

FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL ALMACENAMIENTO DEL DIÓXIDO DE CARBONO  
(CO<sub>2</sub>) EN LA FORMACIÓN LA LUNA DE LA CUENCA DEL VMM

PAUL ANDRÉS MENDOZA VECINO

FABIÁN ALBERTO VESGA ESPARZA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA

2020

FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL ALMACENAMIENTO DEL DIÓXIDO DE CARBONO  
(CO<sub>2</sub>) EN LA FORMACIÓN LA LUNA DE LA CUENCA DEL VMM

PAUL ANDRÉS MENDOZA VECINO  
FABIÁN ALBERTO VESGA ESPARZA

Trabajo de grado para optar el título de  
Ingeniero de petróleos

Director

OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

PhD. Ingeniería de petróleos

Codirector

JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA

Ingeniero de Petróleos. M.Sc.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2020

## DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso por ser quien ha estado conmigo en todo momento, entregándome las fuerzas necesarias para luchar día tras día y romper todos los obstáculos que se me presentan, y llevar siempre en mi mente este versículo” Con Dios está la sabiduría y el poder; suyo es el consejo y la inteligencia” Job 12:13.*

*A mis padres Paul Mendoza y Olga Lucia, porque nunca tendré suficiente tiempo para retribuirles todas sus enseñanzas, paciencia y amor incondicional, gracias a su esfuerzo me han permitido llegar a cumplir un sueño más y por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y de que Dios siempre está conmigo.*

*A mi hermana Paula Milena por su cariño y apoyo incondicional, por siempre estar presente en esta etapa de mi vida y ser mi motivación a seguir.*

*A mis abuelos maternos Orfelina y mi ángel desde el cielo Luis por inspirarme a lograr esta meta y por acogerme en Bucaramanga para la culminación de mis estudios.*

*A mi compañero de tesis Fabian por acompañarme en este proceso de investigación y poder lograr esta nueva etapa para nuestra vida profesional.*

*Finalmente, a todas las personas que estuvieron ahí en este trascurso de mi etapa universitaria dando esas fuerzas para nunca rendirme y enseñarme que la bondad y el amor de Dios no tiene fin.*

**Paul Andrés Mendoza Vecino**

## **DEDICATORIA**

*A Dios por permitirme la vida, por acompañarme, darme fortaleza y la sabiduría necesaria para superar toda adversidad.*

*A mis padres Mireya y Alberto, que me han orientado durante toda mi vida, por su amor, comprensión, por guiarme y brindarme ese apoyo incondicional siempre.*

*A todos mis familiares por darme ese empuje para salir adelante y contribuir para mi crecimiento como persona y profesional.*

*A mi compañero y amigo Paul, por esa paciencia y dedicación, ya que gracias a eso pudimos culminar esta meta y subir un escalón más.*

*A mis amigos y compañeros que me encontré durante esta linda etapa, por acompañarme durante estos años de triunfos, tropiezos y sobre todo aprendizajes.*

**Fabian Alberto Vesga Esparza**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresamos nuestros agradecimientos a:

Primeramente, a Dios por guiarnos en este camino, superando todos los obstáculos y poder cumplir una meta más.

A la PhD Olga Patricia Ortiz Cancino, por la confianza depositada en nosotros y por su orientación, tiempo, conocimiento para llevar a cabo el desarrollo de este trabajo.

Al M.Sc Jorge Andrés SÁCHICA Ávila, por haber compartido sus conocimientos, consejos y la ayuda para la culminación exitosa de este trabajo a lo largo de nuestra preparación.

A todos nuestros amigos y compañeros de la universidad, con los cuales aprendimos y compartimos grandes experiencias a lo largo de nuestra preparación profesional, por sus consejos y por habernos brindado el apoyo necesario para cumplir esta meta.

A la Universidad Industrial de Santander por ser el centro de nuestros estudios profesionales y brindarnos educación de calidad, especialmente a todos los docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos que, con su sabiduría, conocimiento y apoyo, nos motivaron a ser grandes personas y profesionales.

A todas las personas que nos han apoyado y ha hecho que el trabajo se realice con éxito en especial a aquellos que nos abrieron las puertas y compartieron sus experiencias.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	16
1. OBJETIVOS.....	18
1.1. OBJETIVO GENERAL .....	18
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
2. MARCO REFERENCIAL.....	19
2.1. MARCO TEÓRICO .....	19
2.1.1.Valle Medio del Magdalena .....	19
2.1.2.Formación la Luna .....	20
2.1.3.Gases Efecto Invernadero .....	21
2.1.4.Dióxido de Carbono.....	21
2.1.5.Captura y almacenamiento de CO <sub>2</sub> (CAC) .....	22
2.1.6.Yacimientos de Roca Generadora.....	26
2.1.7.Inyección CO <sub>2</sub> .....	26
2.2. ANTECEDENTES.....	27
3. CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES FORMACIONES SHALE DE LOS ESTADOS UNIDOS LAS CUALES HAN IMPLEMENTADO PROYECTOS EOR-CO <sub>2</sub> .....	31
3.1. BAKKEN .....	31
3.1.1.Características Geológicas .....	31
3.1.2.Características Geoquímicas .....	33
3.1.3.Características Petrofísicas .....	36
3.1.4.Características Geomecánicas .....	37
3.2. EAGLE FORD.....	38
3.2.1.Características Geológicas .....	39
3.2.2.Características Geoquímicas .....	42
3.2.3.Características Petrofísicas .....	44
3.2.4.Características Geomecánicas .....	46
3.3. WOLFCAMP .....	47
3.3.1.Características Geológicas .....	47
3.3.2.Características Geoquímicas .....	51
3.3.3.Características Petrofísicas .....	53
3.3.4.Características Geomecánicas .....	54

4. CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN LA LUNA .....	57
4.1. INTRODUCCIÓN .....	57
4.2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS .....	57
4.3. CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS.....	60
4.4. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS .....	63
5. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LAS PRINCIPALES FORMACIONES DE ESTADOS UNIDOS Y LA FORMACIÓN LA LUNA.....	65
5.1. INTRODUCCIÓN .....	65
5.2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS .....	65
5.3. CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS.....	69
5.4. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS .....	71
5.5. CARACTERÍSTICAS GEOMECÁNICAS .....	73
5.6. CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS .....	75
5.7. CONSIDERACIONES GEOQUÍMICAS .....	77
5.8. CONSIDERACIONES PETROFÍSICAS.....	78
5.9. CONSIDERACIONES GEOMECÁNICAS.....	79
6. REPORTE DE EMISIONES DE GEI EN COLOMBIA.....	80
6.1 INVENTARIO DE EMISIONES DE GEI .....	80
7. ESTIMACION DE LAS CANTIDADES DE ALMACENAMIENTO .....	87
7.1. INTRODUCCIÓN .....	87
7.2. COMPARACIÓN ALMACENAMIENTO EN SHALE VS ALMACENAMIENTO EN FUENTES COMUNES .....	87
7.2.1. Almacenamiento geológico en fuentes comunes.....	87
7.2.2. Almacenamiento geológico en Shale.....	92
7.3. MÉTODO VOLUMÉTRICO DE AMBROSE .....	93
7.3.1. Método para el Cálculo del Almacenamiento de Gas en Shale .....	102
7.4. CÁLCULO DEL ALMACENAMIENTO TOTAL DE CO <sub>2</sub> EN LA FORMACIÓN LA LUNA .....	105
7.5. CASO DE ESTUDIO EN LA FORMACIÓN WOLFCAMP .....	111
8. TECNOLOGÍAS Y EQUIPOS EXISTENTES PARA EL ALMACENAMIENTO DE CO <sub>2</sub> .....	113
8.1. INTRODUCCIÓN .....	113
8.2. EQUIPOS DE SUPERFICIE .....	114

8.2.1.Etapa de Deshidratación.....	115
8.2.2.Sistema de Compresión.....	116
8.2.3.Equipos de Transporte.....	116
8.2.4.Cabezal de Pozo.....	120
8.3. MONITOREO Y VERIFICACIÓN.....	121
8.4. COSTOS PARA TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE CO <sub>2</sub> .....	124
9. CONCLUSIONES.....	130
10. RECOMENDACIONES.....	131
BIBLIOGRAFÍA.....	132

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización Cuenca Valle Medio del Magdalena.....	19
Figura 2. Roca Generadora (Shale plays) Formación la Luna VMM.....	20
Figura 3. Procesos de Captura de Dióxido de Carbono.....	24
Figura 4. Objetivo de los proyectos de captura de CO <sub>2</sub> para horizontes de 2030 y 2050.....	24
Figura 5. Infraestructura para el manejo de CO <sub>2</sub> en los Estados Unidos.....	25
Figura 6. Esquema inyección CO <sub>2</sub> .....	27
Figura 7. Mapa de Espesores de Bakken.....	33
Figura 8. Mapa del Carbono Orgánico Total de Bakken.....	34
Figura 9. Madurez Térmica de Bakken.....	35
Figura 10. Diagrama de Van Krevelen de Bakken.....	36
Figura 11. Mapa geográfico de Eagle Ford.....	38
Figura 12. Mapa de Profundidades de Eagle Ford.....	41
Figura 13. Mapa de Espesores de Eagle Ford.....	42
Figura 14. Madurez Térmica de Eagle Ford.....	43
Figura 15. Diagrama de Van Krevelen de Eagle Ford.....	44
Figura 16. TOC vs Densidad.....	45
Figura 17. Diagrama Ternario de los Minerales de Eagle Ford.....	46
Figura 18. Mapa de Profundidades de Wolfcamp.....	50
Figura 19. Mapa de Espesores de Wolfcamp.....	51
Figura 20. Madurez Térmica de Wolfcamp.....	52
Figura 21. Diagrama de Van Krevelen de Wolfcamp.....	53
Figura 22. Módulo de Young vs TOC.....	55
Figura 23. Módulo de Young vs Relación de Poisson.....	56
Figura 24. Columna Estratigráfica de La Luna.....	58
Figura 25. Carbono Orgánico Total en la Formación La Luna.....	61
Figura 26. Mapa de la Reflectancia de La Luna.....	62
Figura 27. Diagrama de Van Krevelen de La Luna.....	63

Figura 28. Minerología Formaciones. ....	66
Figura 29. Rango de Profundidad de las Formaciones. ....	68
Figura 30. Rango de Espesores de las Formaciones. ....	68
Figura 31. Extensión de las Formaciones. ....	69
Figura 32. Rango de TOC de las Formaciones. ....	70
Figura 33. Rango de Madurez Térmica en las Formaciones. ....	71
Figura 34. Gradientes de Presión de las Formaciones. ....	71
Figura 35. Rango de la Densidad de las Formaciones. ....	72
Figura 36. Porosidad de las Formaciones. ....	72
Figura 37. Rango de Permeabilidades de las Formaciones. ....	73
Figura 38. Promedio Mineralógico de las Formaciones. ....	74
Figura 39. Rango del Módulo de Young de las Formaciones. ....	74
Figura 40. Rango de la Relación de Poisson de las Formaciones. ....	75
Figura 41. Complejo Industrial de Barrancabermeja. ....	84
Figura 42. Emisiones Totales de Colombia. ....	85
Figura 43. Isotermas del Metano con y sin la Corrección de Gibbs. ....	98
Figura 44. Imagen 2-D FIB / SEM de la Porosidad y el Kerógeno dentro de shale. ....	99
Figura 45. Segmentación 3-D FIB / SEM de la Red de Kerógeno en Shale. ....	100
Figura 46. Segmentación 3-D FIB / SEM de la Porosidad y la Red de Kerógeno en Shale. ....	101
Figura 47. Superposición de Red 3-D de Porosidad y Kerógeno en Imagen 2-D. ....	101
Figura 48. Nuevo Modelo Petrofísico con los Componentes Volumétricos de la Matriz de Gas-Shale. ....	102
Figura 49. Comparación de la Antigua y Nueva Metodología para Predecir el Gas Almacenado en Shale. ....	103
Figura 50. Isoterma de Langmuir Rango Bajo. ....	109
Figura 51. Isoterma de Langmuir Rango Alto. ....	110
Figura 52. Capacidad Total de Almacenamiento del Gas Rango Alto. ....	110
Figura 53. Capacidad Total de Almacenamiento del Gas Rango Bajo. ....	111
Figura 54. Capacidad Total de Almacenamiento de CO <sub>2</sub> en el Caso de Estudio - Wolfcamp. ....	112

Figura 55. Diagrama de Fases de CO <sub>2</sub> .....	113
Figura 56. Variación del Volumen de CO <sub>2</sub> con la Profundidad.....	114
Figura 57. Esquema Base de las Facilidades de Superficie Requeridas para un Proceso de Inyección de CO <sub>2</sub> .....	115
Figura 58. Booster Compresor.....	116
Figura 59. Gasoductos de CO <sub>2</sub> .....	117
Figura 60. Configuración en Superficie Pozo Inyector de CO <sub>2</sub> . ....	120
Figura 61. Prueba de Campo Inyección de CO <sub>2</sub> , Middle Bakken.....	121
Figura 62. Costos de Transporte de CO <sub>2</sub> vs Distancia .....	124
Figura 63. Costos de Transporte vs Flujo Másico.....	126
Figura 64. Costo Total Invertido para Tubería Onshore.....	127
Figura 65. Costos de Transporte para Tuberías Onshore vs Diámetro. ....	127
Figura 66. Costos bases para los proyectos de CO <sub>2</sub> .....	128

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Mineralogía de Bakken. ....	32
Tabla 2. Mineralogía de Eagle Ford.....	40
Tabla 3. Mineralogía Wolfcamp .....	49
Tabla 4. Características geomecánicas Wolfcamp .....	55
Tabla 5. Mineralogía de La Luna. ....	59
Tabla 6. Mineralogía de las Formaciones Estudiadas. ....	65
Tabla 7. Comparación Litológica de las Formaciones. ....	66
Tabla 8. Periodos Geológicos de las Formaciones.....	67
Tabla 9. Comparación del Tipo de Kerógeno de las Formaciones. ....	70
Tabla 10. Emisiones de CO <sub>2</sub> de la Cuenca del VMM.....	83
Tabla 11. Emisiones de GEI (Minas y Energías, Manufactureras).....	85
Tabla 12. Emisiones de CO <sub>2</sub> en la Cuenca del VMM (IDEAM). ....	86
Tabla 13. Parámetros Requeridos para el Cálculo de Almacenamiento.....	106
Tabla 14. Límite Elástico Mínimo Especificado y Precio de los Tubos de Acero al Carbón con Diferentes Especificaciones. ....	118
Tabla 15. Técnicas directas e indirectas para monitorear yacimientos de almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	123
Tabla 16. Costos de Transporte de CO <sub>2</sub> .....	125

## NOMENCLATURA

$G_{st}$	Gas Almacenado	scf/ton
$G_f$	Gas libre	scf/ton
$G_a$	Gas adsorbido	scf/ton
$B_g$	Factor Volumétrico del Gas en Formación	Vol. Yto/Vol. Sup
$B_o$	Factor Volumétrico del Aceite en Formación	Vol. Yto/Vol. Sup
$B_w$	Factor Volumétrico del Agua en Formación	Vol. Yto/Vol. Sup.
$G'_a$	Capacidad de Almacenamiento Isoterma Gibbs	scf/ton
$G_{sL}$	Capacidad de Almacenamiento de Langmuir	scf/ton
$G_{so}$	Capacidad Almacenamiento Gas Disuelto en Aceite	scf/ton
$G_{sw}$	Capacidad Almacenamiento Gas Disuelto en Agua	scf/ton
$M$	Peso Molecular del CO <sub>2</sub>	lbm/lb-mol
$P$	Presión	Psia
$P_L$	Presión de Langmuir	Psia
$S$	Saturación del gas	Adimensional
$S_o$	Saturación del Aceite	Adimensional
$S_w$	Saturación del Agua	Adimensional
$T$	Temperatura de la Formación La Luna	°F
$\rho_b$	Densidad de roca	g/cm <sup>3</sup>
$\emptyset$	Porosidad total	Adimensional
$R_{so}$	Relación Gas en Solución-Aceite	scf/STB
$\rho$	Densidad de la fase sorbida (CO <sub>2</sub> )	g/cm <sup>3</sup>
$R_s$	Relación Gas en Solución	scf/STB
$V_{v1}$	Volumen Vacío Paso 1	ft <sup>3</sup>
$V_{v0}$	Volumen Vacío Inicial	ft <sup>3</sup>
$Z$	Factor de Compresibilidad del Gas	Adimensional
$R$	Constante Universal de los Gases	10,73 psi*ft <sup>3</sup> /lb-mol R
$n$	Número de moles	lb-mol
$\varphi_a$	Fracción de porosidad de la fase sorbida	Adimensional

## RESUMEN

**TITULO:** FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL ALMACENAMIENTO DEL DIÓXIDO DE CARBONO (CO<sub>2</sub>) EN LA FORMACIÓN LA LUNA DE LA CUENCA DEL VMM\*

**AUTORES:** PAUL ANDRES MENDOZA VECINO, FABIAN ALBERTO VESGA ESPARZA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Almacenamiento de CO<sub>2</sub>, Formación La Luna, (VMM) Valle Medio del Magdalena.

### DESCRIPCIÓN:

El CO<sub>2</sub> es el principal gas contribuyente del efecto invernadero debido a su gran cantidad de emisión. Empresas han tomado iniciativas para reducir o mitigar la emisión de este gas, dentro de los cuales una alternativa es el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas.

Para contribuir en el aspecto técnico e ingenieril del desarrollo de operaciones para reducir las emisiones en nuestro país, se realiza un estudio de analogías entre las principales formaciones shale de EEUU donde se han realizado proyectos de este tipo obteniendo resultados optimistas y la formación Shale La Luna, con el fin de analizar el posible uso del almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Como segundo enfoque se presenta la cuantificación de las emisiones generadas de CO<sub>2</sub> en la cuenca del Valle Medio del Magdalena con el fin de tener un panorama de las fuentes factibles para almacenar. Posteriormente se implementa el método volumétrico de Ambrose, debido a que este cuenta con una corrección por el volumen ocupado por el gas adsorbido en la fase libre. Para el desarrollo de este cálculo se hace necesario la presión de inyección que depende del gradiente y la profundidad de la zona, igualmente del uso de propiedades de adsorción ( $G_{sL}$ ,  $P_L$ ), ya que no se cuenta con valores experimentales en la formación estudiada por lo cual se implementa la formación análoga Wolfcamp, en base a lo anterior se obtuvo un rango de almacenamiento que genera optimismo por la cantidad de CO<sub>2</sub> que se puede llegar a mitigar. Por último, se presentan los equipos requeridos en las facilidades de superficie y transporte de un proyecto de inyección y el monitoreo, como también se presentan los costos que se pueden llegar a obtener en USD/tCO<sub>2</sub> dependiendo de variables como la distancia, diámetro de tubería entre otras.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Aspirantes al Título de Ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD Olga Patricia Ortiz Cancino, Ingeniera de Petróleos. Codirector: M.Sc Jorge Andrés SÁCHICA Ávila, Ingeniero de Petróleos.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL FEASIBILITY OF CARBON DIOXIDE (CO<sub>2</sub>) STORAGE IN LA LUNA FORMATION OF THE VMM BASIN\*

**AUTHORS:** PAUL ANDRES MENDOZA VECINO, FABIAN ALBERTO VESGA ESPARZA\*\*

**KEYWORDS:** CO<sub>2</sub> storage, La Luna formation, Middle Magdalena Valley (MMV)

### DESCRIPTION:

CO<sub>2</sub> is the main contributor to the greenhouse effect due to its large amount of emission. Companies have taken initiatives to reduce or mitigate the emission of this gas, among which an alternative is the storage of CO<sub>2</sub> in geological formations.

To contribute to the technical and engineering aspect of the development of operations to reduce emissions in our country, a study of analogies is carried out between the main shale formations in the United States where projects of this type have been carried out obtaining optimistic results and the shale La Luna in order to analyze the possible use of CO<sub>2</sub> storage. As a second approach, the quantification of the CO<sub>2</sub> emissions generated in the Middle Magdalena Valley basin is presented in order to have an overview of the feasible sources for storage. Subsequently, the Ambrose volumetric method is implemented, because it has a correction for the volume occupied by the gas adsorbed in the free phase. For the development of this calculation, the injection pressure that depends on the gradient and depth of the zone is necessary, as well as the use of adsorption properties ( $G_{sL}$ ,  $P_L$ ), since there are no experimental values in the formation studied by which is implemented the Wolfcamp analog training, based on the above, a storage range was obtained that generates optimism for the amount of CO<sub>2</sub> that can be mitigated. Finally, the equipment required in the surface and transportation facilities of an injection project and monitoring are presented, as well as the costs that can be obtained in USD/tCO<sub>2</sub> depending on variables such as distance, pipe diameter. among other.

---

\* Graduation Project

\*\* Oil Engineers Candidates of the Industrial University of Santander. Physicochemical Engineering Faculty. Oil Engineering School. Director: PhD Olga Patricia Ortiz Cancino. Codirector: M.Sc Jorge Andrés Sáchica Avila.

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años ha aumentado la emisión de GEI, como resultado aumentando la emisión de CO<sub>2</sub>, debido a las actividades de las industrias cementeras, de hidrocarburos, entre otras. Por otra parte, también ha aumentado el interés por el desarrollo de proyectos en yacimientos no convencionales, esto ocurre con ayuda de factores como el aumento para suplir la demanda energética, al agotamiento de los recursos de los yacimientos convencionales, también la buena comprensión del desarrollo de pozos horizontales, como la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico. Es por esto que en el presente proyecto se determinara el potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la formación La Luna localizada en el Valle Medio del Magdalena por medio de datos de adsorción, como método de ayuda para la disminución de este gas a la atmósfera. Por esta razón, es indispensable conocer las propiedades de este shale.

Este trabajo está orientado a la recopilación y organización de información de la formación La Luna, como de un análisis comparativo con shales norteamericanos donde se ha aplicado esta técnica, con el fin de proveer mejor información sobre el tema para el lector, como para servir como base para estudios posteriores.

En el primer capítulo se presenta información sobre las propiedades geológicas, petrofísicas, geoquímicas y geomecánicas de la formación La Luna y las formaciones Bakken, Eagle Ford, Wolfcamp; esto para permitir realizar una analogía y observar las similitudes que existen entre ellas.

En el capítulo dos se recopila inventarios de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) provenientes de la industria de petróleo, cementeras entre otras, enfocadas a la cuenca del Valle medio del Magdalena. Determinando el escenario de CO<sub>2</sub> presente en dichas emisiones.

Posteriormente en el capítulo tres se muestra la aplicación de un método expuesto para estimar el potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la formación La Luna, esto con ayuda de la información de las propiedades petrofísicas y de adsorción de esta.

Por último, se presentan los equipos generales necesarios para el transporte e inyección de CO<sub>2</sub>, el material necesario de tubería, como también las variables de los costos dependientes a la hora de la realización de un proyecto de este tipo.

El trabajo desarrollado representa un aporte significativo y una base para futuras investigaciones en base al proceso de almacenamiento geológico en formaciones shale en Colombia, considerando además el poco avance del país en estos temas.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Realizar un estudio de factibilidad técnica del almacenamiento del dióxido de carbono en la formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena como herramienta para la reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero.

### **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Revisar información de literatura de formaciones con características similares a la formación la Luna en los cuales se ha probado esta técnica.
- Establecer dos escenarios de disponibilidad de dióxido de carbono (uno alto y otro bajo) con base en la información disponible de los reportes oficiales publicados por las autoridades competentes.
- Determinar el potencial de dióxido de carbono que la formación la Luna podría almacenar con base en los estudios realizados en formaciones análogas.
- Para cada escenario identificar los equipos necesarios y las tecnologías existentes usadas para el almacenamiento de dióxido de carbono aplicables en la formación La Luna ubicada en el Valle Medio del Magdalena.

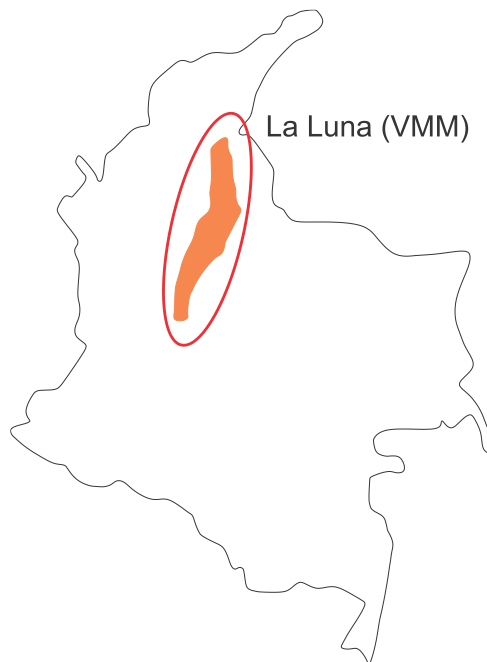
## 2. MARCO REFERENCIAL

### 2.1. MARCO TEÓRICO

#### 2.1.1. Valle Medio del Magdalena

“La cuenca del Valle Medio del Magdalena está localizada geomorfológicamente a lo largo de la porción central del valle cursado por el río Magdalena, entre las cordilleras Oriental y Central de Los Andes colombianos, cubriendo un área de 32000 km<sup>2</sup>. Comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia, entre otros”<sup>1</sup> (Figura 1).

**Figura 1. Localización Cuenca Valle Medio del Magdalena.**



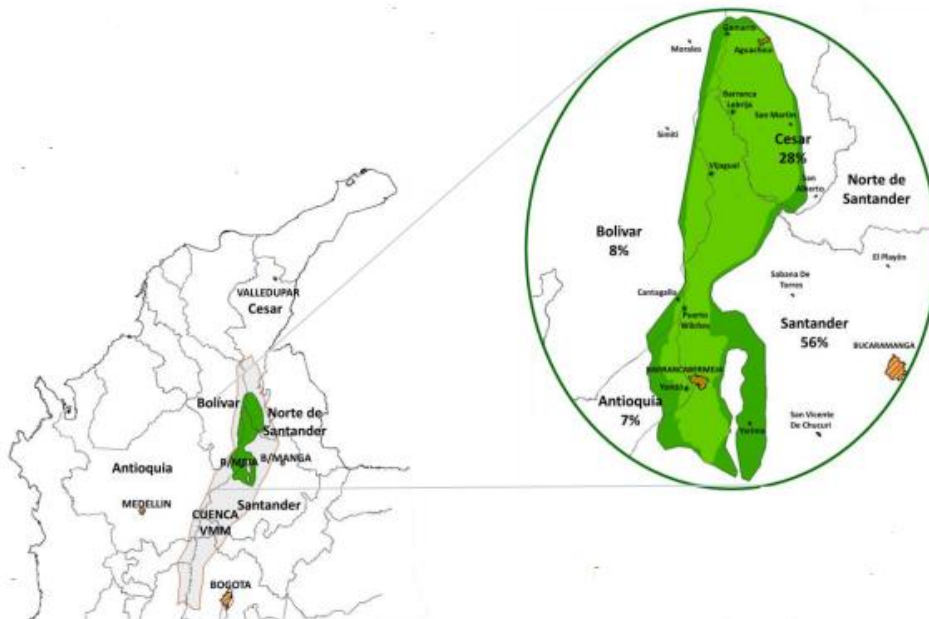
---

<sup>1</sup> ANH-Cuenca Valle Medio Del Magdalena; Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos; diciembre, 2012. p.41. Disponible en: [shorturl.at/euDV](http://shorturl.at/euDV)

### 2.1.2. Formación la Luna

La Formación La Luna aflora principalmente en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Figura 2) hacia el oriente del departamento de Santander, donde ocupa un área de 34000 km<sup>2</sup> limitada al oriente por el sistema de Falla La Salina. Sigue una secuencia de lutitas negras con gran cantidad de materia orgánica, intercaladas con estratos calcáreos delgados, presenta un espesor total de hasta 575 m y se ha dividido en tres miembros (Salada, Pujamana y Galembó). Estratigráficamente en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, la formación se encuentra infrayacida por la Formación Simití y suprayacida por la Formación Umir.<sup>2</sup>

**Figura 2. Roca Generadora (Shale plays) Formación la Luna VMM.**



**Fuente:** Perspectiva de Gas a partir del Fracking en Colombia: Estado Actual, Ecopetrol S.A. 2017.

<sup>2</sup> UNAL Medellín; Compositional characterization and storage capacity of shale samples from La Luna and Conejo Formations (Middle Magdalena basin and the Eastern Cordillera): Implications for evaluation of cretaceous shale gas in Colombia; Pacheco P, Molina A, 2014.

### **2.1.3. Gases Efecto Invernadero**

Los gases invernadero son aquellos que contribuyen, en mayor o menor medida, al aumento del efecto invernadero<sup>3</sup>

Las emisiones de Gases Efecto Invernadero (conocidos GEI), son generadas principalmente en actividades de agricultura, generación de residuos, y generación de energía; en esta última, la producción de hidrocarburos juega un papel muy importante. El 10% de las emisiones de gases efecto invernadero son originadas por las industrias de minas y energía ver Figura 42.

A nivel mundial los principales Gases de Efecto Invernadero emitidos son: El CO<sub>2</sub> con una participación del 74%, el CH<sub>4</sub> con 24% y el N<sub>2</sub>O con el restante 2% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la categoría de energía.

El dióxido de carbono se produce por diversos procesos, uno de estos son las fuentes antropogénicas, donde los combustibles fósiles que se consumen a nivel mundial en las plantas eléctricas son la principal fuente, luego le siguen el sector de transporte y el industrial. El gas de combustión en los procesos de calentamiento y en las calderas de vapor es el responsable de la mayor cantidad de CO<sub>2</sub> emitido por las refinerías. Los gases de combustión presentan un contenido de CO<sub>2</sub> en volumen de 12-15% y un 85-87% de N<sub>2</sub> principalmente<sup>4</sup>.

### **2.1.4. Dióxido de Carbono**

Es un gas anhídrico carbónico cuyas moléculas están compuestas por un átomo de carbono y dos átomos de oxígeno unidos mediante enlaces dobles covalentes. Es un gas incoloro, sumamente importante para el planeta, para la vida y se encuentra en diversos compuestos orgánicos, como los hidrocarburos. Es el principal gas de efecto invernadero antropogénico que afecta al equilibrio de

---

<sup>3</sup> OCEANA, Gases Efecto Invernadero [En Línea]. 2019

<sup>4</sup> RIVERA J, Evaluación de la inyección de gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja como método de recobro en el campo llanito, 2006

radiación del planeta, lo cual provoca cambios climáticos que trae efectos nocivos para los seres vivos<sup>5</sup>. En condiciones atmosféricas normales, el CO<sub>2</sub> es un gas muy estable y termodinámicamente más pesado que el aire. Para temperaturas superiores a 31,1°C y presiones superiores a 7,38 MPa (punto crítico), el CO<sub>2</sub> está en un estado supercrítico. En estas condiciones de presión y temperatura, el CO<sub>2</sub> se comporta todavía como un gas, pero tiene una densidad líquida, debido a que ha superado las condiciones críticas y no se encuentra en equilibrio.

### 2.1.5. Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CAC)

La captura y el almacenamiento de CO<sub>2</sub> es un proceso que consiste en la separación del dióxido de carbono de las fuentes de emisión gas efecto invernadero, como plantas de generación de energía antes de que pueda emitirse a la atmósfera, para posteriormente transportarlo y luego almacenarlo en formaciones geológicas para su confinamiento.

El proceso de captura y almacenamiento se subdivide en tres etapas:

1. **Captura:** En este proceso se captura el CO<sub>2</sub> de diversas fuentes de emisión de GEI. Existen varios criterios para seleccionar el tipo de captura, aunque no es el objetivo de este estudio, se menciona de forma general las tecnologías disponibles para la separación del CO<sub>2</sub> derivado de los combustibles fósiles (Figura 3 y 4):
  - Sistema de Post combustión: Se basa en la separación del CO<sub>2</sub> de los humos generados en los procesos de combustión (ej. Centrales Térmicas). Generalmente se realiza aguas arriba del sistema de captura ya que algunas impurezas como pueden ser los óxidos de nitrógeno, óxidos de sulfuro, ácidos etc. pueden afectar el diseño.

---

<sup>5</sup> Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Autor: Maria Estela Raffino. Argentina. Disponible en [Shorturl.at/ek](http://Shorturl.at/ek)

- Sistemas de Pre combustión: En esta etapa el combustible es transformado en gas de síntesis (Compuesto por H<sub>2</sub> y CO) mediante un Gasificador, posteriormente se hace reaccionar el CO con vapor de agua para producir hidrogeno y dióxido de carbono, del cual el CO<sub>2</sub> se puede separar por un proceso de absorción”.<sup>6</sup>
- Sistemas de Oxidación: consisten en quemar el combustible con oxígeno puro en vez de aire, de los cuales se obtendrá como producto vapor de agua y CO<sub>2</sub>, finalmente estos componentes se pueden separar mediante enfriamiento y la compresión del gas. Sin embargo, al requerir separar el oxígeno del aire para implementar este sistema se hace complicado”.<sup>7</sup>

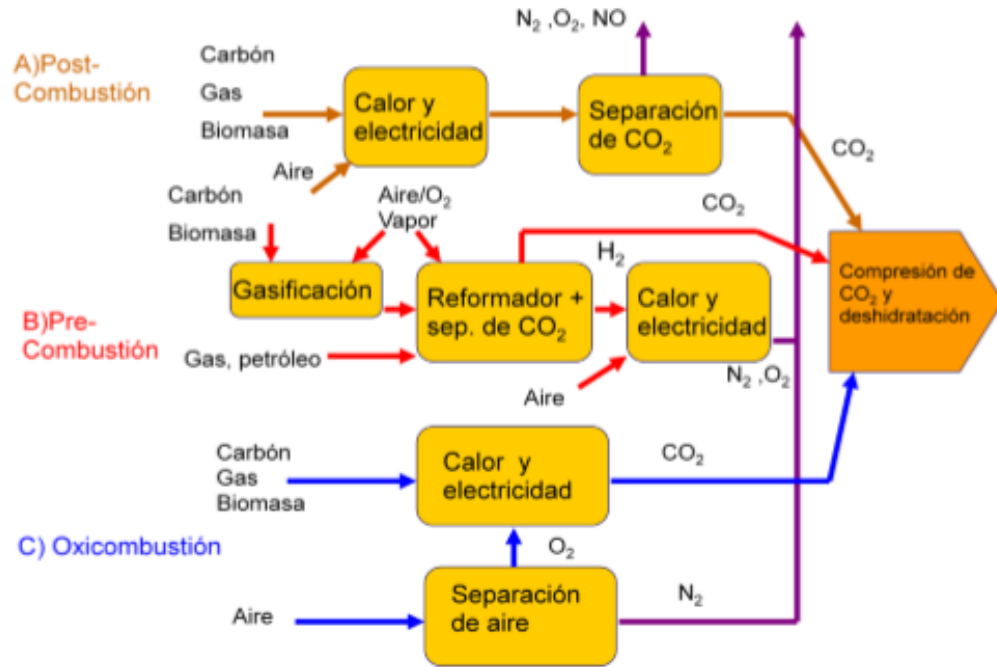
Estos procesos a su vez involucran el uso de diferentes tecnologías para separar el dióxido de carbono de las corrientes de gas como lo son la separación por medio de membranas, la separación criogénica, la absorción física y absorción química.

---

<sup>6</sup> Ibíd. p. 6

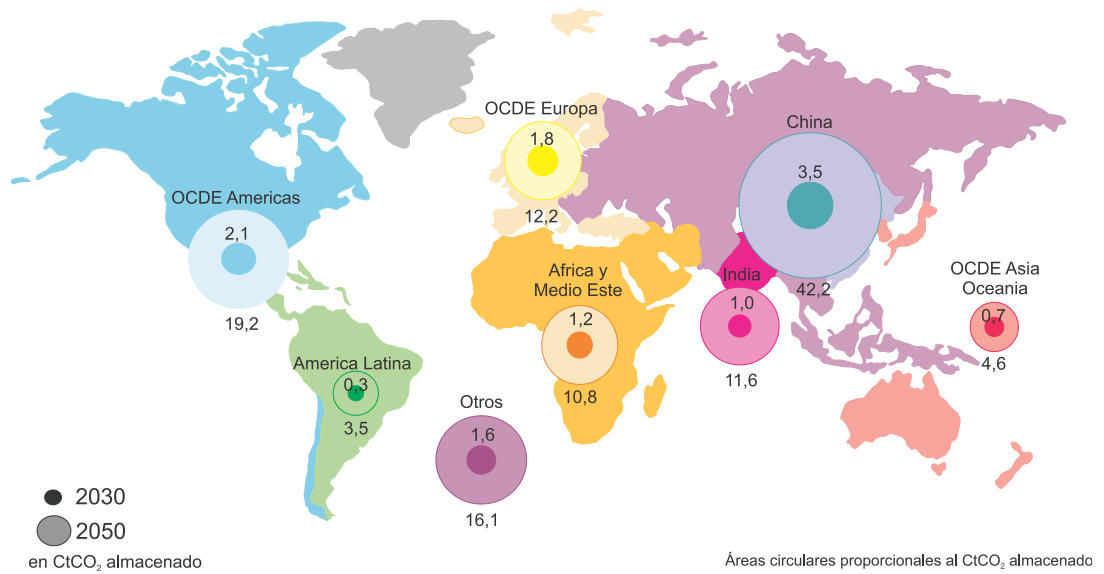
<sup>7</sup> Ibíd. p. 6

**Figura 3. Procesos de Captura de Dióxido de Carbono.**



**Fuente:** MARTINEZ, Víctor, NAVA, Thomas. Estado del arte del secuestro geológico de CO<sub>2</sub> y aplicaciones. Trabajo de grado para optar título en Ingeniería en Petróleo Natural. México. Universidad Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2008.

**Figura 4. Objetivo de los proyectos de captura de CO<sub>2</sub> para horizontes de 2030 y 2050**



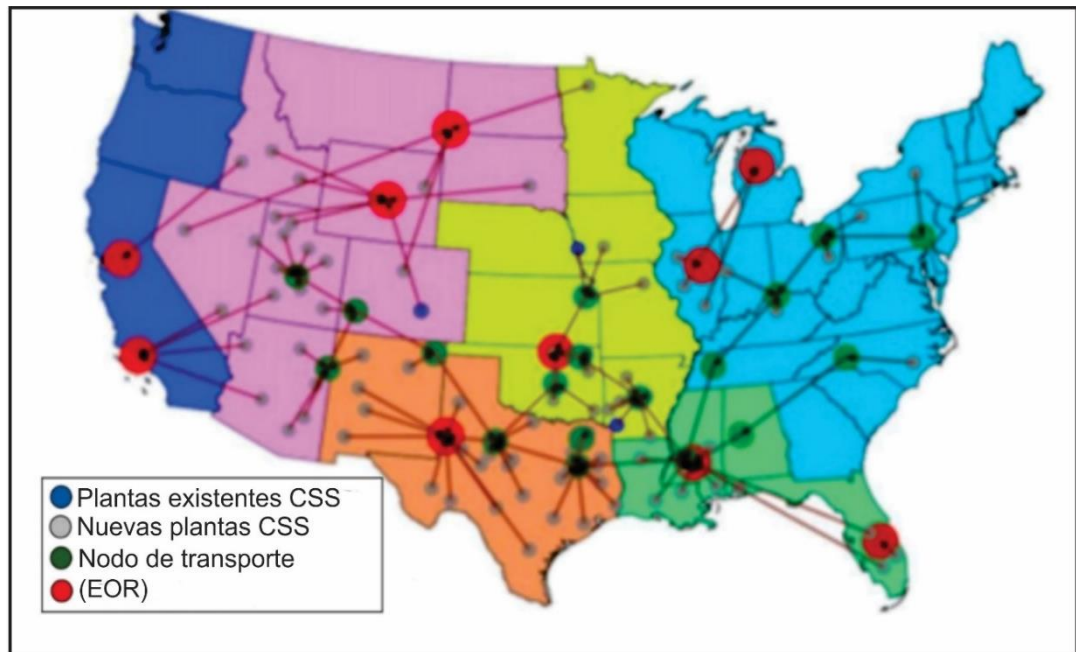
**Fuente:** EIA, 2018.

2. **Transporte:** Transportar el CO<sub>2</sub> desde el lugar de captura hacia el lugar donde será almacenado, lo cual antes que pase por un proceso de deshidratación, con el fin de eliminar el contenido de agua para reducir al mínimo el problema generado por la corrosión, para eso se debe establecer especificaciones mínimas de calidad en los ductos. Los tipos de transporte se dividen en ductos(gasoductos) y carrotanques.

Por lo general para este proceso el CO<sub>2</sub> gaseoso es comprimido por encima de su punto crítico con el fin de aumentar la densidad del CO<sub>2</sub> y que pueda llegar al lugar de almacenamiento con la energía necesaria facilitando el transporte.

A continuación, en la Figura 5 se presenta un ejemplo de la infraestructura de CO<sub>2</sub> en Estados Unidos.

**Figura 5. Infraestructura para el manejo de CO<sub>2</sub> en los Estados Unidos**



Fuente: IFP-EIA, 2018.

3. **Almacenamiento:** Almacenar el CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas aptas como son: Yacimientos agotados de petróleo y gas, acuíferos salinos, capas de carbón

y el empleo potencial para proyectos EOR en yacimientos de roca generadora (Shale). El uso de este método EOR es una alternativa con viabilidad económica, implementando el uso de CO<sub>2</sub> que cuenta con dos propiedades que lo diferencian, “una es la capacidad de adsorción, para estudios en EEUU se ha evidenciado que supera el 80% y la otra es la facilidad por entrar a espacios reducidos, en los cuales se ha comprobado que el CO<sub>2</sub> puede ocupar casi 40% más espacios pequeños (nano poros) que el CH<sub>4</sub>”<sup>8</sup>.

#### **2.1.6. Yacimientos de Roca Generadora**

Estos yacimientos son comunes por sus propiedades de baja permeabilidad y porosidad. El petróleo que se genera en la roca madre se encuentra a unas condiciones geológicas que generan que no tenga la capacidad de moverse por lo cual queda atrapado en micro gotas en los poros de la roca madre evitando que ocurra una migración. Debido a esto la roca madre en los yacimientos no convencionales tiene un comportamiento de roca generadora-roca almacén-roca sello.

#### **2.1.7. Inyección CO<sub>2</sub>**

Los proyectos de CO<sub>2</sub> para EOR se vienen implementando desde el principio del desarrollo de los hidrocarburos, esta ha sido una herramienta usada en muchos países, especialmente en EEUU (6900 toneladas diarias de CO<sub>2</sub>). Desde los momentos iniciales de la producción de petróleo la recuperación es baja, entre un 5% y un 40% (25% de media) del petróleo presente en el yacimiento. La recuperación “secundaria” por inyección de agua (waterflooding) es el mecanismo de aumento de recobro más utilizado debido a la facilidad de implementación y a

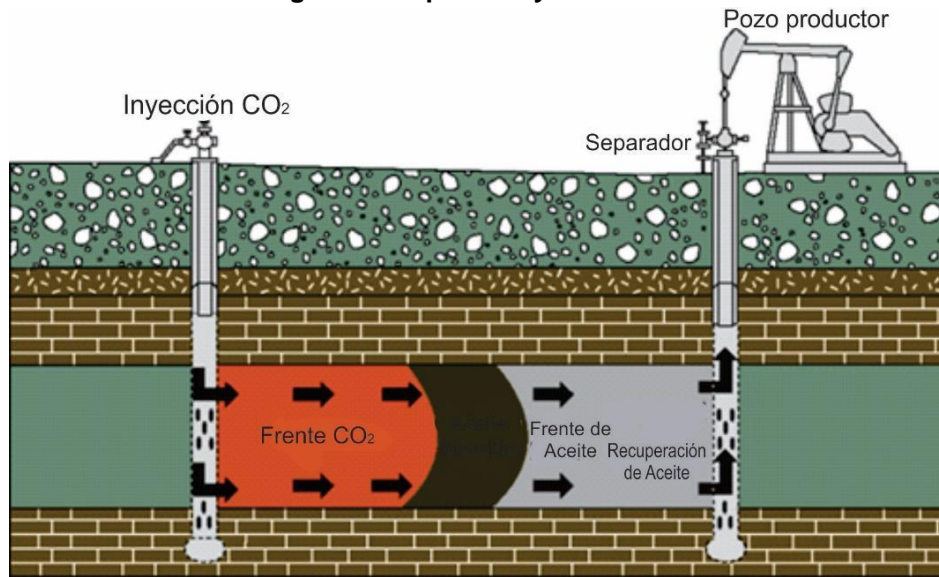
---

<sup>8</sup> ACIPET- Desarrollo de los hidrocarburos en roca generadora, una oportunidad para el primer proyecto de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a gran escala. SÁCHICA J, Piedrahita, J Rivera. 2019; TEC-139. p.17

los costos que este representa, sin embargo, no es el más eficiente. Como proceso “terciario” puede inyectarse CO<sub>2</sub><sup>9</sup>.

El CO<sub>2</sub> mejorará la movilidad del crudo al momento de que este alcance la miscibilidad, que es función de la presión de inyección, principalmente. Dentro de cierto rango de presión el CO<sub>2</sub> es miscible con petróleo al primer contacto, dependiendo del tipo de petróleo, dando lugar al proceso de EOR con CO<sub>2</sub> miscible como se muestra en la Figura 6, en el que se reduce la viscosidad del crudo al tiempo que se mantiene o incrementa la presión del yacimiento<sup>10</sup>.

**Figura 6. Esquema inyección CO<sub>2</sub>.**



**Fuente:** CONAMA Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>: Criterios de selección; 2010; modificada por Autores.

## 2.2. ANTECEDENTES

“El calentamiento global generado por el incremento de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) es una de las más serias amenazas ambientales, sociales y

<sup>9</sup> CIEMAT- Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> Criterios de Selección de Emplazamientos; Agosto,2006; Disponible en: [shorturl.at/chij7](http://shorturl.at/chij7); p.46

<sup>10</sup> *Ibíd.* p. 47

económicas que actualmente enfrenta el planeta, por tanto, es fundamental que cada individuo, organización o país desarrolle una alternativa para el control de esta emergencia”. Por su parte, “la Unión Europea considera que, para evitar los efectos negativos que el cambio climático podría tener sobre el modo de vida actual, la temperatura media global superficial de la Tierra no debería exceder en más de 2°C a los niveles preindustriales. Este objetivo implica que la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera debería mantenerse por debajo de las 450 partes por millón en volumen (ppmv)”<sup>11</sup>.

Entre las principales alternativas para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, destaca una técnica relativamente nueva, la cual fue desarrollada por primera vez en Europa a mediados del 2005; La cual es conocida como Captura y Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>. “Según el Informe del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático de Naciones Unidas (IPCC) la Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub> contribuiría entre el 15% y el 55% al esfuerzo mundial de mitigación del cambio climático acumulativo hasta el 2100”<sup>12</sup>.

Luego de este proceso a mediados del 2015, Estados Unidos uno de los países pilares en la explotación de yacimientos no convencionales implementa esta técnica a la recuperación de hidrocarburos a partir de la inyección de CO<sub>2</sub> (EOR) el cual es capturado de fuentes de emisión aledañas y posteriormente inyectado al Shale el cual a la vez por sus condiciones físicas y químicas es gran parte adsorbido por la roca generadora permitiendo desplazar el hidrocarburo que se encontraba en esta.

Los antecedentes más relevantes sobre captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en roca generadora en los últimos años se han llevado en EEUU y son los siguientes:

---

<sup>11</sup> ACIPET. Op.cit, p.5

<sup>12</sup> IDEAM- Información técnica sobre gases de efecto invernadero y el cambio climático diciembre, 2007; Disponible en: [shorturl.at/hrB09](http://shorturl.at/hrB09)

- Bakken:

El play de “Bakken” se extiende unas 275 millas entre EEUU y Canadá (sureste-noroeste). Sin embargo, la parte de mejor madurez se encuentra en el lado de EEUU y cubre un área de aproximadamente 15000 a 20000 millas cuadradas, “en Bakken fueron desarrollados tres pilotos de inyección de CO<sub>2</sub> (A, B, C), dos de tipo huff and puff y uno con inyección continua. Un cuarto piloto fue realizado con gas rico (D); el objetivo de estos fue verificar la factibilidad técnica de la inyección de gas en un sistema de baja permeabilidad y verificar el potencial de producción de estos procesos en caso de conseguir alcanzar la inyectividad”.<sup>13</sup> En el 2017 se esperaba un rendimiento de 254 millones Bbl a 473 millones Bbl de petróleo en la realización de estos pilotos en la cuenca Bakken.

- Eagle Ford:

El play está ubicado en el sur de Texas y produce desde varias profundidades entre 4000 y 14000 pies. El EFS (Eagle Ford Shale) toma su nombre de la ciudad de Eagle Ford Texas donde el Shale aflora en la superficie en forma de arcilla. “De esta área se encuentran ubicados siete pilotos (A, B, C, D, E, F, G) de campo, desarrollados en los últimos 6 años por operadores diferentes. El gas utilizado en estos pilotos fue gas natural procesado previamente, donde se le han retirado los componentes ricos (NGLs), lo que genera que este gas sea en su composición entre 90% y 95% metano.”.<sup>14</sup>

Diferentes modelos de simulación han sido realizados para recrear los posibles resultados de las estimulaciones cíclicas con gas. Uno de los recientes estudios publicados “Huff N Puff gas injection pilot projects in the Eagle Ford”.en 2018,

---

<sup>13</sup> IPCC- Informe Cambio Climático. Rajendra K. Pachauri, Meyer L ,2014; Disponible en: [shorturl.at/suLP1](http://shorturl.at/suLP1)

<sup>14</sup> ACIPET. Op.cit, p.7

presenta interesantes resultados del comportamiento del CO<sub>2</sub> en un modelo calibrado con la información petrofísica y geomecánica de Eagle Ford. Como resultado de la simulación se concluyó que el factor de recobro podría aumentar un 9% extra asociado a la inyección con CO<sub>2</sub>.<sup>15</sup>

- Permian:

Cuenca sedimentaria en la parte suroeste de los Estados Unidos. “Esta cuenca sedimentaria se encuentra en el oeste de Texas y el sureste de Nuevo México. Se extiende desde el sur de Lubbock, pasando por Midland y Odessa, hacia el sur hasta el Río Grande en el sur oeste del centro de Texas, y se extiende hacia el oeste hasta la parte sureste de Nuevo México”.<sup>16</sup> Se llama así porque tiene uno de los depósitos más gruesos del mundo de las rocas del Pérmico.

“El piloto de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> inicio a principios del 2014. A la fecha han sido publicados los resultados de los análisis previos de laboratorio y de modelos de simulación. Uno de los resultados interesantes está asociado al comportamiento de cada uno de los fluidos empleados; en su orden, los resultados favorecen inicialmente al uso de CO<sub>2</sub>, posteriormente al gas rico y por último al gas seco”<sup>17</sup>.

---

<sup>15</sup> Todd Hoffman, B., “Huff N Puff gas injection pilot projects in the Eagle Ford”. SPE 189816 MS. Calgary, Canada. Mar. 2018.

<sup>16</sup> UNAM- Ordenes de magnitudes y números adimensionales en un proceso de inyección de CO<sub>2</sub> en yacimientos fracturados. HUITRON Alejandro, LIRA Daniel; 2011, Disponible en: [shorturl.at/](http://shorturl.at/)

<sup>17</sup> ACIPET. Op.cit, p.10

### **3. CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES FORMACIONES SHALE DE LOS ESTADOS UNIDOS LAS CUALES HAN IMPLEMENTADO PROYECTOS EOR-CO<sub>2</sub>.**

#### **3.1. BAKKEN**

El play de Bakken se encuentra ubicado en la Cuenca de Williston y cuenta con una extensión de 780000 km<sup>2</sup> abarcando los estados de Montana y Dakota del Norte en Estados Unidos y se extiende al norte en los estados canadienses de Manitoba y Saskatchewan. Es una formación con alto potencial de generación de petróleo.

##### **3.1.1. Características Geológicas**

###### **Litología**

Esta formación está dividida en cuatro miembros, superior e inferior (Lutitas negras ricas en materia orgánica), el central (carbonato mixto y siliciclásticos) y el miembro basal Pronghorn. Superior e inferior son pelitas orgánicamente ricas de origen silicio; el medio varía en composición en dolomitas, calizas y arcillas.

###### **Periodo Geológico**

Su formación se produjo en los periodos Devónico superior y Misisípico temprano de la era Paleozoica, tiene una antigüedad de 360 millones de años.

###### **Ambiente de Deposición**

Se depositó en un ambiente de aguas marinas someras con restricción parcial de oxígeno.

## Mineralogía

Los minerales que componen la matriz inorgánica de la formación Bakken se observan en la Tabla 1.

**Tabla 1. Mineralogía de Bakken.**

Mineral	Porcentaje en Volumen (%)
Cuarzo	42
Arcillas	40
Feldespatos	4
Pirita	3
Calcita	2
Dolomita	7
Otros	4

**Fuente:** RUIZ MARAGGI, Leopoldo Matías, Aspectos de ingeniería de reservorios en la analogía entre la formación Vaca Muerta y los principales sale gas/oil plays de Estados Unidos [en línea]. Trabajo de grado de maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. 2016. 131 p. Disponible en: <https://bit.ly/2YYHTQE> ISBN.

## Profundidad

El tope de la formación varía de los 1000 ft (305 m) en Canadá a los 10000 ft (3048 m) en las partes más profundas de Dakota del norte (Estados Unidos)<sup>18</sup>.

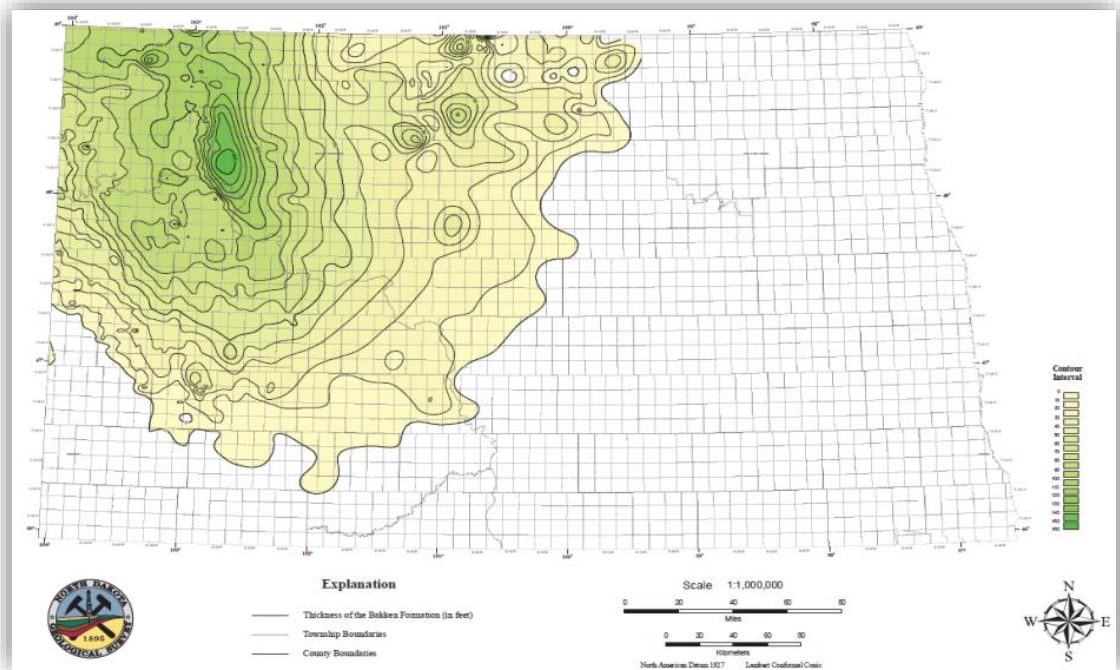
## Espesor

Oscila entre 15 ft (5 m) en los límites de la formación a 160 ft (49 m) en el depocentro. (Figura 7).

---

<sup>18</sup> LeFever, J. Structure on the Top of Bakken Formation. North Dakota Geological Survey, 2008a

**Figura 7. Mapa de Espesores de Bakken.**



**Fuente:** RUIZ MARAGGI, Leopoldo Matías, Aspectos de ingeniería de reservorios en la analogía entre la formación Vaca Muerta y los principales sale gas/oil plays de Estados Unidos [en línea]. Trabajo de grado de maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. 2016. 113 p. Disponible en: <https://bit.ly/2YYHTQE> ISBN.

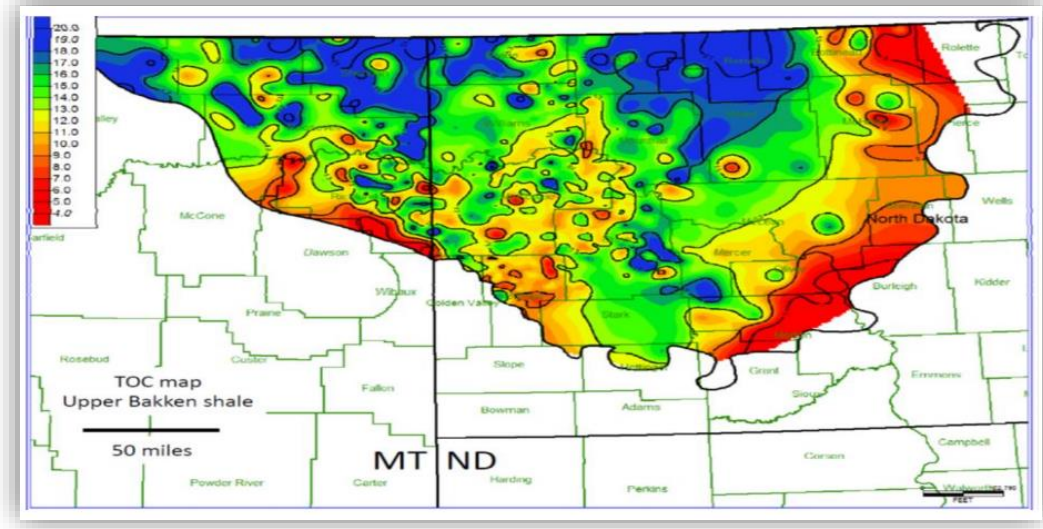
### 3.1.2. Características Geoquímicas

#### Contenido de Materia Orgánica (TOC)

El miembro superior cuenta con un contenido orgánico de 11 a 40%, mientras que el miembro inferior contiene un contenido orgánico de 8-21%.<sup>19</sup> (Figura 8).

<sup>19</sup> CAMPAGNA, David J. Exploring for The Unconventional Play [diapositivas]. Nexen. Calgary, Alberta. 31 de mayo, 2015. p. 30.

**Figura 8. Mapa del Carbono Orgánico Total de Bakken.**



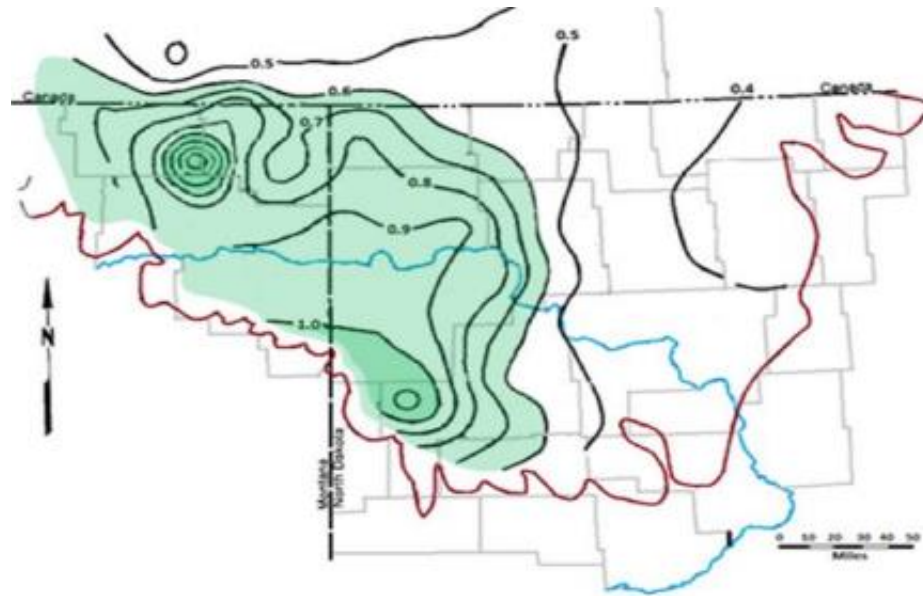
**Fuente:** RUIZ MARAGGI, Leopoldo Matías, Aspectos de ingeniería de reservorios en la analogía entre la formación Vaca Muerta y los principales sale gas/oil plays de Estados Unidos [en línea]. Trabajo de grado de maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. 2016. 113 p. Disponible en: <https://bit.ly/2YYHTQE> ISBN.

### **Madurez Térmica (Reflectancia de la Vitrinita, Ro)**

La madurez térmica de la formación oscila entre 0,30 % a 1%. A partir de esto, se puede decir que el play se encuentra dentro de la ventana de generación de petróleo<sup>20</sup>.(Figura 9).

<sup>20</sup> SILVER, B. Brockton-Froid Lineament: Not a Factor in Bakken Resource Play. 2010.

**Figura 9. Madurez Térmica de Bakken.**

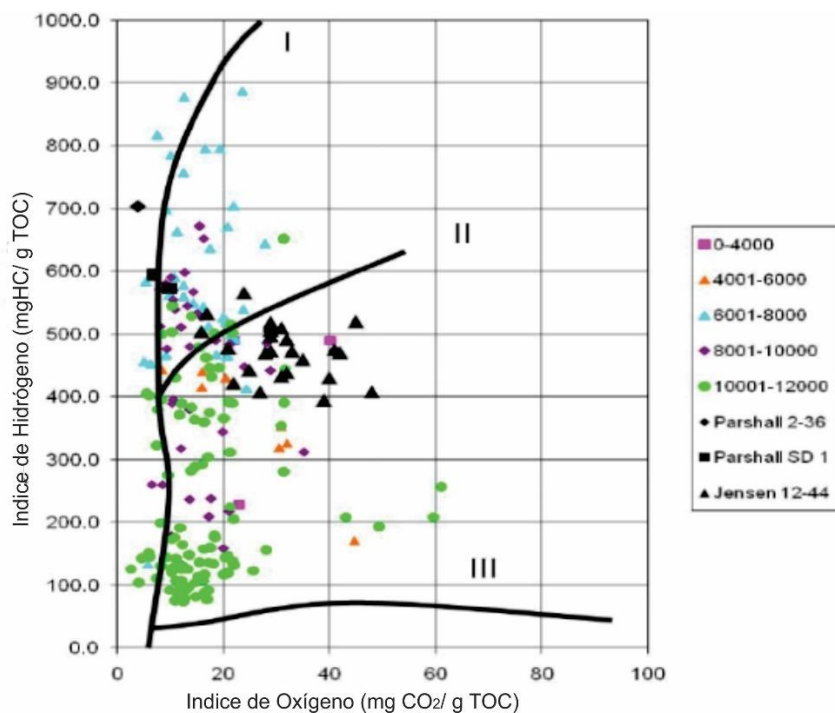


**Fuente:** RUIZ MARAGGI, Leopoldo Matías, Aspectos de ingeniería de reservorios en la analogía entre la formación Vaca Muerta y los principales sale gas/oil plays de Estados Unidos [en línea]. Trabajo de grado de maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. 2016. 113 p. Disponible en: <https://bit.ly/2YYHTQE> ISBN.

## Tipo de Kerógeno

Según un estudio realizado por Simenson a mediados del 2010 en el yacimiento de Parshall muestran un claro predominio del querógeno tipo II indicando el ambiente un ambiente de deposición marino (Figura 10).

**Figura 10. Diagrama de Van Krevelen de Bakken.**



**Fuente:** RUIZ MARAGGI, Leopoldo Matías, Aspectos de ingeniería de reservorios en la analogía entre la formación Vaca Muerta y los principales sale gas/oil plays de Estados Unidos [en línea]. Trabajo de grado de maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. 2016. 134 p. Disponible en: <https://bit.ly/2YYHTQE> ISBN.

### 3.1.3. Características Petrofísicas

#### Gradiente de Presión

Se encuentra sobrepresurizada. Los valores oscilan de 0,5 a 0,6 psi/ft y el gradiente de fractura tiene unos valores de 0,7 a 0,85 psi/ft.<sup>21</sup>

<sup>21</sup> CAMPAGNA, David J. Exploring For The Unconventional Play [diapositivas]. Nexen. Calgary, Alberta. 31 de mayo, 2015. p.30.

## **Densidad de la Formación**

La densidad de los miembros inferiores de la formación oscila entre los 2,20-2,30 g/cm<sup>3</sup>, mientras que para el miembro medio ronda los 2,50-2,70 g/cm<sup>3</sup>.

## **Porosidad**

La formación oscila entre el 5% y el 15%<sup>22</sup>

## **Permeabilidad**

Cuenta con una permeabilidad que se encuentra en valores de 20 μD a 500 μD.<sup>23</sup>

### **3.1.4. Características Geomecánicas**

#### **Módulo de Young y Relación de Poisson**

Para el miembro medio de la formación, el módulo de Young se encuentra en valores de 4,5 Mpsi y 6,5 Mpsi, y la relación de Poisson contiene valores de 0,15 a 0,25.<sup>24</sup>

#### **Laminación**

En las zonas prospectivas no se evidencia la presencia de una laminación.<sup>25</sup>

---

<sup>22</sup> Zhang, T. Sun W. Ruppel, S. Hydrocarbon Geochemistry and Pore Characterization of Bakken Formation and Implication to Oil Migration and Oil Saturation. 2013.

<sup>23</sup> CAMPAGNA, David J. Exploring For The Unconventional Play [diapositivas]. Nexen. Calgary, Alberta. 31 de mayo, 2015. 30 diapositivas.

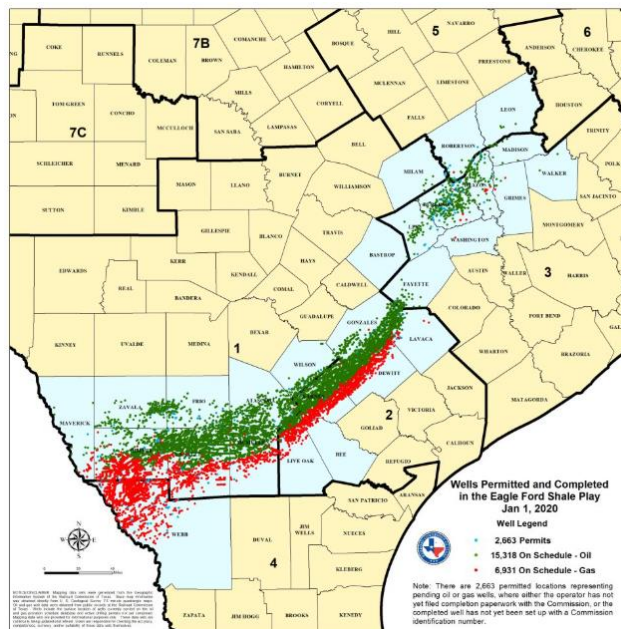
<sup>24</sup> RUIZ MARAGGI, Leopoldo Matías, Aspectos de ingeniería de reservorios en la analogía entre la formación Vaca Muerta y los principales sale gas/oil plays de Estados Unidos [en línea]. Trabajo de grado de maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. 2016. p. 134. Disponible en: <https://bit.ly/2YYHTQE> ISBN.

<sup>25</sup> Ibid. p. 135

### 3.2. EAGLE FORD

Es una formación perteneciente a la cuenca de Maverick en Texas, descubierta en el 2008. Posee una extensión de 7770 km<sup>2</sup>, se extiende desde las fronteras de Texas – México en los condados de Webb y Maverick y se extiende 644 km hacia el este de Texas como se observa en la Figura 11. En total son 26 los condados que conforman el conglomerado: Atascosa, Bastrop, Bee, Brazos, Burleson, De Witt, Dimmitt, Fayette, Frio, Gonzales, Grimes, Karnes, La Salle, Lavaca, Lee, Leon, Live Oak, Madison, Maverick, McMullen, Milam, Robertson, Walker, Webb, Wilson y Zavala. Se estima que esta formación contiene 20,81 billones de ft<sup>3</sup> de gas natural y 3351 miles de millones de barriles de petróleo<sup>26</sup>.

Figura 11. Mapa geográfico de Eagle Ford.



Fuente: [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/2AGWTJu>

<sup>26</sup> VERA, Rodrigo. Eagle Ford Shale Play: Oil-Mining Industrial Geography in Southern Texas, 2008-2015. En: SciELO [En línea]. Maaulipas, diciembre, 2017. vol. 19. nro. 45. p. 6-8. [Consultado: 10 de junio de 2020]. Disponible en: <https://bit.ly/3918VKL>

### **3.2.1. Características Geológicas**

#### **Litología**

Es una formación conformada por pelitas ricas en carbonatos, lo que hace que sea frágil y más fácil de aplicar fractura hidráulica para producir petróleo o gas. El contenido de carbonato varía ampliamente de 9% a 90%, con un promedio de 56%. Aunque también existen lutitas ricas en silicio en menor cantidad<sup>27</sup>.

#### **Periodo Geológico**

La formación Eagle Ford pertenece al periodo Cretácico Superior correspondiente a la era Cenozoica y posee una antigüedad de 100 millones de años.

#### **Ambiente de Deposición**

Se depositó en un ambiente marino con una baja energía y restricción parcial de oxígeno, alejado de la costa a unos 20 a 50 km y a 100 metros de profundidad.

#### **Mineralogía**

La Tabla 2 muestra la composición mineralógica de la matriz inorgánica que se obtuvo de 10 muestras centrales proporcionadas por Chesapeake Energy Company localizadas en 5 condados diferentes al sureste de Texas, a partir de difracción de radiación electromagnética por los cristales y los resultados se analizaron mediante el software PANalytical HighScore.

---

<sup>27</sup> HARBOR, Ryan Lee. Facies Characterization and Stratigraphic Architecture of Organic-Rich Mudrocks, Upper Cretaceous Eagle Ford Formation, South Texas. Master of Science in Geological Sciences. Austin, Texas. The University of Texas at Austin. 2011. 87 p.

**Tabla 2. Mineralogía de Eagle Ford**

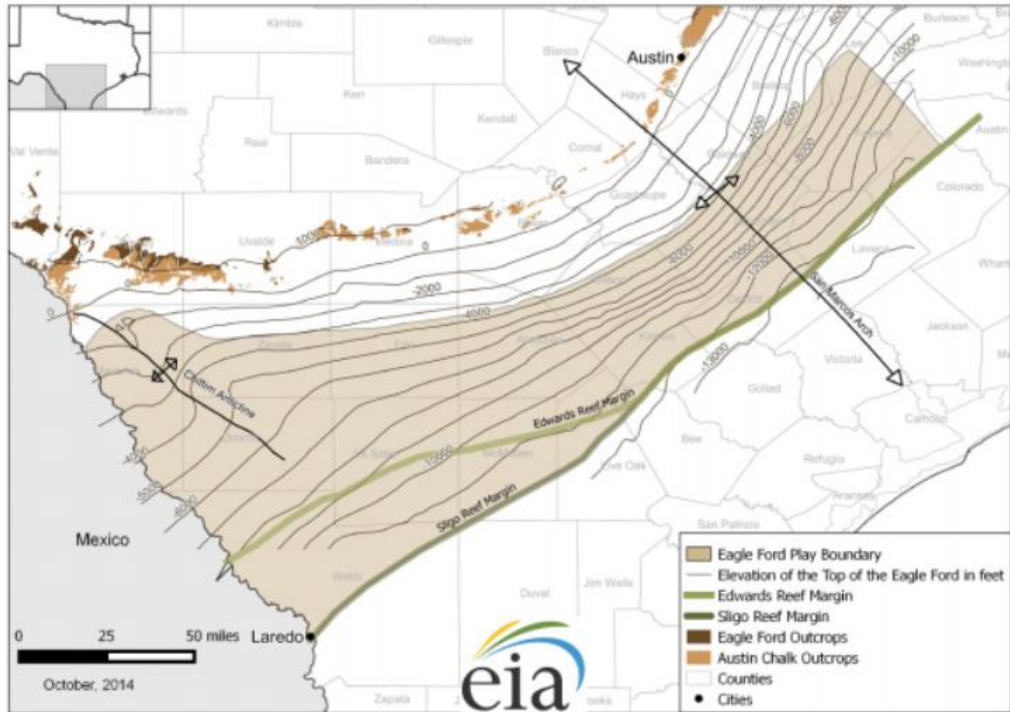
Mineral	Porcentaje en Volumen (%)
Ilita	24
Calcita	47
Dolomita	3
Cuarzo	11
Kaolinita	1
Feldespatos	10
Pirita	4

**Fuente:** RUIZ MARAGGI, Leopoldo Matías, Aspectos de ingeniería de reservorios en la analogía entre la formación Vaca Muerta y los principales sale gas/oil plays de Estados Unidos [en línea]. Trabajo de grado de maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. 2016. 111 p. Disponible en: <https://bit.ly/2YYHTQE> ISBN.

## **Profundidad**

En la Figura 12 se muestra el mapa estructural de la formación Eagle Ford con las respectivas profundidades medidas en el tope de la formación. La profundidad al igual que la madurez se incrementa del noroeste, donde se observan profundidades de 4000 ft hacia el sureste donde se pueden obtener profundidades de 13000 ft.

**Figura 12. Mapa de Profundidades de Eagle Ford.**

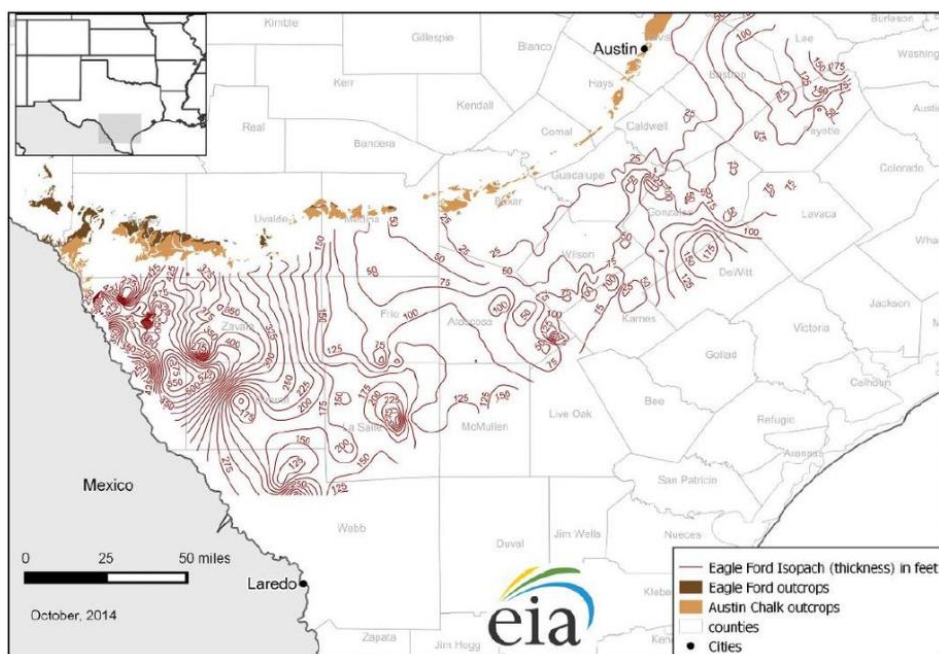


**Fuente:** EIA.GOV. [En línea]. 2015. Disponible en: <https://bit.ly/2Avd0tK>

## Espesores

Los espesores de la formación Eagle Ford varían de 15 ft a 575 ft. En la Figura 13 se muestra el mapa de espesores de la formación, que se construyó a partir de registros de pozos con la profundidad del tope y base de la formación. En él se observa que en la parte oeste los espesores son más grandes.

**Figura 13. Mapa de Espesores de Eagle Ford.**



**Fuente:** EIA.GOV. [En línea]. 2015. Disponible en: <https://bit.ly/2Avd0tK>

### **3.2.2. Características Geoquímicas**

#### **Contenido de Materia Orgánica (TOC)**

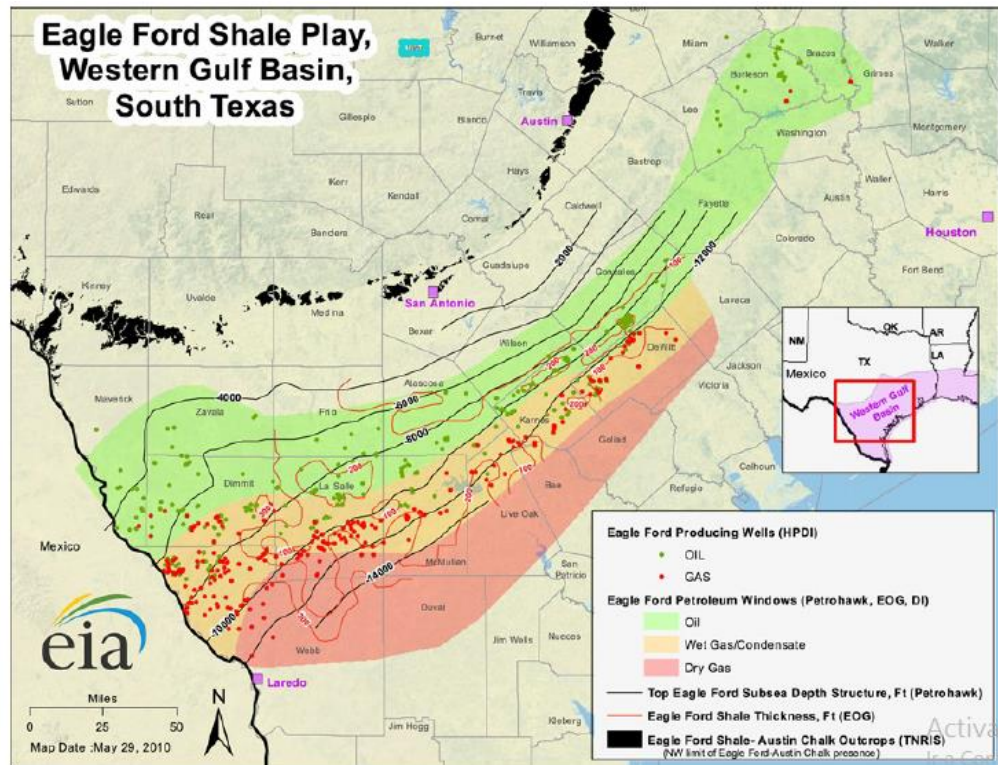
El carbono orgánico total de la formación de Eagle Ford tiene un intervalo de 0,6 %w a 6,7%w, con un promedio de 3,71%w, tomado del análisis de las 10 muestras suministradas por Chesapeake Energy Company de 5 condados distintos al sureste de Texas.

#### **Madurez térmica (Reflectancia de la Vitrinita, Ro)**

La madurez de la formación en términos de vitrinita (Ro), varía de 0,58% a 1,57%. La madurez aumenta hacia la parte sureste como se muestra en la Figura 14, debido

a que está correlacionada con la profundidad<sup>28</sup>.

Figura 14. Madurez Térmica de Eagle Ford.



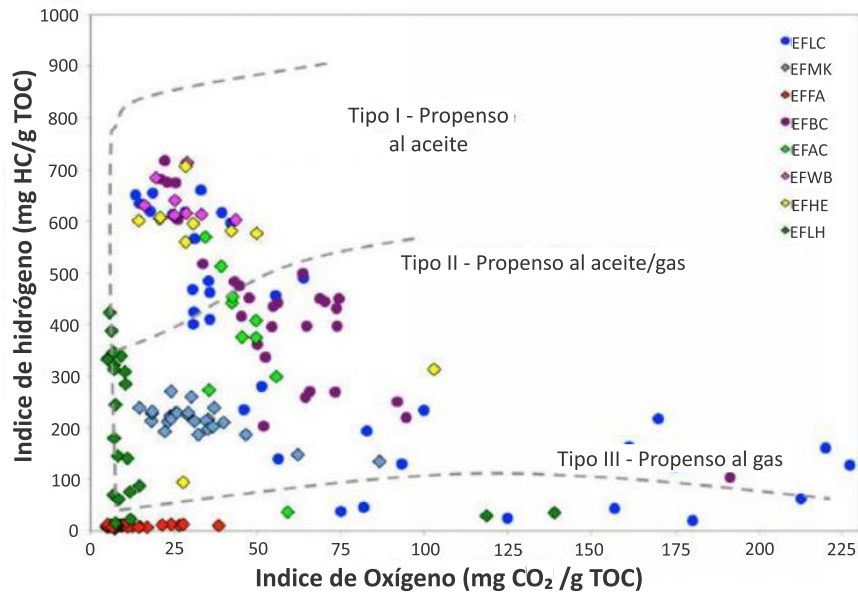
Fuente: EIA.GOV. [En línea]. 2010. 11 p. Disponible en: <https://bit.ly/38y8zuL>

## Tipo de Kerógeno

Según el diagrama de Van Krevelen mostrado en la Figura 15, el kerógeno de esta formación es de tipo sapropélico, el cual el tipo II es correspondiente al ambiente marino. También se observa contribución de Terrígenos de kerógeno tipo III.

<sup>28</sup> ELSTON, Harold W. Mineralogical and Geochemical Assessment of the Eagle Ford Shale. Bachelor of Science Degree. Ohio. The Ohio State University. 2014. p 21-24.

**Figura 15. Diagrama de Van Krevelen de Eagle Ford.**



**Fuente:** RUIZ MARAGGI, Leopoldo Matías, Aspectos de ingeniería de reservorios en la analogía entre la formación Vaca Muerta y los principales sale gas/oil plays de Estados Unidos [en línea]. Trabajo de grado de maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. 2016. 113 p. Disponible en: <https://bit.ly/2YYHTQE> ISBN.

### 3.2.3. Características Petrofísicas

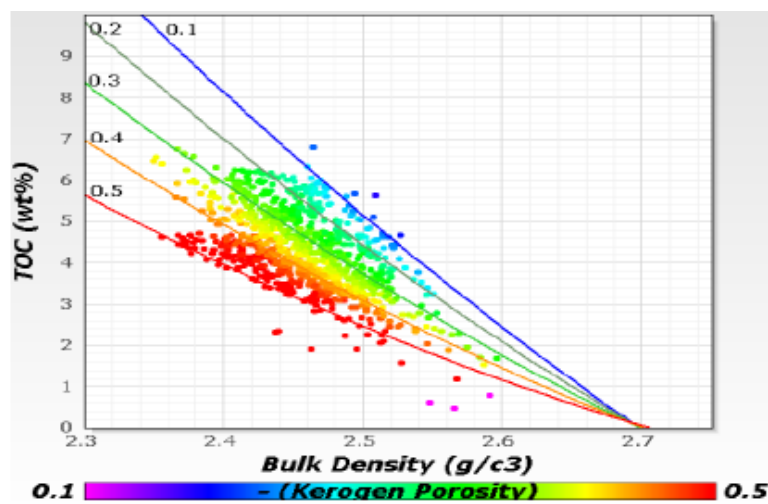
#### Gradiente de Presión

Los gradientes de presión de la formación Eagle Ford varían entre 0,4 psi/ft a 0,7 psi/ft, cuenta con un gradiente de fractura que se encuentra entre 0,88 a 1,1 psi/ft; y dependiendo de la profundidad y el gradiente de presión, la presión de la formación se encuentra entre 8000 psi a 10000 psi.

#### Densidad de la formación

La densidad de la formación Eagle Ford oscila en valores de 2,35 g/cm<sup>3</sup> hasta 2,6 g/cm<sup>3</sup>. En la Figura 16 se observa que a medida que disminuye la densidad de la formación, el contenido de carbono orgánico total (TOC) aumenta.

Figura 16. TOC vs Densidad.



**Fuente:** RUIZ MARAGGI, Leopoldo Matías, Aspectos de ingeniería de reservorios en la analogía entre la formación Vaca Muerta y los principales sale gas/oil plays de Estados Unidos [en línea]. Trabajo de grado de maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. 2016. 114 p. Disponible en: <https://bit.ly/2YYHTQE> ISBN.

## Porosidad

La porosidad de la formación Eagle Ford, tomada de núcleos varía de 3 a 15%.<sup>29</sup>

## Permeabilidad

La matriz inorgánica consta de una permeabilidad que oscila en valores de 700 nD hasta 3  $\mu$ D, con un valor promedio de 1  $\mu$ D.

---

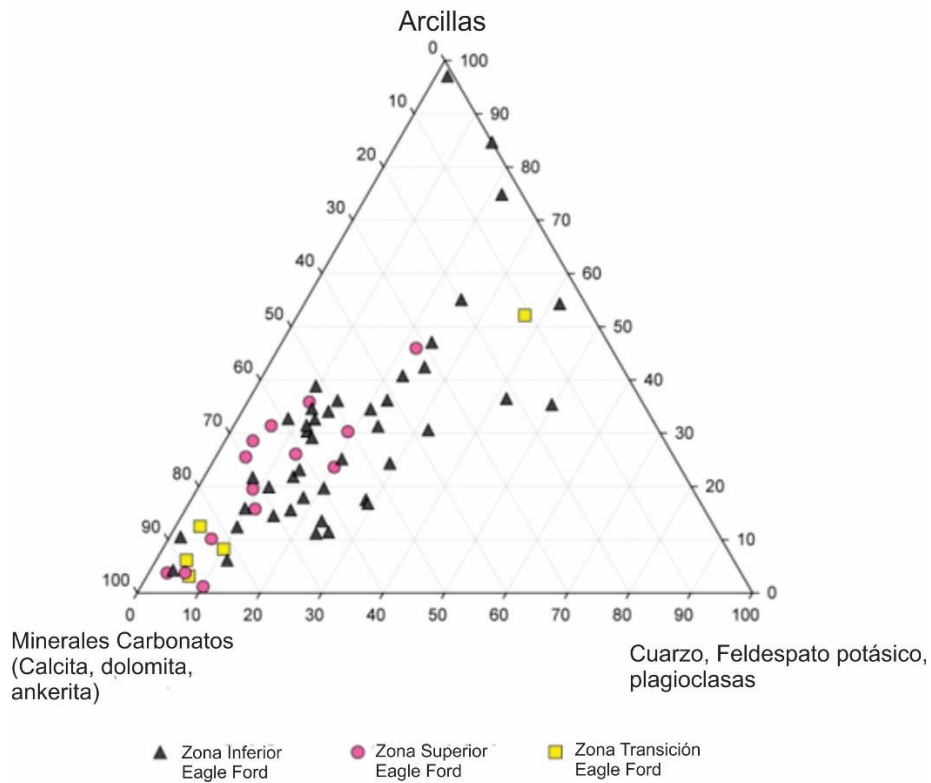
<sup>29</sup> CAMPAGNA, David J. Exploring for The Unconventional Play [diapositivas]. Nexen. Calgary, Alberta. 31 de mayo, 2015. 30 diapositivas.

### 3.2.4. Características Geomecánicas

#### Mineralogía

En el diagrama ternario de la Figura 17 muestran proporciones relativas normalizadas de minerales de arcilla, carbonato y silicio que ayudan a identificar las tendencias mineralógicas en Eagle Ford, donde se observa que el contenido de arcilla oscila entre valores de 5% a 35%.

Figura 17. Diagrama Ternario de los Minerales de Eagle Ford.



**Fuente:** RUIZ MARAGGI, Leopoldo Matías, Aspectos de ingeniería de reservorios en la analogía entre la formación Vaca Muerta y los principales sale gas/oil plays de Estados Unidos [en línea]. Trabajo de grado de maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. 2016. 114 p. Disponible en: <https://bit.ly/2YYHTQE> ISBN.

## **Módulo de Young y Relación de Poisson**

El módulo estático de Young en la formación Eagle Ford oscila en valores de 2,6 Mpsi a 7,3 Mpsi, y la relación de Poisson oscila entre valores de 0,15 hasta 0,31.

## **Laminación**

En las zonas prospectivas no se evidencia la presencia de una laminación.

## **Fracturas**

La formación Eagle Ford consta de fracturas naturales<sup>30</sup>.

### **3.3. WOLFCAMP**

#### **3.3.1. Características Geológicas**

## **Litología**

La formación Wolfcamp en mayor parte es compuesta por lutita con alto contenido orgánico e intervalos de carbonatos arcillosos cerca del borde de la cuenca Midland en Permian; Según Gaswirth en el 2017 “Wolfcamp posee cuatro intervalos, designadas de arriba a abajo como los bancos A, B, C y D”<sup>31</sup>.

---

<sup>30</sup> RUIZ MARAGGI, Leopoldo Matías, Aspectos de ingeniería de reservorios en la analogía entre la formación Vaca Muerta y los principales sale gas/oil plays de Estados Unidos [en línea]. Trabajo de grado de maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. 2016. 116 p. Disponible en: <https://bit.ly/2YYHTQE> ISBN.

<sup>31</sup> EIA.GOV. Permian Basin Wolfcamp and Bone Spring, Delaware Shale Plays [En línea]. 2020. p.8 Disponible en: <https://bit.ly/3grlHDG>

## **Periodo geológico**

Aunque su nombre proviene del Período Pérmico (hace 299 a 251 millones de años), los orígenes de la cuenca pueden remontarse a eventos tectónicos del Precámbrico que ocurrieron hace unos 1300 a 850 millones de años. La base de la formación es la parte superior del Pennsylvania.

## **Ambiente de Deposición**

La sedimentación de los granos minerales en esta cuenca fue controlada por el rápido hundimiento y las fluctuaciones del nivel del mar. El hundimiento posterior al desplazamiento influyó en la estratigrafía y permitió la acumulación y redistribución de sedimentos a lo largo de la región central de los EE.UU.<sup>32</sup>

El tamaño de grano dominante dentro de este shale variaba desde arcillas de grano fino (< 5  $\mu\text{m}$ ) hasta arcillas finas (< 75  $\mu\text{m}$ ).

## **Mineralogía**

La mineralogía de la formación Wolfcamp se compone principalmente de los minerales presentes en la Tabla 3.

---

<sup>32</sup> ISHANK Gupta, CHANDRA Rai, SONDERGELD Carl,, ROCK TYPING IN WOLFCAMP FORMATION [en línea]. SPWLA 58th Annual Logging Symposium, J. Universidad de Oklahoma. Facultad de Ingeniería. 2017. p. 3. Disponible en: <https://bit.ly/3e8qE40>

**Tabla 3. Mineralogía Wolfcamp**

Mineral	Porcentaje en Volumen (%)
Cuarzo	55
Calcita	3
Dolomita	3
Feldespatos	7
Pirita	6
Arcilla	26

**Fuente:** Ishank Gupta, Chandra Rai, Carl Sondergeld, Deepak Devegowda, ROCK TYPING IN WOLFCAMP FORMATION [en línea]. SPWLA 58th Annual Logging Symposium, J. Universidad de Oklahoma. Facultad de Ingeniería. 2017. 9 p. Disponible en: <https://bit.ly/3e8qE40>

## **Profundidad**

La formación Wolfcamp varía entre profundidades 5800 y 8000 pies (Figura 18).

## **Espesores**

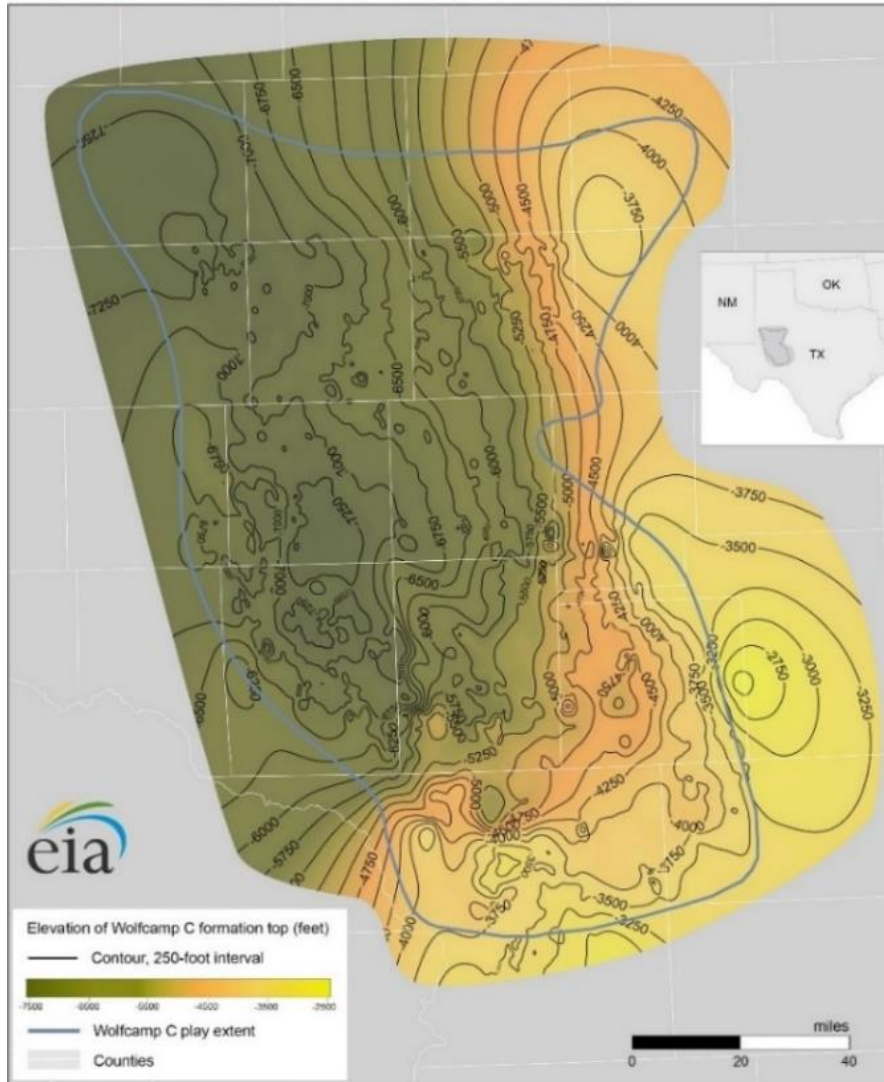
El espesor de la formación Wolfcamp en la cuenca de Midland tiene un amplio rango que se encuentra desde 400 pies a más de 1400 pies de espesor, considerando a esta una de las formaciones más extensas con mayor interés en los Estados Unidos<sup>33</sup>.

Como se puede mostrar en la Figura 19, intervalo de espesor en la zona de la formación Wolfcamp bloque C.

---

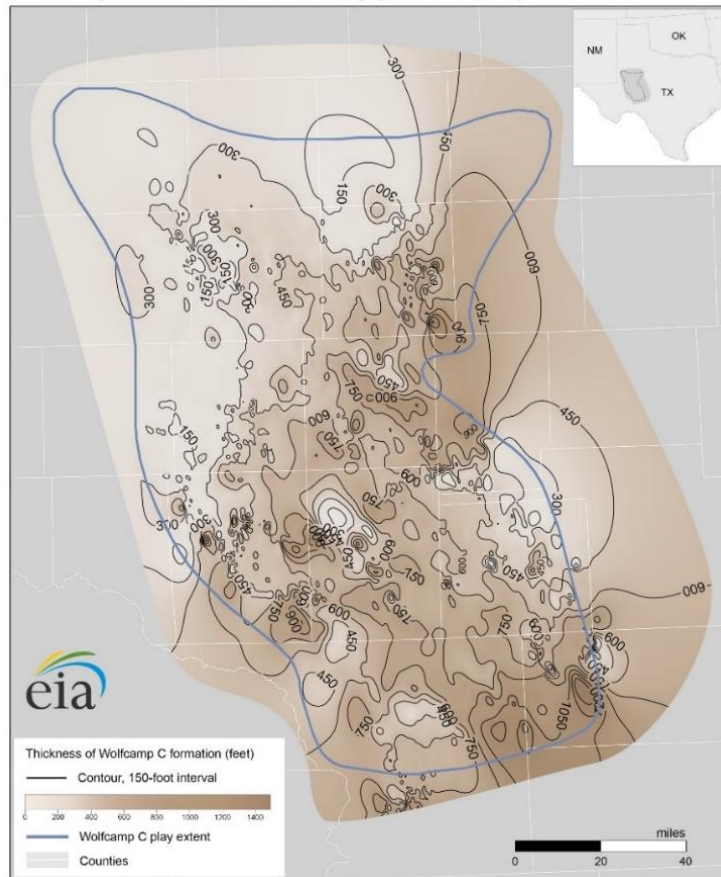
<sup>33</sup> EIA.GOV. Op. cit. p. 9

Figura 18. Mapa de Profundidades de Wolfcamp.



Fuente: EIA.GOV. [En línea]. 2015. Disponible en: <https://bit.ly/3grlHDG>

**Figura 19. Mapa de Espesores de Wolfcamp.**



Fuente: EIA.GOV. [En línea]. 2015. Disponible en: <https://bit.ly/31N6xFG>

### **3.3.2. Características Geoquímicas**

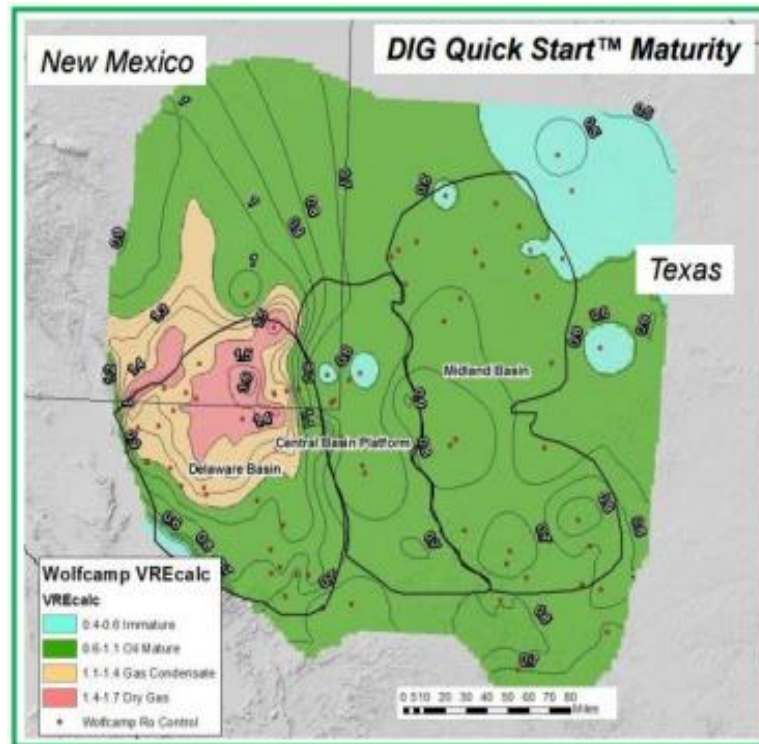
#### **Contenido de Materia Orgánica (TOC)**

El contenido de TOC en la formación del Wolfcamp oscila entre menos del 2% y el 8%.

#### **Madurez térmica (Reflectancia de la Vitrinita, Ro)**

Su madurez térmica oscila entre valores cercanos a 0,7% - 1,1% haciendo de esta un crudo maduro (Figura 20).

Figura 20. Madurez Térmica de Wolfcamp.

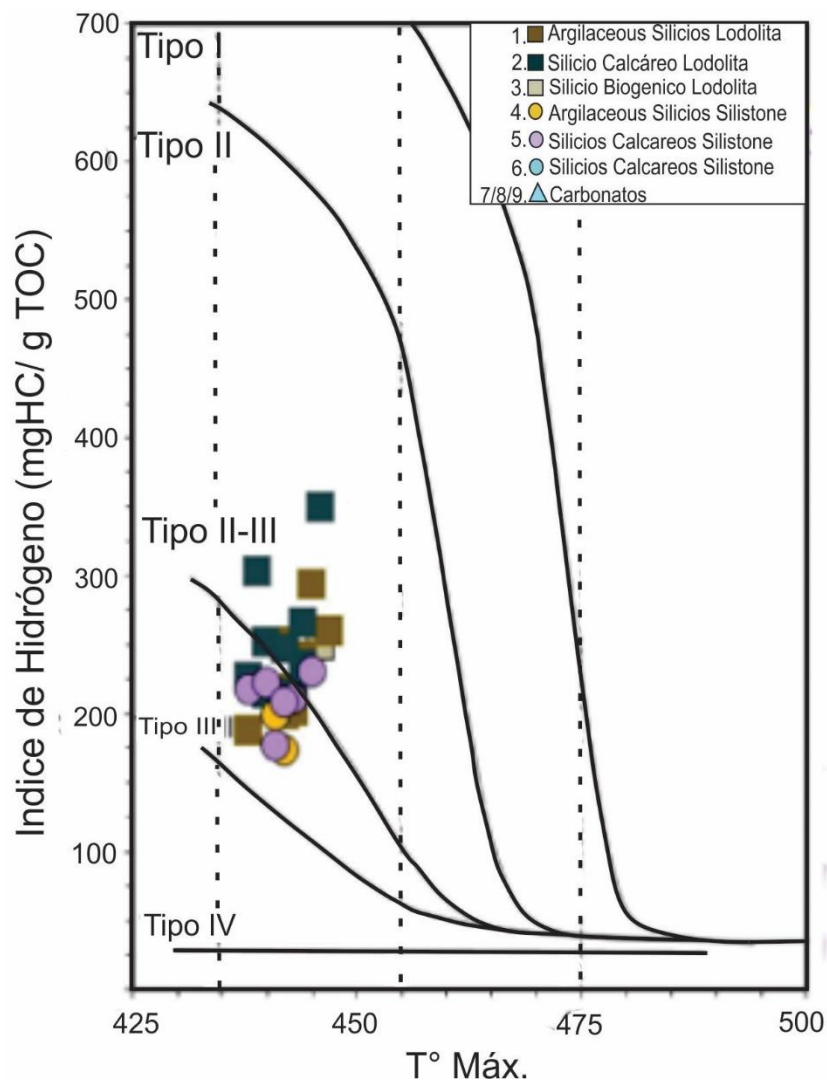


**Fuente:** ISHANK GUPTA, Rock typing in organic shales: eagle ford, Woodford, Barnett and Wolfcamp formations. Universidad de Oklahoma. Escuela de ingeniería de petróleo y geología. 2017. 84 p. Disponible en [shorturl.at/cpuJ9](http://shorturl.at/cpuJ9).

## Tipo de Kerógeno

Como se puede observar en la Figura 21, la materia orgánica se generó a partir de kerógenos marinos de tipo II con una contribución de kerógenos de tipo III.

**Figura 21. Diagrama de Van Krevelen de Wolfcamp.**



**Fuente:** ISHANK GUPTA, Rock typing in organic shales: eagle ford, Woodford, Barnett and Wolfcamp formations. Universidad de Oklahoma. Escuela de ingeniería de petróleo y geología. 2017. 84 p. Disponible en [shorturl.at/cpuJ9](http://shorturl.at/cpuJ9).

### 3.3.3. Características Petrofísicas

#### Gradiente de Presión

El gradiente de presión en la zona oscila entre 0,5 psi/ft a 0,65 psi/ft.<sup>34</sup>

### **Densidad de la Formación**

La densidad de la formación Wolfcamp oscila entre valores de 2,6 g/cm<sup>3</sup> a 2,85 g/cm<sup>3</sup>.<sup>35</sup>

### **Porosidad**

La porosidad de la formación varía entre el 2% y el 12% y tiene un promedio del 6%.<sup>36</sup>

### **Permeabilidad**

El valor promedio de la permeabilidad es 10 µD.

## **3.3.4. Características Geomecánicas**

### **Módulo de Young y Relación de Poisson**

En la universidad de Oklahoma se realizó un estudio en el 2017, indicando las propiedades del tipo de roca de la formación Wolfcamp, para este estudio se tomaron 3 diferentes tipos de cada bloque de la formación (A, C, D).

En la Tabla 4 se puede observar los diferentes rangos que se obtuvieron en la prueba de nano-identificación para cada uno de los tipos de roca, de igual forma en

---

<sup>34</sup> ISHANK GUPTA, Rock typing in organic shales: eagle ford, Woodford, Barnett and Wolfcamp formations. Universidad de Oklahoma. Escuela de ingeniería de petróleo y geología. 2017. p. 80. Disponible en [shorturl.at/cpuJ9](http://shorturl.at/cpuJ9).

<sup>35</sup> EIA.GOV. Op. cit. p. 11

<sup>36</sup> BLOMQUIST Peter, Wolfcamp horizontal play midland basin, west Texas. IHS Geoscience Webinar Series[ En línea]. 2016. Disponible en <https://bit.ly/3fLzrKu>

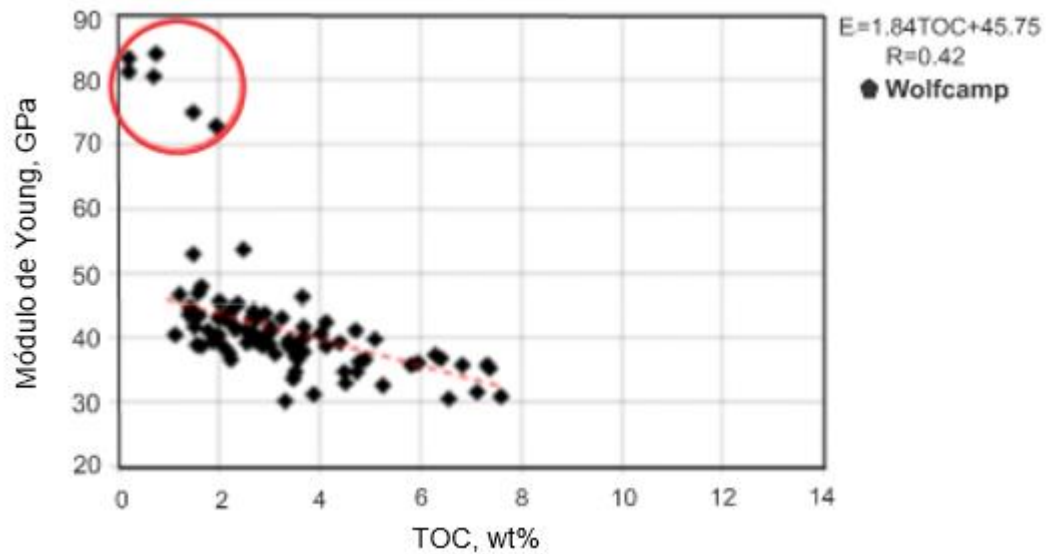
la Figura 22 se muestra la relación del módulo de Young vs el TOC y en la Figura 23 se incluye la relación de Poisson.

**Tabla 4. Características geomecánicas Wolfcamp**

Wolfcamp	Modulo de Young (GPa)	Relación Poisson
A(RT1)	30-50	0,13-0,27
C(RT2)	40-65	0,11-0,31
D(RT3)	65-85	0,15-0,35

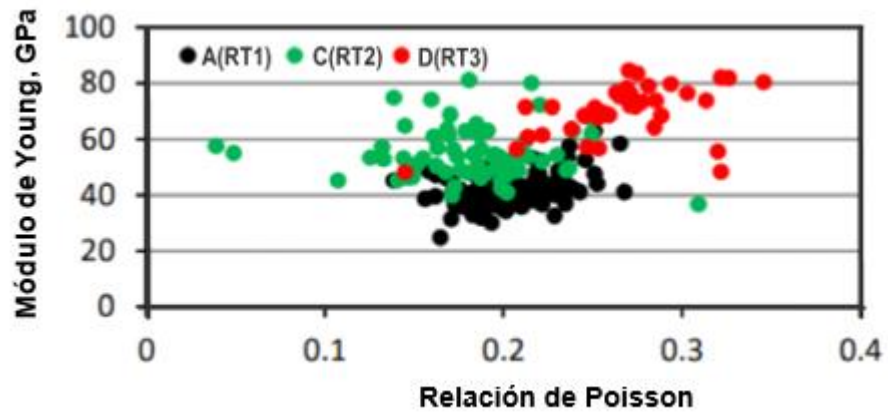
**Fuente:** PRIYAVRAT Shukla, et al, Estudios de nano identificación en Shales. Universidad de Oklahoma. 2013. 6 p. Disponible en: <https://bit.ly/2AvueqU>, Modificada por autores

**Figura 22. Módulo de Young vs TOC.**



**Fuente:** Priyavrat Shukla, Vikas Kumar, Mark Curtis, Carl H. Sondergeld and Chandra S. Rai, Estudios de nano identificación en Shales. Universidad de Oklahoma. 2013. 6 p. Disponible en: <https://bit.ly/2AvueqU>

Figura 23. Módulo de Young vs Relación de Poisson.



**Fuente:** ISHANK GUPTA, Rock typing in organic shales: eagle ford, Woodford, Barnett and Wolfcamp formations. Universidad de Oklahoma. Escuela de ingeniería de petróleo y geología. 2017. 92 p. Disponible en [shorturl.at/cpuJ9](http://shorturl.at/cpuJ9).

## 4. CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN LA LUNA

### 4.1. INTRODUCCIÓN

Se encuentra depositada en la cuenca del VMM, está ubicada entre la cordillera central y oriental, y se encuentra entre los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Antioquia y Santander. La formación La Luna cuenta con un área de 6190 km<sup>2</sup> y se encuentra suprayacida por la formación Umir y está limitada al oriente por la falla La Salina y al occidente por la falla Mulatos-Morales y se encuentra infrayacida por la formación Simití. Esta formación consta de tres miembros que son Galembo, Salada y Pujamana<sup>37</sup>.

### 4.2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

#### Litología

- **Miembro Galembo:** Se encuentra al inicio de la ventana de generación de aceite y se caracteriza principalmente por la presencia de una secuencia intercalada de shale y lodolita calcárea, intercalado con calizas laminadas y un intervalo de arenisca fosfórica.
- **Miembro Pujamana:** Está ubicada en la parte media de la formación, conformada en su mayoría por shale calcáreo de color gris a negro con algunas intercalaciones de arenisca y además posee concentraciones de material cristalino (asfalto natural).

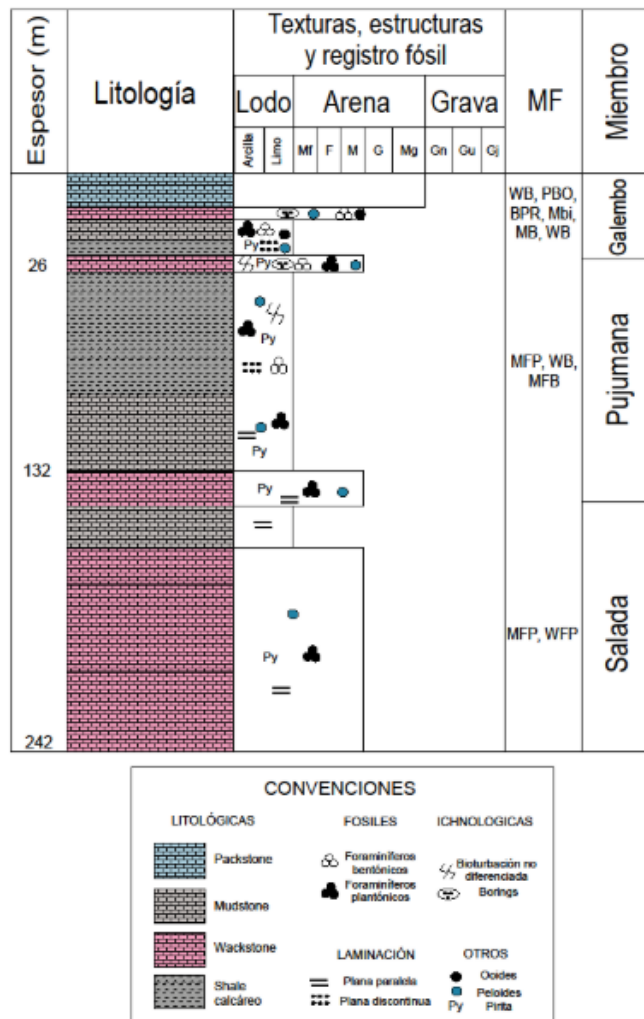
---

<sup>37</sup> FERREIRA, Juan; ROJAS, Sharone. Estrategia de Implementación de Sistemas de Levantamiento Artificial para Yacimientos No Convencionales de la Formación La Luna. Trabajo de Investigación Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2018. 107 p.

- **Miembro Salada:** Es rica en materia orgánica y está conformada por calizas con capas de shale calcáreo. Cuenta con gran potencial de hidrocarburos y está en la etapa tardía de la ventana de generación de aceite<sup>38</sup>.

En la Figura 24 se presenta la columna estratigráfica de los miembros de la formación La Luna.

**Figura 24. Columna Estratigráfica de La Luna.**



Fuente: [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/2Bx5cJJ>

<sup>38</sup> *Ibíd.*, p. 109.

## Periodo Geológico

La formación La Luna se formó en el periodo del Cretácico Superior correspondiente a la era Cenozoica y posee una antigüedad de 94 millones de años.

## Ambiente de Depósito

La deposición de esta secuencia obedece a uno de los eventos anóxicos mundiales que tuvieron lugar durante el cretáceo superior, más precisamente entre el Coniaciano-Turoniano-Santoniano, este evento permitió la acumulación de grandes cantidades de materia orgánica<sup>39</sup>.

## Mineralogía

En la Tabla 5 se presenta la composición mineralógica de la formación La Luna.

**Tabla 5. Mineralogía de La Luna.**

Mineral	Porcentaje (%)
Calcita	56
Cuarzo	21
Feldespatos	2
Arcilla	19
Pirita	2

**Fuente:** C. Lobo, et al. Paradigm Geophysics. Methodology for Petrophysical and Geomechanical Analysis of Shale Plays. Case Study: La Luna and Capacho Formations, Maracaibo Basin. Society of Petroleum Engineers. 2017.

---

<sup>39</sup> PACHECO, Paula. Compositional Characterization and Storage Capacity of Shale Samples from La Luna and Conejo Formations (Middle Magdalena basin and the Eastern Cordillera): Implications for evaluation of cretaceous shale gas in Colombia, UNAM, 2014

## **Profundidad**

La profundidad de la formación se encuentra en valores de 4200 ft a 12405 ft<sup>40</sup>.

## **Espesores**

El miembro Galembó cuenta con un espesor que oscila en valores de 900 ft a 1700 ft y el miembro Salada cuenta con un espesor que va de 650 ft a 900 ft<sup>41</sup>.

### **4.3. CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS**

#### **Contenido de Materia Orgánica (TOC)**

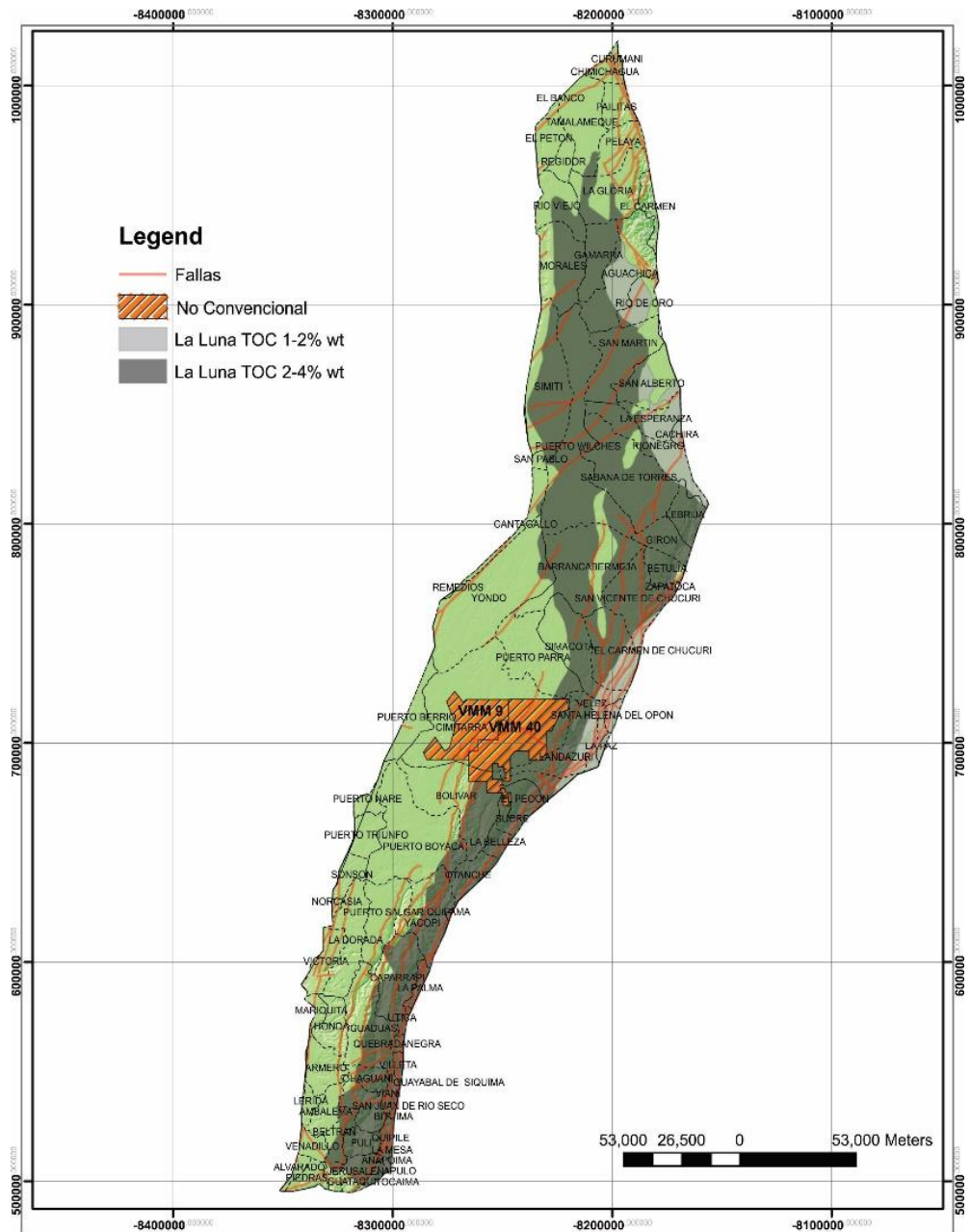
El carbono orgánico total varía como se muestra en la Figura 25, donde el carbono orgánico total (TOC) va de 1% a 4%.

---

<sup>40</sup> ROCHA, Jorge. Análisis del Recobro Mejorado para la Formación La Luna a partir de la Analogía con Shale Plays en Estados Unidos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2019. 40 p.

<sup>41</sup> *Ibíd.*, p. 39.

Figura 25. Carbono Orgánico Total en la Formación La Luna.



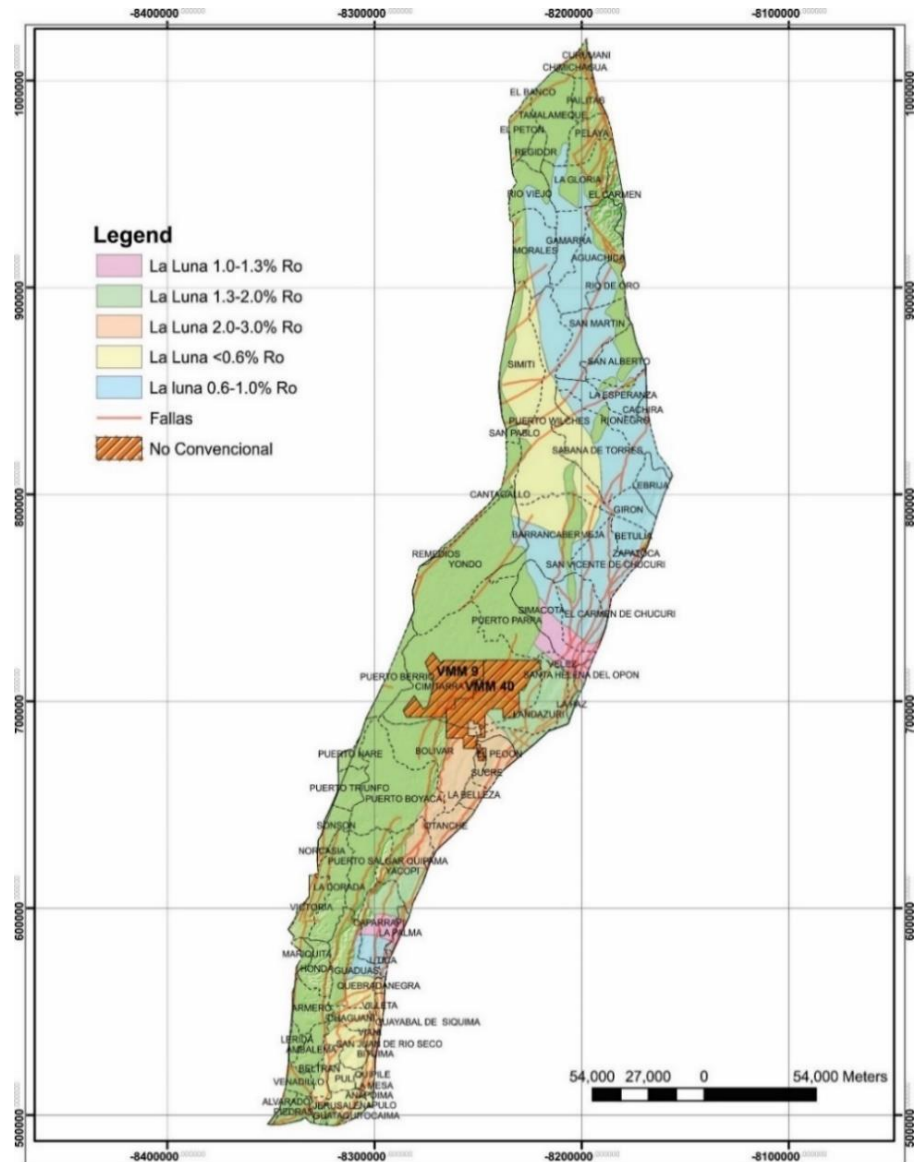
Fuente: ANH, 2014. Modificado por MORRIS, Erick.

### Madurez Térmica (Reflectancia de la Vitrinita, Ro)

La madurez de la formación en términos de vitrinita (Ro), varía de 0,6% hasta 3%

en el área de la cuenca del VMM como se muestra en la Figura 26.

Figura 26. Mapa de la Reflectancia de La Luna.



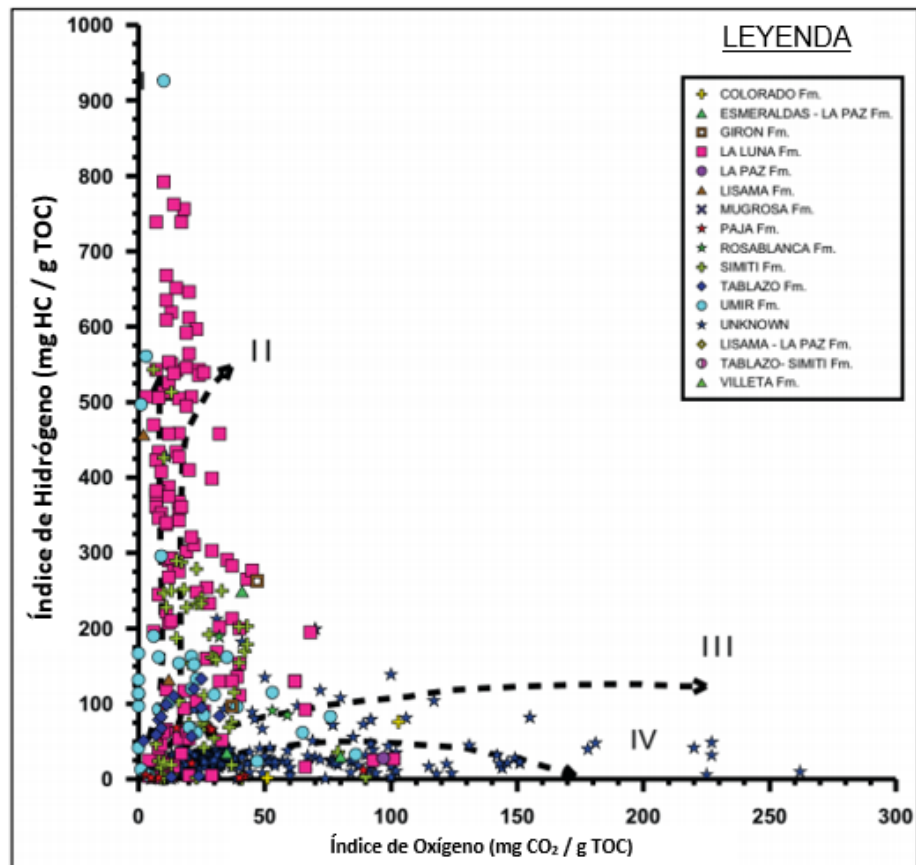
Fuente: ANH, 2014. Modificado por MORRIS, Erick.

## Tipo de Kerógeno

Según el diagrama de Van Krevelen mostrado en la Figura 27, el kerógeno de la

formación La Luna es correspondiente a tipo I y tipo II, lo cual la hace una formación con gran potencial de generación de aceite.

Figura 27. Diagrama de Van Krevelen de La Luna.



Fuente: AGUILERA, Roberto, et al. Organic Geochemistry.

#### 4.4. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

##### Gradiente de Presión

Los gradientes de presión de la formación La Luna varían entre 0,55 psi/ft a 0,8 psi/ft.

### **Densidad de Formación**

La densidad de la formación La Luna oscila entre valores de 2,57 a 2,74 g/cm<sup>3</sup>, teniendo un promedio de 2,67 g/cm<sup>3</sup>.<sup>42</sup>

### **Porosidad**

El miembro Galembo consta de una porosidad efectiva con valores que oscilan de 8,69% +/- 0,037 hasta 6,89% +/- 2,9 y el miembro Salada consta de una porosidad efectiva que se encuentra de 8,3% +/- 0,023 a 8,27% +/- 3,54.

### **Permeabilidad**

El miembro Galembo consta de una permeabilidad promedio de 4,3 μD y en el miembro Salada se encuentra una permeabilidad promedio de 17 μD.

## **4.5. CARACTERÍSTICAS GEOMECÁNICAS**

### **Módulo de Young y Relación de Poisson**

El módulo de Young se encuentra entre valores de 0,8 a 9,6 Mpsi y la relación de Poisson se encuentra entre valores de 0,2 a 0,32.<sup>43</sup>

### **Fracturas**

La formación La Luna consta de carbonatos naturalmente fracturados.

---

<sup>42</sup> LOBO, C, *et al.* Methodology for Petrophysical and Geomechanical Analysis of Shale Plays. Case Study: La Luna and Capacho Formations, Maracaibo Basin. En: SPE. Buenos Aires, mayo, 2017. p. 21.

<sup>43</sup> *Ibíd.*, p. 1.

## 5. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LAS PRINCIPALES FORMACIONES DE ESTADOS UNIDOS Y LA FORMACIÓN LA LUNA

### 5.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realizará un análisis comparativo entre las formaciones de Estados Unidos y la formación La Luna desde el punto de vista geológico, geoquímico, petrofísico y geomecánico.

### 5.2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

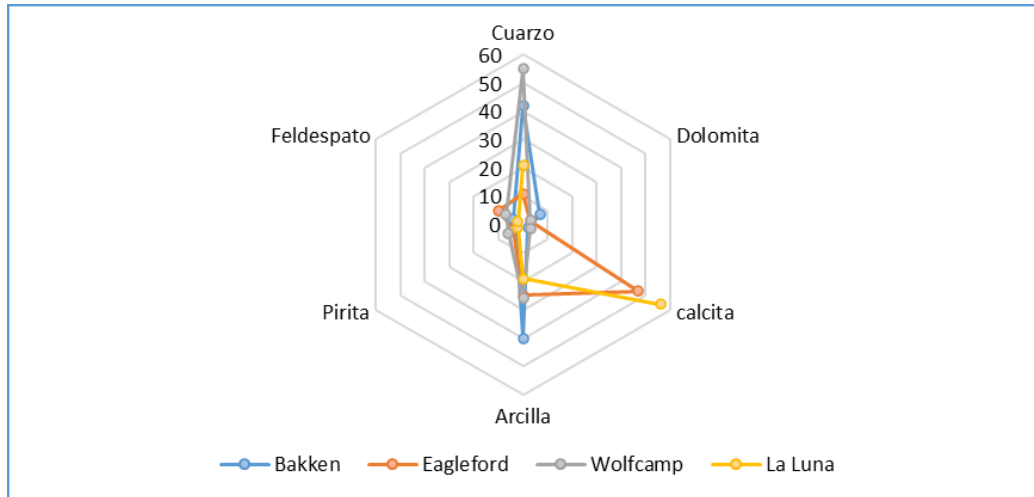
#### Mineralogía

La Tabla 6 y la Figura 28 presentan la mineralogía promedio de la formación La Luna y las formaciones de Estados Unidos.

**Tabla 6. Mineralogía de las Formaciones Estudiadas.**

Mineral (%)	La Luna	Bakken	Eagle Ford	Wolfcamp
Arcillas	19	40	25	26
Cuarzo	21	42	11	55
Calcita	56	2	47	3
Dolomita	0	7	3	3
Feldespatos	2	4	10	7
Pirita	2	3	4	6

**Figura 28. Minerología Formaciones.**



## Litología

En la Tabla 7 se presentan las características litológicas de la formación La Luna y las formaciones de Estados Unidos analizadas.

**Tabla 7. Comparación Litológica de las Formaciones.**

Formación	Litología	
	Pelitas carbonáticas	Pelitas silíceas
La Luna	X	
Bakken	X	X
Eagle Ford	X	
Wolfcamp		X

## Periodo Geológico

En la Tabla 8 se ubican las formaciones analizadas en sus respectivas eras y periodos geológicos.

**Tabla 8. Periodos Geológicos de las Formaciones.**

Era	Paleozoico						Mesozoico		
Periodo	Cámbrico	Ordovícico	Silúrico	Devónico	Carbonífero	Pérmico	Triásico	Jurásico	Cretácico
MM de años	500			400	300			200	100
La Luna							IIII		
Bakken	IIII								
Eagle Ford							IIII		
Wolfcamp							IIII		

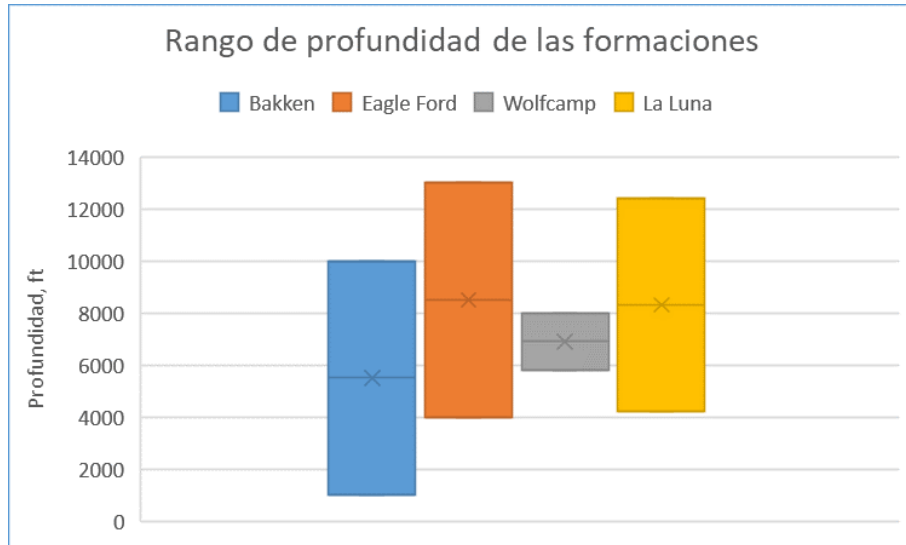
## Ambientes de deposición

Todas las formaciones analizadas fueron depositadas en cuencas formadas en ambientes marinos.

## Profundidad

En la Figura 29 se muestran los diferentes rangos de profundidades para cada formación analizada, donde se puede observar que las profundidades de Eagle Ford y La Luna son muy similares.

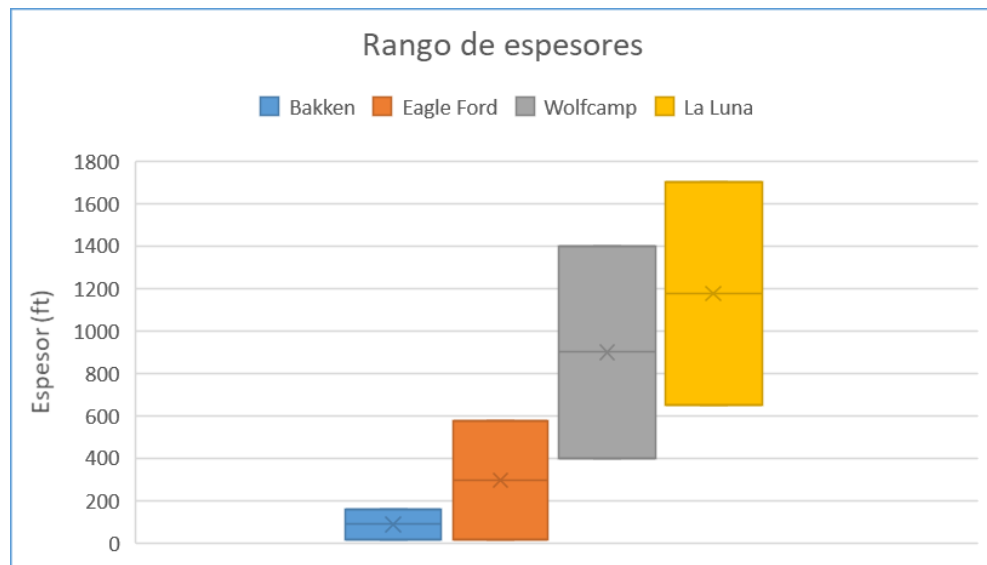
**Figura 29. Rango de Profundidad de las Formaciones.**



## Espesores

En la Figura 30 se comparan los espesores de las formaciones analizadas.

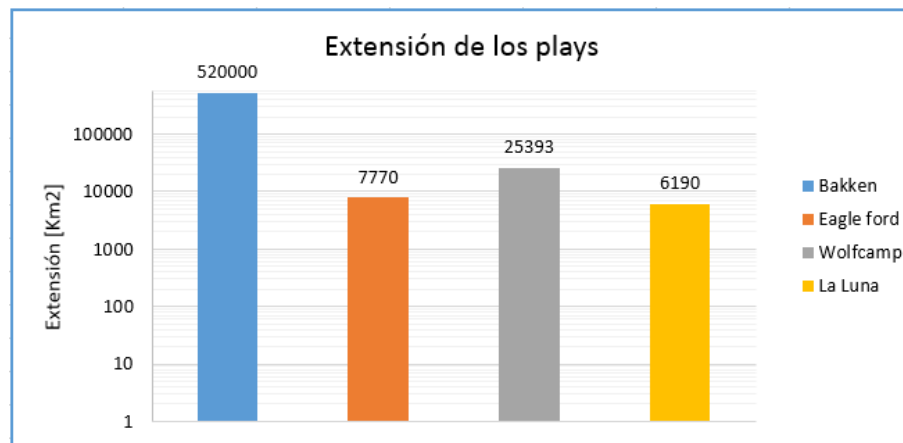
**Figura 30. Rango de Espesores de las Formaciones.**



## Extensión

La Figura 31 muestra la comparación en la extensión areal prospectiva de los plays estudiados. El play de Bakken es el de mayor extensión, seguido por Wolfcamp, luego Eagle Ford y finalmente La Luna.

**Figura 31. Extensión de las Formaciones.**

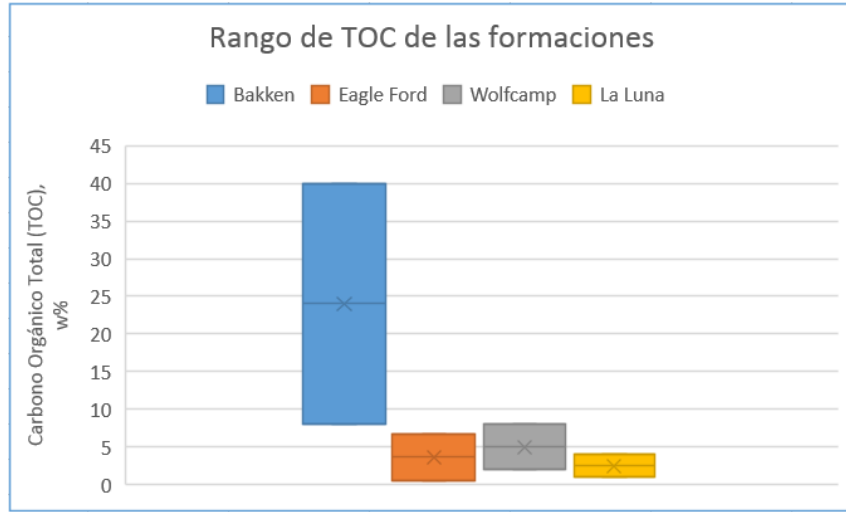


## 5.3. CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS

### Contenido de Materia Orgánica (TOC)

La Figura 32 presenta la comparación de los rangos de TOC para las formaciones estudiadas.

**Figura 32. Rango de TOC de las Formaciones.**



### Tipo de Kerógeno

La Tabla 9 muestra los tipos de kerógeno presente en cada una de las formaciones analizadas.

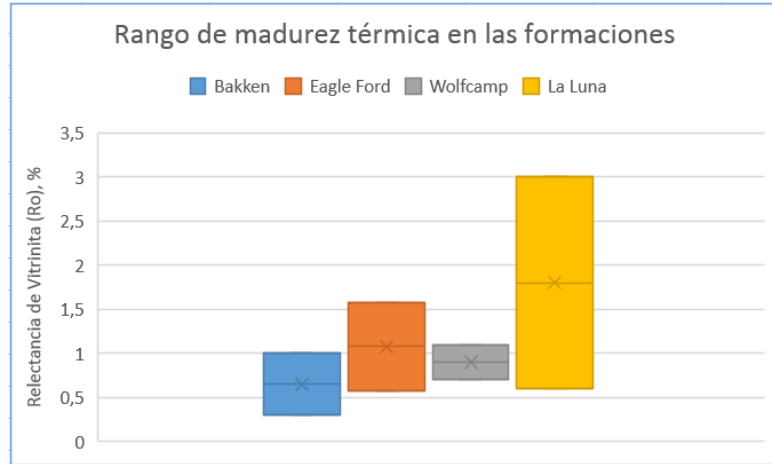
**Tabla 9. Comparación del Tipo de Kerógeno de las Formaciones.**

Formación	Tipo de Kerógeno		
	I	II	III
La Luna	X	X	
Bakken		X	
Eagle Ford		X	X
Wolfcamp		X	X

### Madurez Térmica (Reflectancia de la Vitrinita, Ro)

En la Figura 33 se presentan los rangos de madurez térmica en términos de reflectancia de vitrinita (Ro %) para las diferentes formaciones.

**Figura 33. Rango de Madurez Térmica en las Formaciones.**

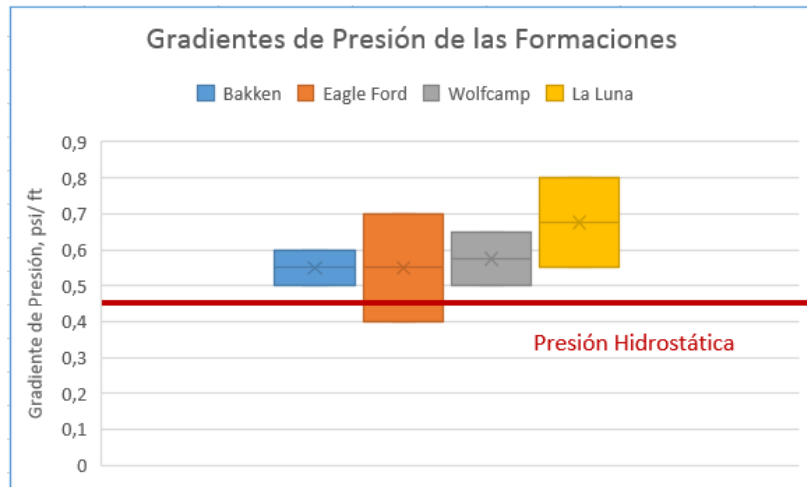


#### 5.4. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

##### Gradiente de Presión

En la Figura 34 se observan los rangos de los gradientes de presión de las formaciones analizadas, donde la formación La Luna es la más sobre presurizada.

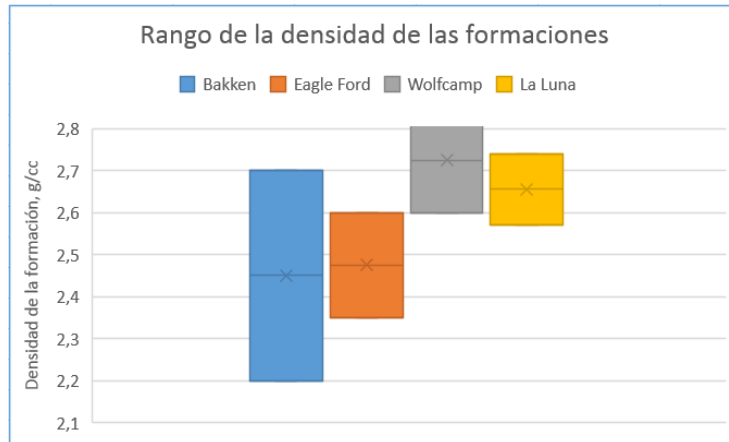
**Figura 34. Gradientes de Presión de las Formaciones.**



## Densidad de la formación

La Figura 35 muestra los rangos de densidad que presentan las diferentes formaciones analizadas.

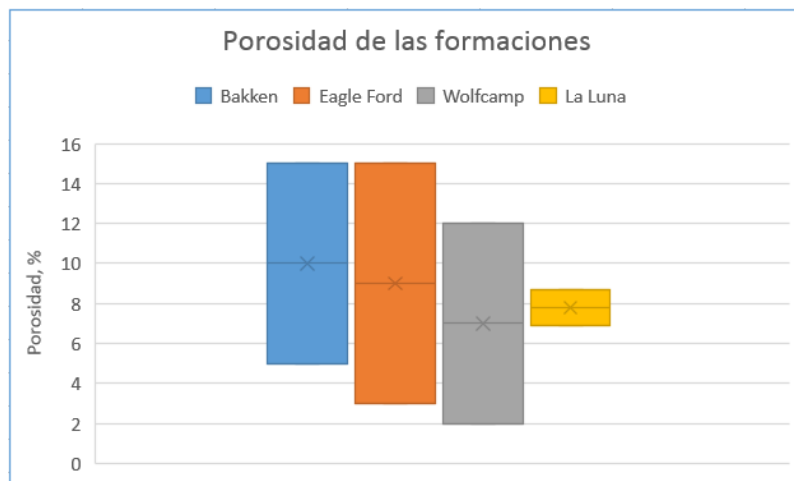
**Figura 35. Rango de la Densidad de las Formaciones.**



## Porosidad

La Figura 36 presenta los rangos de porosidad que presentan las diferentes formaciones.

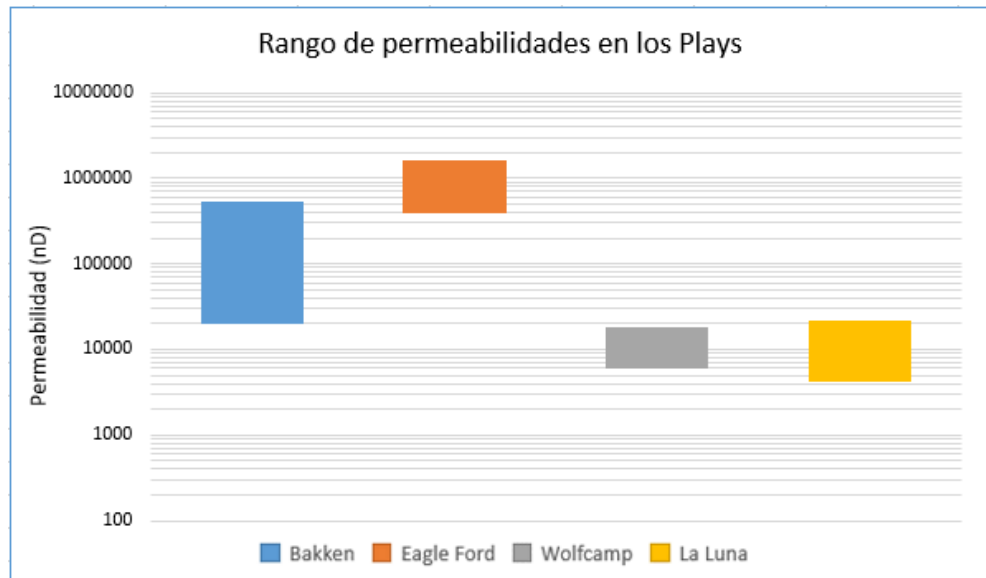
**Figura 36. Porosidad de las Formaciones.**



## Permeabilidad

La Figura 37 muestra los rangos de permeabilidad de las diferentes formaciones.

Figura 37. Rango de Permeabilidades de las Formaciones.

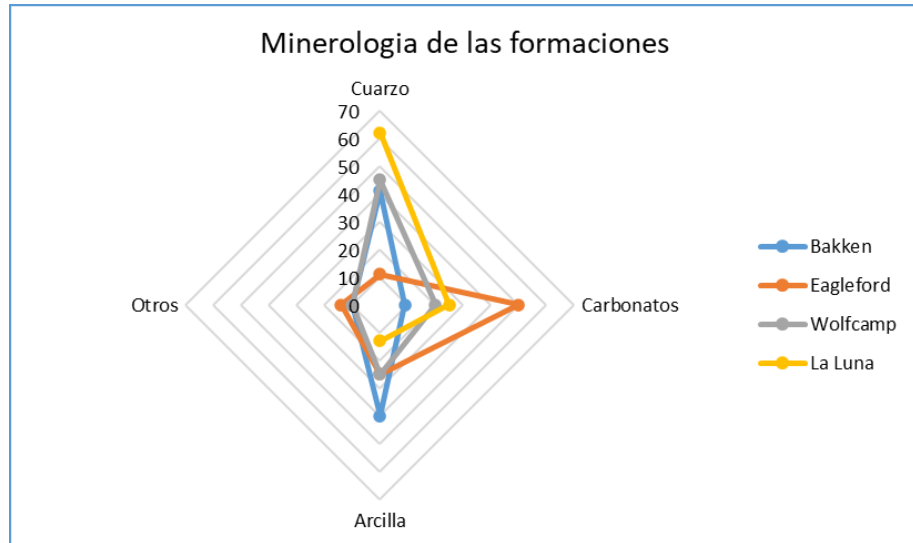


## 5.5. CARACTERÍSTICAS GEOMECÁNICAS

### Mineralogía

La Figura 38 muestra el promedio de la Mineralogía para las formaciones.

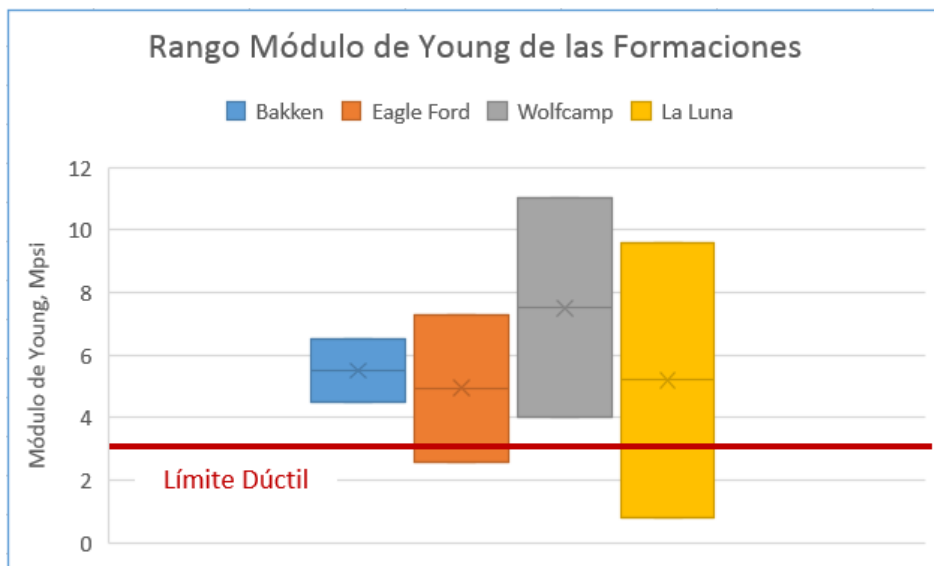
**Figura 38. Promedio Mineralógico de las Formaciones.**



### Módulo de Young

La Figura 39 muestra el rango del módulo de Young para las diferentes formaciones.

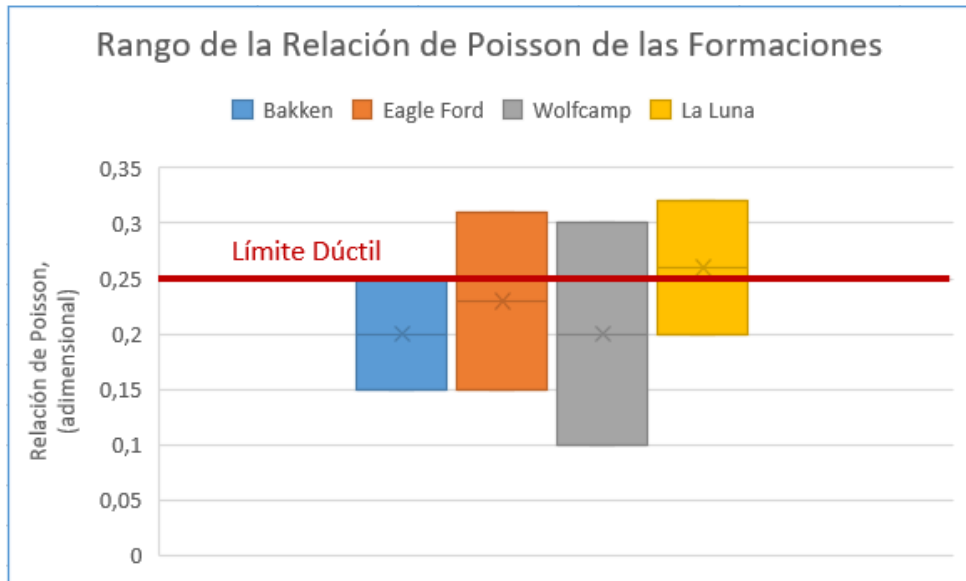
**Figura 39. Rango del Módulo de Young de las Formaciones.**



## Relación de Poisson

En la Figura 40 se presenta los rangos de la relación de Poisson de las diferentes formaciones.

Figura 40. Rango de la Relación de Poisson de las Formaciones.



Con el fin de evaluar el potencial de la formación La Luna, se han comparado sus características con formaciones análogas de Estados Unidos. En general, cada formación tiene sus propias propiedades que las diferencian de las demás. Sin embargo, la formación La Luna posee un gran potencial para su desarrollo como yacimiento no convencional.

## 5.6. CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS

### Mineralogía

La formación La Luna cuenta con un valor menor de arcillas que las formaciones norteamericanas, esto incide favorablemente para la fractura de la formación.

### **Litología**

Las formaciones están compuestas en su mayoría por pelitas carbonáticas y partes silíceas.

### **Periodo Geológico**

La Luna es la formación más joven, ya que se originó hace 94 millones de años, en el periodo Cretácico, en la era del Mesozoico. La formación más cercana en edad es Eagle Ford (100 millones de años), también depositada en el periodo Cretácico, en la era Mesozoica. Las otras formaciones estadounidenses son más antiguas, ambas del Paleozoico, Wolfcamp (299 a 251 millones de años) y Bakken (360 millones de años).

### **Ambiente de depósito**

Todas las formaciones se depositaron en ambientes marinos someros.

### **Profundidad**

La Luna tiene una profundidad muy parecida a la formación Eagle Ford, que es considerada una de las formaciones someras de Estados Unidos, lo cual permite unos costos de perforación bajos.

### **Espesor**

En comparación con las formaciones norteamericanas, La Luna presenta un mayor

espesor. Esto permitiría el desarrollo de pozos horizontales y verticales, con mayor cantidad de estimulaciones y una mayor recuperación de los recursos.

## **Extensión**

En la extensión de las formaciones, La Luna (6193 km<sup>2</sup>) posee una extensión menor a las formaciones norteamericanas, donde Bakken (780000 km<sup>2</sup>) es la formación más extensa, ocupa casi 84 veces la extensión de La Luna.

## **5.7. CONSIDERACIONES GEOQUÍMICAS**

### **Contenido de Materia Orgánica (TOC)**

La formación La Luna posee un rango que oscila entre 1% a 4%. Los valores de TOC en el miembro Galembo suelen ser de 3%, mientras en el miembro Salada se encuentran valores de 3,7%. En contenido orgánico total (TOC), La Luna es superada por las formaciones norteamericanas. Este parámetro es un factor importante dado que, a mayor TOC, la formación tiene mayor potencial para generar hidrocarburos.

### **Tipo de Kerógeno**

Los kerógenos de las formaciones analizadas son principalmente sapropélicos debido al ambiente de depósito marino (tipo II). Sin embargo, las formaciones Eagle Ford y Wolfcamp también presentan kerógeno tipo III. La formación La Luna no presenta kerógeno tipo III, pero sí tipo I.

### **Madurez Térmica (Reflectancia de la Vitrinita, Ro)**

Las formaciones Bakken y Wolfcamp tienen rangos de ventana de generación de

petróleo (Ro: 0,6% - 1,2 %). Las formaciones Eagle Ford y La Luna tienen rangos de ventanas de generación de petróleo y de gas (Ro: 1,3% - 3%).

## **5.8. CONSIDERACIONES PETROFÍSICAS**

### **Gradiente de Presión**

La formación La Luna presenta grandes gradientes de presión (0,55 psi/ft – 0,8 psi/ft), tiene gradientes superiores a las formaciones Wolfcamp y Eagle Ford, y es muy similar a los gradientes presentes en la formación Bakken. La sobrepresión de la formación juega un papel importante ya que de este factor depende la producción de gas y condensado.

### **Densidad de la formación**

La densidad de todas las formaciones adopta un valor muy parecido. El rango de la densidad de las formaciones analizadas es de 2,2 a 2,74 g/cm<sup>3</sup>.

### **Porosidad**

Las porosidades de las formaciones analizadas oscilan en valores de 1,5% - 15%. La Luna se encuentra cercana al promedio de este intervalo con valores de 6,89% - 8,69%.

### **Permeabilidad**

La Luna posee el mayor rango de permeabilidad (4300 nD – 17000 nD) y se asemeja más a la permeabilidad de la formación Wolfcamp (6000 nD – 12000 nD).

## **5.9. CONSIDERACIONES GEOMECÁNICAS**

### **Mineralogía**

El bajo valor de contenido de arcillas de la formación La Luna (19%), la coloca como excelente shale prospectivo debido a que a menor contenido de arcilla tiene la roca, esta tendrá un mayor comportamiento frágil.

### **Módulo de Young**

Todas las formaciones analizadas presentan valores que se encuentran dentro del rango de los criterios de corte (mayor a 3 Mpsi), sin embargo, La Luna (0,8 Mpsi – 9,6 Mpsi) presenta algunos valores por debajo de los criterios de corte.

### **Relación de Poisson**

Todas las formaciones analizadas presentan valores que se encuentran dentro del rango de los criterios de corte (menor a 0,25) para considerar a las formaciones prospectivas desde el punto de vista geomecánico.

En la comparación anterior de cada una de las propiedades se evidencia que la formación la Luna, petrofísicamente es similar a los Shale Plays de Estados Unidos, y se concluye que la calidad del reservorio puede ser mejor que dichas formaciones, por lo tanto, para el desarrollo de los cálculos de almacenamiento en el capítulo 8 se tomará a la formación Wolfcamp como análogo, teniendo en cuenta que no se tienen antecedentes de estudios o pozos en la Formación Luna del Valle Medio del Magdalena. Cabe resaltar que ninguna formación tendrá las mismas propiedades que otras, es decir, no se obtendrá una formación análoga perfecta.

## **6. REPORTE DE EMISIONES DE GEI EN COLOMBIA**

En el desarrollo de este capítulo se determinan los escenarios de emisión de dióxido de carbono a partir de las fuentes de emisiones de gases efecto invernadero generadas por diferentes industrias (Energía, Cementeras, Oil) y en general, localizadas en el área de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, con base a los informes emitidos por las autoridades competentes.

Las emisiones de gases efecto invernadero en la industria del petróleo pueden ser producidas de diferentes formas; principalmente, las emisiones son efecto de descargas o venteos y de las quemas de gases. En los campos pertenecientes a la Vicepresidencia Regional Central según el informe de Ecopetrol 2019, se estima que un 85% de las emisiones son producidas por quemas y venteos en pozos, y el restante hacen parte de las facilidades de producción.

### **6.1 INVENTARIO DE EMISIONES DE GEI**

El estudio EXPLORACIÓN DEL POTENCIAL DE LA CAPTURA DE CARBONO Y LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEJORADA COMO UNA ESTRATEGIA DE MITIGACIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA COLOMBIANA en el 2020 por el ICP en asociación con Ecopetrol realizó un inventario sobre las fuentes de emisiones de gases efecto invernadero en Colombia, que se centra en los sectores industriales con las mayores emisiones, como la industria del petróleo, fábricas cementeras, y las plantas de generación de energía. Sin embargo, para este estudio se tendrán en cuenta las fuentes de emisiones de CO<sub>2</sub> generadas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena teniendo en cuenta que los gases de combustión generados por estas industrias contienen una concentración de CO<sub>2</sub> de 12-15%. Aunque cabe resaltar que cerca del 2% de las fuentes basadas en combustibles fósiles presentan concentraciones superiores al 95%.

## **Industria de Petróleo**

La compañía petrolera nacional colombiana, Ecopetrol S.A., es responsable de la producción total de petróleo crudo y gas en Colombia, a través de operaciones directas y asociadas. Ecopetrol representa aproximadamente el 70% de la producción petrolera colombiana, que alcanzó 854 kbpd según la ANH en el 2018. También gestiona el transporte total de petróleo a través de siete oleoductos principales, y tiene una capacidad de refinación de petróleo crudo de 415 kbpd en dos refinerías como resultado de su integridad.

En términos de calidad, el petróleo colombiano puede definirse en el mercado internacional como crudo pesado. Este petróleo pesado representa aproximadamente el 60% del petróleo crudo total producido en el país; el crudo mediano representa el 30%, y los livianos representan solo el 10%.

Las emisiones de gases efecto invernadero de la industria petrolera varían en volúmenes, desde fugas esporádicas hasta cientos de miles de toneladas de CO<sub>2</sub>e por año en un solo proceso, y niveles de concentración de CO<sub>2</sub> de 10% / v hasta 95% / v. Estas se asocian principalmente con los requisitos de electricidad y calor, lo que representa el 60% de las emisiones totales en la cadena de valor. Otras fuentes relevantes son la producción de hidrógeno y las unidades de craqueo catalítico durante el refinado y la quema en la etapa de extracción.

Para la cuenca del Valle Medio del Magdalena se consideró la refinería de Barrancabermeja, con unidades de producción de hidrógeno, craqueo catalítico, electricidad y vapor. Para la etapa de extracción, se consideraron las grandes instalaciones como fuentes potenciales, incluidas cada una de las unidades de generación de electricidad de turbina a base de gas, plantas de tratamiento de gas, hornos a base de gas y motores de combustión interna (ICE).

La etapa de transporte no representa emisiones significativas de CO<sub>2</sub>e en comparación con otras etapas de la industria de hidrocarburos y, por lo tanto, no se consideró como una fuente potencial.

## **Industria de Cemento**

En 2016, según el DANE las producciones de cemento y clínker en Colombia alcanzaron 12,5 Mt y 9,9 Mt. Las emisiones de gases efecto invernadero en esta industria se producen principalmente durante la calcinación de la piedra caliza en hornos de cemento.

## **Generación de Energía**

La generación termoeléctrica en Colombia comprende 17 plantas que son responsables del 28% de la capacidad de generación efectiva neta total de 16,4GW en el país. Las plantas termoeléctricas a gas representan aproximadamente el 60% de la generación térmica nacional, seguidas por las plantas a carbón con el 30%. Las capacidades de generación de las plantas termoeléctricas en Colombia oscilan entre 50 MW y 900 MW.

Teniendo en cuenta lo anterior la cuenca del Valle Medio del Magdalena es la zona en Colombia que abarca el número más significativo de fuentes de gases efecto invernadero ya que cuenta con la fuente más grande de Colombia, la refinería de Barrancabermeja (Figura 41). La tabla 10 proporciona las fuentes de emisiones de GEI adecuados para esta cuenca donde se observa que tiene un potencial de captura de CO<sub>2</sub> de 4,33 MtCO<sub>2</sub>/año de las industrias petroleras, generación de energía y cemento. Cabe resaltar que, en la refinería de Barrancabermeja, de las cuatro unidades de craqueo, solo dos fueron consideradas como fuentes potenciales de CO<sub>2</sub>, esto debido a que una unidad funciona únicamente como respaldo y la otra es muy antigua y no cumple con las condiciones para un proyecto moderno.

**Tabla 10. Emisiones de CO<sub>2</sub> de la Cuenca del VMM**

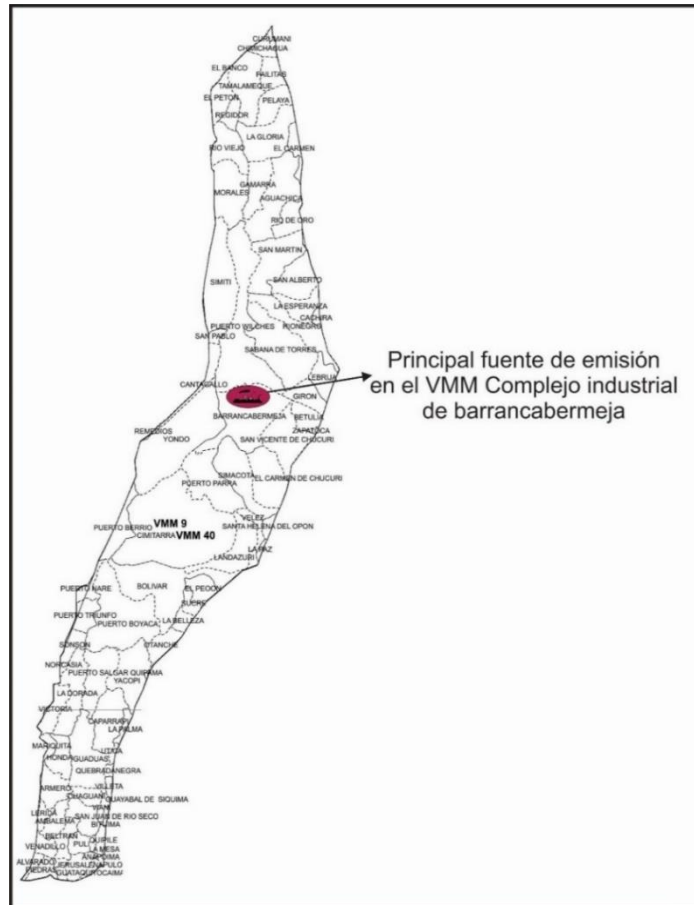
Código de la fuente	Emisiones de GEI [Mt/año]	Emisiones de GEI [MMscfd]	Emisiones de CO <sub>2</sub> [Mt/año]*	Emisiones de CO <sub>2</sub> [MMscfd]**
R1-H2-1	0,27	14,35	0,04	2,15
R1-H2-2	0,13	7,18	0,02	1,08
R1-HDT-1	0,53	28,71	0,08	4,31
R1-FCC-2	2,13	114,83	0,32	17,22
R1-CHP-1	4,33	233,24	0,65	34,99
R1-FCC-1	1,80	96,89	0,27	14,53
R1-CHP-2	0,80	43,06	0,12	6,46
R1-HDT-2	6,13	330,13	0,92	49,52
R1-HCK-1	1,20	64,59	0,18	9,69
R1-DCK	1,20	64,59	0,18	9,69
PG-G-8	1,33	71,77	0,2	10,77
PG-G-7	2,07	111,24	0,31	16,69
Cem-2	0,47	25,12	0,07	3,77
Cem-3	2,33	125,59	0,35	18,84
PG-G-1	2,80	150,71	0,42	22,61
Cem-1	1,40	75,36	0,21	11,30
<b>Total</b>	<b>28,87</b>	<b>1.553,77</b>	<b>4,33</b>	<b>233,07</b>

**Fuente:** YAÑÉZ, Edgar, *et al.* Exploring the Potential of Carbon Capture and Storage-Enhanced Oil Recovery as a Mitigation Strategy in the Colombian Oil Industry. En: Elsevier, International Journal of Greenhouse Gas Control. 2020.

\* Tomando una concentración de volumen de CO<sub>2</sub> de 15%

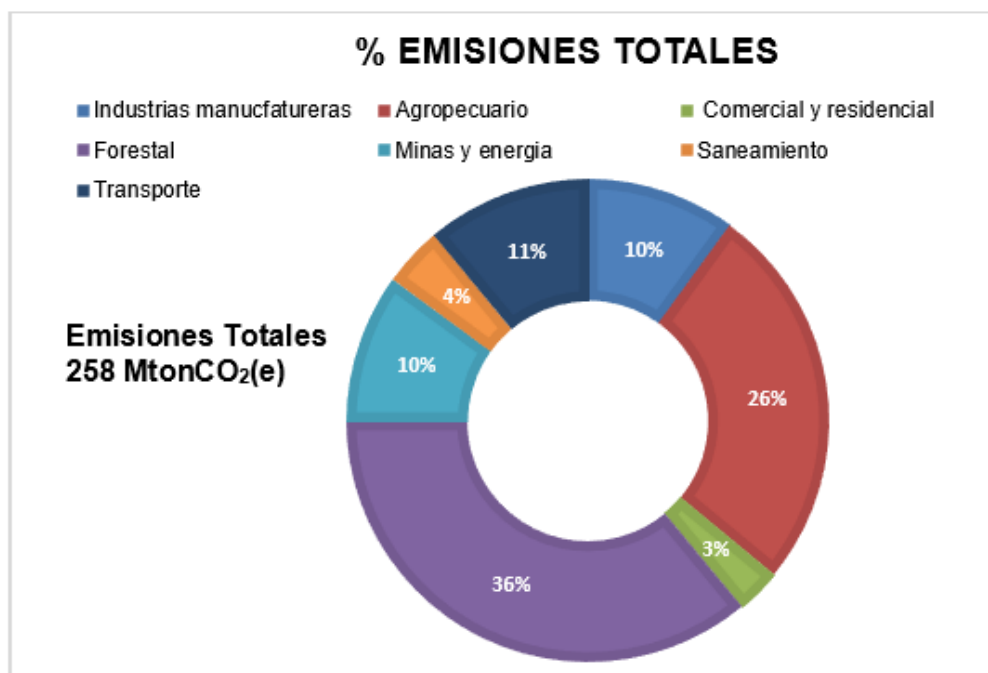
\*\* Teniendo en cuenta que 50,9 tCO<sub>2</sub> = 1 MMscf

Figura 41. Complejo Industrial de Barrancabermeja.



Por otra parte, se realiza una revisión del último INVENTARIO NACIONAL Y DEPARTAMENTAL DE GASES EFECTO INVERNADERO – COLOMBIA, en el 2016 por el IDEAM el cual presenta las emisiones nacionales de GEI para compararlo con el inventario realizado por el estudio del ICP y Ecopetrol con la finalidad de definir los escenarios de emisiones de CO<sub>2</sub> que se puedan presentar en la zona del VMM. En la Figura 42 se presenta un gráfico que muestra los porcentajes correspondientes a cada sector económico.

Figura 42. Emisiones Totales de Colombia.



Fuente: IDEAM, 2016.

Posteriormente en la Tabla 11 se toma información sobre las emisiones de GEI provenientes del sector de minas y energías e industrias manufactureras para los departamentos pertenecientes a la cuenca del Valle Medio del Magdalena con el fin de calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> teniendo en cuenta una concentración en volumen del 15% en la Tabla 12.

Tabla 11. Emisiones de GEI (Minas y Energías, Manufactureras).

<b>Emisiones GEI (Minas y Energía, Manufactureras)</b>	
Zona	MtonCO <sub>2</sub> (e)
Colombia	53,9
Cuenca VMM	19,44

Fuente: IDEAM, 2016.

**Tabla 12. Emisiones de CO<sub>2</sub> en la Cuenca del VMM (IDEAM).**

% Composición CO <sub>2</sub>	
Zona	MtonCO <sub>2</sub>
<b>VMM</b>	<b>2,92</b>

Fuente: IDEAM, 2016

Finalmente, con base en lo anterior se puede observar que la cuenca del Valle Medio del Magdalena puede llegar a manejar un escenario alto de emisiones de CO<sub>2</sub> de 4,33 Mt/año según el estudio del ICP y Ecopetrol; como también puede presentar un escenario bajo de CO<sub>2</sub> de 2,92 Mt/año según el último inventario nacional de emisiones realizado por el IDEAM.

## **7. ESTIMACION DE LAS CANTIDADES DE ALMACENAMIENTO**

### **7.1. INTRODUCCIÓN**

Desde los inicios de captura y almacenamiento de carbono (CAC) en Europa se han realizado varios proyectos para diferentes zonas de formaciones geológicas de las cuales comúnmente se tienen en cuenta como aptas: Yacimientos agotados de gas o petróleo, acuíferos salinos profundos y capas de carbón.

A mediados del 2005 esta técnica por primera vez se implementa en formaciones shale Gas/ Oil con uso en la recuperación de hidrocarburos, varios países entre ellos China, Estados Unidos y Canadá fueron los primeros en utilizar este método de captura y almacenamiento geológico en este tipo de formaciones.

En la realización de este capítulo se estimará el cálculo posible del almacenamiento de dióxido de carbono para el shale de la formación la Luna, destacando el uso de la nueva técnica en formaciones de baja permeabilidad.

### **7.2. COMPARACIÓN ALMACENAMIENTO EN SHALE VS ALMACENAMIENTO EN FUENTES COMUNES**

#### **7.2.1. Almacenamiento geológico en fuentes comunes**

##### **7.2.1.1. Yacimientos agotados de gas / petróleo**

La opción de almacenar CO<sub>2</sub> en yacimientos de gas y/o petróleo presenta varias ventajas con respecto a los acuíferos salinos, pero la escasa capacidad de almacenamiento en comparación con estos, limitada por el tamaño de las estructuras trampa de hidrocarburos, lo han convertido hasta ahora en una opción

práctica para aumentar la productividad de los yacimientos de hidrocarburos<sup>44</sup>. Dependiendo del grado de explotación del yacimiento, la inyección de CO<sub>2</sub> dará lugar a la recuperación terciaria.

### **Ventajas:**

- Experiencia previa del comportamiento del campo durante su explotación
- Adecuada permeabilidad que permita la inyección y también la producción, sin anisotropías importantes, tanto horizontales como verticales.
- Menores inversiones en exploración, en perforación e instalaciones de superficie, ya que podrían reutilizarse y emplearse en este tipo de proyectos.

### **Desventajas:**

- Estos yacimientos tienen menos capacidad de almacenamiento comparado con los acuíferos.
- En yacimientos antiguos de hidrocarburos, existe la posibilidad de que se produzcan fugas a través de los pozos abandonados o viejos, debido a que los materiales, cementos y diseños empleados no contemplaban la actividad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> salinos<sup>45</sup>.
- No todos los yacimientos de hidrocarburos son adecuados para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, ya que son necesarias determinadas características de rocas, presión, temperatura y profundidad mínima recomendable, que varía en cada caso según el gradiente geotérmico y el gradiente de sobrecarga.

---

<sup>44</sup> GONZALEZ A, DIAZ S, et al. El Almacenamiento de CO<sub>2</sub>: Mitigación del cambio climático, En: [shorturl.at/gnK06](http://shorturl.at/gnK06), 2018, p.24

<sup>45</sup> Ibid. p.25

## **Principales Proyectos en el mundo:**

- In Salah (Argelia)
- Plataforma Otway (Australia)
- Salt Creek (EEUU)

### **7.2.1.2. Acuíferos salinos profundos**

Los acuíferos salinos están constituidos por rocas porosas y permeables que contienen agua salada (salmuera) en el espacio existente entre sus granos en el caso de las areniscas, o en las fracturas y cavidades de disolución en los carbonatos. Se pueden encontrar a distintos niveles a lo largo de la columna geológica y en todas las cuencas sedimentarias del mundo, aunque su extensión y características pueden variar ampliamente (Bentham, 2005)<sup>46</sup>.

Por lo general, los acuíferos salinos profundos se encuentran estructuralmente aislados y a profundidades mayores que las formaciones que albergan acuíferos con agua dulce o potable. Debido a estas características de elevada salinidad y profundidad, su aprovechamiento como recurso hídrico no es ni técnica ni económicamente viable.

Se considera que, a escala global, los acuíferos salinos proporcionan la mayor capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, muy por encima de las otras opciones.

#### **Ventajas:**

- La capacidad estimada, para este tipo de almacenamiento y a nivel mundial, oscila entre las 1000 y más de 10000 Gt de CO<sub>2</sub> (IPCC, 2005) e incluso 20000

---

<sup>46</sup> GONZALEZ A, DIAZ S, et al. El Almacenamiento de CO<sub>2</sub>: Mitigación del cambio climático, En: [shorturl.at/gnK06](http://shorturl.at/gnK06), 2018, p.19

Gt de CO<sub>2</sub> (IEA, 2008).

- Buena sensibilidad a pequeñas acumulaciones secundarias (103 toneladas) y ritmos de fugas.

#### **Desventajas:**

- En esta opción de almacenamiento, es necesario realizar estudios geológicos como los que se hacen rutinariamente para los yacimientos de petróleo y gas, para confirmar que el depósito acuífero no dejará fugas el CO<sub>2</sub>.
- Al no existir ningún tipo de aprovechamiento actual de este tipo de almacenes, en principio, se hace necesario diseñar y construir todas las instalaciones de superficie y subsuelo.

#### **Principales Proyectos en el Mundo:**

- Proyecto Frio (EEUU)
- Proyecto Valle de Ohio (EEUU)
- Ketzin (Alemania)
- Sleipner (Noruega)

#### **7.2.1.3. Capas de Carbón**

Normalmente, el gas principal de las capas de carbón es el metano, el cual se encuentra atrapado de dos maneras dentro del sistema poroso: adsorbido en las superficies internas del carbón y absorbido en los poros y fracturas<sup>47</sup>.

El metano contenido en el carbón se aprovecha en varios lugares del mundo

---

<sup>47</sup> MARTINEZ V, NAVAS T. Estado del arte del secuestro geológico de CO<sub>2</sub> y aplicaciones, En: Universidad nacional autónoma de México, 2008, p. 36

extrayéndolo principalmente mediante pozos, en los que la depresión producida es suficiente para que el metano contenido en el carbón se libere. No obstante, nunca se puede extraer la totalidad del metano. Así, desde los años 90 del siglo XX, se emplea la inyección de gases en el carbón para mejorar la producción, técnica que se denomina ECBM. Uno de los gases que se utiliza en este proceso es el CO<sub>2</sub>.

### **Ventajas:**

- Puede ser almacenado en las costuras de carbón profundas, donde se acumulará en los poros de la superficie del carbón y en las fracturas. Esto tiene la ventaja adicional de forzar el metano de los yacimientos de carbón que puede ser usado como combustible<sup>48</sup>.
- No se requiere gran profundidad para conseguir almacenes.

### **Desventajas:**

- Baja permeabilidad y el hinchamiento, hoy en día, es todavía un recurso objeto de explotación, con lo que la inyección de CO<sub>2</sub> anularía su extracción, y el hecho de que las capas de carbón suelen poseer mucha menos potencia y extensión lateral que los acuíferos salinos profundos.
- Durante la adsorción de CO<sub>2</sub> se produce el hinchamiento de los granos de carbón y, por tanto, las fracturas se cierran, con lo que la permeabilidad disminuye de forma que la capacidad de inyectar CO<sub>2</sub> también se reduce.

### **Principales Proyectos en el Mundo:**

- Yubari (Japón)
- Piloto Fenn Big Valley (Canadá)

---

<sup>48</sup> Op, Cit. p.32

- Qinshui Basin (China)

### **7.2.2. Almacenamiento geológico en Shale**

Los yacimientos Shale oil / Shale gas tienen un gran potencial para contribuir a los hidrocarburos en su capacidad de producción y almacenamiento de gas.

Una de las grandes características para el almacenamiento es evitar fugas de gas por lo cual esta técnica se está empezando a usar gracias a que la baja permeabilidad retiene un alto porcentaje de gas.

#### **Ventajas:**

- Medios porosos de baja permeabilidad permite que se retenga un alto porcentaje de gas, es decir, se cumple con un proceso óptimo de almacenamiento evitando fugas<sup>49</sup>.

#### **Desventajas:**

- La capacidad de almacenamiento se ve afectada por propiedades de pertenecientes a la materia orgánica, entre ellas, las más sobresalientes: TOC, madurez térmica, mineralogía y tamaño de los poros.

#### **Principales Proyectos en el Mundo:**

- Bakken (Williston, EEUU)
- Shale gas Antrim (EEUU)

---

<sup>49</sup> ACIPET- Desarrollo de los hidrocarburos en roca generadora, una oportunidad para el primer proyecto de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a gran escala. SÁCHICA J, Piedrahita, J Rivera. 2019; TEC-139. p.6

- Muderong Shale (Australia)
- Wolfcamp (Permian, EEUU)

### 7.3. MÉTODO VOLUMÉTRICO DE AMBROSE

Usando parámetros clave del yacimiento (como porosidad, saturación de agua y factor de volumen de formación) asociados con datos de núcleos, registros de pozos, muestras de fluidos y pruebas de pozos, un método volumétrico permite predecir el gas que se encontrará almacenado en un lugar en términos de un gas total.

Los métodos volumétricos deterministas, son los que utilizan un valor promedio único para cada parámetro en los cálculos de almacenamiento, este es el más comúnmente utilizado en América del Norte. Los métodos probabilísticos, por otro lado, se utilizan cada vez más en todo el mundo y brindan la capacidad de describir el rango completo de valores para cada parámetro con el fin de mostrar de alguna manera la variabilidad en el espacio de los parámetros y las complejidades estructurales de las que consta un yacimiento.

En este trabajo se muestra que cualquier enfoque volumétrico para la estimación de almacenamiento de gas en shale tiene una complejidad adicional debido a que en el shale el gas existe en diferentes estados termodinámicos, en adsorción, absorción (o disuelto) y gas libre, y esto no debe ser independiente con la estimación del volumen de poro del gas en los yacimientos<sup>50</sup>.

Para el almacenamiento total de gas, los volúmenes de gas de esquisto en el lugar generalmente se encuentran en función de los siguientes términos:

- Un componente volumétrico,  $G_f$ , el cual es lo almacenado como gas libre en el espacio poroso. El volumen de gas libre se cuantifica mediante

---

<sup>50</sup> AMBROSE, Rey J., et al. New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. En: SPE, febrero, 2010, p. 3.

modificaciones de los métodos estándar de evaluación de yacimientos.

- Un componente de superficie,  $G_a$ , el cual se refiere al gas adsorbido físicamente en una gran superficie de los microporos. La cantidad de gas adsorbido se ha cuantificado generalmente a partir de las mediciones de la isoterma de sorción estableciendo una isoterma de adsorción en equilibrio.
- Un componente volumétrico,  $G_{so}$ , que se refiere al gas disuelto en el hidrocarburo líquido. Este volumen generalmente se combina con la capacidad de gas adsorbido en yacimientos que contienen una gran fracción de hidrocarburo líquido en el espacio poroso.<sup>51</sup>
- Un componente volumétrico,  $G_{sw}$ , el cual se refiere a el gas disuelto en el agua de formación. La cantidad de gas disuelto se estima a partir de los cálculos de solubilidad a granel.

Por lo tanto, se tiene  $G_{st}$  como el gas almacenado total in-place:

$$G_{st} = G_f + G_a + G_{so} + G_{sw} \quad (1)$$

Donde:

$$G_f = 32,0368 \frac{(1 - S_w - S_o)}{\rho_b B_g} \quad (2)$$

$$G_a = G_{SL} \frac{P}{P + P_L} \quad (3)$$

---

<sup>51</sup> *Ibíd.*, p. 4.

$$G_{SO} = \frac{32,0368 \emptyset S_o R_{SO}}{5,6146 \rho B_o} \quad (4)$$

$$G_{SW} = \frac{32,0368 \emptyset S_w R_s}{5,6146 \rho B_w} \quad (5)$$

En los cálculos estándar de la industria actual, no se aplican las ecuaciones (4) y (5). El gas que se encuentra en solución en el hidrocarburo y el gas adsorbido dentro de la materia orgánica se combinan en el análisis de isoterma de adsorción; por lo tanto, la ecuación (1) se reduce a:

$$G_{st} = G_f + G_a \quad (6)$$

Los enfoques volumétricos actuales para el gas almacenado en shale se basan en la premisa de que los dos volúmenes en el lado derecho de la ecuación (6), que están asociados con los poros inorgánicos y el sólido orgánico, respectivamente, pueden estimarse independientemente uno del otro. En consecuencia, el gas adsorbido se asocia a los orgánicos, cuyo volumen de poros se considera despreciable y, por lo tanto, no es necesario tener en cuenta el volumen durante los cálculos del gas libre; Considerando que, todo el gas libre se encuentra asociado a los macroporos inorgánicos, fracturas, fisuras, etc. En el estudio NUEVAS CONSIDERACIONES DE ESCALA DE PORO PARA CÁLCULOS DE SHALE GAS IN SITU en el 2010 por la Universidad de Oklahoma, Devon Energy, AMBROSE, Ray, et al., argumentaron que las capacidades totales de almacenamiento de un gas son sobreestimados basados en observaciones a escala de poros. El error implica una contabilización incorrecta del volumen ocupado por la fase gaseosa adsorbida.

## Corrección de Fase Adsorbida para el Volumen de Poro

La cantidad de gas adsorbido que se estima que se encuentra situado en el shale se determina mediante un experimento de isoterma de adsorción en equilibrio. En este experimento, primeramente, se mide un volumen de poro, generalmente usando helio, debido a que es un gas no adsorbente. La determinación del volumen de poro es experimentalmente idéntica a las técnicas de porosimetría de helio utilizadas para determinar la densidad del grano. En cuanto se haya medido el volumen de poro, se realiza la recopilación de los datos de adsorción. La masa de gas adsorbida en la muestra se mide mediante el balance de materiales y una ecuación de estado termodinámica dada. Mientras se realiza la construcción de la isoterma, en cada paso de presión, el volumen del gas que se adsorbe reduce el volumen de poro.<sup>52</sup>

Como resultado, el volumen de poro determinado inicialmente es erróneo, y debe corregirse al principio y al final del paso de presión como se muestran en las siguientes ecuaciones (7 y 8):

$$V_{v1} = V_{v0} - \frac{n_1 M}{\rho_s} \quad (7)$$

$$V_{v2} = V_{v0} - \frac{n_2 M}{\rho_s} \quad (8)$$

Por consiguiente, durante el transcurso del análisis de isotermas, el volumen de poro se hace más pequeño para cada paso de presión posterior. En la práctica, a menudo es más conveniente determinar la denominada isoterma de Gibbs en términos del número de moles de gas adsorbido, ecuación (9).

---

<sup>52</sup> *Ibíd.*, p. 4.

$$n'_2 = n'_1 + V_r \left( \frac{P_{r1}}{z_{r1}T_{r1}R} - \frac{P_{r2}}{z_{r2}T_{r2}R} \right) + V_{v0} \left( \frac{P_{s1}}{z_{s1}T_{s1}R} - \frac{P_{s2}}{z_{s2}T_{s2}R} \right) \quad (9)$$

La isoterma de Gibbs puede ser convertida a términos de volúmenes usando una ecuación de estado y puede ser ajustado para el volumen de poro usando el factor

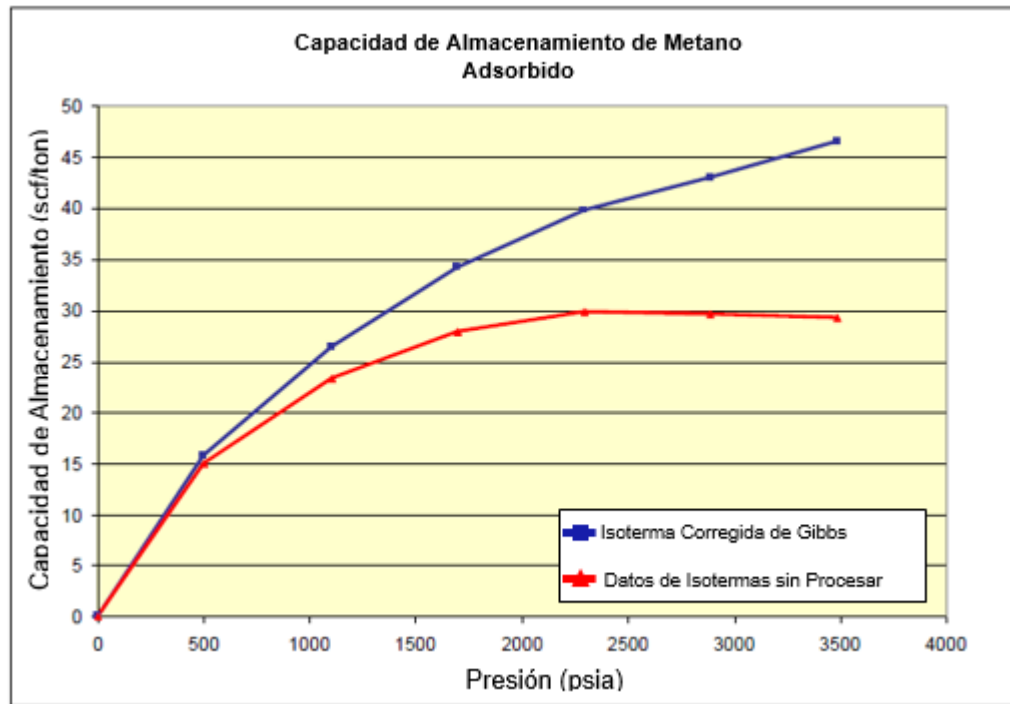
de corrección de Gibbs  $\rho_f/\rho_s$ :  $G_a = \frac{G'_a}{1 - \frac{\rho_f}{\rho_s}}$  (10)

Si los cambios en el volumen de poro no se tienen en cuenta, la isoterma será errónea y no se podrá utilizar en cálculos de ingeniería. En la Figura 43 se observa un ejemplo con datos de isothermas con y sin las correcciones del volumen de poro. Las consideraciones de volumen de poro antes mencionadas que son necesarias para determinar con precisión los volúmenes de gas adsorbido tienen implicaciones significativas en el volumen de poro del shale in situ "real" disponible para el almacenamiento de gas libre. En pocas palabras, el producto de saturación de gas con la porosidad efectiva ( $\phi S_{ge}$ ) se deriva de un volumen de poro total que se determina en condiciones de laboratorio estáticas y no refleja las condiciones reales del yacimiento. La porción del yacimiento del volumen total de poro no solo es consumida por el agua y el aceite, además por el gas adsorbido. Es por esta razón que el volumen de poro de gas libre calculado requiere una corrección para la fracción de gas adsorbido presente en las condiciones de temperatura y presión del yacimiento<sup>53</sup>.

---

<sup>53</sup> *Ibíd.*, p. 5.

**Figura 43. Isotermas del Metano con y sin la Corrección de Gibbs.**

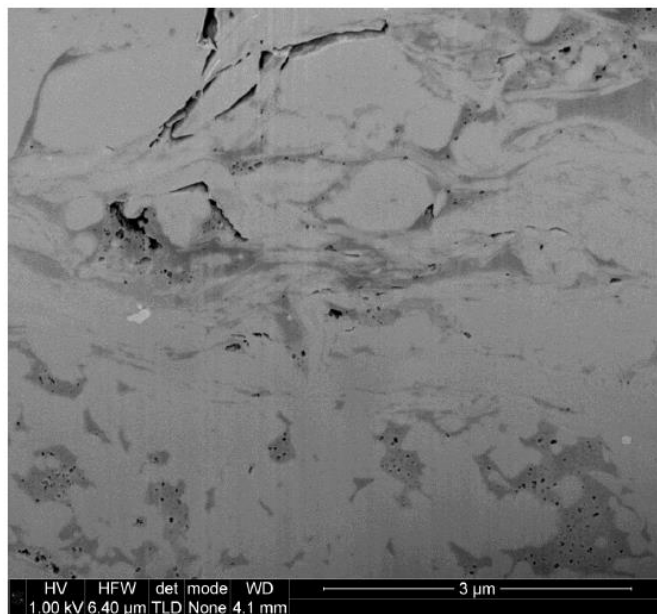


**Fuente:** AMBROSE, Rey J., et al. New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. En: SPE, febrero, 2010, p. 5.

La demostración para respaldar la necesidad de la corrección radica en la investigación visual del complejo tejido rocoso típico de las muestras de roca shale ricas en materia orgánica y de grano fino. Se ha informado recientemente que se cree que gran parte de la capacidad de almacenamiento de gas dentro del shale está asociada predominantemente con la fracción orgánica de la matriz de la roca. Por lo tanto, los volúmenes de gas libre medidos por picnometría usando un gas no adsorbente como el helio deben corregirse por la presencia de gas adsorbido dentro de los orgánicos. La Figura 44 muestra una imagen de shale gas SEM (Microscopio electrónico de barrido) con haz de iones enfocado en 2D que respalda las observaciones anteriores realizada en el estudio NUEVAS CONSIDERACIONES DE ESCALA DE PORO PARA CÁLCULOS DE SHALE GAS IN SITU en el 2010 por la Universidad de Oklahoma, Devon Energy, AMBROSE, Ray, et al.

En la imagen, la matriz está representada por el color gris, donde las regiones con color gris oscuro y gris claro son los componentes orgánicos (kerógeno) e inorgánicos (arcilla, sílice, feldespato, etc.), respectivamente; mientras que, los poros se muestran con color negro. Claramente, la mayoría de los poros son significativamente pequeños, típicamente menores de 100 nm, y se encuentran casi exclusivamente dentro del kerógeno<sup>54</sup>.

**Figura 44. Imagen 2-D FIB / SEM de la Porosidad y el Kerógeno dentro de shale.**



**Fuente:** AMBROSE, Rey J., et al. New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. En: SPE, febrero, 2010, p. 6.

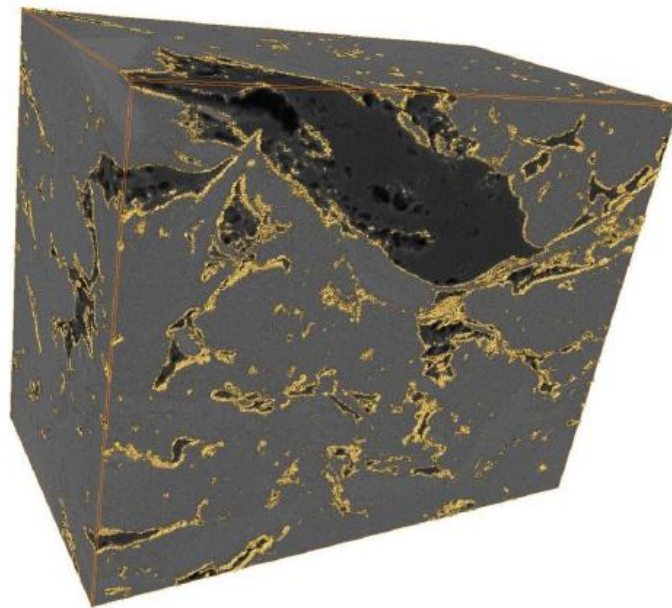
Utilizando tecnologías de imagen avanzadas se crearon segmentaciones de muestra de roca shale tridimensionales que muestran redes de poros y kerógenos que contienen hasta 600 imágenes FIB / SEM de este tipo, el cual consta de utilizar un microscopio electrónico (SEM) que produce imágenes de una muestra al efectuar un barrido con un haz de electrones focalizados. En la figura 45 se muestra una red

---

<sup>54</sup> *Ibíd.*, p. 6.

de kerógeno típica del estudio realizado por la Universidad de Oklahoma en una muestra con  $4\mu\text{m}$  de alto,  $5\mu\text{m}$  de ancho y  $2,5\mu\text{m}$  de profundo. La red consta de grandes bolsas de kerógeno interconectadas, que constituyen un 7,7% (vol.) estimado del segmento. La Figura 46 muestra las redes de kerógeno superpuestas (delimitadas con color amarillo) y de poros (en color rojo) del mismo segmento de shale. Como se puede observar nuevamente en estas imágenes, casi toda la porosidad dentro del sistema está asociada con la red de kerógeno. La imagen de porosidad calculada para este volumen segmentado es del 2,5%. En la Figura 47 se muestra una superposición de red tridimensional que muestra la comparación de las redes de kerógeno / poro y la imagen en escala de grises (el color naranja denota kerógeno, el color naranja oscuro denota poro).<sup>55</sup>

**Figura 45. Segmentación 3-D FIB / SEM de la Red de Kerógeno en Shale.**

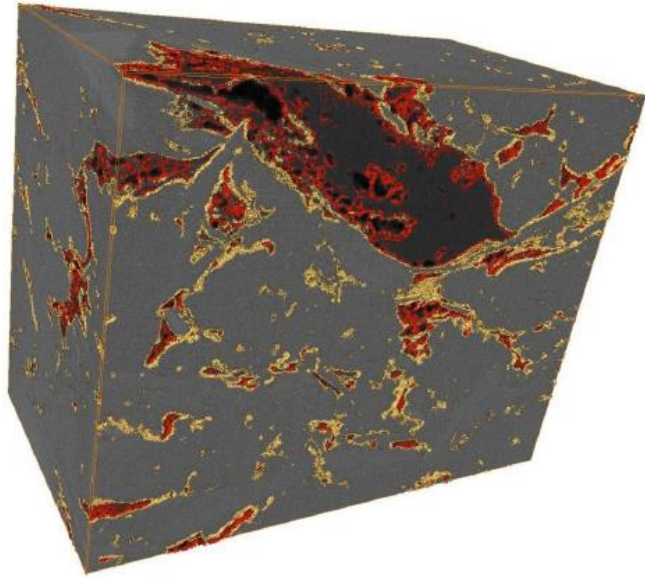


**Fuente:** AMBROSE, Rey J., et al. New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. En: SPE, febrero, 2010, p. 7.

---

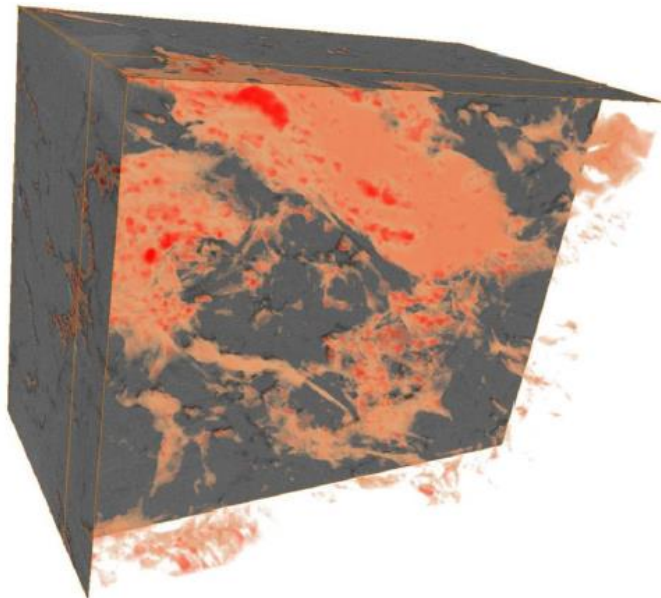
<sup>55</sup> *Ibíd.*, p. 7.

**Figura 46. Segmentación 3-D FIB / SEM de la Porosidad y la Red de Kerógeno en Shale.**



**Fuente:** AMBROSE, Rey J., et al. New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. En: SPE, febrero, 2010, p. 6.

**Figura 47. Superposición de Red 3-D de Porosidad y Kerógeno en Imagen 2-D.**

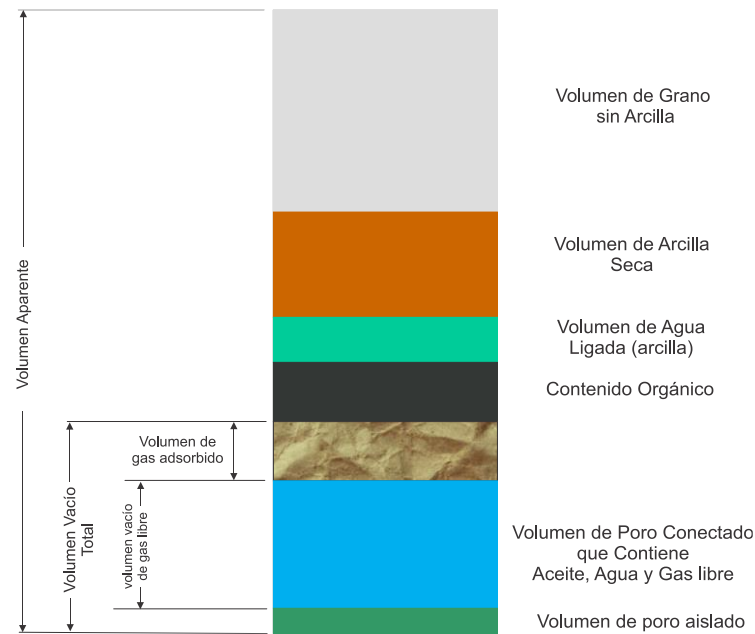


**Fuente:** AMBROSE, Rey J., et al. New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. En: SPE, febrero, 2010, p. 8.

### 7.3.1. Método para el Cálculo del Almacenamiento de Gas en Shale

El estudio NUEVAS CONSIDERACIONES DE ESCALA DE PORO PARA CÁLCULOS DE SHALE GAS IN SITU en el 2010 por la Universidad de Oklahoma, Devon Energy, AMBROSE, Ray, et al., proponen un nuevo modelo petrofísico (Figura 48) que enfatiza dos cambios conceptuales distintos. Primero, que existe una dependencia del espacio poroso conectado de los orgánicos. En segundo lugar, existe una dependencia del espacio poroso libre por la inclusión de una fase adsorbida. La Figura 49 muestra un diagrama simple de la metodología que se utilizaba para determinar el gas almacenado en el lugar frente a la metodología referente al nuevo modelo petrofísico. En esta metodología se desprecian los volúmenes de agua y aceite<sup>56</sup>.

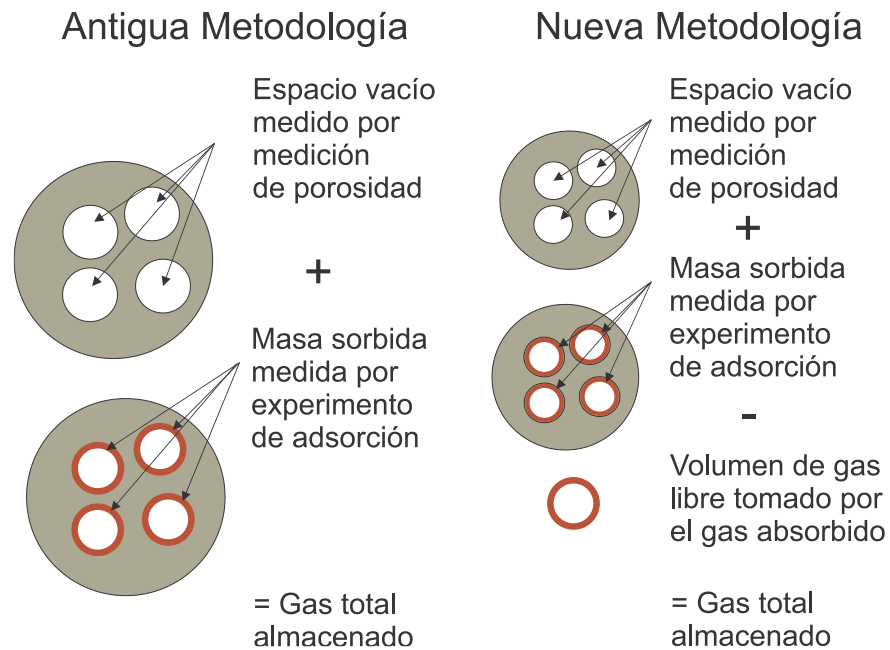
**Figura 48. Nuevo Modelo Petrofísico con los Componentes Volumétricos de la Matriz de Gas-Shale.**



**Fuente:** AMBROSE, Rey J., et al. New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. En: SPE, febrero, 2010, p. 9.

<sup>56</sup> *Ibíd.*, p. 8.

**Figura 49. Comparación de la Antigua y Nueva Metodología para Predecir el Gas Almacenado en Shale.**



**Fuente:** AMBROSE, Rey J., et al. New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. En: SPE, febrero, 2010, p. 9.

Como se observa anteriormente, para cuantificar adecuadamente el gas libre total almacenado en el lugar, el volumen consumido por el gas adsorbido debe determinarse y restarse del cálculo de gas libre. Por lo tanto, se propone que los cálculos estándar utilizados para calcular la capacidad de almacenamiento de gas libre (ecuación 2) se modifiquen teniendo en cuenta el volumen ocupado por el gas absorbido debe tenerse en cuenta después de la corrección por saturación de agua.<sup>57</sup>

Partiendo de la ecuación (3), el valor  $G_a$  debe convertirse en un volumen, para esto se puede realizar una conversión de unidad simple. La unidad típica de la siguiente ecuación es scf / ton.

<sup>57</sup> *Ibíd.*, p. 17.

$$G_a = G_{SL} \frac{P}{P + P_L} \quad (3)$$

Dado que está en scf, se convierten los scf en una masa con la ley de los gases ideales a temperatura y presión estándar:

$$\frac{V}{n} = \frac{RT}{P} \quad (11)$$

$$\frac{V}{n} = \left( \frac{10,7316 \text{ ft}^3 \text{ psi}}{^\circ R \text{ lb} - \text{mol}} \right) \frac{519,67 \text{ }^\circ R}{14,696 \text{ psia}} = 379,48 \frac{\text{ft}^3}{\text{lb} - \text{mol}}$$

Con densidad en g/cm<sup>3</sup> y las unidades deseadas en scf / ton, se usa la conversión anterior para calcular una constante de conversión.

$$\frac{1}{379,48 \frac{\text{ft}^3}{\text{lb} - \text{mol}}} \left( \frac{1 \text{ ton}}{2000 \text{ lb}} \right) = 1,318 \times 10^{-6} \frac{\text{ton} - \text{mol}}{\text{ft}^3}$$

Usando la constante de conversión anterior, la densidad de la fase adsorbida, la densidad aparente de la roca y el peso molecular de la fase adsorbida se calcula el volumen fraccional ocupado por la fase sorbida.

$$\varphi_a = 1,318 \times 10^{-6} M \frac{\rho_b}{\rho_s} \left( G_{sL} \frac{P}{P + P_L} \right)$$

Suponiendo que la saturación de aceite es insignificante y quitando el volumen de la fase sorbida fraccional del volumen de gas libre, la ecuación 2 se convierte en:

$$G_f = 32,0368 \frac{\emptyset (1 - S_w) - \varphi_a}{\rho_b B_g} \quad (12)$$

Sustituyendo la expresión por  $\varphi_a$  en esta ecuación y simplificando, se forma la ecuación 13:

$$G_f = \frac{32,0368}{B_g} \left[ \frac{\varphi(1-S_w)}{\rho_b} - \frac{1,318 \times 10^{-6} M}{\rho_s} \left( G_{SL} \frac{P}{P+P_L} \right) \right] \quad (13)$$

Finalmente, con base al nuevo modelo petrofísico del cual se deriva la metodología para calcular el almacenamiento de gas en shale se tiene que el gas total almacenado será la suma del gas libre corregido por saturación y adsorción y el gas adsorbido:

$$G_{st} = G_f + G_a \quad (6)$$

$$G_f = \frac{32,0368}{B_g} \left[ \frac{\varphi(1-S_w)}{\rho_b} - \frac{1,318 \times 10^{-6} M}{\rho_s} \left( G_{SL} \frac{P}{P+P_L} \right) \right] \quad (13)$$

$$G_a = G_{SL} \frac{P}{P+P_L} \quad (3)$$

Esta metodología presentada es la que se tomará para realizar los cálculos del CO<sub>2</sub> total almacenado en la formación La Luna, junto con datos de la formación análoga Wolfcamp.

#### **7.4. CÁLCULO DEL ALMACENAMIENTO TOTAL DE CO<sub>2</sub> EN LA FORMACIÓN LA LUNA**

Para el estudio del potencial de almacenamiento de gas total en una formación shale gas, se debe tener en cuenta el gas adsorbido ya que este cumple un papel fundamental debido a que su inclusión en la parte del gas libre puede resultar en un aumento erróneo de cálculo de almacenamiento. Una gran cantidad de

metodologías han sido desarrolladas para determinar el almacenamiento total de un gas en formaciones shale gas, las cuales van desde modelos matemáticos sencillos como la ecuación volumétrica hasta aquellos que implementan simulación, donde requieren datos y gráficas para predecir el potencial de almacenamiento.

Para el cálculo del potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la formación La Luna, se implementó el modelo propuesto en el estudio NUEVAS CONSIDERACIONES DE ESCALA DE PORO PARA CÁLCULOS DE GAS SHALE IN SITU en el 2010 por la Universidad de Oklahoma, Devon Energy, AMBROSE, Ray, et al., debido a su simplicidad e implementación en la industria de los hidrocarburos. Los parámetros requeridos para el cálculo se presentan en la Tabla 13 y fueron tomados de la información disponible de la formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). Sin embargo, para el desarrollo del cálculo fue necesario la implementación de analogías con la formación Wolfcamp, ubicada en la cuenca Permian de los Estados Unidos, debido a la escasez de algunos datos para la formación La Luna.

**Tabla 13. Parámetros Requeridos para el Cálculo de Almacenamiento.**

Parámetro	Valor	Símbolo
Porosidad, %	6,89 - 8,69	$\phi$
Saturación de agua, %	35	$S_w$
Saturación de aceite, %	0	$S_o$
Peso molecular del CO <sub>2</sub> , lb/lb-mol	44,01	M
Densidad aparente de la roca, g/cm <sup>3</sup>	2,57 - 2,74	$\rho_b$
Presión del Inyección, psi	4950 - 7200*	P

\* Asumiendo un gradiente sobre presurizado de 0,55 psi/ft – 0,8 psi/ft. Profundidad: 9000 ft

Capacidad de almacenamiento de Langmuir, scf/ton	38,77 - 154,51**	$G_{SL}$
Presión de Langmuir, psi	512,59 - 1384, 52**	$P_L$
Factor volumétrico de formación del gas	0,002320- 0,002036***	$B_g$
Densidad del CO <sub>2</sub> en la fase adsorbida, g/cm <sup>3</sup>	0,8 - 1,02**	$\rho_s$

El gas libre ( $G_f$ ), el gas adsorbido ( $G_a$ ) y la capacidad de almacenamiento total de CO<sub>2</sub> ( $G_{SL}$ ), para la formación La Luna con analogías de la formación Wolfcamp para el rango bajo y rango alto son:

### Rango Bajo

$$G_f = \frac{32,0368}{B_g} \left[ \frac{\phi(1 - S_w)}{\rho_b} - \frac{1,318 \times 10^{-6} M}{\rho_s} \left( G_{SL} \frac{P}{P + P_L} \right) \right]$$

$$G_f = \frac{32,0368}{0,002320} \left[ \frac{(0,0689)(1 - 0,35)}{2,57} - \frac{1,318 \times 10^{-6} (44,01)}{0,8} \left( (38,77) \frac{4950}{4950 + 512,59} \right) \right]$$

$$G_f = 205,45 \text{ scf/ton}$$

$$G_a = G_{SL} \frac{P}{P + P_L}$$

\*\* Tomado de TOVAR, F. D., et al. Non-Destructive Measurement of Porosity, Compressibility and Gas Sorption in Core Plugs from the Wolfcamp Shale. En: SPE, mayo, 2017. Se hace analogía con la formación Wolfcamp para los valores de  $G_{SL}$ ,  $P_L$ , y  $\rho_s$ .

\*\*\* Calculado para condiciones asumidas para la formación La Luna: P= 4950-7200 [psi], T = 165 [F]

$$G_a = (38,77) \frac{4950}{4950 + 512,59}$$

$$G_a = 35,13 \text{ scf/ton}$$

$$G_{st} = G_f + G_a$$

$$G_{st} = 205,45 + 35,13$$

$$G_{st} = 240,58 \text{ scf/ton}$$

### **Rango Alto**

$$G_f = \frac{32,0368}{B_g} \left[ \frac{\phi(1 - S_w)}{\rho_b} - \frac{1,318 \times 10^{-6} M}{\rho_s} \left( G_{sL} \frac{P}{P + P_L} \right) \right]$$

$$G_f = \frac{32,0368}{0,002036} \left[ \frac{(0,0869)(1 - 0,35)}{2,74} - \frac{1,318 \times 10^{-6} (44,01)}{1,02} \left( \frac{(154,51)7200}{7200 + 1384,52} \right) \right]$$

$$G_f = 208,34 \text{ scf/ton}$$

$$G_a = G_{sL} \frac{P}{P + P_L}$$

$$G_a = (154,51) \frac{7200}{7200 + 1384,52}$$

$$G_a = 129,59 \text{ scf/ton}$$

$$G_{st} = G_f + G_a$$

$$G_{st} = 208,34 + 129,59$$

$$G_{st} = 337,93 \text{ scf/ton}$$

Los cálculos realizados muestran una capacidad de almacenamiento total de CO<sub>2</sub> de 240,58 scf/ton a 337,93 scf/ton; del cual el mayor contribuyente es el gas libre con un valor de 205,45 scf/ton que equivale al 85,4% a las condiciones mínimas propuestas y el mayor contribuyente de CO<sub>2</sub> es el gas libre con un valor de 208,34 scf/ton que equivale al 61,7% a las condiciones máximas propuestas. La capacidad de almacenamiento total de CO<sub>2</sub> calculada se encuentra dentro del rango que presentan las formaciones shale de los Estados Unidos.

En la Figura 50-51 se observan las gráficas de la isoterma de Langmuir para los casos planteados y en las Figuras 52-53 la capacidad total de almacenamiento.

**Figura 50. Isotherma de Langmuir Rango Bajo.**

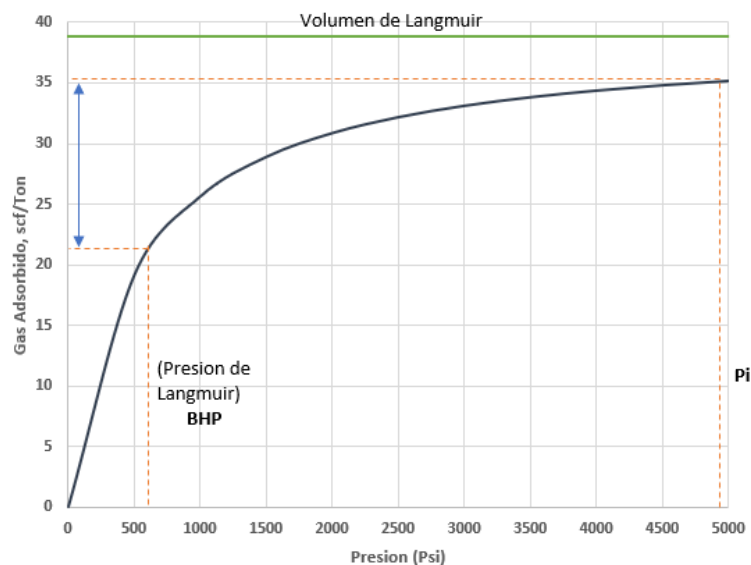


Figura 51. Isoterma de Langmuir Rango Alto.

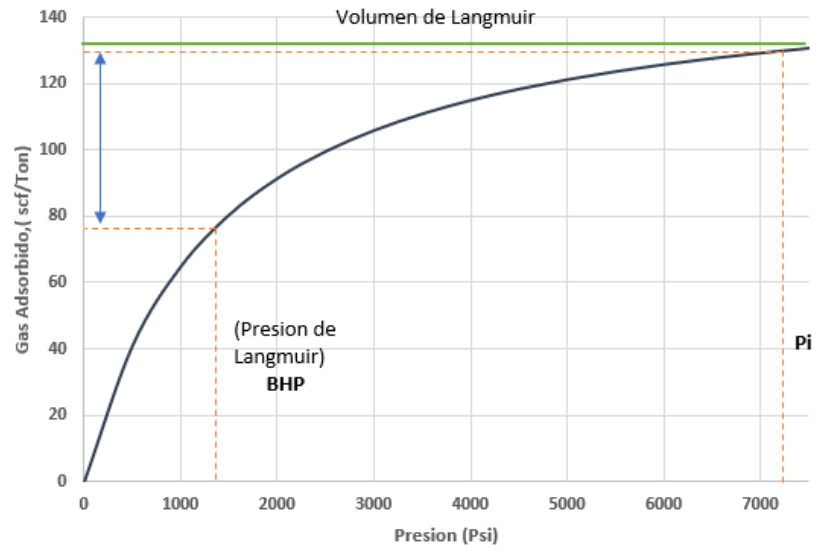


Figura 52. Capacidad Total de Almacenamiento del Gas Rango Alto.

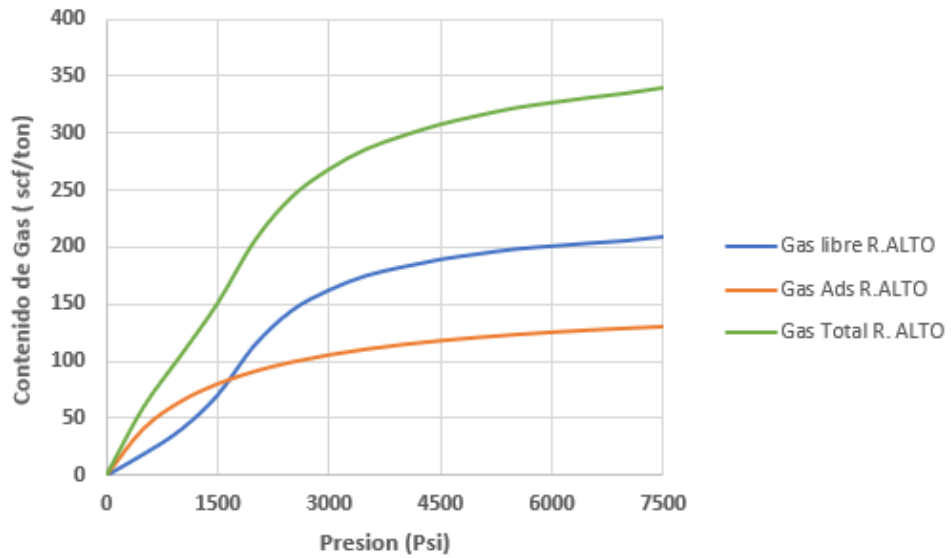
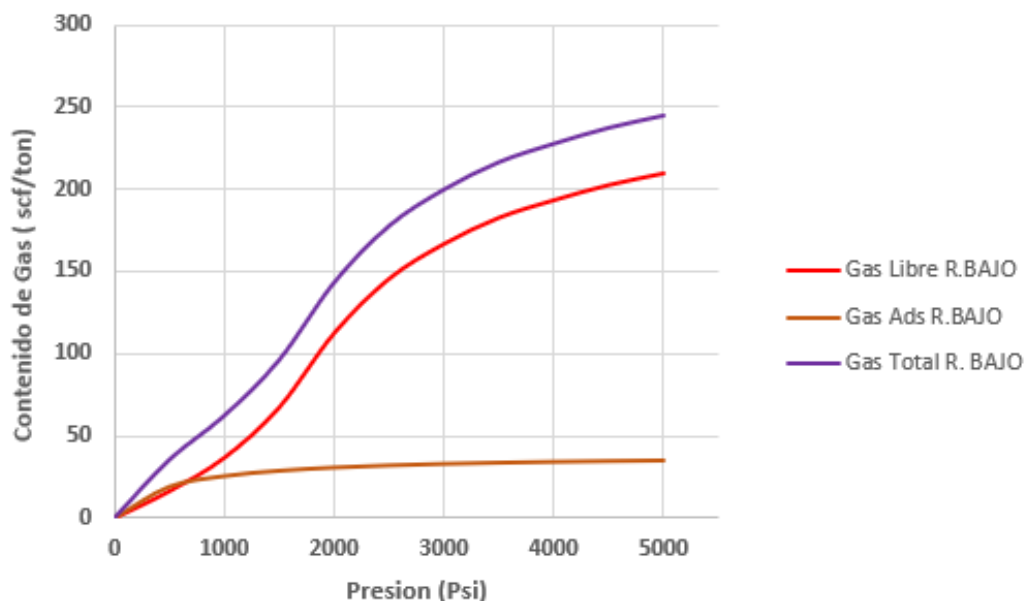


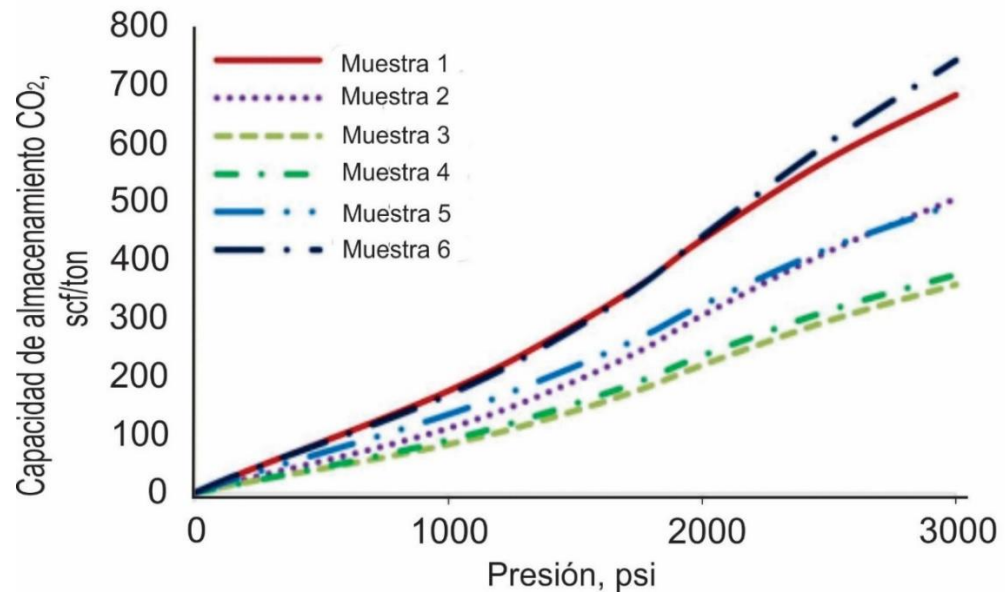
Figura 53. Capacidad Total de Almacenamiento del Gas Rango Bajo.



## 7.5. CASO DE ESTUDIO EN LA FORMACIÓN WOLFCAMP

En el estudio MEDICIÓN DE POROSIDAD, COMPRESIBILIDAD Y ADSORCIÓN DE GAS EN MUESTRAS DE NÚCLEO DE WOLFCAMP SHALE, realizado por la Universidad de Texas junto con F. D. Tovar, M. A. Barrufet en 2017, se presenta un análisis realizado a seis muestras extraídas de 2 pozos perforados en la formación Wolfcamp al oeste de Texas, con el fin de obtener la capacidad total de almacenamiento de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) teniendo en cuenta propiedades medidas como la porosidad, compresibilidad de la roca y la adsorción. Finalmente, los resultados obtenidos muestran que, a una presión de 3000 psi, la capacidad oscila entre valores de 320 scf/ton a 700 scf/ton, como se muestra en la Figura 54.

Figura 54. Capacidad Total de Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el Caso de Estudio - Wolfcamp.



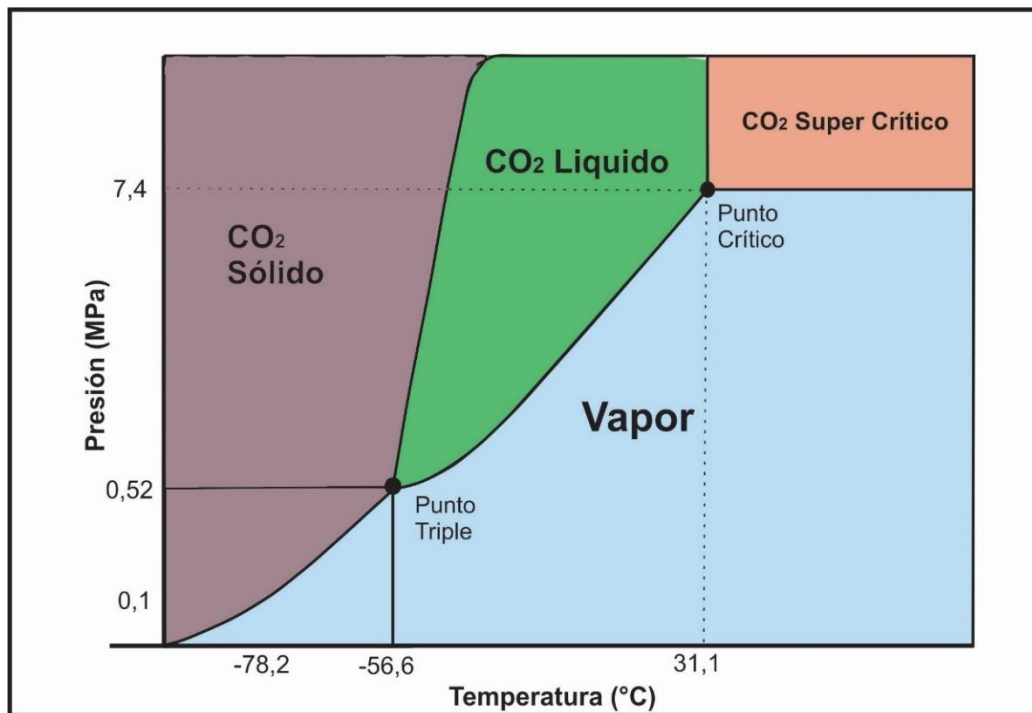
**Fuente:** TOVAR, F. D., et al. Non-Destructive Measurement of Porosity, Compressibility and Gas Sorption in Core Plugs from the Wolfcamp Shale. En: SPE, mayo, 2017.

## 8. TECNOLOGÍAS Y EQUIPOS EXISTENTES PARA EL ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub>

### 8.1. INTRODUCCIÓN

Dependiendo de la presión y la temperatura, el CO<sub>2</sub> se puede encontrar como sólido, líquido, vapor o fluido supercrítico. Para representar el CO<sub>2</sub> en la fase supercrítica o estado líquido se suele usar un término denominado “fase densa”.

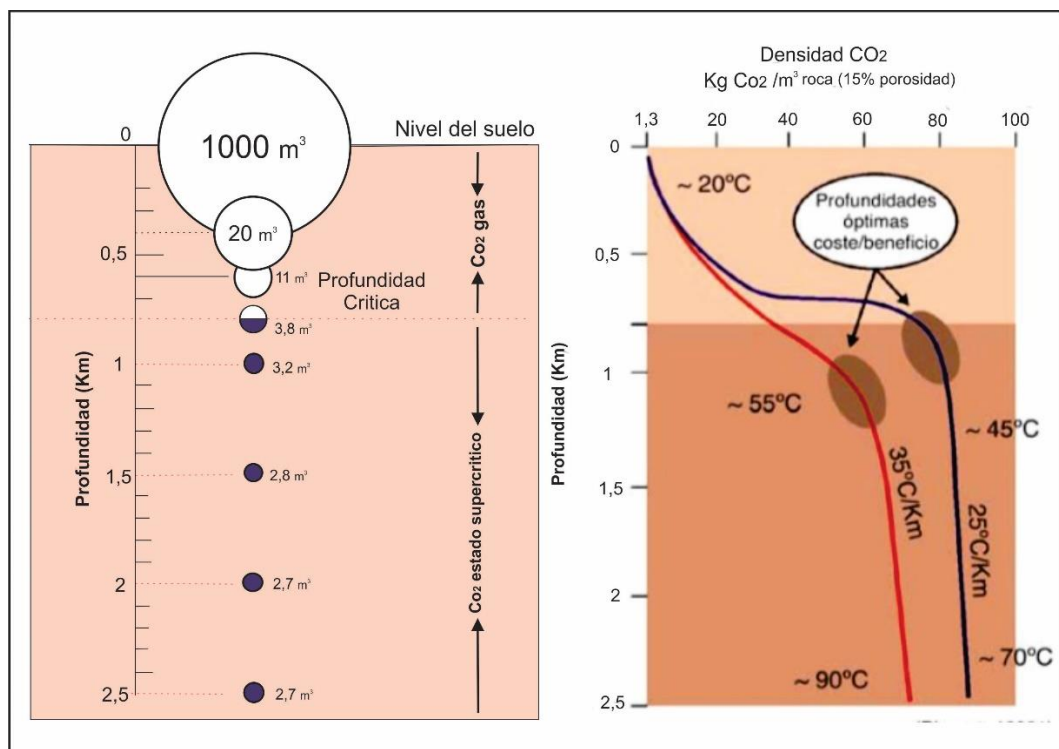
Figura 55. Diagrama de Fases de CO<sub>2</sub>



El punto crítico representa la temperatura y la presión más elevada a la que una sustancia puede existir como gas y como líquido en equilibrio. Para el CO<sub>2</sub>, el punto crítico tiene lugar a 31,1°C (88 F) y 7,38 MPa (1071 psi) como se puede observar en la Figura 55.

Los fluidos supercríticos poseen la habilidad de actuar como un gas, pero tienen una densidad líquida. Estas propiedades le han dado al CO<sub>2</sub> muchas aplicaciones. En el caso de almacenamiento geológico, una buena forma de almacenar CO<sub>2</sub>, es a sus condiciones supercríticas, ya que posee características importantes como la reducción de su volumen y el aumento de su densidad con el incremento de la profundidad (Figura 56).<sup>58</sup>

**Figura 56. Variación del Volumen de CO<sub>2</sub> con la Profundidad**



**Fuente:** KALDY J, GIBSON P; CRC, Storage Capacity estimation, site selection and characterization for CO<sub>2</sub> storage project. 2008. Disponible: <https://bit.ly/3dnMSAc>.

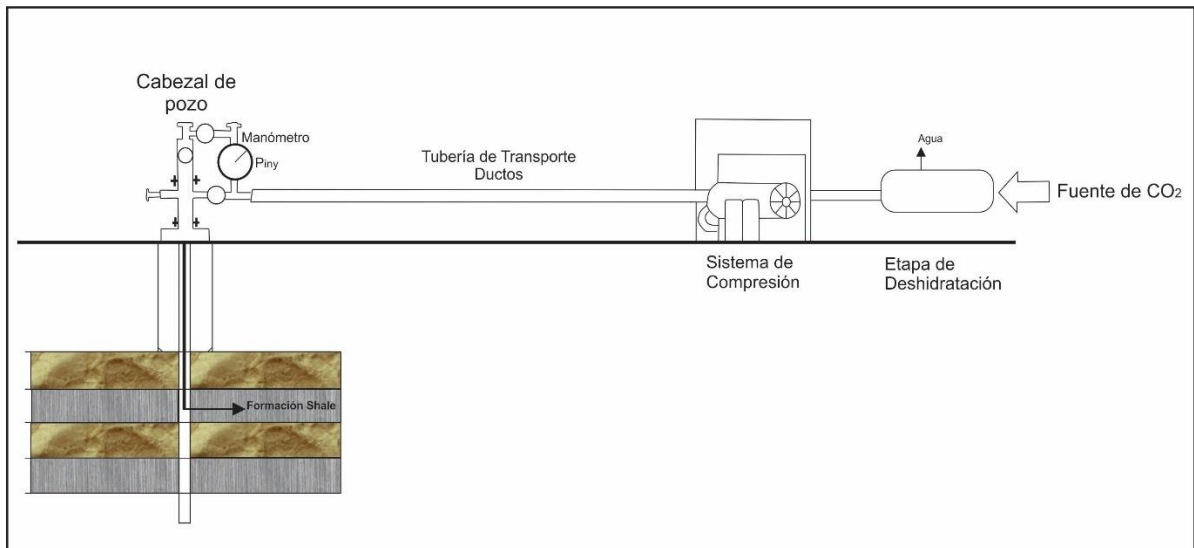
## 8.2. EQUIPOS DE SUPERFICIE

Las facilidades de superficie básicas según las experiencias en la inyección de CO<sub>2</sub> abarcan; por ejemplo, tuberías de transporte, sistemas de compresión, sistemas de

<sup>58</sup> SUAREZ L, PEÑA, Factibilidad técnica para la selección de reservorios en procesos de inyección y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, En: Universidad industrial de Santander, 2014, p. 29

medición y control, cabezales de pozos, pozos de inyección y una unidad de deshidratación del gas con el fin de reducir el % de vapor de agua y prevenir la corrosión, para el desarrollo de este capítulo se considera la aseveración de que el CO<sub>2</sub> se encuentra en un estado de pureza luego de pasar por unos procesos de separación para su captura, los cuales no se tendrán en cuenta, ya que no es el objetivo de este trabajo. A continuación, se presenta un esquema general de inyección (Figura 57). Sin embargo, no se tendrá en cuenta el dimensionamiento y diseño de estos.

**Figura 57. Esquema Base de las Facilidades de Superficie Requeridas para un Proceso de Inyección de CO<sub>2</sub>**



### 8.2.1. Etapa de Deshidratación

Si el porcentaje de vapor de agua es significativo en la corriente de CO<sub>2</sub>. Éste debe ser removido con el fin de proteger el sistema de corrosión. Los factores más importantes en el adecuado diseño de un sistema de deshidratación de gas son la temperatura del gas de entrada y las presiones de operación.

### 8.2.2. Sistema de Compresión

En esta fase el CO<sub>2</sub> es comprimido de su fase gaseosa a fase supercrítica (por encima de su punto crítico). Un ejemplo de un sistema de compresión en campo se puede observar en la Figura 58.

El número de compresores dependerá de la distancia de la fuente al punto de destino y de la presión requerida para la inyección, normalmente se coloca otro compresor en la línea para aumentar la presión de dióxido de carbono produciendo un estado de alta presión, lo que permite contrarrestar las pérdidas en la línea. Los factores más importantes para diseñar un compresor son la composición, volumen, temperatura de entrada, presiones de succión y descarga.

**Figura 58. Booster Compresor.**



**Fuente:** Tetrattech Inc, Galileo Technologies {En línea}, Disponible en: <https://bit.ly/2SFCgmG>

### 8.2.3. Equipos de Transporte

Para el transporte el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es preferible que se encuentre en la “fase densa” debido a que su densidad es muy cercana a la del agua líquida y su viscosidad es equivalente a el CO<sub>2</sub> gaseoso, esto hace que la cantidad de masa

transportada por unidad de volumen sea alta y que la pérdida de presión sea baja con respecto a el transporte de un gas. Por consecuencia, transportar el CO<sub>2</sub> en la fase densa hace que se requieran diámetros de tubería menores y que sea económico. Sin embargo, al transportar CO<sub>2</sub> en fase densa, hace que se incrementen las concentraciones de impurezas a lo largo de las transiciones.<sup>59</sup>

Los niveles de impurezas permitidos en el transporte por tuberías están dados por los estándares de ASME B31.8. Sin embargo, esos estándares no son aplicables para el transporte de CO<sub>2</sub> por tuberías (Figura 59). Estudios realizados en laboratorios y en campo muestran que:

- Acero al carbón se puede usar para el transporte de CO<sub>2</sub> en fase densa, fase líquida en ausencia de agua y fase gaseosa por encima del punto de rocío.
- Acero inoxidable se puede usar para el transporte de CO<sub>2</sub> en fase líquida con presencia de agua y en fase gaseosa que se encuentre por debajo del punto de rocío.

**Figura 59. Gasoductos de CO<sub>2</sub>**



**Fuente:** APPEA, The development of the Greater Gas Fields, 2003, p.167

---

<sup>59</sup> PAPA VINASAM, Sankara, et al. Materials Issues in CO<sub>2</sub> Capture, Transport, and Storage Infrastructure. En: NACE. Houston, Texas, 2012. p. 3.

Generalmente, para el transporte de CO<sub>2</sub> se usan diámetros de tubería estándar. En la Tabla 14 se muestran varios materiales de grado API 5X de tubería de diámetro de NPS 6 a NPS 20.

**Tabla 14. Límite Elástico Mínimo Especificado y Precio de los Tubos de Acero al Carbón con Diferentes Especificaciones.**

Especificación	Límite elástico mínimo especificado	Precio (\$/Tonelada)
API 5LX Grado X42	42000 (289,59)	650
API 5LX Grado X46	46000 (317,17)	700
API 5LX Grado X52	52000 (358,54)	750
API 5LX Grado X56	56000 (386,1)	770
API 5LX Grado X60	60000 (413,7)	800
API 5LX Grado X65	65000 (448,175)	900
API 5LX Grado X70	70000 (482,65)	960
API 5LX Grado X80	80000 (551,6)	1000
API 5LX Grado X90	90000 (620,53)	N/A

**Fuente:** KANG, Kwangu; HUH, Cheol y KANG, Seong-Gil. The Cost Estimation of CO<sub>2</sub> Pipeline Transport for the Offshore CCS in Korea. En: ISOPE. Junio, 2014. 3 p.

### **Efecto de las impurezas en las propiedades del material**

La composición de CO<sub>2</sub> en las tuberías puede variar dependiendo de cómo se haya realizado el proceso de captura. Generalmente las composiciones de la corriente de

CO<sub>2</sub> transportado son de 98% CO<sub>2</sub>, 0,15 a 1,5% N<sub>2</sub>, y 0,11 a 1,5% de CH<sub>4</sub>. La presencia de agua en el transporte de CO<sub>2</sub> puede generar problemas debido a que el CO<sub>2</sub> en presencia con agua, tiende a producir ácido carbónico el cual corroe las tuberías, y también otro problema que genera en conjunto con la disminución de la temperatura es la formación de hidratos, que reduce el flujo hasta taponarlo. Por estas razones el contenido de agua debe ser bajo y debe ser continuamente monitoreado. Normalmente el contenido de agua es de menos de 10 lb de agua por un millón de pies cúbicos de CO<sub>2</sub>. Otras impurezas como el N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, y SO<sub>2</sub> pueden variar el régimen de flujo en la tubería, pueden variar la presión y temperatura crítica, lo que genera incremento en la caída de presión, y esto hace que se requiera una mayor cantidad de compresores para la operación de transporte de CO<sub>2</sub>. También pueden alterar las propiedades físicas como la viscosidad y densidad.<sup>60</sup>

### **Compatibilidad de materiales no metálicos**

El CO<sub>2</sub> descompone los selladores que son fabricados por productos derivados del petróleo cuando se reduce la presión, por lo que para el transporte de CO<sub>2</sub> se requieren selladores que sean de materiales inorgánicos y grasas. Sin embargo, las propiedades de los materiales no metálicos en la fase densa de CO<sub>2</sub> que contienen impurezas no se comprenden bien.

Las tuberías modernas para transporte de gas cuentan con unas superficies internas recubiertas para la reducción de la fricción, para disminuir la caída de presión. Los recubrimientos epoxi más comunes se utilizan para este propósito. Al disminuir la caída de presión, hace que se requieran menos números de estaciones de compresión a lo largo de la tubería. Los estudios han indicado que los revestimientos internos reducen el consumo de combustible en aproximadamente un 20%. Sin embargo, el CO<sub>2</sub> puede destruir los revestimientos orgánicos; por lo tanto, deben desarrollarse nuevos revestimientos internos para las tuberías de

---

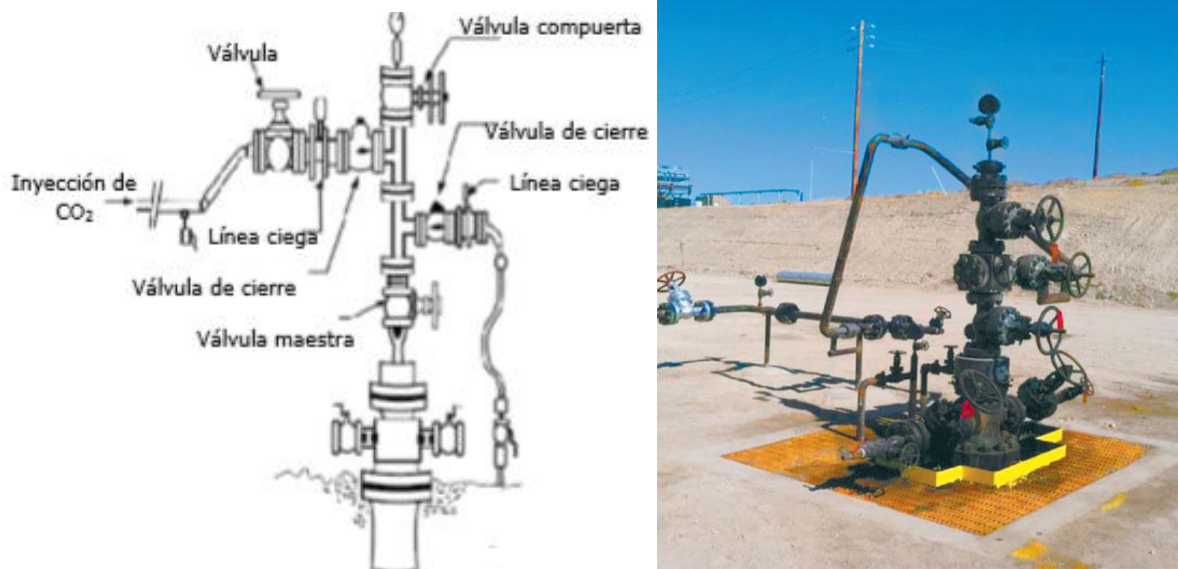
<sup>60</sup> *Ibíd.*, p. 4.

transmisión de CO<sub>2</sub>.<sup>61</sup>

#### 8.2.4. Cabezal de Pozo

El diseño esquemático de un cabezal de pozo se puede observar en la Figura 60, comúnmente los pozos inyectores están equipados con dos válvulas de control de pozo, una para uso regular y una especial para un cierre de pozo por cuestiones de seguridad. “Una válvula de cierre automático en todos los pozos de CO<sub>2</sub> para garantizar que no se produjeran fugas y prevenir que el flujo no programado de CO<sub>2</sub> viaje nuevamente en el sistema de inyección”<sup>62</sup>.

**Figura 60. Configuración en Superficie Pozo Inyector de CO<sub>2</sub>.**



**Fuente:** RAMÍREZ, Ricardo; Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>., Trabajo de investigación. UNAM, Facultad de ingeniería. 2011. p. 66.

A continuación, en la Figura 61 se observan algunas facilidades de superficie para

<sup>61</sup> *Ibíd.*, p. 4.

<sup>62</sup> Jarrell, P.M., C.E. Fox, M.H. Stein y S.L. Webb, 2002: Practical Aspects of CO<sub>2</sub> Flooding. SPE Monograph Series No. 22, Richardson, TX, 220 pp.

un proceso de inyección de CO<sub>2</sub> en un pozo de la formación Middle Bakken, el cabezal de pozo es visible en la parte izquierda.

**Figura 61. Prueba de Campo Inyección de CO<sub>2</sub>, Middle Bakken.**



**Fuente:** SORENSEN, J. A. *et al.* Field Test of CO<sub>2</sub> Injection in a Vertical Middle Bakken Well to Evaluate the Potential for Enhanced Oil Recovery and CO<sub>2</sub> Storage. En: Unconventional Resources Technology Conference. Agosto, 2018. p. 9.

### **8.3. MONITOREO Y VERIFICACIÓN**

Luego de ser realizada la etapa de inyección, y se ha dado el almacenamiento se usan equipos de monitoreo con el fin de evitar fugas. Es indispensable monitorear la inyección para poder verificar que el diseño se está llevando a cabo tal y como fue propuesto. El monitoreo dentro del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> puede ser utilizado para:

- Para verificar el estado de los pozos inyectoros y medir los gastos de inyección, pues malos procedimientos en la terminación de pozos, el mal estado de los empacadores, de la tubería o de la cementación puede representar un problema de fuga de CO<sub>2</sub>.

- Verificar la cantidad de CO<sub>2</sub> inyectado y almacenado por diversos mecanismos.

Una tecnología muy utilizada en la industria petrolera son los sensores de temperatura y presión con fibra óptica, la fibra óptica reduce el espaciamiento para cable dentro de los pozos los cuales son conectados a sensores para ofrecer información de las condiciones en el fondo del pozo en tiempo real, con estos nuevos sistemas se espera obtener mediciones más confiables y por ende un mayor control sobre el pozo<sup>63</sup>.

Estos sensores en unión con los medidores de temperatura proporcionan información sobre datos recolectados como, por ejemplo: las condiciones de fase del CO<sub>2</sub> inyectado (líquido, gas o supercrítico) y la medición exacta de la cantidad de CO<sub>2</sub> inyectado para inventarios, informes.

Varias técnicas pueden ser utilizadas para monitorear la distribución y migración del CO<sub>2</sub> en el yacimiento, la Tabla 15 resume estos métodos y muestra su uso en los proyectos de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

La verificación es un tema relacionado en base al monitoreo, siendo esta definida como el conjunto de actividades utilizadas para evaluar la cantidad de CO<sub>2</sub> que se almacena en el yacimiento evaluando la cantidad (% adsorción) que retorna a superficie, para posteriormente volver a ser separado y otra vez inyectado.

---

<sup>63</sup> RAMÍREZ, Ricardo; Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>., Trabajo de investigación. UNAM, Facultad de ingeniería. 2011. p. 72

**Tabla 15. Técnicas directas e indirectas para monitorear yacimientos de almacenamiento de CO<sub>2</sub>**

Sistema de Medición	Parámetros de Medición	Aplicación
Trazadores naturales	Tiempos de viaje. Identificación de fuentes de CO <sub>2</sub> .	Trazadores de movimiento del CO <sub>2</sub> en la formación almacenadora. Medición de la solubilidad de captura. Trazadores de fuga.
Composición del agua	CO <sub>2</sub> , HCO <sub>3</sub> , CO <sub>3</sub> . Iones principales. Elementos trazadores. Salinidad.	Cuantificación de solubilidad y minerales de captura. Cuantificación de la interacción agua-CO <sub>2</sub> -roca
Presión de fondo	Presión de formación. Presión anular.	Control de presión de formación por debajo del gradiente de fractura. Fugas de la formación almacenadora
Registros de pozo	Salinidad del agua. Velocidad sónica. Saturación de CO <sub>2</sub> .	Seguimiento del movimiento del CO <sub>2</sub> en la formación almacenadora Calibración de velocidades sísmicas para sísmica 3D
Sísmica 3D tiempo-lapso	Velocidad de ondas P y S. Reflexión de horizontes. Sísmica de atenuación de amplitud	Seguimiento del movimiento del CO <sub>2</sub> en la formación almacenadora
Perfiles sísmicos verticales	Velocidad de ondas P y S. Reflexión de horizontes. Sísmica de atenuación de amplitud	Detección detallada de la distribución del CO <sub>2</sub> en la formación almacenadora. Detección de fugas a través de fallas y fracturas.
Monitoreo sísmico	Localización, magnitud y características de origen de los eventos sísmicos.	Desarrollo de microfracturas en la formación o roca sello. Vías de migración del CO <sub>2</sub> .
Vigilancia en superficie mediante cámaras de flujo y medidas directas	Flujos de CO <sub>2</sub> entre la superficie y la atmósfera.	Detectar, localizar y cuantificar las emisiones de CO <sub>2</sub>
Muestreo de suelo	Composición en superficie del gas. Análisis isotópico del CO <sub>2</sub> .	Detectar niveles elevados de CO <sub>2</sub> . Identificar la fuente de los niveles elevados de CO <sub>2</sub> en superficie.

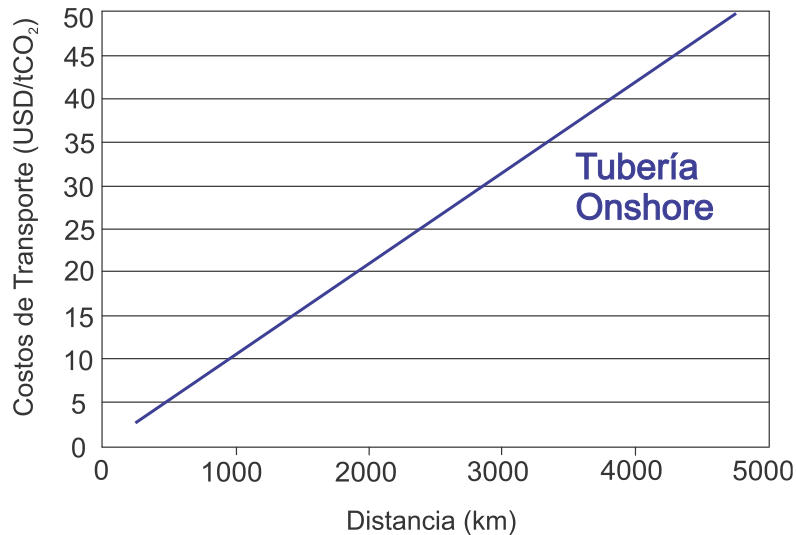
**Fuente:** RAMÍREZ, Ricardo; Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>., Trabajo de investigación. UNAM, Facultad de ingeniería. 2011. p. 77

#### 8.4. COSTOS PARA TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub>

Según las experiencias mundiales presentadas en trabajos, reportes y periódicos, existen tres formas de transporte de CO<sub>2</sub>: Por tuberías onshore, por tuberías offshore y mediante barcos.

En la Figura 62 se presenta el costo de transporte de CO<sub>2</sub> en función de la distancia que existe entre la fuente al punto de almacenamiento para un gasoducto terrestre. Estos costos incluyen facilidades de almacenamiento y costos de combustible y carga / descarga. En la Tabla 16 se muestran los componentes a tener en cuenta para el costo total del transporte de CO<sub>2</sub>.<sup>64</sup>

**Figura 62. Costos de Transporte de CO<sub>2</sub> vs Distancia**



**Fuente:** WLODEK, Tomasz; KUCZYNSKI, Szymon y HENDEL, Jacek. Technical and Economic Issues of Offshore Pipeline Carbon Dioxide Transportation. En: *AGH DRILLING, OIL, GAS*. 2014, vol. 31, no. 2, p. 2.

<sup>64</sup> WLODEK, Tomasz; KUCZYNSKI, Szymon y HENDEL, Jacek. Technical and Economic Issues of Offshore Pipeline Carbon Dioxide Transportation. En: *AGH DRILLING, OIL, GAS*. 2014, vol. 31, no. 2, p. 1.

**Tabla 16. Costos de Transporte de CO<sub>2</sub>**

Costos de Construcción	Costos de operación y mantenimiento de tuberías	Otros Costos
Costo de Material y Equipo;	Mantenimiento y Monitoreo	Proyecto de Tubería
Sistemas de protección anti-corrosión (Catódica)	Gasto Relacionado con el Uso de Energía	Gestionamiento del Proyecto
Equipos de Procesamiento de Señales y Telecomunicaciones		Costos de Seguro
Estación Booster (Compresores)		Asignaciones para Contingencias
Gastos de Construcción de Tuberías e Instalación de Equipos.		Otros Factores del Mercado

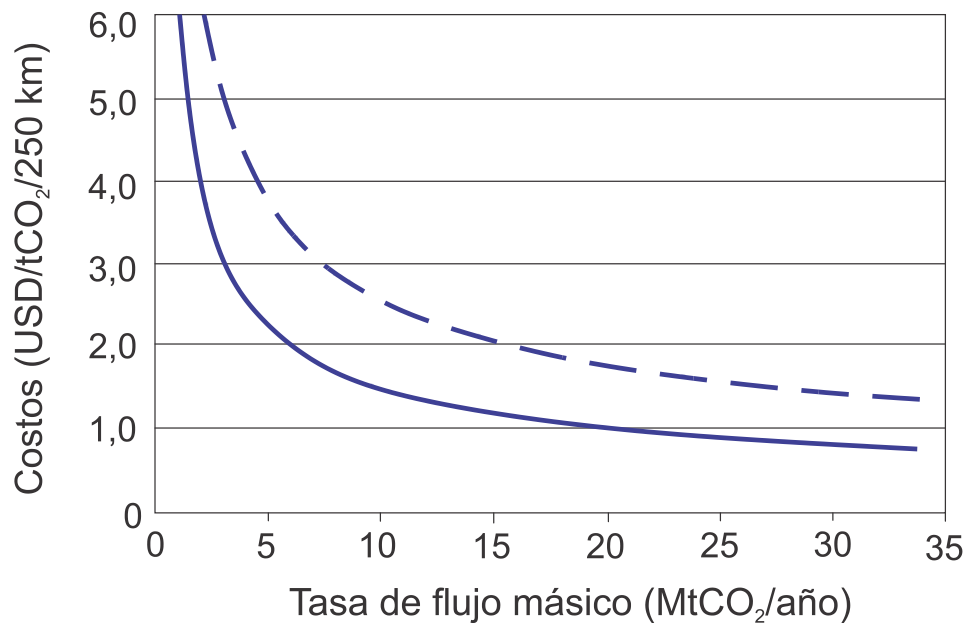
**Fuente:** WLODEK, Tomasz; KUCZYNSKI, Szymon y HENDEL, Jacek. Technical and Economic Issues of Offshore Pipeline Carbon Dioxide Transportation. En: *AGH DRILLING, OIL, GAS*. 2014, vol. 31, no. 2, p. 2.

Los costos de los materiales y equipos requeridos para el transporte de CO<sub>2</sub> están en función de:

- La tasa de flujo de CO<sub>2</sub> en la tubería.
- Diámetro de la tubería
- Longitud de la tubería
- Calidad del CO<sub>2</sub> transportado

En la Figura 63 se observa un ejemplo de costos de transporte en función de la tasa de flujo de CO<sub>2</sub> para una tubería con distancia de 250 km. Los costos altos delimitados por la línea punteada y costos bajos por la línea continua.

Figura 63. Costos de Transporte vs Flujo Másico

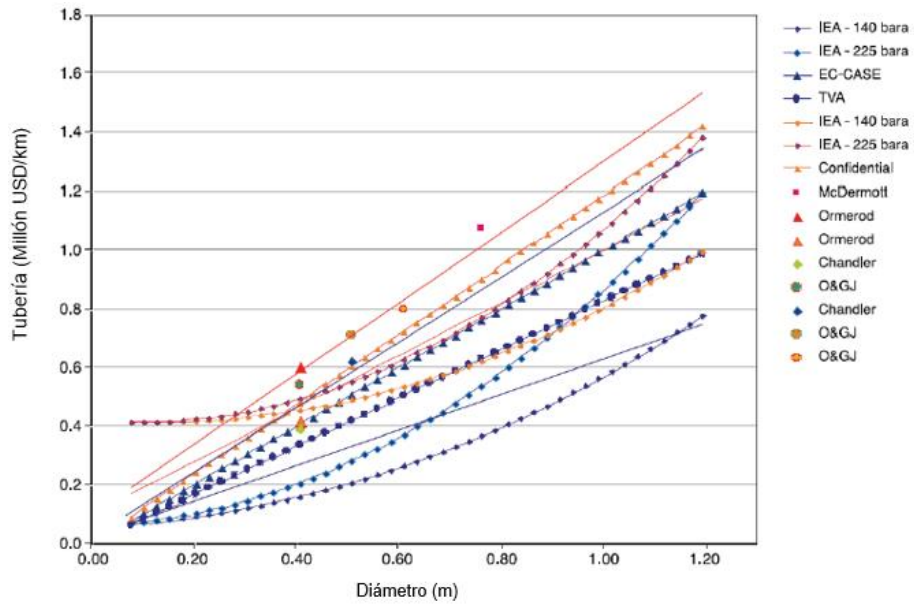


**Fuente:** WLODEK, Tomasz; KUCZYNSKI, Szymon y HENDEL, Jacek. Technicaland Economic Issues of Offshore Pipeline Carbon Dioxide Transportation. En: *AGH DRILLING, OIL, GAS*. 2014, vol. 31, no. 2, p. 3.

La Figura 64 muestra costos de inversión total para tuberías onshore tomando un requerimiento de capital del 15% y del 100% para el factor de carga para el cálculo. La Figura 65 muestra los costos de transporte de CO<sub>2</sub> en función del diámetro. Para ambos gráficos los gastos de capital no incluyen las estaciones de compresión.<sup>65</sup>

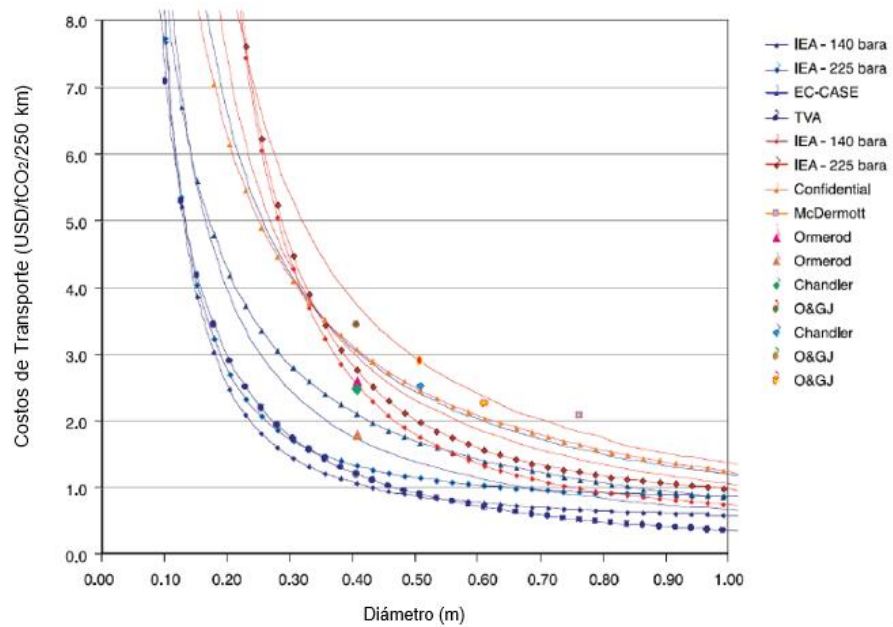
<sup>65</sup> WLODEK, Tomasz; KUCZYNSKI, Szymon y HENDEL, Jacek. Technicaland Economic Issues of Offshore Pipeline Carbon Dioxide Transportation. En: *AGH DRILLING, OIL, GAS*. 2014, vol. 31, no. 2, p. 4.

**Figura 64. Costo Total Invertido para Tubería Onshore.**



**Fuente:** WLODEK, Tomasz; KUCZYNSKI, Szymon y HENDEL, Jacek. Technical and Economic Issues of Offshore Pipeline Carbon Dioxide Transportation. En: *AGH DRILLING, OIL, GAS*. 2014, vol. 31, no. 2, p. 4.

**Figura 65. Costos de Transporte para Tuberías Onshore vs Diámetro.**

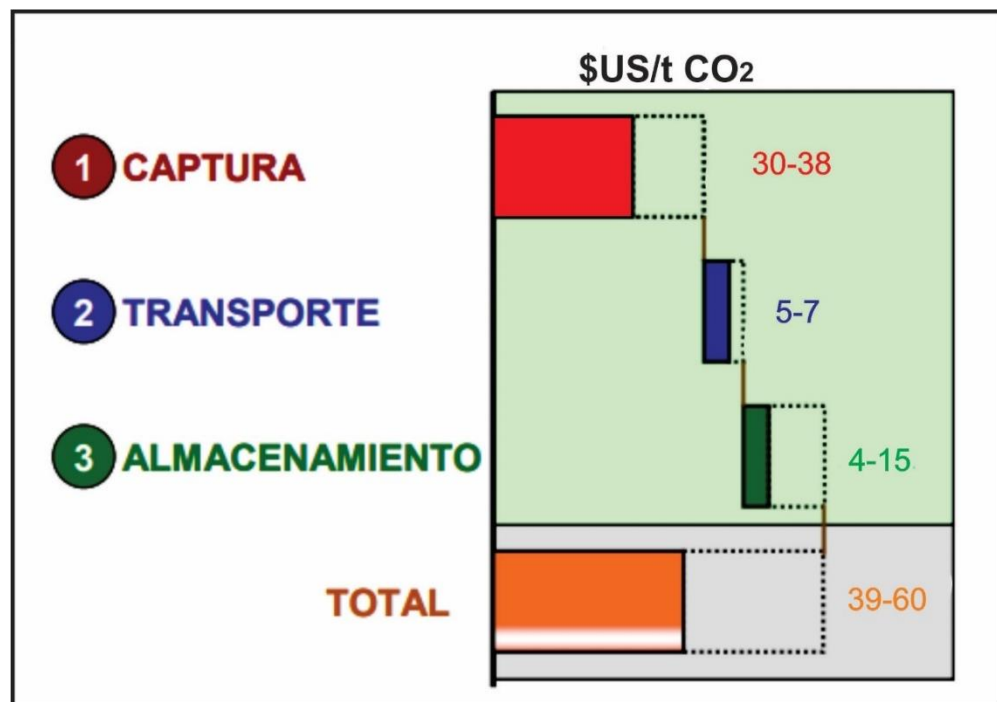


**Fuente:** WLODEK, Tomasz; KUCZYNSKI, Szymon y HENDEL, Jacek. Technical and Economic Issues of Offshore Pipeline Carbon Dioxide Transportation. En: *AGH DRILLING, OIL, GAS*. 2014, vol. 31, no. 2, p. 4.

El costo de almacenamiento en el subsuelo geológico varía según los factores específicos del sitio. Los costos se dividen en la inversión en equipos y producción eléctrica que se requiere para el proceso de inyección de dióxido de carbono (Figura 66).

En varios estudios económicos sobre proyectos de captura y almacenamiento en el mundo se han estimado un promedio de estos costos de almacenamiento en aproximadamente \$ 4 – 20 USD / tonelada, con un costo adicional 0,16- 0,30 USD por tonelada para monitoreo y verificación<sup>66</sup>.

Figura 66. Costos bases para los proyectos de CO<sub>2</sub>



Fuente: TheMcKinseyCompany; Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics, 2008; Disponible en: <https://bit.ly/3nDjpH1>, p 12.

<sup>66</sup> CAMARA Ángel, et al; Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>, Normativa sobre captura de CO<sub>2</sub> España, Comisión Nacional del Medio Ambiente Conama, 2018. p. 24

En el informe, elaborado por la Plataforma Europea de Cero Emisiones y publicado en septiembre de 2008 se fijan unos costos globales de todo el ciclo captura-transporte-almacenamiento pueden oscilar entre los 71 y los 107 USD/t. A medida que las tecnologías vayan alcanzando su madurez los costos se iría reduciendo, de modo que las previsiones para las primeras unidades comercializadas a partir de 2020 podrían alcanzar unos costos de 41-60 USD/t<sup>67</sup>.

---

<sup>67</sup> MCKINSEY, Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics, 2008

## 9. CONCLUSIONES

La analogía realizada con las formaciones de Estados Unidos, donde se han realizado proyectos sobre yacimientos no convencionales, permite obtener más información sobre el comportamiento que pueda tener la formación La Luna al momento de realizar proyectos de este tipo. La formación La Luna muestra similitudes con las formaciones Eagle Ford y Wolfcamp, sin embargo, cabe recalcar que no existe una analogía idéntica, por lo que una formación no será exactamente igual a otra.

El Valle Medio del Magdalena es la cuenca colombiana con mayores emisiones de gases efecto invernadero provenientes del sector de energía y combustibles fósiles. En ella se encuentra localizada la formación La Luna, que al ser un shale, cuenta con condiciones aptas para mantener al dióxido de carbono en fase super crítica y debido a que cuenta con una menor permeabilidad con respecto a una arenisca, permite retener un mayor porcentaje de gas para el almacenamiento. Lo anterior indica que, esta es una zona con un buen prospecto para un proyecto de almacenamiento en shale.

Mediante la implementación del modelo petrofísico de Ambrose, para la estimación de la capacidad de almacenamiento de dióxido de carbono en la formación La Luna, a las condiciones propuestas, se observa una capacidad total de almacenamiento que oscila en valores de 240,58 scf/ton a 337,93 scf/ton, indicando que sí es factible técnicamente. De igual forma, la capacidad determinada en este trabajo es similar a la del estudio realizado en la formación Wolfcamp.

Para un proyecto de almacenamiento de CO<sub>2</sub> se mostró un esquema de las facilidades básicas requeridas. Sin embargo, dependiendo del proyecto se pueden requerir otros equipos para su desarrollo. Además, tener en cuenta que los costos dependen de diversos factores, los cuales son indispensables al momento de determinar una rentabilidad económica.

## 10. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar pruebas de laboratorio en adsorción de dióxido de carbono a muestras de la formación La Luna, con el fin de construir las isothermas de Langmuir y obtener parámetros de adsorción como la presión y volumen de Langmuir para una mayor exactitud en el cálculo del almacenamiento.

Debido a que el dióxido de carbono en su mayoría no se encuentra 100% puro, se recomienda analizar el escenario de almacenamiento de gas de combustión en la formación La Luna, con el fin de disminuir los costos que trae la captura del dióxido de carbono.

Ejecutar un modelo de simulación de la formación teniendo en cuenta las propiedades geomecánicas y petrofísicas para simular el comportamiento de la inyección y posteriormente el almacenamiento del CO<sub>2</sub> en el sistema poroso del shale para determinar el porcentaje de recuperación.

## BIBLIOGRAFÍA

- AMBROSE, Rey J., et al. New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. En: *SPE*, febrero, 2010.
- ANH-Cuenca Valle Medio Del Magdalena; Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos; diciembre, 2012. p.41.
- BLOMQUIST Peter, Wolfcamp horizontal play midland basin, west Texas. En: *IHS Geoscience Webinar Series* [En línea]. 2016. Disponible en <https://bit.ly/3fLzrKu>
- CAMARA Ángel, et al; Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>, Normativa sobre captura de CO<sub>2</sub> España, Comisión Nacional del Medio Ambiente Conama, 2018. p. 144
- CAMPAGNA, David J. Exploring for The Unconventional Play [diapositivas]. Nexen. Calgary, Alberta. 31 de mayo, 2015. 30 diapositivas.
- CIEMAT- Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> Criterios de Selección de Emplazamientos; agosto, 2006.

- "Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)". RAFFINO, María Estela. Argentina. 2020. [En línea] Disponible en: <https://bit.ly/2lls1BT>.
- GREENFACTS-Consenso Científico sobre Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>. febrero, 2008.
- IDEAM- Información técnica sobre gases de efecto invernadero y el cambio climático. Diciembre 2007.
- IEA- Global Energy & CO<sub>2</sub> status report; 2018.
- ECOPETROL S.A.; Informe de gestión y desarrollo sostenible, 2019
- EIA.GOV. Permian Basin Wolfcamp and Bone Spring Delaware Shale Plays [En línea]. 2020. Disponible en: <https://bit.ly/3grlHDG>.
- ELSTON, Harold W. Mineralogical and Geochemical Assessment of the Eagle Ford Shale. Bachelor of Science Degree. Ohio. The Ohio State University. 2014.
- FERREIRA, Juan; ROJAS, Sharone. Estrategia de Implementación de Sistemas de Levantamiento Artificial para Yacimientos No Convencionales de la Formación La Luna. Trabajo de Investigación Ingeniero de Petróleos.

Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2018.

- GONZALEZ A, DIAZ S, et al. El Almacenamiento de CO<sub>2</sub>: Mitigación del cambio climático, En: [shorturl.at/gnK06](http://shorturl.at/gnK06), 2018.
- HARBOR, Ryan Lee. Facies Characterization and Stratigraphic Architecture of Organic-Rich Mudrocks, Upper Cretaceous Eagle Ford Formation, South Texas. Master of Science in Geological Sciences. Austin, Texas. The University of Texas at Austin. 2011.
- HUITRÓN Alejandro, LIRA Daniel. Órdenes de magnitud y números adimensionales en un proceso de inyección de CO<sub>2</sub> en yacimientos fracturados. Trabajo de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2011.
- IHS ENERGY- CO<sub>2</sub> EOR Potential in North Dakota. AGALLIU, Irena. SMITH, Curtis. June 2016.
- IPCC- Informe Cambio Climático. RAJENDRA, K. PACHAURI, Meyer L. 2014.
- ISHANK, Gupta, Rock Typing in Organic Shales: Eagle Ford, Woodford, Barnett and Wolfcamp Formations. Universidad de Oklahoma. Escuela de ingeniería de petróleo y geología. 2017. Disponible en [shorturl.at/cpuJ9](http://shorturl.at/cpuJ9).

- ISHANK, Gupta, CHANDRA, Rai, SONDERGELD Carl, Deepak Devegowda, Rock Typing in Wolfcamp Formation [en línea]. SPWLA 58th Annual Logging Symposium, J. Universidad de Oklahoma. Facultad de Ingeniería. 2017. Disponible en: <https://bit.ly/3e8qE40>.
- KALDY, J, GIBSON, P; CRC, Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO<sub>2</sub> Storage Proyect. 2008. Disponible: <https://bit.ly/3dnMSAc>.
- KANG, Kwangu; HUH, Cheol y KANG, Seong-Gil. The Cost Estimation of CO<sub>2</sub> Pipeline Transport for the Offshore CCS in Korea. En: ISOPE. Junio, 2014.
- KHOSROKHAVAR, Roozbeh, GRIFFITHS, Steve & WOLF, Karl-Heinz. Shale Gas Formations and Their Potential for Carbon Storage: Opportunities and Outlook. En: *Springer International Publishing*. 2014.
- LEFEVER, J. Structure on the Top of Bakken Formation. North Dakota Geological Survey, 2008
- LOBO, C, *et al.* Methodology for Petrophysical and Geomechanical Analysis of Shale Plays. Case Study: La Luna and Capacho Formations, Maracaibo Basin. En: *SPE*. Buenos Aires, mayo, 2017.

- MARTINEZ, V, NAVAS, T. Estado del Arte del Secuestro Geológico de CO<sub>2</sub> y Aplicaciones, En: Universidad nacional autónoma de Mexico,2008.
- MCKINSEY, Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics, 2008.
- MUÑOZ C, PERIS P, RODRIGUEZ J; Estado del Arte de las Tecnologías de Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la Industria del Cemento. 2011. Disponible: <https://bit.ly/30Qrle8>
- PACHECO, Paula. Compositional Characterization and Storage Capacity of Shale Samples from La Luna and Conejo Formations (Middle Magdalena Basin and The Eastern Cordillera): Implications for evaluation of cretaceous shale gas in Colombia. Universidad Nacional de Colombia sede Medellin. 2014.
- PAPA VINASAM, Sankara, et al. Materials Issues in CO<sub>2</sub> Capture, Transport, and Storage Infrastructure. En: NACE. Houston, Texas, 2012.
- PATIÑO, L, ARDILA, M; Facilidades de Superficie para la Inyección de CO<sub>2</sub>,2015.
- RAMÍREZ, Ricardo; Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>., Trabajo de investigación. UNAM, Facultad de ingeniería. 2011.

- RIVERA J, Evaluación de la Inyección de Gas de Combustión de la Refinería de Barrancabermeja como Método de Recobro en el Campo Llanito, 2006
- ROCHA, Jorge. Análisis del Recobro Mejorado para la Formación La Luna a partir de la Analogía con Shale Plays en Estados Unidos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2019.
- RUIZ, MARAGGI, LEOPOLDO, Matías. Aspectos de Ingeniería de Reservorios en la Analogía entre la Formación Vaca Muerta y los principales Shale gas/oil plays de Estados Unidos [en línea]. Trabajo de grado de maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Buenos Aires. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. 2016. Disponible en: <https://bit.ly/2YYHTQE> ISBN.
- SACHICA Jorge; Plan de Gestión Orientado a la Mitigación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A, 2010
- SÁCHICA, J, PIEDRAHITA, RIVERA J. Desarrollo de los Hidrocarburos en Roca Generadora, una Oportunidad para el primer Proyecto de Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero a Gran Escala. Asociación

Colombiana de ingenieros de petróleo ACIPET. 2019.

- SANZ, Íñigo. La Captura y Almacenamiento de Carbono: Una novedosa Técnica de Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero regulada por la Unión Europea. En: *Derecho PUCP*. 2013.
- SILVER, B. Brockton-Froid Lineament: Not a Factor in Bakken Resource Play. 2010.
- SORENSEN, J. A. *et al.* Field Test of CO<sub>2</sub> Injection in a Vertical Middle Bakken Well to Evaluate the Potential for Enhanced Oil Recovery and CO<sub>2</sub> Storage. En: Unconventional Resources Technology Conference. Agosto, 2018.
- SUAREZ L, PEÑA, Factibilidad Técnica para la Selección de Reservorios en Procesos de Inyección y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>, En: Universidad industrial de Santander, 2014.
- TOVAR, F. D., *et al.* Non-Destructive Measurement of Porosity, Compressibility and Gas Sorption in Core Plugs from the Wolfcamp Shale. En: SPE, mayo, 2017.
- VERA, Rodrigo. Eagle Ford Shale Play: Oil-Mining Industrial Geography in Southern Texas, 2008-2015. En: *SciELO* [En línea]. Maaulipas, diciembre, 2017. vol. 19. nro. 45. [Consultado: 10 de junio de 2020]. Disponible en: <https://bit.ly/3918VKL>

- YAÑÉZ, Edgar, *et al.* Exploring the Potential of Carbon Capture and Storage-Enhanced Oil Recovery as a Mitigation Strategy in the Colombian Oil Industry. En: *Elsevier, International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2020.
- WLODEK, Tomasz; KUCZYNSKI, Szymon y HENDEL, Jacek. Technical and Economic Issues of Offshore Pipeline Carbon Dioxide Transportation. En: *AGH DRILLING, OIL, GAS*. 2014, vol. 31, no. 2.
- ZHANG, T. Sun W. Ruppel, S. Hydrocarbon Geochemistry and Pore Characterization of Bakken Formation and Implication to Oil Migration and Oil Saturation. 2013.