

Evaluación de los Parámetros Técnicos Relacionados al Desarrollo de Yacimientos de  
Gas Asociado al Carbón en la Cuenca del Catatumbo.

Jeffrey Calderón Bonilla

Trabajo De Grado Para Optar Al Título De Ingeniero De Petróleos

Director

Emiliano Ariza León

PhD. En Ingeniería química

Codirector

Miguel Fernando Jiménez Jácome

PhD. En Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Físico-Químicas

Escuela De Ingeniería De Petróleos

Bucaramanga

2025

### **Dedicatoria**

*Dedico este trabajo, en primer lugar, a mis padres, cuyo amor, apoyo incondicional y valores han sido la base de mi formación. Sin su confianza y sacrificio, este logro no habría sido posible.*

*A mi familia y a mi novia, por estar siempre presente con palabras de aliento y compañía en cada etapa de este proceso.*

*A mi director de tesis, Emiliano Ariza, y demás profesores, por su guía, recomendaciones, paciencia y enseñanzas, que han sido fundamentales en mi crecimiento académico.*

*Con especial gratitud a mi codirector de tesis, Miguel Jiménez, por su invaluable apoyo, guía y dedicación a lo largo de este proceso. Su paciencia, conocimiento y constante motivación han sido fundamentales para la realización de esta investigación.*

*Finalmente, a mí mismo, por la perseverancia y dedicación que me han permitido alcanzar esta meta.*

### **Agradecimientos**

*Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que hicieron posible la realización de esta tesis.*

*En primer lugar, quiero expresar mi más sincero agradecimiento a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) por proporcionar los datos necesarios para la realización de esta tesis. Sin su colaboración y disposición, este trabajo no habría sido posible.*

*A mi familia y a mi novia, por su amor incondicional, comprensión y constante apoyo en cada etapa de este camino. Gracias por ser mi mayor motivación.*

*A mi director de tesis, Emiliano Ariza, por su guía académica y por compartir su experiencia, lo cual ha sido una fuente de aprendizaje y crecimiento profesional.*

*A mi codirector de tesis, Miguel Jiménez, por su invaluable orientación, paciencia y compromiso durante todo el proceso de investigación. Su apoyo y conocimientos fueron fundamentales para el desarrollo de este estudio.*

*Finalmente, agradezco a la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de Ingeniería de Petróleos por brindar los recursos y el espacio para desarrollar esta investigación.*

*A todos ustedes, mi más profunda gratitud.*

**Tabla de contenido**

Introducción.....	14
Objetivos.....	15
Objetivo general.....	15
Objetivos específicos .....	15
Capítulo 1. Carbón.....	16
1.1 Propiedades.....	17
1.1.1 Formación del carbón .....	17
1.1.2 Macerales .....	18
1.1.3 Clasificación .....	20
1.1.4 Cleats .....	22
1.2 Coalbeds Methane (CBM) .....	24
1.2.1 Introducción.....	24
1.2.2 Generación del metano en el carbón.....	24
1.2.3 Acumulación del metano en el carbón.....	26
1.2.4 Etapas de producción de yacimientos de CBM .....	28
1.2.5 Contexto nacional e internacional.....	32
Capítulo 2. Caracterización de la zona de carbón y su potencial de producción de gas.....	34
2.1 Isotermas de Adsorción.....	35
2.2 Rango (%Ro) .....	36
2.3 Grado.....	38
2.4 Contenido de gas.....	38
2.5 Composición del gas .....	39
2.6 Espesor del manto .....	40

2.7 Estructura geológica.....	40
2.8 Profundidad del manto.....	41
2.9 Permeabilidad .....	41
2.10 Distancia a líneas de transporte de gas .....	42
Capítulo 3. Cuenca Catatumbo .....	43
3.1 Locación.....	43
3.2 Estructura geológica regional .....	44
3.3 Áreas de interés.....	51
3.3.1 Área A.....	55
3.3.2 Área B .....	56
3.3.3 Área C .....	57
3.3.4 Área D.....	58
3.3.5 Área E .....	59
3.3.6 Área F .....	60
3.4 Información disponible .....	61
Capítulo 4. Análisis de los parámetros característicos del CBM en la cuenca Catatumbo. ....	62
4.1 Ponderación de los parámetros .....	62
4.1.1 Isotermas de adsorción.....	64
4.1.2 Profundidad.....	71
4.1.3 Calidad.....	77
4.1.4 Estructura geológica .....	81
4.1.5 Contenido de metano .....	84
4.2 Clasificación de áreas de interés .....	89
4.2.1 Área A.....	89

4.2.2 Área B .....	89
4.2.3 Área C .....	90
4.2.4 Área D.....	91
4.2.5 Área E .....	91
4.2.6 Área F .....	92
4.3 Determinación de valores límites (Cutoff) .....	92
4.4 Resultados y jerarquización .....	95
Capítulo 5. Aprovechamiento del CBM .....	98
5.1 Conexión a red nacional.....	100
5.1.1 Área C .....	102
5.1.2 Área E .....	103
5.2 Turbinas .....	104
Conclusiones.....	107
Recomendaciones .....	108
Referencias Bibliograficas.....	109

### Lista de Figuras

Figura 1. Tipos de carbón según su estratificación.....	16
Figura 2. Diagrama de Van Krevelen donde muestra las relaciones hidrógeno-carbono y oxígeno-carbono de la materia orgánica en el carbón .....	18
Figura 3. Ejemplo de un sistema de diaclasas en un manto de carbón .....	23
Figura 4. Generación de gas en los diferentes rangos del carbón .....	26
Figura 5. Adsorción del metano en la superficie del manto de carbón.....	27
Figura 6. Producción vertical de varios mantos de carbón (izq). Distintas configuraciones de pozos horizontales (Der.).....	31
Figura 7. Etapas simplificadas de producción de un yacimiento de gas asociado al carbón ...	32
Figura 8. Ejemplo de una prueba de Isoterma de adsorción idealizada.....	36
Figura 9. Generación de gas en el carbón .....	37
Figura 10. Ubicación cuenca Catatumbo .....	43
Figura 11. Columna estratigráfica de la cuenca Catatumbo con señalización de mantos de carbón.....	46
Figura 12. Columna estratigráfica de la formación Los Cuervos en Sardinata .....	49
Figura 13. Columna estratigráfica de la formación Carbonera en Chinácota .....	50
Figura 14. Localización de los bloques CAT-01 y CAT COR-01.....	52
Figura 15. Ubicación de muestras tomadas para CBM en la cuenca Catatumbo .....	53
Figura 16. Delimitación de las 6 áreas seleccionadas para el análisis .....	54
Figura 17. Zoom de área A con las muestras que se encuentran dentro de ella .....	55
Figura 18. Zoom del área B con las muestras que la componen.....	56
Figura 19. Zoom del área C con las muestras que la componen.....	57
Figura 20. Zoom del área D con las muestras que la componen .....	58
Figura 21. Zoom del área E con las muestras que la componen.....	59

Figura 22. Zoom del área F con las muestras que la componen .....	60
Figura 23. Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra CUC-NIC-001 con una profundidad máxima estimada de 2500 m .....	66
Figura 24. Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra CUC-PER-001 con una profundidad máxima estimada de 1800 m .....	67
Figura 25. Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra CUC-DIN-001 con una profundidad máxima estimada de 1700 m .....	67
Figura 26. Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra ZUL-SMA-003 con una profundidad máxima estimada de 600 m .....	68
Figura 27. Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra SAR-HOR-001 con una profundidad máxima estimada de 600 m .....	68
Figura 28. Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra SAR-DAL-001 con una profundidad máxima estimada de 600 m .....	69
Figura 29. Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra ZUL-ORQ-001 con una profundidad máxima estimada de 1200 m .....	69
Figura 30. Corte A-A' .....	72
Figura 31. Corte B-B' .....	72
Figura 32. Corte C-C' .....	73
Figura 33. Corte D-D' .....	73
Figura 34. Corte E-E' .....	74
Figura 35. Corte F-F' .....	74
Figura 36. Corte G-G' .....	75
Figura 37. Grafica del Ranking por área según la puntuación promedio de las muestras pertenecientes a cada área.....	97
Figura 38. Red nacional de gaseoductos al 2020.....	99

Figura 39. Trazado de gasoducto Sardinata – Cúcuta.....	101
Figura 40. Trazado simplificado de gasoducto Sardinata – Cúcuta.....	102
Figura 41. Línea de gasoducto Sardinata – Cúcuta que atraviesa el área C .....	103
Figura 42. Línea de gasoducto Sardinata – Cúcuta que atraviesa el área E.....	104
Figura 43. Sistema ejemplo de una planta de gas de ciclo combinado .....	105

**Lista de tablas**

Tabla 1. Macerales del carbón y su origen .....	19
Tabla 2. Clasificación del carbón.....	21
Tabla 3. Bloques para CBM en la cuenca de Catatumbo .....	51
Tabla 4. Coordenadas de los vértices del área A .....	55
Tabla 5. Coordenadas del polígono para el área B. ....	56
Tabla 6. Coordenadas del polígono para el área C. ....	57
Tabla 7. Coordenadas del polígono para el área D. ....	58
Tabla 8. Coordenadas del polígono para el área E.....	59
Tabla 9. Coordenadas del polígono para el área E.....	60
Tabla 10. Ponderaciones para muestras con 4 variables.....	63
Tabla 11. Ponderaciones para muestras con 5 variables.....	63
Tabla 12. Ejemplo de la manera para la puntuación de cada parámetro.....	63
Tabla 13. Clasificación de la profundidad del carbón en base a su %Ro. ....	64
Tabla 14. Datos usados para el análisis de la isoterma en la zona de Sardinata.....	65
Tabla 15. Datos usados para el análisis de la isoterma en la zona de Zulia.....	65
Tabla 16. Puntuación para el parámetro de isotermas de adsorción.....	70
Tabla 17. Puntuación de las muestras en función del metano teórico adsorbido. ....	70
Tabla 18. Puntuación en función de la profundidad para el aspecto de viabilidad económica. .....	75
Tabla 19. Puntuación en función de la profundidad para el aspecto de potencial de gas. ....	75
Tabla 20. Puntuación total de las muestras para el parámetro de profundidad.....	76
Tabla 21. Puntuación según %TOC.....	78
Tabla 22. Puntuación según %Ro. ....	78
Tabla 23. Puntuación total de las muestras para el parámetro de calidad.....	79

Tabla 24. Puntuación según la estructura geológica donde se ubica la muestra.....	81
Tabla 25. Puntuación según el espesor del manto. ....	82
Tabla 26. Puntuaciones de las muestras correspondiente a las características analizadas para el parámetro de la estructura geológica. ....	82
Tabla 27. Resultados de la cromatografía para cada muestra de la cuenca Catatumbo.....	84
Tabla 28. Puntuación de las muestras según la cantidad de metano liberado en el canister. ..	87
Tabla 29. Puntuaciones de las muestras correspondiente a la característica de contenido de metano en el canister.....	87
Tabla 30. Ponderación final de las muestras con 4 parámetros. ....	93
Tabla 31. Ponderación final de las muestras con 5 parámetros. ....	94
Tabla 32. Promedio calculado de la ponderación total agrupado en áreas. ....	95
Tabla 33. Ordenamiento de las áreas según su promedio de ponderación total. ....	97

## Resumen

**Título:** Evaluación de los Parámetros Técnicos Relacionados al Desarrollo de Yacimientos de Gas Asociado al Carbón en la Cuenca del Catatumbo.

**Autor:** Jeffrey Calderón Bonilla

**Palabras Clave:** Parámetros técnicos, gas asociado al carbón, jerarquización, potencial de producir gas metano, proximidad a gasoductos.

### **Descripción:**

Este trabajo de grado aborda el análisis técnico para el desarrollo de yacimientos de gas asociado al carbón (CBM) en la Cuenca del Catatumbo, Colombia. El estudio se centra en la jerarquización de muestras, y en consecuencia áreas, de carbón obtenidas de dos bloques de esta cuenca, en función a su potencial de producir gas metano. Evaluando parámetros técnicos como las isothermas de adsorción, contenido de metano en canister, calidad del carbón, la profundidad y la estructura de las muestras del carbón.

Para este ejercicio, se usa un tipo de ponderación numérica, donde se asignan pesos porcentuales que van desde el 10% al 35%, dependiendo de la relevancia de cada variable. Los resultados identificaron dos áreas, de las seis divididas por la proximidad de las muestras, con potencial para la producción de CBM.

Finalmente, se analizó detalladamente factores como la proximidad a gasoductos o la proximidad de áreas metropolitanas para poder comercializar el gas asociado al carbón producido, para las dos áreas mencionadas anteriormente. Lo que refuerza la viabilidad técnica y económica del desarrollo de este tipo de proyectos no convencionales en la cuenca del Catatumbo.

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Emiliano Ariza León. Codirector Miguel Jiménez Jácome

## **Abstract**

**Title:** Evaluation of Technical Parameters Related to the Development of Coalbed Methane Reservoirs in the Catatumbo Basin.

**Author:** Jeffrey Calderón Bonilla

**Keywords:** Technical parameters, coalbed methane, ranking, methane gas production potential, proximity to gas pipelines.

### **Description:**

This thesis focuses on the technical analysis for the development of coalbed methane (CBM) reservoirs in the Catatumbo Basin, Colombia. The study prioritizes the ranking of coal samples, and consequently, coal-bearing areas from two blocks within this basin, based on their potential for methane gas production. Key technical parameters evaluated include adsorption isotherms, methane content in canisters, coal quality, depth, and structural characteristics of the coal samples.

For this assessment, a numerical weighting method was applied, assigning percentage weights ranging from 10% to 35%, depending on the relevance of each variable. The results identified two areas, out of six divided based on sample proximity, with potential for CBM production. The results identified two areas, out of the six divided based on sample proximity, with potential for CBM production.

Finally, factors such as proximity to gas pipelines and metropolitan areas were analyzed in detail to assess the feasibility of commercializing the produced coalbed methane in the selected areas. This reinforces the technical and economic viability of developing this type of unconventional project in the Catatumbo Basin.

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Emiliano Ariza León. Codirector Miguel Jiménez Jácome

## **Introducción**

El gas asociado al carbón (Coalbed Methane, CBM) ha emergido como una fuente energética alternativa de gran relevancia en el contexto global, gracias a su potencial para contribuir al desarrollo sostenible y diversificar la matriz energética. Este recurso se encuentra atrapado en los mantos de carbón y su aprovechamiento requiere un entendimiento profundo de las características geológicas y técnicas del área de estudio. La Cuenca del Catatumbo, ubicada en el noreste de Colombia, presenta condiciones geológicas favorables para la acumulación de metano, lo que la convierte en una región estratégica para el desarrollo de proyectos relacionados con CBM.

Este proyecto tiene como objetivo evaluar el potencial de producción de gas asociado al carbón en la Cuenca del Catatumbo mediante un análisis detallado de sus propiedades geológicas, contenido de metano y parámetros técnicos. A través de este estudio se busca proporcionar información clave para el aprovechamiento eficiente del CBM, contribuyendo al desarrollo energético sostenible y fomentando la exploración responsable en esta región.

La investigación está estructurada en cinco capítulos principales que abarcan desde la caracterización del carbón y su contenido de metano hasta el análisis de áreas específicas dentro de la cuenca y las estrategias para su explotación. Este enfoque integral permitirá identificar oportunidades y desafíos en el desarrollo del CBM en Colombia, aportando herramientas para su implementación y conexión a redes nacionales.

## Objetivos

### Objetivo general

Validar los criterios y parámetros técnicos para evaluar el potencial de los recursos de gas asociado al carbón (CBM) en muestras disponibles en las áreas Zulia y Sardinata de la cuenca Catatumbo.

### Objetivos específicos

Determinar la jerarquía de las variables técnicas necesarias para identificar la potencialidad del CBM en las áreas de Zulia y Sardinata de la cuenca Catatumbo.

Establecer valores límites de referencia (*cutoff*) tanto para los criterios técnicos independientes, como para la evaluación multivariable de los resultados disponibles en las muestras de las áreas en la cuenca Catatumbo y proponer la clasificación de su potencial para proyectos de gas asociado al carbón.

Analizar las condiciones para el ingreso en el mercado energético colombiano de la zona que sea identificada como la de mayor potencialidad para CBM en la cuenca del Catatumbo.

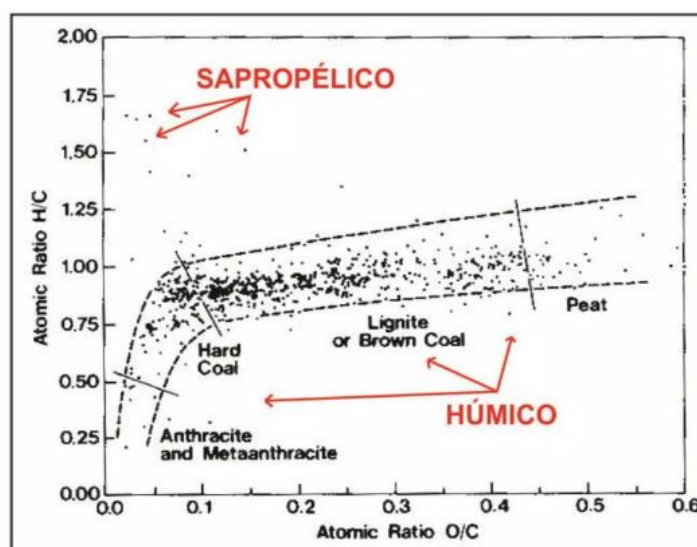
## Capítulo 1. Carbón

El carbón es un combustible fósil, resultado final de una serie de transformaciones sobre restos vegetales acumulados en lugares pantanosos, lagunas y deltas fluviales. Por acciones químicas diversas y variaciones de presión y temperatura a lo largo de grandes intervalos de tiempo estos vegetales se transforman en carbón.

Schopf (1956) define el carbón como una roca compuesta por un 50% en peso y 70% en volumen de material carbonoso y lo clasifica según su tipo, grado y rango. El tipo de carbón depende del precursor vegetal que dio origen al carbón y se divide en dos categorías, húmico en referencia a los carbones estratificados y sapropélico en relación a los no estratificados (Figura 1). La calidad del carbón se refiere a la cantidad y el tipo de impurezas inorgánicas que contiene el carbón, las cenizas es una de ellas y es un parámetro importante para los yacimientos de gas, igualmente, varios minerales como la pirita y arcillas. Finalmente, el rango del carbón, indica el nivel de madurez térmica el cual es un aspecto fundamental para el desarrollo de estos reservorios de gas.

### Figura 1

*Tipos de carbón según su estratificación*



Nota: Tomado y modificado de Tissot y Welte (1984).

## **1.1 Propiedades**

### **1.1.1 Formación del carbón**

La teoría de la carbogénesis o coalificación detalla la secuencia de formación del carbón a partir de material vegetal. Este es un proceso complejo que engloba cambios físicos y químicos a lo largo de millones de años, incrementando progresivamente su contenido en carbono y reduciendo los componentes volátiles. Inicia con la acumulación de la materia prima para la formación del carbón la cual es principalmente material vegetal, en ambientes con bajo contenido de oxígeno que impiden la descomposición completa de la materia vegetal por microorganismos.

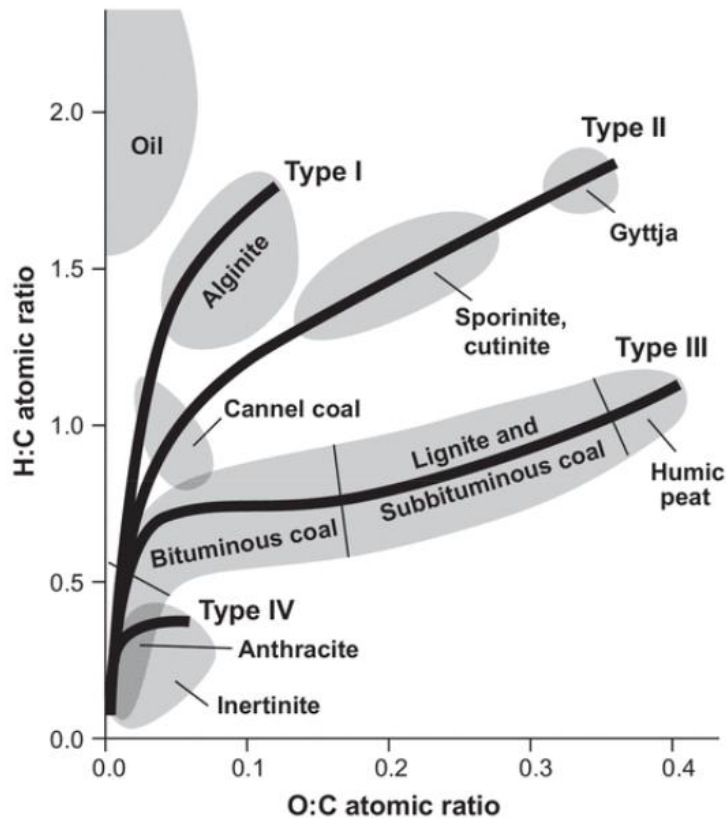
Seguidamente el proceso inicial en el cual la materia orgánica se convierte en turba debido a la acción de microorganismos anaerobios. La turba es rica en agua y con bajo contenido en carbono. Conforme se acumulan más sedimentos sobre la turba, la presión y la temperatura aumentan. Estos factores reducen el agua y otros compuestos volátiles, compactando el material vegetal y formando progresivamente diferentes tipos de carbón.

El proceso de metagénesis es la etapa más avanzada, la temperatura y presión continúan actuando, lo que mejora la calidad del carbón, donde aumenta la cantidad de carbono fijo y se reducen los volátiles. Este proceso lleva a la formación del tipo de carbón antracita y en algunos casos de grafito si la metamorfosis es extrema.

De igual forma, el diagrama de Van Krevelen (figura 2) proporciona una herramienta muy valiosa en la que se puede apreciar cómo la composición elemental de la materia varía durante el proceso de carbogénesis. Conforme se entierra y se expone a presiones y temperaturas más altas, la materia orgánica pierde oxígeno e hidrógeno y se enriquece en carbono. Atravesando las fases explicadas anteriormente, turba, lignito, hulla (bituminosa y subbituminosa) y, finalmente, antracitas.

**Figura 2**

Diagrama de Van Krevelen donde muestra las relaciones hidrógeno-carbono y oxígeno-carbono de la materia orgánica en el carbón



Nota: Modificado de Van Krevelen (1961).

### 1.1.2 Macerales

Los macerales son los elementos orgánicos que componen el carbón y es semejante a lo que representan los minerales en las rocas inorgánicas. Los diferentes macerales se determinan basándose en sus propiedades ópticas, ya que se analizan utilizando un microscopio petrográfico, usualmente de luz reflejada. Estos componentes microscópicos se originan a partir de sus precursores orgánicos (figura 2).

Seidle (2011) afirma que, los tres principales grupos de macerales son: vitrinita, inertinita y liptinita, que a su vez se dividen en subgrupos (tabla 1). Los macerales juegan un papel importante para clasificar el carbón en los diferentes procesos industriales que lo

requieren como materia prima.

**Tabla 1**

*Macerales del carbón y su origen*

<b>Grupo maceral</b>	<b>Subgrupo Maceral</b>	<b>Origen</b>
<b>Vitrinita</b>	Telinita	Tejidos leñosos vasculares
	Colotelinita	Hojas, tallos, cortezas, raíces
	Vitrodetrinita	Microfragmentos de vitrinita
	Corpogelinita	Rellenos gelificados
	Colodetrinita	Matriz de restos triturados
<b>Liptinitas</b>	Esporinita	Esporas y polen
	Cutinita	Cutículas
	Suberinita	Paredes celulares de plantas
	Resinita	Resinas
	Alginita	Algas
	Bituminita	Matriz orgánica irreconocible
	Lipodetrinita	Partículas detríticas de lípidos
<b>Inertinitas</b>	Fusinita	Incendios forestales
	Semifusinita	Estructura vegetal de menor reflectancia
	Inertodetrinita	Fragmentos pequeños aislados de forma variada
	Macrinita	Restos homogéneos y gelificados

Nota: Modificada de Davis et al, (1976).

Los macerales de vitrinita se caracteriza por su apariencia vítrea bajo un microscopio, relacionados a kerógeno tipo III que preferencialmente genera gas natural, a su vez este tipo de kerogeno es el predominante en los carbones. Su origen es de tejidos leñosos y celulósicos de las plantas. La capacidad de absorción y adsorción de un carbón a menudo se correlaciona con el aumento del contenido de vitrinita.

Los macerales de liptinita, asociados a kerógenos tipos I y II generan los mayores volúmenes de hidrocarburo, se forman a partir de las esporas, cutículas y resinas de las plantas. Estos frecuentemente son la fuente de los aceites parafínicos que a veces se encuentran en los carbones ya que las liptinitas son ricas en hidrógeno.

Los macerales de inertinita, llamados así por su falta de reactividad química son vinculados a kerógenos tipo IV. Proviene de restos vegetales quemados, degradados u oxidados. Su prolongada exposición al aire resulta en una mínima o nula generación de hidrocarburos líquidos o gaseosos.

### **1.1.3 Clasificación**

Los carbones se categorizan con el objetivo de evaluar su rendimiento en diversas aplicaciones y, por ende, establecer su valor en el mercado. El aumento en las aplicaciones industriales exigió una clasificación más meticulosa, lo que ha llevado al desarrollo de numerosos sistemas que se fundamentan en la combinación de atributos visuales y microscópicos, así como en propiedades físicas y químicas. Los principales parámetros para la caracterización del rango del carbón son el contenido de materia volátil, el contenido de carbono fijo, la humedad y la reflectancia de la vitrinita (%Ro).

El sistema de clasificación más usado es el propuesto en la norma ASTM D388-23 (tabla 2). Esta norma abarca la clasificación de los carbones por rango, es decir, de acuerdo con su grado de metamorfismo desde lignito hasta antracita. Esta clasificación es aplicable a los carbones que están compuestos principalmente de vitrinita. El carbón se puede clasificar en cuatro rangos principales: Antracita, Bituminoso, Subbituminoso y Lignito.

**Antracita:** Considerado entre los rangos más altos del carbón. Es un carbón duro que contiene mayor porcentaje de carbono y un menor porcentaje de materia volátil.

**Bituminoso:** Este carbón se considera entre los rangos intermedios del carbón después del rango superior de la antracita. Se estima que el carbón tiene un alto valor calorífico. Este carbón es una de las variedades de carbón más utilizadas para la generación de electricidad en todo el mundo. El carbón bituminoso se caracteriza físicamente por una estructura lisa y brillante.

**Subbituminoso:** Es la tercera categoría del carbón que se caracteriza físicamente por

una estructura de color negro no lustrosa. El valor calorífico de este carbón es menor que el del bituminoso.

**Lignito:** Considerado el rango más bajo del carbón. También se conoce como carbón pardo que tiene la menor composición de carbono (Strapoć et al. 2008).

**Tabla 2**

*Clasificación del carbón*

Clase	Límites de Carbono fijo [%]		Límites de materia volátil [%]		Límites de poder calorífico [Btu/lb]		Carácter aglomerante
	Igual o mayor a	Menor a	Igual o mayor a	Menor a	Igual o mayor a	Menor a	
<b>Antracíticos</b>							
Meta-antracita	98	----	----	2	----	----	No aglomerante
Antracita	92	98	2	8	----	----	
Semiantracita	86	92	8	14	----	----	
<b>Bituminosos</b>							
Bituminoso bajo volátil	78	86	14	22	----	----	Comúnmente aglomerante
Bituminoso medio volátil	69	78	22	31	----	----	
Bituminoso alto volátil A	----	69	31	----	14000	----	
Bituminoso alto volátil B	----	----	----	----	13000	14000	
Bituminoso alto volátil C	----	----	----	----	11500	13000	
<b>Subbituminosos</b>							
Subbituminoso A	----	----	----	----	10500	11500	No aglomerante
Subbituminoso B	----	----	----	----	9500	10500	
Subbituminoso C	----	----	----	----	8300	9500	
<b>Lignitos</b>							
Lignito A	----	----	----	----	6300	8300	No aglomerante
Lignito B	----	----	----	----	----	6300	

Nota: Tomado y modificado ASTM D338-23 (2023).

En cuanto a características como carbono fijo y valor calorífico bruto se tiene que, los

carbones que tienen un 69 % o más de carbono fijo en base seca y libre de materia mineral se clasificarán según el carbono fijo, independientemente del valor calorífico bruto. Los carbones que tengan menos del 69 % de carbono fijo en base seca y libre de materia mineral se clasificarán según el valor calorífico bruto en base húmeda y libre de materia mineral (ASTM D338-23, 2023).

La reflectancia de la vitrinita (%Ro) se posiciona entre las propiedades ópticas más empleadas en la clasificación de los rangos de carbón y se describe como el porcentaje de luz incidente que se refleja desde la superficie de las partículas de vitrinita en una roca sedimentaria.

De igual manera, durante muchos años ha sido práctica común utilizar los resultados de la prueba de hinchamiento libre (Free-Swelling test) para determinar el carácter aglomerante de un carbón, como se describe en esta norma. Por lo que, un resultado de 1.0 o más en la prueba puede indicar que el carbón es aglomerante; un resultado de 0.5 o 0.0 indica que el carbón no es aglomerante.

Diversas observaciones han mostrado que los carbones de alto grado (carbones bituminosos y antracita) presentan un bajo contenido de humedad (<10%), mientras que los carbones de bajo grado (carbones subbituminosos y turba) tienen un alto contenido de humedad (>25%).

#### **1.1.4 Cleats**

Los depósitos de carbón son yacimientos naturalmente fracturados con una red de *cleats* compleja. El carbón se caracteriza por su estructura fracturada, definida por dos conjuntos diferenciados de fracturas naturales llamadas *cleats* (figura 3). El sistema dominante de fracturas, conocido como fractura principal (*face cleat*), se compone de fisuras desarrolladas, continuas y casi paralelas. El sistema de fracturas secundarias, también conocido como *butt*

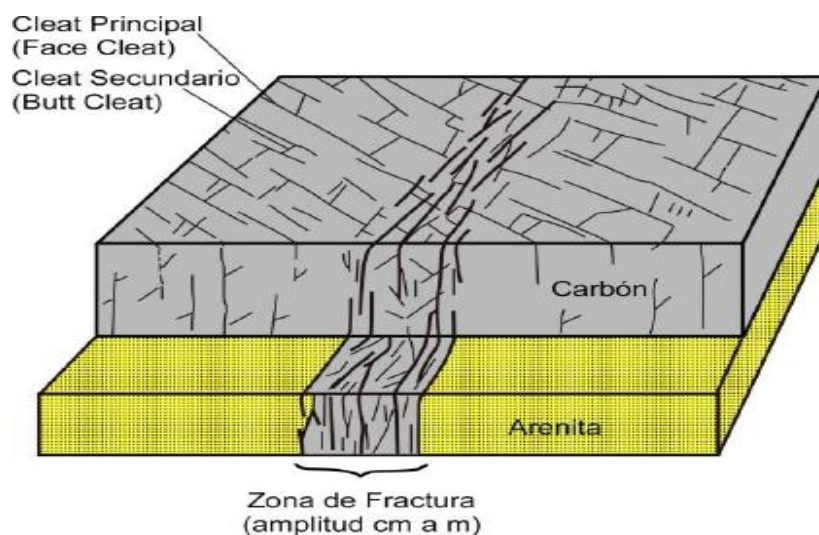
*cleat*, se caracteriza por ser perpendiculares a las fracturas principales y poseer una longitud reducida (Seidle J, 2011).

La orientación de las fracturas se ve afectada por diversos factores, siendo la dirección de la paleotensión un control predominante. Las fracturas se manifiestan en carbonos de todas las edades geológicas y están vinculadas con la clasificación del carbón. La evolución de las fracturas comienza en los lignitos, que frecuentemente presentan fracturas con espaciamiento irregular y longitudes reducidas. Los carbonos bituminosos a menudo exhiben fracturas principales y transversales meticulosamente desarrolladas, con escasos intervalos entre las mismas. Las antracitas suelen presentar un número reducido de fracturas, vinculada a su proceso de curación durante el proceso de metamorfosis (Seidle J, 2011).

Al mismo tiempo, la porosidad del carbón está dominada por la microporosidad, la cual restringe la migración efectiva del metano fuera del manto de carbón. Esta migración se hace efectiva cuando la porosidad y permeabilidad del carbón se aumentan por el diaclasamiento *Coal Cleat* y por el fracturamiento (Rice et al, 1993).

### Figura 3

*Ejemplo de un sistema de diaclasas en un manto de carbón*



Nota: Tomado de Barker (1996).

## **1.2 Coalbeds Methane (CBM)**

### **1.2.1 Introducción**

El metano de capas de carbón (CBM) es un tipo de gas natural que se extrae directamente de los mantos de carbón. Su origen se debe, en gran medida, a procesos de degradación de la materia orgánica dentro del carbón, los cuales pueden ser microbianos, térmicos o incluso catalíticos. Además, es posible que ciertos gases externos hayan migrado desde otras formaciones geológicas. Su composición principal es metano ( $\text{CH}_4$ ), acompañado de cantidades variables de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), nitrógeno ( $\text{N}_2$ ) e hidrocarburos más pesados, como etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), con pequeñas concentraciones de propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) y butanos ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) (Thakur P et al., 2014).

CBM es una manera no convencional en la que se presenta gas natural en mantos de carbón. Estos reservorios están sellados por la presión hidráulica del líquido presente en el sistema de microfracturas, a diferencia de por una roca sello como en los reservorios convencionales. Esta forma en la que se encuentra el gas es atractiva, ya que el carbón logra adsorber grandes volúmenes de metano en comparación a los reservorios convencionales de compresión. Gran parte del carbón y gas se encuentran poco profundos, lo que facilita la perforación de los pozos y reduce los costos de su completamiento.

El gas CBM producido en conjunto con la minería del carbón se denomina metano de mina de carbón (CMM). El metano de minas abandonadas (AMM, por sus siglas en inglés) se define como la fracción de gas metano que continúa liberándose de las minas de carbón una vez que han sido cerradas. Este gas se acumula en las cavidades subterráneas creadas durante las actividades mineras y representa tanto una oportunidad como un desafío.

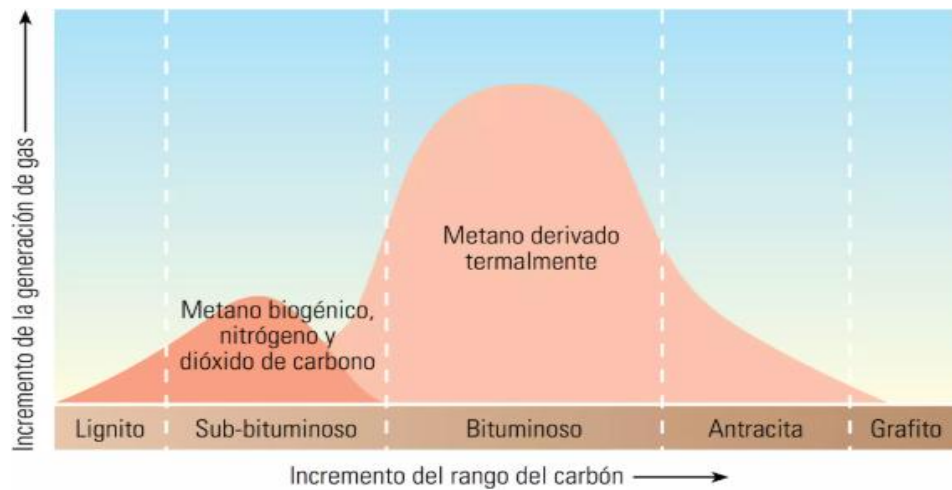
### **1.2.2 Generación del metano en el carbón**

La generación de metano durante el proceso de la formación del carbón se da por eventos microbiológicos o térmicos (figura 4) y puede ser distinguido a través de su

composición isotópica (Thakur P et al., 2014). Los requerimientos para el origen del gas biogénico son: ambiente con poca presencia de oxígeno libre, una baja concentración de sulfatos, bajas temperaturas, abundante materia orgánica, y un pH entre 4 y 8 (Rice et al, 1993).

La mayoría de los gases producidos durante la fase biogénica inicial se escapa, esto se atribuye a la limitada capacidad de retención de gas de los carbones de bajo rango y a la pequeña profundidad de enterramiento. Este gas biogénico se distingue por formarse en entornos con temperaturas inferiores a los 50 °C y es mediante la descomposición de la materia orgánica que las bacterias generan el gas biogénico que generalmente está compuesto de metano (CH<sub>4</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

Por otro lado, el gas termogénico se genera por la degradación del kerógeno con el aumento de la profundidad y temperatura. La cantidad de gas termogénico depende del tipo de maceral presente en los carbones y del proceso de madurez térmica. García et al, 1993 en sus pruebas de hidropirólisis determinaron que, con el aumento de la temperatura por enterramiento, la reflectancia de vitrinita se incrementa, y los hidrocarburos sufren un proceso de cracking, generando gas que a su vez deriva en la formación de microfracturas por las cuales el gas migra a través de la matriz de carbón. La generación de gas termogénico comienza en la fase de carbón bituminoso de alto contenido volátil, cuando los valores de reflectancia de vitrinita (Ro) se encuentran entre el 0.6% y el 0.8% (Scott et al., 1994).

**Figura 4***Generación de gas en los diferentes rangos del carbón*

Nota: Tomada de Al-Jubori et al. (2009).

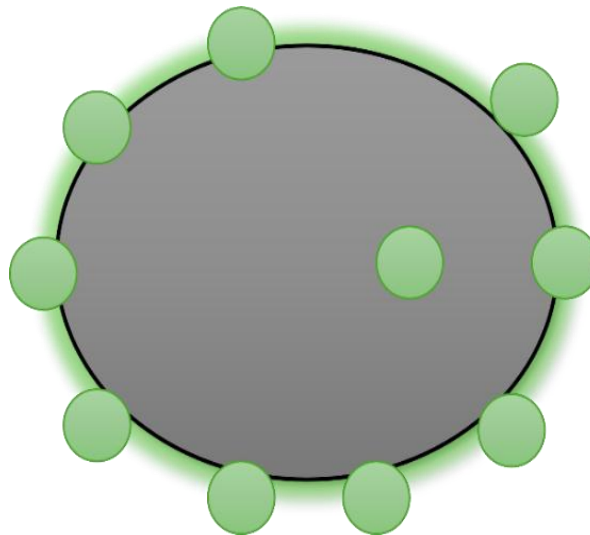
### 1.2.3 Acumulación del metano en el carbón

Lo interesante del carbón es su versatilidad, ya que el carbón en este tipo de reservorios actúa tanto como fuente como roca reservorio del gas en los mantos en sus etapas tempranas y tardías, en donde el gas se acumula en el carbón por mecanismos de adsorción y absorción del gas en el carbón. Como consecuencia de lo anterior, la relación entre la presión y el volumen del gas en los yacimientos de CBM está definida por las curvas de adsorción isotérmica y no por la ley de los gases (Rice et al, 1993).

Dado que el carbón presenta una microporosidad muy alta originada por su superficies internas, puede adsorber (Figura 5) y retener cantidades de gas considerablemente superiores a los poros en los reservorios convencionales de gas en areniscas o calizas (Rice et al, 1993). El aumento de la presión del yacimiento adsorbe el gas natural a la superficie de los poros de la matriz, en el carbón y las fracturas naturales. (SLB, n.d.).

**Figura 5**

*Adsorción del metano en la superficie del manto de carbón*



Nota: La adsorción se da en una mayor parte (aproximadamente del 90% del metano) el resto del gas permanece en forma libre en los poros del carbón o en el agua de formación.

La capacidad de adsorción del carbón se ve influenciada por diversos factores, como la composición de los macerales, el contenido de cenizas y el rango. La vitrinita es el maceral principal adsorbente de gas en el carbón y tiene la mayor superficie para la adsorción de metano. La dominación de vitrinita (>60%) resulta en una alta superficie en los carbones y, por lo tanto, aumenta la capacidad de adsorción de metano. Los carbones ricos en vitrinita tienen una mayor capacidad de retener el gas que los carbones abundantes en inertinita de rango equivalente. Este hecho se debe a que la vitrinita tiene predominantemente microporos (<20 Å o 2 nm) en comparación con la inertinita, que a menudo tiene predominancia de mesoporos (>2-50 nm) y macroporos (>50 nm). Por lo tanto, los carbones con mayor contenido de vitrinita probablemente tengan un mayor contenido de gas, siempre que otros parámetros también sean favorables para esta acumulación (Thakur et al. 2014; Scott et al. 1994).

La composición química del gas asociado a carbón inicial depende principalmente del rango del carbón y del origen del gas. La composición del gas producido es dinámica en función

al agotamiento del yacimiento. Por lo tanto, fracciones de CO<sub>2</sub> y fracciones de hidrocarburos más pesados aumentan directamente con el avance en el drenaje del yacimiento; es decir, los volátiles se producen inicialmente y los gases más pesados crecen en las fases finales de producción.

Los factores que dominan la acumulación, la expulsión y migración del metano termogénico en los mantos de carbón son la maduración termal, la porosidad y el fracturamiento. Con respecto al mecanismo de entrapamiento de gas, por lo general es la presión hidrostática que impide y/o controla la migración del metano y la desgasificación del manto. El flujo de fluidos en el sistema fracturado de carbones está principalmente controlado por la porosidad, y la permeabilidad relativa. La porosidad típica del carbón varía entre 0.5% y 5%, siendo el rango más común para carbones con producción comercial entre 1% y 2% (Thakur P et al, 2014).

#### **1.2.4 Etapas de producción de yacimientos de CBM**

En comparación con los yacimientos convencionales de petróleo y gas a mayores profundidades, los mantos de carbón suelen presentar una presión inferior, lo que indica que la presión del gas in situ dentro del carbón es menor que la presión hidrostática. Por lo tanto, si la perforación no se lleva a cabo en condiciones de *underbalance*, es decir, manteniendo la presión del fluido de perforación que sale de la broca en el pozo horizontal por debajo de la presión del gas in situ en el manto de carbón, la permeabilidad de sus fracturas se verá afectada ya que el fluido de perforación podría filtrarse y obstruir dichas fracturas.

El método más utilizado para la perforación en *underbalance* consiste en la inyección de aire o espuma de aire, ya sea en un sistema de pozo simple o en un sistema de doble pozo. En la perforación direccional de mantos de carbón, la estabilidad del techo y la base es un factor clave. Si estas formaciones son competentes, pueden soportar la perforación sin colapsar, permitiendo la reentrada del pozo lateral al manto de carbón sin obstrucciones (Thakur P et al,

2014).

Sin embargo, en casos donde el techo o la base son débiles, erosionados o de roca sedimentaria, el uso de fluidos de perforación como agua o espuma de aire puede provocar su colapso o derrumbe, dificultando la perforación y aumentando el riesgo de atascos o pérdida de la sarta direccional. Para mitigar estos desafíos, se emplean sistemas avanzados de guía EM MWD con sensores de radiación gamma natural, que permiten identificar la transición entre el manto de carbón y la roca circundante. Además, la experiencia de los perforadores direccionales especializados en mantos de carbón ha sido fundamental para minimizar la perforación en roca y optimizar la trayectoria del pozo (Thakur P et al, 2014).

Por lo general, inicialmente se hace énfasis en la porosidad de agua móvil, esta se define como el espacio poroso que contiene agua capaz de fluir a través de las fracturas bajo un diferencial de presión. Esta porosidad es crucial para la producción de gas ya que el agua debe ser drenada para permitir la liberación del gas (Seidle J, 2011).

Los pozos verticales se perforan en múltiples mantos de carbón. La tubería de producción se cementa a lo largo de los estratos carboníferos para garantizar la integridad del pozo, seguido de una fracturación hidráulica en varias etapas debido a que el área de contacto en este tipo de pozos es muy pequeña. Cada una de las etapas se aísla mediante bolas y deflectores y tapones de fractura o *coiled tubing* lo que permite la estimulación selectiva. Una vez completado, se eliminan los elementos de aislamiento a través de la perforación permitiendo la conexión del flujo. Finalmente, se instala el equipo de producción. En situaciones donde hay numerosas y delgados mantos de carbón con una permeabilidad razonable (5-10 mD), la perforación y el completamiento vertical son la opción preferida (Gentzis, 2009).

El completamiento de un pozo horizontal a hueco abierto implica la perforación extensa y lateral dentro del manto del carbón, siguiendo una dirección predefinida (generalmente

perpendicular al sistema natural de fracturas). Al mantenerse el tramo horizontal sin revestimiento, se aprovecha la permeabilidad natural del carbón, aunque requiere condiciones geomecánicas estables para evitar colapsos. Este tipo de completamiento elimina los costos asociados a la cementación. Actualmente, dentro del segmento de pozos horizontales utilizados para CBM, se han identificado en forma L, U/V, de radio ultra corto y multilaterales (Tianshou M, 2022)

En el análisis de patrones de drenaje multilateral (figura 6), Maricic et al. (2008) determinaron que la configuración óptima de un pozo puede definirse considerando la longitud total del pozo horizontal, la distancia entre los laterales y la cantidad de laterales perforados. Un mayor número de laterales horizontales mejora el contacto con el manto de carbón y aumenta la recuperación de gas, sin embargo, también eleva los costos de perforación. Para lograr un equilibrio entre estos factores, se concluyó que la disposición más eficiente para la mayoría de las superficies consiste en perforar entre tres y cuatro laterales por pozo horizontal de CBM.

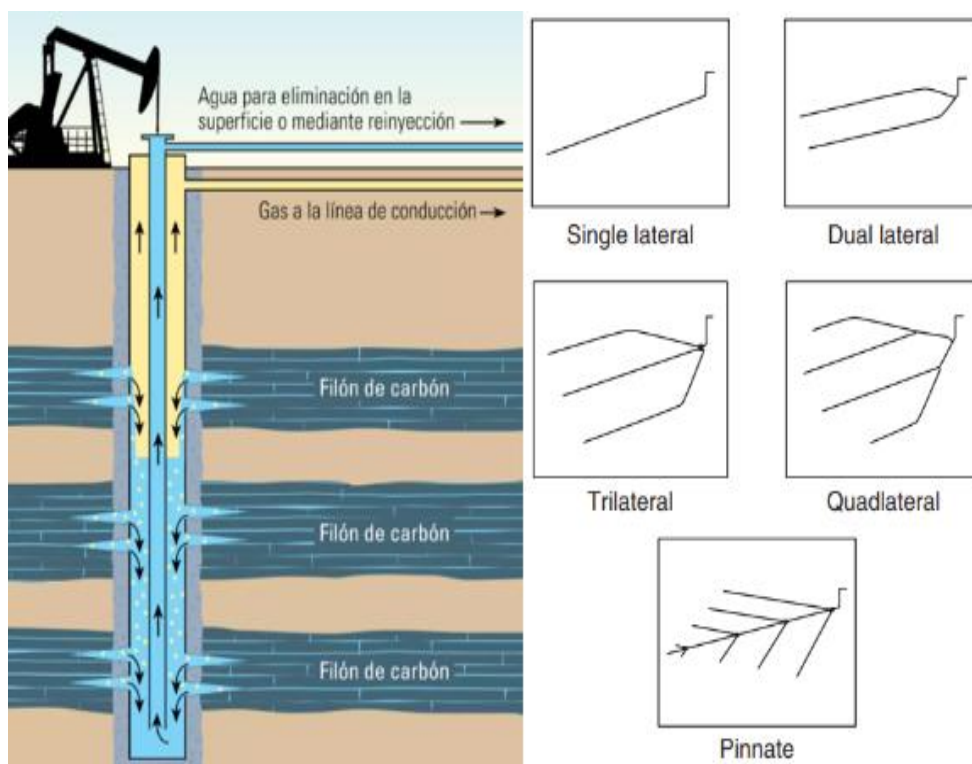
Tras la perforación y completamiento de los pozos laterales se inicia con la recuperación del metano del interior del carbón, para ello es necesario que se disminuya la presión hidrostática a la que este está siendo sometido. Se requiere por ende evacuar el acuífero asociado al manto desde el subsuelo a la superficie para reducir la presión y se permita el flujo del gas. Tras la liberación, el gas se desplaza dentro del carbón en un proceso que consta de tres etapas: desorción, difusión y flujo. La tasa de liberación de gas está condicionada por factores como la temperatura del carbón, el rango y la composición del carbón, la distribución de la porosidad y la composición del gas.

La primera etapa (la desorción) es el proceso en el que todas las moléculas del gas previamente empaquetadas en la superficie interna del carbón, empiezan a liberarse a un medio más libre este proceso se da gracias a la reducción de presión. Posteriormente, la difusión es el

proceso mediante el cual las moléculas del gas liberado se mueven desde una zona de mayor concentración (la superficie interna del manto) hacia una de menor concentración (las fracturas del carbón), donde las fracturas actúan como canales para el desplazamiento del gas. Finalmente, la fase de flujo del metano en el carbón, el gas fluye mediante las fracturas hacia la pared de la formación o la cara del pozo junto al agua siguiendo la ley de Darcy (figura 6) permitiendo su recuperación.

### Figura 6

*Producción vertical de varios mantos de carbón (izq). Distintas configuraciones de pozos horizontales (Der.)*



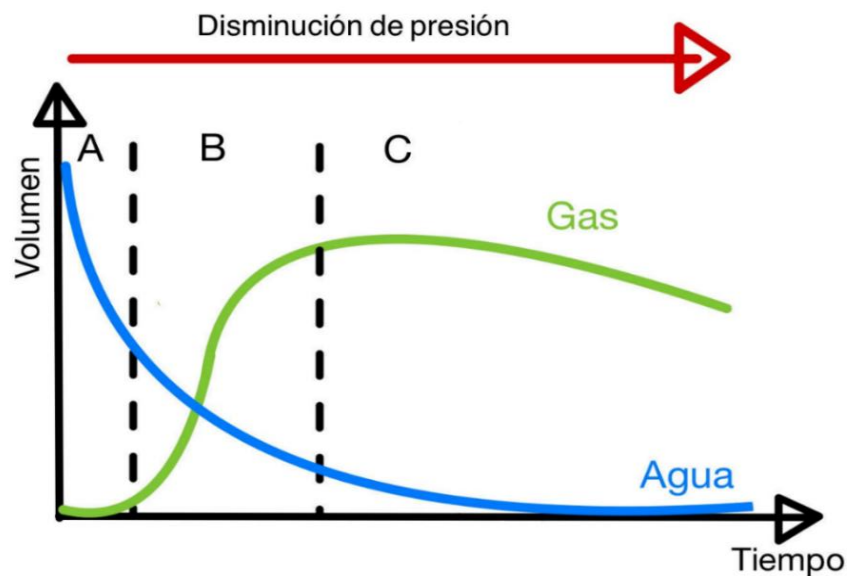
Nota: Tomado de: Al-Jubori et al. (2009); Maricic, SPE 96018 (2008).

En superficie, en la producción de un reservorio de CBM ocurren tres principales fases (figura 7) a medida que la presión del yacimiento se disminuye: La fase A, inicia con la salida de grandes volúmenes de agua. En la fase B, la presión ha disminuido lo suficiente como para que burbujas de metano sean atrapadas y desplazadas junto con el agua llegando a alcanzar su

punto máximo de producción de gas. En la fase C, con una presión menor, a través de las fracturas del carbón fluyen volúmenes de metano e inicia una etapa de declinación en la producción de gas (Rice et al. 1993).

### Figura 7

*Etapas simplificadas de producción de un yacimiento de gas asociado al carbón*



Asimismo, la producción de agua decae, si se asume que no hay recarga de agua al yacimiento y la producción de gas se incrementa hasta lograrse el pico de producción de gas.

#### 1.2.5 Contexto nacional e internacional

Colombia tiene reservas probadas de carbón de al menos 6.8 billones de toneladas. Las estimaciones del potencial total de CBM en Colombia oscilan entre 11 y 35 TCF, aunque no todas estas reservas son económicamente recuperables (Nicholson B. 2014). Se pudo establecer en estudios previos, que, por ejemplo, los mantos de carbón de la Formación Cerrejón en el norte del país presentan contenidos de CBM entre 200 a 300 pie<sup>3</sup>/ton (Monroy, et al., 2010).

Aunque Estados Unidos es uno de los países con mayores reservas de carbón, alrededor del 60% del carbón en este país se considera inexplorable debido a su baja rentabilidad con la tecnología actual. Factores como la delgadez de los mantos, la calidad deficiente o irregular del carbón y las condiciones de extracción difíciles, como la profundidad, hacen que su

extracción no sea viable económicamente. No obstante, el carbón inexplorable representa una gran fuente de metano aún sin aprovechar. A medida que aumenta la demanda de gas natural, el metano de capas de carbón (CBM) se vuelve una opción cada vez más atractiva como combustible (Thakur P et al, 2014).

Adicionalmente, las principales preocupaciones sobre el metano de carbón en la minería de superficie incluyen: (1) el gas liberado durante la excavación y el procesamiento, (2) el metano liberado de capas de carbón superpuestas o subyacentes expuestas por las operaciones mineras y (3) el gas expulsado de escombreras y depósitos de residuos mineros (Saghafi et al., 2005; USEPA, 2008). El metano se libera durante las fases iniciales de las operaciones mineras debido a la eliminación de la sobrecarga y la exposición del carbón, lo que afecta la permeabilidad del lecho de carbón. Asimismo, para el caso de minas de carbón abandonadas, la liberación incontrolada de este metano contribuye significativamente al efecto invernadero (Thakur P et al., 2014).

## **Capítulo 2. Caracterización de la zona de carbón y su potencial de producción de gas**

La capacidad del carbón para generar gas depende de su composición orgánica, propiedades fisicoquímicas y grado de coalificación. En este sentido, la comprensión de estas variables en relación con factores geológicos adicionales resulta fundamental para la exploración y el desarrollo eficiente de los recursos de gas en mantos de carbón. Dado que las características del carbón y su grado de coalificación pueden presentar variaciones significativas, no todas las acumulaciones carbonosas contienen volúmenes comercialmente viables de gas (Flores R, 2014). Las características del yacimiento que un ingeniero de reservorios debe conocer para pronosticar la producción de metano de un carbón incluyen el contenido de gas, la isoterma de adsorción, el tiempo de sorción, la permeabilidad y la anisotropía de la permeabilidad, las relaciones de permeabilidad relativa y la presión del reservorio (Thakur P et al., 2014).

Los parámetros más sensitivos (concluido por simulación numérica), que al aumentar causan un mayor incremento en las tasas de producción de gas en un yacimiento de GAC (gas asociado al carbón) son la porosidad de la matriz, el espesor del manto y la isoterma de Langmuir (VL y PL). Esto se debe a que estos tres parámetros están estrechamente relacionados con la cantidad de gas que puede adsorber y almacenar un manto de carbón (Ochoa R. & Vargas G., 2011).

El presente proyecto de grado está soportado en la información obtenida durante el desarrollo del contrato entre la ANH y GEMS SA, titulado “*Caracterización Geológica y Geoquímica de las Doce (12) Zonas Carboníferas de Colombia con Base en Información Existente y con Adquisición de Nuevos Datos Geoquímicos De Los Carbones Colombianos Para El Diseño De Áreas De Exploración De CBM En Colombia*” y ejecutado en el año 2013. Para el uso de dicha información se realizó la solicitud formal ante la ANH la cual fue concebida mediante comunicación el noviembre del 2024. Un análisis más detallado de las

características específicas para el caso del potencial de explotación del CMB del Catatumbo se mostrará en el capítulo 4.

## **2.1 Isotermas de Adsorción**

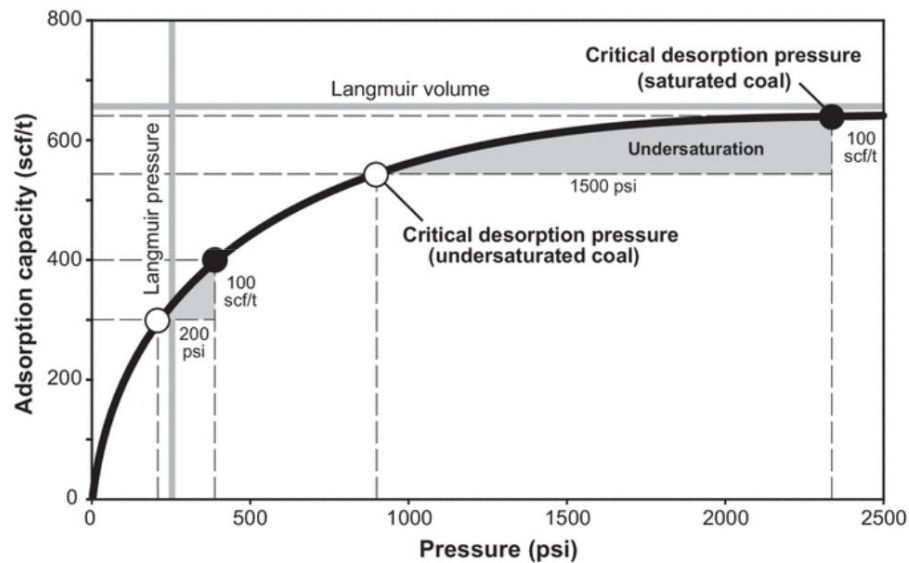
La isoterma de adsorción es un estudio de laboratorio que facilita la determinación del volumen de gas que puede ser adsorbido por una muestra de carbón, dependiendo de la presión a una temperatura constante. La información utilizada para este proyecto fue proporcionada por la ANH y obtenida por pruebas realizadas en Canadá por Earth Science Consultants Limited.

Las isotermas de adsorción son herramientas críticas para modelar y maximizar la extracción del gas, de igual manera, es fundamental para evaluar la capacidad de almacenamiento de gas del carbón. El gas en el carbón puede almacenarse en estado adsorbido o libre, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, así como del nivel de saturación del gas. Debido a la baja porosidad del carbón en condiciones típicas de yacimiento, la mayor parte del gas se encuentra en estado adsorbido.

La capacidad de adsorción se describe mediante la isoterma de Langmuir, que muestra cómo varía la capacidad de almacenamiento del gas en función de la presión a temperatura constante. Los parámetros de Langmuir, específicamente el volumen y la presión de Langmuir, son esenciales para caracterizar la capacidad total de gas y la forma de la isoterma de adsorción (Thakur P et al., 2014). Conforme la muestra adsorbe el gas, la presión disminuye hasta llegar al equilibrio. En ese momento, la muestra ya no es capaz de adsorber más gas y se requiere incrementar la presión para lograr otro punto de equilibrio.

**Figura 8**

*Ejemplo de una prueba de Isoterma de adsorción idealizada*



Nota: Tomado Geology of North American Coalbed Methane Reservoirs Thakur (2014).

La figura 8 ilustra como la presión del yacimiento controla la cantidad de gas que puede adsorber el carbón. Cuando el yacimiento está a presiones más altas que la presión de desorción crítica, el carbón sigue reteniendo la mayor parte del gas (no se produce o se produce muy poco). A medida que se reduce la presión (por extracción de agua o gas), se llega a la presión de desorción crítica, donde el carbón empieza a liberar gas de forma más significativa.

## 2.2 Rango (%Ro)

La madurez térmica influye en diversas propiedades fundamentales del carbón, como su capacidad de retención de gas y sus características geomecánicas, por lo que el rango del carbón es un parámetro clave en la evaluación de los yacimientos de metano en capas de carbón. En la industria del CBM, las características más comunes para determinar el rango del carbón son la reflectancia de vitrinita, la materia volátil (base seca y libre de cenizas) y la humedad (libre de cenizas) (Thakur P et al., 2014).

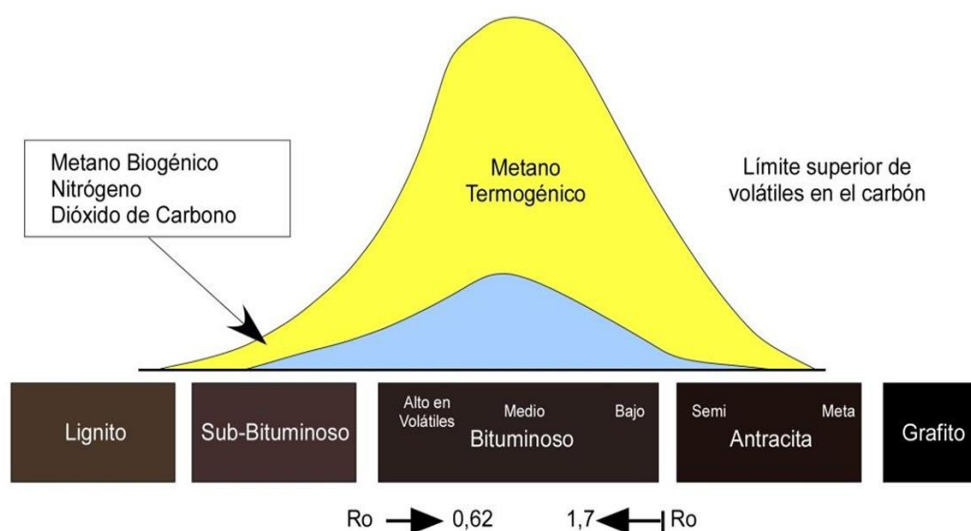
De acuerdo con los hallazgos experimentales, se evidencia que el metano generado mediante el proceso termogénico alcanza su producción máxima a un nivel de Ro del 1.2%. Se

observó asimismo que la producción de metano se torna insignificante cuando  $R_o$  es superior al 3.0%. Conforme el rango del carbón aumenta, asimismo se incrementa el contenido de metano, aunque su almacenamiento cuenta con la limitación por parte del volumen del espacio poral y por la presión de confinamiento del manto de carbón. (Rice et al, 1993).

La generación de una gran cantidad de metano ocurre en realidad durante la transformación del carbón bituminoso de alto contenido de volátiles a la etapa de carbón bituminoso de bajo contenido de volátiles (figura 9). Estos suelen ser los carbones ideales para el CBM, ya que el gas generado es de ocho a diez veces la cantidad que el carbón puede retener durante la carbonificación (Mariño J. et al, 2015).

### Figura 9

*Generación de gas en el carbón*



Nota: Representado el rango de reflectancia de vitrinita de los reservorios de CBM. Tomado de Rice et al. (1993).

La reflectancia vitrinita es un aspecto crucial en la delimitación y valoración de un área considerada como prospecto en la aplicación de CBM. Sus valores más significativos para producir un metano con la calidad suficientemente alta para ser explotable, se encuentran entre 0.5-1.9 %; los carbones con CBM comercial suelen superar el 0.8% (Mariño J. et al, 2015).

La liberación de volátiles es el principal factor que impulsa los cambios volumétricos a medida que el carbón se acerca al rango bituminoso. La humedad disminuye del 15 % al 1 % a medida que el carbón progresa desde el rango C bituminoso de alta volatilidad hasta el rango bituminoso medio de volatilidad (tabla 2).

### **2.3 Grado**

El grado del carbón se relaciona con su pureza. Estos factores determinan su composición, pureza y madurez térmica, respectivamente. Los parámetros de grado más relevantes para los yacimientos de metano en mantos de carbón incluyen el contenido de cenizas, el contenido de azufre y el contenido de materia mineral (Spears y Caswell, 1986; Spears, 1987; Faraj et al., 1996). La calidad del carbón es una medida de su nivel de impureza, siendo el contenido de minerales el principal parámetro de grado que afecta la capacidad de absorción y adsorción del carbón. Las formas dominantes de materia mineral en los carbones son los minerales arcillosos, el cuarzo, la pirita y la calcita. Los carbones de baja calidad tienen menor capacidad de adsorción de gases.

La calidad se puede considerar un parámetro muy importante para que un manto de carbón se clasifique como un recurso prospectivo, en cuanto al contenido de cenizas y azufre se refiere (Rincón M. et al, 2010). Por lo general se establece que el contenido de cenizas debe ser inferior al 33% y el de azufre menor que el 3% para toda clase de carbón. Otras rocas ricas en materia orgánica, como la lutita negra, pueden contribuir a la producción de gas en mantos de carbón. Sin embargo, la gran mayoría del gas, ya sea de origen termogénico o biogénico, proviene del carbón (Thakur P et al., 2014).

### **2.4 Contenido de gas**

El contenido de gas se mide en el laboratorio siguiendo los procedimientos estándar de la industria, a partir de los núcleos de carbón extraídos de los pozos y de acuerdo con la norma ASTM D7569. Esta norma establece los lineamientos para la determinación del gas adsorbido

en el carbón y su posterior desorción en condiciones controladas.

La metodología usada en el estudio compartido por la ANH en el área para las pruebas de desgasificación de carbones fue usando un canisters automatizados (recipientes especializados para la captura y medición de gas). En general el volumen de gas medido debe ser corregido para cada canister, teniendo en cuenta las variaciones de la temperatura ambiente y la presión atmosférica. Los resultados de esta prueba dan el volumen final de gas liberado por la muestra de carbón en un periodo de 220 horas.

Los métodos directos pueden proporcionar información sobre la tasa de desorción del gas y permiten obtener muestras para realizar ensayos de cromatografía, con el fin de determinar la composición del gas desorbido.

## **2.5 Composición del gas**

Los análisis cromatográficos de las muestras de gas suministradas por la ANH para este trabajo fueron realizados en el laboratorio de geoquímica de GEMS S.A. y la composición de las muestras de gas fueron reportadas en porcentaje molar. La cromatografía de gases permite identificar y cuantificar los diferentes componentes de la mezcla gaseosa del yacimiento, incluyendo la identificación de hidrocarburos como metano, etano, propano, butano y pentano, así como el CO<sub>2</sub>, CO y N<sub>2</sub>.

El metano es el componente objetivo para este tipo de yacimientos debido a su alto poder calorífico y su amplia aplicación en la generación de energía. Por lo tanto, entre mayor sea el porcentaje de metano en la composición del gas mayor será su valor comercial y potencial energético en el mercado. Los yacimientos de CBM están compuesto principalmente por gases energéticos entre los cuales predomina el metano en un 80 - 95 %, aunque también se encuentran gases como dióxido de carbono, monóxido de carbono, nitrógeno (Zapatero M et al 2004). Al presentar normalmente esas cantidades de CH<sub>4</sub> elimina la necesidad de procesos adicionales de enriquecimiento para ser eficiente lo que se traduce a importantes ahorros

operativos.

## **2.6 Espesor del manto**

El espesor del manto es la capa explotable de carbón en la estructura geológica. Este indicador es esencial para valorar la viabilidad financiera y técnica de un proyecto de extracción de CBM. El cálculo del espesor puede efectuarse a través de registros adquiridos en los pozos exploratorios perforados en el área de estudio, registros como el de densidad o el sónico, ya que la densidad del carbón es menor que la densidad de la mayoría de rocas sedimentarias (Mariño J. et al, 2015). También es válido determinar el espesor mediante mediciones directas cuando los mantos se encuentran expuestos, o pueden ser obtenidos en fondo de mina cuando son operativas.

El espesor bruto de un yacimiento normalmente se calcula sumando todos los espesores de los mantos con densidades inferiores al de un cut-off, donde generalmente este valor de corte es igual a la densidad de las cenizas de carbón. Sin embargo, usar un cut-off erróneo puede dar lugar a falsas estimaciones (sobrestimando o subestimando). Determinar el espesor neto es más complicado, ya que requiere evaluar cuánto del espesor bruto del carbón contribuye realmente a la producción de metano. En este proceso se pueden utilizar registros de resistividad, registros de producción o pruebas de aislamiento zonal para finalmente estimar este espesor neto.

En los bloques de estudio se cuenta con mantos de carbón desde aproximadamente 1 m hasta cerca de 3 m. La clasificación del potencial asociado a este parámetro será definida en el capítulo 4.

## **2.7 Estructura geológica**

La tectónica y la estructura de la cuenca es un parámetro fundamental que controla los recursos de CBM, esto debido a que determina el régimen de subsidencia el cual condiciona la forma de sedimentación y la acumulación del carbón. Además, dirige los procedimientos de

carbonización para llegar a rangos alto para la generación de gas termogénico (Zapatero M et al 2004).

El sistema deposicional ejerce un fuerte control sobre la productividad del CBM ya que determina el tamaño, la potencia, la orientación, y la estratigrafía de los yacimientos de carbón. Es importante que las capas estén sometidas a alta presión para la retención de gas sea mayor, en esto influirá la profundidad, las posibles compresiones laterales existentes, el nivel piezométrico y la hidrogeología de la cuenca. Igualmente, la hidrogeología afecta a la distribución de los contenidos de gas bajo la superficie y también influye en la composición del gas y sus orígenes (Scott & Kaiser 1996).

## **2.8 Profundidad del manto**

La profundidad del manto se mide desde la superficie hasta la ubicación de la capa de carbón en el subsuelo. A medida que el carbón se profundiza, se genera mayor una cantidad de gas por el incremento en el rango. De igual manera, resultado de las elevadas presiones del reservorio, con el incremento de la presión hidrostática, permite que el gas no se libere del carbón y quede confinado dentro de sí (Mariño J. et al, 2015).

La profundidad es un parámetro controversial, esto se debe a que en cuanto mayor sea la profundidad, mayores serán los desafíos asociados con la extracción, sin embargo, cuando los mantos de carbón son muy someros puede significar una baja maduración del mismo.

## **2.9 Permeabilidad**

El carbón es una roca altamente sensible al esfuerzo en comparación con las rocas siliciclásticas y carbonatadas. Su permeabilidad disminuye exponencialmente con la profundidad debido a la compresión causada por el peso de la sobrecarga, lo que cierra los sistemas de clivaje (McKee et al., 1988). La permeabilidad de las capas de carbón se encuentra dominada y vinculada con el sistema de fracturas naturales (*cleats*) previamente mencionado. La permeabilidad en las capas de carbón está fundamentalmente controlada por la magnitud de

los esfuerzos en el reservorio. La permeabilidad en los yacimientos de metano en mantos de carbón no es una característica fija, sino que varía con el tiempo. A medida que se produce el gas, la matriz del carbón se reduce, lo que provoca la expansión de las fracturas y un aumento en la permeabilidad (Harpalani & Chen, 1995).

Es importante señalar que la permeabilidad varía localmente y representa una significativa heterogeneidad en los yacimientos de metano en mantos de carbón. Dentro de una misma capa, esta propiedad puede diferir en más de un orden de magnitud a una misma profundidad. Además, en contextos tectónicos favorables, como en la Cuenca San Juan en Estados Unidos, algunos mantos de carbón pueden mantener permeabilidades de cientos de mD incluso a profundidades superiores a 3000 pies (Ayers & Kaiser, 1994; Riese et al., 2005).

La permeabilidad se puede calcular a partir de pruebas de pozo que consisten en sacar agua de manera instantánea de un pozo y registrar la recuperación a lo largo del tiempo. De estos datos se puede determinar no solamente la permeabilidad, sino también la conductividad hidráulica. (Mariño J. et al, 2015).

### **2.10 Distancia a líneas de transporte de gas**

La maximización del valor de los recursos de CBM esta influenciada por la cercanía a puntos críticos de transporte de hidrocarburos y/o generación de energía, pues son los principales usos del recurso. Cuando las áreas prospectivas cuentan con acceso directo a poliductos, gasoductos y/o cualquier otro método de transporte de gas, el interés de las compañías aumenta fuertemente pues las inversiones para evacuar el gas son mínimas y de bajo riesgo. Estas distancias, frecuentemente unos pocos kilómetros, son de fácil acceso, de bajo costo en intervención y de mantenimiento favorable. Escenarios de decenas de kilómetros o más, en condiciones de difícil acceso e intervención involucran inversiones altas, de riesgo elevado y por consiguiente de menor interés para el desarrollo del potencial de CBM, en un área.

### Capítulo 3. Cuenca Catatumbo

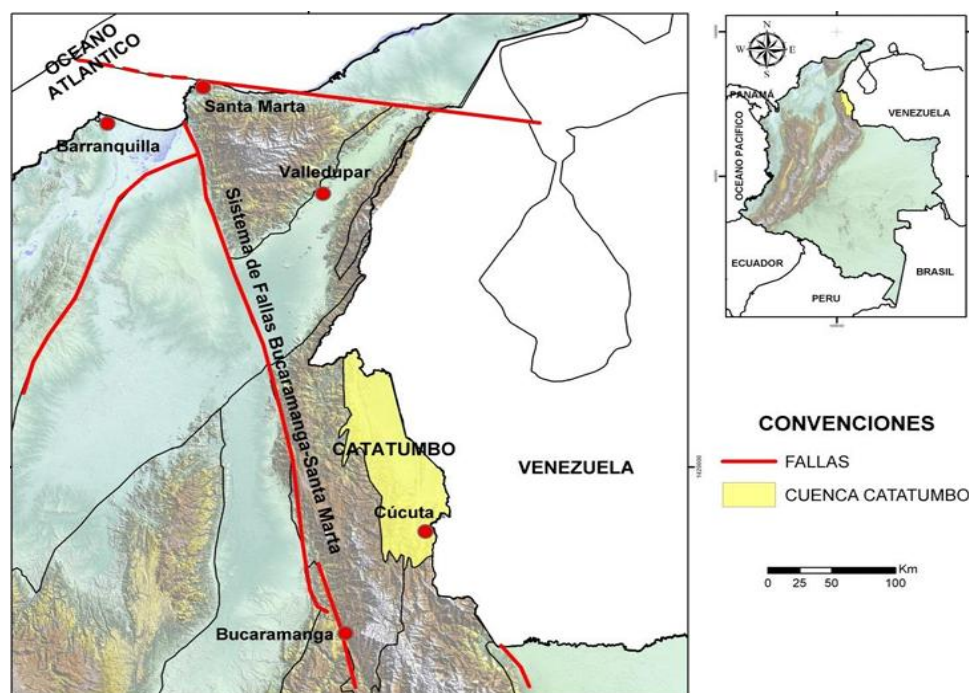
#### 3.1 Locación

La cuenca del Catatumbo se localiza en la parte noreste de Colombia (Figura 10). Está limitada por la Serranía del Perijá y el Macizo de Santander al oeste y los Andes de Mérida al sureste y cuenta con una extensión de aproximadamente  $7700 \text{ km}^2$ . La convergencia de estos dos elementos estructurales delimita su extensión hacia el sur (ANH. 2010).

La producción de hidrocarburos en esta cuenca se origina principalmente del Grupo Uribante y de la Formación Capacho pertenecientes a la secuencia de edad Cretáceo, así como de las formaciones Barco, Mirador y Carbonera del Terciario. Las rocas generadoras más importantes son las formaciones La Luna, Capacho y Tibú. Se señalan las formaciones de Colón, Los Cuervos y León como sellos regionales. Además, que la clasificación de los hidrocarburos identificados corresponde a aceite y gas.

#### Figura 10

*Ubicación cuenca Catatumbo*



Nota: Tomado de Barrero et al. (2007).

Según Luna et al. (2004), en la cuenca Catatumbo se encuentra la zona carbonífera de Norte de Santander, la cual cuenta con un gran potencial tanto de carbones coquizables como térmicos de excelente calidad. Esta zona carbonífera ha sido considerada como la tercera zona exportadora de carbón en el país después de Guajira y el Cesar. Las minas más representativas de esta región son: Primer Presidente y Prominorte, en el municipio de Cúcuta; El Guayabo y Mestiza en el municipio del Zulia; El Futuro y La Quiracha, en el municipio de Santiago; Los Laches y La Sorzana, en el municipio de Bochalema; La Nueva Don Juana, en el municipio de Chinácota; y Algeria en el municipio de San Cayetano. (Arthur D, 2010).

### **3.2 Estructura geológica regional**

La cuenca del Catatumbo es actualmente clasificada como una cuenca de antepaís, pero de acuerdo a su evolución geológica, que comprende diferentes fases tectonosedimentarias, ha sufrido cambios en su configuración a lo largo del tiempo geológico. Mondragón (2000), resume la historia tectónica de la cuenca de Catatumbo en cuatro etapas: etapa de extensión de tipo rift, etapa de margen pasivo, etapa de transición hacia cuenca de antepaís y una etapa de cuenca de antepaís.

Inicialmente, una fase extensional de tipo rift manifestada en áreas aledañas a la cuenca, favoreció la depositación de las formaciones Girón y La Quinta. Diversos autores coinciden en que este complejo de basamento cratónico participó en la ruptura de Pangea y la división de América del Norte y América del Sur, durante una etapa extensional que tuvo lugar durante el Triásico y Jurásico. Esta etapa extensional resultó en una compleja combinación de cuencas extensionales (rifts) con vulcanismo asociado, reguladas por fallas normales, en las regiones del Atlántico, Golfo de México y norte de Suramérica (Bartok, 1993; Pindell et al, 1998).

Una fase posterior, en este caso de margen pasivo, se evidencia en los registros sedimentarios de las formaciones Capacho y La Luna. Se presenta una etapa de subsidencia térmica que facilitó la transformación de la margen occidental de Suramérica en una plataforma

de escasa profundidad y cubierta por sucesivos avances marinos a través del período Cretáceo, cuyo impacto es reconocido desde el oeste de Venezuela hasta Perú (Macellari, 1988).

Seguidamente, la fase de transición está identificada en las formaciones Catatumbo, Barco y Los Cuervos. Fase caracterizada por la colisión entre la placa pacífica y la margen oeste de la placa de Suramérica durante etapas finales del Cretáceo. De igual manera esta etapa tectónica de transición estuvo regida por la división de las secuencias Colón - Mito Juan, las cuales se ubican en la Formación La Luna, desde el sureste hasta el noreste de la cuenca. En este acontecimiento, las formaciones Capacho y La Luna fueron depositadas en un entorno marino anóxico. Estas rocas constituyen las principales rocas generadoras de la cuenca.

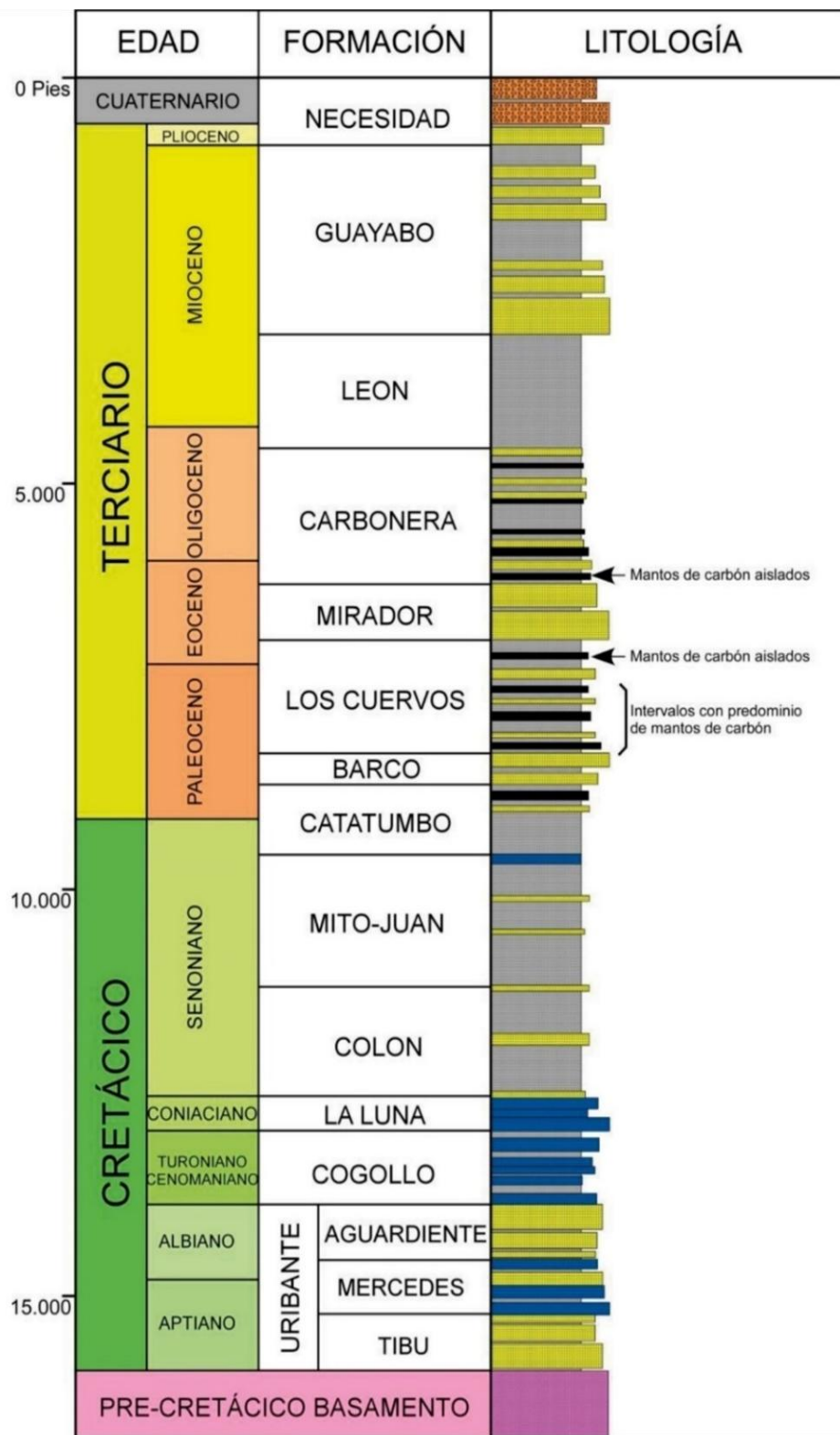
La última fase, el desarrollo de cuenca de antepaís, representado en la Formación Carbonera. Explica Parnaud et al. (1995), en el Paleoceno tardío y Eoceno temprano, con dominios sedimentarios distinguidamente diferenciados, en la zona suroeste del Lago de Maracaibo se mantiene la sedimentación continental que incluye la Formación Mirador y las areniscas C de la Formación Misoa.

Durante este periodo, ocurre un suceso más significativo, marcado por la aparición de varios episodios deposicionales que comprenden depósitos marinos de poca profundidad, fluviales y lacustres, resultado de la rápida erosión y sedimentación de las jóvenes cadenas montañosas andinas. Estos sedimentos representan el relleno sedimentario más actual de la cuenca de Maracaibo - Catatumbo.

En su mayoría, las estructuras corresponden a pliegues asimétricos extensos afectados en sus flancos por fallas principalmente de tipo inverso y en las crestas por fallas normales paralelas al fallamiento inverso (Zappa, 2009). La secuencia sedimentaria de la cuenca Catatumbo está representada por rocas del Mesozoico y Cenozoico, que van desde el Cretáceo Inferior hasta el Plioceno – Pleistoceno (figura 11). Esta secuencia sobrepasa los 15.000 pies, y yace sobre rocas ígneas y metamórficas que constituyen el basamento.

**Figura 11**

*Columna estratigráfica de la cuenca Catatumbo con señalización de mantos de carbón*



Nota: Tomada de Navarro & Alaminos (2008).

Luna et al. (2004) planteaba que las secciones litoestratigráficas que contienen mantos de carbón de la cuenca de Catatumbo eran las formaciones Catatumbo, Cuervos y Carbonera. Los principales mantos de carbón de la Formación Los Cuervos se encuentran en la parte media e inferior de su sección sedimentaria, y en la base de la Formación Carbonera se encuentran algunos mantos aislados, con edad geológica del Paleoceno y Oligoceno respectivamente. Durante el trabajo de campo realizado por GEMS y la ANH en 2013, se observó que los mantos de carbón que eran explotados estaban ubicados en las formaciones Los Cuervos y Carbonera, mientras que la Formación Catatumbo no tenía relevancia económica.

La formación Carbonera está constituida por una extensa secuencia de intercalaciones de arcillolitas, lutitas grises, limolitas, y areniscas que varían de grano fino a grueso, junto con capas de carbón en menor proporción. Hacia la base y la parte superior de la formación se presentan estratos delgados de areniscas glauconíticas y calizas, los cuales evidencian incursiones marinas. El espesor de esta unidad varía entre 1,300 y 1,800 pies dentro de la región de la cuenca del Catatumbo (Notestein et al. 1944).

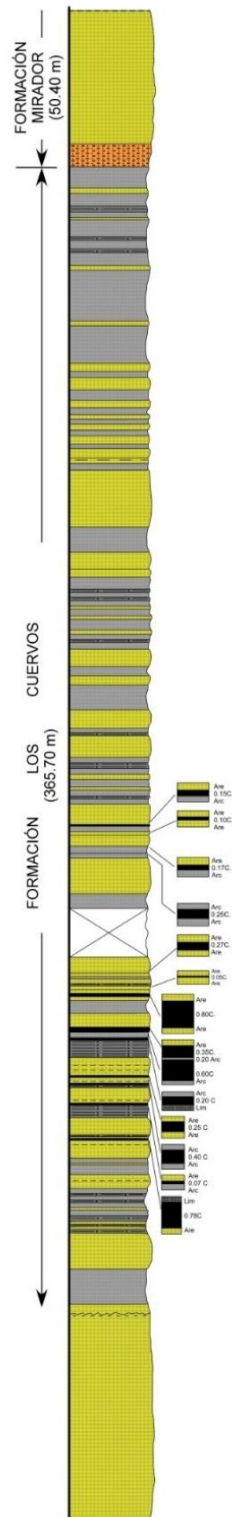
El nombre de la Formación Carbonera proviene de la Quebrada La Carbonera, en el flanco oriental del anticlinal de petróleo de la concesión Barco, cuadrángulo F-13 Tibú (Notestein et al., 1944). La Formación Carbonera en el área de San Pedro está compuesta por un conjunto de arcillolitas y limolitas grises con niveles de areniscas de grano fino en bancos de hasta 0.5 m a 4 m de espesor, color gris a gris verdoso, con manifestaciones de carbón en la parte inferior y superior de la formación (Romero, 1999).

Adicionalmente en esta formación se han identificado hasta seis mantos de carbón en el sector Zulia Chinácota (Figura 13), en el Sinclinal de Zulia, con espesores que oscilan entre 0.7 y 1.50 m y se estimó que el espesor neto acumulado de carbón varía entre 3 y 6 metros, mientras que, en áreas como Chitagá, la formación no presenta mantos explotables (Luna et al. 2004).

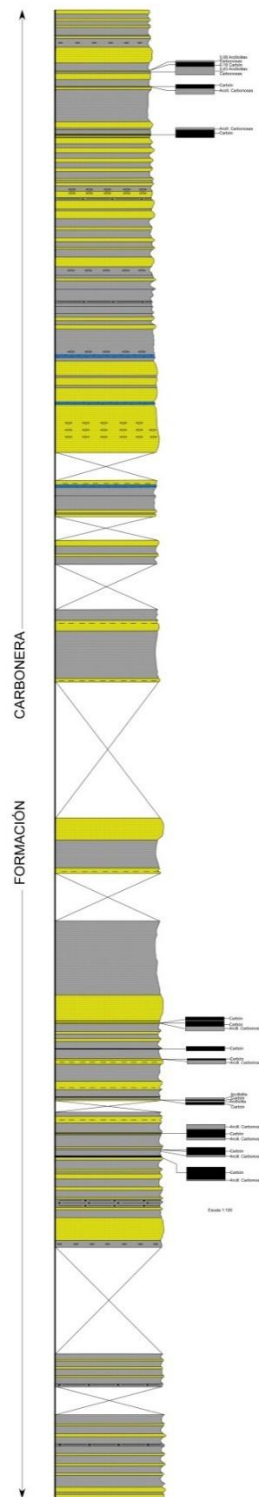
Por otra parte, la sección de la formación Los Cuervos se encuentra ubicada en la Quebrada Los Cuervos, tributaria del Río Catatumbo en la parte Norte de la concesión Barco, Cuadrángulo F-13, Tibú (Notenstein et al., 1944). Los estudios palinológicos han permitido asignarle una edad que se extiende del Paleoceno a probablemente Eoceno inferior (Romero, 1999). En general, esta formación consiste de lutitas con capas de areniscas delgadas, limolitas y mantos de carbón. El espesor regional varía entre 600 pies, hacia el este de la cuenca, a 1.100 hacia el occidente, en el sector de Santa Helena (Bouman & Gibson, 1964 en: ANH 2012).

La unidad está compuesta por arcillolitas y shale con escasas capas de arenitas y de ocho a diez manifestaciones de carbón cuyos espesores oscilan entre 0.1 m a 2.5 m, localizadas hacia la parte inferior y media de la formación (Romero, 1999). El espesor estimado de la formación varía entre 250 m y 490 m y posee un espesor neto de carbón acumulado que oscila entre 3 metros y un máximo de 6 metros (Figura 12). Se ubicaron también mantos de carbón hacia la parte superior, la parte inferior está formada por shale gris oscuro, shale carbonoso, con capas de arenita y carbón (GEMS & ANH, 2013).

En cuanto madurez termal alcanzada por esta secuencia, se tiene una tendencia de mayor madurez, de norte a sur, con valores que van de 0,4% (inmaduro) en la parte norte, hasta 0,7% (aceite) en la parte sur.

**Figura 12***Columna estratigráfica de la formación Los Cuervos en Sardinata*

Nota: Tomada de Herrera et al. (1980).

**Figura 13***Columna estratigráfica de la formación Carbonera en Chinácota*

Nota: Tomada de Herrera et al. (1980).

### 3.3 Áreas de interés

En la cuenca Catatumbo se inicia una caracterización a los yacimientos de CBM, realizada a partir de un estudio de la empresa GEMS para la Agencia Nacional de Hidrocarburos en 2013, donde proponen dos (2) bloques para la exploración de yacimientos de gas asociado al carbón: CAT-01 y CAT COR-01 (figura 14).

Este estudio limitó los dos bloques exploratorios para CBM bajo consideraciones geológicas principalmente. A pesar de contener mantos de carbón con espesores relativamente pequeños (entre 0.4 y 2.7 m) y cuya horizontalidad tiene incertidumbres a nivel regional, es una de las áreas en Colombia con producción histórica de carbón térmico y coquizable. Factores externos como, la ausencia de infraestructura y vías, limitadas líneas de transporte de hidrocarburos, entorno selvático y alta conflictividad social, reducen el interés de los inversionistas, pero al mismo tiempo, ofrecen una ventana de oportunidad en la medida que las condiciones se vuelvan más favorables para que en el mediano y largo plazo el CBM sea viable en la región.

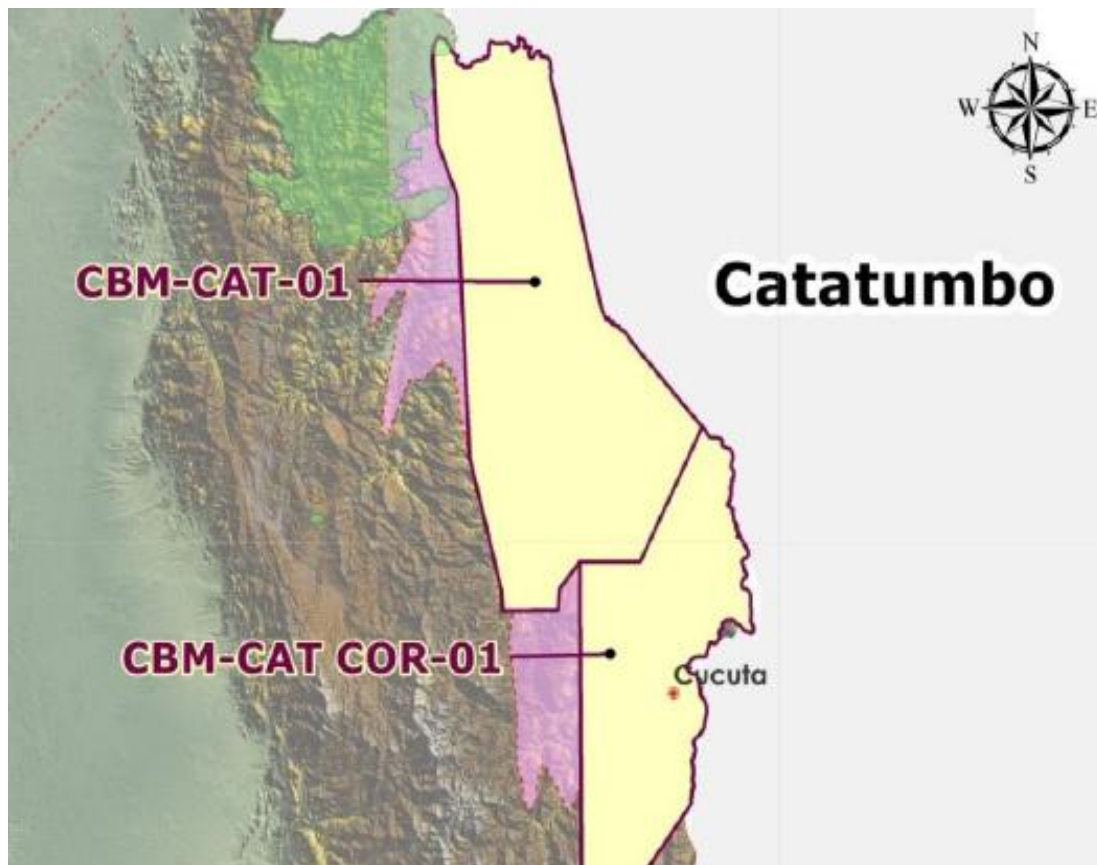
En el bloque CAT-01 se presentan los siguientes sinclinales: Sardinata, Agua Linda, Socuavo y La Vieja, y posee un área de  $3532 \text{ Km}^2$ . Por otro lado, el bloque CAT COR-01 abarca los sinclinales de Zulia y Pamplonita, abarca un área de  $1619 \text{ Km}^2$  yendo hasta el sur de la cuenca donde se prolongan los mantos de carbón de la cuenca Catatumbo, información recopilada en la tabla 3.

**Tabla 3**

*Bloques para CBM en la cuenca de Catatumbo*

<b>Id Bloque</b>	<b>Área del bloque (Km<sup>2</sup>)</b>	<b>Estructura Sinclinales</b>	<b>Área de la estructura (Km<sup>2</sup>)</b>
<b>CAT-01</b>	4146	Sardinata, La vieja, Agua linda, Socuavo	3532
<b>CAT COR-01</b>	2325	Zulia, Pamplonita	1619

Nota: Tomado ANH (2010).

**Figura 14***Localización de los bloques CAT-01 y CAT COR-01*

Nota: Tomado de ANH (2010)

En el estudio contratado por la ANH en el 2013 se adquirieron un total de sesenta y seis muestras (66) de carbón, donde treinta y tres (33) de ellas pertenecen al bloque CAT COR-01, veintiocho (28) del bloque CAT-01 y cinco (5) pertenecen al sur del departamento de Norte de Santander en la frontera con la cuenca Cordillera Oriental.

La figura 15 representa la ubicación de donde fueron tomadas las muestras, gracias a las coordenadas proporcionadas en los informes del estudio por la ANH, mediante el uso software de Google Earth. Estas muestras fueron tomadas en minas activas subterráneas donde la formación principal de estas muestras fue la Fm. Los Cuervos y unas pocas muestras de la Fm. Carbonera.

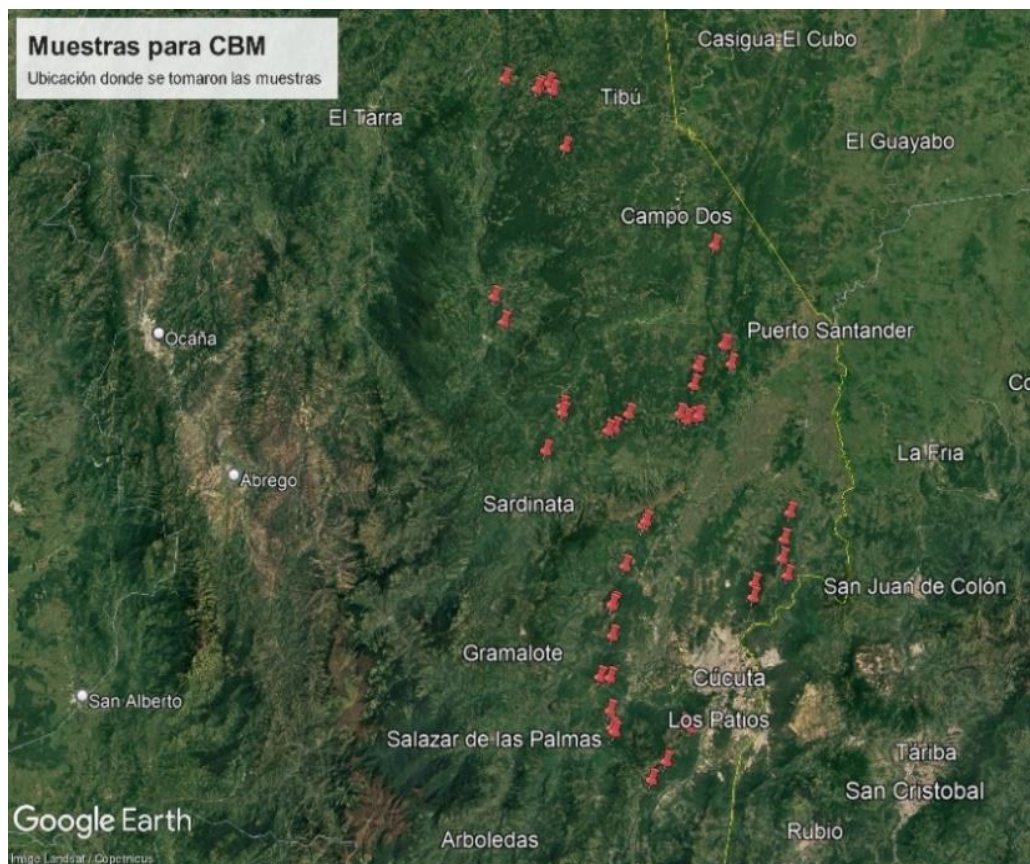
Según las conclusiones presentadas en el informe final de la ANH (2013), para el

bloque CAT-01, las reservas de gas in situ (GIP) se estiman entre 9.03 y 18.06 TCF, con un factor de recobro cercano al 50%. La masa de carbón varía de 39.8 a 79.6 millones de toneladas, mientras que la reflectancia de vitrinita se ubica entre 0.46 y 0.77, abarcando carbones desde subbituminoso A y B hasta bituminoso alto volátil B y C. En función de estas características, el gas esperado combina tanto un origen termogénico como biogénico.

De igual manera, para el bloque CAT-COR-01, se estima que las reservas de gas in situ (GIP) oscilan entre 2.36 y 4.72 TCF, con un factor de recobro cercano al 50%. La masa de carbón varía entre 19.1 y 38.1 millones de toneladas, mientras que el rango de reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) se ubica en el intervalo de 0.59 a 0.91, correspondiente a carbones desde subbituminoso A hasta bituminoso alto volátil A, B y C. Con base en estas características, el gas esperado es tanto de origen termogénico como biogénico.

### Figura 15

*Ubicación de muestras tomadas para CBM en la cuenca Catatumbo*

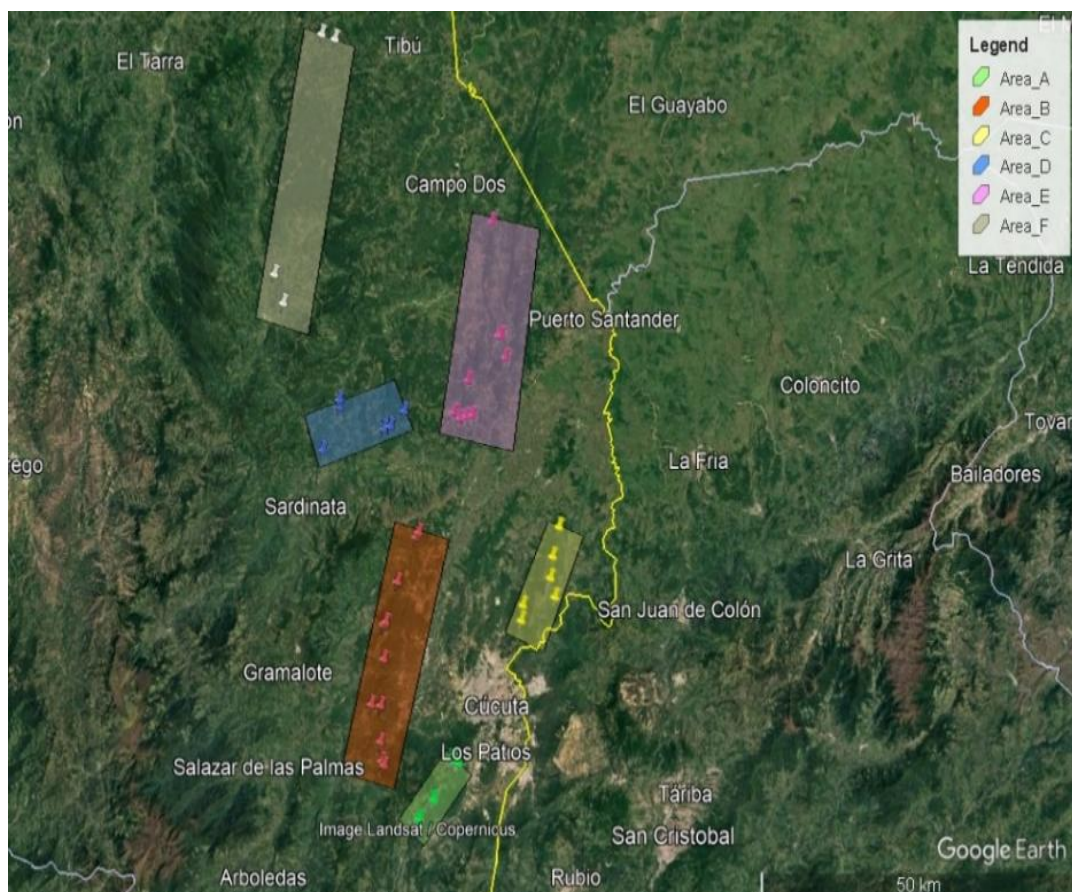


La fase inicial de este proyecto de grado, luego de recibir la información por parte de la ANH, incluyó la validación de los datos, la cual arrojó la necesidad de realizar un filtro detallado de las muestras de carbón disponibles, con el objetivo de descartar las muestras que no incluían la totalidad de los datos necesarios para realizar una valoración estadística confiable de los parámetros integrales para el análisis de un área con potencial de CBM. Dicho filtro permitió seleccionar 50 muestras con fiabilidad para completar el propósito de este proyecto de grado.

Se decide realizar una subdivisión de los dos bloques principales mencionados anteriormente con el objetivo de abordar cada zona de manera más específica y detallada. Esta segmentación se realiza teniendo en cuenta la proximidad geográfica de las muestras y se obtienen 6 áreas (figura 16).

### Figura 16

*Delimitación de las 6 áreas seleccionadas para el análisis*



### 3.3.1 Área A

Esta área está ubicada en la parte más sur de la cuenca Catatumbo de este proyecto. Su configuración está definida por el polígono verde conformado por los vértices X, Y, Z y M, abarcando una extensión de 62 km<sup>2</sup>, cuyas coordenadas se detallan en la Tabla 4. En su interior se han identificado las muestras BOC-COO-001, BOC-COO-002, CUC-DIN-001, CUC-MA-001, CUC-MA-002, CUC-MAN-003, CUC-TOR-001 y CUC-TOR-002. La Figura 17 muestra la representación de esta delimitación y las muestras sobre una imagen satelital. Esta delimitación permite establecer un marco espacial preciso para el análisis

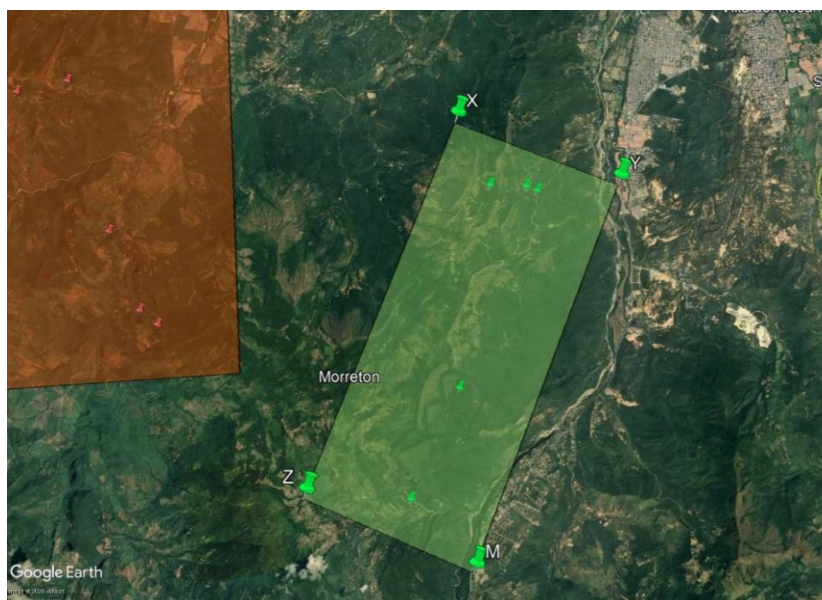
**Tabla 4**

*Coordenadas de los vértices del área A*

Vértice	Latitud	Longitud
<b>X</b>	7.828077	-72.560958
<b>Y</b>	7.803475	-72.521081
<b>Z</b>	7.737705	-72.616992
<b>M</b>	7.711274	-72.576991

**Figura 17**

*Zoom de área A con las muestras que se encuentran dentro de ella*



### 3.3.2 Área B

La siguiente área, está ubicada ligeramente al norte del área A. Esta área B se compone de una acotación compuesta por el polígono rojo conformado por los vértices X-Y-Z-M, cuyas coordenadas se presentan respectivamente en la tabla 5 y tiene un área total de 295 Km<sup>2</sup>. En su interior comprende las siguientes muestras usadas como objeto de estudio: DUR-ALT-001, DUR-OCA-001, DUR-SAN-001, SAL-ALT-001, SAL-ALT-002, STG-MA-001, STG-MQ-001, ZUL-MM-001, ZUL-MS-001, ZUL-PLA-001, ZUL-PLA-002, ZUL-SMA-001, ZUL-SMA-002, ZUL-SMA-003. La figura 18 presenta una presentación visual que permite contextualizar mejor su ubicación dentro del área total del proyecto.

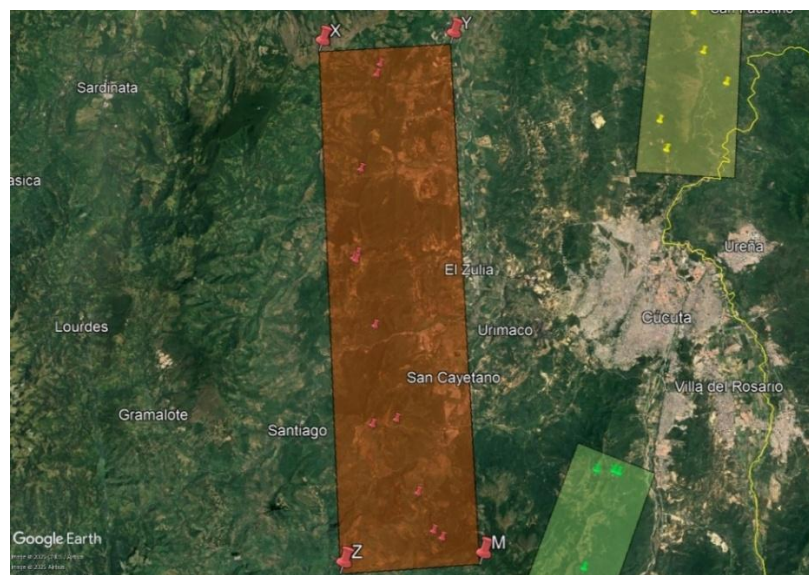
**Tabla 5**

*Coordenadas del polígono para el área B*

Vértice	Latitud	Longitud
<b>X</b>	8.084219	-72.67072
<b>Y</b>	8.074554	-72.59166
<b>Z</b>	7.781635	-72.70608
<b>M</b>	7.772525	-72.6282

**Figura 18**

*Zoom del área B con las muestras que la componen*



### 3.3.3 Área C

El área está conformada por las muestras CUC-CMCT-001, CUC-LLA-001, CUC-MF-001, CUC-MM-001, CUC-MM-002, CUC-NIC-001 y CUC-PER-001, las cuales lograron ser recolectadas y tenidas en cuenta para realizar analizar de las características específicas de este proyecto. Estas muestras se encuentran distribuidas dentro del polígono amarillo delimitado por los vértices X-Y-Z-M, cuyas coordenadas geográficas se detallan en la Tabla 6. Este polígono posee un área total de 101 Km<sup>2</sup>.

La Figura 19 presenta la delimitación del área sobre una imagen satelital, permitiendo una mejor comprensión de su ubicación y extensión dentro del estudio.

**Tabla 6**

*Coordenadas del polígono para el área C.*

Vértice	Latitud	Longitud
X	8.114881	-72.45406
Y	8.104897	-72.40161
Z	7.976878	-72.49695
M	7.962684	-72.43944

**Figura 19**

*Zoom del área C con las muestras que la componen*



### 3.3.4 Área D

El área D considerada en este estudio está definida por el polígono azul X-Y-Z-M cuya extensión abarca un total de 110 Km<sup>2</sup>. Las coordenadas geográficas correspondientes a estos vértices se presentan en la tabla 7, proporcionando un marco de referencia preciso para su localización.

La Figura 20 presenta de manera visual el área D sobre una imagen satelital, donde a lo largo de esta área se distribuyen las siguientes muestras: SAR-DAL-001, SAR-DAL-002, SAR-HOR-001, SAR-HOR-002, SAR-MB-001, SAR-ME-001, SAR-MO-001 y SAR-MP-001 contribuyendo a la comprensión de una manera más detallada de sus características dentro del contexto del proyecto.

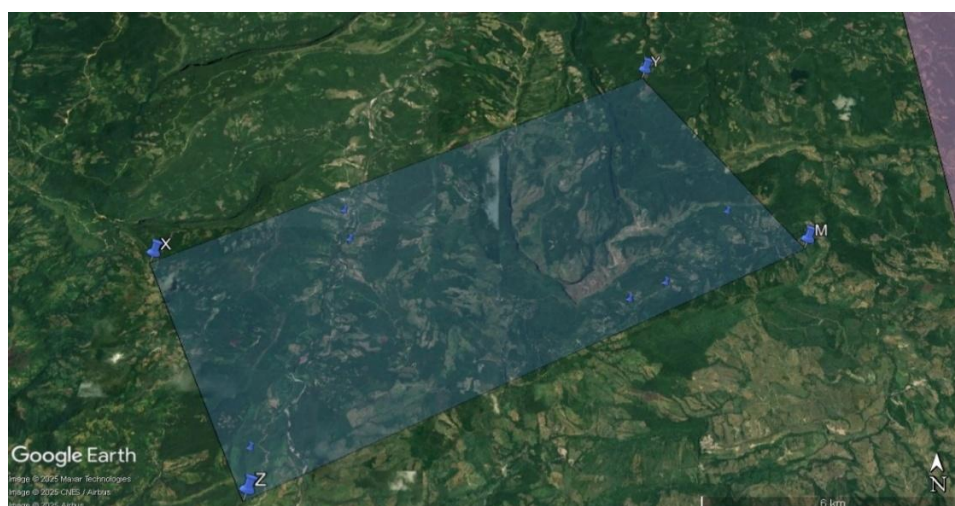
**Tabla 7**

*Coordenadas del polígono para el área D*

Vértice	Latitud	Longitud
<b>X</b>	8.191479	-72.81629
<b>Y</b>	8.250121	-72.69471
<b>Z</b>	8.133286	-72.78659
<b>M</b>	8.195526	-72.66026

**Figura 20**

*Zoom del área D con las muestras que la componen*



### 3.3.5 Área E

Esta área de estudio E se encuentra establecida por el polígono rosado, cuyos vértices X-Y-Z-M establecen sus límites espaciales. Este polígono abarca una superficie total de 333 Km<sup>2</sup> y sus coordenadas se detallan en la tabla 8. Por consiguiente, dentro de esta área se logra identificar muestras las cuales se distribuyen a lo largo de esta y se identifican con los siguientes nombres: TIB-MB-001, TIB-NR-001, TIB-VIL-001, ZUL-ESP-001, ZUL-LON-001, ZUL-MG-001, ZUL-MP-001A, ZUL-ORQ-001, ZUL-POR-001. La figura 21 permite dar una representación gráfica a esta área.

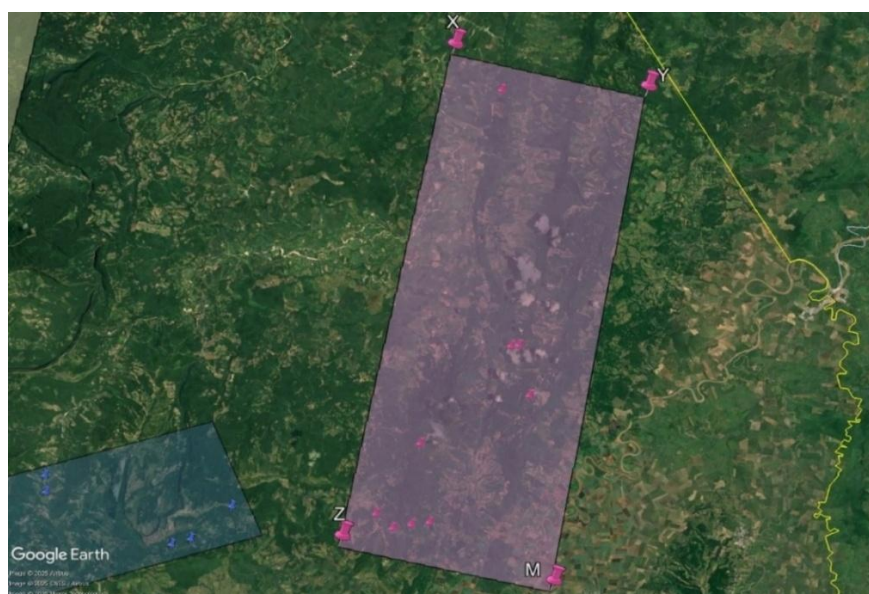
**Tabla 8**

*Coordenadas del polígono para el área E*

Vértice	Latitud	Longitud
X	8.460065	-72.61173
Y	8.454283	-72.51405
Z	8.195974	-72.62194
M	8.190488	-72.51506

**Figura 21**

*Zoom del área E con las muestras que la componen*



### 3.3.6 Área F

El área, considerada como F, en este estudio se encuentra delimitada por el polígono blanco conformado por los vértices X-Y-Z-M, abarcando una extensión total de 293 km<sup>2</sup>. Las coordenadas correspondientes a estos puntos se detallan en la Tabla 9.

Dentro de esta región de color blanco, se han identificado y recolectado las muestras SAL-ML-001, SAR-MS-001, TIB-ALT-001 y TIB-JAR-001, las cuales forman parte del conjunto de datos examinados en la investigación. La Figura 22 proporciona una representación del polígono de manera satelital.

**Tabla 9**

*Coordenadas del polígono para el área E.*

Vértice	Latitud	Longitud
<b>X</b>	8.641214	-72.87966
<b>Y</b>	8.631317	-72.80584
<b>Z</b>	8.326421	-72.87117
<b>M</b>	8.30293	-72.82683

**Figura 22**

*Zoom del área F con las muestras que la componen.*



### 3.4 Información disponible

Todos los datos de pruebas y análisis recopilados y usados para el desarrollo de este proyecto de grado fueron obtenidos del contrato entre la ANH y la empresa GEMS SA (ver capítulo 2). En el estudio GEMS, para la ANH, recolectaron muestras de carbón para dos tipos de análisis: para geoquímica orgánica y mineralogía y para gases en cuanto a su contenido y composición. El muestreo se realizó en minas activas, minas inactivas y afloramientos.

De este modo, los análisis usados del informe final de la ANH para el desarrollo de este proyecto de grado son los siguientes: Los resultados de las pruebas de isotermas de adsorción, los cortes geológicos para identificar la profundidad de las muestras de carbón, el %TOC y la reflectancia de vitrinita con la que se evalúa la calidad del carbón, la estructura geológica obtenida de los mismos cortes, el espesor de los mantos, la composición del gas y el contenido de gas, donde se presentan los datos de estos ensayos en el capítulo 4.

Además de estos, se cuenta con análisis proximales de carbones el cual consiste en la cuantificación de la humedad, materia volátil, carbono fijo y ceniza. Los dos primeros corresponden a gases y vapores expulsados durante la pirólisis, el carbono fijo es la fracción no volátil del carbón y la ceniza es el residuo inorgánico luego de la combustión (Saulsberry J. et al, 1996). Se cuenta también con el análisis del poder calorífico de las muestras, el cual la ASTM en la norma D5865 define como la cantidad de calor que se libera por la combustión de una unidad de masa de carbón en presencia de oxígeno.

Asimismo, se tiene análisis de pirólisis, realizado en un equipo HAWK (Pyrolysis, TOC and Carbonate Carbón), en el laboratorio de geoquímica de GEMS S.A. donde la muestra pulverizada de carbón con una masa entre 6 y 8 mg es sometida a pirólisis en un calentamiento incremental entre 300 a 550 °C en una atmosfera de Nitrógeno. Adicionalmente el informe contiene descripciones macroscópicas y de litotipos del carbón, análisis de macérales, análisis isotópico de metano para determinar su origen y análisis del contenido mineral en carbones.

## **Capítulo 4. Análisis de los parámetros característicos del CBM en la cuenca Catatumbo.**

### **4.1 Ponderación de los parámetros**

Inicialmente, es fundamental explicar las razones por las cuales ciertos parámetros como la profundidad, la estructura geológica, la isoterma de adsorción, el contenido de gas y la calidad del carbón adquieren mayor relevancia en el proceso de ponderación considerando como factor principal la capacidad de producción de metano. Por lo tanto, la jerarquización de los parámetros se convierte en una herramienta esencial para asignar un peso relativo a cada variable en función de su importancia dentro del análisis global y con esto, poder obtener las áreas con mejores características para el desarrollo de un proyecto de gas asociado al carbón.

Hay que tener en cuenta que, para el análisis del parámetro de las isotermas de adsorción, en este proyecto, se tendrán en cuenta solo 7 (siete) de la totalidad de las muestras, dado que, en el estudio proporcionado por la ANH sobre este ensayo mencionado, se le realizó pruebas únicamente a una parte de las muestras en las que se evidencio un alto contenido de porcentaje molar de metano en la cromatografía o se logró obtener algo de gas con la prueba de canister. En consecuencia, para el desarrollo de la ponderación de este trabajo se decide dividir la jerarquización de las muestras en dos partes, como se representa en las tablas 10 y 11; Las que cuentan con datos sobre el ensayo de isotermas de adsorción (tabla 11) y muestras que no cuentan con dicha información (tabla 10).

Para este ejercicio, se usa un tipo de ponderación numérica, donde se asignan pesos porcentuales que van desde el 10% al 35%, dependiendo de la relevancia de cada variable, para los 4 o 5 parámetros, según corresponda con la explicación dada anteriormente. Estos pesos asignados a cada parámetro con base a la información compilada en el capítulo 2 que formaba parte de la parte investigativa de este proyecto de grado donde se citan varios autores además del análisis y sensibilidad realizado por Ochoa R. & Vargas G. (2011). Al mismo tiempo, para cada parámetro se define una puntuación de 0.4 para muestras con baja puntuación, de 0.7 para

medias y 1.0 para altas (tabla 12) independientemente de la cantidad de parámetros que se evalúen. En las tablas 10 y 11 se encuentran los pesos asignados de una manera más detallada a cada uno de los parámetros, de esta manera se logra jerarquizar las muestras y tomar futuras decisiones basadas en los resultados de los datos.

**Tabla 10**

*Ponderaciones para muestras con 4 variables.*

<b>Parámetros</b>	<b>Peso (%)</b>
Profundidad	35
Calidad	30
Estructura	20
Contenido de gas	15

**Tabla 11**

*Ponderaciones para muestras con 5 variables.*

<b>Parámetros</b>	<b>Peso (%)</b>
Isotermas	30
Profundidad	25
Calidad	20
Estructura	15
Contenido de gas	10

**Tabla 12**

*Ejemplo de la manera para la puntuación de cada parámetro.*

<b>Parámetro XX</b>	<b>Puntuación</b>
Potencial limitado	0.4
Potencial medio	0.7
Potencial mayor	1.0

#### 4.1.1 *Isotermas de adsorción*

Para realizar el análisis el informe (GEMS-ANH, 2013) especifica que las muestras fueron molidas hasta malla 20 y seguidamente puestas en un baño de humedad de equilibrio con el objetivo restaurar el contenido de humedad del nivel original in-situ. El estudio se llevó a cabo en 100 gramos de muestra preparada, empleando un método de adsorción volumétrica de alta presión. La operación del equipo se fundamenta en la Ley de Boyle, en la que se emplea un volumen de gas determinado dentro de una celda de referencia para dosificar la celda que contiene la muestra.

Para el análisis de este parámetro se va a tener en cuenta el valor máximo teórico de metano adsorbido, con base en los datos compartidos de las 7 muestras se realiza el siguiente procedimiento con el objetivo de conocer cuál podrá ser ese valor a una profundidad estimada, estando esta profundidad teórica en función del %Ro de cada muestra, es decir, un %Ro bajo representa carbones someros, uno intermedio profundidades medias y uno alto mayores profundidades (tabla 13). Para iniciar esta medición, se debe crear la función lineal de cada muestra con ayuda de los dos puntos que se obtuvieron en el ensayo, siendo el eje horizontal la profundidad, donde para todas las muestras los dos puntos que fueron usados son los 300 y los 1500 metros. Y el eje vertical representa el metano adsorbido en SCF/Ton.

**Tabla 13**

*Clasificación de la profundidad del carbón en base a su %Ro*

<b>Clasificación</b>	<b>%Ro</b>
Somero	< 0.65
Intermedio	0.65 - 0.7
Profundo	0.71 - 0.8
Ultra profundo	> 0.8

Luego de esto, por medio de la tabla 13 y con los cortes geológicos se procede a establecer la profundidad estimada que será considerada como referencia en el cálculo principal

de la variable objetivo. Por último, con la profundidad teórica y la función lineal se logra obtener y ubicar en la gráfica el valor máximo de gas adsorbido para cada una de las muestras que se les realizó este ensayo permitiendo así la comparación entre ellas y poder darles una calificación. A partir de los datos obtenidos en las muestras analizadas, se establecen tendencias que permiten comparar el máximo teórico de metano adsorbido a la profundidad estimada en función de su %Ro. Este análisis es fundamental para entender la capacidad de almacenamiento de gas en el carbón. Las tablas 14 y 15 presentan la información con la cual primeramente se crea la tendencia con el metano adsorbido a 300 y a 1500 m en las dos principales zonas.

**Tabla 14**

*Datos usados para el análisis de la isoterma en la zona de Sardinata*

Identificación de la Muestras	Metano adsorbido				%Ro	Máxima profundidad según %Ro (m)
	Tem (°C)	300 m (scf/tn)	Tem (°C)	1500 m (scf/tn)		
SAR-HOR-001	53.9	152.7	89.4	220.1	0.63	600
SAR-DAL-001	53.9	138	89.4	188	0.62	600
ZUL-ORQ-001	25.6	210.5	70.6	261	0.68	1200

**Tabla 15**

*Datos usados para el análisis de la isoterma en la zona de Zulia*

Identificación de la Muestras	Metano adsorbido				%Ro	Máxima profundidad según %Ro (m)
	Tem (°C)	300 m (scf/tn)	Tem (°C)	1500 m (scf/tn)		
CUC-NIC-001	42.2	265.7	83.9	302.4	0.75	2500
CUC-PER-001	42.2	194.3	83.9	292.5	0.70	1800
CUC-DIN-001	43.3	147.2	89.4	212	0.66	1700
ZUL-SMA-003	41.1	220.4	78.3	388.5	0.62	600

A continuación, se presentan los gráficos con las tendencias obtenidas para cada una de

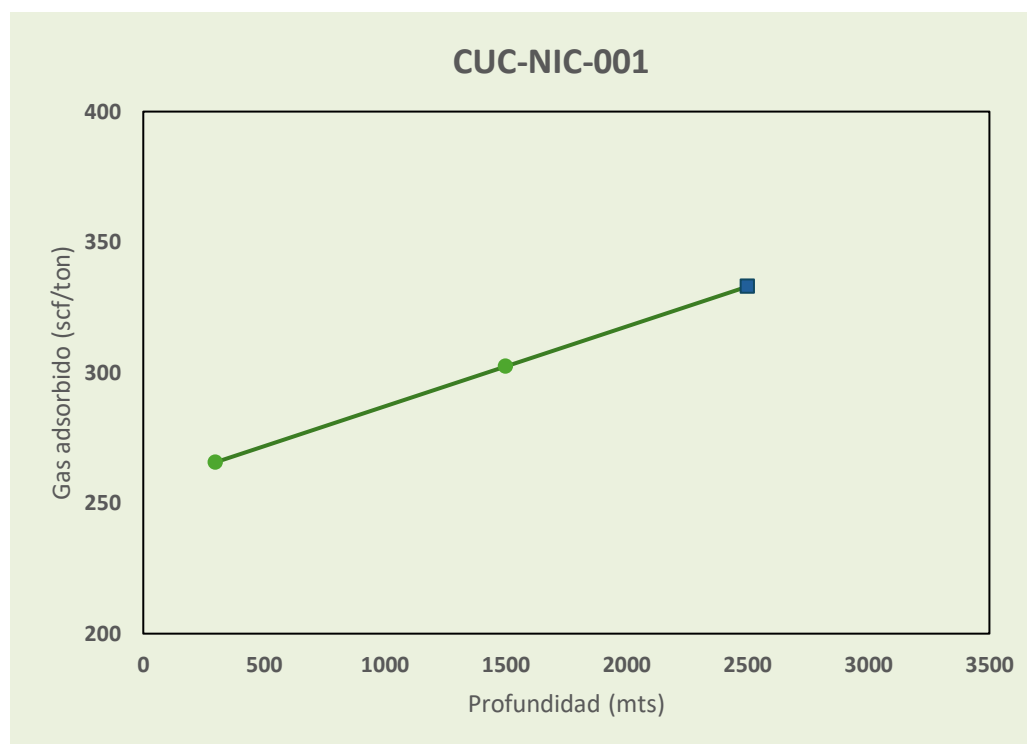
las siete muestras, determinando el valor máximo de gas adsorbido en el eje X en función de su respectiva profundidad del eje Y.

### **Análisis del bloque CAT-COR-001**

El bloque CAT-COR-001, ubicado en la región del Sinclinal Zulia y Pamplonita, representa un área de interés estratégico para la exploración y evaluación del gas asociado a mantos de carbón en la Cuenca del Catatumbo. Las siguientes graficas ilustran, con el punto azul, la profundidad se extrapola o interpola la recta y se obtiene el máximo metano teórico

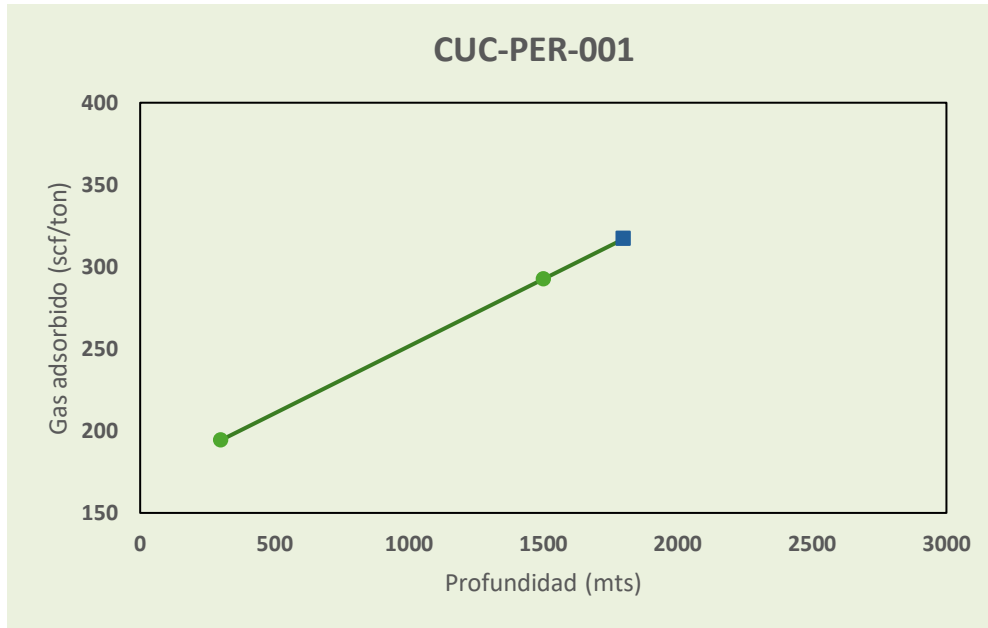
### **Figura 23**

*Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra CUC-NIC-001 con una profundidad máxima estimada de 2500 m*

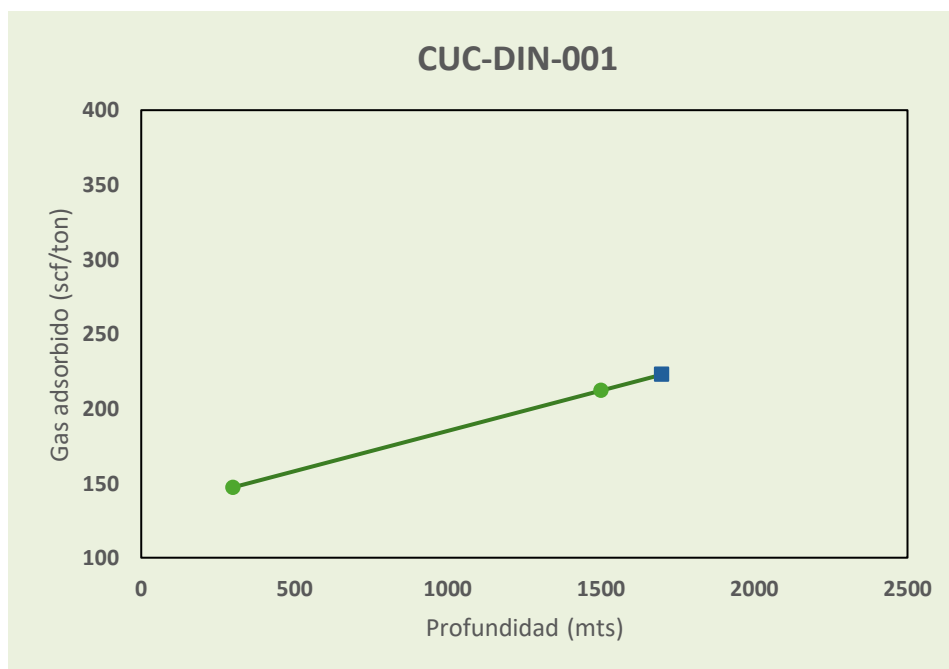


**Figura 24**

*Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra CUC-PER-001 con una profundidad máxima estimada de 1800 m*

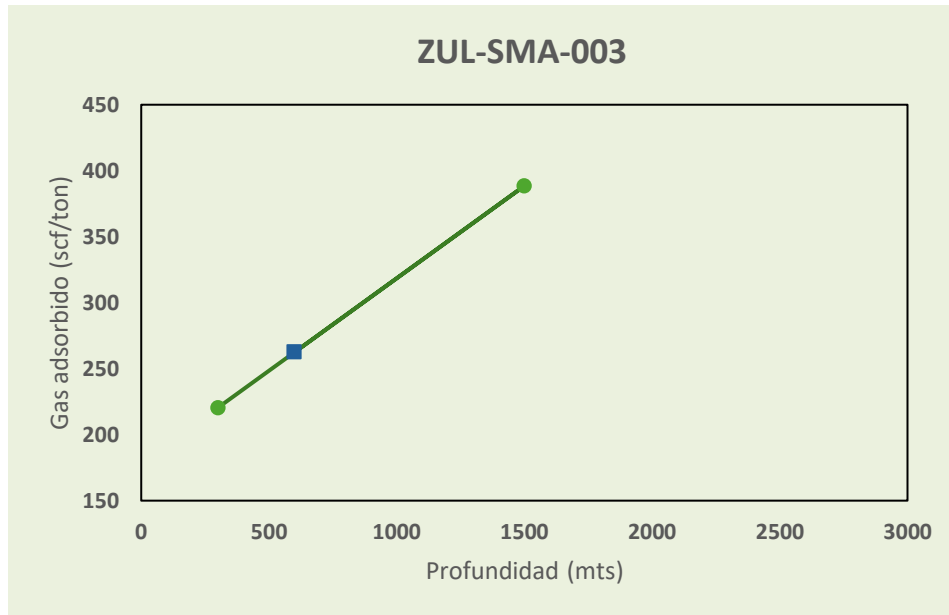
**Figura 25**

*Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra CUC-DIN-001 con una profundidad máxima estimada de 1700 m*



**Figura 26**

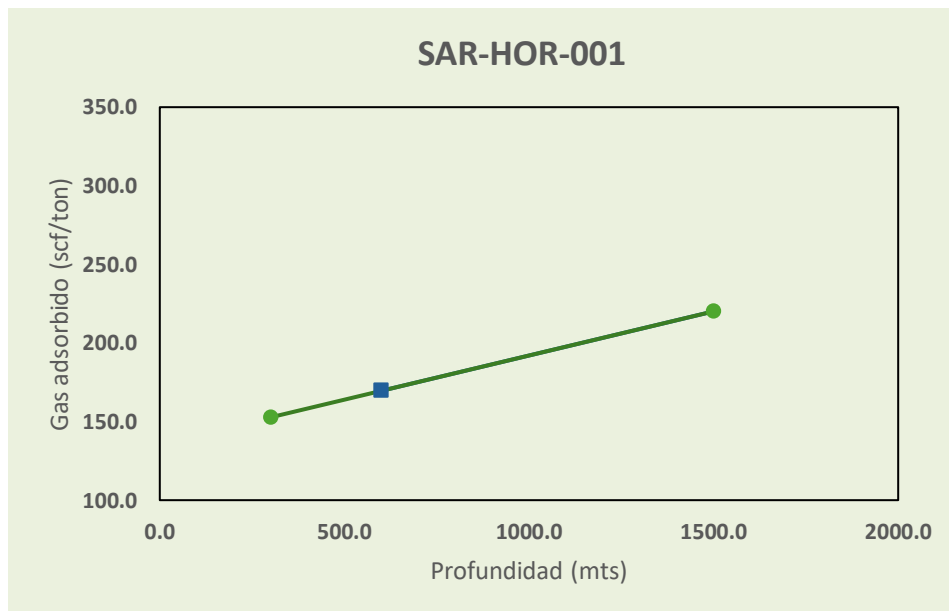
Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra ZUL-SMA -003 con una profundidad máxima estimada de 600 m



**Análisis del bloque CAT -001 (Sinclinal Sardinata, La Vieja y Agua Linda).**

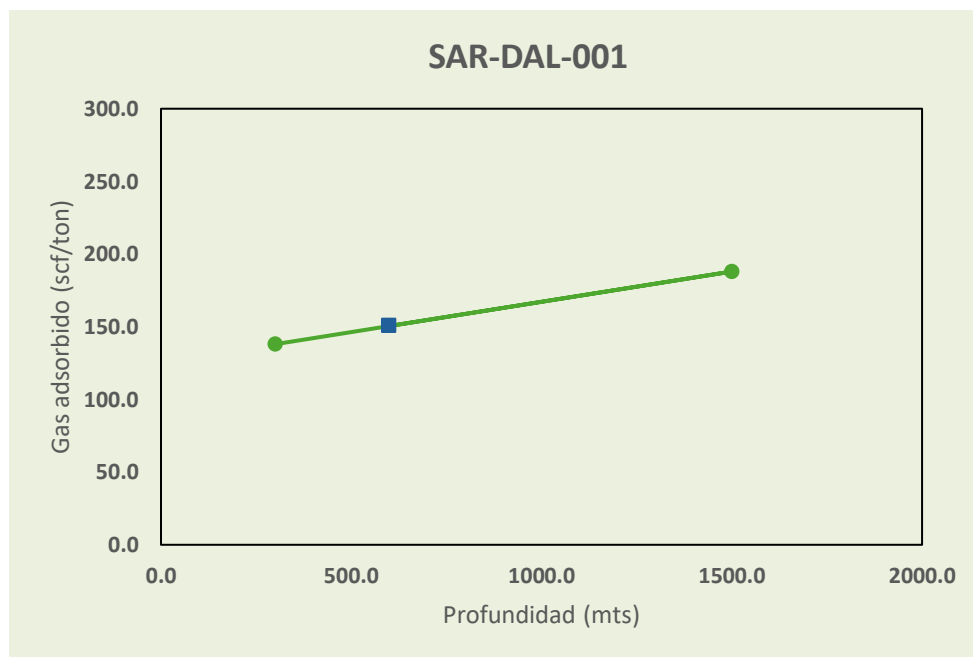
**Figura 27**

Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra SAR-HOR -001 con una profundidad máxima estimada de 600 m

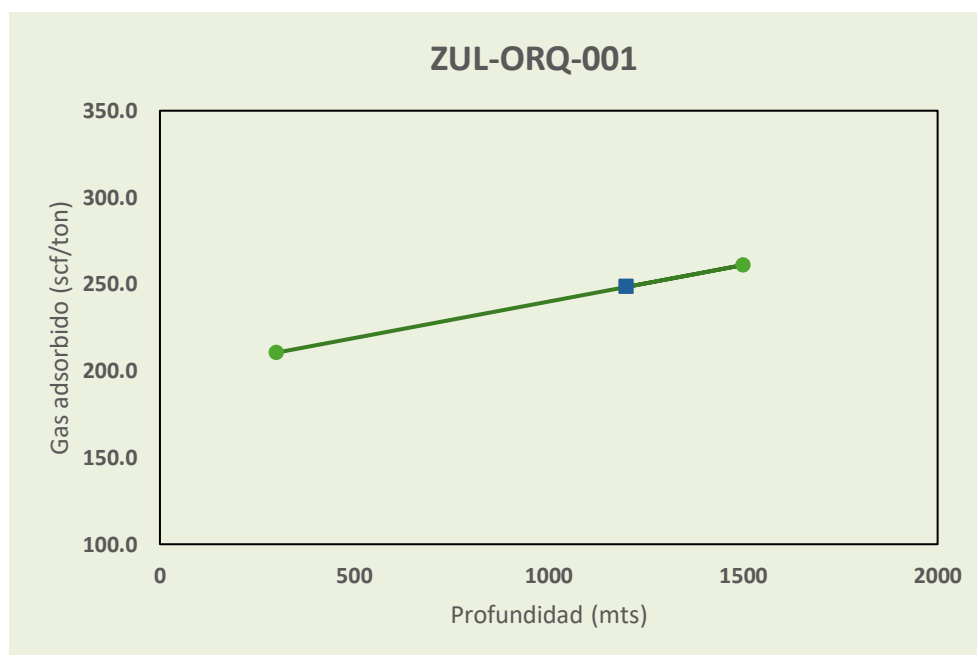


**Figura 28**

*Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra SAR-DAL -001 con una profundidad máxima estimada de 600 m*

**Figura 29**

*Grafica de profundidad (m) VS gas adsorbido (scf/ton) para la muestra ZUL-ORQ -001 con una profundidad máxima estimada de 1200 m*



Con base en los resultados obtenidos de los valores teóricos máximos de adsorción de estas muestras se crea la tabla 16 para la puntuación de este parámetro, asignando la puntuación correspondiente a cada muestra.

**Tabla 16**

*Puntuación para el parámetro de isothermas de adsorción*

<b>CH<sub>4</sub> adsorbido (scf/ton)</b>	<b>Puntuación</b>
< 155	0.4
155 -300	0.7
> 300	1

Finalmente, se lleva a cabo la calificación de las muestras, lo que permite una comparación objetiva de la cantidad de gas adsorbido en cada caso. En la tabla 17 se reúne este valor para cada muestra, permitiendo así su debida puntuación. Igualmente, se culmina con la puntuación asignada a cada muestra, la cual será utilizada en su ponderación global dentro del estudio.

**Tabla 17**

*Puntuación de las muestras en función del metano teórico adsorbido*

<b>Identificación de la Muestras</b>	<b>Metano teórico máximo adsorbido (SCF/Ton)</b>	<b>Puntuación del parámetro de isothermas</b>
CUC-NIC-001	332.98	1
CUC-PER-001	317.05	1
CUC-DIN-001	222.80	0.7
ZUL-SMA-003	262.43	0.7
SAR-HOR-001	169.6	0.7
SAR-DAL-001	150.5	0.4
ZUL-ORQ-001	248.4	0.7

#### **4.1.2 Profundidad**

En la calificación de este parámetro se presenta una condición especial, ya que se incluyen dos aspectos, con correlación inversa, dentro de una misma característica. Primeramente, la profundidad como aspecto económico, dado que a menores profundidades la extracción del gas asociado al carbón resulta más rentable al tener unos costos operacionales y técnicos significativamente menores dando como resultado un mejor margen al proyecto. Por consiguiente, para proyectos con mayores profundidades suelen derivarse en dificultades lo que lleva unos costos operacionales más elevados y al uso de equipos especiales de mayor valor lo que impacta negativamente el *lifting-cost*.

En segunda instancia, la profundidad como potencial de generación y retención del metano. A profundidades someras, aunque la extracción para estos proyectos resulta ser más económico, la capacidad de retención de gas suele ser inferior debido a la menor presión de confinamiento, lo que facilita la migración del metano hacia zonas de menor presión o incluso hacia la superficie. Por otro lado, a medida que aumenta la profundidad, las condiciones de presión y temperatura se tornan más favorable para las adsorción y almacenamiento del metano en la matriz del carbón, lo que incrementa el volumen total de gas disponible. Sin embargo, como se ha explicado anteriormente una mayor profundidad también implica desafíos adicionales y costos que pueden llegar a afectar la viabilidad del proyecto.

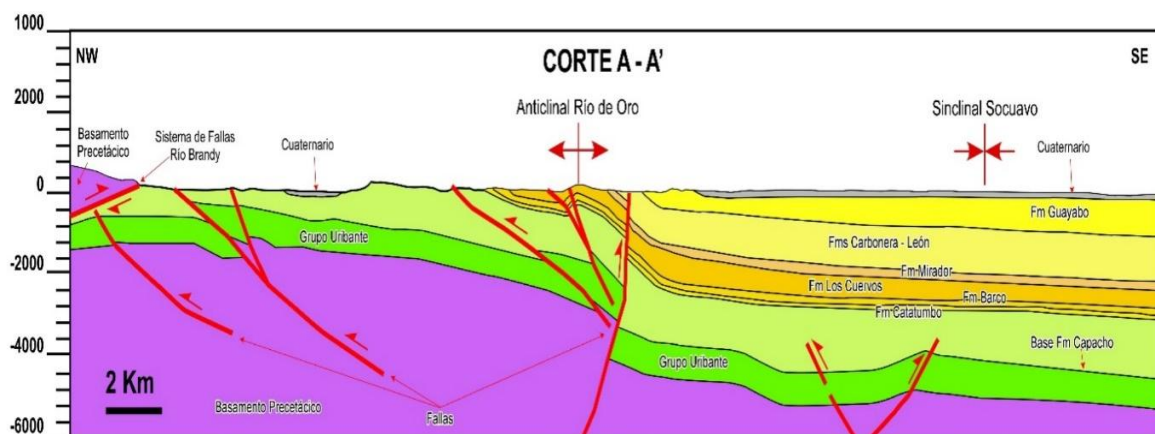
Por lo tanto, la profundidad debe analizarse desde un enfoque de equilibrio entre la viabilidad económica y el potencial de volumen total de gas. Para la calificación de este parámetro se darán pesos diferentes a cada uno de los aspectos tenidos en cuenta, dado que es un estudio preliminar con base en una jerarquización, el potencial tendrá un peso del 60% y la viabilidad económica del 40%.

En la tabla 18 se presenta la puntuación dada para la viabilidad económica en función de unos rangos de profundidades donde se encuentran las formaciones que cuentan con

potencial de generación de gas asociado al carbón. Asimismo, en la tabla 19 se encuentra la puntuación dada para el potencial de volumen de gas en función de un diferente rango de profundidades (profundidades obtenidas luego de realizar una proyección de la ubicación de la muestra con su respectivo corte geológico teniendo en cuenta el nivel del mar). Los cortes geológicos usados para la determinación de la profundidad como en la identificación de la estructura geológica de cada muestra se presentan a continuación:

**Figura 30**

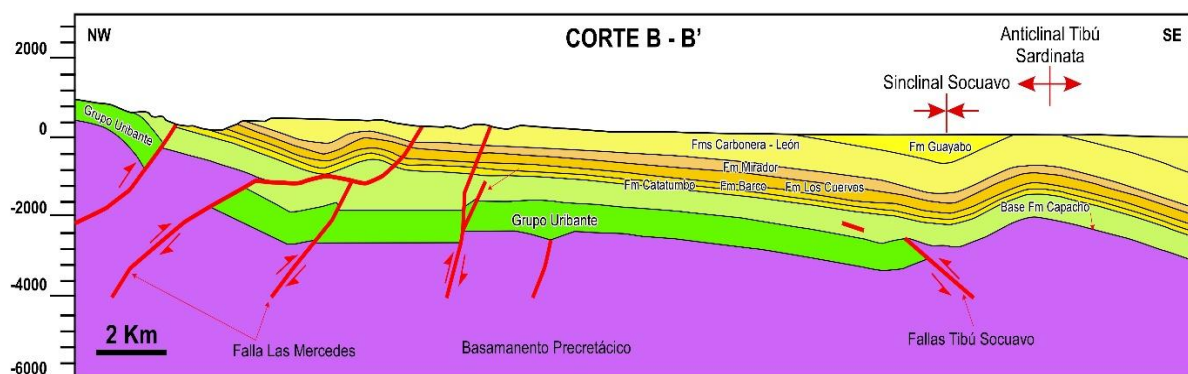
*Corte A-A'*



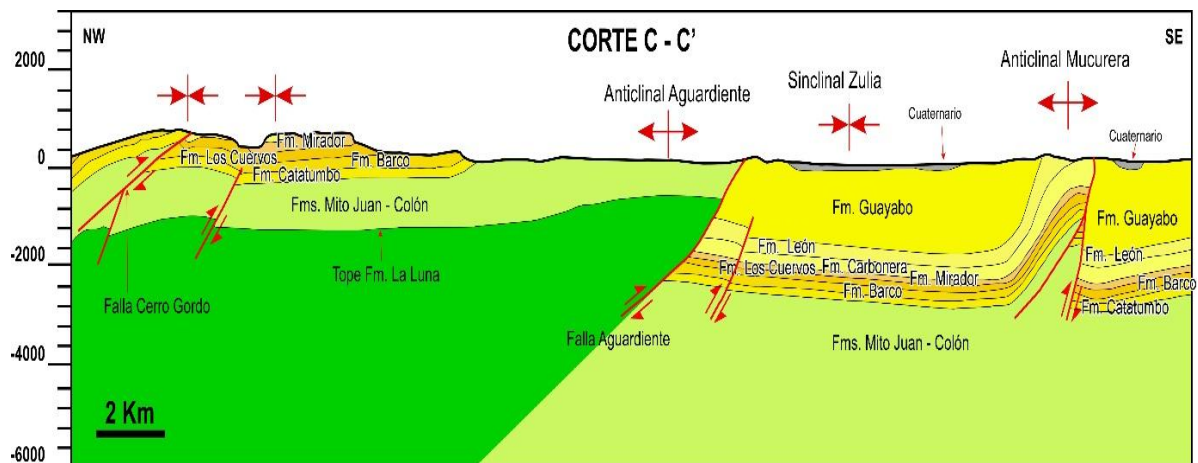
Nota: Este corte no se usó para ninguna de las áreas. Modificado de Mondragón (2001).}

**Figura 31**

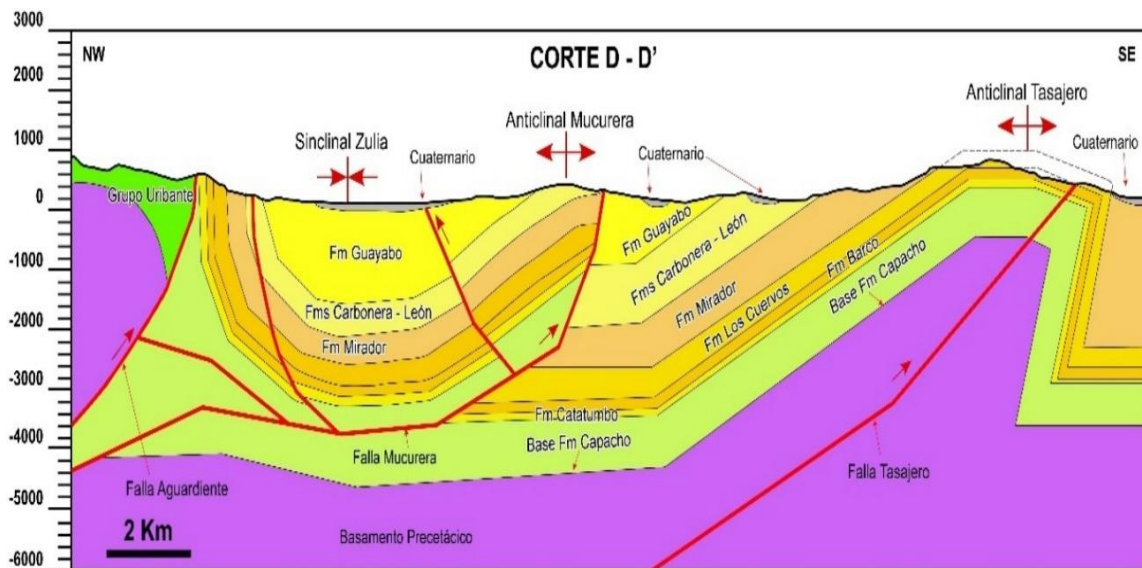
*Corte B-B'*



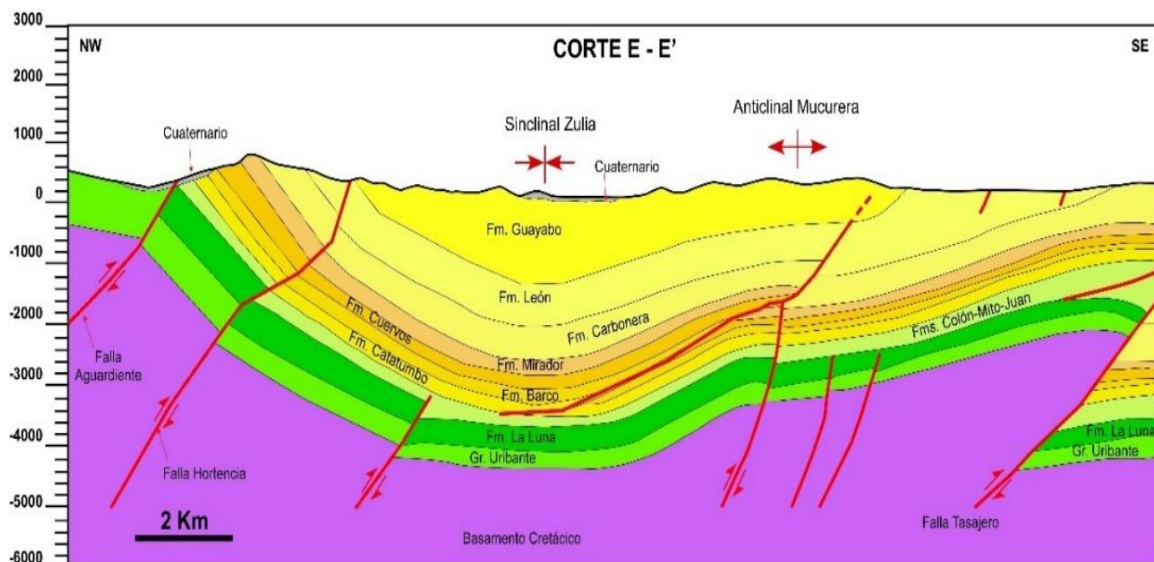
Nota: Este corte fue usado para las muestras dentro del área F. Modificado de Mondragón (2001).

**Figura 32***Corte C-C'*

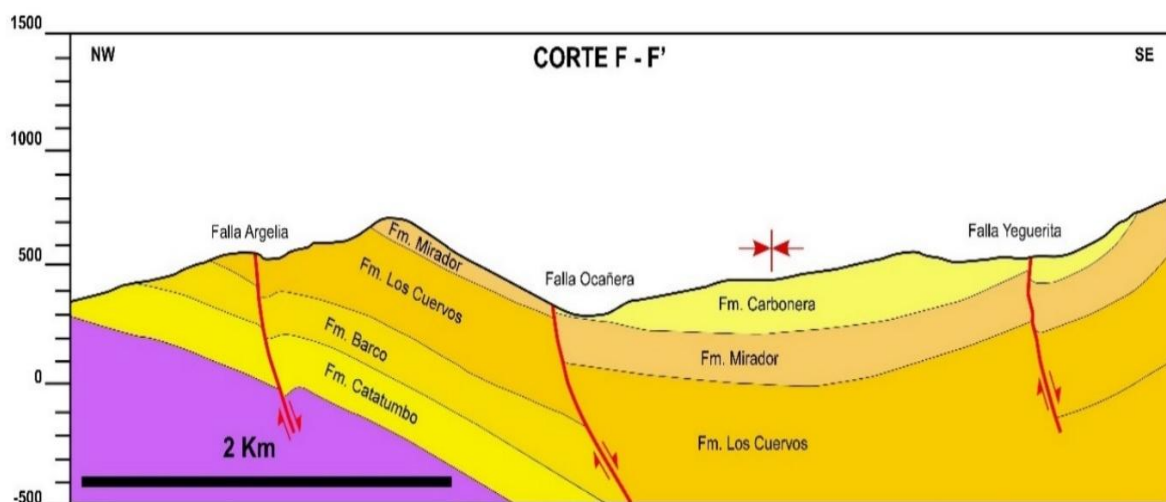
Nota: Este corte fue usado para las muestras dentro del área D y E. Modificado de Mondragón (2001).

**Figura 33***Corte D-D'*

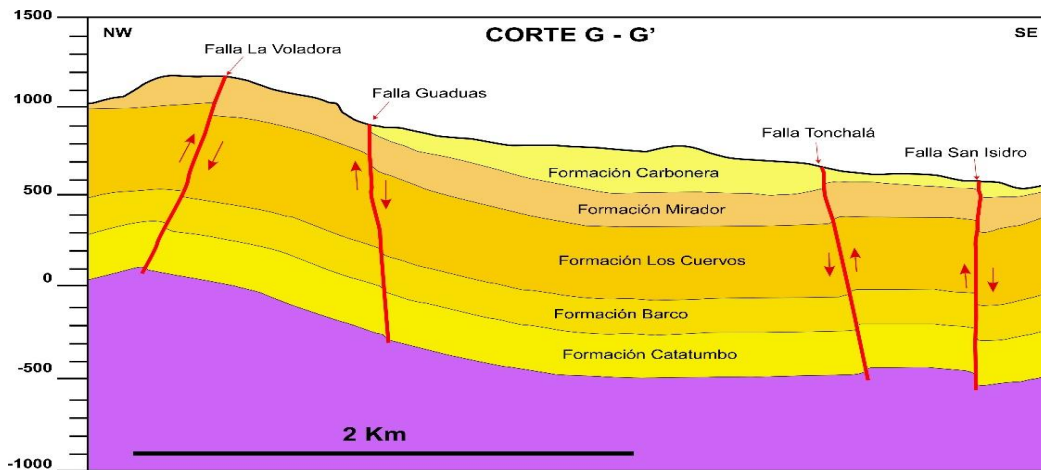
Nota: Este corte fue usado para las muestras del área C y parte de las muestras del área B. Modificado de Mondragón (2001).

**Figura 34***Corte E-E'*

Nota: Este corte fue usado para una porción del área B. Modificado de Mondragón (2001).

**Figura 35***Corte F-F'*

Nota: Este corte fue usado para las muestras más al sur del área B. Modificado de Ecocarbón (1998).

**Figura 36***Corte G-G'*

Nota: Este corte fue usado para las muestras pertenecientes al área A. Modificado de Ecocarbón (1998).

**Tabla 18**

*Puntuación en función de la profundidad para el aspecto de viabilidad económica*

Rango de profundidad (m)	Puntuación según viabilidad económica
0 - 1000	1
1000 - 1500	0.7
> 1500	0.4

**Tabla 19**

*Puntuación en función de la profundidad para el aspecto de potencial de gas*

Rango de profundidad (m)	Puntuación según potencial de gas
0 - 1500	0.4
1500 - 2000	0.7
> 2000	1

La profundidad juega un papel determinante en la evaluación del potencial de generación y la viabilidad económica de la extracción del gas asociado al carbón. Considerando el equilibrio, mencionado en su análisis, entre ambos aspectos, se presentan las puntuaciones obtenidas para cada característica, así como la ponderación final de este parámetro para cada muestra en función de su profundidad en la tabla 20. Estas puntuaciones se determinaron según los rangos de profundidad fijados en el estudio para cada característica dentro de este parámetro, lo que permite una evaluación integral de cada muestra en la evaluación global.

**Tabla 20**

*Puntuación total de las muestras para el parámetro de profundidad*

<b>ID muestra</b>	<b>Profundidad (m)</b>	<b>Puntuación viabilidad económica</b>	<b>Puntuación potencial de volumen de gas</b>	<b>Puntuación total del parámetro de profundidad</b>
BOC-COO-001	800	1	0.4	0.64
BOC-COO-002	800	1	0.4	0.64
CUC-CMCT-001	800	1	0.4	0.64
CUC-DIN-001	1400	0.7	0.4	0.52
CUC-LLA-001	1370	0.7	0.4	0.52
CUC-MA-001	1530	0.4	0.7	0.58
CUC-MA-002	1530	0.4	0.7	0.58
CUC-MAN-003	610	1	0.4	0.64
CUC-MF-001	800	1	0.4	0.64
CUC-MM-001	800	1	0.4	0.64
CUC-MM-002	800	1	0.4	0.64
CUC-NIC-001	200	1	0.4	0.64
CUC-PER-001	670	1	0.4	0.64
CUC-TOR-001	1350	0.7	0.4	0.52
CUC-TOR-002	1350	0.7	0.4	0.52
DUR-ALT-001	920	1	0.4	0.64
DUR-OCA-001	890	1	0.4	0.64
DUR-SAN-001	450	1	0.4	0.64
SAN-MJ-001	170	1	0.4	0.64
SAN-MJ-002	170	1	0.4	0.64
SAR-DAL-001	600	1	0.4	0.64

SAR-DAL-002	600	1	0.4	0.64
SAR-HOR-001	600	1	0.4	0.64
SAR-HOR-002	600	1	0.4	0.64
SAR-MB-001	400	1	0.4	0.64
SAR-ME-001	400	1	0.4	0.64
SAR-ML-001	750	1	0.4	0.64
SAR-MO-001	600	1	0.4	0.64
SAR-MP-001	400	1	0.4	0.64
SAR-MS-001	750	1	0.4	0.64
STG-MA-001	600	1	0.4	0.64
STG-MQ-001	1000	0.7	0.4	0.52
TIB-ALT-001	900	1	0.4	0.64
TIB-JAR-001	800	1	0.4	0.64
TIB-MB-001	2200	0.4	1	0.76
TIB-NR-001	2200	0.4	1	0.76
TIB-VIL-001	600	1	0.4	0.64
ZUL-ESP-001	2200	0.4	1	0.76
ZUL-LON-001	2200	0.4	1	0.76
ZUL-MG-001	2200	0.4	1	0.76
ZUL-MM-001	1500	0.7	0.7	0.7
ZUL-MP-001A	2100	0.4	1	0.76
ZUL-MS-001	1450	0.7	0.4	0.52
ZUL-ORQ-001	2100	0.4	1	0.76
ZUL-PLA-001	1000	0.7	0.4	0.52
ZUL-PLA-002	1000	0.7	0.4	0.52
ZUL-POR-001	2200	0.4	1	0.76
ZUL-SMA-001	600	1	0.4	0.64
ZUL-SMA-002	500	1	0.4	0.64
ZUL-SMA-003	400	1	0.4	0.64

Nota: Estas puntuaciones son luego de la asignación del peso correspondiente a cada característica

#### 4.1.3 Calidad

El análisis de este parámetro se lleva a cabo considerando dos características importantes. La primera es el porcentaje de carbono orgánico total (%TOC), el cual indica la cantidad de materia orgánica presente en la muestra, dato adquirido con el estudio de la ANH. Un mayor %TOC sugiere una mayor disponibilidad de material precursor de hidrocarburos, lo

que está asociado a un mayor potencial de generación de gas. Por el contrario, valores bajos de %TOC indican una menor cantidad de materia orgánica disponible para dicho proceso. Para esta característica se encontraron muestras que su %TOC rondan entre 57 a 80%. La tabla 25 presenta la puntuación asignada al 50% de este parámetro para las muestras.

**Tabla 21**

*Puntuación según %TOC*

<b>% TOC</b>	<b>Puntuación</b>
57 - 65	0.4
66 - 74	0.7
> 75	1.0

Por otro lado, la reflectancia de vitrinita es una característica igual de importante para la calidad de gas ya que determina la maduración del carbón y otros aspectos explicados en el capítulo 2. En el estudio se encuentra valores que van desde 0.46 a 0.91 de reflectancia de vitrinita. Valores bajos de %Ro indican carbones en etapas iniciales de maduración, con menor generación de gas, mientras que valores más altos reflejan una mayor transformación térmica, lo que influye directamente en la capacidad del carbón para generar y retener gas. La tabla 26 contiene la respectiva clasificación para realizar la puntuación de este otro 50% de la calidad del carbón.

**Tabla 22**

*Puntuación según %Ro*

<b>%Ro</b>	<b>Puntuación</b>
0.46 - 0.6	0.4
0.61 - 0.74	0.7
> 0.74	1.0

Para culminar el análisis de este parámetro, se procede a multiplicar por 0.5 la

puntuación de cada característica (%TOC y %Ro), ya que cada una representa el 50% del peso dentro de la calidad del carbón. Este enfoque garantiza que ambas características tengan una influencia igualitaria en la evaluación final. Finalmente, se suman ambos resultados para obtener el valor utilizado en la ponderación global.

La calidad del carbón es un factor relevante en el potencial para la generación y retención de gas, por lo que su evaluación se basa en dos características clave: el porcentaje de carbono orgánico total (%TOC) y la reflectancia de vitrinita (%Ro). Con los datos de estas dos características se atribuye su respectiva puntuación parcial para que finalmente se logre obtener la puntuación final de este parámetro (tabla 23) para la ponderación global del estudio.

**Tabla 23**

*Puntuación total de las muestras para el parámetro de calidad*

ID Muestra	%TOC	%Ro	Puntuación por parte del %TOC	Puntuación por parte del %Ro	Puntuación total del parámetro calidad
BOC-COO-001	75.24	0.72	0.4	0.7	0.55
BOC-COO-002	73.94	0.72	0.4	0.7	0.55
CUC-CMCT-001	78.38	0.73	0.4	0.7	0.55
CUC-DIN-001	71.32	0.66	0.4	0.7	0.55
CUC-LLA-001	65.62	0.61	0.4	0.7	0.55
CUC-MA-001	65.05	0.71	0.4	0.7	0.55
CUC-MA-002	74.3	0.71	0.4	0.7	0.55
CUC-MAN-003	67.17	0.62	0.4	0.7	0.55
CUC-MF-001	70.58	0.77	0.4	1	0.7
CUC-MM-001	72.86	0.73	0.4	0.7	0.55
CUC-MM-002	67.71	0.71	0.4	0.7	0.55
CUC-NIC-001	74.00	0.75	0.4	1	0.7
CUC-PER-001	69.45	0.70	0.4	0.7	0.55
CUC-TOR-001	67.61	0.59	0.4	0.4	0.4
CUC-TOR-002	69.64	0.60	0.4	0.4	0.4
DUR-ALT-001	80.03	0.68	0.4	0.7	0.55
DUR-OCA-001	79.01	0.88	0.4	1	0.7

DUR-SAN-001	78.20	0.85	0.4	1	0.7
SAN-MJ-001	62.66	0.63	0.4	0.7	0.55
SAN-MJ-002	61.19	0.62	0.4	0.7	0.55
SAR-DAL-001	69.10	0.62	0.4	0.7	0.55
SAR-DAL-002	73.18	0.61	0.4	0.7	0.55
SAR-HOR-001	67.06	0.63	0.4	0.7	0.55
SAR-HOR-002	73.93	0.53	0.4	0.4	0.4
SAR-MB-001	60.97	0.51	0.4	0.4	0.4
SAR-ME-001	67.34	0.57	0.4	0.4	0.4
SAR-ML-001	66.86	0.53	0.4	0.4	0.4
SAR-MO-001	69.08	0.60	0.4	0.4	0.4
SAR-MP-001	63.39	0.56	0.4	0.4	0.4
SAR-MS-001	63.08	0.55	0.4	0.4	0.4
STG-MA-001	68.58	0.91	0.4	1	0.7
STG-MQ-001	72.84	0.79	0.4	1	0.7
TIB-ALT-001	63.30	0.46	0.4	0.4	0.4
TIB-JAR-001	60.18	0.47	0.4	0.4	0.4
TIB-MB-001	70.89	0.61	0.4	0.7	0.55
TIB-NR-001	64.47	0.63	0.4	0.7	0.55
TIB-VIL-001	73.34	0.66	0.4	0.7	0.55
ZUL-ESP-001	71.98	0.59	0.4	0.4	0.4
ZUL-LON-001	73.07	0.59	0.4	0.4	0.4
ZUL-MG-001	72.09	0.77	0.4	1	0.7
ZUL-MM-001	63.74	0.68	0.4	0.7	0.55
ZUL-MP-001A	71.37	0.58	0.4	0.4	0.4
ZUL-MS-001	67.83	0.71	0.4	0.7	0.55
ZUL-ORQ-001	72.74	0.68	0.4	0.7	0.55
ZUL-PLA-001	74.60	0.61	0.4	0.7	0.55
ZUL-PLA-002	75.20	0.61	0.4	0.7	0.55
ZUL-POR-001	70.74	0.60	0.4	0.4	0.4
ZUL-SMA-001	73.97	0.62	0.4	0.7	0.55
ZUL-SMA-002	76.02	0.63	0.4	0.7	0.55
ZUL-SMA-003	74.57	0.62	0.4	0.7	0.55

Nota: Estas puntuaciones son luego de la ponderación interna para cada característica dentro de este

#### 4.1.4 Estructura geológica

Para el ejercicio de calificación para este parámetro, se consideraron dos características representativas que tendrán el mismo peso dentro de este ejercicio. La primera es la estructura geológica, donde se evalúa si la muestra se encuentra en un anticlinal, una estructura híbrida o un sinclinal. Los anticlinales muestran bajos contenidos de gas, debido a la desorción hacia la superficie o subsuperficie cercana. De igual manera, en estas estructuras, los espesores de carbón en la parte superior suelen ser reducidos dando como resultado un contenido de gas menor (Mariño J. 2015).

Por otro lado, los sinclinales favorecen el entrapamiento del gas siendo su eje la zona donde es más propicia. Asimismo, la mayoría de los grandes yacimientos de CBM han estado relacionados con sinclinales, porque estos permiten la recarga de agua en los flancos y, por lo tanto, posibilidades de recarga de agua subterránea, favoreciendo la concentración de gas (Mojica L. & Mariño J, 2013). Por último, las muestras ubicadas en estructuras híbridas se considerarán como una clasificación intermedia para la acumulación de gas en el carbón. Estas estructuras híbridas se definen igualmente como monoclinales, las cuales son estructuras que se encuentran en flexión o inclinación estructural en una sola dirección (Diaz A, 2022). En la tabla 24 se presenta la puntuación para cada tipo de estructura geológica, recordando que el análisis de esta característica corresponde al 50% de este parámetro completo.

**Tabla 24**

*Puntuación según la estructura geológica donde se ubica la muestra*

<b>Estructura geológica</b>	<b>Puntuación</b>
Anticlinal	0.4
Hibrido	0.7
Sinclinal	1.0

La segunda característica evaluada dentro de este parámetro es el espesor del manto de carbón. En el estudio se obtuvieron mantos con espesores que van desde 0.4 a 2.7 metros. Indudablemente es claro que entre mayor sea el espesor del carbón, por lo general, mayor será la cantidad de gas que logre acumular. Por lo tanto, para la puntuación de esta característica se clasifican los espesores que van desde 0.4 a 1.0 m como bajos, los que van desde 1.1 a 2.0 m como intermedios y los superiores a 2.0 m como altos (tabla 25). Ahora bien, con el otro 50% del peso de este análisis, se logra obtener la puntuación total de este parámetro para cada una de las muestras y dar paso a la puntuación total de este parámetro.

**Tabla 25**

*Puntuación según el espesor del manto*

<b>Espesor del manto (m)</b>	<b>Puntuación</b>
0.4 – 1.0	0.4
1.1 – 2.0	0.7
> 2.0	1.0

Finalmente, en la tabla 23, se presenta la caracterización detallada de la estructura geológica para la zona de cada muestra, clasificándola como anticlinal, sinclinal o monoclinal (hibrido). Además, en esta tabla se especifican las puntuaciones correspondientes a las dos características evaluadas para cada muestra, de acuerdo con la metodología establecida previamente para la evaluación del parámetro de estructura geológica. Este proceso es fundamental para calcular la puntuación total de este parámetro, permitiendo su comparación dentro de la evaluación global del proyecto.

**Tabla 26**

*Puntuaciones de las muestras correspondiente a las características analizadas para el parámetro de la estructura geológica*

<b>ID Muestra</b>	<b>Espesor del manto (m)</b>	<b>Estructura geológica</b>	<b>Puntuación respecto al espesor</b>	<b>Puntuación respecto a la estructura</b>	<b>Puntuación total del parámetro estructura geológica</b>
BOC-COO-001	1.1	Sinclinal	0.7	1	0.85
BOC-COO-002	0.8	Sinclinal	0.4	1	0.7
CUC-CMCT-001	1.6	Hibrido	0.7	0.7	0.7
CUC-DIN-001	1.3	Hibrido	0.7	0.7	0.7
CUC-LLA-001	1	Hibrido	0.4	0.7	0.55
CUC-MA-001	0.9	Hibrido	0.4	0.7	0.55
CUC-MA-002	0.55	Hibrido	0.4	0.7	0.55
CUC-MAN-003	0.8	Hibrido	0.4	0.7	0.55
CUC-MF-001	1.8	Hibrido	0.7	0.7	0.7
CUC-MM-001	0.8	Hibrido	0.4	0.7	0.55
CUC-MM-002	0.7	Hibrido	0.4	0.7	0.55
CUC-NIC-001	1.7	Hibrido	0.7	0.7	0.7
CUC-PER-001	1.2	Hibrido	0.7	0.7	0.7
CUC-TOR-001	1.3	Hibrido	0.7	0.7	0.7
CUC-TOR-002	1.05	Hibrido	0.7	0.7	0.7
DUR-ALT-001	1	Hibrido	0.4	0.7	0.55
DUR-OCA-001	1.2	Hibrido	0.7	0.7	0.7
DUR-SAN-001	2.2	Hibrido	1	0.7	0.85
SAN-MJ-001	0.65	Hibrido	0.4	0.7	0.55
SAN-MJ-002	0.4	Hibrido	0.4	0.7	0.55
SAR-DAL-001	2.1	Hibrido	1	0.7	0.85
SAR-DAL-002	0.8	Hibrido	0.4	0.7	0.55
SAR-HOR-001	1	Hibrido	0.4	0.7	0.55
SAR-HOR-002	0.8	Hibrido	0.4	0.7	0.55
SAR-MB-001	0.85	Anticlinal	0.4	0.4	0.4
SAR-ME-001	0.5	Anticlinal	0.4	0.4	0.4
SAR-ML-001	1.6	Sinclinal	0.7	1	0.85
SAR-MO-001	1.1	Hibrido	0.7	0.7	0.7
SAR-MP-001	1.15	Anticlinal	0.7	0.4	0.55
SAR-MS-001	1.5	Sinclinal	0.7	1	0.85
STG-MA-001	1.5	Hibrido	0.7	0.7	0.7
STG-MQ-001	1.7	Hibrido	0.7	0.7	0.7
TIB-ALT-001	0.85	Anticlinal	0.4	0.4	0.4
TIB-JAR-001	0.9	Anticlinal	0.4	0.4	0.4

TIB-MB-001	0.5	Hibrido	0.4	0.7	0.55
TIB-NR-001	0.6	Hibrido	0.4	0.7	0.55
TIB-VIL-001	0.8	Hibrido	0.4	0.7	0.55
ZUL-ESP-001	1.4	Hibrido	0.7	0.7	0.7
ZUL-LON-001	2.2	Hibrido	1	0.7	0.85
ZUL-MG-001	0.8	Hibrido	0.4	0.7	0.55
ZUL-MM-001	1.2	Hibrido	0.7	0.7	0.7
ZUL-MP-001A	0.8	Hibrido	0.4	0.7	0.55
ZUL-MS-001	2.2	Hibrido	1	0.7	0.85
ZUL-ORQ-001	2.7	Hibrido	1	0.7	0.85
ZUL-PLA-001	1	Hibrido	0.4	0.7	0.55
ZUL-PLA-002	1.5	Hibrido	0.7	0.7	0.7
ZUL-POR-001	2.3	Hibrido	1	0.7	0.85
ZUL-SMA-001	1.25	Hibrido	0.7	0.7	0.7
ZUL-SMA-002	0.9	Hibrido	0.4	0.7	0.55
ZUL-SMA-003	1.2	Hibrido	0.7	0.7	0.7

#### 4.1.5 Contenido de metano

La evaluación de este parámetro se lleva a cabo considerando dos características principales. En primer lugar, se analiza el porcentaje molar de metano (CH<sub>4</sub>) obtenido mediante la prueba de cromatografía, la cual también permite detectar componentes hasta C<sub>5</sub>, así como la composición de CO<sub>2</sub> y CO (tabla 27). Sin lugar a dudas, un mayor contenido de metano en el gas asociado al carbón indica un alto potencial de este recurso. Por lo tanto, a medida que el porcentaje molar de metano disminuye, la muestra presentará un menor potencial.

**Tabla 27**

*Resultados de la cromatografía para cada muestra de la cuenca Catatumbo. ANH (2013).*

ID Muestra	Gases (% molar)							
	C1	C2	C3	C4	Iso C4	C5	CO2	CO
BOC-COO-001	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
BOC-COO-002	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
CUC-CMCT-001	95.46	1.16	0.00	0.00	0.00	0.00	2.96	0.41
CUC-DIN-001	86.21	1.05	0.42	0.00	0.00	0.00	11.94	0.38

CUC-LLA-001	92.07	1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	6.42	0.40
CUC-MA-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
CUC-MA-002	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
CUC-MAN-003	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
CUC-MF-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
CUC-MM-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
CUC-MM-002	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
CUC-NIC-001	95.99	1.17	0.00	0.00	0.00	0.00	2.42	0.42
CUC-PER-001	94.88	1.16	0.00	0.00	0.00	0.00	3.55	0.41
CUC-TOR-001	95.59	0.43	0.17	0.00	0.00	0.00	3.80	0.00
CUC-TOR-002	95.34	1.08	0.00	0.00	0.00	0.00	3.18	0.40
DUR-ALT-001	91.55	1.11	0.00	0.00	0.00	0.00	6.93	0.40
DUR-OCA-001	96.68	1.17	0.00	0.00	0.00	0.00	1.72	0.42
DUR-SAN-001	91.89	1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	6.58	0.40
SAN-MJ-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
SAN-MJ-002	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
SAR-DAL-001	95.79	0.82	0.33	0.00	0.01	0.00	3.06	0.00
SAR-DAL-002	96.14	0.99	0.00	0.00	0.01	0.00	2.51	0.35
SAR-HOR-001	97.09	0.94	0.37	0.00	0.00	0.00	1.59	0.00
SAR-HOR-002	97.14	0.81	0.33	0.00	0.00	0.00	1.72	0.00
SAR-MB-001	98.58	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	1.411	0.00
	9		0	0	0	0		0
SAR-ME-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
SAR-ML-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
SAR-MO-001	98.64	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	1.351	0.00
	9		0	0	0	0		0
SAR-MP-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
SAR-MS-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
STG-MA-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
STG-MQ-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
TIB-ALT-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
			0	0	0	0		0
TIB-JAR-001	7.770	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
			0	0	0	0		0
TIB-MB-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0

TIB-NR-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
TIB-VIL-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
			0	0	0	0		0
ZUL-ESP-001	91.92	1.12	0.00	0.00	0.00	0.00	6.56	0.40
ZUL-LON-001	0.00	20.66	0.00	0.02	0.03	0.00	71.92	7.37
ZUL-MG-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
ZUL-MM-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
ZUL-MP-001A	0.000	40.09	0.00	0.00	0.00	0.00	59.903	0.00
		7	0	0	0	0		0
ZUL-MS-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
ZUL-ORQ-001	95.61	1.16	0.00	0.00	0.00	0.00	2.82	0.41
ZUL-PLA-001	90.07	1.10	0.44	0.00	0.00	0.00	8.01	0.39
ZUL-PLA-002	94.35	0.93	0.37	0.00	0.00	0.00	4.02	0.33
ZUL-POR-001	91.88	1.11	0.00	0.00	0.00	0.00	6.59	0.41
ZUL-SMA-001	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
ZUL-SMA-002	0.000	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
			0	0	0	0	0	0
ZUL-SMA-003	35.30	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00
	0		0	0	0	0	0	0

Como segunda característica, se considera el volumen de gas obtenido en la prueba de canister. En el estudio, las muestras presentan valores que varían entre 0.0 y 0.9 scf/ton. Para el grupo cuyo resultado fue de 0.0 scf/ton, es importante aclarar que estas muestras no deben descartarse. Esto significa que, en las condiciones en las que fueron evaluadas, no se evidenció una liberación de gas. Esto se explica al revisar la Figura 7, donde se ilustran las etapas de producción de un yacimiento de gas asociado al carbón. La primera etapa corresponde a la liberación del agua que ayuda a la confinación del gas, mientras que la liberación de gas comienza en las etapas 2 y 3. Por otro lado, las muestras con valores distintos de cero se califican en los rangos intermedio y alto, ya que indican una presencia de gas liberado en las condiciones evaluadas.

Por lo tanto, para el análisis de este parámetro se realiza haciendo la multiplicación de ambos valores de las características nombradas anteriormente, con el fin de obtener el contenido de metano liberado en el canister. La tabla 28 incluye la metodología para puntuar a

la muestra según el resultado obtenido de la operación de este análisis.

**Tabla 28**

*Puntuación de las muestras según la cantidad de metano liberado en el canister*

<b>Metano liberado (scf /ton)</b>	<b>Puntuación</b>
0.0	0.4
0.1 – 0.3	0.7
> 0.3	1.0

En la tabla 29, se presentan la composición molar de metano y el contenido de gas en el canister, características fundamentales para la operación del análisis de este parámetro. Además, se muestra el resultado de esta operación, que, como se especificó anteriormente, refleja el contenido de metano liberado de cada una de las muestras del estudio. Este resultado es utilizado para determinar la puntuación final del parámetro, la cual también se presenta en esta tabla. Esto permite comparar las muestras dentro de la ponderación global del proyecto.

**Tabla 29**

*Puntuaciones de las muestras correspondiente a la característica de contenido de metano en el canister*

<b>ID Muestra</b>	<b>Gas (% molar)</b>	<b>Contenido de Gas Canister (scf/ton)</b>	<b>Contenido de metano (scf/ton)</b>	<b>Puntuación de contenido de metano</b>
	<b>C1</b>			
BOC-COO-001	0.00	0	0.00	0.4
BOC-COO-002	0.00	0	0.00	0.4
CUC-CMCT-001	95.46	0	0.00	0.4
CUC-DIN-001	86.21	0.19	0.16	0.7
CUC-LLA-001	92.07	0	0.00	0.4
CUC-MA-001	0.000	0	0.00	0.4
CUC-MA-002	0.000	0	0.00	0.4
CUC-MAN-003	0.000	0	0.00	0.4
CUC-MF-001	0.000	0	0.00	0.4
CUC-MM-001	0.000	0	0.00	0.4
CUC-MM-002	0.000	0	0.00	0.4
CUC-NIC-001	95.99	0	0.00	0.4

CUC-PER-001	94.88	0	0.00	0.4
CUC-TOR-001	95.59	0.46	0.44	1
CUC-TOR-002	95.34	0	0.00	0.4
DUR-ALT-001	91.55	0.17	0.16	0.7
DUR-OCA-001	96.68	0	0.00	0.4
DUR-SAN-001	91.89	0	0.00	0.4
SAN-MJ-001	0.000	0.17	0.00	0.4
SAN-MJ-002	0.000	0	0.00	0.4
SAR-DAL-001	95.79	0.19	0.18	0.7
SAR-DAL-002	96.14	0.54	0.52	1
SAR-HOR-001	97.09	0.2	0.19	0.7
SAR-HOR-002	97.14	0.9	0.87	1
SAR-MB-001	98.589	0	0.00	0.4
SAR-ME-001	0.000	0	0.00	0.4
SAR-ML-001	0.000	0	0.00	0.4
SAR-MO-001	98.649	0.13	0.13	0.7
SAR-MP-001	0.000	0	0.00	0.4
SAR-MS-001	0.000	0	0.00	0.4
STG-MA-001	0.000	0	0.00	0.4
STG-MQ-001	0.000	0	0.00	0.4
TIB-ALT-001	0.000	0	0.00	0.4
TIB-JAR-001	7.77	0.22	0.02	0.7
TIB-MB-001	0.000	0	0.00	0.4
TIB-NR-001	0.000	0	0.00	0.4
TIB-VIL-001	0.000	0	0.00	0.4
ZUL-ESP-001	91.92	0	0.00	0.4
ZUL-LON-001	0.00	0	0.00	0.4
ZUL-MG-001	0.000	0	0.00	0.4
ZUL-MM-001	0.000	0	0.00	0.4
ZUL-MP-001A	0.000	0	0.00	0.4
ZUL-MS-001	0.000	0.21	0.00	0.4
ZUL-ORQ-001	95.61	0	0.00	0.4
ZUL-PLA-001	90.07	0	0.00	0.4
ZUL-PLA-002	94.35	0	0.00	0.4
ZUL-POR-001	91.88	0	0.00	0.4
ZUL-SMA-001	0.000	0	0.00	0.4
ZUL-SMA-002	0.000	0	0.00	0.4
ZUL-SMA-003	35.30	0.25	0.09	0.7

## **4.2 Clasificación de áreas de interés**

A partir de la división de las áreas de interés establecida en el capítulo 3, se lleva a cabo la agrupación de los datos correspondientes a las características evaluadas en cada parámetro. Este proceso permite realizar un análisis de manera comparativa entre las distintas áreas de interés facilitando la identificación y ranqueo del potencial de CBM en cada área.

### **4.2.1 Área A**

Las muestras correspondientes al área A exhiben los siguientes valores en cada uno de los parámetros analizados:

Desde el punto de vista geológico, los mantos de carbón presentan espesores que varían entre 0.55 y 1.3 metros, con un valor promedio de 0.98 metros. En cuanto a la configuración estructural, se identifican tanto sinclinales como estructuras híbridas en la zona. Respecto a la calidad del carbón, el contenido de carbono orgánico total (%TOC) se encuentra en un intervalo de 65.05 a 75.24, con un promedio de 70.53, mientras que la reflectancia de vitrinita (%Ro) oscila entre 0.59 y 0.72, obteniendo un valor medio de 0.67.

En lo referente al contenido de metano liberado en el canister, los valores registrados oscilan entre 0.0 y 0.44, con un promedio de 0.08. Cabe destacar que la mayoría de las muestras analizadas presentan un valor de 0.0. Por otro lado, en términos de profundidad, las muestras de la Formación Los Cuervos en esta área se encuentran en un rango que varía entre 610 y 1530 metros, con un promedio de 1171 metros. Finalmente, se llevó a cabo un ensayo de isoterma de adsorción en la muestra CUC-DIN-001, obteniendo un metano máximo teórico de 222.80 scf/ton.

### **4.2.2 Área B**

Las muestras recolectadas en el área B presentan las siguientes características en cada uno de los parámetros estudiados:

Desde la perspectiva estructural, los mantos de carbón en esta zona tienen espesores

comprendidos entre 0.4 y 2.2 metros, con un promedio de 1.28 metros. En esta área predominan las estructuras híbridas. En cuanto a la calidad del carbón, los valores de %TOC varían entre 61.19 y 80.03, con un promedio de 72.03, mientras que la reflectancia de vitrinita (%Ro) se encuentra en un rango de 0.61 a 0.91, con un promedio de 0.7.

Respecto al contenido de metano liberado en el canister, solo dos muestras presentan valores de 0.16 y 0.09 scf/ton, mientras que el resto no evidenció presencia de gas, lo que da como resultado un promedio de 0.02. En términos de profundidad, las muestras pertenecientes a la Formación Los Cuervos dentro de esta área se encuentran a profundidades que oscilan entre 170 y 1500 metros, con un promedio de 760 metros. Adicionalmente, se realizó un análisis de isoterma de adsorción en la muestra ZUL-SMA-003, obteniendo un metano máximo teórico de 262.43 scf/ton.

#### **4.2.3 Área C**

Las muestras asociadas al área C presentan las siguientes características para cada uno de los parámetros evaluados:

Desde el punto de vista estructural, los mantos de carbón en esta zona poseen espesores comprendidos entre 0.7 y 1.8 metros, con un promedio de 1.26 metros. Además, se identifican estructuras híbridas en la región. En lo que respecta a la composición del carbón, los valores de %TOC oscilan entre 65.62 y 78.38, con un promedio de 71.23, mientras que la reflectancia de vitrinita (%Ro) varía entre 0.61 y 0.77, con un valor medio de 0.71.

En relación con el contenido de metano liberado, ninguna de las muestras analizadas en esta área presentó valores detectables en el canister. Con respecto a la profundidad, las muestras pertenecientes a la Formación Los Cuervos se encuentran en un intervalo de 200 a 600 metros, con una profundidad media de 525 metros. Finalmente, en esta zona se realizaron ensayos de isoterma de adsorción en las muestras CUC-NIC-001 y CUC-PER-001, obteniendo metanos máximos teóricos de 332.98 y 317.05 scf/ton, respectivamente.

#### **4.2.4 Área D**

Las muestras obtenidas en el área D exhiben las siguientes características en los parámetros analizados:

Desde el punto de vista geológico, los mantos de carbón presentan espesores comprendidos entre 0.5 y 2.1 metros, con un promedio de 1.04 metros. En esta área, se identificaron tanto estructuras anticlinales como híbridas. En cuanto a la calidad del carbón, los valores de %TOC oscilan entre 60.97 y 73.93, con un promedio de 68.01, mientras que la reflectancia de vitrinita (%Ro) varía de 0.51 a 0.63, con un promedio de 0.58.

Respecto al contenido de metano liberado en el canister, los valores obtenidos van desde 0.0 hasta 0.87, con un promedio de 0.24. En lo que respecta a la profundidad, las muestras se encuentran en un rango de 400 a 600 metros, con un valor medio de 525 metros. Por último, las muestras SAR-DAL-001 y SAL-HOR-001 fueron sometidas a ensayos de isoterma de adsorción, obteniendo valores máximos teóricos de metano de 150.5 y 169.6 scf/ton, respectivamente.

#### **4.2.5 Área E**

Las muestras correspondientes al área E presentan las siguientes características en cada parámetro:

Desde el punto de vista estructural, los mantos de carbón en esta región tienen espesores que oscilan entre 0.5 y 2.7 metros, con un promedio de 1.34 metros. Se identifican principalmente estructuras híbridas en la zona. En lo que respecta a la calidad del carbón, los valores de %TOC varían entre 64.47 y 73.34, con un promedio de 71.19, mientras que la reflectancia de vitrinita (%Ro) fluctúa entre 0.58 y 0.77, con un valor medio de 0.63.

En términos del contenido de metano liberado, no se evidenció presencia de gas en ninguna de las muestras analizadas dentro de esta área. En lo que concierne a la profundidad, las muestras de la Formación Los Cuervos se encuentran en un intervalo de 600 a 2200 metros,

con una profundidad promedio de 2000 metros. Finalmente, en esta área se realizó un ensayo de isoterma de adsorción en la muestra ZUL-ORQ-001, obteniendo un metano teórico máximo de 248.4 scf/ton.

#### **4.2.6 Área F**

Las muestras correspondientes al área F presentan las siguientes características:

Desde el punto de vista geológico, los mantos de carbón poseen espesores que varían entre 0.85 y 1.6 metros, con un promedio de 1.21 metros. En esta área, se identificaron estructuras sinclinales y anticlinales. En relación con la composición del carbón, los valores de %TOC oscilan entre 60.18 y 66.86, con un promedio de 63.36, mientras que la reflectancia de vitrinita (%Ro) se encuentra en un rango de 0.46 a 0.55, con un valor promedio de 0.50.

En cuanto al contenido de metano liberado, solo una muestra presentó presencia de gas en el canister, con un valor de 0.02 scf/ton. En términos de la profundidad, las muestras se encuentran entre 750 y 900 metros, con una media de 800 metros. Cabe destacar que, en esta área, no se realizaron ensayos de isoterma de adsorción.

#### **4.3 Determinación de valores límites (Cutoff)**

La determinación de valores límites permite clasificar las muestras de carbón según su potencial para la producción de gas, lo que es esencial para la toma de decisiones basadas en datos en la exploración y desarrollo de estos recursos no convencionales. En este proyecto, se utilizan varios parámetros clave para evaluar el potencial de CBM y se obtuvo la puntuación para cada una de las muestras. Al analizar estos parámetros, se logra establecer la puntuación que permite clasificar las muestras en dos categorías de potencial.

Basado en lo anterior, se establece una puntuación o ponderación total (a partir de las ponderaciones parciales definidas en la tabla 10 y 11) para las muestras de carbón de 0.6 como límite, donde la muestra que supere ese valor es clasificada con un potencial mayor para desarrollar proyectos de producción de CBM, mientras que las muestras que no lo hagan con

una clasificación de potencial limitado. La tabla 30 y 31 presentan la calificación recibida para cada parámetro y por último la ponderación total de las cincuenta (50) muestras.

**Tabla 30**

*Ponderación final de las muestras con 4 parámetros*

Área	ID Muestra	Profundidad	Calidad	Estructura geológica	Contenido de metano en canister	Ponderación total
A	BOC-COO-001	0.64	0.55	0.85	0.4	0.62
A	BOC-COO-002	0.64	0.55	0.7	0.4	0.59
A	CUC-MA-001	0.58	0.55	0.55	0.4	0.54
A	CUC-MA-002	0.58	0.55	0.55	0.4	0.54
A	CUC-MAN-003	0.64	0.55	0.55	0.4	0.56
A	CUC-TOR-001	0.52	0.4	0.7	1	0.59
A	CUC-TOR-002	0.52	0.4	0.7	0.4	0.50
B	DUR-ALT-001	0.64	0.55	0.55	0.7	0.60
B	DUR-OCA-001	0.64	0.7	0.7	0.4	0.63
B	DUR-SAN-001	0.64	0.7	0.85	0.4	0.66
B	SAN-MJ-001	0.64	0.55	0.55	0.4	0.56
B	SAN-MJ-002	0.64	0.55	0.55	0.4	0.56
B	STG-MA-001	0.64	0.7	0.7	0.4	0.63
B	STG-MQ-001	0.52	0.7	0.7	0.4	0.59
B	ZUL-MM-001	0.7	0.55	0.7	0.4	0.61
B	ZUL-MS-001	0.52	0.55	0.85	0.4	0.58
B	ZUL-PLA-001	0.52	0.55	0.55	0.4	0.52
B	ZUL-PLA-002	0.52	0.55	0.7	0.4	0.55
B	ZUL-SMA-001	0.64	0.55	0.7	0.4	0.59
B	ZUL-SMA-002	0.64	0.55	0.55	0.4	0.56
C	CUC-CMCT-001	0.64	0.55	0.7	0.4	0.59
C	CUC-LLA-001	0.52	0.55	0.55	0.4	0.52
C	CUC-MF-001	0.64	0.7	0.7	0.4	0.63
C	CUC-MM-001	0.64	0.55	0.55	0.4	0.56
C	CUC-MM-002	0.64	0.55	0.55	0.4	0.56
D	SAR-DAL-002	0.64	0.55	0.55	1	0.65
D	SAR-HOR-002	0.64	0.4	0.55	1	0.60
D	SAR-MB-001	0.64	0.4	0.4	0.4	0.48

<b>D</b>	SAR-ME-001	0.64	0.4	0.4	0.4	0.48
<b>D</b>	SAR-MO-001	0.64	0.4	0.7	0.7	0.59
<b>D</b>	SAR-MP-001	0.64	0.4	0.55	0.4	0.51
<b>E</b>	TIB-MB-001	0.76	0.55	0.55	0.4	0.60
<b>E</b>	TIB-NR-001	0.76	0.55	0.55	0.4	0.60
<b>E</b>	TIB-VIL-001	0.64	0.55	0.55	0.4	0.56
<b>E</b>	ZUL-ESP-001	0.76	0.4	0.7	0.4	0.59
<b>E</b>	ZUL-LON-001	0.76	0.4	0.85	0.4	0.62
<b>E</b>	ZUL-MG-001	0.76	0.7	0.55	0.4	0.65
<b>E</b>	ZUL-MP-001A	0.76	0.4	0.55	0.4	0.56
<b>E</b>	ZUL-POR-001	0.76	0.4	0.85	0.4	0.62
<b>F</b>	SAR-ML-001	0.64	0.4	0.85	0.4	0.57
<b>F</b>	SAR-MS-001	0.64	0.4	0.85	0.4	0.57
<b>F</b>	TIB-ALT-001	0.64	0.4	0.4	0.4	0.48
<b>F</b>	TIB-JAR-001	0.64	0.4	0.4	0.7	0.53

**Tabla 31**

*Ponderación final de las muestras con 5 parámetros*

ID Muestra	Isotermas	Profundidad	Calidad	Estructura	Contenido de metano	Ponderación total	Área
CUC-DIN-001	0.7	0.52	0.55	0.7	0.7	0.63	A
CUC-NIC-001	1	0.64	0.7	0.7	0.4	0.75	C
CUC-PER-001	1	0.64	0.55	0.7	0.4	0.72	C
SAR-DAL-001	0.4	0.64	0.55	0.85	0.7	0.59	D
SAR-HOR-001	0.7	0.64	0.55	0.55	0.7	0.63	D
ZUL-ORQ-001	0.7	0.76	0.55	0.85	0.4	0.68	E
ZUL-SMA-003	0.7	0.64	0.55	0.7	0.7	0.66	B

En concordancia con las puntuaciones de las muestras, se logra obtener la puntuación total promedio de la ponderación realizada para cada una de las seis (6) áreas. Para calcular dicho valor, se deben considerar tanto las muestras que se evaluaron a partir de cuatro (4) parámetros como aquellas evaluadas con cinco (5). De igual manera se establece un cutoff de

0.6 para tener un límite de las áreas que se consideran como potencialmente altas de tener producción de gas asociado al carbón e identificar las áreas de potencial limitado. Este enfoque permite priorizar y diferenciar áreas de interés para optimizar los recursos disponibles, ya sean económicos o técnicos, para la exploración y la futura producción de este recurso.

#### 4.4 Resultados y jerarquización

En este apartado se realiza la jerarquización de las seis áreas evaluadas en función de la valoración total obtenida en el análisis previo (tabla 32). Esta jerarquización resulta clave para identificar las áreas con mayor potencial y, de mismo modo, reconocer aquellas que tengan condiciones menos favorables.

**Tabla 32**

*Promedio calculado de la ponderación total agrupado en áreas*

Área	ID Muestra	Ponderación total	Promedio por área
A	BOC-COO-001	0.62	0.57
A	BOC-COO-002	0.59	
A	CUC-MA-001	0.54	
A	CUC-MA-002	0.54	
A	CUC-MAN-003	0.56	
A	CUC-TOR-001	0.59	
A	CUC-TOR-002	0.50	
A	CUC-DIN-001	0.63	
B	DUR-ALT-001	0.60	0.59
B	DUR-OCA-001	0.63	
B	DUR-SAN-001	0.66	
B	SAN-MJ-001	0.56	
B	SAN-MJ-002	0.56	
B	STG-MA-001	0.63	
B	STG-MQ-001	0.59	
B	ZUL-MM-001	0.61	
B	ZUL-MS-001	0.58	
B	ZUL-PLA-001	0.52	
B	ZUL-PLA-002	0.55	
B	ZUL-SMA-001	0.59	

<b>B</b>	ZUL-SMA-002	0.56	
<b>B</b>	ZUL-SMA-003	0.66	
<b>C</b>	CUC-CMCT-001	0.59	0.62
<b>C</b>	CUC-LLA-001	0.52	
<b>C</b>	CUC-MF-001	0.63	
<b>C</b>	CUC-MM-001	0.56	
<b>C</b>	CUC-MM-002	0.56	
<b>C</b>	CUC-NIC-001	0.75	
<b>C</b>	CUC-PER-001	0.72	
<b>D</b>	SAR-DAL-002	0.65	
<b>D</b>	SAR-HOR-002	0.60	
<b>D</b>	SAR-MB-001	0.48	
<b>D</b>	SAR-ME-001	0.48	0.57
<b>D</b>	SAR-MO-001	0.59	
<b>D</b>	SAR-MP-001	0.51	
<b>D</b>	SAR-DAL-001	0.59	
<b>D</b>	SAR-HOR-001	0.63	
<b>E</b>	TIB-MB-001	0.60	0.61
<b>E</b>	TIB-NR-001	0.60	
<b>E</b>	TIB-VIL-001	0.56	
<b>E</b>	ZUL-ESP-001	0.59	
<b>E</b>	ZUL-LON-001	0.62	
<b>E</b>	ZUL-MG-001	0.65	
<b>E</b>	ZUL-MP-001A	0.56	
<b>E</b>	ZUL-POR-001	0.62	
<b>E</b>	ZUL-ORQ-001	0.68	
<b>F</b>	SAR-ML-001	0.57	
<b>F</b>	SAR-MS-001	0.57	0.54
<b>F</b>	TIB-ALT-001	0.48	
<b>F</b>	TIB-JAR-001	0.53	

A partir de este ordenamiento (tabla 33), se pueden definir estrategias más eficientes para el desarrollo de futuras etapas en estas áreas, optimizando así la toma de decisiones en función de los resultados obtenidos. De acuerdo con el cutoff establecido previamente, en el contexto de este estudio, las áreas identificadas con un mayor potencial para el desarrollo de proyectos de CBM en la cuenca del Catatumbo son el Área C y el Área E. En el capítulo 5 se

realiza un análisis más detallado de estas zonas

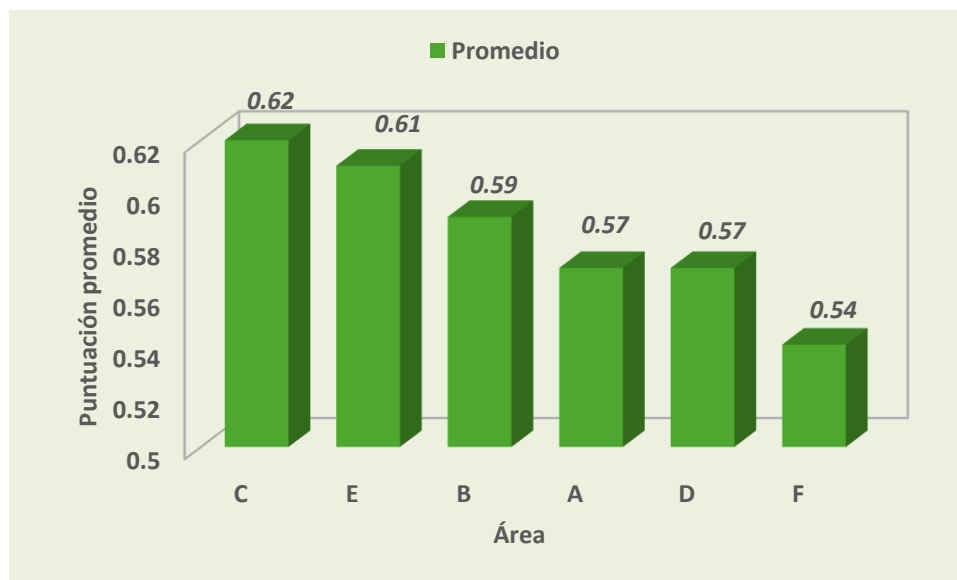
**Tabla 33**

*Ordenamiento de las áreas según su promedio de ponderación total.*

Área	Promedio de ponderación total
C	0.62
E	0.61
B	0.59
A	0.57
D	0.57
F	0.54

**Figura 37**

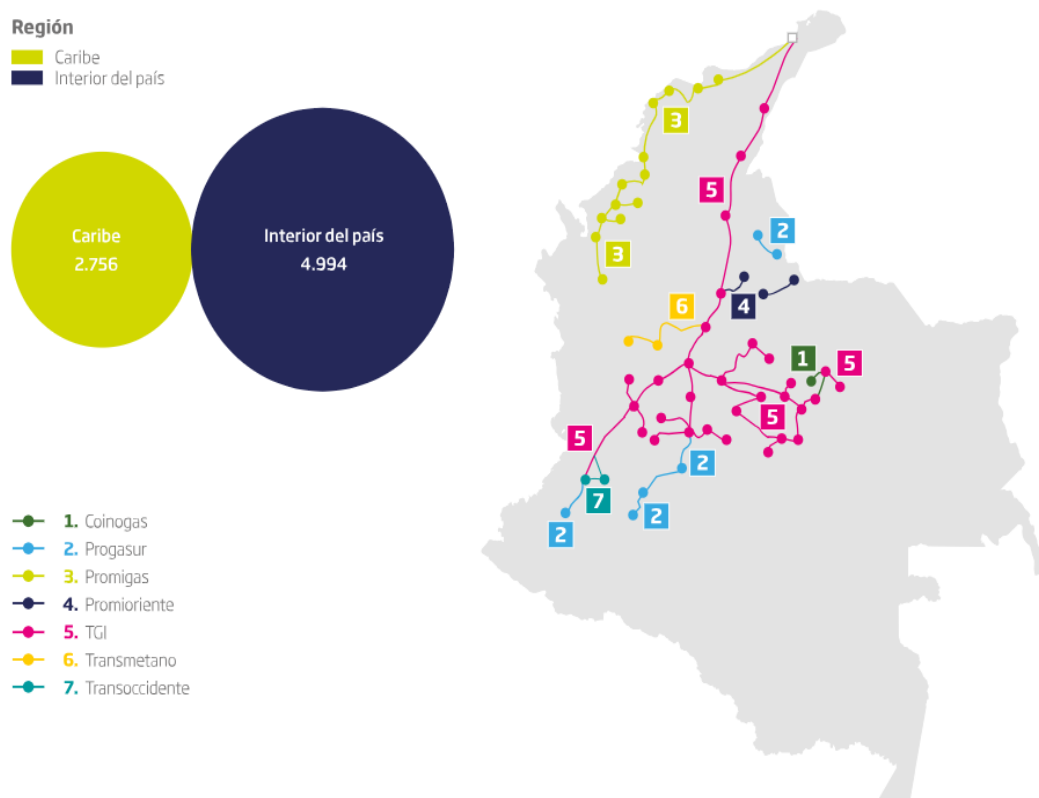
*Grafica del Ranking por área según la puntuación promedio de las muestras pertenecientes a cada área*



### **Capítulo 5. Aprovechamiento del CBM**

USEPA (2008) presenta algunas opciones de utilización de este gas en función de su poder calorífico. Un poder calorífico alto ( $>950$  Btu/scf) usando los pozos verticales y horizontales como métodos de recuperación, su aprovechamiento esta dado en la conexión a los gasoductos de gas natural ( $>97\%$   $\text{CH}_4$ ), Materia prima para la producción de amoníaco, metanol y ácido acético ( $>89\%$   $\text{CH}_4$ ) y Gas comprimido y licuado para vehículos de transporte. Para gases con un poder calorífico medio (350–950 Btu/scf) cuenta con una mayor cantidad de opciones de utilización desde combustión con carbón en calderas industriales, combustible para calefacción en instalaciones mineras, producción de gas licuado ( $>80\%$   $\text{CH}_4$ ) como aditivo con propano u otros gases para aumentar el poder calorífico e inyectarlo a gasoductos (Flores R, 2014).

En este proyecto de grado se trabajará el aprovechamiento del recurso de gas asociado al carbono (CBM) teniendo en cuenta que está estrechamente relacionado con la proximidad a infraestructuras adecuadas para el transporte de hidrocarburos (figura 38) y la generación de energía eléctrica. Estos aspectos son claves para la viabilidad de estos proyectos no convencionales. La proximidad a gasoductos, poliductos u otros sistemas de transporte reduce significativamente las inversiones necesarias para evacuar el gas, minimizando costos operativos como la construcción de extensa infraestructura que conecte estos yacimientos con la red nacional de transporte. No obstante, se debe tener en cuenta la capacidad actual del gasoducto para absorber un posible incremento en el suministro.

**Figura 38***Red nacional de gaseoductos al 2020*

Nota: Tomado de informe del sector gas natural Promigas (2020).

Para el caso de la extracción de metano en minas activas de carbón, puede aprovecharse para generar electricidad en el sitio. Esta energía es fundamental para el funcionamiento de equipos mineros, sistemas de ventilación, plantas de limpieza y secado de carbón, entre otras instalaciones. En algunas minas subterráneas, los ventiladores de ventilación pueden consumir hasta el 75% de la electricidad total utilizada. Además, la energía producida a partir del gas extraído puede integrarse a la red eléctrica, lo que contribuye a reducir costos y mejorar la eficiencia en minas con alto contenido de gas, asimismo en las minas, se usa en unidades de secado que eliminan la humedad del carbón lavado (Thakur P et al, 2014).

Sin embargo, cuando los reservorios de CBM se ubican a distancias considerables de estas infraestructuras, especialmente en zonas de difícil acceso, las inversiones requeridas para su aprovechamiento se incrementan significativamente. En tales casos, se plantea la iniciativa

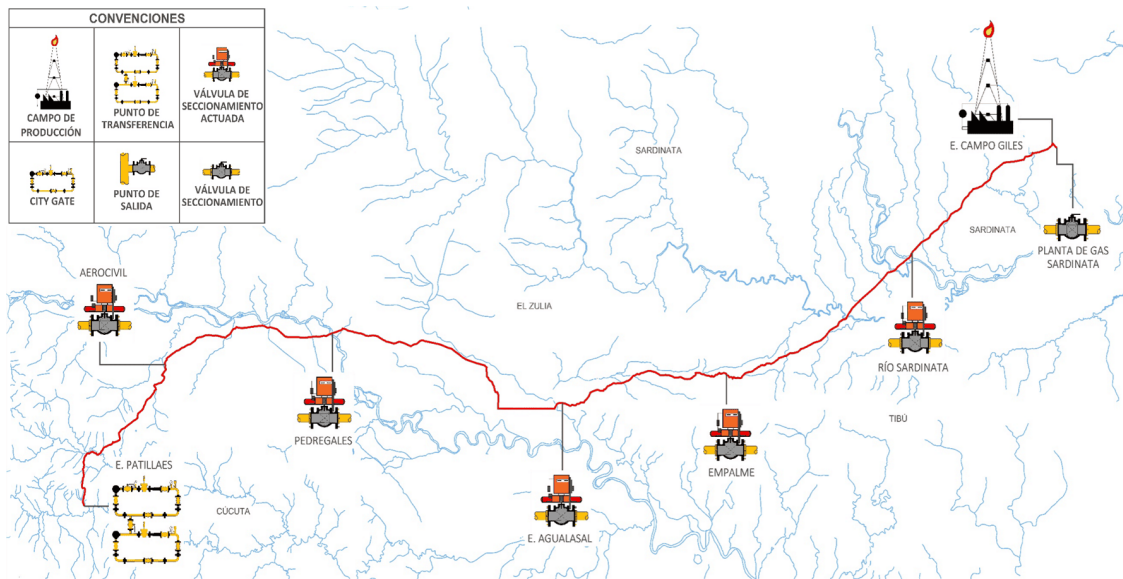
de aprovechar este recurso mediante la generación de energía eléctrica con ayuda de turbinas de gas o celdas de combustible.

### **5.1 Conexión a red nacional**

Por lo tanto, este estudio consta de dos áreas de la cuenca del Catatumbo que fueron clasificadas como mayormente favorable para la producción de gas asociado al carbón. Por consiguiente, se desarrolla un enfoque detallado a la infraestructura de la red nacional de transporte funcional para este recurso, encontrando que en la región se encuentra el gaseoducto Sardinata - Cúcuta operado por Progasur, el cual, según el informe del 2020 de Promigas, transportó 18 Mpcd representando el 1.9% del volumen total de gas transportado a nivel nacional en este año (949 Mpcd).

Para ambas áreas se genera un radio de distancia desde el punto central del polígono de 10 Km, con el fin de encontrar si las áreas se ubican próximas de alguna parte de la línea del gasoducto anteriormente mencionado. De esta manera poder ver si la mejor decisión sería realizar la inversión necesaria para lograr la conexión a esta infraestructura nacional o la más adecuada sería obtener una turbina que aproveche el gas para la generación de energía eléctrica.

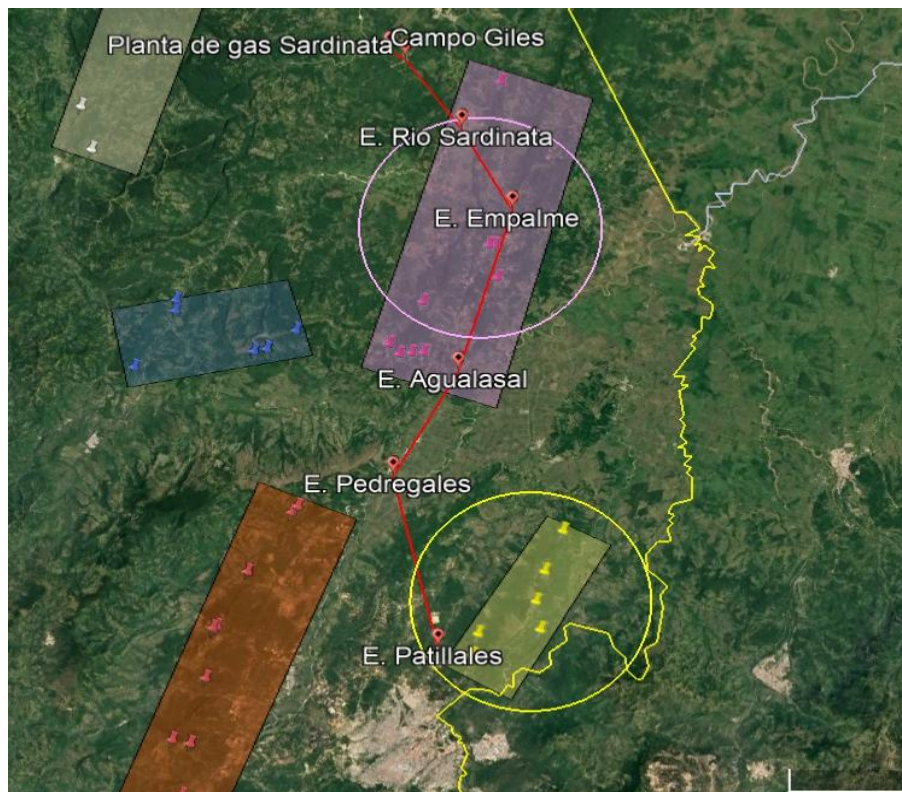
La figura 39 representa el gasoducto Sardinata - Cúcuta girada hacia la derecha. Un gasoducto de 4" de diámetro nominal en acero, construido por el derecho de vía de la carretera departamental, intervención de vías públicas, privadas, y servidumbre privada, con longitud de 62.2 Km, para el control y bloqueo del gasoducto se cuenta con una serie de válvulas de corte de 4" tipo bola Trunnion para brindar seguridad y bienestar a la comunidad (Progasur 2019).

**Figura 39***Trazado de gasoducto Sardinata – Cúcuta*

Nota: Tomado de Progasur (2019).

Gasoducto inicia en el Punto de Salida Ecopetrol S.A en la vereda Campo Giles, jurisdicción del municipio de Tibú, continuando por la vereda de Miraflores del municipio de Sardinata Norte de Santander, luego la línea atraviesa las veredas de Agualasal, Pedregales y Vega del Potro, hasta llegar a la utilización de vía pública en las veredas Vega del Potro, Campo Hermoso, Patillales, jurisdicción del municipio de Cúcuta (Progasur 2019).

Dentro del software de Google Earth se logra obtener un trazado simplificado de este gasoducto (figura 40) donde se ubican los puntos de las convenciones, E. Patillales, E. Pedregales, E. Agualasal, E. Empalme, E. Río Sardinata, planta de gas Sardinata y la E. Campo Giles, infraestructuras por donde pasa esta línea de transporte. Esto permite valorar si las áreas C y E son cruzadas por esta infraestructura nacional. Coincidentalmente estas áreas clasificadas con un mayor potencial para CBM son atravesadas por el gasoducto Sardinata – Cúcuta lo que facilita y disminuye la inversión necesaria para hacer la conexión a esta infraestructura.

**Figura 40***Trazado simplificado de gasoducto Sardinata – Cúcuta*

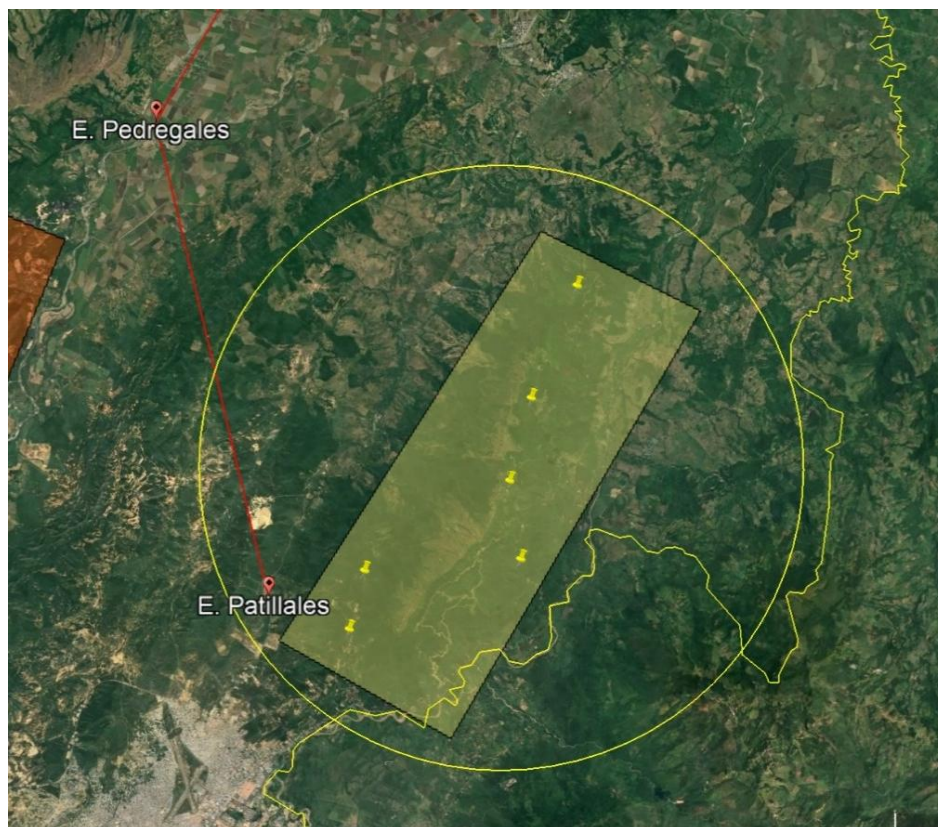
### 5.1.1 Área C

En la figura 41 se logra observar parte del gasoducto que atraviesa el radio del área C. Dentro del radio de 10 km de esta área se encuentra el final de esta línea de transporte, la estación Patillales. Primeramente, se puede considerar que la ubicación de esta área representa una ventaja significativa, ya que su proximidad a los municipios de Cúcuta, Villa del Rosario y los patios podría implicar una alta demanda de gas para diversos usos, tanto industriales como residencial. Por lo tanto, esta cercanía facilitaría la distribución y comercialización del recurso. Sin embargo, una posible desventaja es que el área solo cuenta con una parte de la infraestructura principal en la parte sur, lo que podría requerir inversiones adicionales para completar su integración total a la red de transporte de gas para proyectos que se encuentren en la zona más norte de esta subárea. De igual manera, a largo plazo no se debe descartar el uso de turbinas si se desea transformar parte del gas metano en energía eléctrica para abastecer

a los municipios mencionados anteriormente.

### Figura 41

*Línea de gasoducto Sardinata – Cúcuta que atraviesa el área C*



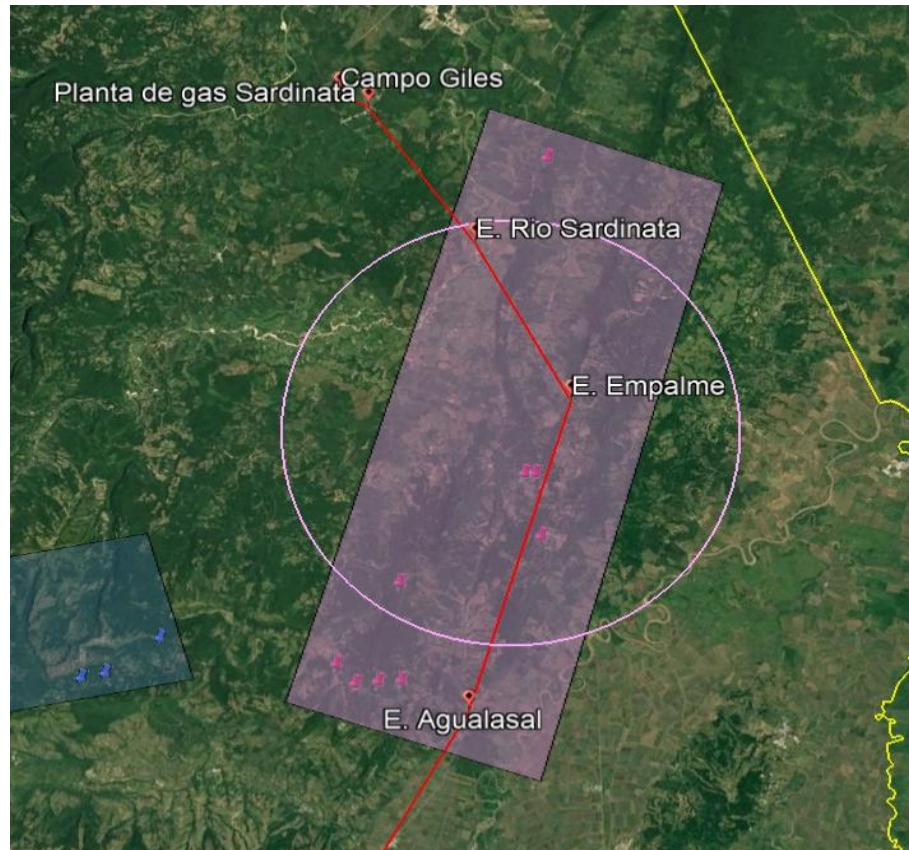
#### 5.1.2 Área E

La figura 42 refleja parte del gasoducto de Progasur que recorre a lo largo del área E en esta región. Dentro del radio de 10 Km desde el punto central de esta área se encuentra la estación Empalme y la estación Río Sardinata, igualmente, dentro de la subárea se ubica la estación Agualasal. Por lo tanto, la principal ventaja de esta zona es que cuenta con mayores posibilidades para realizar alguna conexión a esta red de transporte, debido a que gran parte de la extensión de esta infraestructura pasa a través de casi toda esta área, es decir, facilitaría los futuros escenarios en los que proyectos de CBM requieran conexiones. Por otro lado, esta área no cuenta con municipios muy poblados, más bien su cercanía consta de veredas. Sin embargo, poco más al norte de esta zona se encuentra ubicado el municipio de Tibú pero la demanda de gas que esta población puede requerir no es comparable al que se puede necesitar para los

municipios cercanos del área anterior.

### Figura 42

Línea de gasoducto Sardinata – Cúcuta que atraviesa el área E



### 5.2 Turbinas

La generación de energía eléctrica de este sistema opera bajo el ciclo Brayton, secuencia termodinámica que consta de tres etapas: compresión, combustión y expansión (Repsol 2024).

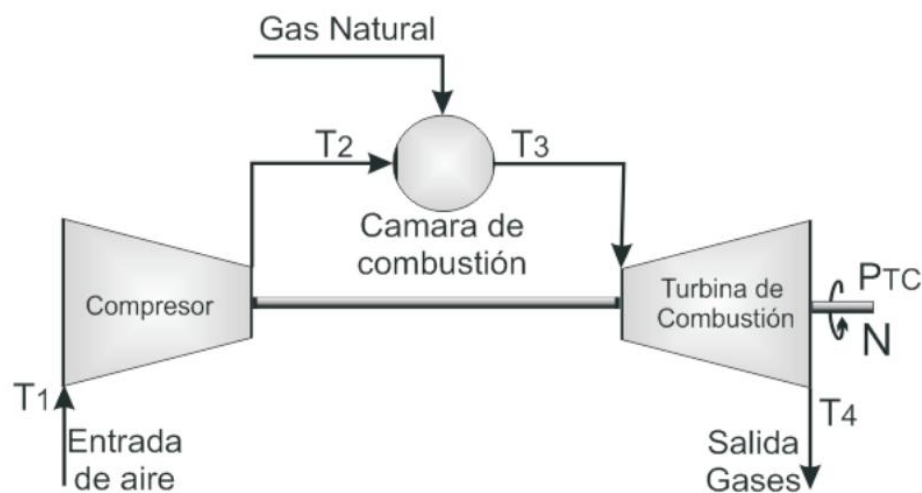
En primer lugar, el compresor toma aire atmosférico y lo presuriza, elevando su temperatura, este aire se mezcla con el gas metano atomizado para lograr la homogeneidad que funciona como combustible. Luego, durante el proceso de combustión se generan gases calientes a alta presión. Estos gases son dirigidos hacia el eje de la turbina que va de secciones pequeñas a secciones más grandes lo que da como resultado la expansión rápida del gas, al pasar por los álabes de la turbina producen la rotación de estas. Debido a este movimiento

generado por el gas se transforma en energía mecánica donde un alternador la transforma en energía eléctrica.

Los componentes básicos de una turbina de gas son el compresor, la cámara de combustión, turbina, eje de salida y caja de engranajes y el escape. La figura 43 describe algunas de estas partes, así como las 4 temperaturas por las que pasa este gas a lo largo de este sistema.

### Figura 43

*Sistema ejemplo de una planta de gas de ciclo combinado*



Nota: Tomado de Muriel W. et al (2008).

De este proceso resultan también gases residuales, que pueden ser expulsados al exterior a través del sistema de escape o en un sistema de cogeneración, utilizarse para calentar agua o generar vapor en otros procesos industriales, lo que permite aprovechar la energía térmica generada. De este modo, el sistema es más eficiente y se adapta mejor a los principios de la economía circular (Repsol 2024).

Esto permite usar la energía eléctrica posiblemente como una manera para obtener autonomía energética del mismo campo productor en diferentes procesos operativos y por ende reducir los costos de energía. Además de reducir la cantidad de motores impulsados por diésel

necesarios para suplir el gasto diario de energía que a su vez reducirán las emisiones de CO<sub>2</sub> del campo, siendo este un objetivo prioritario a nivel mundial para esta industria. Por otro lado, se puede considerar hacer conexiones eléctricas a redes cercanas y lograr vender esta energía distribuyéndola a comunidades cercanas.

### Conclusiones

En la evaluación de los recursos de CBM en la cuenca del Catatumbo, los parámetros que se identificaron como prioritarios son: Isotermas de adsorción, profundidad (qué involucra profundidad del manto y viabilidad económica), calidad (a partir del % TOC y % Ro), estructura geológica (incluye estructura y espesor del manto) y contenido de gas (% molar de CH<sub>4</sub> y contenido de gas en canister).

De acuerdo al impacto observado, así como en la revisión bibliográfica, la asesoría profesional y el criterio propio fundamentado en ejercicios análogos, los pesos asignados a los parámetros dentro de la matriz global (de 5 parámetros) fueron: Isotermas de adsorción (30%), profundidad (25%), calidad (20%), estructura geológica (15%), contenido de gas (10%).

La definición del cutoff (un valor límite de 0.6) para la clasificación de las áreas. Se concluye que las áreas con mayor potencial para el desarrollo de CBM son el área C, perteneciente al bloque CAT-COR-01, con puntuación total de 0.62 y el área E, perteneciente al bloque CAT-01, con puntuación total de 0.61.

De las 6 áreas evaluadas por el potencial de CBM en la cuenca del Catatumbo la C y E son las que pueden llegar a contribuir al mercado energético del país. El área C podría tener una mayor demanda de gas natural, o de energía eléctrica, debido a su cercanía con el área metropolitana de Cúcuta. Por otro lado, la zona E tendría mayor facilidad y uno menores costos para realizar la conexión a la red nacional dado que el gasoducto Sardinata – Cúcuta atraviesa gran parte de su área.

### **Recomendaciones**

Realizar un estudio económico detallado de viabilidad para el desarrollo e implementación del gas CBM de la zona del Catatumbo.

Obtener más ensayos de isotermas de adsorción, considerando que solo se contó con 7 muestras para este proyecto de grado y es el parámetro con más peso dentro de la matriz. Con esto reducir la incertidumbre en los análisis y mejorar la clasificación de las áreas.

Se recomienda no descartar las áreas que estuvieron próximas a superar el valor límite establecido. Es importante que se realicen estudios adicionales que permitan confirmar o desestimar la viabilidad de estas áreas. Esto incluye la recolección de muestras adicionales.

Realizar estudios más detallados sobre las características geológicas y técnicas para asegurar la implementación de la conexión a los gasoductos nacionales.

Aplicar la metodología del análisis jerárquico a otras cuencas o zonas carboníferas del país donde existe gran potencial para el CBM y además se cuente con la información necesaria. Se proponen las demás once zonas carboníferas de Colombia ya que cuentan con la información necesaria, compilada en el informe final de la ANH (Cuenca Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Valle Medio del Magdalena, Sinú-San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena, Cauca-Patía, Amagá, Valle Superior del Magdalena, Llanos, Amazonas).

Se recomienda que futuras investigaciones integren el análisis de estimación de reservas y proyecciones de producción, así como enfoques de disciplinas complementarias, utilizando los datos generados en este estudio como base.

### Referencias Bibliograficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). *Catatumbo* [Informe técnico]. Recuperado de: <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-1/catatumbo/>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). *Cuenca Catatumbo: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos* [Informe técnico].
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2013). *Caracterización geológica y geoquímica de las doce zonas carboníferas de Colombia con base en información existente y con adquisición de nuevos datos geoquímicos de los carbones colombianos para el diseño de áreas de exploración de CBM en Colombia.* [Informe técnico]
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2024). *Datos y estadística de producción* [Informe técnico].
- Arthur D. Little. (2010). *Análisis de tecnología y estrategia de promoción para desarrollos de Gas Metano Asociado al Carbón (CBM) en Colombia: Fase I: Caracterización de Cuencas de CBM en Colombia.*
- ASTM D388-23. (2023). *Standard Classification of Coals by Rank.*
- Ayers Jr, W.B., Kaiser, W.A. (Eds.), (1994). *Coalbed Methane in the Upper Cretaceous Fruitland Formation, San Juan Basin, Colorado and New Mexic.* [Libro].
- Barker, C. 1996. A field and laboratory procedure to desorb coal bed gases from drill core and cuttings.
- Barrera, R., Pérez, J., & Salazar, C. (2014). *Carbones colombianos: Clasificación y caracterización termoquímica para aplicaciones energéticas* [Libro].
- Bartók, P. (1993). *Prebreakup geology of the Gulf of Mexico-Caribbean: Its relation to Triassic and Jurassic rift systems of the region.*
- Carbotecnia. (2023). *¿Cuál es la diferencia entre absorción y adsorción?* [Artículo en

línea]. Recuperado de <https://www.carbotecnia.info/aprendizaje/tratamiento-de-agua/diferencia-entre-absorcion-y-adsorcion/>

Davis, A., Spackman, W. & Given, P. (1976). *The Influence of the Properties of Coal on their conversion into Clean Fuels*.

De Bedout Ordóñez, J. D. (2013). *CBM (Coal Bed Methane) gas asociado a mantos de carbón y secuestro de CO<sub>2</sub> enhanced-CBM* [Presentación de diapositivas].

Díaz, A. (2022). *Relieve monoclinal y relieve plegado*. Biogeografía.net. <https://www.biogeografia.net/fotografia29.html>

FasterCapital. (n.d.). *Tipos de kerógeno y sus propiedades* [Artículo en línea]. Recuperado de <https://fastercapital.com/es/tema/tipos-de-kerogen-y-sus-propiedades.html#:~:text=El%20ker%C3%B3geno%20tipo%20I%20es,de%20petr%C3%B3leo%20como%20de%20gas.>

Flores, R. M., & Moore, T. A. (2014). *Coal and coalbed gas: Future directions and opportunities* [Libro].

Foro Nuclear. (2020). *¿Qué es el carbón y qué usos tiene?* [Artículo en línea]. Recuperado de: <https://surl.gd/iknxzq>

Garzón W. (2014). *Recursos de CBM en Colombia, estimación del potencial*. [Presentación técnica].

Gentzis T. (2009). *Stability analysis of a horizontal coalbed methane well in the Rocky Mountain Front Ranges of Southeast British Columbia*.

Grillo, J. (2023). *Yacimientos no convencionales en Colombia: Análisis sobre la extracción de gas en mantos de carbón en la cuenca Cesar-Ranchería* [Informe técnico].

Harpalani, S., Chen, G., (1995). *Influence of gas production induced volumetric strain on permeability of coal. Geotechnical and Geological Engineering*. [Libro].

- Herrera, B., Angarita, L., Sanchez, C., Royero, J., & Nigrinis, R. (1980). *Geología y recursos carboníferos de las áreas de Zulia y Salazar (Norte de Santander)*. [informe técnico].
- Krevelen, D. (1981). *Coal: Typology, chemistry, physics, constitution* [Libro].
- Lea Jr., J. F., & Rowlan, L. (2019). *Gas well deliquification* (3.<sup>a</sup> ed.) [Libro].
- Lijó, J., & Sotomayor, J. (n.d.). *Origen geoquímico del gas natural: Gases combustibles e inertes* [Libro].
- Luna, L., Rodriguez, E., Sánchez, C., Renzoni, G., Hernández, E., Maldonado, J., Alba, C., & Sanabria, A. (2004). *El Carbón Colombiano; recursos, reservas y calidad*.
- Macellari, C. (1988). *Cretaceous paleogeography and depositional cycles of western South America*.
- Maricic, Nikola, Mohaghegh, Shahab D., & Emre Artun. (2008). *A Parametric Study of on the Benefits of Drilling Horizontal and Multilateral Wells in Coalbed Methane Reservoirs, SPE 96018*. [Artículo científico].
- Mariño Martínez, J. E., Mojica Amaya, L., Granados Cely, D. P., Ángel Botero, A., Acuña Mejía, C., & Castro Rodríguez, A. (2015). *Gas asociado al carbón (CBM o GMAC): geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia.* [Libro].
- McKee, C.R., Bumb, A.C., Koenig, R.A., (1988). *Stress-dependent permeability and porosity of coal and other geologic formations. Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation*. [Libro].
- Mojica, L., & Mariño, J. (2013). *Estado de la exploración y posibilidades de gas asociado al carbón (GAC) en Boyacá (Colombia)* [Artículo científico].
- Mondragón, J. (2002). *Proyecto de Evaluación Regional de la Cuenca del Catatumbo*.

- Monroy, W., Rincón, M., Ibañez, R., & Duarte, C. 2010. *El carbón y su potencialidad en la generación de gas metano. Proyecto sub 09-24. Ingeominas, Bogotá.*
- Muriel, W., González, J., & Romero, J. C. (2008). *Modelamiento dinámico del proceso de gas-turbina de combustión en una planta de ciclo combinado* [Artículo científico].
- Navarro, J., & Alaminos, A., (2008). *Cretaceous and Tertiary petroleum systems in the Catatumbo Basin (Colombia). IX simposio Bolivariano de exploración petrolera en cuencas Subandinas.*
- Nicholson, B. (2014). *Establishing a predictable environment for coal bed methane development: The U.S. experience* [Presentación técnica].
- Notestein, F., Hubman, C., & Bowler, J. (1944). *Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America.*
- Ochoa, R., & Vargas, G., (2011). *Análisis y sensibilidad de parámetros de caracterización de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón mediante simulación numérica.* [Trabajo de grado].
- Paredes, J., Romero, L., De Bedout, J., & Bernal, C. (2019). *Los Cuervos formation's proximate analysis and coal's organic petrography in the Chucarima sector (Chitagá, Norte de Santander), Colombia* [Artículo científico].
- Parnaud, F., Gou, Y., Pascual, J., Capello, M. A.; Truskowski, Y., Passalacqua, H & Roure, F. (1995) *Stratigraphic Synthesis of Western Venezuela.*
- Petrografía del carbón. (2022). *Introducción a macerales* [Artículo en línea]. Recuperado de: <https://petrografiicarbon.es/macerales/intro-macerales/>
- Pindell J., Roger H. & Dewey J., (1998). *Cenozoic Palinspatic Reconstruction, Paleogeographic Evolution and Hydrocarbon Setting of the Northern Margin of South America P.*

- Progasur - Promotora de Gases del Sur (2019). *Gasoducto Sardinata–Cúcuta* [Página web]. Recuperado de: <https://www.progasur.com.co/saridnata-cucuta/>
- Promigas. (2020). *Transporte de gas por redes* [Página web]. Recuperado de: <https://www.promigas.com/informeSector2020/Paginas/Transporte-gasCol.aspx>
- Puentes, A. (2024). *El presidente de Ecopetrol reconoce el déficit de gas de Colombia* [Noticia en línea]. Recuperado de: <https://elpais.com/america-colombia/2024-09-27/el-presidente-de-ecopetrol-reconoce-el-deficit-de-gas-de-colombia.html>
- Repsol. (2024). *Turbina de gas* [Artículo en línea]. Recuperado de: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/que-es-una-turbina-de-gas/index.cshtml>
- Rice, D., Law, B., Clayton, J. (1993). Coalbed, an undeveloped resource. En: Howell D., editions.
- Riese, W.C., Perlman, W.L., Snyder, G.T., (2005). *New insights on the hydrocarbon system of the Fruitland Formation coal beds, northern San Juan Basin, Colorado and New Mexico, USA*. [Libro].
- Romero, J. (1999). *Geología de superficie del sector carbonífero San Pedro, Formación Los Cuervos, municipio de Cúcuta (departamento de Norte de Santander)*.
- Saghafi, A., Day, S.J., Fry, R., Quintanar, A., Roberts, D., Williams, D.J., & Carras, J.N., (2005). *Development of an Improved Methodology for Estimation of Fugitive Seam Gas Emissions from Open Cut Mining*. [Reporte final].
- Saulsberry, J., Schafer P., & Schraufnagel, R. (1996). *A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering*.
- Schopf, J. 1960. *Field Description and Sampling of Coal Beds*. Geological Survey

*Bulletin 111-B.*

- Scott, A.R., Kaiser, W.R., (1996). *Factors affecting gas-content distribution in coalbeds*. [Libro].
- Scott, A.R., Kaiser, W.R., Ayers Jr, W.B., (1994). *Thermogenic and secondary biogenic gases, San Juan Basin, Colorado and New Mexico—implications for coalbed gas producibility*. [Libro].
- Seidle, J. (2011). *Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering*. [Libro]
- Thakur, P., Schatzel, S. J., & Aminian, K. (Eds.). (2014). *Coal bed methane: From prospect to pipeline*. [Libro].
- The SLB Energy Glossary. (n.d.). *Coal beds methane* [Pagina web]. Recuperado de <https://glossary.slb.com/es/terms/c/cbm>
- Tianshou, M., Jinhua L., Jianhong, F., & Bisheng, W., (2022). *Drilling and completion technologies of coalbed methane exploitation: an overview*. [Artículo científico].
- Tissot, B. (1984). *Recent Advances in Petroleum Geochemistry Applied to Hydrocarbon Exploration*.
- Tissot, B., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. [Libro]
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2006). *Abastecimiento energético en Colombia: Los resultados del contrato 15173505* [Informe técnico].
- USEPA, (2008). *Identifying Opportunities for Methane Recovery at U.S. Coal Mines: Profiles of Selected Gassy Underground Mine 2002-2006*. [Informe]
- Zapatero, M. A., Martínez Orío, R., & Suárez Díaz, I. (2004). *Tomo I: Estado del arte de la exploración, evaluación y producción de metano en capa de carbón (CBM)* [Libro].
- Zappa F. (2009). *Geología, Geofísica y Geoquímica de la Cuenca Catatumbo*. [Trabajo]

de Grado].