

Estudio del efecto de la mineralogía en la adsorción de dióxido de carbono en un proceso de  
almacenamiento geológico

María Gabriela Jáuregui Suárez y María Juliana Jáuregui Suárez

Trabajo de Grado para Optar al título de Ingeniera de Petróleos y Geóloga

Director

Adan Yovani León Bermúdez

PhD., en Ingeniería Química

Codirector

Victoria Eugenia Mousalli Díaz

PhD., en Ciencias Aplicadas

Juan Diego Ceballos Payares

MSc., en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

Estudio del efecto de la mineralogía en la adsorción de dióxido de carbono en un proceso de  
almacenamiento geológico

María Gabriela Jáuregui Suárez y María Juliana Jáuregui Suárez

Trabajo de Grado para Optar al título de Ingeniera de Petróleos y Geóloga

Director

Adan Yovani León Bermúdez

PhD., en Ingeniería Química

Codirector

Victoria Eugenia Mousalli Díaz

PhD., en Ciencias Aplicadas

Juan Diego Ceballos Payares

MSc., en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2024

### **Dedicatoria**

*A Dios, por ser nuestra guía, fortaleza y fuente inagotable de sabiduría.*

*A nuestros padres, Paulo y Patricia, por su amor incondicional, su apoyo inquebrantable y por enseñarnos el valor del esfuerzo y la perseverancia.*

*A mi hermana, María Juliana, por ser mi roca y refugio en los momentos de incertidumbre, y por creer en mí incluso cuando yo dudaba.*

*A mi hermana, María Gabriela, por su constante apoyo, afecto y por ser una fuente de inspiración con su dedicación y alegría en cada paso de mi vida.*

*A Dani, por llenar nuestra vida de amor y confianza.*

***María Gabriela y María Juliana***

### **Agradecimientos**

Queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos a todas las personas que contribuyeron de una u otra forma en la realización de este trabajo. En primer lugar, agradecemos a Dios, por ser nuestra luz y guía en cada paso de este camino.

A nuestros padres Paulo y Patricia, por estar siempre a nuestro lado, por su amor incondicional y por enseñarnos a ser la mejor versión de nosotras mismas, a entregar todo nuestro potencial en cada actividad y en cada situación de la vida, les agradecemos profundamente. Gracias a su apoyo y guía, hoy somos las mujeres que somos, y sin ustedes, este logro no habría sido posible. Este es solo uno de los muchos logros que dedicamos a ustedes, con todo nuestro corazón.

Al profesor Adán León, por su valiosa orientación y dedicación en la dirección de este proyecto de investigación. Agradecemos sus ideas innovadoras, el tiempo que dedicó a nuestro trabajo, y su apoyo incondicional, que permitió que nuestra investigación trascendiera a nivel internacional.

A la profesora Victoria Mousalli, por su acompañamiento como codirectora del proyecto. Gracias por todos los aportes y comentarios que ayudaron a enriquecer y fortalecer la investigación.

Al Ing. Juan Diego Ceballos, quien no solo fue nuestro codirector, sino también un gran amigo que nos dejó este proyecto. Gracias por todo lo que nos enseñaste, por la paciencia y el cariño que dedicaste a cada etapa del trabajo. Desde el primer día que ingresamos al grupo de investigación, nos has guiado con dedicación, y hemos aprendido muchísimo de ti.

A Daniela Toro, por acompañarnos desde el inicio de este capítulo en nuestra vida universitaria. Gracias por enseñarnos a disfrutar cada etapa de este proceso, por brindarnos

tranquilidad y fortaleza en los momentos difíciles. Tu cariño y paciencia hicieron este camino mucho más llevadero. Esperamos que sigas formando parte de muchos otros triunfos en nuestra vida.

A nuestras queridas amigas Silvia, Silvana y Manuela, a quienes agradecemos por tantos años de amistad, momentos inolvidables y valiosos consejos. Ustedes han sido una parte esencial de nuestra vida universitaria, compartiendo experiencias que siempre recordaremos con cariño.

Al Grupo de Investigación Recobro Mejorado, por brindarnos tantas oportunidades y enseñanzas a lo largo de nuestra investigación. Gracias a todos los integrantes por su colaboración, apoyo y por compartir su conocimiento y experiencia, lo cual ha sido fundamental para el desarrollo y éxito de este proyecto.

Al Proyecto 3914 y ODS No. 2835, con el cual estuvimos vinculadas a través del proyecto “Estrategias para el Mejoramiento de la Eficiencia Energética y Almacenamiento Geológico de Gases de Combustión durante Procesos de Inyección Continua de Vapor”, ejecutado por el Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Agradecemos la oportunidad de participar en este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a la Escuela de Geología, incluyendo a todos los docentes y personal administrativo, quienes han sido fundamentales en nuestra formación personal y profesional. Agradecemos su dedicación y apoyo a lo largo de nuestra trayectoria académica.

**María Gabriela y María Juliana**

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción.....	16
1. Generalidades de la investigación.....	19
1.1 Planteamiento del problema.....	19
1.2 Antecedentes de la investigación .....	20
1.3 Objetivos de la investigación .....	22
1.3.1 Objetivo General .....	22
1.3.2 Objetivos específicos.....	22
2. Marco teórico.....	23
2.1 Captura, uso y almacenamiento geológico de CO <sub>2</sub> (CCUS) .....	23
2.2 Medios geológicos adecuados para almacenar CO <sub>2</sub> .....	24
2.2.1 Yacimientos de hidrocarburos .....	24
2.2.2 Formaciones permeables profundas saturadas de salmuera .....	25
2.2.3 Capas de carbón .....	25
2.2.4 Formaciones de rocas salinas.....	26
2.3 Mecanismos de recuperación en la inyección de CO <sub>2</sub> .....	26
2.3.1 Hinchamiento o expansión de crudo .....	27
2.3.2 CO <sub>2</sub> inmisible .....	27
2.3.3 CO <sub>2</sub> miscible .....	27
2.4 Mecanismos de atrapamiento de CO <sub>2</sub> .....	28
2.4.1 Atrapamiento estratigráfico/estructural .....	28
2.4.2 Atrapamiento hidrodinámico .....	29

2.4.3 Atrapamiento residual o capilar .....	30
2.4.4 Atrapamiento por solubilidad.....	31
2.4.5 Atrapamiento mineral .....	32
2.4.6 Atrapamiento por adsorción.....	33
2.5 Mecanismos de adsorción de gases .....	34
2.5.1 Fisisorción.....	35
2.5.2 Quimisorción.....	35
2.6 Isotermas de adsorción .....	37
2.6.1 Modelo de Langmuir .....	40
2.6.2 Modelo de BET (Brunauer-Emmett-Teller) .....	40
2.6.3 Modelo de Freundlich.....	41
2.7 Parámetros que afectan la adsorción de un gas.....	41
2.8 Marco geológico.....	50
2.8.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	50
2.8.1.1 Generalidades de la formación Mugrosa .....	53
2.8.2 Cuenca catatumbo .....	54
2.8.2.1 Generalidades de la Formación Mirador .....	56
3. Metodología del proyecto .....	57
3.1 Fase uno: Caracterización geológico.....	57
3.1.1 Salida de campo a los afloramientos y recolección de muestras .....	58
3.2 Fase dos: Preparación de las muestras .....	60
3.2.1 Proceso de corte .....	60
3.2.2 Control de calidad .....	61

3.2.3 Tratamiento de limpieza .....	62
3.2.4 Pulverización de las muestras geológicas.....	64
3.3 Fase tres: Caracterización del sustrato .....	65
3.3.1 Análisis petrográfico de secciones delgadas.....	65
3.3.2 Análisis de difracción de Rayos X (DRX).....	67
3.4 Fase cuatro: adsorción .....	68
3.4.1 Desgasificación de la muestra.....	68
3.4.2 Prueba experimental BET.....	69
4. Análisis de resultados.....	71
4.1 Fase 1: Caracterización geológica.....	71
4.1.1 Formación Mugrosa vía La Fortuna-Campo23-Peroles .....	71
4.1.2 Formación Mirador Vía Pamplona-Cúcuta.....	76
4.2 Fase dos: Caracterización del sustrato.....	79
4.2.2 Caracterización de la Formación Mirador .....	84
4.3 Fase 3: Evaluación de la capacidad de adsorción por pruebas BET .....	89
4.3.1 Isotherma de adsorción de la Formación Mirador .....	92
4.3.2 Isotherma de adsorción Formación Mugrosa.....	93
4.4 Fase 4: Efecto de la mineralogía en la adsorción de CO <sub>2</sub> .....	95
4.4.1 Estructura cristalina .....	97
4.4.2 Interacción entre el CO <sub>2</sub> y los minerales.....	99
4.4.2.1 Minerales de arcilla .....	99
4.4.2.2 Minerales del grupo de las micas .....	100
4.4.2.3 Minerales Carbonatados .....	100

4.4.2.4 Minerales Cuarzo, feldespatos y pirita .....	101
5. Conclusiones .....	103
6. Recomendaciones.....	105
Referencias Bibliográficas.....	106

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. <i>Tipos de poro según el diámetro</i> .....	42
Tabla 2. <i>Clasificación textural Folk para la Formación Mugrosa</i> .....	80
Tabla 3. <i>Tabla composicional para la Formación Mugrosa a partir de análisis petrográficos.</i> .82	82
Tabla 4. <i>Resultados DRX de la Formación Mugrosa</i> .....	83
Tabla 5. <i>Clasificación textural Folk para la Formación Mirador.</i> .....	85
Tabla 6. <i>Tabla composicional para la Formación Mirador a partir de análisis petrográficos</i> ...88	88
Tabla 7. <i>Resultados DRX de la Formación Mirador</i> .....	89
Tabla 8. <i>Caracterización BET de las muestras Mugrosa y Mirador</i> .....	90
Tabla 9. <i>Áreas de superficie específica de los minerales</i> .....	94
Tabla 10. <i>Mecanismos de interacción del CO<sub>2</sub></i> .....	100

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. <i>Atrapamiento estructural de CO<sub>2</sub> por un pliegue anticlinal.</i> .....	28
Figura 2. <i>Atrapamiento hidrodinámico de CO<sub>2</sub></i> .....	29
Figura 3. <i>Atrapamiento residual o capilar de CO<sub>2</sub></i> .....	30
Figura 4. <i>Atrapamiento mineral de CO<sub>2</sub></i> .....	32
Figura 5. <i>Mecanismos de adsorción del CO<sub>2</sub></i> .....	36
Figura 6. <i>Isotermas de adsorción de la IUPAC</i> .....	39
Figura 7. <i>Área superficial para el estudio de la capacidad de adsorción en minerales</i> .....	43
Figura 8. <i>Isoterma de adsorción de CO<sub>2</sub></i> .....	44
Figura 9. <i>Isoterma de adsorción de CH<sub>4</sub></i> .....	44
Figura 10. <i>Cambios en la adsorción del CH<sub>4</sub> con la variación de temperatura y presión en una lutita</i> .....	46
Figura 11. <i>Estructura cristalina de los filosilicatos</i> .....	48
Figura 12. <i>Estructura cristalina de diferentes grupos de filosilicatos</i> .....	49
Figura 13. <i>Columna generalizada Cuenca Valle Medio del Magdalena</i> .....	51
Figura 14. <i>Columna generalizada Cuenca Catatumbo</i> .....	55
Figura 15. <i>Ubicación de los puntos de afloramientos en mapas geológicos.</i> .....	59
Figura 16. <i>Maquina cortadora de núcleos</i> .....	60
Figura 17. <i>Obtención de los plugs de las formaciones geológicas</i> .....	61
Figura 18. <i>Prueba de control de calidad</i> .....	62
Figura 19. <i>Equipo de tratamiento de limpieza Soxhlet</i> .....	63
Figura 20. <i>Molino de bolas Planetary Mill pm100</i> .....	64

Figura 21. <i>Microscopio Nykon</i> .....	66
Figura 22. <i>Difractómetro de rayos X (DRX)</i> .....	67
Figura 23. <i>Equipo Vac Prep 061</i> .....	68
Figura 24. <i>Esquema interno del equipo 3FLEXTM</i> .....	70
Figura 25. <i>Mapa de localización Formación Mugrosa</i> .....	71
Figura 26. <i>Afloramiento Formación Mugrosa vía La Fortuna-Campo 23-Peroles</i> .....	74
Figura 27. <i>Impregnación de hidrocarburos y laminación plano-paralelas</i> .....	74
Figura 28. <i>Columna estratigráfica específica para la Formación Mugrosa</i> .....	75
Figura 29. <i>Mapa de localización Formación Mirador</i> .....	76
Figura 30. <i>Afloramiento Formación Mirador Vía Pamplona- Cúcuta margen derecho, municipio Los Patios, km 117+126 m.</i> .....	77
Figura 31. <i>Columna estratigráfica específica para la Formación Mirador</i> .....	78
Figura 32. <i>Diagrama ternario de la clasificación textural e imagen de la muestra de afloramiento.</i> .....	79
Figura 33. <i>Microfotografía petrográficas secciones delgadas Formación Mugrosa</i> .....	81
Figura 34. <i>Microfotografía petrográficas secciones delgadas Formación Mugrosa</i> .....	81
Figura 35. <i>Diagrama ternario de la clasificación composicional de areniscas</i> .....	82
Figura 36. <i>Diagrama ternario de la clasificación textural e imagen de la muestra de afloramiento.</i> .....	84
Figura 37. <i>Secciones delgadas formación Mirador</i> .....	86
Figura 38. <i>Secciones delgadas Formación Mirador</i> .....	87
Figura 39. <i>Diagrama ternario de la clasificación composicional e imagen de la muestra de afloramiento</i> .....	88

Figura 40. <i>Isoterma de adsorción formación Mirador</i> .....	92
Figura 41. <i>Isoterma de adsorción formación Mugrosa</i> .....	94
Figura 42. <i>Diagrama comparativo por Formación de los resultados obtenidos de las pruebas DRX</i> .....	96
Figura 43. <i>Isotermas de adsorción de la Formación Mugrosa y Mirador</i> .....	96

## Resumen

**Título:** Estudio del efecto de la mineralogía en la adsorción de dióxido de carbono en un proceso de almacenamiento geológico\*

**Autor:** María Gabriela Jáuregui Suárez, María Juliana Jáuregui Suárez \*\*

**Palabras Clave:** Almacenamiento geológico, Mineralogía, Adsorción, Minerales filosilicatos

**Descripción:** Desde el inicio de la revolución industrial en el siglo XVIII, las actividades humanas han provocado un aumento constante en las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero como el óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), metano (CH<sub>4</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). El CO<sub>2</sub>, en particular, genera preocupación debido a sus crecientes emisiones. En 2023, las concentraciones de CO<sub>2</sub> alcanzaron un aumento adicional a 40.7 mil millones de toneladas. En este contexto, la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) se presenta como una solución potencialmente significativa. Uno de los mecanismos que contribuyen al almacenamiento de este gas es la adsorción. Este fenómeno se produce porque ciertos minerales, debido a su estructura cristalina, estabilidad térmica e intercambio catiónico pueden adsorber dióxido de carbono. Esta investigación tuvo como objetivo estudiar el efecto de la mineralogía en la adsorción de CO<sub>2</sub> en entornos de almacenamiento geológico. La metodología se desarrolló en varias fases: primero, una revisión de la literatura de los parámetros que afectan la adsorción; segundo, obtención de muestras de estudio y caracterización composicional (XRD) y textural; tercero, evaluación de la capacidad de adsorción de dióxido de carbono mediante pruebas BET. Esta metodología se aplicó a dos muestras pertenecientes a los yacimientos Mugrosa y Mirador en Colombia. Los resultados indicaron que la Formación Mirador exhibe una mayor capacidad de adsorción (1.08 cm<sup>3</sup>/g STP) en comparación con la Formación Mugrosa (0.3 cm<sup>3</sup>/g STP). Esta diferencia se atribuye a la presencia de minerales filosilicatos como Caolinita y Moscovita en la Formación Mirador, cuya superficie y microporosidades favorecen la adsorción de CO<sub>2</sub> dentro de su estructura cristalina.

---

\* Tesis de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos y Escuela de Geología. Director: PhD. Adan Yovani León Bermúdez. Codirectores: PhD. Victoria Eugenia Mousalli Díaz. y MSc. Juan Diego Ceballos Payares.

### Abstract

**Title:** Study of the effect of mineralogy on the adsorption of carbon dioxide in a geological storage process\*

**Author(s):** María Gabriela Jáuregui Suárez, María Juliana Jáuregui Suárez\*\*

**Key Words:** Geological storage, Mineralogy, Adsorption, Phyllosilicate minerals.

**Description:** Since the onset of the Industrial Revolution in the 18th century, human activities have consistently increased atmospheric concentrations of greenhouse gases such as nitrous oxide (N<sub>2</sub>O), methane (CH<sub>4</sub>), and carbon dioxide (CO<sub>2</sub>). CO<sub>2</sub>, in particular, raises significant concerns due to its escalating emissions. In 2023, CO<sub>2</sub> concentrations reached 40.7 billion tonnes. In this context, carbon capture, utilization, and storage (CCUS) emerge as a potentially significant solution. One of the mechanisms contributing to the storage of this gas is adsorption. This phenomenon occurs because certain minerals, due to their crystalline structure, thermal stability, and cation exchange capacity, can adsorb carbon dioxide. This research aimed to study the effect of mineralogy on CO<sub>2</sub> adsorption in geological storage environments. The methodology was developed in several phases: first, a literature review of the parameters affecting adsorption; second, the acquisition and compositional (XRD) and textural characterization of study samples; and third, the evaluation of the carbon dioxide adsorption capacity through BET tests. This methodology was applied to two samples from the most important reservoir formations in Colombia, Mugrosa and Mirador. The results indicated that the Mirador Formation exhibits a higher adsorption capacity (1.08 cm<sup>3</sup>/g STP) compared to the Mugrosa Formation (0.3 cm<sup>3</sup>/g STP). This difference is attributed to the presence of phyllosilicate minerals such as Kaolinite and Muscovite in the Mirador Formation, whose surface area and microporosity favor the adsorption of CO<sub>2</sub> within their crystalline structure. These findings underscore the importance of mineralogical composition in enhancing CO<sub>2</sub> storage potential in geological formations, highlighting the role of specific minerals in facilitating more effective carbon capture and storage solutions.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering and School of Geology. Director: PhD. Adan Yovani León Bermúdez. Codirectors: PhD. Victoria Eugenia Mousalli Díaz and MSc. Juan Diego Ceballos Payares.

## Introducción

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera, principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), han experimentado un aumento exponencial desde la revolución industrial. Específicamente, el CO<sub>2</sub> genera una preocupación significativa, dado que sus emisiones han experimentado un crecimiento constante a lo largo de los años, siendo las principales responsables del calentamiento global. Según las cifras de 2023, las emisiones totales de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía aumentaron un 1.1 %, alcanzando los 37.4 gigatoneladas, marcando así el nivel más elevado registrado hasta la fecha. Para 2024, el promedio anual previsto es de aproximadamente  $423.6 \pm 0.5$  partes por millón (ppm), lo que supone un incremento de aproximadamente 2.84 ppm respecto al año anterior (Agencia Internacional de la Energía, 2024).

Las emisiones desmedidas de CO<sub>2</sub> tienen una serie de consecuencias preocupantes para el medio ambiente y la salud humana. En primer lugar, el aumento de la temperatura global, que ya supera 1°C por encima de los niveles preindustriales, está desencadenando una serie de eventos climáticos extremos cada vez más frecuentes e intensos: olas de calor, sequías, inundaciones, tormentas y el deshielo de los polos. Por otro lado, la seguridad alimentaria se ve comprometida debido a la reducción de las cosechas, el acceso al agua potable y la exposición a temperaturas extremas, entre otros (Naciones Unidas, 2024).

Para limitar el aumento antropogénico de la temperatura media global, según las recomendaciones del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC), es crucial mantener la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera por debajo de 450 ppmv (partes por millón en volumen). Para lograr este objetivo, se requiere una reducción del 50 % en las emisiones globales

de CO<sub>2</sub> para el año 2050 en comparación con los niveles de 1990. A pesar de este imperativo, el consumo mundial de energía sigue en aumento, y la dependencia de fuentes de energía fósiles, especialmente el carbón, persiste e incluso se intensifica. Ante este panorama, resulta esencial adoptar estrategias efectivas para mitigar las futuras emisiones de CO<sub>2</sub> (IPCC, 2018). Según informes publicados en el Boletín de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) sobre los Gases de Efecto Invernadero en 2022, las concentraciones medias mundiales (CO<sub>2</sub>), el gas de efecto invernadero más abundante, superaron por primera vez en más del 50% los niveles de la era preindustrial y en 2023 siguieron aumentando. Por ello, es importante desarrollar estrategias que incluyan mejoras en la eficiencia energética, la transición de combustibles, el aumento en el uso de energía nuclear, energía eólica y solar, la promoción de bioenergía, la optimización de sumideros naturales de CO<sub>2</sub>, así como la implementación de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) (IPCC, 2018).

Según el Ministerio de Ambiente, Colombia como país signatario del Acuerdo de París, se ha comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 51% para el año 2030. En este contexto, la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> se presenta como una tecnología con gran potencial para contribuir a este objetivo. Sin embargo, es necesario realizar más investigaciones que permitan establecer las oportunidades para el desarrollo de esta técnica en la búsqueda de un futuro sostenible en Colombia (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia, 2020).

Uno de los mecanismos que contribuyen al almacenamiento de este gas es la adsorción. Este fenómeno se produce porque ciertos minerales, debido a su estructura cristalina, estabilidad térmica e intercambio catiónico pueden adsorber dióxido de carbono. Esta investigación tuvo como

objetivo estudiar el efecto de la mineralogía en la adsorción de CO<sub>2</sub> en entornos de almacenamiento geológico.

El presente documento consta de cuatro capítulos; el primero, contiene las generalidades de la investigación, donde se presenta el planteamiento del problema, antecedentes, y objetivos. El segundo capítulo consiste en describir la técnica de la captura uso y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> como un método efectivo para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, se presentan los medios geológicos ideales para el almacenamiento de este gas y se detallan los mecanismos de atrapamiento de CO<sub>2</sub>, con un enfoque particular en el fenómeno de adsorción. Este último se analiza en profundidad, explicando los distintos mecanismos de adsorción en gases y los diversos parámetros que pueden influir en este proceso.

El tercer capítulo aborda la metodología empleada para alcanzar los objetivos propuestos. En primer lugar, se realiza la caracterización del sustrato, que incluye la preparación previa al trabajo de campo, seguida por la salida al afloramiento y la recolección de muestras para el estudio. Adicionalmente, se describe el tratamiento de corte, el control de calidad, el proceso de limpieza y la pulverización de las muestras de estudio. Posteriormente, se detalla la caracterización mineralógica, que comprende el análisis petrográfico y la prueba de análisis de difracción de rayos X (XRD). La fase final, adsorción, describe el proceso de desgasificación y el procedimiento para la prueba experimental BET. Finalmente, el cuarto capítulo presenta los resultados obtenidos en cada fase, con el objetivo de establecer cómo la mineralogía podría influir en la adsorción en un proceso de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

## 1. Generalidades de la investigación

### 1.1 Planteamiento del problema

Actualmente, se atribuye el calentamiento global y el cambio climático al crecimiento económico vinculado a un mayor consumo de energía, principalmente de combustibles fósiles. Estos combustibles representan más del 85% de la energía consumida a nivel mundial y han contribuido a un aumento significativo de las emisiones de CO<sub>2</sub> como un gas de efecto invernadero, el cual está provocando un incremento en la temperatura del planeta (IPCC, 2021). Por esta razón, los diferentes gobiernos están sumando esfuerzos para buscar el desarrollo y puesta en marcha de tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> que permitan reducir esas emisiones y mitigar sus efectos adversos, donde una de las más potenciales es el almacenamiento geológico de este gas en Formaciones permeables y porosas.

Para abordar este desafío existen diferentes mecanismos de entrapamiento que favorecen el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas y permiten que este gas no se libere hacia superficie. Uno de estos mecanismos es la adsorción del CO<sub>2</sub> en los granos de la roca; sin embargo, en Colombia es una técnica muy incipiente de la cual aún no se cuenta con las suficientes investigaciones para determinar cuánto CO<sub>2</sub> queda adsorbido en el medio poroso, ni qué parámetros afectan dicha adsorción. Por lo cual, el desarrollo de este trabajo de grado busca estudiar el efecto de la mineralogía en la adsorción de CO<sub>2</sub> en dos de las formaciones yacimiento más importantes que tiene el país (Formaciones Mugrosa y Mirador), con el fin de evaluar el impacto del fenómeno de adsorción en un proceso de almacenamiento geológico.

## 1.2 Antecedentes de la investigación

El almacenamiento geológico de (CO<sub>2</sub>) se establece como una tecnología crucial en la lucha contra el cambio climático, donde uno de los mecanismos involucrados es la adsorción del gas en la superficie de la roca. Este proceso fue descrito por primera vez por Faraday (1857), el cual profundizó en la adsorción de gases en superficies sólidas, demostrando que la cantidad de gas adsorbido depende de la temperatura y la presión.

A lo largo del siglo XX, Langmuir (1916) desarrolló la teoría de la adsorción, la cual introdujo suposiciones fundamentales. Según esta teoría, la adsorción es mono molecular, lo que significa que las moléculas de gas solo pueden adsorberse en sitios específicos de la superficie, formando una única capa de moléculas. Además, se considera que los sitios de adsorción son equivalentes, lo que implica que no hay interacción entre las moléculas adsorbidas. Según el autor, este proceso es reversible.

Más adelante, Brunauer, Emmett y Teller (1932) desarrollaron el modelo de isoterma BET, ampliamente utilizada para caracterizar la superficie de materiales adsorbentes. Esta teoría considera el llenado de mesoporos y macroporos mediante la adsorción en múltiples capas de adsorbato. Sin embargo, la teoría BET no es aplicable a los microporos, ya que estos son demasiado pequeños para que se produzca la adsorción multicapa. Este análisis permite caracterizar la porosidad superficial de los materiales adsorbentes de manera precisa y detallada.

En la década de 1970, se planteó por primera vez la inyección de CO<sub>2</sub> en el océano como una posible solución para su almacenamiento en aguas profundas, con la expectativa de que permaneciera allí durante siglos (Marchetti, 1977). Además, Holloway et al. (1996) mencionaron que los únicos sitios potenciales para el almacenamiento con capacidad suficiente son los yacimientos naturales, como formaciones geológicas o el océano profundo (Cole et al., 1993).

Posteriormente, se exploró la inyección de CO<sub>2</sub> como método de recuperación mejorada en yacimientos de hidrocarburos, con el objetivo de aprovechar los beneficios del CO<sub>2</sub> para incrementar la producción de petróleo (Blunt et al., 1993). Estas consideraciones allanaron el camino para el desarrollo del primer proyecto comercial a gran escala de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en un acuífero salino, ubicado en el campo petrolero de Sleipner en Noruega, iniciado en 1996 por Statoil. En este proyecto, se comenzó a inyectar aproximadamente 1 millón de toneladas de CO<sub>2</sub> por año en la formación de arena de Utsira, la cual, debido a su alta permeabilidad de 3500 mD y una porosidad del 27-31%, demostró ser apta para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> (Jikich et al., 2003).

Tiempo después, IPCC (2005) publica un informe acerca de la captura y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, el cual fue crucial en la evaluación de esta tecnología como medida para mitigar el cambio climático. En él, se examinaron las diversas tecnologías de captura de CO<sub>2</sub>, incluyendo métodos químicos, físicos y biológicos, así como las técnicas de almacenamiento geológico, como la inyección en acuíferos salinos, capas de carbón o yacimientos de petróleo y gas agotados. El informe también abordó los desafíos y riesgos asociados con la Captura y almacenamiento de carbono (CCS), como la seguridad del almacenamiento a largo plazo, los posibles impactos ambientales, la regulación y la gobernanza, así como las implicaciones socioeconómicas de su implementación a gran escala. Esta evaluación integral proporcionó una base sólida para la consideración y el desarrollo continuo de estas tecnologías como parte de las estrategias de mitigación del cambio climático.

Por último, Yáñez et al, (2020) han llevado a cabo una evaluación del potencial de la CCS-EOR como estrategia de mitigación en la industria petrolera colombiana. Según sus conclusiones, esta técnica ofrece oportunidades significativas en términos técnicos, económicos y ambientales.

Los resultados muestran que podría almacenarse un total de 142 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>) mientras se extraen 465 millones de barriles de petróleo mediante cinco proyectos de CCS-EOR distribuidos en cuatro áreas identificadas en todo el país, lo que contribuiría al 7 % de las reducciones totales de emisiones acumuladas proyectadas para 2040. Sin embargo, también destacan la existencia de desafíos sociales y económicos que deben abordarse antes de implementar esta estrategia a gran escala.

### **1.3 Objetivos de la investigación**

#### ***1.3.1 Objetivo General***

- Estudiar el efecto de la mineralogía en la adsorción de dióxido de carbono en procesos de almacenamiento geológico

#### ***1.3.2 Objetivos específicos***

- Estudiar mediante revisión bibliográfica los parámetros que afectan el fenómeno de adsorción en el almacenamiento geológico de dióxido de carbono.
- Realizar un análisis de la composición mineralógica de dos muestras pertenecientes a las Formaciones Mirador y Mugrosa mediante análisis de secciones delgadas y difracción de rayos X (DRX).
- Evaluar experimentalmente la capacidad de adsorción del dióxido de carbono en muestras de diferente mineralogía mediante pruebas BET, para la obtención de sus respectivas isotermas de adsorción.
- Determinar la influencia de la mineralogía en la adsorción del dióxido de carbono en procesos de almacenamiento geológico (CCS) mediante el análisis de los resultados de las pruebas de adsorción (BET) y caracterización mineralógica.

## 2. Marco teórico

### 2.1 Captura, uso y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> (CCUS)

El proceso de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) abarca métodos y tecnologías para el secuestro del CO<sub>2</sub> emitido por los grandes productores a nivel industrial (centrales térmicas, cementeras, etc.) y su disposición y aislamiento en formaciones geológicas profundas. A su vez, se busca lograr un beneficio mediante el aprovechamiento de los diferentes mecanismos de recuperación y obtener una producción incremental de aceite.

El CCUS desempeña un papel fundamental en la búsqueda de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. En la industria petrolera, las compañías necesitan capitalizar los activos y las tecnologías existentes para establecer proyectos exitosos de bajo contenido de carbono. Para lograrlo, existen diversas áreas de aplicación, que incluyen la recuperación mejorada de petróleo (EOR) con CO<sub>2</sub> en yacimientos convencionales y no convencionales, el uso en plásticos, la conversión biológica y, por último, el almacenamiento geológico (Gonzales, 2014).

Las formaciones que se consideran aptas para almacenar CO<sub>2</sub> son rocas permeables profundas saturadas de salmuera, yacimientos de petróleo o gas agotados o en vías de agotamiento, capas de carbón y formaciones de rocas salinas (Bezoz et al., 2008).

De manera general, una formación idónea para almacenar CO<sub>2</sub> debe constar de una roca almacén con capacidad suficiente para albergar las emisiones que se pretenden almacenar, una inyectividad apropiada para las tasas de emisión existentes y unas condiciones adecuadas de confinamiento y estabilidad tectónica que permitan garantizar la retención del CO<sub>2</sub> en el subsuelo durante miles de años. La efectividad de estos sistemas va a depender de la combinación de una serie de mecanismos de atrapamiento del CO<sub>2</sub>: estratigráfico/estructural, hidrodinámico, residual,

por solubilidad, por precipitación mineral y por adsorción. La selección de formaciones geológicas para almacenar volúmenes importantes de CO<sub>2</sub> requiere la aplicación de una serie de criterios que permitan valorar la idoneidad de las zonas a distintas escalas y desde puntos de vista distintos: geológico, de recursos, de madurez industrial, medioambientales, entre otros (Reyes, 2011).

## **2.2 Medios geológicos adecuados para almacenar CO<sub>2</sub>**

Las formaciones geológicas idóneas para almacenar CO<sub>2</sub> son todas aquellas rocas porosas y permeables que garanticen la capacidad e inyectividad suficientes para los volúmenes de CO<sub>2</sub> que se desee almacenar, y que estén confinadas por rocas de baja permeabilidad que favorezcan la retención del CO<sub>2</sub> en el subsuelo durante largos periodos de tiempo. Por un lado, estas formaciones pueden encontrarse mayoritariamente en las cuencas sedimentarias y pueden ser: rocas permeables profundas saturadas de salmuera y yacimientos de hidrocarburos. Por otro lado, también se encuentran otras alternativas de almacenamiento como lo son los lechos de carbón sin interés minero y domos salinos (González, 2014).

### ***2.2.1 Yacimientos de hidrocarburos***

El CO<sub>2</sub> se puede almacenar en campos de hidrocarburos agotados o en campos que estén todavía en producción, utilizándose en este último caso para incrementar la recuperación del petróleo o gas. En campos de hidrocarburos, las operaciones EOR aportan un gran potencial económico que puede contrarrestar los costes de la captura, el transporte y el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. En estas operaciones con CO<sub>2</sub>, su efectividad depende de alcanzar la miscibilidad, reduciendo la viscosidad del crudo y manteniendo la presión del yacimiento. En caso de inmiscibilidad de CO<sub>2</sub>, se utiliza para represurizar el yacimiento, empujando el crudo hacia los pozos. Se han

propuesto diversas metodologías de inyección de CO<sub>2</sub>, como la inyección continua o alternada con agua (Klins y Farouq Ali, 1982; Klins, 1984). En estas aplicaciones se puede recuperar entre el 50% y el 67% del CO<sub>2</sub> inyectado junto con el petróleo producido (Bondor, 1992), para después separarlo y reinyectarlo en el yacimiento para minimizar los costos de operación. El resto del CO<sub>2</sub> es almacenado en el yacimiento a causa de diversos mecanismos de entrapamiento (Bondor, 1992).

### ***2.2.2 Formaciones permeables profundas saturadas de salmuera***

Otra opción geológica para almacenar CO<sub>2</sub> son las formaciones permeables profundas saturadas de salmuera. Son rocas sedimentarias porosas con aguas de formación no aptas para el consumo humano, industrial o agrícola debido a su elevada salinidad. En diversos estudios estas formaciones han sido consideradas como una de las mejores opciones para almacenar grandes volúmenes de CO<sub>2</sub> por su gran extensión a escala mundial y por encontrarse a las profundidades adecuadas, representando la opción con mayor capacidad de almacenamiento. Además, dada su ubicuidad, presentan mayor probabilidad de estar cerca de las fuentes emisoras de CO<sub>2</sub> (Ruiz, 2007).

### ***2.2.3 Capas de carbón***

Las capas de carbón pueden ser posibles almacenes de CO<sub>2</sub>, donde las características de la roca desempeñan un papel fundamental. Entre estas características se encuentran el rango o grado de alteración del carbón, que varía desde el lignito hasta la antracita; la composición maceral, que se refiere a los componentes orgánicos del carbón, con los grupos más grandes siendo la inertinita, liptinita y vitrinita; y la materia mineral presente. Estos compuestos contribuyen a la capacidad de

adsorción física, junto con las microporosidades de estos materiales que incrementan y crean más sitios disponibles para la adsorción de CO<sub>2</sub> (Ramírez, 2011).

#### ***2.2.4 Formaciones de rocas salinas***

Además de las opciones de almacenamiento descritas hasta ahora, existe otra opción que contempla las formaciones de rocas salinas. Esta alternativa requiere la previa excavación de la roca, mediante disolución, para habilitar una cavidad que pueda ser ocupada por el CO<sub>2</sub>. Las propiedades de las rocas salinas que hacen factible el almacenamiento de CO<sub>2</sub> son su escasa permeabilidad y sus propiedades de autosellado. Este tipo de roca se da en la naturaleza formando domos salinos generalmente de composición química-mineralógica bastante homogénea, o en formaciones salinas estratificadas, con intercalaciones de materiales sedimentarios no salinos (Ruiz, 2007).

#### **2.3 Mecanismos de recuperación en la inyección de CO<sub>2</sub>**

Al inyectar CO<sub>2</sub>, este desplazará los fluidos contenidos en el espacio poroso obteniendo una recuperación adicional de hidrocarburos, este desplazamiento puede ser miscible e inmiscible dependiendo del comportamiento que pueda tener el CO<sub>2</sub> con los hidrocarburos de la formación. El proceso miscible se desarrolla si la presión está por encima de la presión mínima de miscibilidad y un proceso inmiscible se da en caso contrario. Existen diferentes mecanismos involucrados en la inyección de CO<sub>2</sub> los cuales dependerán de la miscibilidad de los hidrocarburos de la formación y de la interacción crudo- CO<sub>2</sub>, la cual tendrá un efecto en la reducción de la viscosidad del aceite causado por hinchamiento o expansión (Ceballos, 2022).

### ***2.3.1 Hinchamiento o expansión de crudo***

Este fenómeno ocurre cuando el CO<sub>2</sub> entra en contacto con el aceite, generando una transferencia de masa entre el gas y el crudo, debido a la solubilidad que puede tener el CO<sub>2</sub> en el hidrocarburo. Es así como ocurre el fenómeno de hinchamiento a medida que el CO<sub>2</sub> se va disolviendo en este, permitiendo que el aceite ocupe mayor espacio en el medio poroso y conecte con otras gotas entrampadas en diferentes poros. Por otra parte, la reducción de la viscosidad a causa de la expansión volumétrica es el efecto principal del hinchamiento del crudo (Bachu, 2013).

### ***2.3.2 CO<sub>2</sub> inmisible***

El proceso de inmiscibilidad ocurre cuando la presión no es la suficiente para lograr la miscibilidad, En estos casos, los mecanismos más relevantes son el mantenimiento de presión y empuje, junto con el hinchamiento o expansión del crudo, el cual genera la disminución de la viscosidad del aceite como consecuencia de la solubilidad del CO<sub>2</sub> (Ahmed y Meehan, 2012).

### ***2.3.3 CO<sub>2</sub> miscible***

Dos fluidos son considerados miscibles cuando pueden mezclarse en todas las proporciones posibles y formar una única fase homogénea. Así las cosas, cuando el CO<sub>2</sub> alcanza la miscibilidad con el crudo del yacimiento, se genera una sola fase en el espacio poroso, lo cual ocasiona que no exista una interfase y por lo tanto elimina la tensión interfacial entre los fluidos. En consecuencia, se logra reducir la saturación de aceite residual a su valor más bajo posible, reflejando una máxima eficiencia de desplazamiento cercana al 100% y una considerable recuperación adicional de aceite. (Ahmed y Meehan, 2012).

## 2.4 Mecanismos de atrapamiento de CO<sub>2</sub>

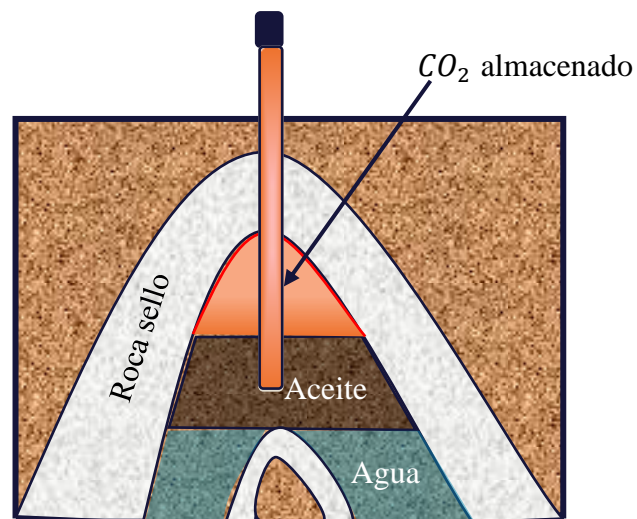
Existen diversos mecanismos físicos y químicos que favorecen el atrapamiento de las moléculas de CO<sub>2</sub> en el medio poroso y permiten que estas no se liberen hacia la superficie, dentro de los cuales se tienen: atrapamiento estratigráfico/estructural, hidrodinámico, residual o capilar, por solubilidad, por precipitación mineral y por adsorción (Ceballos, 2022).

### 2.4.1 Atrapamiento estratigráfico/estructural

Este tipo de atrapamiento consiste en la imposibilidad que tienen las moléculas de CO<sub>2</sub> de escapar de la roca almacén al encontrar una barrera o trampa del sistema petrolífero, las cuales pueden ser estructurales o estratigráficas. Por un lado, las trampas estructurales son aquellas que se forman por estructuras geológicas originadas por movimiento tectónicos, por ejemplo, una falla que ponga en contacto la roca almacén con una formación no permeable o un pliegue anticlinal que forme una estructura donde los fluidos queden atrapados. Por otro lado, las trampas estratigráficas consisten en zonas donde hay un cambio de tipo de roca y se pasa a una formación no permeable, ya sea por discordancias, acuñamientos o arrecifes (IPCC, 2018).

#### Figura 1.

*Atrapamiento estructural de CO<sub>2</sub> por un pliegue anticlinal.*



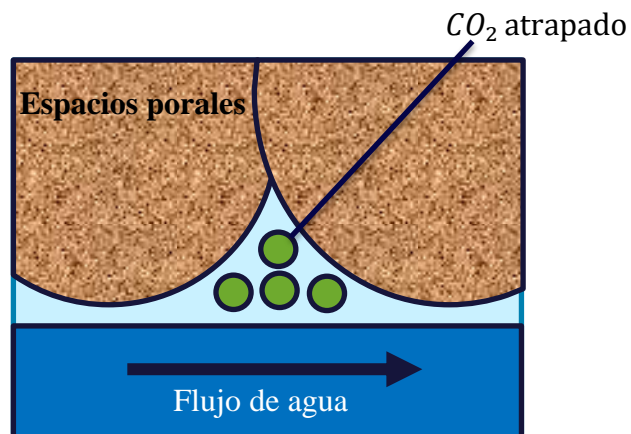
Como se observa en la figura 1, al inyectar CO<sub>2</sub> en el yacimiento, este tiende a ascender a la parte superior de la formación por sus características de densidad y viscosidad, hasta encontrar una barrera física que le impida seguir fluyendo hacia la superficie. Esta barrera o trampa, es un elemento fundamental dentro del sistema petrolífero, ya que contribuye a que los fluidos se acumulen en este tipo de estructuras generadas por las trampas de tipo estructural o estratigráfico (Ceballos, 2022).

#### ***2.4.2 Atrapamiento hidrodinámico***

Este mecanismo ocurre debido a que en los espacios porales quedan atrapadas las moléculas de CO<sub>2</sub> a causa del flujo constante del agua presente en el yacimiento, el cual evita que el CO<sub>2</sub> fluya libremente a través del medio poroso. Un esquema de este fenómeno se presenta en la figura 2 (Ceballos, 2022).

#### **Figura 2.**

*Atrapamiento hidrodinámico de CO<sub>2</sub>*



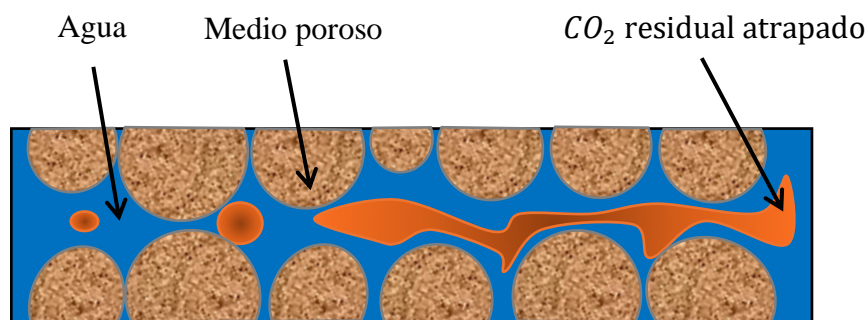
Como se observa en la figura 2, el flujo constante de agua ejerce una resistencia que evita que las moléculas de CO<sub>2</sub> puedan continuar con su flujo normal a través del yacimiento, lo cual ocasiona el atrapamiento del gas en las gargantas de poro. Es importante mencionar que este mecanismo solo ocurre cuando hay involucrado movimiento de fluidos en la roca almacén (Ceballos, 2022).

### 2.4.3 Atrapamiento residual o capilar

Este tipo de mecanismo ocurre cuando el CO<sub>2</sub> inyectado en el yacimiento, queda inmovilizado dentro del medio poroso por la disminución de su saturación y la acción de fuerzas capilares. Cuando el CO<sub>2</sub> es inyectado a la formación, el avance del frente de inyección está dominado por el empuje que se ejerce sobre los fluidos originales del yacimiento. En la parte frontal, el crudo y el agua son desplazados por el avance del CO<sub>2</sub>, mientras que, en la parte posterior, el espacio que va quedando por detrás del frente puede ser ocupado de nuevo por otros fluidos que se inyectan posteriormente (González, 2014), lo que genera una reducción en la saturación del CO<sub>2</sub>, a tal punto que, este pueda quedar inmovilizado por la acción de las fuerzas capilares del poro, producto de los fenómenos de tensión interfacial/superficial y mojabilidad. En la figura 3 se puede observar este mecanismo (Ceballos, 2022).

#### Figura 3.

*Atrapamiento residual o capilar de CO<sub>2</sub>*



González (2014) menciona que existen diferentes variables que condicionan la retención de CO<sub>2</sub> por este mecanismo. Al aumentar la temperatura, las fuerzas de tensión interfacial/superficial disminuyen, debilitando de esta manera las fuerzas de retención. Otros autores como Kaldi y Gibson-Poole (2008) afirman que, con el paso del tiempo, es posible que el CO<sub>2</sub> residual inmóvil se disuelva en el agua de formación, asegurando la acción de un nuevo mecanismo de almacenamiento (Ceballos, 2022).

#### ***2.4.4 Atrapamiento por solubilidad***

Este mecanismo ocurre cuando el CO<sub>2</sub>, gracias a sus características, el CO<sub>2</sub> se puede disolver en agua debido a varias razones. En primer lugar, como muchos otros gases, el CO<sub>2</sub> es soluble en líquidos, y su solubilidad depende de factores como la presión, la temperatura y la naturaleza del gas y del líquido. Además, aunque el CO<sub>2</sub> es una molécula no polar, puede interactuar con el agua a través de interacciones dipolo-dipolo inducidas, permitiendo que las moléculas de agua rodeen y disuelvan las moléculas de CO<sub>2</sub>. Químicamente, el CO<sub>2</sub> puede reaccionar con el agua para formar ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), que puede disociarse en iones de hidrógeno (H<sup>+</sup>) y bicarbonato (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>), aumentando así la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el agua. La reacción entre el CO<sub>2</sub> y el agua está en equilibrio, lo que permite la disolución hasta alcanzar un equilibrio dinámico. Finalmente, la solubilidad del CO<sub>2</sub> aumenta con la presión y disminuye con la temperatura, lo que facilita su disolución en condiciones adecuadas se disuelve en el agua de formación a través del tiempo, mediante procesos de difusión, dispersión y convección (Universidad de Granada, S.f).

El proceso de disolución del CO<sub>2</sub> ocasiona una reacción que produce un ácido débil que incrementa la salinidad y densidad de la fase acuosa. De esta manera, se favorece la disolución del

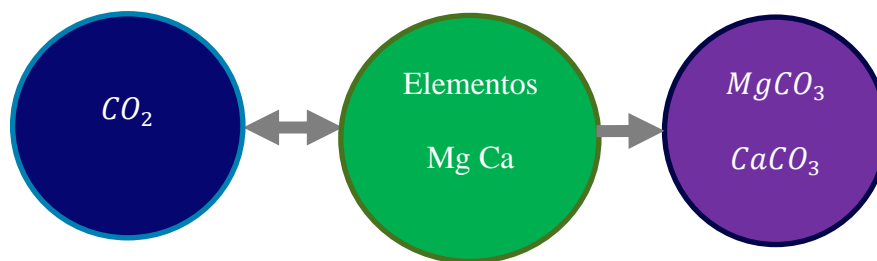
CO<sub>2</sub> debido a la combinación del movimiento ascendente de este, por su baja densidad y el movimiento descendente de la nueva fase acuosa con una mayor densidad debido al CO<sub>2</sub> disuelto (Kaldi y Gibson-Poole, 2008). Por otra parte, la capacidad de solubilidad del CO<sub>2</sub> aumenta con el incremento de la presión y disminuye con el aumento de la temperatura y salinidad. En escalas de tiempo extensas, del orden de cientos y miles de años, el atrapamiento por solubilidad se puede convertir en el mecanismo de almacenamiento dominante (González, 2014).

#### *2.4.5 Atrapamiento mineral*

Este mecanismo de almacenamiento consiste en la precipitación o formación de nuevos minerales (principalmente carbonatos), a partir de las reacciones químicas que ocurren entre el CO<sub>2</sub> inyectado y algunos minerales reactivos presentes en la formación o fluidos mineralizados.

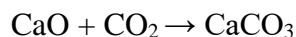
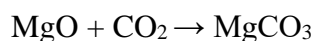
#### **Figura 4.**

##### *Atrapamiento mineral de CO<sub>2</sub>*



Los minerales que principalmente tienden a reaccionar son aquellos que tienen dentro de su composición química elementos como: calcio, hierro y magnesio, los cuales reaccionan con el ion bicarbonato para formar precipitados de carbonatos, como se puede evidenciar en la figura 4. (González, 2014). Un ejemplo de este fenómeno puede ocurrir en la carbonatación

mineral en donde el Óxido de magnesio (MgO) y Óxido de calcio (CaO) reaccionan con el CO<sub>2</sub> produciendo compuestos como el carbonato de magnesio (MgCO<sub>3</sub>) y el carbonato cálcico (CaCO<sub>3</sub>), como se representa en las siguientes reacciones (Gonzales, 2014; Klunk, 2009).



Estas reacciones dependen de la composición química del agua de formación ya que esta es fundamental para el proceso de mineralización del CO<sub>2</sub> puesto que influye en las condiciones de pH, la disponibilidad de iones reactivos y la dinámica de las reacciones químicas que llevan a la formación de carbonatos estables (Klunk, 2009). A su vez, existen otros parámetros como la presión y temperatura del sistema y la relación entre la superficie de contacto de los granos minerales y el flujo disponible de CO<sub>2</sub> que van a propiciar el atrapamiento del gas por este mecanismo (Klunk, 2009).

Las formaciones comunes que contienen hidrocarburos almacenados son areniscas dominadas por la presencia de cuarzo, lo cual implica que estas reacciones ocurran al pasar un gran periodo de tiempo. Es por esto que este tipo de retención puede brindar un almacenamiento permanente, sin embargo, su lenta velocidad de ejecución hace que el resto de los mecanismos adquieran una mayor relevancia (Gonzales, 2014).

#### ***2.4.6 Atrapamiento por adsorción***

Este tipo de mecanismo ocurre cuando las moléculas de CO<sub>2</sub> se adhieren a la superficie de los granos del medio poroso, debido a los cambios en las fuerzas residuales que existen en la superficie del sólido. Esto ocurre debido a que los átomos de la superficie de la roca no están

completamente rodeados por otros átomos de la misma naturaleza y no se cumplen con todos los requisitos de enlace, dando lugar a que estos espacios disponibles sean ocupados o rodeados por otros componentes que se encuentran alrededor. En estos casos, las condiciones de presión y temperatura pueden influir fuertemente en el fenómeno, razón por la cual, el CO<sub>2</sub> queda atrapado por el efecto de adsorción mientras la presión y temperatura se mantengan en condiciones estables. Este tipo de mecanismo es el objeto principal de análisis en esta investigación, del cual se profundizará a continuación (Ceballos, 2022).

## **2.5 Mecanismos de adsorción de gases**

La adsorción implica la concentración de uno o más moléculas de un gas o líquido en la superficie de un sólido. El sólido se denomina adsorbente y las moléculas adsorbidas en la superficie de este se conocen como adsorbatos. Los mecanismos de adsorción ocurren debido a que las moléculas de la superficie del adsorbente se encuentran en un ambiente diferente a las moléculas del interior de este. Al interior del adsorbente, todas las fuerzas que actúan entre las moléculas están mutuamente equilibradas; pero en la superficie, las moléculas no están rodeadas en su totalidad por otras de su tipo, por lo tanto, tienen fuerzas de atracción desequilibradas o residuales. Ahora bien, estas fuerzas desequilibradas son las responsables de atraer las moléculas o átomos del adsorbato a la superficie, dando como resultado el fenómeno de adsorción gas (Butt et al., 2003).

Bajo estas circunstancias, la adsorción ocasiona una disminución en las fuerzas de atracción residuales de la superficie, lo cual provoca una liberación de energía en forma de calor desarrollando un comportamiento exotérmico. A temperatura y presión constantes, la adsorción

ocurre de manera espontánea. La adsorción de gases en superficies sólidas se divide en dos categorías principales: adsorción física y adsorción química (Butt et al., 2003).

### ***2.5.1 Fisisorción***

En el principio de fisisorción las moléculas del gas se mantienen unidas a la superficie del sólido por medio de las fuerzas de Van der Waals. Estas fuerzas intermoleculares existen entre las partículas de toda materia y se manifiestan dependiendo de la polaridad de las moléculas lo cual genera diferentes tipos de interacciones: dipolo-dipolo, dipolo permanente- dipolo inducido y dipolo inducido-dipolo inducido. La adsorción física se caracteriza por tener una baja entalpia, alrededor de 20-40 kJ/mol. A su vez, al no existir intercambio de electrones es un proceso reversible en el cual se establece un equilibrio entre el adsorbente y el adsorbato. Dado que la adsorción de un gas conduce a una disminución de la presión, la magnitud de la adsorción aumenta con el aumento de presión. Del mismo modo, al ser un proceso exotérmico y de acuerdo con el principio de Le Châtelier, la magnitud de la adsorción aumenta con la disminución de la temperatura. Otra característica importante en este principio es la formación de una multicapa debido al apilamiento entre varias capas de gas (Butt et al., 2003). La entalpia de adsorción para la primera capa viene determinada por las fuerzas entre adsorbente y adsorbato, mientras que la entalpia para las siguientes capas depende de las interacciones moleculares (Butt et al., 2003).

### ***2.5.2 Quimisorción***

A temperaturas más elevadas, las moléculas adsorbidas pueden reorganizarse electrónicamente con las moléculas de la superficie, lo que se conoce como quimisorción. Durante este proceso, puede ocurrir una reorganización electrónica que incluye la formación y ruptura de enlaces químicos de tipo iónico o covalente. Este fenómeno tiene lugar únicamente cuando hay

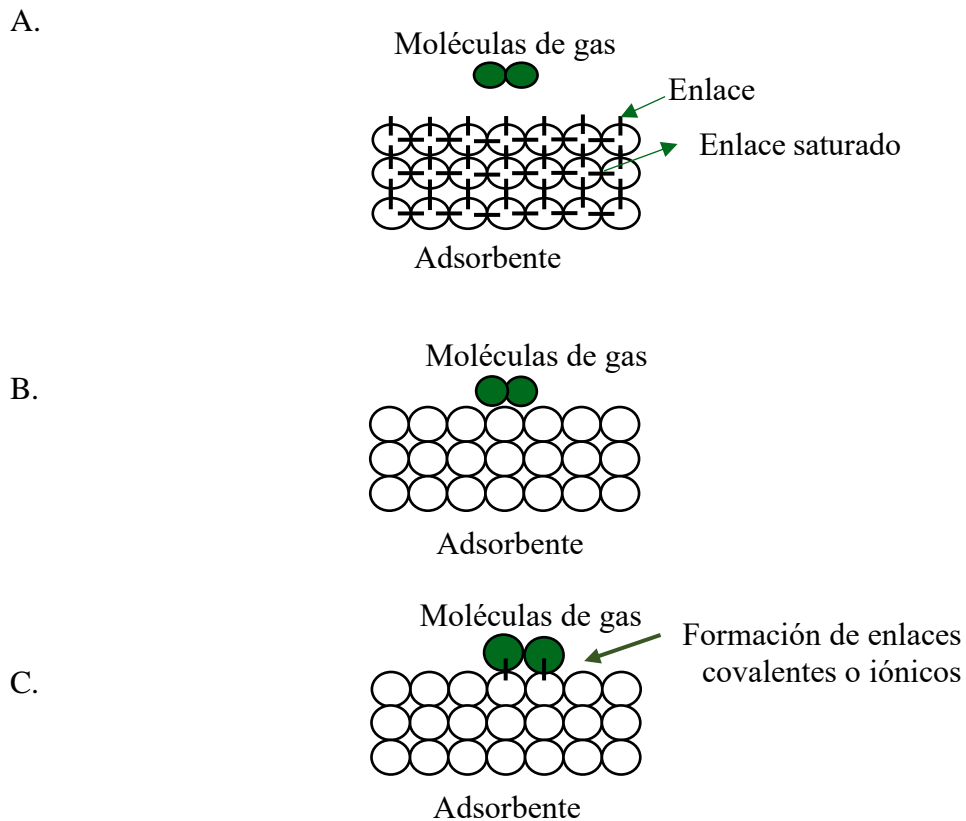
una interacción significativa entre el gas adsorbido y las moléculas del adsorbente. Por lo tanto, no todos los adsorbatos se quimisorberán en todas las superficies del adsorbente, ya que la quimisorción es un proceso selectivo e irreversible en el que una molécula de gas adsorbida se unirá químicamente solo a ciertas superficies del adsorbente (Butt et al., 2003).

La quimisorción se caracteriza por tener una entalpía alta, aproximadamente entre 80 y 240 kJ/mol, y suele ocurrir preferentemente bajo condiciones de temperatura elevada. Además, a diferencia de la fisisorción, la quimisorción se detiene tras la formación de una monocapa sobre la superficie del adsorbente (Butt et al., 2003).

En la figura 5 se ilustran los distintos mecanismos de adsorción para gases. En la Figura 5(a), se muestra el momento en que una molécula de gas se acerca a la superficie del adsorbente, atrayéndose por las fuerzas atractivas generadas por las fuerzas moleculares desequilibradas en dichas superficies. La Figura 5(b) representa la fisisorción, donde una molécula de gas se adhiere a la superficie mediante fuerzas de van der Waals, sin formar enlaces químicos. La Figura 5(c) representa la quimisorción, donde se produce la formación de enlaces químicos más fuertes tipo iónico o covalente (Butt et al., 2003).

### **Figura 5.**

*Mecanismos de adsorción del CO<sub>2</sub>*



## 2.6 Isotermas de adsorción

Cuando una cantidad de gas llega a la superficie de un sólido, una parte del gas se adsorbe en la superficie mientras que otra parte permanece sin adsorber. Esta relación entre la cantidad de gas adsorbido y la presión en equilibrio, bajo condiciones de temperatura constante, se conoce como isoterma de adsorción. La cantidad adsorbida puede medirse de manera volumétrica (manométrica) o gravimétricamente. En el primer caso, se determina a partir de la disminución de la presión del gas a volumen constante al ponerse en contacto con el sólido; en el segundo caso, se mide a partir del aumento de peso del adsorbente. La isoterma de adsorción refleja la interacción entre la superficie del sólido y las moléculas de gas, proporcionando información crucial sobre el área superficial y la porosidad del sólido (Rodríguez, 2010).

Se han propuesto muchas clasificaciones de isothermas de adsorción representadas gráficamente en la figura 6, de acuerdo con la IUPAC (International Union of Pure and Applied Chemistry), se clasifican de la siguiente manera:

Tipo I: Se denomina como isoterma de Langmuir, es característica de procesos en los que se produce el llenado de los microporos. En donde la cantidad adsorbida aumenta con la presión hasta alcanzar un valor límite, el cual corresponde al recubrimiento de la superficie por una monocapa, y luego se mantiene constante.

Tipo II: Isoterma característica de los procesos de adsorción física multicapa en materiales principalmente macroporosos, donde el adsorbato inicialmente forma una monocapa sobre el adsorbente. Sin embargo, el proceso de adsorción no se detiene ahí, sino que continúa hasta formar capas adicionales. Este fenómeno se describe adecuadamente mediante el modelo B.E.T. (Brunauer, Emmett y Teller). Un rasgo distintivo es el llamado punto B, que indica el momento en que se completa la monocapa inicial.

Tipo III: Isoterma que describe un proceso de adsorción física en multicapa, característico de la adsorción en sólidos no porosos donde la interacción entre el adsorbente y el adsorbato es débil. Debido a esta débil interacción, no se forma el codo característico de las isothermas tipo II y no se puede identificar el punto B. El análisis de estos procesos es complicado porque la interacción sólido-gas superficial es prácticamente inexistente.

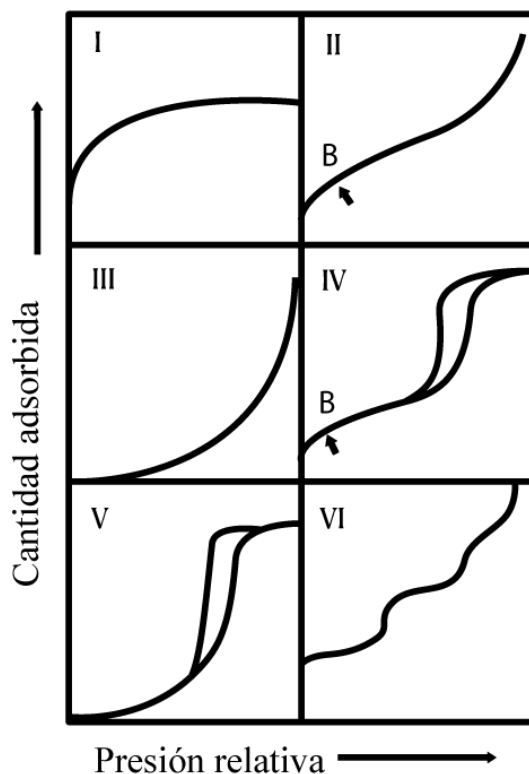
Tipo IV: Se caracteriza por la presencia de ciclos de histéresis y es propio de sólidos con microporos y mesoporos. En estos materiales, las interacciones entre las moléculas del gas y la superficie mesoporosa del adsorbente son seguidas por la condensación capilar, que representa la fase final del proceso. Durante esta fase, la adsorción de multicapa continúa hasta que los espacios mesoporosos se llenan completamente, incluso antes de alcanzar la presión de saturación.

Tipo V: Son poco comunes y las más difíciles de interpretar. La afinidad del adsorbente (poroso en este caso, a diferencia del tipo III) por el adsorbato es baja, y la histéresis está relacionada con el llenado del poro. Además, no se obtienen superficies específicas ni distribuciones de tamaños de poros que sean confiables.

Tipo VI: Es típico de la adsorción multicapa de gases nobles en superficies altamente uniformes. Las primeras capas se adsorben en un rango específico de presiones, y cada incremento en la isoterma corresponde al llenado de una capa, hasta alcanzar un total de dos o tres capas.

### Figura 6.

*Isotermas de adsorción de la IUPAC*



A continuación, se explican brevemente los modelos más usados para determinar y graficar isotermas de adsorción:

### **2.6.1 Modelo de Langmuir**

La isoterma de Langmuir describe un modelo teórico que se aplica a la adsorción en una sola capa sobre una superficie totalmente homogénea, con un número limitado de sitios de adsorción idénticos y específicos, y con interacciones despreciables entre las moléculas. Esta teoría se representa mediante una ecuación específica (1) (Figuerola et al., 2014).

$$q_e = \frac{q_{max} K_L C_e}{1 + K_L C_e} \quad (1)$$

Donde  $q_{max}$  (mg g<sup>-1</sup>) es una constante que denota la capacidad de adsorción, en tanto que la constante  $K_L$  (Lmg<sup>-1</sup>) define la afinidad del adsorbato por adsorbente (Figuerola et al., 2014).

### **2.6.2 Modelo de BET (Brunauer-Emmett-Teller)**

Se obtuvo por primera vez en 1938 como un modelo de isoterma de adsorción para multicapa. Uno de los usos principales de este modelo de isoterma es la caracterización del área superficial (Mousalli, 2021). Para aplicar el modelo de Brunauer-Emmett-Teller (BET) generalmente utilizan gases de sondeo (llamados adsorbentes) los cuales no reaccionan químicamente con las superficies del material como adsorbatos para cuantificar los gases específicos. El concepto de la teoría es una extensión del modelo de Langmuir el cual incluye la adsorción en multicapas. La ecuación utilizada para este modelo es la siguiente (2):

$$v = \frac{V_m C p}{(p - p_0) [1 + (C - 1) (\frac{p}{p_0})]} \quad (2)$$

Donde C es la constante de BET, p es la presión medida en estado de equilibrio y p<sub>0</sub> es la presión inicial del sistema (Martín, 1990).

### **2.6.3 Modelo de Freundlich**

Admite la posibilidad de interacción entre las moléculas adsorbidas en los distintos centros activos, que constituía un tratamiento válido cuando no existe una interacción apreciable entre las moléculas de adsorbato. A su vez, el modelo de Freundlich admite la formación de multicapas de moléculas durante la adsorción en una superficie heterogénea, representada con la ecuación 3 (Mousalli, 2021).

$$q_e = K_F C_e^{\frac{1}{n}} \quad (3)$$

Donde K<sub>F</sub> (mg g<sup>-1</sup>) (mgL<sup>-1</sup>)<sup>-1/n</sup> y n caracterizan la capacidad y la intensidad de adsorción, respectivamente; hipotéticamente K<sub>F</sub> alcanza el valor de q<sub>e</sub> cuando la C<sub>e</sub> se aproxima a la unidad y así puede ser considerado como un indicador de la intensidad de adsorción (Figuroa et al., 2014).

## **2.7 Parámetros que afectan la adsorción de un gas**

El grado de adsorción de un gas en la superficie de un sólido depende de los siguientes factores: la naturaleza y superficie del área del adsorbente, la naturaleza del gas adsorbido, la temperatura la presión del gas y la estructura cristalina de los minerales.

Dentro del fenómeno de adsorción, la eficiencia del sólido depende de las características del área de la superficie expuesta, ya que no todos los sólidos van a adsorber la misma cantidad de gas incluso si estos se encuentran sometidos bajo condiciones similares de presión y temperatura. Cuanto mayor es el área superficial, mayor es la superficie disponible, lo cual favorecerá el

aumento de la adsorción. Es importante mencionar que, el área superficial del sólido también va a depender de la porosidad y el tamaño de volumen de poro. Según la Unión Internacional de Química Pura y Aplicada (IUPAC por sus siglas en inglés) existen tres tipos de poro clasificados en la tabla 1 según el diámetro: microporos, mesoporos y macroporos (Rodríguez, 2010). El tamaño de los rangos de poro se relaciona directamente con la adsorción. En los microporos, el potencial de interacción es mayor que en los poros más anchos debido a la proximidad de las paredes, razón por la cual, la cantidad adsorbida (a una presión relativa) se mejora correspondientemente (López, 2004).

**Tabla 1.**

*Tipos de poro según el diámetro*

Tipo de poro	Diámetro de poro (nm)
Microporos	<2
Mesoporos	2-50
Macroporos	>50

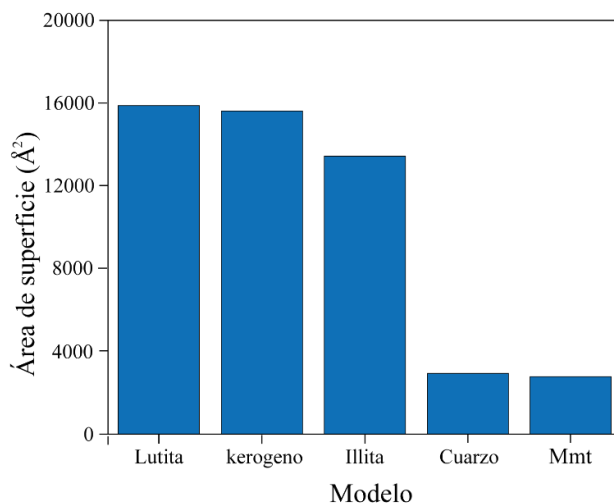
*Nota.* Clasificación de poro según su tamaño según la (IUPAC) (Rodríguez, 2010).

En la actualidad, se han llevado a cabo diversos estudios que exploran la capacidad de adsorción de gases en distintas superficies. Uno de ellos fue Babatund et al., (2021), quienes desarrollaron una investigación en la cual estructuras microporosas sintéticas que simulaban una lutita y sus componentes principales como cuarzo, montmorillonita, illita y querógeno. En este estudio, se evaluó la capacidad de adsorción de CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> tanto en la lutita como en los minerales que contribuían significativamente a dicho proceso. Los experimentos se realizaron a una temperatura de 113°F en un rango de presiones entre 1.45 y 2467 Psi. Como se puede observar

en la figura 7, cada estructura microporosa contaba con un área superficial específica (Babatund et al., 2021).

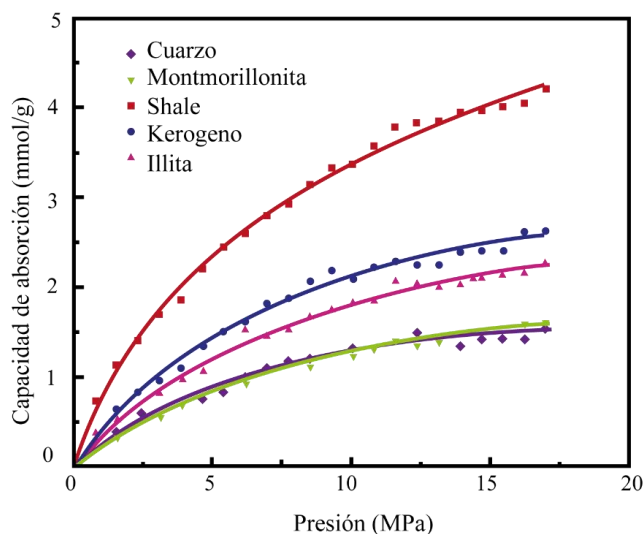
**Figura 7.**

*Área superficial para el estudio de la capacidad de adsorción en minerales*



*Nota.* Áreas superficiales en función de la capacidad de adsorción de distintos minerales. Tomado de: (Babatunde et al., 2021). Molecular simulation study of CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> adsorption on realistic heterogeneous shale surfaces.

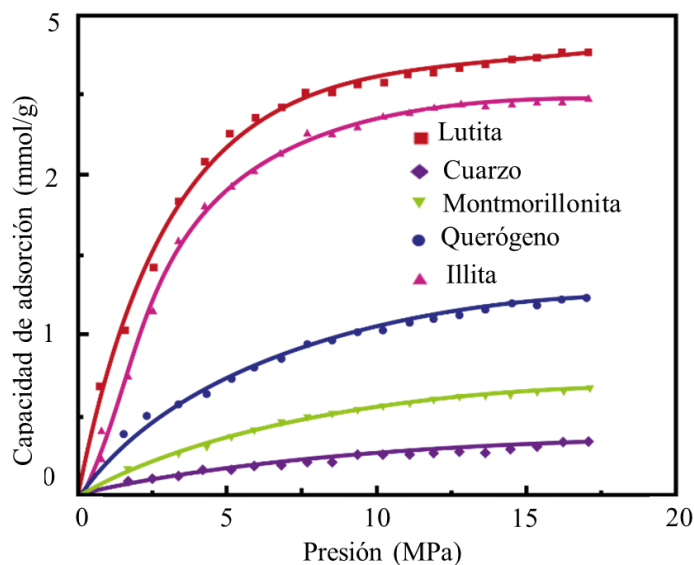
Los resultados presentados en la figura 8 revelaron que la lutita exhibió la mayor capacidad de adsorción, destacando por la interconexión de sus poros y un diámetro considerablemente mayor ( $\geq 4$  Angstrom), en comparación con la illita, el cuarzo y la montmorillonita, cuyas microestructuras porosas presentaban tamaños más reducidos.

**Figura 8.***Isoterma de adsorción de CO<sub>2</sub>*

*Nota.* Isoterma de adsorción de CO<sub>2</sub> (las líneas representan el ajuste Langmuir). Tomado de (Babatunde et al., 2021). Molecular simulation study of CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> adsorption on realistic heterogeneous shale surfaces.

A su vez, como se evidencia en la figura 9, se demuestra que la capacidad de adsorción del CH<sub>4</sub> era menor a la del CO<sub>2</sub> en la muestra de estudio, teniendo en cuenta los valores de adsorción de las isotermas obtenidas para el CH<sub>4</sub> (figura 10) que alcanzan una capacidad de adsorción máxima de 2,8 mmol/g a diferencia del CO<sub>2</sub> donde se observan valores de hasta 4,5 mmol/g (Babatunde et al., 2021).

**Figura 9.***Isoterma de adsorción de CH<sub>4</sub>*



*Nota.* Isotherma de adsorción de  $CH_4$  (las líneas representan el ajuste Langmuir). Tomado de Babatunde et al., 2021). Molecular simulation study of CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> adsorption on realistic heterogeneous shale surfaces.

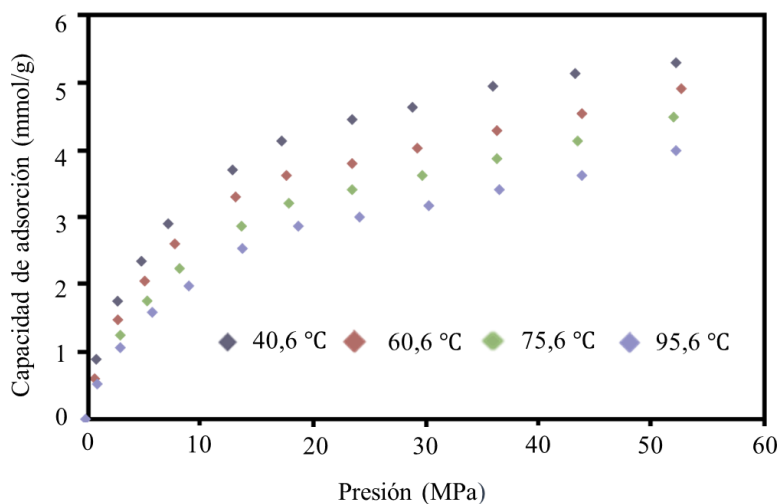
Los resultados obtenidos permitieron concluir que la capacidad de adsorción de CO<sub>2</sub> se ve directamente relacionada con el aumento del área superficial y el tamaño de los poros. Un incremento en el área superficial proporciona un mayor espacio para la retención de CO<sub>2</sub>. Por otra parte, se analiza que la naturaleza del gas desempeñó un papel crucial en el proceso de adsorción, puesto que la molécula de CO<sub>2</sub>, al ser más pequeña que la de CH<sub>4</sub>, pudo penetrar con mayor facilidad en los poros, amplificando así la capacidad de adsorción en las superficies de estudio (Babatunde et al., 2021).

Otros parámetros que afectan el grado de adsorción son la temperatura y la presión. En general, se observa que la adsorción disminuye con el aumento de la temperatura y la disminución de la presión. A nivel molecular, significa que a medida que aumenta la temperatura, aumenta la movilidad de las moléculas adsorbidas sobre la superficie del sólido, con lo cual aumenta la

probabilidad de que escapen de esta superficie, disminuyendo de esta manera la capacidad de adsorción. El caso contrario ocurre con la presión, ya que su aumento mejora la capacidad de adsorción al permitir que las fuerzas intermoleculares que actúan sobre la superficie del sólido permanezcan fijas. Existen diversos estudios que respaldan la noción de que la capacidad de adsorción de un gas está influenciada por estos factores; como se ilustra en la investigación llevada a cabo por Chen et al. en 2018. Este estudio se basó en pruebas de laboratorio, durante las cuales se generaron diferentes isothermas de adsorción de CH<sub>4</sub> a temperaturas de 40.6 °C, 60.6 °C, 75.6 °C y 95.6 °C, con presiones medidas superiores a 7542 Psi. Estas pruebas se realizaron utilizando muestras de lutita extraídas de la cuenca del sur de Sichuan, China. Los resultados obtenidos se representan en la figura 10.

**Figura 10.**

*Cambios en la adsorción del CH<sub>4</sub> con la variación de temperatura y presión en una lutita*



*Nota.* Capacidad de adsorción de CH<sub>4</sub> a diferentes temperaturas. Tomado de: Chen et al., (2018). Mechanisms of shale gas adsorption: Evidence from thermodynamics and kinetics study of methane adsorption on shale.

En el estudio, se destaca que la temperatura más elevada, es decir, 95.6 °C, se correlaciona con la menor cantidad de adsorción de gas metano en comparación con otras temperaturas. A su vez, a una temperatura constante, se observa un aumento en la adsorción de CH<sub>4</sub> en la muestra de lutita conforme la presión aumenta. No obstante, este aumento en la adsorción de CH<sub>4</sub> muestra una tendencia gradual a medida que la presión se incrementa, indicando que la tasa de adsorción disminuye a presiones elevadas.

Chen et al. (2018) derivaron importantes conclusiones de este experimento. Establecieron que la temperatura ejerce un papel significativo en la adsorción del CH<sub>4</sub>, siendo inversamente proporcional a la cantidad de gas adsorbido. En contraste, la presión muestra una relación directamente proporcional con la cantidad de adsorción de gas.

Otro parámetro que afecta en la adsorción es la estructura cristalina de los minerales. Diferentes estudios señalan que los minerales de silicato están organizados en clases, dependiendo del tipo de red cristalina que estos formen. Como regla general, el punto de fusión, la dureza del mineral y la resistencia a la meteorización química tienden a aumentar a medida que se incrementa la dimensionalidad de la red de este grupo de minerales (Bleam, 2012). Es por esta razón, que los filosilicatos han recibido mucha atención debido a su composición química, así como las diferentes morfologías que pueden adquirir de forma natural.

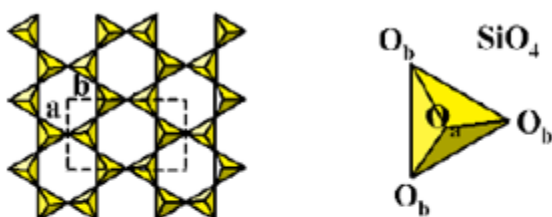
Este grupo de minerales, conocidos también como silicatos en lámina, están formados por capas consecutivas de tetraedros y octaedros. La lámina tetraédrica (T), que es la más estable, está compuesta generalmente por la especie [SiO<sub>4</sub>]<sup>-4</sup>. En todos los casos, el silicio se encuentra en el centro del tetraedro, mientras que los cuatro átomos de oxígeno están en los vértices, formando anillos interconectados de seis miembros de tetraedros [SiO<sub>4</sub>]<sup>-4</sup> que se extienden en láminas

infinitas a lo largo del plano a,b (Figura 11). Las láminas octaédricas (O), por otro lado, se conectan compartiendo vértices (Chouikhi et al., 2019).

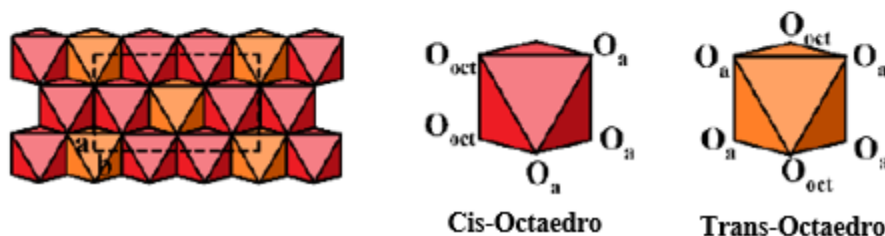
**Figura 11.**

*Estructura cristalina de los filosilicatos*

**Laminas tetraédricas de los filosilicatos**



**Laminas octaédricas de los filosilicatos**



Nota. Diferentes tipos de láminas que conforman la estructura cristalina de los filosilicatos.

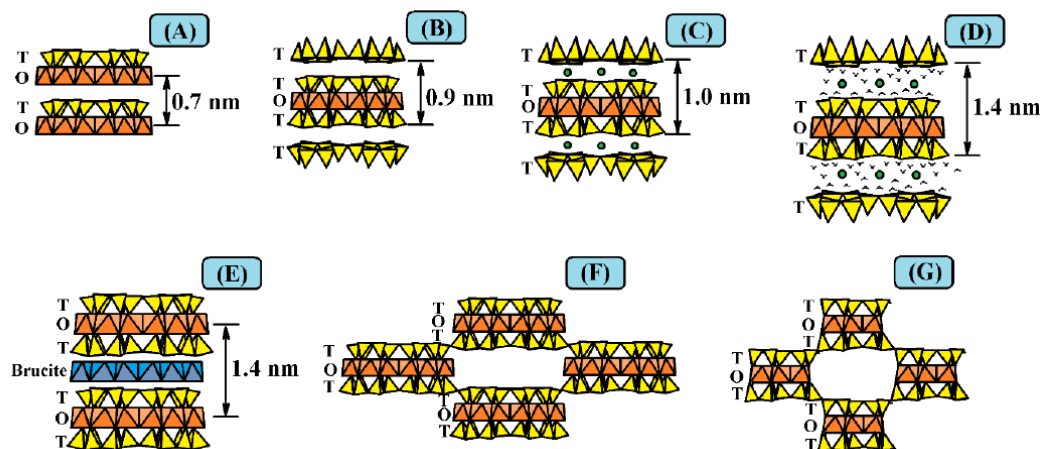
Tomado de: Chouikhi et al. 2019. CO<sub>2</sub> Adsorption of Materials Synthesized from Clay Minerals: A Review. *Clays and Clay Minerals*, 67, 456-472.

La estructura básica de los minerales de silicato en capas se clasifica en dos tipos: 1:1 y 2:1, según la proporción de láminas tetraédricas y octaédricas. La extensión de estas láminas a lo largo del plano a,b da lugar a los filosilicatos del grupo de la caolinita (dioctaédrico) y del grupo de la serpentina (trioctaédrico) (TO), con un espaciamiento basal de 0.7 nm (Figura 12A). En los filosilicatos compuestos por la lámina octaédrica que está situada entre dos láminas tetraédricas

enfrentadas, forman filosilicatos del grupo de la pirofilita (dioctaédrico) y del grupo del talco (trioctaédrico) con un espaciamiento basal de 0.9 nm (Figura 12B). En ambos casos, todas las cargas están equilibradas, por lo que la interacción entre las láminas adyacentes se produce a través de interacciones electrostáticas (Chouikhi et al., 2019). Estos diferentes tipos de arreglos cristalinos y la química de sus superficies serán fundamentales en la medida en que son los espacios en los que el CO<sub>2</sub> será adsorbido en la con la superficie del mineral.

### Figura 12.

*Estructura cristalina de diferentes grupos de filosilicatos*



Nota. Estructura química del grupo de la Caolinita y Serpentina 1:1 (A); grupo del Talco y la Pirofilita 2:1 (B); grupo de las micas (C); grupo de la esmectita y vermiculita (D); grupo de la Clorita (E); Sepiolita (F); Palygorskita (G). Tomado de: Chouikhi et al., 2019. CO<sub>2</sub> Adsorption of Materials Synthesized from Clay Minerals: A Review.

## 2.8 Marco geológico

### 2.8.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM)

Es una cuenca antepaís de tipo graben que está localizada en la parte central del territorio colombiano formando una faja alargada entre las cordilleras Oriental y Central de los andes colombianos, en sentido norte-sur. A su vez, comprende un área de 32000 Km<sup>2</sup> de los departamentos de Cauca, Valle del Cauca, Quindío, Risaralda, Caldas, Antioquia, Córdoba, Sucre y Bolívar (Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2012).

Desde una perspectiva geológica, es una cuenca de gran complejidad, forjada por una serie de eventos a lo largo del tiempo. Durante el período que abarca desde el Jurásico tardío hasta el Cretácico temprano, se observaron procesos de extensión que condujeron a la formación de Graben. Estos fenómenos se desarrollaron en respuesta a la separación del margen noroeste del continente suramericano del norteamericano, dando lugar al surgimiento de un vasto aulacógeno con orientación noroeste-sureste, facilitando la invasión del Mar Cretácico. Durante la etapa de sedimentación en los grabens, se acumularon predominantemente depósitos calcáreos continentales de origen fluvial. Posteriormente, en el período comprendido entre el inicio del Berriasiano y el Valanginiano, se observó la sedimentación de eventos marinos someros en dos cuencas de rift, divididas por el alto del Paleomacizo de Floresta-Santander. Estas cuencas experimentaron una tasa de subsidencia relativamente alta, que cesó a principios del Aptiano, momento en el cual se fusionaron formando una cuenca más amplia, donde se depositaron sedimentos de plataforma media a externa, alcanzando su máxima profundidad en el Albiano medio (Lozano y Zamora, 2014).

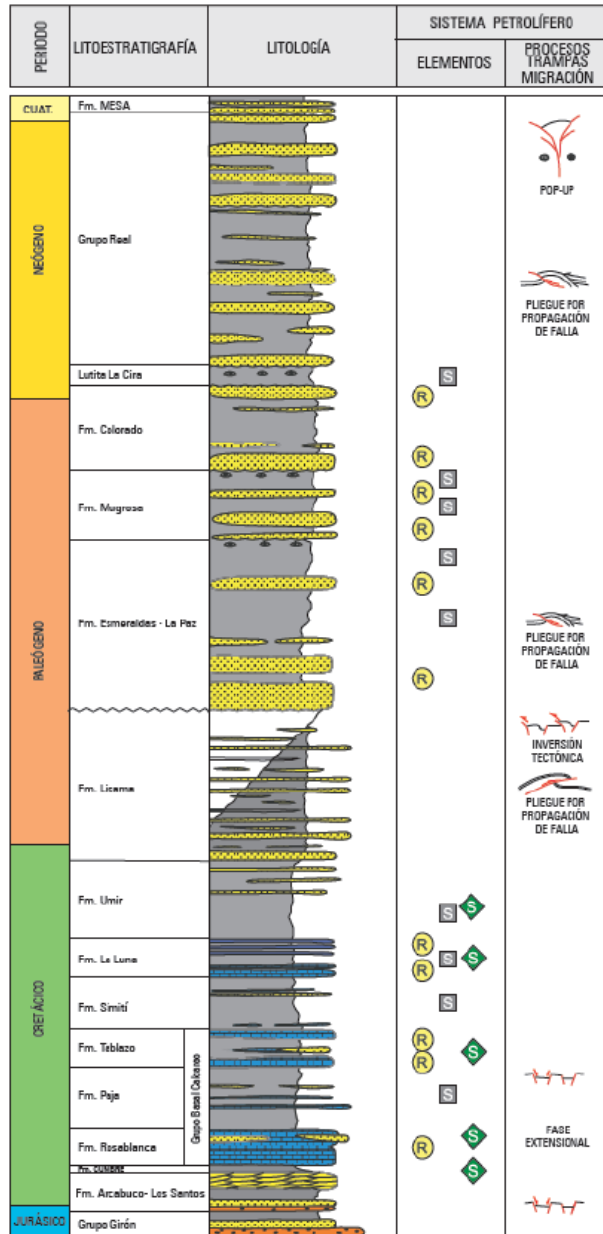
El inicio de la sedimentación pos-rift se produjo a partir del Turoniano-Coniaciano y continuó hasta el final del Cretácico. Durante este período, se observaron esfuerzos tectónicos

compresivos como respuesta al levantamiento de las cordilleras Central y Oriental, lo que provocó una apertura que propició la depositación de las Formaciones relacionadas con la cuenca del VMM (Lozano y Zamora, 2014).

La secuencia estratigráfica que se evidencia en la columna estratigráfica generalizada (observada en la figura 13), inicia con la depositación del basamento igneo-metamórfico sobre el cual fueron depositadas secuencias sedimentarias, de edad Triasico-Jurasico, en un evento de Rift intracratónico en ambientes continentales a marginales, dando lugar a las Formaciones Girón y Los Santos. Posteriormente en el Jurásico-Cretácico, se desarrolló un periodo de extensión, en ambientes fluviales y litorales, donde se sedimentaron las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y La Luna. Finalmente, la última secuencia se desarrolló en un evento compresivo que originó procesos de levantamiento y erosión necesarios para que se depositaran las unidades La Paz y Esmeraldas, seguidas por las formaciones Mugrosa, Colorado y La Cira. Los sedimentos más jóvenes correspondientes al Grupo Real y a la Formación la Mesa corresponden al Neógeno y Cuaternario respectivamente (Lozano y Zamora, 2014).

**Figura 13.**

*Columna generalizada Cuenca Valle Medio del Magdalena*



Nota: Tomada de: Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). Cuenca Valle Medio del Magdalena: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Evaluación Petrofísica ShaleXpert, Pozos: Catalina-1 y Cocuyo-1.

### **2.8.1.1 Generalidades de la formación Mugrosa**

La formación hace parte de la Cuenca VMM, aflorando hacia el nororiente de la cuenca. Está constituida en la parte inferior por areniscas cuarzosas de grano fino a medio de color gris a verde grisáceo con intercalaciones de lodolitas de color grisáceo y azulado, y algunas areniscas conglomeráticas (Ward, 1973). La parte media está constituida por lutitas moteadas azuladas, masivos, con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso y lutitas verdosas. Hacia la parte superior se encuentran lodolitas moteadas, fosilíferas pertenecientes al Oligoceno.

Estratigráficamente la Formación Mugrosa está en contacto discordante sobre la Formación Esmeraldas e infrayace concordantemente a la Formación Colorado, aumentando de espesor progresivamente hacia el este, desde unos 500 m en el Campo Llanito pasa a unos 800 m en el campo La Cira Infantas y puede llegar a tener 2000 m en el límite oriental a 25 km (Ardila y Rangel, 2017). En cuanto a su ambiente de depositación, las características de las facies arenosas en la base de la formación dan indicios de estar relacionadas a corrientes fluviales meandriformes, mientras que las secuencias de lodolitas representan depósitos de llanuras de inundación (Ardila y Rangel, 2017).

La sección aflorante corresponde al miembro inferior compuesto por intercalaciones de capas gruesas e irregulares de arcillolitas y lodolitas de tonalidades verdosas a moradas, intercaladas con capas gruesas de areniscas sublíticas de grano fino, subangulares a subredondeadas, de color crema con presencia de micas, pirita y matriz arcillosa. Estructuralmente hace parte del Sinclinal de Infantas, el cual hace parte de la provincia occidental de la Cordillera Oriental compuesta por una serie de anticlinales estrechos y alargados y sinclinales amplios y de grande extensión con una orientación norte-sureste (Ardila y Rangel, 2017).

### **2.8.2 Cuenca catatumbo**

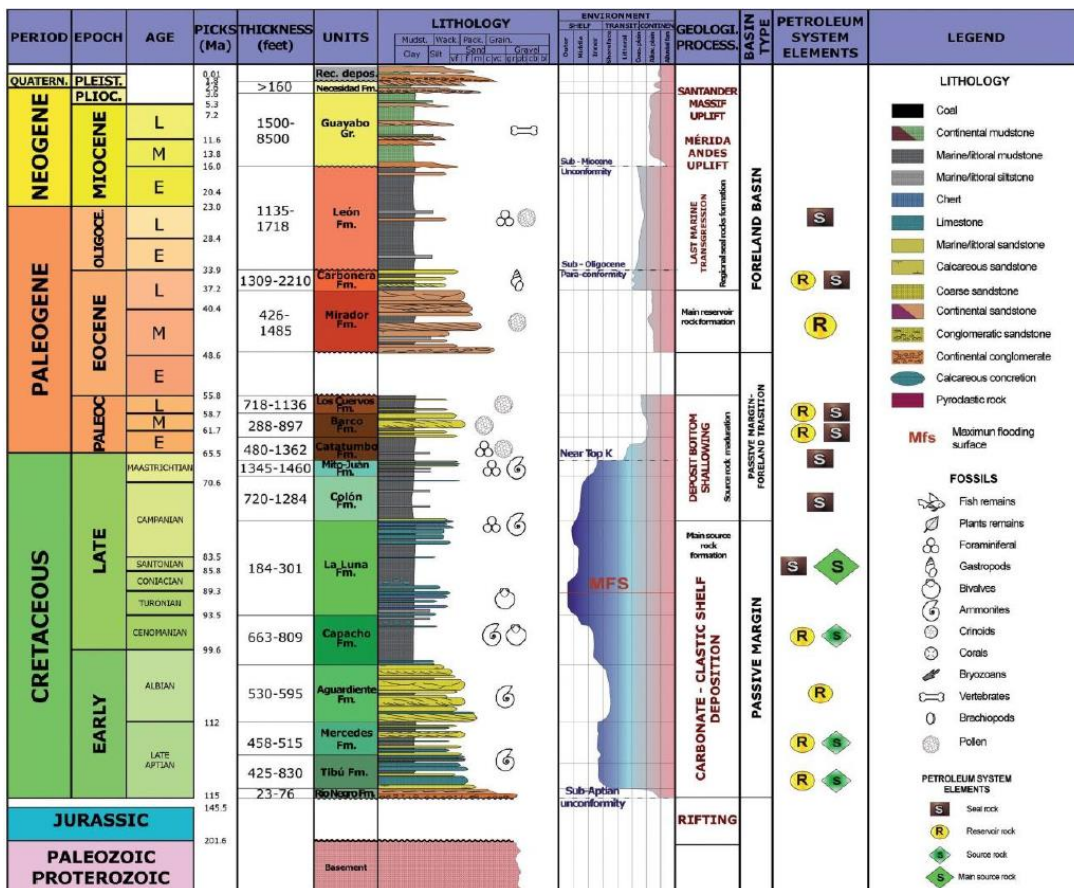
La cuenca Catatumbo es interpretada como una cuenca antepaís localizada en la parte suroeste de Colombia. Está limitada al oeste por la Serranía del Perijá y el Macizo de Santander, y al sureste por los Andes de Mérida, comprendiendo un área de 7700 Km<sup>2</sup>. (Lozano y Zamora, 2014).

De acuerdo con Rangel y Hernández (2007), la historia tectónica, sedimentaria y térmica de la cuenca está relacionada con el desarrollo de la cuenca del Lago de Maracaibo, y a la evolución de la parte norte de América del sur, esta evolución tectónica está comprendida en diversas etapas. La primera fase (Triásico-Jurásico) comprende un periodo de tectónica extensional, en el cual el basamento cratónico de la cuenca, se encuentra expuesto en las cordilleras andinas, y esta principalmente constituido por litologías ígneas y metamórficas precámbricas-paleozoicas. Este basamento cratónico se generó como resultado de la ruptura de Pangea y la separación de América del Norte y América del Sur, por una fase extensional ocurrida durante el Triásico – Jurásico. Esta fase extensional generó las cuencas extensionales (rifts) con vulcanismo asociado, controlado por fallas normales en los márgenes del Atlántico, Golfo de México y norte de Suramérica. La segunda entre el Apiano-Campaniano temprano, comprende una fase de margen pasiva, posterior a este periodo de extensión, en la cual se produce una subsidencia térmica que influenció a que la margen occidental de Suramérica se convirtiera en una plataforma poco profunda cubierta por sucesivos avances marinos ocurridas durante el período Cretácico. A su vez, ocurre la colisión de las placas Caribe y Suramérica, este suceso, acompañado de los diferentes procesos de apertura, levantamiento, esfuerzos transgresivos y eventos orogénicos, favorecieron a la sedimentación de las formaciones pertenecientes a la cuenca del Catatumbo.

La secuencia estratigráfica (representada en la figura 14), comienza con el basamento ígneo-metamórfico sobre el cual fueron depositadas las secuencias sedimentarias correspondientes al Cretácico y Paleoceno, posterior a un evento de Rifting. Las principales formaciones son: Rio Negro, Tibú, Mercedes, Aguardiente, Capacho, La Luna, Colón, Mitú-Juan, Catatumbo, Barco, Los Cuervos. En el Paleógeno se depositan las formaciones Mirador y Carbonera. Hacia el Oligoceno se deposita la Formación León y finalmente para el Neógeno y Cuaternario se deposita la Formación Guayabo y la Formación (Lozano y Zamora, 2014).

Figura 14.

Columna generalizada Cuenca Catatumbo



Nota: Tomada de: Lozano, E., & Zamora, N. (2014). Anexo: Compilación de la cuenca Catatumbo.

### **2.8.2.1 Generalidades de la Formación Mirador**

La Formación Mirador hace parte de la Cuenca Catatumbo localizada al nororiente del territorio nacional. Esta unidad está compuesta por areniscas de cuarzo, blancas y gris claras, de grano fino a medio, ligeramente conglomeráticas, carbonosas, con intercalaciones de intraclastos lodolíticos; hacia la parte media-alta presenta un nivel de arcillolitas grisáceas, carbonosas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo, de grano fino. La parte superior consta de una secuencia de arenisca gris clara, de grano medio a ligeramente conglomerática, feldespáticas y ferruginosas (Royero y Clavijo, 2001).

Hubach (1957) y Van Der Hammen (1958) señalaron que, desde un punto de vista estratigráfico, el contacto inferior de la formación se describe como una discontinuidad con la Formación Los Cuervos, mientras que en la parte superior se encuentra en contacto concordante con la Formación Carbonera. Basándose en datos palinológicos, se ha asignado una edad que va desde el Eoceno inferior hasta el medio para esta formación. En el área de estudio, el espesor de la formación es de 227.5 metros, medidos en la sección de la vía Cúcuta-Bucaramanga. Los sedimentos se depositaron en un entorno transicional, representando un posible delta.

La sección aflorante corresponde al miembro medio superior conformado por con niveles de arcillolitas grisáceas y predominancia en arenas cuarzosas. Estructuralmente la secuencia sedimentaria está limitada por fallas inversas.

### **3. Metodología del proyecto**

Este capítulo describe la metodología empleada para alcanzar los objetivos propuestos, organizada en varias fases. La primera fase consiste en la caracterización geológica, que incluye la revisión bibliográfica, la salida de campo para recolectar muestras de las Formaciones Mugrosa y Mirador, y la organización de la información recolectada. La segunda fase implica la preparación de las muestras mediante las labores de limpieza y pulverización. La tercera fase abarca la caracterización del sustrato, que se realiza mediante un análisis petrográfico de secciones delgadas y la técnica de difracción de rayos X (DRX). Finalmente, en la cuarta fase se evalúa la capacidad de adsorción de CO<sub>2</sub> de cada una de las muestras a través de un montaje experimental y análisis BET y se obtienen las respectivas isothermas de adsorción determinado cual es la influencia de la mineralogía en la adsorción de CO<sub>2</sub> para las muestras de estudio. A continuación, se explicará la metodología empleada en cada una de estas fases.

#### **3.1 Fase uno: Caracterización geológico**

Durante esta etapa, se llevó a cabo una exhaustiva revisión y recopilación de información, lo que permitió contextualizar el tipo de litologías y las diferentes investigaciones relacionadas con la capacidad de adsorción de distintos tipos de muestras. Además, se definieron y seleccionaron los afloramientos de las unidades formacionales respectivas, tomando como base la litoestratigrafía y las descripciones petrográficas disponibles. Como resultado de este proceso, se optó por utilizar las Formaciones Mugrosa y Mirador de las cuencas del VMM y Catatumbo, respectivamente.

### ***3.1.1 Salida de campo a los afloramientos y recolección de muestras***

La preparación y ejecución de la salida a campo consistió en tres etapas: planeación, reconocimiento de campo y toma de muestras reconociendo las Formaciones geológicas de interés en los mapas geológicos elaborados para cada cuenca (ver Figura 15). La planeación se desarrolló a partir de revisión bibliográfica. En este proceso, se identificaron los afloramientos donde se recolectarán las muestras de las Formaciones Mugrosa y Mirador. Estos afloramientos se encuentran en la vía La Fortuna - Puerto Araujo, sector Campo 23, en el municipio de Barrancabermeja, Santander, y en la vía Pamplona - Cúcuta, margen derecho, municipio Los Patios, km 17+126 m, respectivamente.

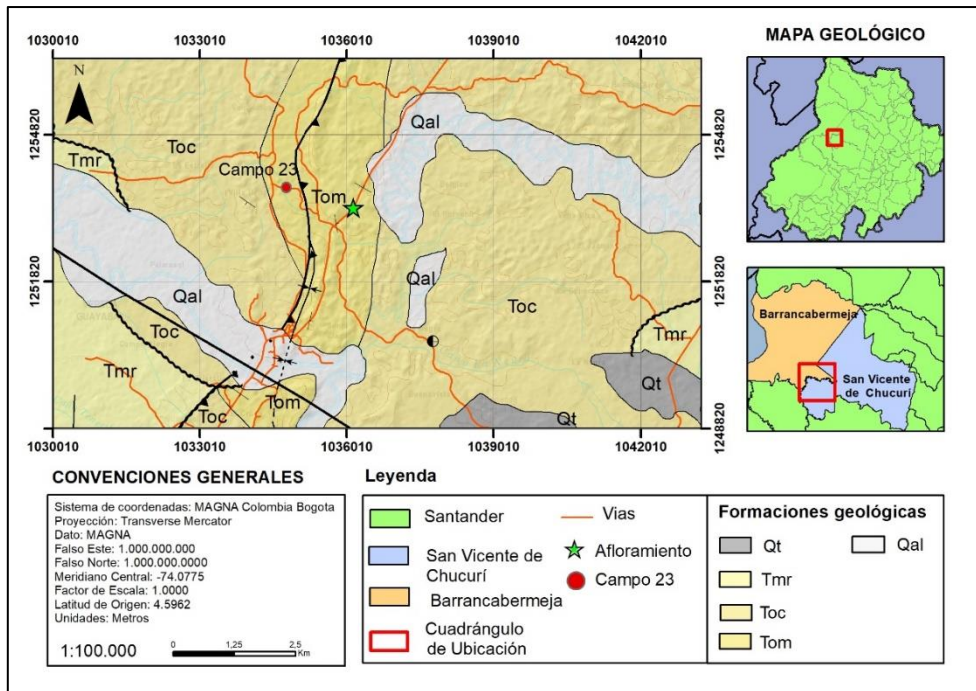
Durante el reconocimiento se realizaron dos campañas de campo en donde se caracterizaron y describieron los afloramientos en los cuales se identificaron los niveles de interés para el muestreo. Estos, se seleccionaron teniendo en cuenta las características litológicas relevantes para el estudio (areniscas de tamaño de grano arena fina a media, bien calibradas, con bajo porcentaje de matriz y moderada a bien cementadas). Esta etapa culmina con la localización de los niveles sobre columnas estratigráficas generalizadas y fotografías a diferentes escalas.

Para el proceso de muestreo, se utilizó un martillo geológico y un cincel. Una vez extraídas, las muestras fueron debidamente empacadas y etiquetadas con un código identificativo correspondiente. Para este caso, los primeros dos símbolos fueron (tres letras y un número), que indican las iniciales de la Formación y la estación (ejemplo FMU1=Formación Mugrosa afloramiento 1, FMI1Formación Mirador afloramiento 1).

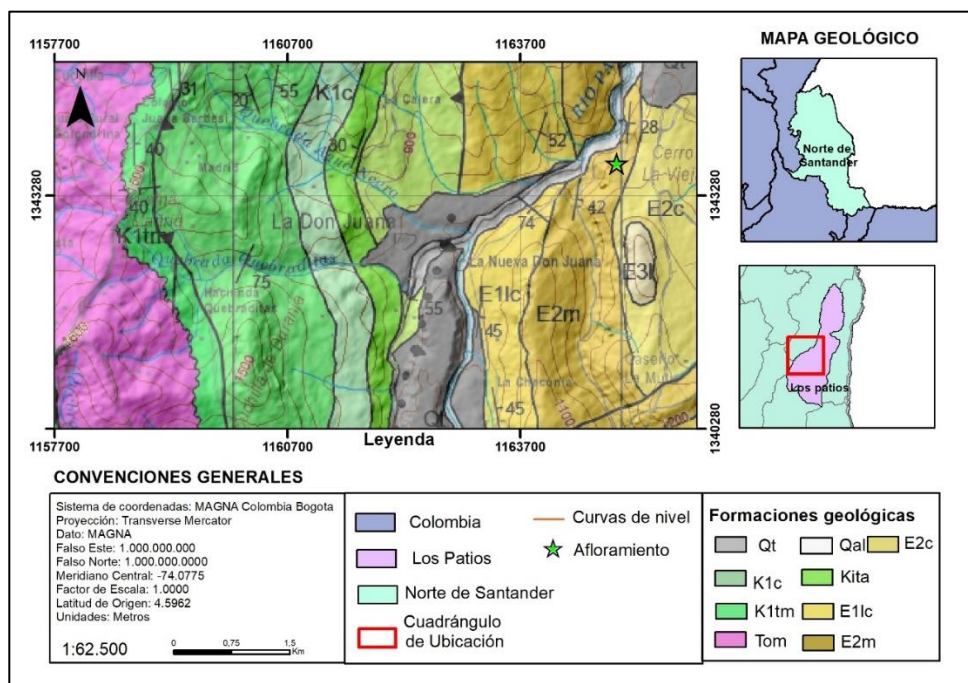
Durante esta fase se recolectaron dos muestras respectivamente para cada formación.

Figura 15.

Ubicación de los puntos de afloramientos en mapas geológicos.



Nota: Mapa geológico elaborado para la ubicación geológica de la muestra FMU1 de la Formación Mugrosa.



Nota: Mapa geológico elaborado para la ubicación geológica para la muestra FMI1 de la Formación Mirador.

### 3.2 Fase dos: Preparación de las muestras

#### 3.2.1 Proceso de corte

Este método consiste en la extracción de uno o varios *plugs* de las muestras tomadas del afloramiento con el fin de que estas puedan ser usadas para pruebas posteriores. El proceso se realizó de la siguiente forma:

- Las muestras se colocan en una cortadora de núcleos (Figura 16), que perfora la muestra a una velocidad de penetración constante hasta extraer el *plug*. Se utiliza un fluido lubricante para la extracción, el cual puede ser a base de agua o sal, dependiendo de los minerales presentes; en este caso, se empleó salmuera con una concentración de 5000 ppm, realizada en el laboratorio del grupo de tomografía para caracterización de yacimientos, localizado en el Parque Tecnológico de Guatiguara.

#### Figura 16.

*Maquina cortadora de núcleos*



- El *plug* se extrae cuidadosamente de la muestra, teniendo en cuenta la dirección de sus estratos. Luego, se ubica en el porta muestras de la perfiladora, girando la manivela en sentido contrario a las manecillas del reloj para asegurarlo.
- Finalmente se obtienen *plugs* de dimensiones entre 1 in – ½ in y diámetro de 1.75 pulgadas (Figura 17). Tras el corte, las muestras se someten a la prueba de control de calidad descrita a continuación.

**Figura 17.**

*Obtención de los plugs de las formaciones geológicas*



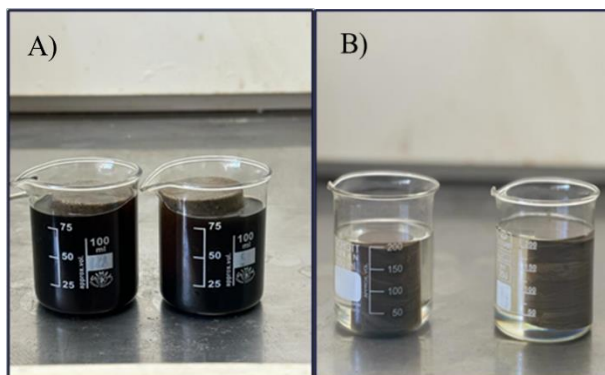
### **3.2.2 Control de calidad**

Antes del proceso de limpieza, se evalúa el grado de impregnación o suciedad por fluidos presentes en la formación de las muestras para determinar si es necesario aplicar algún tratamiento. Este procedimiento sigue la norma API RP 40 (Prácticas recomendadas para el análisis de núcleos). En donde se emplea una mezcla de 50% acetona y 50% tolueno, en la cual se sumergen las muestras en un vaso precipitado durante dos días. Se observó que las muestras de la Formación

Mugrosa (Figura 18A) estaban más impregnadas de hidrocarburos, mientras que las de la Formación Mirador (Figura 18B) no se encontraban tan sucias.

### Figura 18.

*Prueba de control de calidad*



*Nota.* Figura 18A) muestra la prueba de control de calidad de las muestras de la formación Mugrosa. Mientras que la figura 18B) muestra la prueba de control de calidad de las muestras de la formación Mirador. Tomado de los autores, datos inéditos.

### 3.2.3 Tratamiento de limpieza

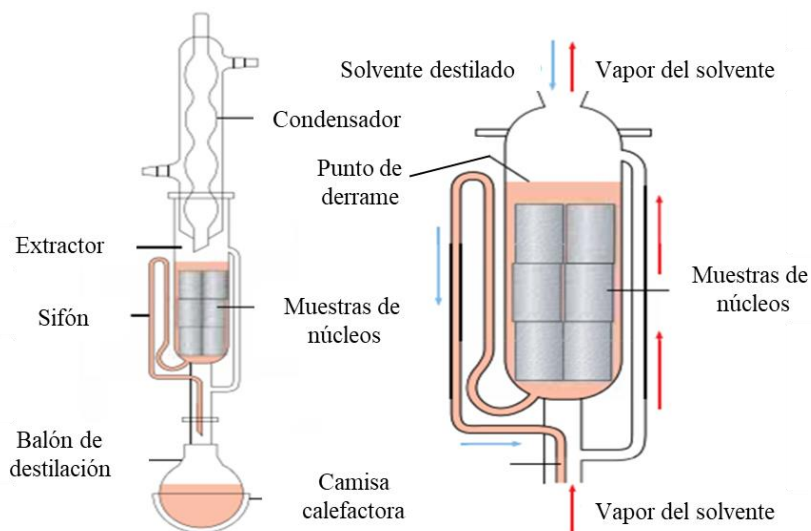
Las muestras de núcleos pueden contener fluidos de formación, una mezcla de hidrocarburos y salmuera presente en las zonas productivas. Estos fluidos interfieren en las mediciones de porosidad y permeabilidad, por lo que su eliminación completa de los espacios porosos de las rocas es crucial (Andersen et al., 2013).

Existen diversas técnicas para eliminar los fluidos de formación residuales; las más utilizadas implican un proceso de extracción por destilación o de extracción continua con solvente. En este caso se utilizó la extracción Soxhlet la cual emplea un proceso de destilación para limpiar el núcleo. El equipo consta de una camisa calefactora con un regulador termostático, un balón de

ebullición, un extractor y un condensador. Localizado en el Parque Tecnológico de Guatiguara (figura 19).

**Figura 19.**

*Equipo de tratamiento de limpieza Soxhlet*



*Nota. Equipo tratamiento de limpieza. Tomado de: Andersen et al. (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones.*

El proceso de limpieza se lleva a cabo de la siguiente manera:

- 1) El solvente del balón de destilación es calentado hasta evaporarse
- 2) Los vapores solventes suben por el balón y se enfrían cuando llegan al condensador
- 3) El solvente líquido enfriado cae gota a gota sobre el núcleo para impregnar la muestra
- 4) El condensado de solvente remueve los hidrocarburos y la salmuera de la muestra.
- 5) El solvente destilado que se encuentra en el extractor alcanza su punto de derrame.
- 6) El solvente utilizado es trasvasado con sifón de regreso al balón para ser re-destilado.

Finalmente, este proceso se repite constantemente y termina cuando el color del solvente en el que se encuentra la muestra se vuelve totalmente limpio. Adicionalmente, se repite la prueba de control de calidad al finalizar el tratamiento de limpieza para garantizar que los *plugs* estén completamente limpios. Una vez completado este tratamiento, las muestras deben ser secadas en un horno por 24 horas a 40° C, ya que la presencia de cualquier fluido es perjudicial y causa errores durante la ejecución de las pruebas de caracterización mineralógica y de adsorción BET. Una vez que las muestras estén completamente secas, pueden pulverizarse siguiendo el procedimiento descrito a continuación.

### ***3.2.4 Pulverización de las muestras geológicas***

Inicialmente, la muestra principal de cada formación se fragmentó en pedazos más pequeños mediante cinces y martillos. Posteriormente, se trituró cierta cantidad de muestra en un mortero de ágata hasta obtener fragmentos aún más pequeños. Por último, las muestras fueron procesadas en un molino de bolas Planetary Mill PM100 (Figura 20), donde se seleccionaron 4 bolas grandes de 10 mm de diámetro, 11 bolas medianas de 7 mm y 10 bolas pequeñas de 5 mm, que son las responsables del proceso de trituración. La molienda se llevó a cabo a una velocidad constante de 500 rpm durante una hora por muestra. De este proceso se obtuvieron 10 gramos de cada formación con un tamaño de malla 400 o 38  $\mu$ m. Así las cosas, de la cantidad inicial se utilizó un gramo de cada formación para la prueba de difracción de rayos X y 0.4 gramos de cada muestra para las pruebas de adsorción BET.

### **Figura 20.**

*Molino de bolas Planetary Mill pm100*



### 3.3 Fase tres: Caracterización del sustrato

La primera etapa comienza con el análisis macroscópico, para lo cual se obtuvieron muestras de mano con superficies frescas que permitieron la descripción textural y composicional con ayuda de lupa de mano de aumento (30 x 60).

Posteriormente, se realizaron cuatro secciones delgadas (dos para cada Formación) elaboradas por los laboratorios de Geología de la Universidad Industrial de Santander sobre las cuales se efectuaron análisis petrográficos bajo microscopio de luz transmitida marca Nikon. La clasificación textural y composicional de estas rocas se realizó con base a los triángulos de clasificación textural y composicional de rocas siliciclásticas por Folk 1974 y siguiendo la metodología propuesta en el manual de Laboratorio de Sedimentología.

Finalmente, se realizaron análisis detallados de la composición de las muestras utilizando la prueba de Difracción de Rayos X (DRX). Estos análisis permitieron corroborar y complementar con mayor precisión la composición mineralógica de las muestras estudiadas.

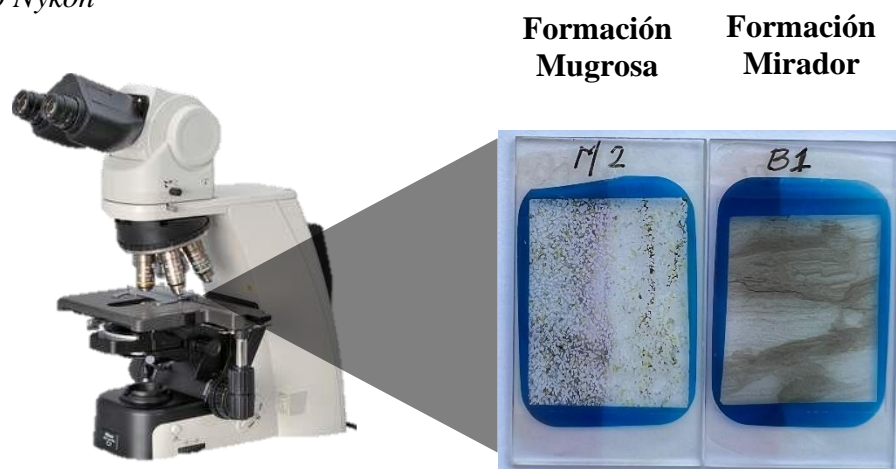
#### 3.3.1 *Análisis petrográfico de secciones delgadas*

El análisis petrográfico se realizó sobre cuatro secciones delgadas, entre las que se encuentran dos de la Formación Mugrosa y dos de la Formación Mirador. Para ello se hizo uso de un microscopio Nykon de luz polarizada con el objetivo de 10X y 40X (Figura 21). Las secciones fueron teñidas con resina Epóxica azul con el fin de resaltar la porosidad de la roca. Las descripciones de la textura se

realizaron conforme al Manual de Laboratorio de Sedimentología, utilizando una tabla de granulometría para evaluar el tamaño de los sedimentos, así como diagramas para estudiar la forma y los tipos de contacto entre ellos. Del mismo modo, las descripciones de la composición se guiaron por la metodología propuesta por Cruz y Caballero. 2007, mientras que para calcular los componentes minerales se aplicó el método de conteo de puntos de Dickinson que consiste en un conteo sistemático de puntos que se realizó haciendo un barrido por toda la sección observada con el ocular del microscopio, de manera que se efectuó un conteo de 350 puntos en la cuadrícula. En cada punto, se anota el mineral o componente que se encuentra directamente bajo el punto de conteo, calculando las proporciones relativas de cada componente en función del número total de puntos contados (Cruz & Caballero 2007).

### Figura 21.

*Microscopio Nykon*



Nota.: Secciones delgadas de las muestras de estudio. Tomada de los Autores y datos inéditos;

Nikon. (S,f). Microscope Ci series [Fotografía]. Nikon Microscopy

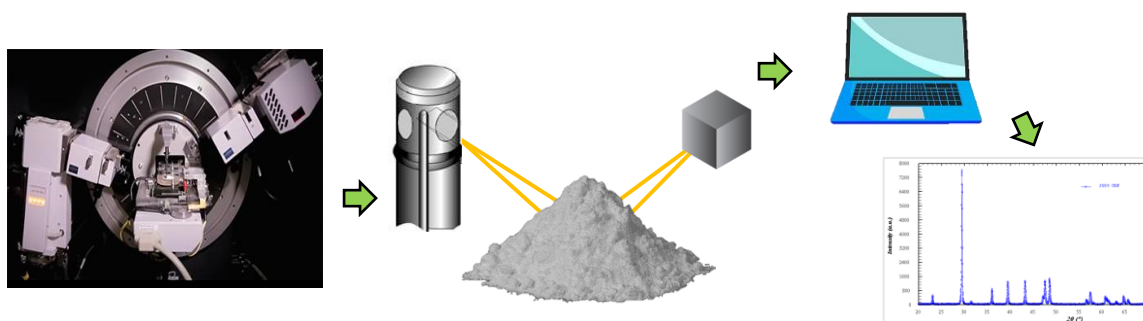
[https://www.microscope.healthcare.nikon.com/pt\\_AMS/products/upright-microscopes/eclipse-ci-series](https://www.microscope.healthcare.nikon.com/pt_AMS/products/upright-microscopes/eclipse-ci-series)

### 3.3.2 Análisis de difracción de Rayos X (DRX)

El análisis de Difracción de Rayos X (DRX) se llevó a cabo en el Laboratorio de Rayos X de la Universidad Industrial de Santander (Sede Guatiguará) utilizando un difractómetro de polvo marca BRUKER modelo D8 ADVANCE con geometría Da Vinci (Figura 22). Esta técnica se basa en la interferencia constructiva de un haz monocromático de rayos X sobre un material cristalino. Se genera un haz de electrones al calentar un filamento con voltaje, que impacta sobre un material objetivo, produciendo los rayos X característicos. Estos rayos son filtrados para obtener radiación monocromática, dirigida hacia el material cristalino. La muestra gira mientras los detectores registran los rayos x difractados, cumpliendo con la Ley de Bragg ( $n\lambda=2d\sin\Theta$ ), que relaciona el espaciamiento interplanar de las redes cristalinas y la longitud de onda de la radiación electromagnética. De los cuales finalmente se obtienen difractogramas que indican las fases minerales presentes en las muestras. Cada mineral tiene espaciamientos únicos, permitiendo su identificación basada en la radiación emitida (Ardila y Rangel, 2017).

**Figura 22.**

*Diffractómetro de rayos X (DRX)*



*Nota.* Tomada de: <https://fisica.uc.cl/es/servicios/difraccion-de-rayos-x>

### 3.4 Fase cuatro: adsorción

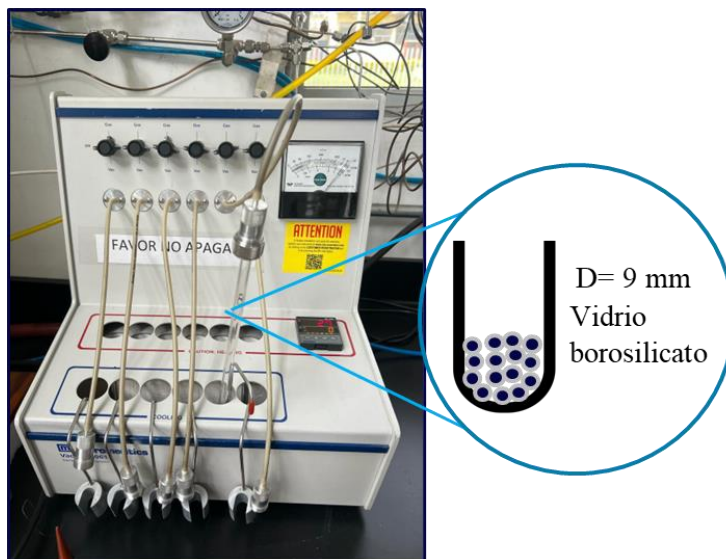
#### 3.4.1 Desgasificación de la muestra

La desgasificación es un paso crucial en la prueba experimental BET (Brunauer-Emmett-Teller) para la caracterización de materiales porosos. Su objetivo principal es eliminar cualquier gas adsorbido en la superficie del material antes de iniciar la medición de la adsorción de gas a diferentes presiones.

Para esta prueba se utilizó 0.4 g de la Formación Mirador y 0.4221 g de la Formación Mugrosa las cuales se pesaron en celdas de 9 mm de diámetro fabricadas en vidrio borosilicato, Micromeritics. Se desgasificaron en dos rampas: a 120°C por 2 h y 300°C por 8h a 6 Pa, en un equipo Vac Prep 061, Micromeritics (Figura 23).

#### Figura 23.

*Equipo Vac Prep 061*



*Nota.* Imagen del equipo de desgasificación del laboratorio CICAT en la cual se ilustra las características de las celdas utilizadas para el procedimiento.

### 3.4.2 Prueba experimental BET

La prueba de adsorción BET, desarrollada por Brunauer, Emmett y Teller, es un método para determinar el área superficial específica y el volumen de poro de materiales porosos. Esta técnica se basa en la interacción entre la superficie del material y las moléculas de un gas adsorbente, como el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). A continuación, se presenta un paso a paso del procedimiento para realizar la prueba BET con CO<sub>2</sub> de acuerdo a la norma ISO 9277 del 2010:

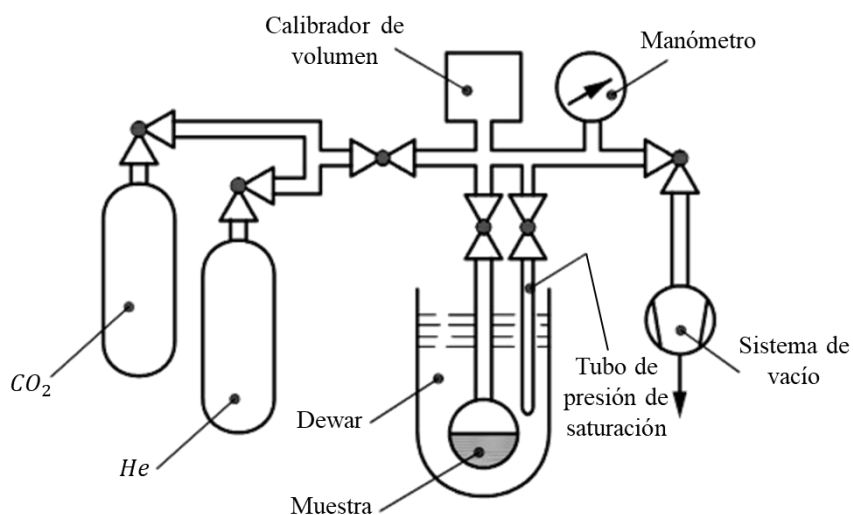
- 1) Se debe determinar el volumen muerto de la celda vacía utilizando el helio con una pureza del 99.99 %. El gas se introduce en el contenedor de muestra el cual se mantiene a una temperatura constante entre 0 y 10°C en un equipo 3FLEXTM de Micromeritics ubicado en laboratorio de centro de investigaciones en catálisis (CICAT), en el parque tecnológico guatiguará, el cual está compuesto por un sistema de vacío, tubo de medición, sistema de control del gas, sistema de detección y software, este rango de temperaturas está sujeto a las condiciones con las que el equipo permite trabajar (Figura 24).
- 2) Para la determinación de la isoterma de adsorción, es necesario seleccionar un conjunto de puntos de datos de presión relativa  $p/p_0$  (presión actual del adsorbato ( $p$ ) y la presión de saturación ( $p_0$ )). Para este caso fueron rangos entre 0.0025 y 0.0130, escogidos según la capacidad del equipo que realizó la prueba.
- 3) Posteriormente se realiza un experimento en blanco (con la celda de muestra vacía) bajo las mismas condiciones experimentales (rango de temperatura y presión relativa) que las mediciones de sorción.
- 4) Se inicia la prueba con dióxido de carbono a condiciones de vacío, se admite una cantidad conocida de gas en un bulbo de muestra termostatado a la temperatura de adsorción de 10 °C. La adsorción del gas en la muestra ocurre, y la presión en el volumen confinado continúa

disminuyendo hasta que el adsorbato y el adsorbente están en equilibrio. La cantidad de adsorbato a la presión de equilibrio es la diferencia entre la cantidad de gas admitida y la cantidad de gas necesaria para llenar el espacio alrededor del adsorbente, es decir, el espacio muerto. La isoterma de adsorción se construye generalmente punto por punto mediante la admisión de cargas sucesivas de gas al adsorbente con la ayuda de una técnica de dosificación y la aplicación de las leyes de los gases apropiadas. El volumen del espacio muerto debe, por supuesto, ser conocido con precisión: se obtiene ya sea por pre-calibración del volumen confinado y restando el volumen del adsorbente (calculado a partir de su densidad o por la admisión de un gas que se adsorbe en una medida insignificante) (Thommes et al., 2015).

- 5) Finalmente se realiza el análisis de datos de adsorción de gas (volumen adsorbido vs.  $P/P_0$ ) se ajustan a la ecuación BET para obtener los valores de cantidad de gas adsorbido y constante C a través del programa 3FLEX V.4.03, provisto por el equipo. A partir de estos valores, se calcula el área superficial específica (A) del material utilizando la ecuación correspondiente al método BET.

**Figura 24.**

*Esquema interno del equipo 3FLEXTM*



*Nota.* Esquema del equipo utilizado para la construcción de las isothermas de adsorción 3FLEXTM del laboratorio CICAT, Parque tecnológico Guatiguará. Tomado de: ISO 9277, 2010.

#### **4. Análisis de resultados**

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos para las muestras de estudio de las Formaciones Mirador y Mugrosa, abarcando las diferentes fases de la metodología empleada en este trabajo.

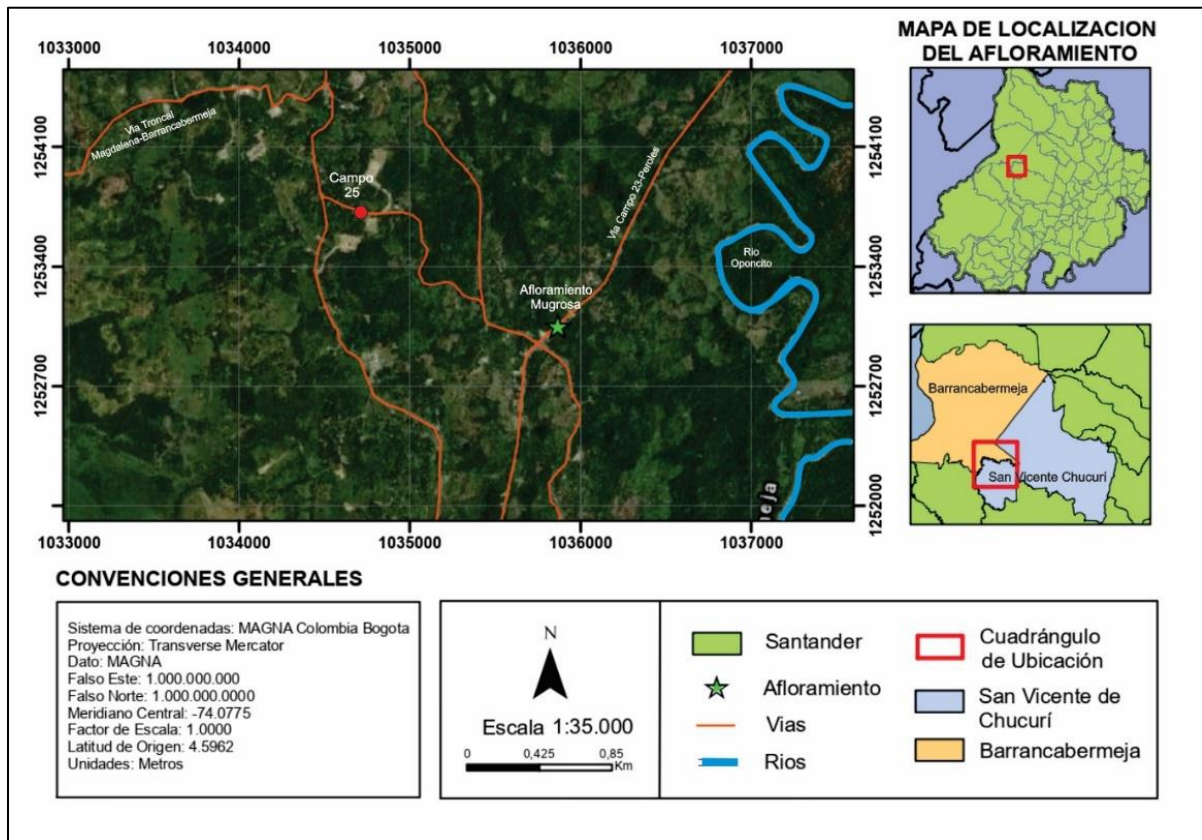
##### **4.1 Fase 1: Caracterización geológica**

###### ***4.1.1 Formación Mugrosa vía La Fortuna-Campo23-Peroles***

El afloramiento analizado en este estudio se localiza geográficamente a lo largo de Vía la Fortuna Puerto Araujo (Figura 25), sector campo 23, municipio: Barrancabermeja, Departamento: Santander entre las coordenadas X= 637888 mE Y=761252 mN sobre la plancha 119 – Barrancabermeja (base cartográfica tomada de las planchas a escala 1:100.000 del IGAC, con Proyección Conforme de Gauss, datum Bogotá y origen central).

##### **Figura 25.**

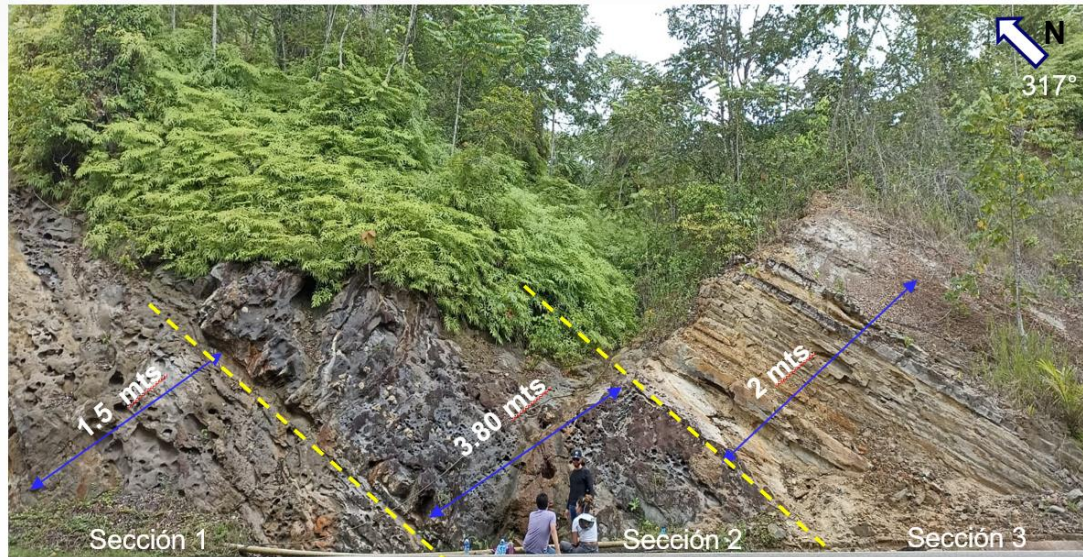
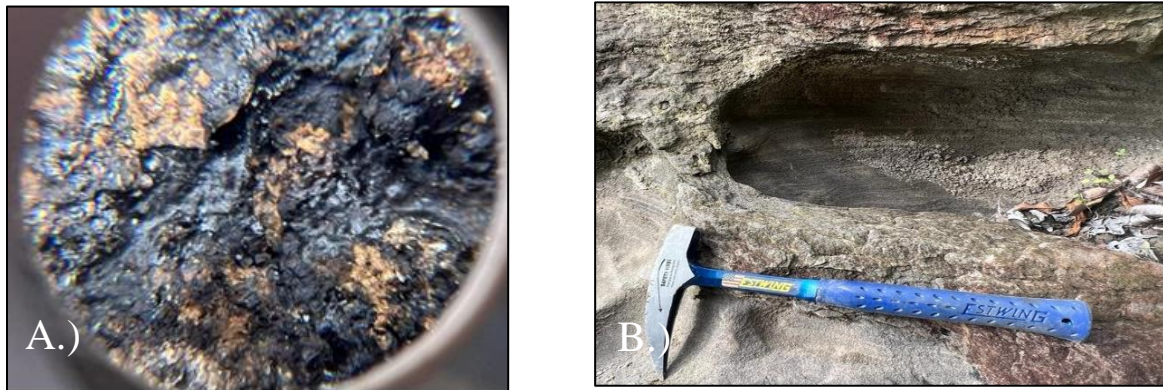
*Mapa de localización Formación Mugrosa*



En la parte nororiental de la cuenca VMM, la Formación Mugrosa se muestra como una franja ovalada que corre paralela al eje del Sinclinal de Infantas desde el Río La Colorada, extendiéndose por unos 15 km antes de desaparecer a lo largo de la falla inversa La Colorada. Los estratos están inclinados hacia el este (Ardila y Rangel, 2017).

En esta zona, se observa sobre la vía la Formación Mugrosa la cual aflora en secuencias grano decrecientes conformadas por bancos de areniscas ocasionalmente impregnados de distintos espesores, interpretadas como complejos de desborde y rellenos de canal meándrico, intercaladas con capas de distintos espesores de lodolitas y arcillolitas de tonalidades gris morada interpretadas como secuencias de llanura de inundación (Madero et al., 2010).

El afloramiento del área de estudio (Figura 26), cuenta con dimensiones de 20 metros de ancho y 5 metros de alto, se observan estratos plano-parallelos de geometría tabular, con intercalaciones de areniscas y arcillas hacia la base y hacia el tope paquetes de arenas finas a medias. La sección 1 de aproximadamente 1.5 metros de espesor, está compuesta por areniscas moderadamente seleccionadas de tamaño fino a muy fino, con tonalidades grisáceas, matriz soportada y con granos sub redondeados. A su vez, hacia la parte media correspondiente a la sección 2, la cual consta de 3.80 metros de espesor está compuesta por arenisca lodosa moderadamente seleccionada de grano medio a fino representativa por sus tonalidades grisáceas más oscuras debido a las impregnaciones de hidrocarburos (Figura 27A), esta litología presenta granos subangulares a redondeados, mayoritariamente cementados y con poco porcentaje de matriz. Hacia el tope, se encuentra la sección 3 con aproximadamente 2 metros de espesor, compuesta por arenisca cuarzosa, matrices soportadas de grano medio a fino, con intercalaciones de arcillas pardas, abigarradas que presentan laminación plano-parallela evidenciada también en la sección 2. La presencia de estas estructuras de laminación plano-parallela (Figura 27B) confirma que el ambiente sedimentario de estas litologías corresponde a ambientes de baja energía correspondientes a Meandros o canales laterales, en zonas donde la velocidad del agua es reducida y las partículas sedimentarias finas pueden asentarse y formar capas delgadas y paralelas.

**Figura 26.***Afloramiento Formación Mugrosa vía La Fortuna-Campo 23-Peroles***Figura 27.***Impregnación de hidrocarburos y laminación plano-paralelas*

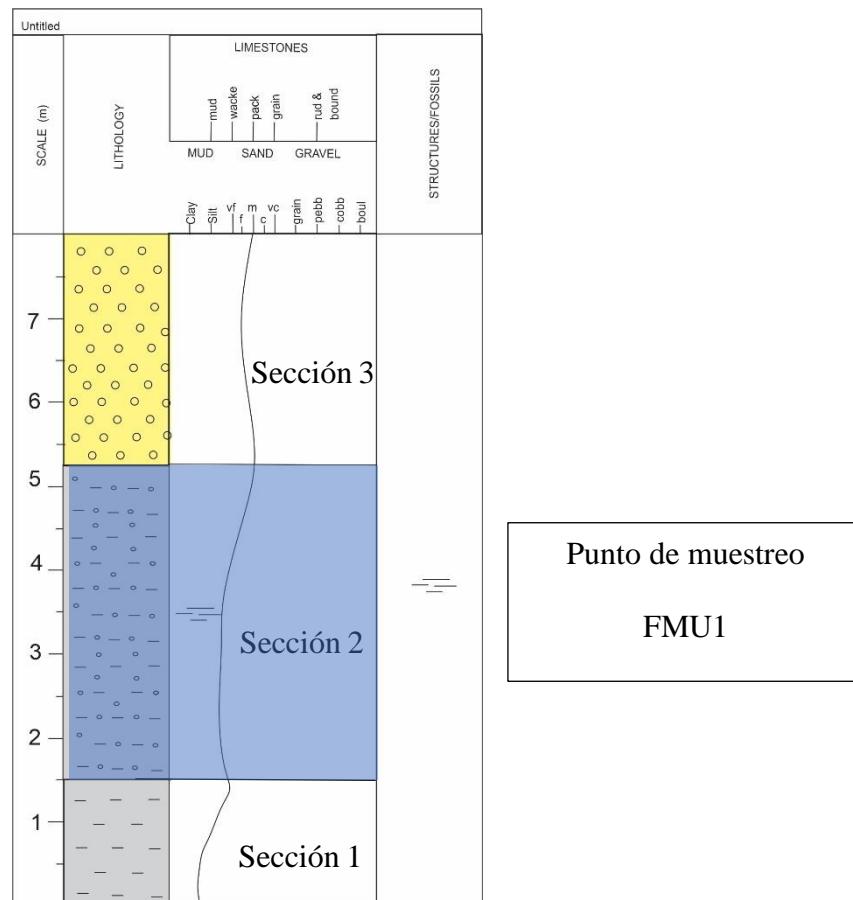
*Nota.* Figura 27A.) Impregnación hidrocarburos, Figura 27B.) Estructura de laminación plano-paralela correspondiente a la sección 2.

En la figura 28 se puede observar detalladamente la sección columnar levantada para el afloramiento de estudio. En esta se dividió el afloramiento en las tres secciones las cuales poseen

una tendencia grano creciente y la presencia de estructuras plano paralela correspondientes a la sección 2 y 3. A su vez, es importante mencionar que la sección 2 fue tomada como punto de muestreo debido a que, teniendo en cuenta la composición textural y condiciones de la roca, esta sección se encontraba mucho más fresca y menos afectada por condiciones de meteorización o lavado, a su vez, esta sección se observaba mucho más consolidada y menos friable.

**Figura 28.**

*Columna estratigráfica específica para la Formación Mugrosa*

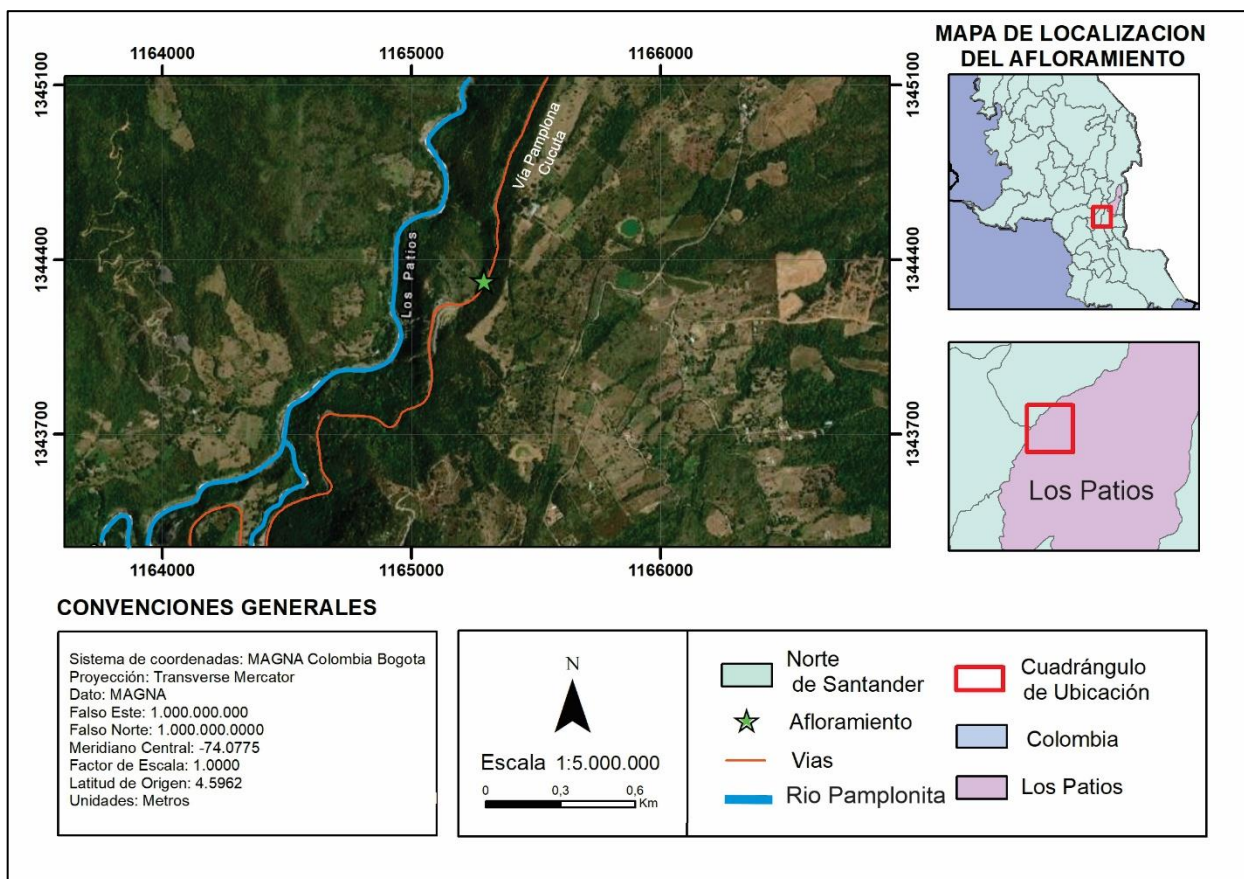


#### 4.1.2 Formación Mirador Vía Pamplona-Cúcuta

El área de estudio está localizada geográficamente a lo largo de la vía Pamplona-Cúcuta, margen derecho, en el municipio Los Patios, Departamento Norte de Santander, correspondiente a las coordenadas X: 7.7026149 mN Y: 72.5815207 mW, sobre la plancha 98-Durania (base cartográfica tomada de las planchas a escala 1:100.000 del IGAC, con Proyección Conforme de Gauss, datum Bogotá y origen central (Figura 29).

**Figura 29.**

*Mapa de localización Formación Mirador*



En la Vía Cúcuta - Bucaramanga, la Formación Mirador exhibe areniscas cuarzosas parcialmente feldespáticas, de color blanco, bien seleccionadas, en una sucesión grano creciente, interestratificada con capas de limolita gris y lodolitas, la estratificación es plano paralelo y las

areniscas se presentan generalmente en capas gruesas buzando hacia el este (INGEOMINAS, 2011).

El afloramiento de estudio cuenta con dimensiones de 8 metros de alto y 10 metros de ancho, donde se observan estratos con geometrías tabulares los cuales presentan un rumbo de 79° hacia el este-oeste y buzamiento de 17° sur-este. A su vez, se observan intercalaciones de areniscas de colores pardos de grano medios a finos (en amarillo se observan facies más gruesas y en rojo facies más finas) la que incrementan su tamaño de grano hacia la base, esta litología presenta impregnaciones carbonosas (Figura 30), y no se evidencia la presencia de estructuras sedimentarias.

**Figura 30.**

*Afloramiento Formación Mirador Vía Pamplona- Cúcuta margen derecho, municipio Los Patios, km 117+126 m.*

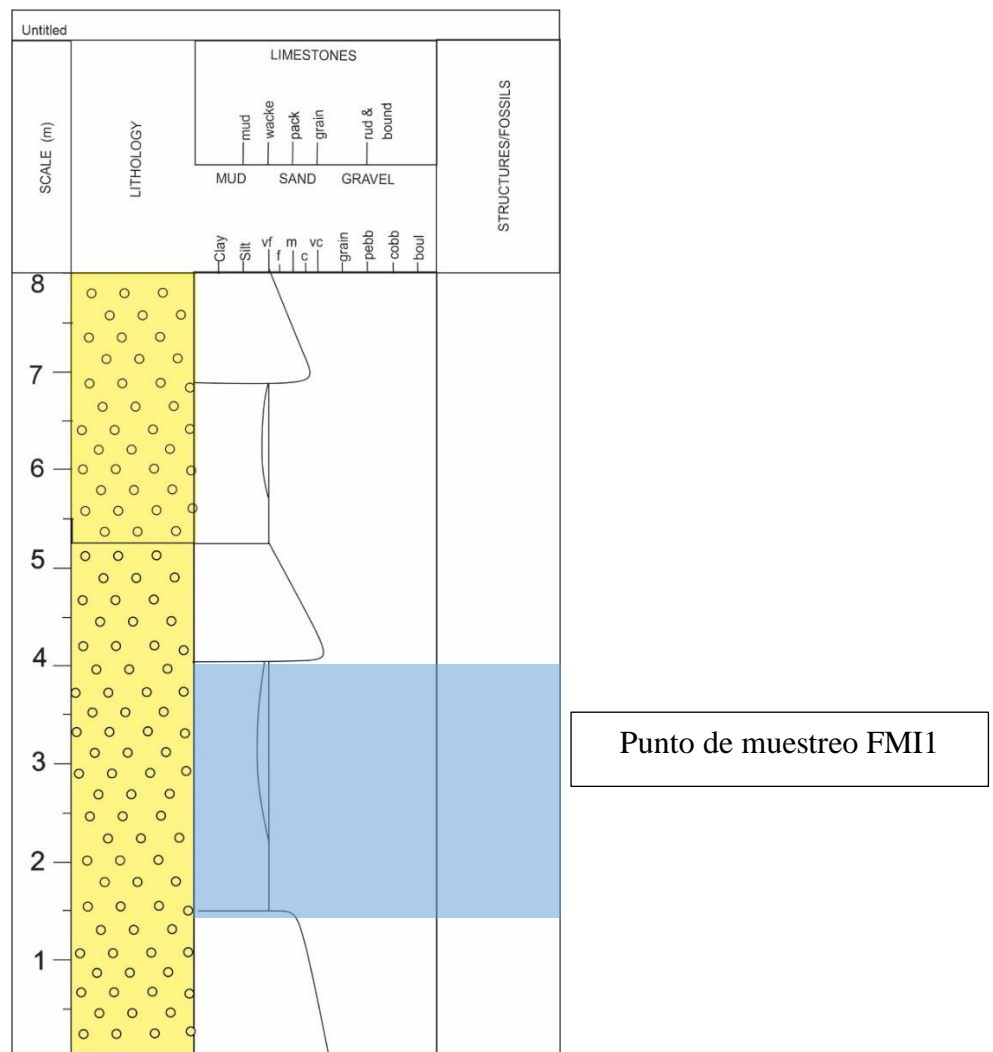


Nota. Vía Pamplona- Cúcuta margen derecho, municipio Los Patios, km 117+126 m.

En la figura 31 se puede observar detalladamente la sección columnar levantada para el afloramiento de estudio donde predominan areniscas de tamaños medios a finos, el punto de muestreo se realiza en las areniscas más finas que se evidencian menos afectadas por la meteorización y lavado.

**Figura 31.**

*Columna estratigráfica específica para la Formación Mirador*



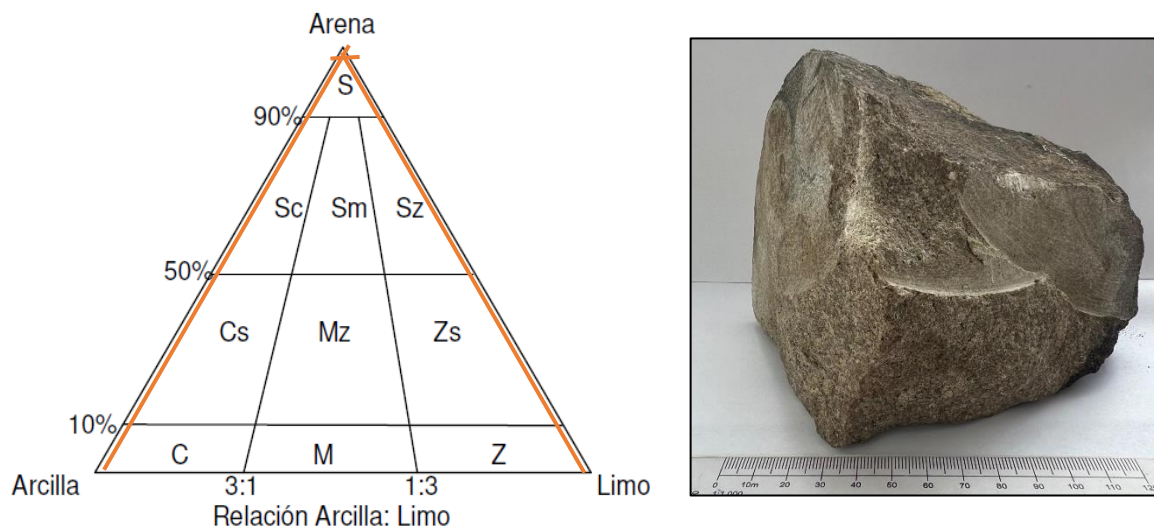
Nota. Columna estratigráfica específica, levantada en el afloramiento de estudio.

#### 4.2 Fase dos: Caracterización del sustrato

A partir de la descripción macroscópica de las muestras tomadas del afloramiento se obtiene que corresponde a una S: arenisca, ligeramente lodosa, según la clasificación textural de Folk 1974 (Figura 32), de color grisáceo con granulometrías de tamaño medio a fino, moderadamente seleccionada con granos subangulares a sub redondeados.

#### Figura 32.

*Diagrama ternario de la clasificación textural e imagen de la muestra FMU1.*



Se observa que esta muestra está compuesta principalmente por un 68% de armazón formado por arena de tamaño medio a fino moderadamente seleccionadas, con un 2% de matriz constituida por materiales limo y arcilla, un 25% cemento calcáreo, y un 5% restante de porosidad (Tabla 2). Por otro lado, la geometría de sus clastos y la selección de estos nos permite inferir que el ambiente de depositación correspondió a ambientes de baja energía, ya que los granos no se observan muy trabajados y los tamaños medianos a finos son característicos de ambientes que no poseen la suficiente energía para transportar litologías de tamaños mayores. Debido al conjunto de características anteriormente descritas, se considera que esta es una muestra texturalmente madura.

**Tabla 2.***Clasificación textural Folk para la muestra FMU1 de la Formación Mugrosa*

<b>Tamaño</b>		Porcentaje		Porcentaje recalculado
Amazon	Arena tamaño medio a fina	68	70	97.14
Matriz	Limo + Arcilla	2		2.86
Cemento		25	25	Porcentaje calculados sin tener en cuenta los poros y el cemento
Poros		5	5	
<b>Total</b>		<b>100</b>		

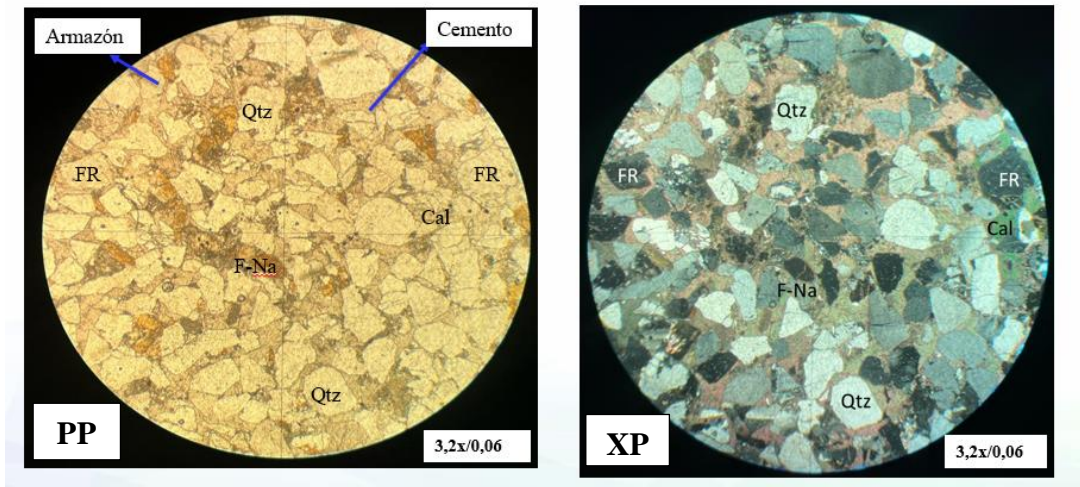
Desde el punto de vista petrográfico, En las secciones delgadas presentadas en la figura 33, con aumento de 3,2x/0,06, se observa la predominancia de cuarzo como parte del armazón de la roca. Este cuarzo se distingue por sus colores de primer orden (blancos a grises) de interferencia, los colores estos son el resultado de la interferencia de la luz cuando pasa a través de una sección delgada de un mineral anisótropo, es decir, uno cuyas propiedades ópticas varían con la dirección. Otra característica distintiva es que es cuarzo de tipo monocristalino, presentando extinción ondulante, lo que indica algún tipo de deformación. Bajo luz plana (nicos paralelos), el cuarzo se observa incoloro, con relieve bajo y forma xenomorfa.

Asimismo, se observan feldespatos incoloros con colores de interferencia de blancos a grises de primer orden, relieve bajo, exfoliación perfecta a 90° y macla polisintética. Bajo nicos paralelos, los feldespatos se distinguen por su tonalidad amarilla debido a la tinción realizada.

Además, se evidencia la presencia de fragmentos de roca compuestos por cuarzo policristalino. Estos fragmentos son incoloros y ligeramente opacos (con apariencia sucia) en luz plana, lo que permite diferenciarlos de los granos de cuarzo monocristalino.

**Figura 33.**

*Microfotografía petrográficas secciones delgadas de la muestra FMUI de la Formación Mugrosa*

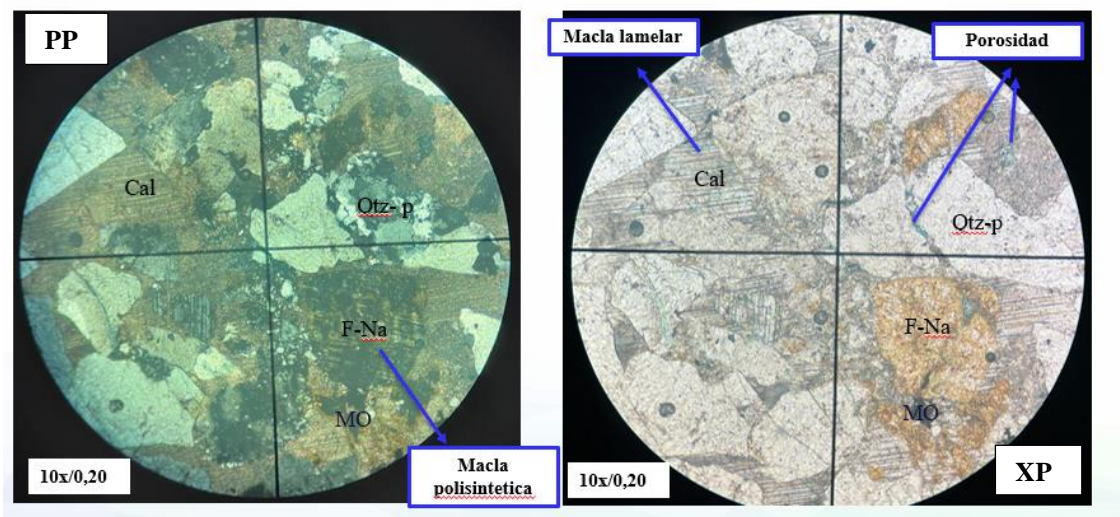


*Nota.* Imagen tomada del microscopio de las secciones delgadas de la Formación Mugrosa.

Por otra parte, con un aumento de 10x/0.20, en la (figura 34) se puede observar el cemento de la roca, el cual es de tipo calcáreo y se observa incolora con irisaciones en los planos de exfoliación, presencia de macla lamelar, exfoliación de 60°, y relieve medio- alto.

**Figura 34.**

*Microfotografía petrográficas secciones delgadas para la muestra FMUI de la Formación Mugrosa.*



A partir del conteo de puntos por Dickinson, se determinaron los porcentajes de los minerales principales y se realizó el recalcu de los mismos sin tener en cuenta la matriz, el cemento y la porosidad. Donde se obtiene según la clasificación composicional de areniscas por Folk (1974) (Figura 35), una Litoarenita, Feldespática (figura 35), de grano medio a fino, moderadamente seleccionada, de granos subangulares a subredondeados, cuarzo predominante (50%), con algo de feldespatos (8.57%), fragmentos de roca (41.43%), composicionalmente submadura; granos con contacto puntual (=tangencial); cemento calcáreo, con escasa porosidad <5%, esta se determinó de forma cualitativa basado en la tinción con resina epóxica teñida con azul de metileno (Tabla 3).

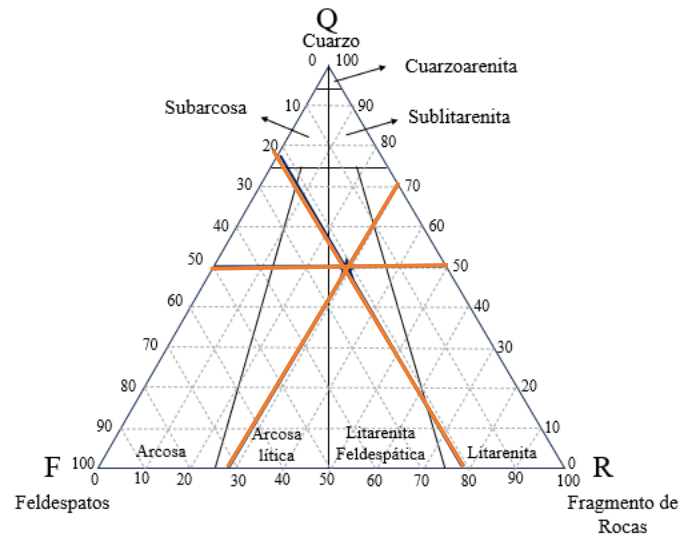
**Tabla 3.**

*Tabla composicional para la muestra FMU1 de la Formación Mugrosa a partir de análisis petrográficos.*

Minerales	Proporción %	Recalculo%
Cuarzo	35	50
Feldespatos	15	21.4
Fragmentos de roca	20	28.6
Matriz	2	
Cemento	29	
Porosidad	4	
Total	<b>100</b>	

**Figura 35.**

*Diagrama ternario de la clasificación composicional de areniscas*



Los resultados obtenidos de la difracción de rayos X mostrados en la tabla 4, muestran que la Formación Mugrosa posee un alto contenido de cuarzo y una cantidad significativa de carbonatos de calcio como cemento. Los feldespatos presentes indican una resistencia moderada a la alteración química, poco porcentaje de matriz, y la presencia de pirita en trazas puede indicar condiciones reductoras locales. Es importante tener en cuenta que estos porcentajes reflejan la totalidad de cuarzo que hay en la muestra, sin diferenciar si este cuarzo hace parte de los fragmentos de roca o como mineral aislado.

#### Tabla 4.

*Resultados DRX de la muestra FMUI de la Formación Mugrosa*

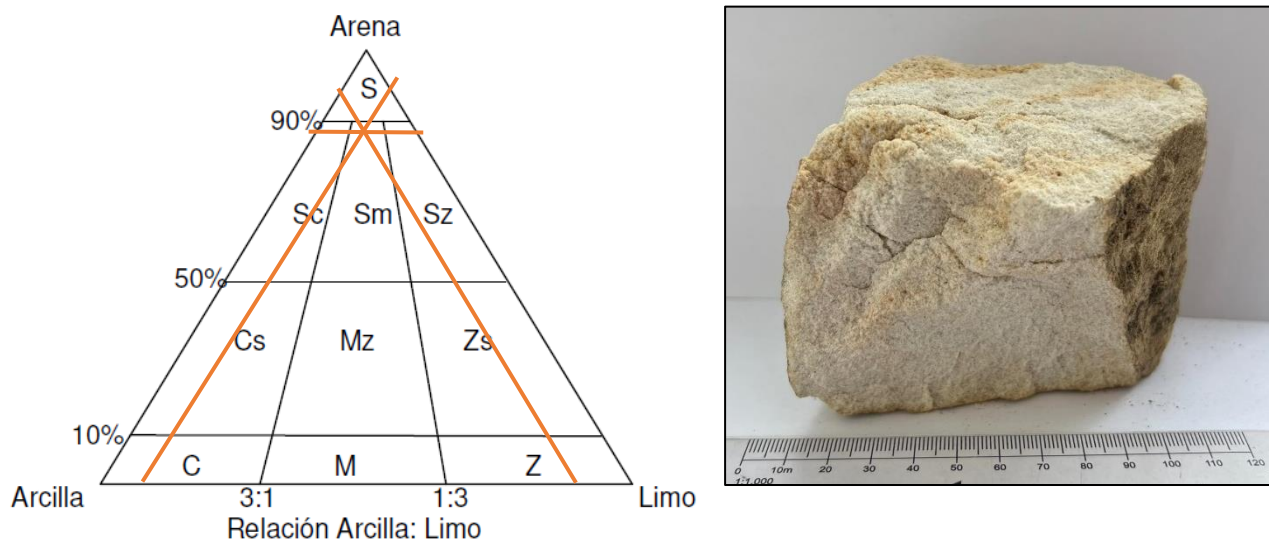
Nombre	Cuantitativo
Cuarzo (SiO <sub>2</sub> )	62.59%
Calcita magnésiana (CaCO <sub>3</sub> )	19.03%
Calcita (CaCO <sub>3</sub> )	9.82%
Microlina (KAlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	4.12%
Ortoclase (KAlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	1.73%
Albita (NaAlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	1.20%
Caolinita (Al <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (OH) <sub>4</sub> )	<1.0%
Pirita (FeS <sub>2</sub> )	<1.0%

#### 4.2.2 Caracterización de la Formación Mirador

A partir de la descripción macroscópica de las muestras tomadas del afloramiento se obtiene que corresponde a una Sm: arenisca lodosa, según la clasificación textural de Folk 1974 (Figura 34), de color blanquecino a pardo con granulometrías de tamaño fino a muy fino, bien seleccionada con granos redondeados a subredondeados (Figura 36).

#### Figura 36.

Diagrama ternario de la clasificación textural de la muestra FMII.



Se observa que esta muestra está compuesta principalmente por un 65% de armazón de arena de tamaño medio a fino, un 20% de matriz constituida por materiales limo y arcilla, un 10% de cemento silicio, y un 5% restante de porosidad (Tabla 5). Con granos predominantemente redondeados a subredondeados de cuarzo bien seleccionados. La porosidad es relativamente baja, sugiriendo que los espacios intergranulares están parcialmente rellenos. Sin embargo, la roca se siente friable y no está bien consolidada.

**Tabla 5.***Clasificación textural Folk para la muestra FMII de la Formación Mirador.*

	<b>Tamaño</b>		Porcentaje	Porcentaje recalculado
Amazon	Arena tamaño medio a fina	65	85	76.4
Matriz	Limo + Arcilla	20		23.5
Cemento		10	10	Porcentaje calculados sin tener en cuenta los poros y el cemento
Poros		5	5	
<b>Total</b>		<b>100</b>		

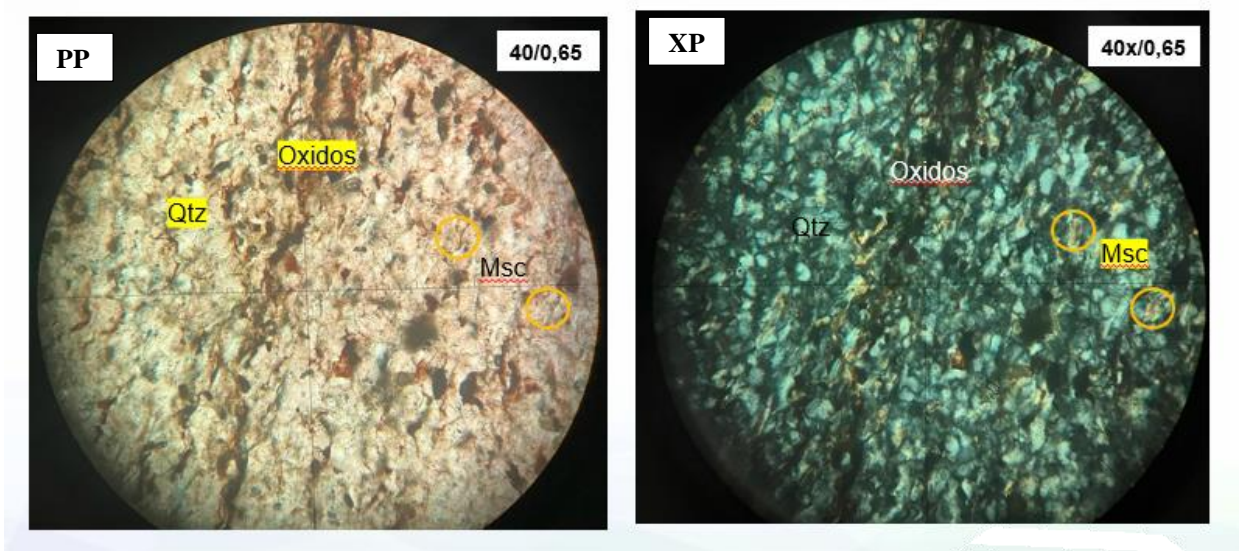
Este comportamiento puede atribuirse a una matriz significativa de arcillas y limos. A su vez, la forma y estructura de sus granos y la predominancia de cuarzo nos indica un transporte prolongado y la eliminación de minerales más inestables durante el proceso de sedimentación, característico de ambientes deltaicos transicionales.

En las secciones delgadas presentada en la figura 37, bajo luz polarizada (nicoses cruzados), con un aumento de 40/0.065 se observa la predominancia de cuarzo como parte del armazón de la roca. Este cuarzo se distingue por sus colores de primer orden de interferencia y es de tipo monocristalino. Bajo luz plana (nicoses paralelos), el cuarzo se observa incoloro, con relieve bajo y forma xenomorfa.

Asimismo, se observan granos de moscovita, incoloros en su mayoría, aunque algunos muestran tonalidades verdes. La moscovita presenta un relieve medio a alto, con colores de interferencia vivos de segundo orden y una forma tabular alargada. En la matriz de la muestra se observa la presencia de arcillas, que se observan rellenando los espacios entre los granos.

**Figura 37.**

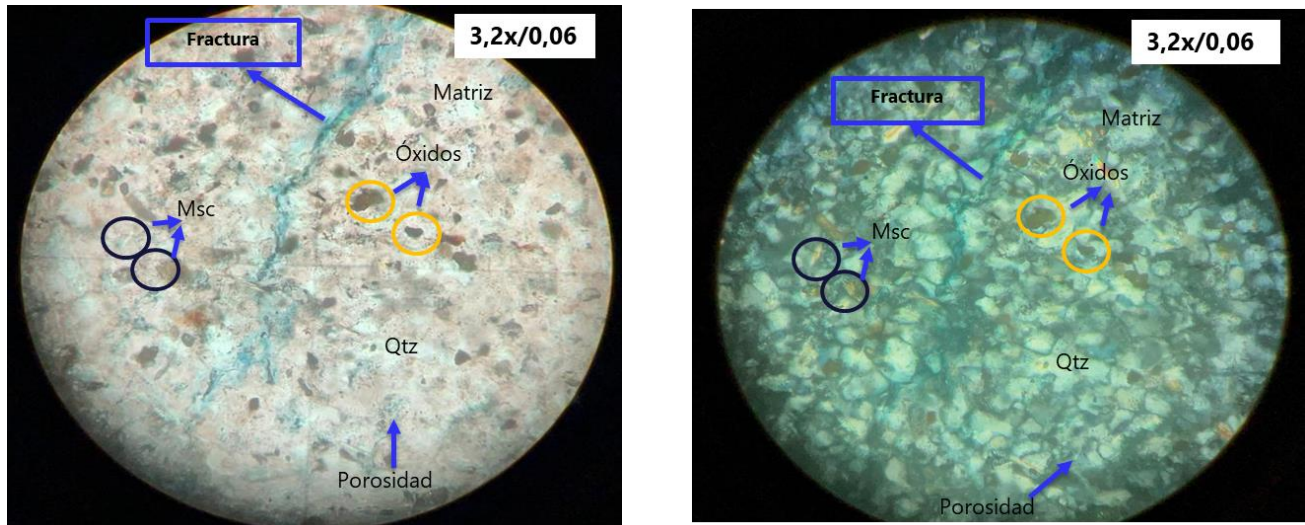
*Secciones delgadas para la muestra FMII de la formación Mirador*



Por otra parte, se evidencian óxidos minerales opacos de color rojo, con relieve medio (el borde del mineral aparece menos definido y no sobresale visualmente de su entorno) y forma xenomorfa, los cuales no presentan variación bajo nicoles cruzados (XP) y paralelos (PP) (Figura 38). Estos óxidos se observan orientados, lo que puede indicar la presencia de alguna deformación generada por el fallamiento en la zona. (Figura 36). En menor proporción se observa porosidad de tonalidad azul (debido a la tinción de la resina epóxica con azul de metileno) y fracturas rellenas por estos óxidos. (Figura 38).

**Figura 38.**

*Secciones delgadas de la muestra FM11 de la Formación Mirador*



Al analizar estas secciones delgadas y realizar el conteo de puntos por Dickinson, se determinaron los porcentajes de los minerales principales y se realizó el recalcu de los mismos sin tener en cuenta la matriz, el cemento y la porosidad para poder usar el diagrama ternario (Figura 39). Donde se obtiene según la clasificación composicional de areniscas por Folk (1974), una Cuarzoarenita, de grano fino a muy fino, bien seleccionada, de granos subredondeados, cuarzo predominante (80%), con algo de Moscovita (6%), composicionalmente madura; granos que muestran contactos puntuales (=tangencial); y saturados, con escasa porosidad <4%, esta se determinó de forma cualitativa basado en la tinción con resina epóxica teñida con azul de metileno. (Tabla 6).

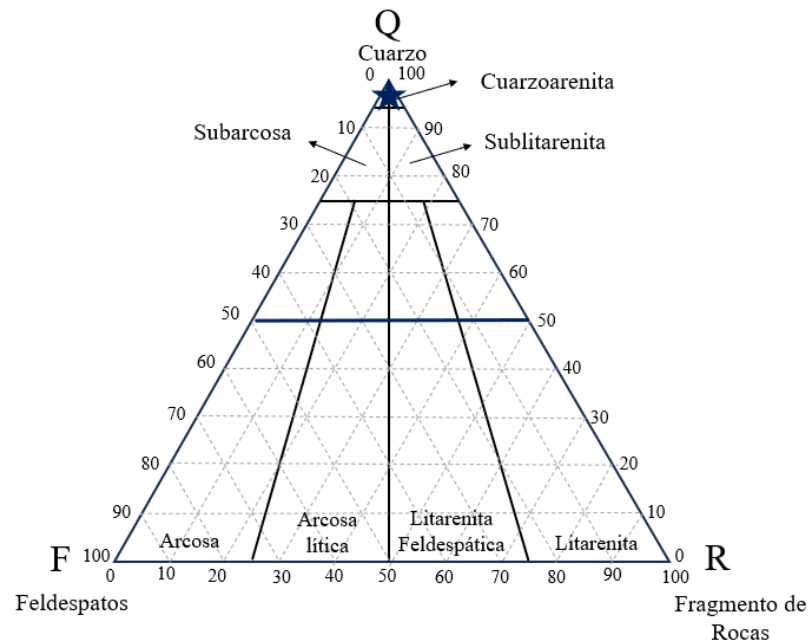
**Tabla 6.**

*Tabla composicional para la muestra FMII de la Formación Mirador a partir de análisis petrográficos*

Minerales	Proporción %	Recalculo%
Cuarzo	80	93
Moscovita	6	7
Matriz	7	
Cemento	2	
Porosidad	4	
<b>Total</b>	<b>100</b>	

**Figura 39.**

*Diagrama ternario de la clasificación composicional e imagen de la muestra FMI.*



Los resultados obtenidos de la difracción de rayos X mostrados en la tabla 7 demostraron que la muestra de la Formación Mirador está compuesta principalmente por cuarzo, indicando madurez composicional y procesos de depositación prolongados que favorecen la eliminación de minerales menos estables.

**Tabla 7.***Resultados DRX de la Formación Mirador*

Nombre	Cuantitativo
Cuarzo (SiO <sub>2</sub> )	86.31%
Caolinita (Al <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (OH) <sub>4</sub> )	9.63%
Microclina (KAlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	2.03%
Moscovita KAl <sub>2</sub> (AlSi <sub>3</sub> O <sub>10</sub> )(OH) <sub>2</sub>	1.58%
Anatasa (TiO <sub>2</sub> )	<1.0%

La presencia de caolinita sugiere alteración meteórica significativa, lo que podría afectar la calidad del yacimiento al ocupar espacio poroso. El microclino, moscovita y anatasa están presentes en cantidades menores, indicando contribuciones de fuentes ígneas y metamórficas y procesos de alteración complejos.

### 4.3 Fase 3: Evaluación de la capacidad de adsorción por pruebas BET

En los resultados obtenidos de las pruebas de adsorción BET se determinó la cantidad adsorbida de CO<sub>2</sub> en función de su presión relativa (P/P<sub>0</sub>). Además, se calculó la constante C, que refleja la interacción entre las moléculas de gas adsorbido y la superficie del material. Sin embargo, el área superficial obtenida no fue considerada significativa debido a la alta polaridad cuadrupolar del CO<sub>2</sub> en comparación con el N<sub>2</sub> (Gregg, 1982).

Esta alta polaridad cuadrupolar implica que la distribución de electrones dentro de la molécula de CO<sub>2</sub> no es simétrica, generando interacciones más fuertes con la superficie del material que van más allá de las fuerzas de Van der Waals. Estas interacciones pueden ser bastante específicas y depender de la química superficial del material. Como resultado, el área superficial calculada a partir de la isoterma de CO<sub>2</sub> podría no reflejar el área geométrica real del material, y

podría ser una sobreestimación o una subestimación. Por esta razón, se recomienda el uso de gases inertes como el N<sub>2</sub> y el argón a sus respectivos puntos de ebullición para la determinación precisa del área superficial. No obstante, debido al alcance de la investigación, es viable utilizar esta técnica para medir la capacidad de adsorción de las muestras pertenecientes a las Formaciones geológicas en estudio.

A continuación, la Tabla 8 presenta los resultados del análisis de dos muestras de las Formaciones Mirador y Mugrosa. En esta tabla se incluyen los valores de las presiones relativas, las capacidades de adsorción correspondientes a cada presión y la constante C.

**Tabla 8.**

*Caracterización BET de las muestras Mugrosa y Mirador*

Muestra	Presión relativa (P/Po)	Cantidad Adsorbida (Cm <sup>3</sup> /g STP)	Constante C
Fm. Mirador	0,0076	0,8478	119
	0,0084	0,9004	
	0,0092	0,9358	
	0,010	0,9761	
Fm. Mugrosa	0,0042	0,1363	143
	0,0050	0,1499	
	0,0058	0,1626	
	0,0065	0,1735	
	0,0073	0,1840	

De acuerdo con la teoría BET el parámetro C no solo indica la energía de adsorción en la monocapa, sino que también proporciona información valiosa sobre la forma de la isoterma de adsorción y la naturaleza de los sitios de adsorción en la superficie del material. Esta constante C se obtiene de la siguiente manera:

$$C = \exp\left(\frac{E_1 - E_L}{RT}\right)$$

Donde,  $E_1$  es el calor de adsorción para la primera capa de adsorbato,  $E_L$  es el calor de la segunda y las capas superiores, el cual es igual al calor de licuefacción o calor de vaporización.  $R$  es la constante universal de los gases, y  $T$  es la temperatura a la cual se hizo el análisis. Por tanto, si la constante  $C$  es baja ( $<2$ ) o negativa, la isoterma corresponde a un Tipo III o Tipo V, y el método BET no es aplicable. Si  $C$  está entre 2 y aproximadamente 150, se puede encontrar linealidad en el rango clásico del método BET. Un valor de  $C$  superior a 150 es característico de altas energías de adsorción o del llenado de microporos estrechos, y se debería observar cuando el rango lineal de la gráfica BET se ha desplazado a un intervalo de presiones relativas ( $P/P_0$ ) inferior a 0.05-0.3 (Gibson, 2020).

Adicionalmente, Thommes et al., (2015) mencionaron que el parámetro  $C$  puede proporcionar una indicación útil de la forma de la isoterma en el rango BET. De este modo, si el valor de  $C$  es cercano a 80, la curva de la isoterma es pronunciada y el Punto B puede estar bien definido. Este Punto B fue identificado por Brunauer y Emmett como la etapa de finalización de la monocapa y el comienzo de la adsorción en múltiples capas. Por el contrario, si  $C$  es bajo (entre 2 y 50), el Punto B no puede identificarse como un único punto en la isoterma. En consecuencia, la isoterma podría ser de Tipo III o Tipo V, y el método BET no sería aplicable.

Para las muestras analizadas, los valores de la constante  $C$  fueron 119 para la Formación Mirador y 143 para la Formación Mugrosa indicando que la evaluación utilizando la prueba experimental BET es viable. En consecuencia, las isotermas obtenidas en la figura 38 no podría tratarse de una isoterma de tipo III o V, ya que estas no presentan valores bajos de  $C$  (entre 2-50). Así mismo, no podría ser una isoterma de tipo I o IV ya que estas isotermas están asociadas con la adsorción en sólidos microporosos y mesoporosos, respectivamente, donde los valores del parámetro  $C$  deberían ser mayores de 150 (Rodríguez, 2010). Por lo tanto, el parámetro  $C$  sugiere

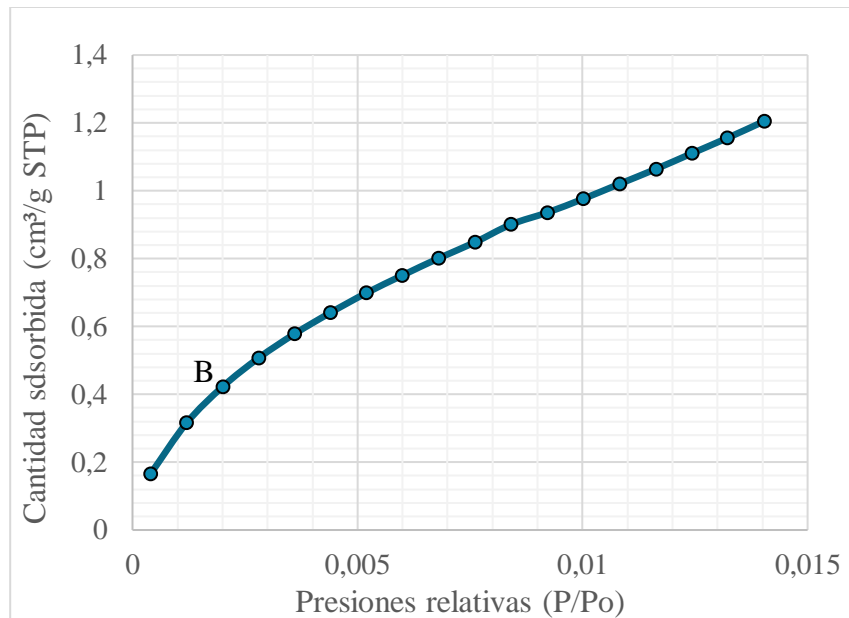
que las isotermas obtenidas probablemente representan isotermas de tipo II. Sin embargo, es necesario analizar la forma de la isoterma para poder concluir con certeza el tipo. A continuación, se presentarán las isotermas de adsorción de CO<sub>2</sub> cada una de las Formaciones estudiadas, lo que permitirá determinar el tipo de isoterma y sus características correspondientes.

#### ***4.3.1 Isotherma de adsorción de la muestra de la Formación Mirador***

La isoterma de adsorción obtenida para la Formación Mirador (Figura 40), muestra la cantidad adsorbida en un material a temperatura y presión estándar (cm<sup>3</sup>/g STP) en función de la presión relativa (P/P<sub>0</sub>) a una temperatura constante de 10 °C. Este comportamiento se ajusta a una isoterma de Tipo II según la clasificación de la IUPAC. Esta clasificación es apropiada, ya que se puede observar que la cantidad adsorbida aumenta rápidamente al inicio y continúa incrementándose de manera constante con la presión relativa, sin presentar cambios abruptos en la pendiente (Figura 40). Adicionalmente, el perfil de la isoterma muestra una inflexión pronunciada, conocida como punto B, que marca el paso de la cobertura de monocapa a multicapa sin restricciones hasta una alta p/p<sub>0</sub>.

#### **Figura 40.**

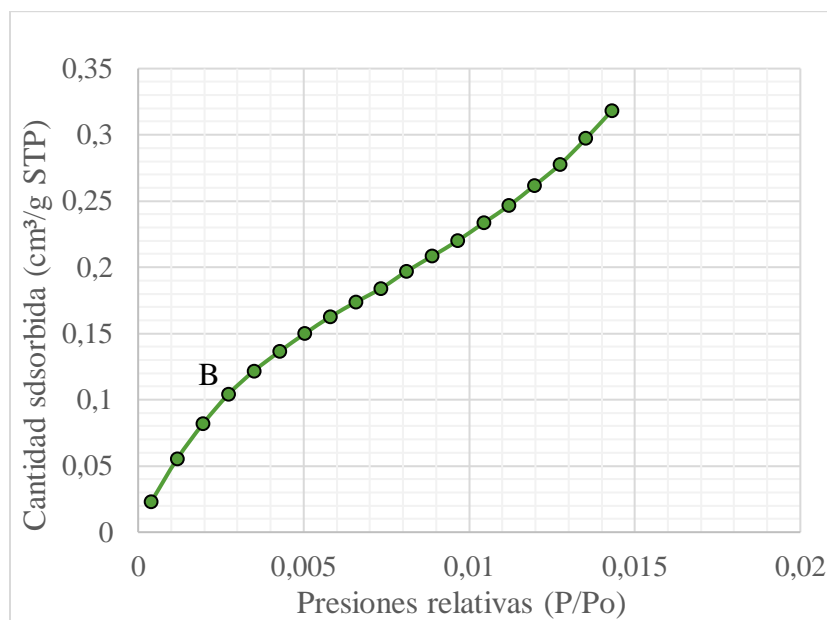
*Isotherma de adsorción de FMII*



Este comportamiento es característico de materiales macroporosos, los cuales tienen superficies amplias y abiertas, donde la adsorción ocurre en múltiples capas después de la formación de una capa monomolecular (Rodríguez, 2010).

#### **4.3.2 Isoterma de adsorción de la muestra FMUI Formación Mugrosa**

La isoterma de adsorción obtenida para la Formación Mugrosa (Figura 41) muestra la cantidad adsorbida en un material a temperatura y presión estándar (cm<sup>3</sup>/g STP) en función de la presión relativa (P/Po) a una temperatura constante de 10 °C. El gráfico revela una relación lineal entre la presión relativa y la cantidad adsorbida, similar al comportamiento observado en la muestra de la Formación Mirador. Esto sugiere que ambas muestras siguen un comportamiento consistente con una isoterma de adsorción tipo II según la clasificación de la IUPAC. Sin embargo, se observa que la muestra de la Formación Mugrosa tiene una capacidad de adsorción significativamente menor en comparación con la muestra de la Formación Mirador.

**Figura 41.***Isoterma de adsorción FMUI de la formación Mugrosa*

Esta diferencia en la capacidad de adsorción puede atribuirse a la estructura cristalina de los minerales que componen las muestras, los cuales presentan diferentes áreas superficiales que ofrecen sitios disponibles para la adsorción de CO<sub>2</sub>. A continuación, se muestra una tabla 9 con las distintas áreas superficiales de los principales minerales que conforman las muestras de estudio las cuales fueron tomadas de la investigación realizada por Klajmon, (2010):

**Tabla 9.***Áreas de superficie específica de los minerales*

Mineral	A (m <sup>2</sup> g <sup>-1</sup> )
Caolinita	20
Moscovita	0.68
Microlina	0.31
Calcita	0.15
Cuarzo	0,02
Albita	0,02

Como se puede observar en la tabla 8, la caolinita es el mineral con la mayor área superficial específica (20 m<sup>2</sup>/g). En la Formación Mirador, la caolinita es el segundo mineral más abundante, constituyendo el 9.63% de la composición total, según las pruebas DRX realizadas. Además, la moscovita también está presente en la muestra de la formación, aunque en menor proporción (1.58%). Este comportamiento se relaciona con el hecho de que la adsorción de gases en materiales porosos está influenciada por varios factores, tales como las propiedades energéticas de los sitios de adsorción, el área de superficie específica, la distribución del tamaño de los poros y el volumen de los poros (Murugesu, 2023). Por lo tanto, la mayor capacidad de adsorción de la Formación Mirador puede atribuirse principalmente a la significativa presencia de caolinita. Este mineral posee un área de superficie específica considerablemente mayor en comparación con otros minerales presentes, lo cual proporciona mayores sitios para que se adsorba el CO<sub>2</sub>. En contraste, la formación Mugrosa está constituida mayormente por cuarzo (62.59%) y calcita (28.85%). Estos minerales, en cambio, presentan áreas superficiales mucho menores: 0.02 m<sup>2</sup>/g y 0.15 m<sup>2</sup>/g, respectivamente. Debido a su baja área superficial, ofrecen menos sitios disponibles para la adsorción del CO<sub>2</sub>. Como resultado, exhiben una capacidad de adsorción significativamente inferior en comparación con la Formación Mirador.

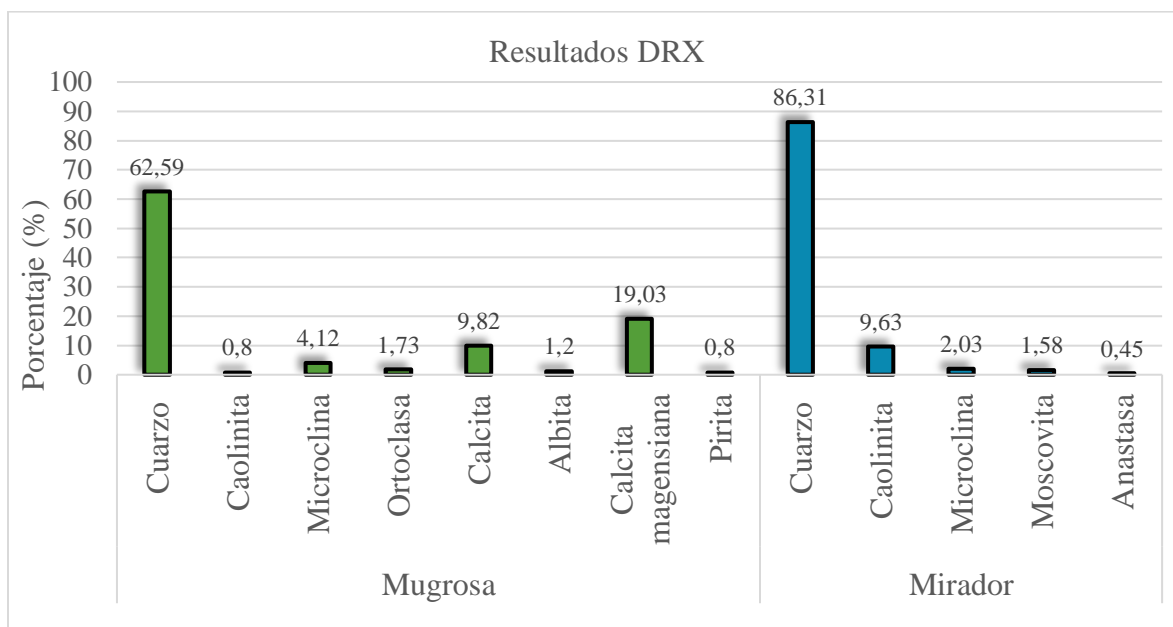
#### **4.4 Fase 4: Efecto de la mineralogía en la adsorción de CO<sub>2</sub>**

La mineralogía desempeña un papel fundamental en la adsorción de dióxido de carbono debido a las propiedades fisicoquímicas únicas de cada mineral. Cada mineral en particular posee características que pueden favorecer la adsorción de CO<sub>2</sub> en la superficie de un medio poroso. Entre estas propiedades destacan: la estructura cristalina de los minerales y las interacciones químicas que estos pueden tener con el compuesto.

Al analizar los resultados obtenidos en la prueba DRX (Figura 42), se puede observar que la Formación Mirador está compuesta principalmente por cuarzo y filosilicatos como la caolinita y la moscovita. Por otro lado, la Formación Mugrosa muestra una mayor diversidad de minerales, incluyendo calcita, pirita y feldespatos.

**Figura 42.**

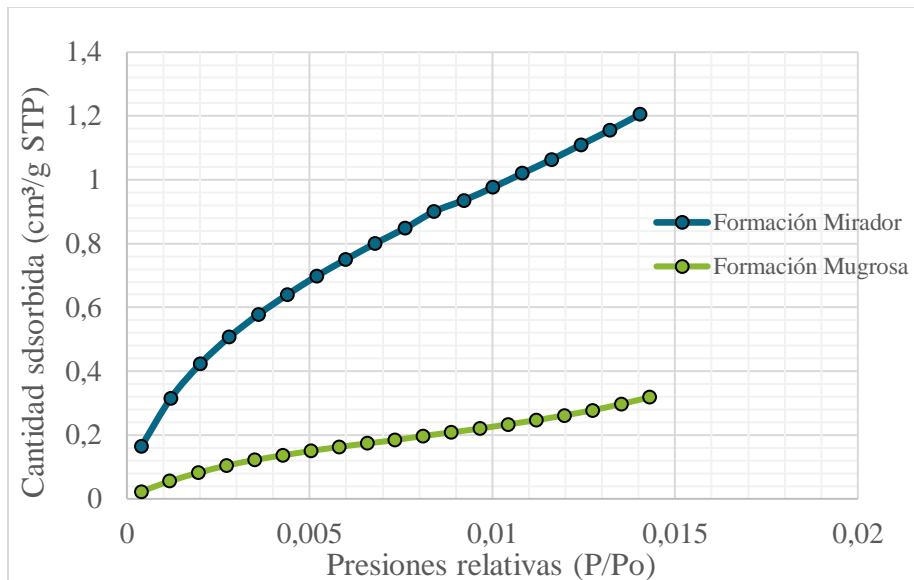
*Diagrama comparativo por Formación de los resultados obtenidos de las pruebas DRX*



En las muestras de estudio, según lo obtenido en los resultados de las pruebas BET la Formación Mugrosa adsorbió una menor cantidad de CO<sub>2</sub> en comparación con la Formación Mirador (Figura 43).

**Figura 43.**

*Isotermas de adsorción de la Formación Mugrosa y Mirador*



Teniendo en cuenta los resultados de la composición mineralógica y la adsorción para cada formación, y de acuerdo con la información de cada mineral, se determinó que el grupo de minerales que más favorece los procesos de adsorción de CO<sub>2</sub> son los filosilicatos. A continuación, se explicarán las características de este grupo mineral y cómo estas influyen y mejoran la adsorción en la Formación Mirador.

#### 4.4.1 Estructura cristalina

Dentro de este grupo de filosilicato se tienen el grupo de minerales de arcilla y micas, los cuales forman su estructura mediante el agrupamiento de las láminas tetraédricas y octaédricas. La capa tetraédrica consta de cuatro átomos de oxígeno dispuestos en un tetraedro con un átomo de silicio en el centro. Estos tetraedros comparten sus átomos de oxígeno para crear una estructura hexagonal que se repite en un plano, formando así la lámina tetraédrica. Por otro lado, la lámina octaédrica contiene átomos de aluminio, hierro o magnesio en el centro de una coordinación octaédrica, que está compuesta por átomos de oxígeno apilados de manera compacta (Huayu et al., 2022).

Minerales como la Caolinita ( $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ ), son clasificados como tipo 1:1 porque cada celda tiene una lámina tetraédrica y una lámina octaédrica. Dependiendo de los cationes en las interláminas (cationes simples, cationes hidratados o cationes coordinados octaédricamente), se clasifican en diferentes tipos de minerales de arcilla. Aunque todos los minerales de arcilla comunes están formados por láminas octaédricas y tetraédricas, su estructura y composición varían, lo que resulta en diferentes propiedades físicas y químicas (Huayu et al., 2022).

Para el grupo de las micas, estas se clasifican como 2:1 debido a que están formadas por dos laminas tetraédricas y una octaédrica, la moscovita ( $\text{KAl}_2(\text{AlSi}_3\text{O}_{10})(\text{OH})_2$ ), conformada por dos láminas tetraédricas ditragonales (T) de Si (con una sustitución de Al de ~25%) intercaladas por una lámina octaédrica (O) de Al (Wan et al., 2017).

Según diferentes investigaciones, en minerales arcillosos como la caolinita, no se observan modificaciones en los espacios basales después del proceso de adsorción. Esto sugiere que las moléculas de CO<sub>2</sub> son adsorbidas principalmente en la superficie externa de la caolinita, excluyendo la adsorción entre las capas de su estructura TO (Chouikhi et al., 2019). La interacción entre el CO<sub>2</sub> y la superficie externa es relativamente directa y más sencilla en comparación con la adsorción en los espacios basales. Sin embargo, aprovechar completamente la superficie interna proporciona un área de superficie específica mayor (Huayu et al., 2022). Un ejemplo de este fenómeno son las arcillas expandibles, como las esmectitas, que tienen la capacidad de adsorber CO<sub>2</sub> tanto en la superficie del mineral como en los espacios interlaminares. Esta propiedad se debe a su estructura expansible, que proporciona una mayor cantidad de sitios disponibles para la adsorción del CO<sub>2</sub> (Chouikhi et al., 2019).

Por otro lado, la moscovita, es otro mineral no expandible, con estabilidad térmica en condiciones de altas presiones y temperatura. Diferentes investigaciones sugieren que la molécula

de CO<sub>2</sub> entra entre los espacios basales de las capas TO, esta entrada no ocurre únicamente por difusión desde los bordes hacia el interior de las capas, sino que se ve facilitada por la disolución preferencial en áreas defectuosas y bordes irregulares, especialmente cuando las condiciones de presión y temperatura son altas (Wan et al., 2017).

#### ***4.4.2 Interacción entre el CO<sub>2</sub> y los minerales***

La adsorción de CO<sub>2</sub> depende en gran medida de la estructura cristalina de los minerales y de la interacción de este gas con ellos. A continuación, se analizarán estas interacciones en los principales minerales presentes en las Formaciones estudiadas:

##### **4.4.2.1 Minerales de arcilla**

En los minerales de arcilla comunes, la adsorción es mayormente de naturaleza física, mientras que la mineralización a través de la adsorción química se produce bajo ciertas condiciones específicas, influenciadas por la presencia y distribución de diferentes especies iónicas. Por ello, es fundamental estudiar cómo interactúa el CO<sub>2</sub> con las superficies de estos minerales de arcilla para comprender mejor las transformaciones del CO<sub>2</sub> en sus extensas superficies internas.

Diversos estudios utilizan simulaciones moleculares para evaluar las interacciones entre el CO<sub>2</sub>, los iones y el agua en las superficies internas de los minerales de arcilla. Los resultados de estas interacciones bajo diferentes condiciones pueden alterar la selectividad de los sitios de adsorción (Huayu et al., 2022). En los minerales arcillosos, las especies de hidrógeno presentes en los nanoespacios crean sitios de adsorción para el CO<sub>2</sub>. En la caolinita, la reacción de los grupos OH en la superficie de la arcilla con las moléculas de CO<sub>2</sub> puede formar HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> y sitios de adsorción de alta energía, permitiendo tanto la adsorción física como química (Huayu et al., 2022).

Sin embargo, al ser una arcilla no expansiva, la caolinita tiene una baja capacidad de intercambio catiónico, lo que resulta en una menor capacidad de adsorción (3 mg CO<sub>2</sub>/g) a 25°C y 1 bar, en comparación con las arcillas expansivas como la montmorillonita, que puede adsorber hasta 7 mg CO<sub>2</sub>/g debido a los cationes hidratados en sus espacios interlaminares (Chouikhi et al., 2019; Huayu et al., 2022).

#### 4.4.2.2 Minerales del grupo de las micas

De acuerdo con Chen et al. (2015), el principal mecanismo de adsorción de las micas ocurre mediante la formación de bicarbonato debido a la reacción entre el CO<sub>2</sub> y los grupos OH; este bicarbonato reacciona con el CO<sub>2</sub> y los cationes de las capas internas de la mica. A su vez, Los iones bicarbonato también pueden interactuar con cationes presentes en las capas internas de la mica, como K<sup>+</sup>, Na<sup>+</sup> o Ca<sub>2</sub><sup>+</sup>. Esta interacción facilita la adsorción del CO<sub>2</sub> en la estructura laminar de la mica. A continuación, se presentará en la tabla 10, un resumen de los diferentes mecanismos de interacción del CO<sub>2</sub> utilizados por las micas y otros minerales (Chen et al., 2015).

**Tabla 10.**

*Mecanismos de interacción del CO<sub>2</sub>*

Referencia	Adsorbente	Mecanismo de adsorción
Bhattacharyya (1989)	Mica	-OH + CO <sub>2</sub> → -HCO <sub>3</sub>
Christenson (1993)	Mica	Cationes + CO <sub>2</sub> → -CO <sub>3</sub>
Cole et al. (2010)	Moscovita	-OH + CO <sub>2</sub> → -HCO <sub>3</sub>
Iesting et al. (2012)	Montmorillonita	-H <sub>2</sub> O + CO <sub>2</sub> → -H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>

#### 4.4.2.3 Minerales Carbonatados

La adsorción de CO<sub>2</sub> en la calcita es un proceso complejo que involucra tanto reacciones químicas como físicas en la superficie del mineral. El mecanismo principal es similar al de otros

minerales, ya que implica la formación de bicarbonatos que interactúan con la superficie mineral. Sin embargo, este proceso presenta ciertas limitaciones. La tasa de disolución de la calcita es mayor que la de su precipitación, lo que puede disminuir la cantidad de mineral disponible para la adsorción de CO<sub>2</sub> a largo plazo. Además, la presencia de agua es esencial para facilitar las reacciones químicas involucradas en la adsorción de CO<sub>2</sub>, por lo que en ambientes secos la capacidad de adsorción puede verse reducida. Por esta razón, aunque la calcita puede contribuir a la adsorción de CO<sub>2</sub>, no mostró una capacidad significativa para favorecer la adsorción en la Formación Mugrosa. Esto se debe a que, para las condiciones de la prueba, las muestras tuvieron que ser desgasificadas y sometidas a un tratamiento de limpieza que asegurara que estuvieran libres de cualquier humedad o contaminante (Murugesu et al., 2023).

#### **4.4.2.4 Minerales Cuarzo, feldespatos y pirita**

Minerales comunes como el cuarzo, K-feldespato, plagioclasa y pirita, agrupados como QFPP en varios estudios experimentales y numéricos, han demostrado que los minerales de feldespato se disuelven y precipitan simultáneamente como minerales secundarios de aluminio (como la caolinita) en ambientes ácidos, tales como salmueras con CO<sub>2</sub> disuelto (Kampman et al., 2009). Este proceso de disolución del feldespato, que libera iones K<sup>+</sup> y Si<sup>+</sup> de su superficie, depende de varios factores interrelacionados, como el pH y la composición de la salmuera, la temperatura, la presión y la afinidad química (Rafal'Skiy et al., 1990; Tutolo et al., 2015). Al igual que el K-feldespato, la plagioclasa y los aluminosilicatos también se disuelven en salmuera saturada con CO<sub>2</sub>, liberando cationes de calcio (Yang et al., 2011), los cuales pueden atrapar permanentemente el CO<sub>2</sub> formando carbonato de calcio. Aunque el cuarzo es más estable entre los minerales siliciclásticos, Broseta et al. (2012) demostró que el cuarzo pasa de ser altamente

hidrofílico a intermedio cuando se expone a CO<sub>2</sub> y a un aumento de presión (Broseta et al., 2012). Además, se ha demostrado que la pirita se disuelve en un ambiente rico en CO<sub>2</sub>, precipitando simultáneamente siderita (Liu et al., 2012; Ilgen y Cygan, 2016). Jung et al., (2013) añadió que la disolución de la pirita está influenciada por la presencia de oxígeno o de oxígeno disuelto en la mezcla de CO<sub>2</sub> (Jung et al., 2013). Es importante señalar que todas las reacciones potenciales del CO<sub>2</sub> con los minerales del grupo QFPP ocurren en un ambiente acuoso a alta presión, por lo que esto pudo haber afectado la interacción de este tipo de minerales con este gas debido a las condiciones de bajas presiones en las cuales se realizaron las pruebas de fisisorción BET implementada dentro de la metodología de este trabajo.

## 5. Conclusiones

- Los resultados de la revisión bibliográfica indican que los parámetros que influyen en el fenómeno de adsorción dependen de la naturaleza del adsorbente, su área superficial y la composición del gas. Se concluye que una mayor área superficial de la adsorbente mejora su capacidad de adsorción. Sin embargo, las muestras utilizadas caracterizadas por su naturaleza macroporosa, presentaron una capacidad de adsorción reducida, lo cual impactó significativamente los resultados del estudio. Adicionalmente, el CO<sub>2</sub> no permite la caracterización precisa del área superficial en adsorbentes de tipo macroporoso, ya no que puede acceder a todos los poros macroporosos, lo que subestima el área superficial total del material.
- La presión y la temperatura son parámetros clave en la eficiencia de los procesos de adsorción. La cantidad de gas adsorbido aumenta con la presión y disminuye con la temperatura. Dado que las pruebas se realizaron a bajas temperaturas, es probable que haya predominado un tipo de adsorción física, caracterizada por fuerzas de interacción débiles.
- El resultado de la interpretación de las secciones delgadas y las pruebas de Difracción de Rayos X (DRX) para las muestras de afloramiento de las Formaciones Mugrosa (FMU1) y Mirador (FMI1) indicaron que la muestra FMU1 se clasifica como litoarenita feldespática, mientras que la muestra FMI1 se clasifica como cuarzo arenita. De acuerdo con el contexto geológico y posición estratigráfica de estas muestras, la muestra FMU1 corresponde a la sección definida por Morales (2008) como areniscas cuarzosas de grano fino a medio, ubicadas en la base estratigráfica de la Formación Mugrosa. Por otro lado, la muestra FMI1 corresponde a la parte media-superior de la Formación Mirador, caracterizada por arcillolitas grises, carbonosas, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino, tal como lo describe el Servicio Geológico Colombiano (2021).

- La Formación Mirador exhibe una capacidad de adsorción notablemente superior, con un valor de 0.9761 cm<sup>3</sup>/g STP, en comparación con la Formación Mugrosa, que alcanza solo 0.1840 cm<sup>3</sup>/g STP. Esta diferencia se atribuye principalmente a la presencia de minerales filosilicatos como la moscovita y la caolinita en la Formación Mirador, los cuales tienen áreas superficiales grandes, aproximadamente de 20 m<sup>2</sup>/g para la caolinita y 0.68 m<sup>2</sup>/g para la moscovita, lo que favorece significativamente el fenómeno de adsorción.

## 6. Recomendaciones

- Para el estudio del área superficial utilizando el método BET, es importante emplear gases inertes como el nitrógeno (N<sub>2</sub>) y Argón (Ar). Estos gases son ideales debido a su naturaleza no reactiva, lo que garantiza que no interaccionen químicamente con el material adsorbente. Además, el tamaño y las propiedades físicas de estas moléculas permiten una adsorción uniforme y reproducible, facilitando la caracterización precisa de la superficie del adsorbente.
- La diferencia en capacidades de adsorción subraya la importancia de los minerales presentes en cada formación geológica y sus propiedades específicas, no obstante, es crucial considerar que existen otros minerales con áreas superficiales y capacidad de intercambio catiónico superiores a la caolinita y la moscovita de la Formación Mirador, lo cual podría llevar a capacidades de adsorción aún más elevadas en estudios posteriores.
- Realizar pruebas de microscopía electrónica de barrido (SEM) con capacidad de identificación elemental mediante la espectroscopia de rayos X de energía dispersiva (EDS), las cuales permiten conocer los cambios de morfología del mineral.  
Realizar pruebas de microscopía electrónica de barrido (SEM) con capacidad de identificación elemental mediante la espectroscopia de rayos X de energía dispersiva (EDS), las cuales permiten conocer los cambios de morfología del mineral.
- En el momento de la extracción de las muestras del afloramiento es necesario la implementación de equipos eléctricos, como pulidoras. Las cuales permiten realizar una extracción más controlada y cuidadosa, asegurando que las rocas mantengan su integridad estructural y sus propiedades físicas y químicas esenciales.

### Referencias Bibliográficas

- Ahmed, T. y Meehan, N. (2012). *Advanced Reservoir Management and Engineering*. (2a Ed). Elsevier Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-64035-6>
- Ardila Díaz, D. E., & Rangel Ballesteros, K. V. (2017). Identificación y caracterización de muestras de afloramientos de la Formación Mugrosa (vía La Roncheta-Campo 23-Peroles) y la Formación Mirador (vía San José de Miranda-Capitanejo) para evaluar su uso como medio poroso en pruebas y experimentos petrofísicos. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Geología, Bucaramanga.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). *Cuenca Valle Medio del Magdalena: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Evaluación Petrofísica ShaleXpert, Pozos: Catalina-1 y Cocuyo-1*
- Agencia Internacional de la Energía (AIE). (2024). *Emisiones de CO<sub>2</sub> en 2023*. [Recurso en línea]. Recuperado el 14 de mayo de 2024, de <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>.
- Andersen, M. A., Duncan, B., & McLin, R. (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones. *Oilfield Review*, 25(2). Copyright © 2013 Schlumberger.
- Babatunde, K.A. Negash, B.M. Mojid, M.R. Tigabwa, Y.A & Jufar, S.R. (2021). Molecular simulation study of CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> adsorption on realistic heterogeneous shale surfaces. <http://crossmark.crossref.org/dialog/?doi=10.1016/j.apsusc.2020.148789&domain=pdf>
- Bachu, S. (2013). Injection of CO<sub>2</sub> for enhanced oil recovery and geologic storage. *Energy & Environmental Science*, 6(8), 2898-2918.

- Bezoz, A. (2008). Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>: Metodología de estimación de Capacidades. Noveno Congreso Nacional del Medio Ambiente.
- Butt H, Graf K y Kappl M. (2003). Physics and Chemistry of Interfaces. P 170-190.
- Bondor, P.L. (1992). Applications of carbon dioxide in enhanced oil recovery. Energy Conversion and Management.
- Blunt, M., Fayers, M., & Orr, F. (1993). Enhanced oil recovery by CO<sub>2</sub> injection. Society of Petroleum Engineers Journal, 28(2), 146-154.
- Bleam, W.F. (2012). Chapter 3 - Clay Mineralogy and Clay Chemistry. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-415797-2.00003-0>
- Brunauer, S., Emmett, P. H., & Teller, E. (1932). Adsorption of gases in multimolecular layers. Journal of the American Chemical Society, 57(6), 1009-1014.
- Cole, S., Davidson, J., & Marchetti, C. (1993). Options for mitigating CO<sub>2</sub> emissions: A review. Environmental Science & Technology, 27(11), 2069-2079.
- Castro, L. (2013). Inyección de co<sub>2</sub> como método de recuperación mejorada. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Ceballos Payares, J. D. (2022). Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en métodos de recobro mejorado: Proyecto de investigación, desarrollo e innovación tecnológica. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander.
- Chen et al., (2018). Mechanisms of shale gas adsorption: Evidence from thermodynamics and kinetics study of methane adsorption on shale.
- Chouikhi, N. Cecilia, J.A. Vilarrasa, E. Besghaier, S. (2019). CO<sub>2</sub> Adsorption of Materials Synthesized from Clay Minerals: A Review. doi:10.3390/min9090514

- Faraday, M. (1857). On the condensation of gases at surfaces. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, 147, 65-84.
- Figuerola D, Moreno A y Hormaza A. (2014). Equilibrio, termodinámica y modelos cinéticos en la adsorción de Rojo 40 sobre tuza de maíz. Universidad De Medellin.
- Gómez.M, Ricardo y Morales J. (2008). Modelo geoestadístico basado en objetos de las Formaciones Mugrosa y Colorado, Campo Lisama cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería fisicoquímicas.p. 186.
- González, B. (2014). Estudio de viabilidad para almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la cuenca del Guadalquivir. Tesis de pregrado, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía, España.
- Graham, T. (1861). On the diffusion of liquids. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, 151, 133-226.
- Gregg, S. J. (1982). *Adsorption, Surface Area and Porosity*. Academic Press.
- Gibson, N., Kuchenbecker, P., Rasmussen, K., Hodoroabab, V.-D., & Rauscher, H. (2020). Volume-specific surface area by gas adsorption analysis with the BET method. European Commission, Joint Research Centre (JRC), Ispra, Italy & Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM), Berlin, Germany.
- Holloway, R., Salino, N., & Stephens, R. (1996). CO<sub>2</sub> storage in geological formations. *Energy Conversion and Management*, 37(2), 1165-1174.
- Huayu, T. Qian, Xi. Zhou, Yi. Cheng, H. (2022). Research progress of clay minerals in carbon dioxide capture.

IPCC, (2005). Special Report: Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press.

<https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/>.

International Organization for Standardization. (2010). Determination of the specific surface area of solids by gas adsorption — BET method (ISO 9277:2010). Geneva, Switzerland.

IPCC, (2018). Global warming of 1.5°C. An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context **of the Paris Agreement**.

IPCC, (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Summary for Policymakers (p. 32). IPCC. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>.

Jikich, S. A., et al. (2003). Carbon Dioxide Injectivity in Brine Reservoirs Using Horizontal Wells. National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy.

Kaldi, J. G. y Gibson-Poole, C. M. (2008). Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO<sub>2</sub> Storage Projects, CO<sub>2</sub>CRC Report N°: RPT08-1001.

Klins, M.A. Y Farouq Ali, (1982). Heavy oil production by carbon dioxide injection. Journal of Canadian Petroleum Technology. <https://doi.org/10.2118/82-05-06>.

Klins, M.A. (1984). Carbon Dioxide Flooding, D. Reidel Publishing.

Klajmon, M., Havlová, V., Červinka, R., Mendoza, A., Franců, J., Berenblyum, R., & Arild, Ø. (2016). REPP-CO<sub>2</sub>: Equilibrium Modelling of CO<sub>2</sub>-Rock-Brine Systems. In Proceedings of the 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-13 (pp. 14-18). Lausanne, Switzerland.

Klunk, M. A. (2009). Seqüestro de CO<sub>2</sub> sob a forma mineral: Precipitação de carbonato de magnésio. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Pró-Reitoria de

Pesquisa e Pós-Graduação, Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, Faculdade de Engenharia, Faculdade de Física, Faculdade de Química.

Langmuir, I. (1916). The adsorption of gases on plane surfaces. *Journal of the American Chemical Society*, 38(4), 1308-1332.

López H. (2004). Caracterización de Medios Porosos y Procesos Percolativos y de Transporte. p.11-12.

Lozano, E., & Zamora, N. (2014). Anexo: Compilación de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Lozano, E., & Zamora, N. (2014). Anexo: Compilación de la cuenca Catatumbo.

Martín J. M. (1990). Adsorción física de gases y vapores por carbones. Universidad de Alicante.

Marchetti, C. (1977). The uses of fossil fuels. In: *Energy: A choice of futures* (pp. 147-181). Pergamon Press.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia. (2020). Colombia reducirá en un 51% sus emisiones de gases efecto invernadero para el año 2030. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Recuperado de <https://www.minambiente.gov.co/colombia-reducira-en-un-51-sus-emisiones-de-gases-efecto-invernadero-para-el-ano-2030/>

Mousalli Díaz, V.E. (2021). Análisis de la composición mineralógica de las formaciones Misoa, y Mirador y su efecto en la adsorción de surfactantes. En recuperación mejorada de petróleo.

Murugesu, M. P., Joewondo, N., Prasad, M., & Department of Geophysics, Colorado School of Mines, United States of America. (2023). Carbon storage capacity of shale formations: Mineral control on CO<sub>2</sub> adsorption. Department of Petroleum Engineering, Colorado

School of Mines, United States of America & Department of Energy Science and Engineering, Stanford University. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2023.10.3833>

Naciones Unidas. (5 de agosto de 2024). \*Cambio climático\*. Naciones Unidas. Recuperado de [<https://www.un.org/es/global-issues/climate-change>](<https://www.un.org/es/global-issues/climate-change>)

Rodríguez F. (2010). Materiales en adsorción y catálisis. Revista del Grupo Especializado de Adsorción de la RSEQ

Reyes, R. (2011). Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>. Tesis de pregrado. Facultad de ingeniería división de ingeniería en ciencias de la tierra. Universidad Nacional Autónoma De México

Rodríguez F. (2010). Materiales en adsorción y catálisis. Revista del Grupo Especializado de Adsorción de la RSEQ.

Royero Gutiérrez, J. M., & Clavijo, J. (2001). Mapa geológico generalizado del Departamento de Santander, escala 1:300,000. Memoria explicativa. República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía, Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear (INGEOMINAS).

Servicio Geológico Colombiano. (2021). Informe técnico de la campaña geotécnica para la construcción del túnel de la línea: Fase II. Servicio Geológico Colombiano. <https://recordcenter.sgc.gov.co/B13/23008010024473/documento/pdf/2105244731101000.pdf>

Ruiz, C. (2007). Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>: criterios de selección de emplazamientos. Comunicación técnica. Congreso Nacional del Medio Ambiente

- Thommes, M., Kaneko, K., Neimark, A. V., Olivier, J. P., Rodriguez-Reinoso, F., Rouquerol, J., & Sing, K. S. W. (2015). Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report). *Pure and Applied Chemistry*, 87(9-10), 1051–1069.
- Universidad de Granada (s.f.). Parte 2 - Tema 06. Recuperado de <https://www.ugr.es/~mota/Parte2-Tema06.pdf>
- Yáñez., et al. (2020). Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry. *International Journal Of Greenhouse Gas Control*, 94, 102938. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102938>.
- Villaquirán Vargas, A. P., Rodriguez Castelblanco, A. X., & Muñoz Navarro, S. F. (2017). Evaluación de la influencia de los gases de combustión en procesos de inyección continua de vapor utilizando generadores de vapor en fondo. *Revista Ion*, 30(2) 65-77. Willhite, G. and Green D., (1988). *Enhanced Oil Recovery*. 2nd ed. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Wan, J. Tetsu, K. Tokunagaa , P.D. Ashbyb. Kima, J. Voltolinia, M. Gilberta, B. Donald, J. DePaoloa.(2017). Supercritical CO<sub>2</sub> uptake by nonswelling phyllosilicates.
- Ward, D., Goldsmith, R., Cruz, J., & Restrepo, H. (1973). Geología de los cuadrángulos H-12 Bucaramanga y H-13 Pamplona, Departamento de Santander. Memoria explicativa. *Boletín Geológico*, 21(1-3), 88p.
- World Energy Outlook, (2022). Informe de Revisión Global de energía 2021. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>. Agencia internación de la energía.