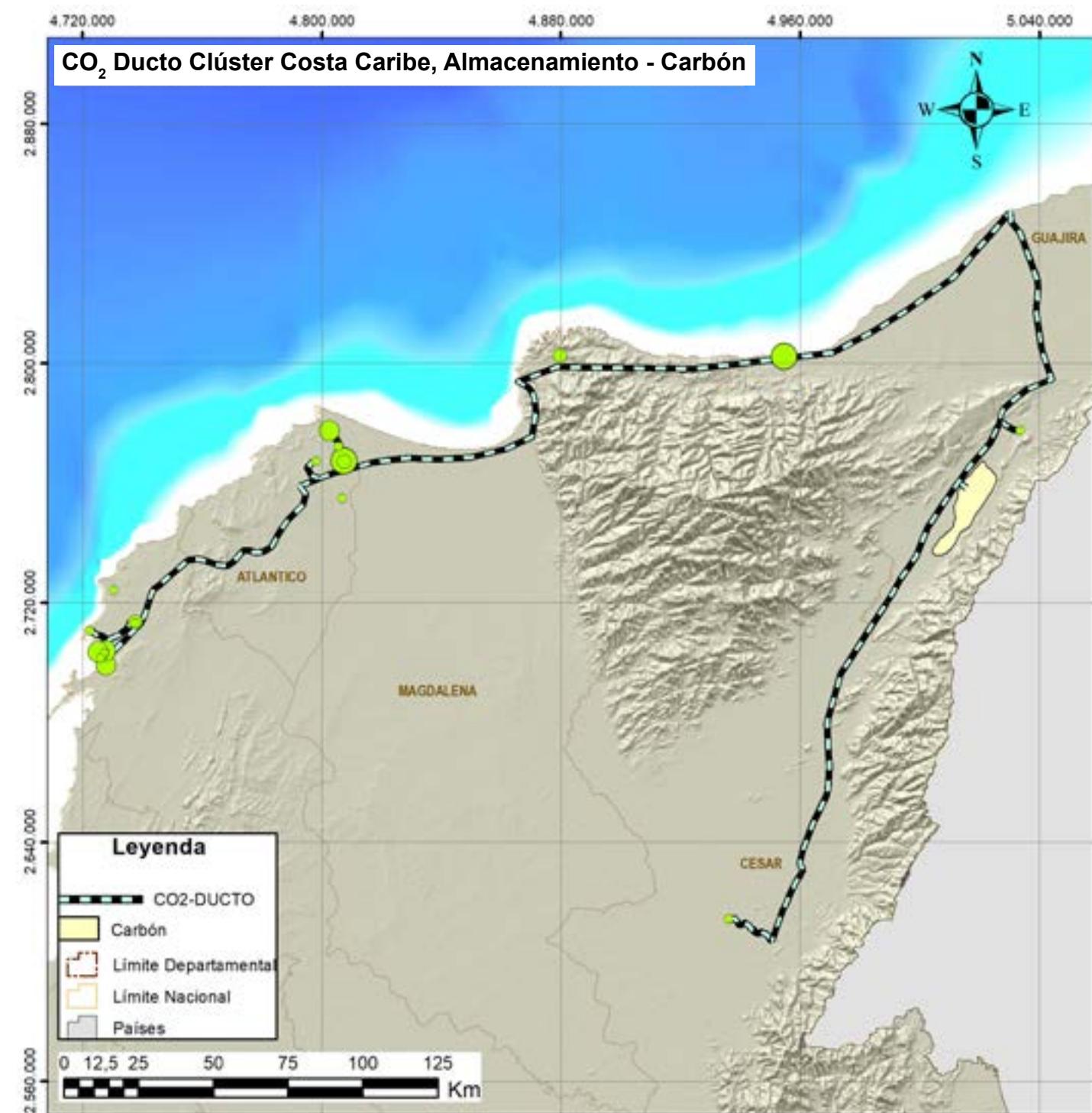


Figura 81. Mapa de transporte de CO<sub>2</sub>, Ducto Clúster Costa Caribe, almacenamiento - lechos de carbón, Fonseca, La Guajira.

## 7.1.3 Escenario 3: Costa Caribe - almacenamiento en la Cuenca VMM

En este escenario, se considera un total de emisiones equivalente a 7.284.235 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, provenientes de las ciudades de Santa Marta, Barranquilla y Cartagena. El costo del proceso de captura, purificación y compresión, directamente relacionado con el volumen de emisiones, se ha calculado, como se muestra en la Tabla 5, en aproximadamente USD \$400 millones.

Actualmente, no existe un ceoducto que conecte las fuentes emisoras con el área de inyección, ubicada en las cuencas de yacimientos petroleros cerca de Barrancabermeja, en el departamento de Santander, por lo que sería necesario construir dicha infraestructura. La distancia estimada para el transporte mediante ceoducto es de 860 km, con un costo proyectado de USD \$100 millones.

El área de almacenamiento seleccionada corresponde a las cuencas de yacimientos petroleros identificadas en el polígono señalado en el mapa. Esta zona carece de infraestructura para la inyección. Dado el volumen de CO<sub>2</sub> disponible, se estima que será necesario utilizar los pozos existentes en los campos petroleros, con un total de 68 pozos. El costo de la inyección se calcula en aproximadamente USD \$14,6 millones.

Para este escenario, el costo total estimado asciende a USD \$540 millones. Además, este escenario presenta ventajas económicas derivadas del recobro mejorado de petróleo que puede generarse como efecto de la inyección de CO<sub>2</sub>.

PROCESO	CLUSTER COSTA A BASALTOS
FUENTE DE CO <sub>2</sub> (Mton/y)	7.284.235
CAPTURA (USD\$)	109.263.522
PURIFICACIÓN (USD\$)	182.105.870
COMPRESIÓN (USD\$)	109.263.522
LONGITUD (m)	859.530
TRANSPORTE (USD\$)	100.176.334
ALMACENAMIENTO (USD\$)	32.779.057
POZOS NUEVOS	80
COSTO POZOS (USD\$)	119.740.846
ALMACENAMIENTO O&G (USD\$)	14.568.470

Tabla 5. Resumen de los costos para la captura, transporte e inyección en el escenario 3.

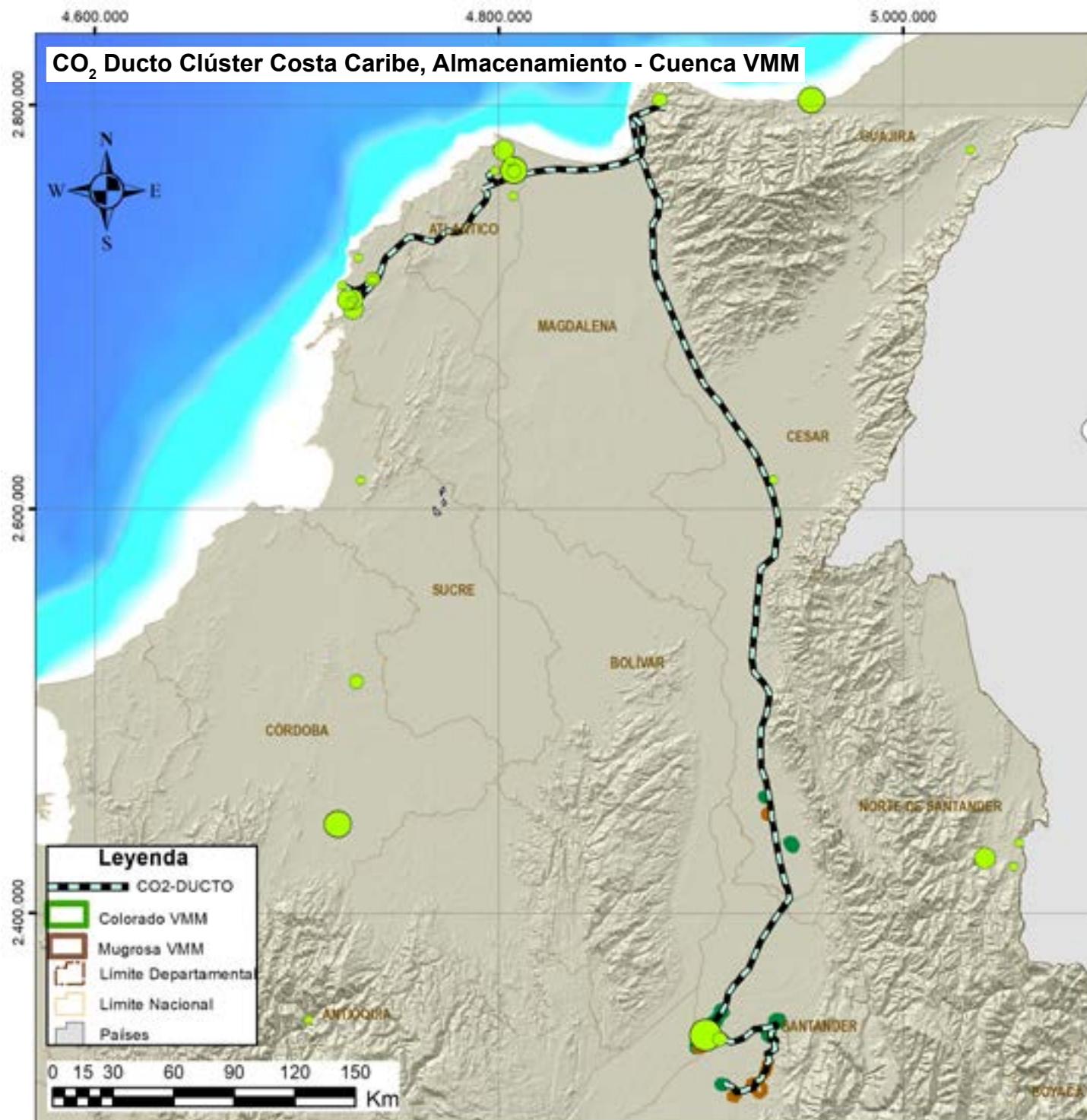


Figura 82. Mapa de transporte de CO<sub>2</sub>, Ducto Clúster Costa Caribe, almacenamiento- Valle Medio del Magdalena.



## 7. ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA

### 7.1.4 Escenario 4 -Campos de Gas VIM para EOR

En este escenario, se considera un total de emisiones equivalente a 2.383.361 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, provenientes de la ciudad de Cartagena. El costo del proceso de captura, purificación y compresión, directamente relacionado con el volumen de emisiones, se ha calculado, como se detalla en la Tabla 6, en aproximadamente USD \$131 millones.

Actualmente, no existe un ceoducto que conecte las fuentes emisoras con el área de inyección, ubicada en los yacimientos de gas del Valle Inferior del Magdalena, en el departamento de Sucre. Por lo tanto, sería necesario construir dicha infraestructura. La distancia estimada para el transporte mediante ceoducto es de 194 km, con un costo proyectado de USD \$9,5 millones.

El área de almacenamiento seleccionada corresponde a los yacimientos de gas del Valle Inferior del Magdalena, identificados en el polígono señalado en el mapa. Esta zona carece de infraestructura para la inyección. Dado el volumen de CO<sub>2</sub> disponible, se estima que será necesario perforar 26 pozos.

El costo asociado a la inyección se calcula en aproximadamente USD \$4,7 millones.

Para este escenario, el costo total estimado asciende a USD \$154 millones. Además, este escenario presenta ventajas económicas derivadas del recobro mejorado de gas que podría generarse como efecto de la inyección de CO<sub>2</sub>.

PROCESO	CLUSTER COSTA A BASALTOS
FUENTE DE CO <sub>2</sub> (Mton/y)	2.383.361
CAPTURA (USD\$)	35.750.421
PURIFICACIÓN (USD\$)	59.584.035
COMPRESIÓN (USD\$)	35.750.421
LONGITUD (m)	194.255
TRANSPORTE (USD\$)	9.533.446
ALMACENAMIENTO (USD\$)	10.725.126
POZOS NUEVOS	26
ALMACENAMIENTO O&G (USD\$)	4.766.723

Tabla 6. Resumen de los costos para la captura, transporte e inyección en el escenario 4.

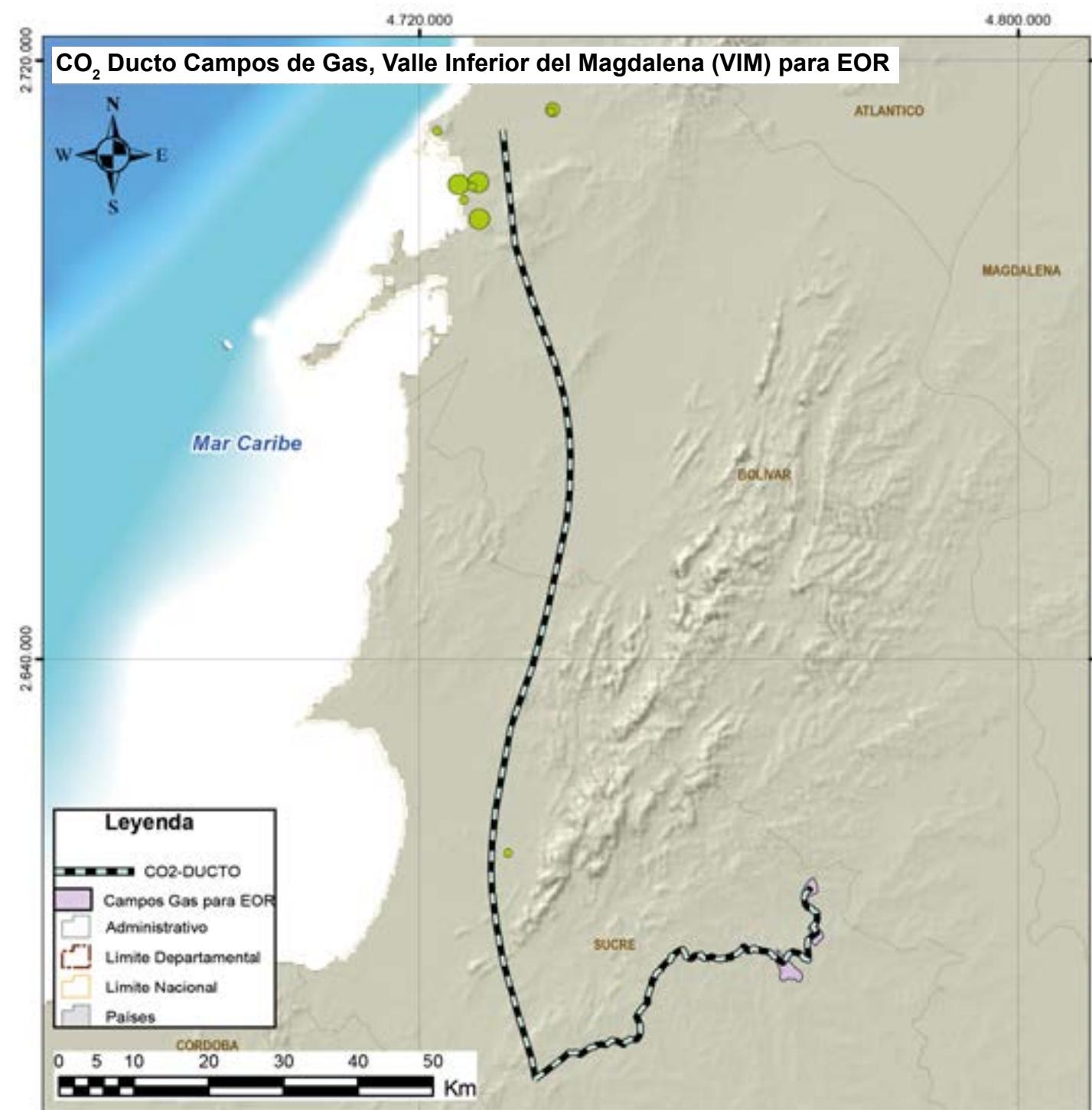


Figura 83. CO<sub>2</sub> Ducto Reficar, campos de Gas, VIM para EOR.



## 7. ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA

### 7.1.5 Escenario 5 - Antioquia - Lechos de Carbón de Cimitarra

En este escenario, se considera un total de emisiones equivalentes a 2.395.302 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, provenientes del área cercana a la ciudad de Medellín. El costo del proceso de captura, purificación y compresión, directamente relacionado con el volumen de emisiones, se ha calculado, como se detalla en la Tabla 7, en aproximadamente USD \$132 millones.

Actualmente, no existe un ceoducto que conecte las fuentes emisoras con el área de inyección, ubicada en los lechos de carbones cercanos a Cimitarra, en el departamento de Santander. Por lo tanto, sería necesario construir dicha infraestructura. La distancia estimada para el transporte mediante ceoducto es de 361 km, con un costo proyectado de USD \$13,8 millones.

El área de almacenamiento seleccionada corresponde a los lechos de carbones ubicados cerca de Cimitarra, identificados en el polígono señalado en el mapa. Esta zona carece de infraestructura para la inyección. Dado el volumen de CO<sub>2</sub> disponible, se estima que será necesario perforar 26 pozos. El costo asociado a la perforación de pozos y la inyección se calcula en aproximadamente USD \$44 millones.

Para este escenario, el costo total estimado asciende a USD \$198 millones.

PROCESO	CLUSTER COSTA A BASALTOS
FUENTE DE CO <sub>2</sub> (Mton/y)	2.395.302
CAPTURA (USD\$)	35.929.524
PURIFICACIÓN (USD\$)	59.882.540
COMPRESIÓN (USD\$)	35.929.524
LONGITUD (m)	360.800
TRANSPORTE (USD\$)	13.827.597
ALMACENAMIENTO (USD\$)	10.778.857
POZOS NUEVOS	26
COSTO POZOS (USD\$)	39.374.821
ALMACENAMIENTO O&G (USD\$)	4.790.603

Tabla 7. Resumen de los costos para la captura, transporte e inyección en el escenario 5.

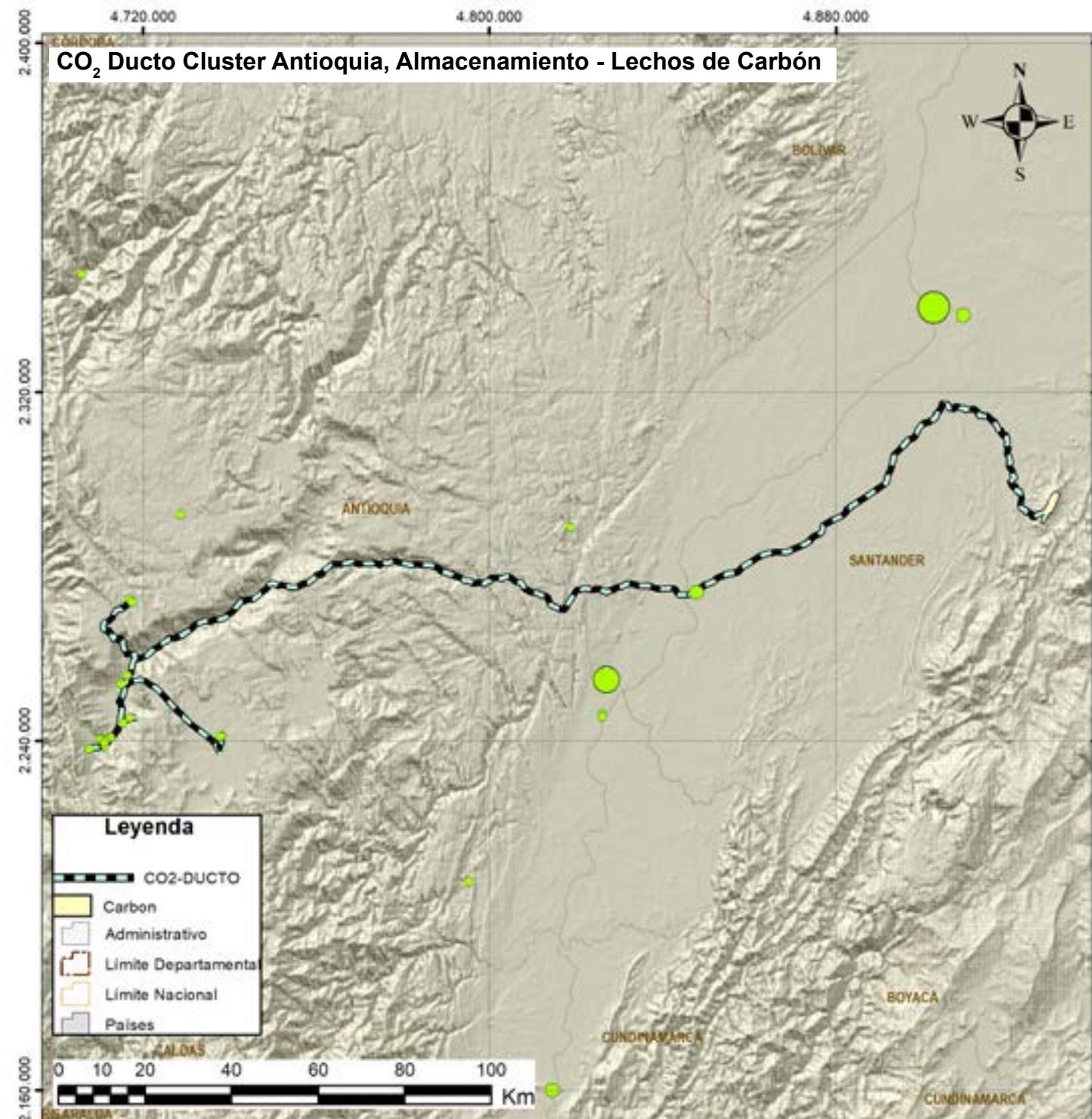


Figura 84. CO<sub>2</sub> Ducto Clúster Antioquia, lechos de carbón.

## 7.1.6 Escenario 6 – Antioquia - Cuenca Valle Medio del Magdalena - EOR

En este escenario, se considera un total de emisiones equivalente a 6.313.782 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, provenientes del área cercana a la ciudad de Medellín. El costo del proceso de captura, purificación y compresión, directamente relacionado con el volumen de emisiones, se ha calculado, como se detalla en la Tabla 8, en aproximadamente USD \$347 millones.

Actualmente, no existe un ceoducto que conecte las fuentes emisoras con el área de inyección, ubicada en las cuencas de yacimientos de petróleo cerca de Barrancabermeja, en el departamento de Santander. Por lo tanto, sería necesario construir dicha infraestructura. La distancia estimada para el transporte mediante ceoducto es de 736 km, con un costo proyectado de USD \$73.6 millones.

El área de almacenamiento seleccionada corresponde a las cuencas de yacimientos de petróleo, identificadas en el polígono señalado en el mapa. Esta zona carece de infraestructura para la inyección. Dado el volumen de CO<sub>2</sub> disponible, se estima que será necesario realizar inyecciones en 69 pozos existentes. El costo asociado a la inyección se calcula en aproximadamente USD \$12.6 millones.

Para este escenario, el costo total estimado asciende a USD \$440 millones.

PROCESO	CLUSTER COSTA A BASALTOS
FUENTE DE CO <sub>2</sub> (Mton/y)	6.313.782
CAPTURA (USD\$)	94.706.723
PURIFICACIÓN (USD\$)	157.844.538
COMPRESIÓN (USD\$)	94.706.723
LONGITUD (m)	560.667
TRANSPORTE (USD\$)	56.638.863
ALMACENAMIENTO (USD\$)	28.412.017
POZOS NUEVOS	69
ALMACENAMIENTO O&G (USD\$)	2.627.563

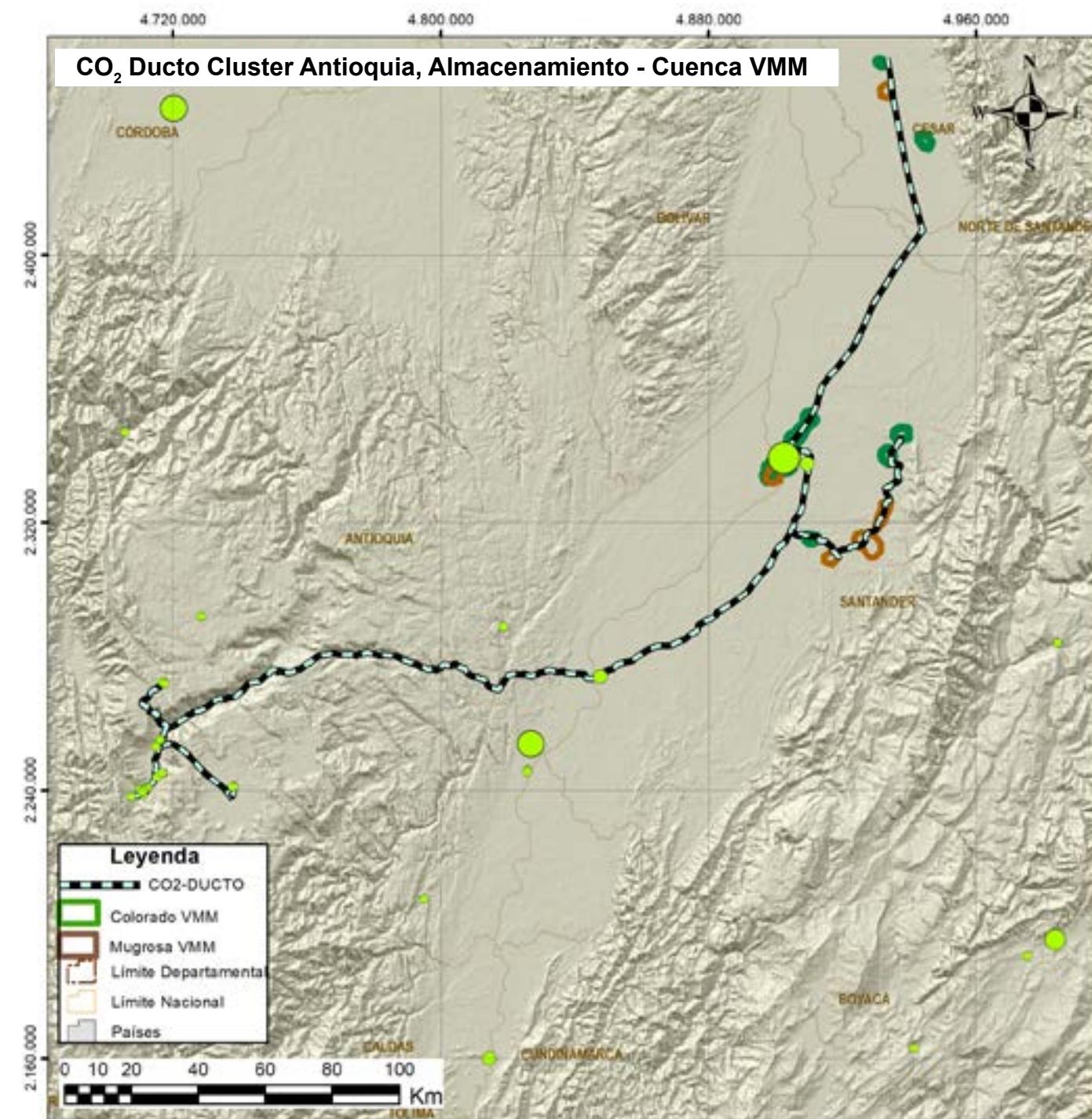


Figura 85. CO<sub>2</sub> Ducto Clúster Antioquia, Cuenca VMM

Tabla 8. Resumen de los costos para la captura, transporte e inyección en el escenario 6.



## 7. ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA

### 7.1.7 Escenario 7 - Refinería Barranca a Cuenca VMM

En este escenario, se considera un total de emisiones equivalente a 3.557.569 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, provenientes de la Refinería de Barrancabermeja. El costo del proceso de captura, purificación y compresión, directamente relacionado con el volumen de emisiones, se ha calculado, como se detalla en la Tabla 9, en aproximadamente USD \$196 millones.

Actualmente, no existe un ceoducto que conecte las fuentes emisoras con el área de inyección, ubicada en las cuencas de yacimientos de petróleo cerca de Barrancabermeja, en el departamento de Santander. Por lo tanto, sería necesario construir dicha infraestructura. La distancia estimada para el transporte mediante ceoducto es de 19 km, con un costo proyectado de USD \$14,2 millones.

El área de almacenamiento seleccionada corresponde a los yacimientos de petróleo identificados en el polígono señalado en el mapa. Esta zona carece de infraestructura para la inyección. Dado el volumen de CO<sub>2</sub> disponible, se estima que será necesario realizar inyecciones en 39 pozos existentes. El costo asociado a la inyección se calcula en aproximadamente USD \$7,2 millones.

Para este escenario, el costo total estimado asciende a USD \$230 millones. Cabe destacar que el ceoducto que conecta los campos de petróleo con el departamento del Cesar no fue analizado en este estudio.

Además, este escenario presenta ventajas económicas derivadas del recobro mejorado de petróleo que podría generarse como efecto de la inyección de CO<sub>2</sub>.

PROCESO	CLUSTER COSTA A BASALTOS
FUENTE DE CO <sub>2</sub> (Mton/y)	3.557.569
CAPTURA (USD\$)	53.363.534
PURIFICACIÓN (USD\$)	88.939.223
COMPRESIÓN (USD\$)	53.363.534
LONGITUD (m)	19.404
TRANSPORTE (USD\$)	14.230.276
ALMACENAMIENTO (USD\$)	16.009.060
POZOS NUEVOS	39
ALMACENAMIENTO O&G (USD\$)	7.115.138

Tabla 9. Resumen de los costos para la captura, transporte e inyección en el escenario 7.

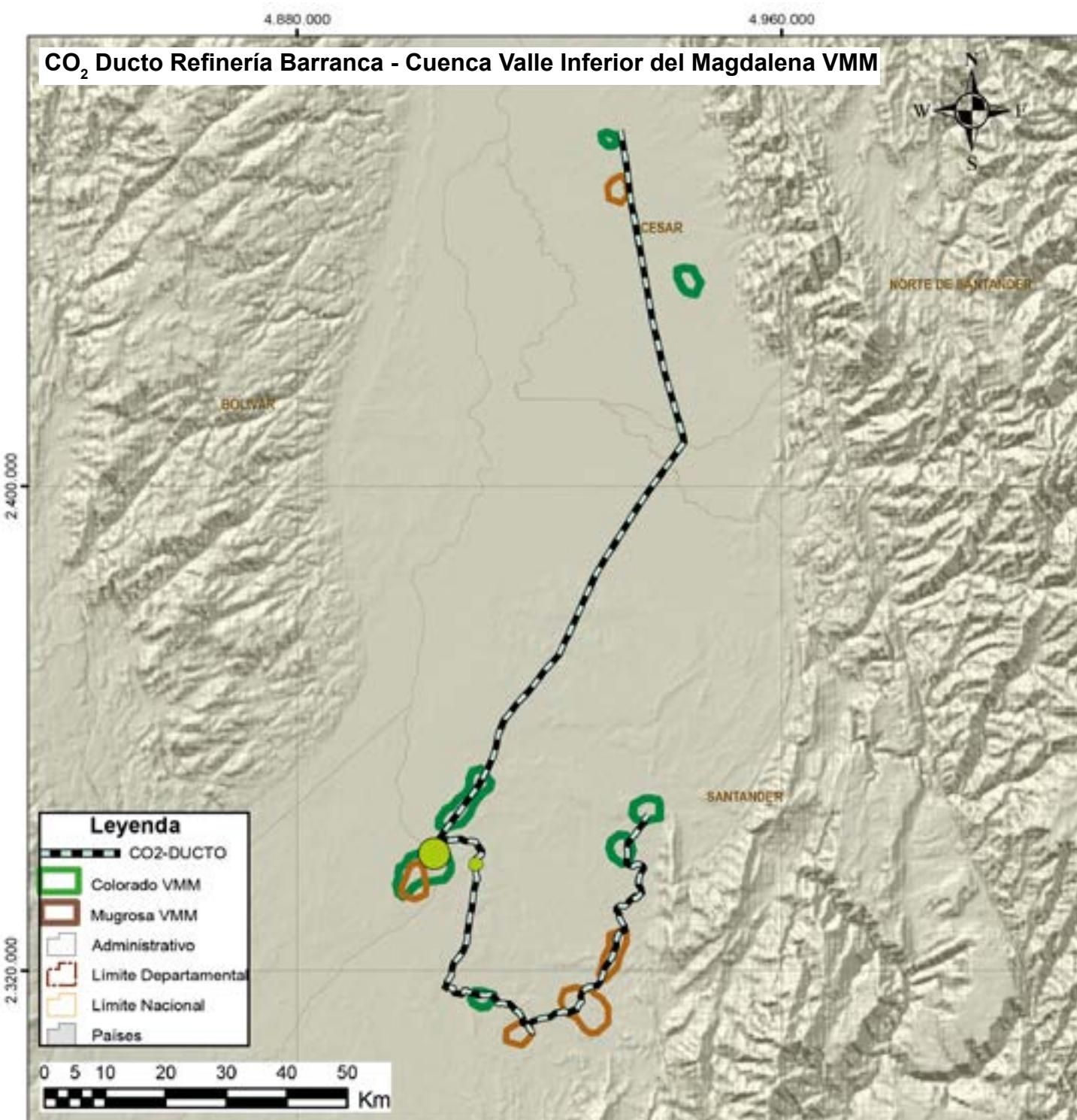


Figura 86. CO<sub>2</sub> Ducto Refinería Barranca - Cuenca VMM.



## 7. ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA

### 7.1.8 Escenario 8 - Antioquia - Baudó - Geotermia

En este escenario, se considera un total de emisiones equivalente a 2.000.000 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, provenientes del área cercana a la ciudad de Medellín. El costo del proceso de captura, purificación y compresión, directamente relacionado con el volumen de emisiones, se ha calculado, como se detalla en la Tabla 10, en aproximadamente USD \$110 millones.

Actualmente, no existe un ceoducto que conecte las fuentes emisoras con el área de inyección, ubicada en los yacimientos geotérmicos en inmediaciones del municipio de Argelia, en el departamento de Antioquia. Por lo tanto, sería necesario construir dicha infraestructura. La distancia estimada para el transporte mediante ceoducto es de 162 km, con un costo proyectado de USD \$8 millones.

El área de almacenamiento seleccionada corresponde a los yacimientos geotérmicos identificados en el polígono señalado en el mapa. Esta zona carece de infraestructura para la inyección. Dado el volumen de CO<sub>2</sub> disponible, se estima que será necesario perforar 22 pozos. El costo asociado a la perforación y la inyección se calcula en aproximadamente USD \$32,8 millones.

Para este escenario, el costo total estimado asciende a USD \$158 millones.

PROCESO	CLUSTER COSTA A BASALTOS
FUENTE DE CO <sub>2</sub> (Mton/y)	2.000.000
CAPTURA (USD\$)	30.000.000
PURIFICACIÓN (USD\$)	50.000.000
COMPRESIÓN (USD\$)	30.000.000
LONGITUD (m)	162.024
TRANSPORTE (USD\$)	8.000.000
ALMACENAMIENTO (USD\$)	9.000.000
POZOS NUEVOS	22
ALMACENAMIENTO O&G (USD\$)	32.876.712

Tabla 10. Resumen de los costos para la captura, transporte e inyección en el escenario 8.

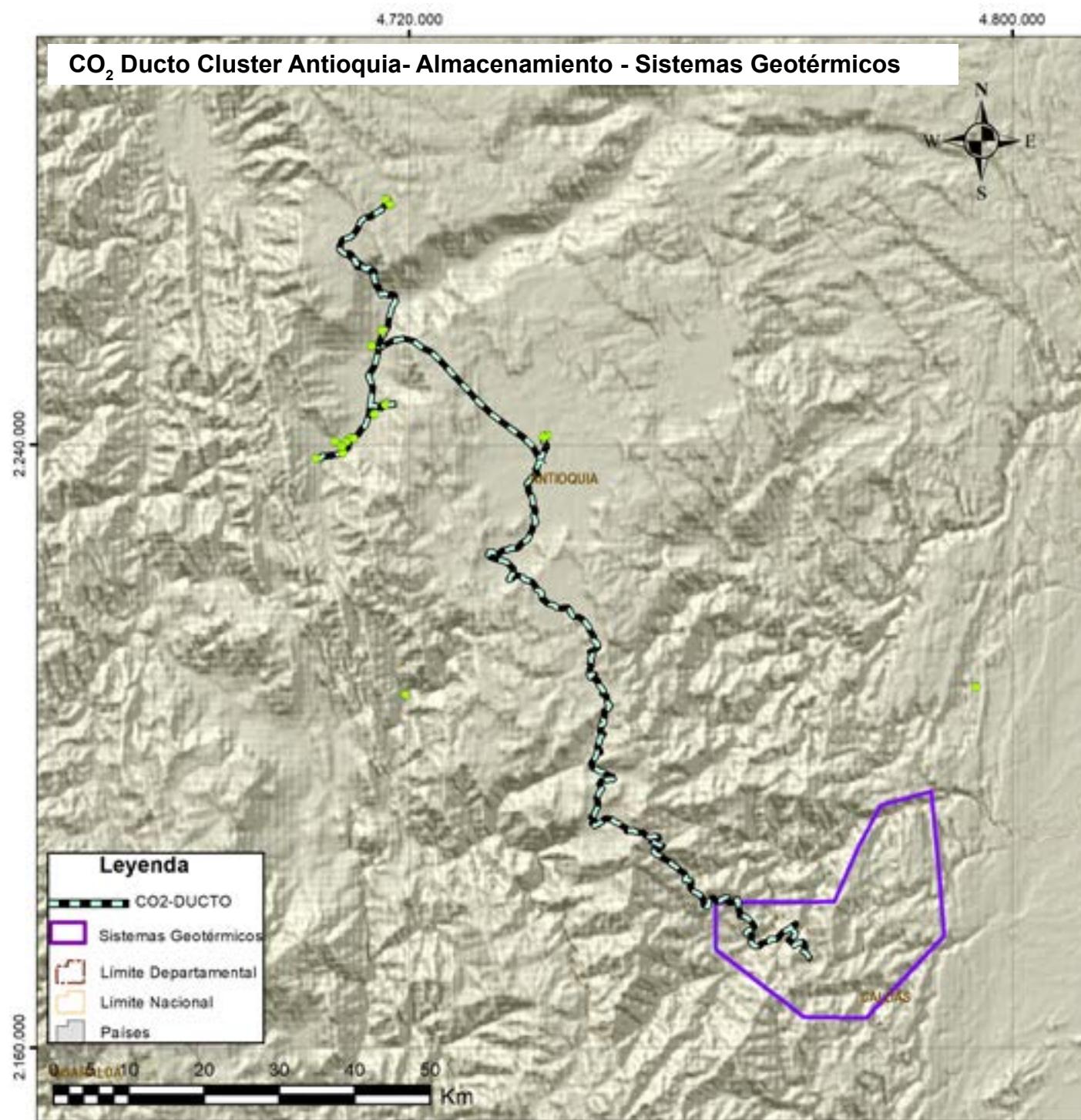


Figura 87. CO<sub>2</sub> Ducto Clúster Antioquia, Geotermia.



## 7. ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE CO<sub>2</sub> EN COLOMBIA

### 7.1.9 Escenario 9 - Antioquia- Medellín - Serpentinas

En este escenario, se considera un total de emisiones equivalentes a 2.000.000 toneladas de CO<sub>2</sub> por año, provenientes del área cercana a la ciudad de Medellín. El costo del proceso de captura, purificación y compresión, directamente relacionado con el volumen de emisiones, se ha calculado, como se detalla en la Tabla 11, en aproximadamente USD \$110 millones.

Actualmente, no existe un ceoducto que conecte las fuentes emisoras con el área de inyección, ubicada en los depósitos Serpentinas, cercanos a Medellín, en el departamento de Antioquia. Por lo tanto, sería necesario construir dicha infraestructura. La distancia estimada para el transporte mediante ceoducto es de 84 km, con un costo proyectado de USD \$8 millones.

El área de almacenamiento seleccionada corresponde a los depósitos Serpentinas, señalados en el polígono del mapa. Esta zona carece de infraestructura para la inyección. Dado el volumen de CO<sub>2</sub> disponible, se estima que será necesario perforar 22 pozos. El costo asociado a la perforación y la inyección se calcula en aproximadamente USD \$32,8 millones.

Para este escenario, el costo total estimado asciende a USD \$158 millones.

PROCESO	CLUSTER COSTA A BASALTOS
FUENTE DE CO <sub>2</sub> (Mton/y)	2.000.000
CAPTURA (USD\$)	30.000.000
PURIFICACIÓN (USD\$)	50.000.000
COMPRESIÓN (USD\$)	30.000.000
LONGITUD (m)	162.024
TRANSPORTE (USD\$)	8.000.000
ALMACENAMIENTO (USD\$)	9.000.000
POZOS NUEVOS	22
ALMACENAMIENTO O&G (USD\$)	32.876.712

Tabla 11. Resumen de los costos para la captura, transporte e inyección en el escenario 8.

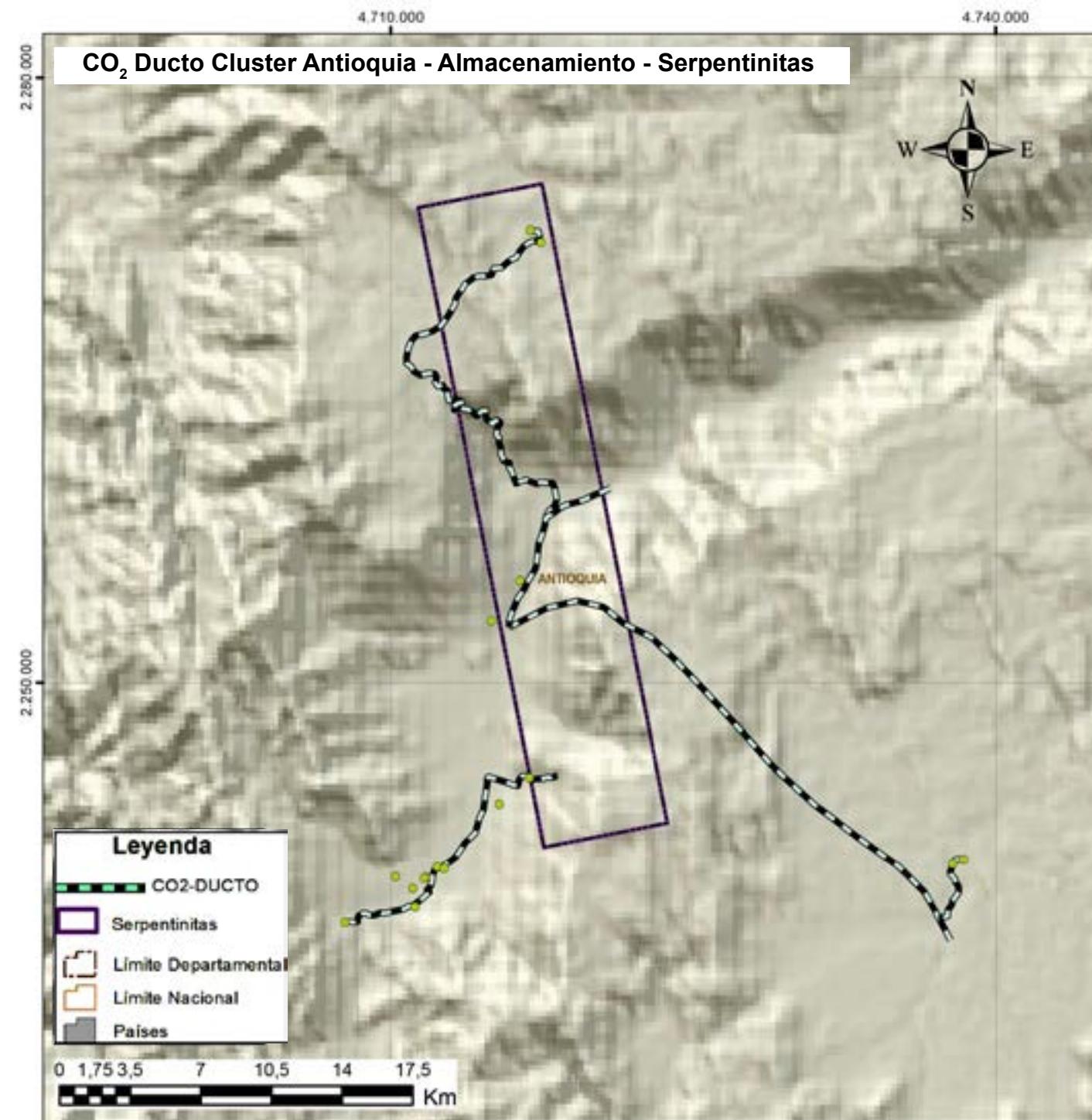


Figura 88. CO<sub>2</sub> Ducto Clúster Antioquia, Geotermia.

# CONCLUSIONES

A nivel mundial, los proyectos de CCS de CO<sub>2</sub> han experimentado un notable crecimiento en la última década. Sin embargo, la cantidad de CO<sub>2</sub> capturado aún representa solo una pequeña fracción de las emisiones globales, lo que subraya la necesidad de una implementación más amplia y acelerada de esta tecnología. A la fecha, se han identificado 844 proyectos de CCS en diversas fases de desarrollo.

Los principales desafíos y causas de fracaso en los proyectos son:

- 1. Viabilidad económica:** los altos costos operativos y de mantenimiento, junto con la volatilidad de los precios del petróleo que afectan los ingresos por recuperación mejorada de petróleo (EOR), pueden socavar la viabilidad económica de los proyectos.
- 2. Aceptación pública:** la oposición pública, motivada por preocupaciones ambientales, puede obstaculizar el desarrollo de proyectos de CCS de CO<sub>2</sub>. La comunicación transparente y la participación de la comunidad son fundamentales para obtener el apoyo y la aceptación del público.
- 3. Problemas técnicos y logísticos:** las fallas técnicas, los desafíos relacionados con la caracterización geológica y los obstáculos logísticos —como el riesgo de fugas de CO<sub>2</sub> y la complejidad del transporte a largas distancias— representan barreras significativas. La gestión eficaz de riesgos y el diseño de soluciones de ingeniería robustas son esenciales para superar estos problemas (Ampomah, 2024).

La implementación de tecnologías de CCUS en Colombia constituye una estrategia prometedora para mitigar las emisiones de GEI. Al capturar el CO<sub>2</sub> generado por las actividades industriales y energéticas, estas tecnologías no solo reducen la cantidad de carbono liberado a la atmósfera, sino que también permiten a las industrias continuar operando mientras avanzan hacia un futuro más sostenible. Este enfoque resulta especialmente relevante en un país como Colombia, donde sectores clave como la minería y la producción de energía son fundamentales para la economía, y están en proceso de transición hacia una matriz energética más limpia.

La integración de tecnologías CCUS dentro de la estrategia climática nacional puede fortalecer los compromisos internacionales de Colombia en la lucha contra el cambio climático. Al invertir en estas soluciones, el país no solo avanzaría hacia sus metas de reducción de emisiones, sino que también cumpliría con los acuerdos globales y consolidaría su firme compromiso con un desarrollo sostenible.

De acuerdo con la revisión de proyectos a nivel mundial, se considera que, para la implementación exitosa de iniciativas de captura y almacenamiento de carbono, es esencial evaluar varios factores clave que aseguren su efectividad. Uno de los aspectos más importantes es la selección adecuada de los métodos de captura, como la precombustión, poscombustión y oxícombustión.



Fotografía: Jair Ramírez Cadena

Esta evaluación debe llevarse a cabo de manera exhaustiva, permitiendo una estimación precisa de los volúmenes de emisiones, las características específicas de los puntos de emisión y las particularidades de las industrias locales, como la minería, la transformación de hidrocarburos y la generación de energía. En lo que respecta al transporte, es fundamental considerar que Colombia presenta una geografía diversa que incluye montañas, valles, llanuras y selvas. Estas características condicionan el traslado del CO<sub>2</sub> capturado fuera de las rutas establecidas, como los gasoductos, y aumentan considerablemente los costos (por ejemplo, el transporte por carretera). La cordillera de los Andes, que atraviesa el país de sur a norte, plantea desafíos logísticos debido a sus inclinaciones y altitudes, lo que incrementa tanto los costos como la complejidad de las rutas de transporte. Si bien los importantes ríos y valles pueden facilitar el transporte fluvial, su vulnerabilidad a fenómenos como inundaciones y erosión puede afectar la infraestructura necesaria para el transporte de CO<sub>2</sub>. La viabilidad económica de los proyectos de CCS se ve afectada por estos elevados costos de transporte. Por lo tanto, es esencial diseñar una estrategia de transporte eficiente que minimice las distancias y optimice los costos operativos.

A pesar de las limitaciones derivadas de la relación transporte/costo, los reservorios de CO<sub>2</sub> son estructuras geológicas naturales que deben mantener características específicas a lo largo de períodos geológicos prolongados. Una de las principales características de un reservorio adecuado es su estabilidad tectónica. La estabilidad geológica es crucial para garantizar que el CO<sub>2</sub> se almacene de manera segura, sin riesgo de fugas o contaminación. Los proyectos exitosos de almacenamiento de CO<sub>2</sub> han demostrado que la selección de formaciones geológicas adecuadas, como acuíferos salinos profundos o yacimientos de petróleo y gas agotados, es fundamental para asegurar la integridad del almacenamiento a largo plazo. En contraste, aquellos proyectos que no lograron avanzar hacia la ejecución generalmente se encontraron en áreas con características geológicas inadecuadas, lo que comprometió su viabilidad. Por lo tanto, priorizar zonas geológicamente estables y con formaciones adecuadas puede aumentar significativamente las probabilidades de éxito de los proyectos de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, maximizando tanto la seguridad ambiental como la viabilidad económica de estas iniciativas.

Dado que los altos costos asociados con los proyectos de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> requieren una perspectiva que asegure la recuperación de la inversión, es recomendable contemplar la implementación de proyectos EOR. Estos proyectos no solo permiten utilizar el CO<sub>2</sub> capturado para aumentar la producción de petróleo, sino que también proporcionan una retribución financiera que puede hacer más atractiva la inversión en infraestructura de almacenamiento, contribuyendo así a la viabilidad económica de las iniciativas CCUS.



Fotografía: Jaír Ramírez Cadena

Lo anterior resalta la necesidad de que el gobierno nacional establezca políticas claras y orientaciones precisas para abordar las necesidades específicas del país en el desarrollo de proyectos de CCUS. Dichas políticas deben incluir un marco regulatorio que defina requisitos y estándares claros para la implementación de tecnologías CCUS, así como incentivos económicos que estimulen la inversión en estas tecnologías. Además, es esencial promover la creación de consorcios que agrupen a entidades gubernamentales, sectores de la industria privada y pública, así como universidades, con el objetivo de generar soluciones innovadoras. Este enfoque colaborativo facilitará la investigación y el desarrollo, a la vez que contribuirá a la implementación de procedimientos de evaluación y monitoreo de los impactos ambientales, asegurando que los efectos negativos sobre los ecosistemas locales sean minimizados. También es importante que se aborden de manera proactiva las posibles preocupaciones sociales, a fin de garantizar la aceptación y el apoyo público de estas iniciativas.

La capacitación de profesionales en la gestión de tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> y la participación de las comunidades locales en la planificación y ejecución de proyectos son fundamentales para garantizar el éxito de las iniciativas de CCUS. Además, es crucial alinear estas políticas con las estrategias nacionales de cambio climático, desarrollo sostenible, transición energética e industrial, asegurando que los proyectos contribuyan de manera efectiva a los objetivos a largo plazo del país en términos de sostenibilidad y reducción de emisiones.

Finalmente, establecer mecanismos de monitoreo y reporte sobre el desempeño de los proyectos es esencial para garantizar su efectividad en la reducción de emisiones y asegurar que se mantenga el compromiso con un futuro más sostenible y resiliente ante el cambio climático.

A nivel internacional, existen buenas prácticas reconocidas en los procesos de control industrial y monitoreo durante las fases de planificación, desarrollo e inyección de los proyectos CCUS. Sin embargo, la fase posterior a la fase industrial,

particularmente en lo que respecta al abandono de infraestructuras y la ausencia de seguimiento ambiental por parte de las empresas, ha sido una fuente recurrente de conflictos y preocupaciones sociales. Por lo tanto, es indispensable que se implementen medidas para garantizar un monitoreo continuo, transparencia y responsabilidad en la gestión a largo plazo de estos proyectos, protegiendo así tanto el medio ambiente como las comunidades afectadas.

La colaboración interdisciplinaria entre el sector privado, académico y gubernamental es fundamental para el éxito de los proyectos de CCUS en Colombia. Esta articulación permitirá el intercambio de conocimientos, recursos y experiencias, facilitando el desarrollo de soluciones innovadoras y adaptadas al contexto colombiano. En el marco de estas colaboraciones, es esencial realizar un análisis exhaustivo de la viabilidad económica de las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono, considerando los siguientes aspectos clave:

**Beneficios a largo plazo:** evaluar cómo estas tecnologías contribuyen a la sostenibilidad y al cumplimiento de los objetivos climáticos nacionales e internacionales.

**Costos de implementación y mantenimiento:** establecer una proyección clara de los costos asociados a la implementación de estas tecnologías y su mantenimiento a largo plazo, lo que permitirá una planificación financiera adecuada.

**Educación y sensibilización:** promover la educación y sensibilización de la población sobre la importancia de las tecnologías CCUS, asegurando la aceptación social y el apoyo a nivel local y nacional.

**Investigación e innovación:** invertir en investigación para identificar brechas tecnológicas y oportunidades, promoviendo el desarrollo de nuevas soluciones y mejorando las existentes. A escala nacional, el CCUS representa una oportunidad estratégica para integrar nuevas tecnologías en el futuro energético de Colombia, alineándose con los objetivos de desarrollo sostenible y contribuyendo a una economía con bajas emisiones de carbono.



Fotografía: Jaír Ramírez Cadena

# REFERENCIAS

Agencia Internacional de Energía. (Agosto de 2024). Emisiones de gases de efecto invernadero de la energía Aspectos destacados . Obtenido de Greenhouse Gas Emissions from Energy Highlights Free version of the IEA's annual time series of GHG Emissions from Energy: Emisiones de gases de efecto invernadero de la energía Aspectos destacados.

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2010). Geología del petróleo: Cuenca Cesar-Ranchería [Informe de la Ronda Colombia].

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2010). Geología del petróleo: Cuenca Sinú - San Jacinto - Valle Inferior del Magdalena. Ronda Colombia 2010.

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2011). Valoración del potencial exploratorio de CBM en la cuenca Carbonífera Amagá. Coordinado por G. Bedoya, F. Cediel, y C. Cáceres.

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2021). Anexo 18.1 y 18.2: Campos con producción comercial de gas y condiciones de calidad. Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones.

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2021, agosto 6). Ronda Colombia 2021: Cesar-Ranchería [Presentación PowerPoint].

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). Cuenca Catatumbo: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos.

Alfaro, C., Matiz, J., Rueda, J., Rodríguez, G. F., González, C., Beltrán, M., Rodríguez, G. Z. y Malo, J. (2017). Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano.

Alfaro, C. M., Rueda Gutiérrez, J. B., Casallas Y. P., Rodríguez G. Z., y Malo J. E. (2020)a. Estimación Preliminar del Potencial Geotérmico de Colombia. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano.

Alfaro-Valero, C.M., Rueda-Gutiérrez, J.B., Matiz-León, J.C., Beltrán-Luque, M.A., Rodríguez-Rodríguez, G.F., Rodríguez-Ospina, G.Z., González-Idárraga, C.E. & Malo-Lázaro, J.E. 2020b. Paipa geothermal system, Boyacá: Review of exploration studies and conceptual model. In: Gómez, J.

& Pinilla-Pachon, A.O. (editors), The Geology of Colombia, Volume 4 Quaternary. Servicio Geológico Colombiano, Publicaciones Geológicas Especiales 38, p. 161–196. Bogotá. <https://doi.org/10.32685/pub.esp.38.2019.04>

Bachu, S. (2000). Sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. . Energy Conversion & Management, 953–970.

Barbero Blanco, L. (2012). Propuesta de secuestro de CO<sub>2</sub> atmosférico mediante la carbonatación de serpentinitas. BARBOSA, C. G., 2003. Memoria explicativa Mapa Geológico del Departamento del Cauca. 221p. Cali. Bermúdez, José & Mejía, María & García, Gabriel & G., Gilberto & Barbosa Camacho, G. (2003). Mapa geológico del departamento del Cauca: Memoria explicativa. Instituto Colombiano de Geología y Minería, INGEOMINAS.

Boyd et al., 2017; Public perceptions of carbon capture and storage in Canada: Results of a national survey. International Journal of Greenhouse Gas Control Volume 67, December 2017, Pages 1-9

Cepeda, H. y Pardo, N. (2004). Vulcanismo de Paipa. Bogotá: Ingeominas.

Cerpa, A. (2018). Caracterización del potencial geotérmico a partir de análisis geoquímicos de fuentes termales en el volcán Cerro Machín, Colombia. Universidad EIA, Trabajo de pregrado.

Cossio, U. (2002). Geología de las Planchas 127 Cupica, 128 Murrí, 143 Bahía Solano y 144 Río Tagachí. Departamentos del Chocó y Antioquia. INGEOMINAS, 101p. Bogotá.

INGEOMINAS (2002). GEOLOGÍA DE LA PLANCHA 112 BIS JURADÓ

Dusar y Verkaeren, 1992 Influence of geologic and economic parameters on the (E)CBM-development in the Campine Basin (Belgium) . Polish Geological Institute Special Papers, 7 (2002): 271–280Proceedings of the IV European Coal Conference

Dusseault et al., 2002. Sequestration of CO<sub>2</sub> in Salt Caverns. Canadian international petroleum conference.PAPER 2002-237

Ennis-King, J., & Paterson, L. I. N. C. O. L. N. (2001, April). Reservoir engineering issues in the geological disposal of carbon dioxide. In Fifth international conference on greenhouse gas control technologies, Cairns (Vol. 1, pp. 290-295).

European Environment Agency. (10 de Junio de 2024). Industrial pollutant releases to air in Europe. Obtenido de Industrial pollutant releases to air in Europe: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/industrial-pollutant-releases-to-air>

Global Carbon Project. (2011-2021). Global Carbon Budget Archive. Obtenido de Global Carbon Budget Archive: <https://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/archive.htm>

Gozalpouret al., 2005. CO<sub>2</sub> EOR and Storage in Oil Reservoirs. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 60, No. 3, pp. 537-546

Hefny et al., 2020 Synchrotron-based pore-network modeling of two-phase flow in Nubian Sandstone and implications for capillary trapping of carbon dioxide. International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 103, December 2020, 103164

Herrera, J. (2021). Modelado magnetotelúrico de las áreas geotérmicas de Nereidas Botero Londoño y Nevado del Ruiz. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano.

International Energy Agency. (15 de marzo de 2024). CCUS Projects Explorer. Obtenido de CCUS Projects Explorer: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/ccus-projects-explorer>

IPCC. (2022). IPCC Sixth Assessment Report. Obtenido de IPCC Sixth Assessment Report: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>

IPCC. (2023). Intergovernmental Panel on Climate Change. Obtenido de AR6 Synthesis Report: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/figures/summary-for-policymakers/figure-spm-7/>

IPCC, 2005, Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, Final Draft.

Kuuskraa and Wallace, 2014. CO<sub>2</sub>-EOR set for growth as new CO<sub>2</sub> supplies emerge. Oil Gas J., pp. 92-105





