

**FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA SELECCIÓN DE RESERVORIOS EN
PROCESOS DE INYECCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CO₂**

**LEIDY KATHERINE SUÁREZ GALINDO
NELSON ALBERTO PEÑA RUIZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2014**

**FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA SELECCIÓN DE RESERVORIOS EN
PROCESOS DE INYECCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CO₂**

**LEIDY KATHERINE SUÁREZ GALINDO
NELSON ALBERTO PEÑA RUIZ**

**Trabajo de Grado Para Optar al Título de:
Ingeniero de Petróleos**

**Director
CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ
Ingeniero de Petróleos**

**Co Directores
EDGAR EDUARDO YAÑEZ ANGARITA
Msc. Ingeniería Mecánica
Ingeniero Químico**

**DIANA CATALINA BELTRÁN SABOGAL
Ingeniera Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2014**

DEDICATORIA

*Dedico este proyecto a las personas más importantes en mi vida que hicieron esto posible:
En primer lugar a DIOS que en su infinita grandeza hace posible el cumplimiento de esta etapa crucial
en mi vida.*

*Con mucho cariño especialmente ofrezco a mis padres EDGAR SUÁREZ Y MARINA GALINDO mi
gratitud por el incansable apoyo que me han brindado desde siempre, gracias por creer siempre en mí y por
darme todas las herramientas para lograr obtener este anhelado triunfo. A mi madre por ser la persona en
la que más confío en el mundo y a mi padre que con sus valiosos consejos que han sido mi guía en todas
las situaciones que se presentan.*

*A mis hermanos LAURA ALEJANDRA y JUAN SEBASTIAN S.G: A la niña de mis ojos, un ser tan
lleno de inocencia y amor, que siempre me ha inspirado y motivado en cada reto que emprendo, te amo
princesa gracias por llenar mis días de felicidad, cada vez que veo tus ojos contemplo las obras más
sublímes de DIOS, a mi hermano, gracias por llegar a nuestras vidas y llenar de luz y esperanza nuestro
hogar, eres una bendición del cielo.*

*A mi abuelo PEDRO ANTONIO ARÉVALO quien fue mi amigo y consejero, quien me regaló tanto
amor y devoción gracias por esos sabios consejos y por ofrecerme una niñez llena de recuerdos alegres y
aunque hoy no puedas ver realizado este anhelado propósito sé que estás aquí siempre porque te siento en
mi corazón y en las cosas buenas que me pasan.*

*A mis abuelas CEILA SUAREZ Y BÁRBARA CAMACHO ofrezco este trabajo por inspirarme con su
grandiosa tenacidad por ser unas mujeres tan fuertes y luchadoras que pese a todos los sinsabores de la
vida siguen mostrando su más sincera sonrisa, tierna y llena de dulzura. A toda mi familia gracias por
preocuparse por mi porvenir.*

*Finalmente ofrezco también este trabajo a todos mis amigos y cada una de las personas que aun
encontrándome lejos de mis seres queridos, hicieron mis días más alegres, a mi querido novio NELSON
ALBERTO PEÑA RUIZ, gracias por todo tu amor y por tu incondicionalidad, gracias por formar un
equipo de trabajo conmigo y juntos compartir nuestros logros te amo.*

LEIDY KATHERINE SUAREZ GALINDO

DEDICATORIA

A DIOS y la VIRGEN, por escuchar mis oraciones, acompañarme siempre y permitirme vencer todas las adversidades que se presentaron en el camino.

A mi abuela, MARÍA CRISTINA GÜIZA, por todo su amor recibido durante la época mas difícil de mi carrera. Y aunque hoy ya no estás siempre te llevare en mi corazón.

A mi padre, ROGELIO PEÑA VARGAS, porque estuvo en cada momento y nunca se aparto de mí, porque es la persona que más amo en el mundo, porque sintió conmigo cada derrota y siempre me tendió su brazo para levantarme y si alguien merece todo el crédito de este triunfo es él, Gracias Papá.

A mi madre, MARÍA TEREZA RUIZ GÜIZA, porque sus oraciones y consejos siempre me ayudaron a mantener la calma en los momentos en que lo necesite, Gracias por estar siempre a mi lado.

A mis hermanos, ABUNDIO P., LUIS EVELIO P., OLGA JANETH P., SANDRA PAOLA P., LELIO P. Y MARCO ANIBAL P., por su apoyo incondicional durante toda mi carrera, muchas gracias a todos son mi orgullo mas grande, gracias a su unión hicieron esto posible.

A mi tía, MARÍA ALCIRA RUIZ, por sus buenos deseos y apoyo.

A EUGENIA GONZALEZ, por abrir las puertas de su corazón y tenderme la mano durante mis estudios, por ser esa persona que se intereso en mi bienestar y se preocupo por sacarme adelante, sin esperar nada a cambio, Gracias Eugenia estoy en deuda contigo.

A ELVIA MARÍN, por su apoyo y su constante colaboración con toda la familia, eres un ejemplo a seguir, Gracias prima.

A LENIN RODOLFO MONSALVE GOMEZ por ser mi mejor amigo, por estar siempre en los momentos más amargos y ayudarme a solucionar mis problemas, por ser un buen consejero, y por demostrar ser un amigo fiel.

A JOSE MIGUEL GONZALEZ RUIZ, EDUAR ESTEBAN ROCHA ROCHA, DANIEL HERNADO MORENO Y CRISTIAN CAMILO MESA CHAVARRO, Gracias muchachos, siempre tendré presente lo que pasamos juntos, le doy Gracias a la vida por conocerlos.

Y en general a todos mis amigos, gracias muchachos por el tiempo compartido

Por último, A mi novia, LEIDY KATHERINE SUÁREZ GALINDO, por enseñarme a creer en el amor, gracias por tu compañía, paciencia y ternura durante todo este tiempo, has sido lo mejor que la vida me ha regalado, lo único que pido a Dios es que nos mantenga juntos siempre, Te Amo.

NELSON ALBERTO PEÑA RUIZ

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a todas las personas y entidades que de una u otra forma hicieron posible la realización de este trabajo de grado, especialmente a: Nuestra querida Universidad Industrial de Santander y sus catedráticos por el incommensurable esfuerzo y dedicación en su intrincada labor como docentes, ya que son los pilares en nuestra formación profesional y lo que es más importante, nuestra formación personal. A la extraordinaria contribución de nuestro director, el ingeniero CESAR AUGUSTO PINEDA, gratificamos la confianza depositada en nosotros y resaltamos su valiosa colaboración incondicional durante todo este proceso de aprendizaje. Desde luego agradecemos también a los codirectores, los ingenieros EDGAR EDUARDO YAÑEZ ANÇARITA y DIANA CATALINA BELTRÁN SABOGAL, que con su amplia experiencia y sabiduría nos brindaron una asesoría determinante en la ejecución de este trabajo.

LEIDY KATHERINE SUAREZ GAINDO
NELSON ALBERTO PEÑA RUIZ

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1 CAPTURA, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE CO ₂ , CCS	22
1.1 PANORAMA AMBIENTAL	22
1.1.1 Efecto invernadero	23
1.1.2 Impacto de Gases de Efecto Invernadero	24
1.1.3 Panorama Mundial de CO ₂	24
1.1.4 Propiedades del CO ₂	28
1.2 PROCESOS PARA CAPTURA DE CO ₂	30
1.2.1 Captura Pos Combustión	30
1.2.2 Captura Pre Combustión	30
1.2.3 Captura Oxi Combustión	30
1.3 TRANSPORTE DE CO ₂	32
1.4 ALMACENAMIENTO DE CO ₂	33
1.5 INYECCIÓN DE CO ₂ PARA RECOBRO MEJORADO DEL PETRÓLEO	34
1.5.1 Descripción General del Proceso	34
1.5.2 Presión Mínima de Miscibilidad	34
1.5.3 Miscibilidad del CO ₂	34
1.5.3.1 Desplazamiento Miscible al primer Contacto	35
1.5.3.2 Desplazamiento Miscible a Múltiples Contactos	35
1.5.3.3 Desplazamiento Inmiscible	35
1.5.4 Inyección Continua de CO ₂	36
1.5.5 Inyección Cíclica de CO ₂	36
1.5.6 Proyectos Activos de Recobro Mejorado de CO ₂	37
1.6 SITUACIÓN ACTUAL DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO.	39
1.6.1 Experiencia Existente: EOR, EGR y soluciones a la explotación de hidrocarburos con problemas medioambientales	41
1.6.2 Proyectos existentes de almacenamiento de CO ₂	42
2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA ALMACENAMIENTO DE CO ₂ EN EL SUBSUELO	46
2.1 CRITERIOS GEOLÓGICOS, TECTÓNICOS Y ESTRUCTURALES	46
2.1.1 Contexto Geodinámico	46

2.1.2	Fracturación Y Sismicidad Inducidas por la Presión de Inyección	47
2.1.3	Confinamiento y Mecanismos de Confinamiento de CO ₂	50
2.1.3.1	Confinamiento Estructural y Estratigráfico	51
2.1.3.2	Mecanismo Hidrodinámico	53
2.1.3.3	Mecanismo Residual	53
2.1.3.4	Confinamiento Por Solubilidad	54
2.1.3.5	Confinamiento Mineral	54
2.1.3.6	Atrapamiento Por Adsorción	54
2.2	MONITOREO DE FUGAS DE CO ₂	55
2.2.1	Porosidad y permeabilidad	57
2.2.2	Extensión y continuidad litológica	58
2.2.3	Litologías favorables	59
2.2.4	Régimen Geotérmico y de Presión	66
2.2.5	Factores Hidrodinámicos	70
2.2.6	Factores Hidrogeoquímicos	74
2.3	ALMACENAMIENTO DE CO ₂ EN CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS AGOTADOS	76
2.3.1	Parámetros de Roca y Fluido	76
2.3.1.1	Densidad del Crudo	76
2.3.1.2	Saturación residual de petróleo	77
2.3.1.3	Porosidad	77
2.3.1.4	Permeabilidad, Permeabilidad Relativa	78
2.3.1.5	Viscosidad	78
2.3.2	Profundidad y Espesor	79
2.3.3	Litología	79
2.4	ALMACENAMIENTO DE CO ₂ EN FORMACIONES PERMEABLES PROFUNDAS	80
2.4.1	Extensión del almacén	80
2.4.2	Porosidad y Permeabilidad de la roca almacén	81
2.4.3	Salinidad del agua de formación	83
2.4.4	Presión hidrostática de la formación	83
2.4.5	Dirección de Flujo en la Formación Almacén	83
2.4.6	Permeabilidad y Características Geomecánicas del Sello	84
2.4.7	Capacidad de Retención del sello	84
2.4.8	Conexión con Acuíferos en Explotación	84
2.5	ALMACENAMIENTO DE CO ₂ EN CAPAS DE CARBÓN NO EXPLOTABLES	85
2.5.1	Profundidad	85
2.5.2	Capacidad de Almacenamiento del Carbón	86
2.5.3	Calidad, Rango y Grado del carbón	86
2.5.4	Capacidad de sorción	89
2.5.5	Porosidad y Permeabilidad del Carbón	91

2.5.6 Edad geológica y estructura	94
2.6 ALMACENAMIENTO DE CO ₂ EN FORMACIONES SALINAS	95
2.6.1 Formaciones con Capacidad y extensión suficientes	95
2.6.2 Volumen de almacenamiento	95
2.6.3 Porosidad y permeabilidad	95
2.6.4 Pureza de la sal	95
2.6.5 Grado geotérmico	96
2.6.6 Ausencia de formaciones acuíferas a techo	96
2.6.7 Formación impermeable y competente a techo de la formación almacén	96
2.6.8 Materiales Sedimentarios en los Estratos Superiores de la Cavidad Salina	96
3 SCREENING DE APLICACIÓN PARA CADA TIPO DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO	97
4 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN PARA ALMACENAMIENTO DE CO ₂	102
4.1 FASE I: IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE ESTUDIO	103
4.2 FASE II: EVALUACIÓN DE PARÁMETROS CONDICIONALES PARA PRESELECCIONAR FORMACIONES GEOLÓGICAS FAVORABLES	104
4.3 FASE III: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN EXISTENTE	107
4.4 FASE IV EVALUACIÓN DE CRITERIOS ESPECÍFICOS PARA CADA ZONA, APLICACIÓN DE SCREENING	107
5 HERRAMIENTA DE SELECCIÓN DE RESERVORIOS	108
5.1 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA	108
5.2 DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO	108
5.3 MANUAL DE USUARIO	111
6 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	122
6.1 FASE I IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE ESTUDIO	122
6.1.1 Cuenca Del Valle Medio del Magdalena	122
6.1.2 Localización de la Cuenca	123
6.1.3 Evolución Tectónica Estructural de la Cuenca Del Valle Magdalena	124
6.1.4 Campo Casabe	126
6.1.4.1 Localización	126
6.1.4.2 Reseña Histórica	127

6.1.5 Geología de Campo Casabe	128
6.2 FASE II: EVALUACIÓN DE PARÁMETROS CONDICIONALES PARA PRESELECCIONAR FORMACIONES GEOLÓGICAS FAVORABLES	131
6.3 FASE III. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN EXISTENTE	134
6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	147
CONCLUSIONES	150
RECOMENDACIONES	152
BIBLIOGRAFÍA	154

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades más Relevantes del CO ₂	29
Tabla 2. Lugares en que se ha llevado a cabo, está en curso o se ha previsto el Almacenamiento de CO ₂	44
Tabla 3. Criterios de Selección para la Inyección de CO ₂ en Condiciones de Miscibilidad Sugeridos por Algunos Autores	79
Tabla 4. Permeabilidades de Distintas Formaciones	83
Tabla 5. Calidad, Rango y Grado del Carbón	87
Tabla 6. Parámetros Básicos a Tener en Cuenta en la Fase I	104
Tabla 7. Generalidades de la Cuenca V.M.M	122
Tabla 8. Reseña Histórica del Campo Casabe	128
Tabla 9. Criterios Condicionales Para la Preselección de Áreas de Estudio	134
Tabla 10. Propiedades Petrofísicas del Campo Casabe (Formación Colorado)	135
Tabla 11. Propiedades de los Fluidos de Campo Casabe (Formación Colorado)	136
Tabla 12. Propiedades Pozo 108-3D Campo Casabe (Formación Colorado)	139
Tabla 13. Aplicación de Screening Para Almacenamiento-Asociado a EOR	140
Tabla 14. Aplicación de Screening Para Almacenamiento en Formaciones Permeables Profundas	141

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fases de un Proyecto CCS	22
Figura 2. Variación de la Temperatura de la Tierra con el Tiempo	23
Figura 3. Concentración de Dióxido de Carbono vs Tiempo	25
Figura 4. Concentración de Dióxido de Carbono vs Tiempo	25
Figura 5. Evolución de los Consumos de Energía en 10^{12} BTU y Su Cuota Respecto del Total entre 1990 y 2040	26
Figura 6. Generación Mundial de Electricidad por Tipo de Generación Entre 2004 - 2030	27
Figura 7. Porcentaje de Emisiones de CO ₂ Mundial	27
Figura 8. Diagrama de Fases del CO ₂ - Punto Crítico en 88 °F y 1076 PSIA	28
Figura 9. Variación del Volumen del CO ₂ con la Profundidad	29
Figura 10. Sistemas de Captación de CO ₂	31
Figura 11. Gasoductos de CO ₂ Estadounidenses	32
Figura 12. Tipos de Almacenamiento Geológico de CO ₂	33
Figura 13. Proyectos de Recobro Mejorado del Petróleo con CO ₂ desde 1986	38
Figura 14. Distribución Global de las Grandes Fuentes de Emisión de CO ₂	40
Figura 15. Zonas Prospectivas de Cuencas Sedimentarias en donde puede Encontrarse Formaciones Salinas, Campos de Gas y Petróleo, o Capas de Carbón	40
Figura 16. Ubicación de los Puntos en los que se Realiza el Almacenamiento Geológico de CO ₂ y donde se Realiza la Recuperación Mejorada de Petróleo y Gas Mediante CO ₂	45
Figura 17. Mecanismos de Atrapamiento Dominantes e Incremento de la Seguridad de Almacenamiento del CO ₂ con el tiempo	51
Figura 18. Acumulación Bajo la Roca Sello (Atrapamiento Estructural)	52
Figura 19. Ejemplos de Trampas Geológicas	52
Figura 20. Atrapamiento Residual de CO ₂	53
Figura 21. Fases del Atrapamiento Residual de CO ₂	54
Figura 22. Adsorción de Distintos Gases por el Carbón	55
Figura 23. Posibles Vías de Fuga y Medidas de Saneamiento Para el CO ₂ Inyectado en Formaciones Salinas	56
Figura 24. Gradientes de Presión y Temperatura Medios y Profundidades Estimadas Para las Presiones y Temperaturas del CO ₂ Supercrítico	68
Figura 25. Representación Gráfica del flujo controlado por: a) Compactación, b) Compresión Tectónica, c) Rebote Erosivo y d) Topografía	72
Figura 26. Posibilidad de Almacenamiento Según el Tipo de Carbón	88
Figura 27. Estructura Esquemática del Carbón	91
Figura 28. Disminución de la Permeabilidad con la Profundidad	93

Figura 29. Efecto de la Dilatación de la Matriz del Carbón Producida por la Inyección de CO ₂	94
Figura 30. Algoritmo de La Herramienta de Aplicación	110
Figura 31. Panel Principal	111
Figura 32. Menú Para Seleccionar el Tipo de Almacenamiento	112
Figura 33. Panel Para Almacenamiento de CO ₂ y EOR Asociados	113
Figura 34. Panel de Tectónica	114
Figura 35. Panel de Tipo de Formación	114
Figura 36. Panel Para Almacenamiento de CO ₂ y EOR Asociados	115
Figura 37. Panel de Resultados de la Herramienta	116
Figura 38. Panel de Resultados de la Herramienta	116
Figura 39. Panel Para Formaciones Permeables Profundas	117
Figura 40. Panel Para Criterio Hidrodinámico	118
Figura 41. Panel Para Capas de Carbón No Explotable (CBM)	119
Figura 42. Panel Para tipo de Carbón	119
Figura 43. Panel Para Formaciones Salinas	120
Figura 44. Panel Para Reiniciar la Herramienta o Cerrarla	121
Figura 45. Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	124
Figura 46. Mapa de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y Localización del Campo Casabe	127
Figura 47. Columna Estratigráfica Generalizada, Cuenca Valle Magdalena Medio	130
Figura 48. Sección Transversal Estructural del Campo Casabe	132
Figura 49. Compartimentalización del Campo Casabe Debido a Fallas	132
Figura 50. Sección Estructural Esquemática del Campo Casabe	133
Figura 51. Registro de Pozo Campo Casabe (Formación Colorado)	137
Figura 52. Registros SP, PHIE para Formación Colorado en Las Arenas A2	138
Figura 53. Paso 1, Datos de Entrada Disponibles	142
Figura 54. Paso 2, Ingreso de Información Tectónica	143
Figura 55. Paso 2, Ingreso de Información Sobre el Tipo de Formación	143
Figura 56. Paso 3, Resultado de la Herramienta	144
Figura 57. Paso 1, Datos de Entrada Disponibles	145
Figura 58. Paso 2, Ingreso de Información Tectónica	146
Figura 59. Paso 2, Ingreso de Información Sobre el Tipo de Formación	146
Figura 60. Paso 3, Resultado de la Herramienta	147

LISTA DE DIAGRAMAS

Diagrama 1. Fuentes y Sumideros	24
Diagrama 2. Metodología	102
Diagrama 3. Estudios Integrados Para la Caracterización de la Formación	135

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA SELECCIÓN DE RESERVORIOS EN PROCESOS DE INYECCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CO₂¹
AUTORES: LEIDY KATHERINE SAREZ GALINDO²
NELSON ALBERTO PEÑA RUIZ

PALABRAS CLAVES: Almacenamiento Geológico, Inyección de Gases, Dióxido de Carbono, Recobro Mejorado, Metodología de selección.

La captura y almacenamiento geológico de CO₂, es una opción tecnológica reciente que se está contemplando como una medida de mitigación de las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero. Este proceso consiste en la separación del CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas en la energía, su transporte a un lugar de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo.

La identificación y adecuada caracterización de las formaciones aptas para almacenar volúmenes significativos de CO₂, es un aspecto clave si quiere considerarse ésta como una opción. La selección de estas formaciones, incluye principalmente, la evaluación geológica de sistemas de almacenamiento como, Yacimientos de Hidrocarburos Agotados, Formaciones Permeables Profundas, Capas de Carbón No explotables y Formaciones Salinas.

En este trabajo se desarrollo un Screening de aplicación para cada tipo de almacenamiento geológico, con el fin de citar los criterios más relevantes para la selección de una formación potencialmente favorable para albergar CO₂. Así mismo, se propone una metodología que permite la integración de los criterios listados en los Screening desarrollados, la cual es valorada para el campo Casabe, con dos enfoques, visto como un almacenamiento geológico tipo yacimiento agotado asociado a procesos EOR y como formación permeable profunda.

Por último se desarrollo una herramienta que permite valorar de manera eficaz un área de interés, con la cual se comprueba y concluye la metodología.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: César Augusto Pineda Gómez, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITULO: TECHNICAL FEASIBILITY OF RESERVOIRS IN THE SELECTION PROCESS AND STORAGE INJECTION CO₂³
AUTORES: LEIDY KATHERINE SAREZ GALINDO⁴
NELSON ALBERTO PEÑA RUIZ

KEYWORDS: Geologic Storage, Injection Gases, Carbon Dioxide, Enhanced Recovery , Selection Methodology, Carbon Capture and Storage.

The capture and geological storage of CO₂ is a recent technology option that is being considered as a mitigation measure atmospheric concentrations of greenhouse gases. This process involves the separation of CO₂ emitted by the industry and in energy related sources, transport to a storage location and their isolation from the atmosphere over time.

The identification and characterization of appropriate suitable for storing significant volumes of CO₂ formations, is key if you want to be considered this as an option. The selection of these formations, includes mainly the geological evaluation of storage systems as Hydrocarbon Reservoirs Exhausted, Deep Permeable Formations, Coal Bed Methane and Sal Caverns.

In this paper, a Screening is application development for each type of geological storage, in order to cite the most relevant criteria for the selection of a potentially favorable for CO₂ house training. Also, a methodology that allows the integration of the criteria listed in the Screening developed, which is valued for Casabe field with two approaches, seen as a geological storage depleted reservoir associated with EOR type as permeable formation is proposed deep.

Finally, a tool to effectively evaluate an area of interest, which ascertains and concludes the methodology development.

³ Bachelor Thesis

⁴ Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: César Augusto Pineda Gómez, Ingeniero de Petróleos.

INTRODUCCIÓN

El dióxido de carbono (CO₂) es considerado uno de los principales gases de efecto invernadero responsable del calentamiento global del planeta. "aproximadamente unas 8 Giga toneladas de este gas es emitido a la atmósfera a causa de la quema de combustibles fósiles" (TRACKER E. G., 16 Noviembre de 2009).

Como alternativa para mitigar el impacto de este gas se ha adelantado a nivel mundial una serie de investigaciones orientadas a su almacenamiento en formaciones geológicas potenciales para aislarlo indeterminadamente de la atmósfera. La tecnología está siendo probada en decenas de proyectos piloto en todo el mundo, principalmente para dos finalidades; el almacenamiento geológico de CO₂ y el uso del gas en procesos de recobro mejorado de petróleo (EOR⁵ Y ECBM⁶), donde se integran el beneficio ambiental y el aumento de la productividad de los yacimientos. La inyección de CO₂ en yacimientos hidrocarburos no es precisamente un proceso nuevo ya que se han utilizado desde hace más de 40 años (BENNACEUR, 2005), sin embargo, su integración con fines ambientales para favorecer el almacenamiento es una visión más reciente.

En el contexto nacional también se evidencian alicientes para adelantar estudios orientados a disminuir el impacto ambiental de procesos industriales; según la Nueva Reforma Tributaria, Ley 1607⁷, en el artículo 184, referente a impuestos verdes, se estableció la realización de un estudio sobre la efectividad de impuestos, tasas, contribuciones y demás gravámenes existentes para la preservación del medio ambiente donde se ve inmerso la consideración de nuevos tributos por la emisión de gases contaminantes y de efecto invernadero. Dicho estudio se encuentra actualmente en desarrollo, así que falta poco para las prácticas de estas normativas que fijen sanciones para las emisiones de CO₂ en Colombia.

⁵ Enhanced Oil Recovery, recuperación mejorada de petróleo (EOR abreviada) es un término genérico de las técnicas para aumentar la cantidad de petróleo que puede ser extraído de un yacimiento de petróleo. (Recuperación terciaria). CO₂ usado en procesos de miscibilidad para ser mezclado con el petróleo pesado y de esta forma reducir la viscosidad.

⁶ Enhanced Coal Bed Methane, la recuperación de metano (ECBM abreviada) lecho de carbón mejorada es un método de producción de metano en capas de carbón adicional a partir de una fuente de roca, similar a la recuperación mejorada de petróleo aplicado a los campos de petróleo.

⁷ Ley 1607 del 2012 del congreso de la República, por la cual se expiden normas en materia tributaria y se dictan otras disposiciones.

Confiar en las energías renovables no es suficiente en la lucha contra el calentamiento global, debido a esto en Ecopetrol como medida de acción nace un grupo de trabajo en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) el cuál adelanta un trabajo de investigación interdisciplinario (CCS⁸) que requiere de la participación e integración de profesionales de varias disciplinas cuyo objetivo es valorar el potencial de estas tecnologías en Colombia.

En el presente trabajo se Identifican los criterios de selección que deben poseer las diferentes opciones de almacenamiento geológico para garantizar que el sistema de almacenamiento en su conjunto se comporte de acuerdo a los requisitos de seguridad y permanencia del CO₂ inyectado durante todo el periodo requerido.

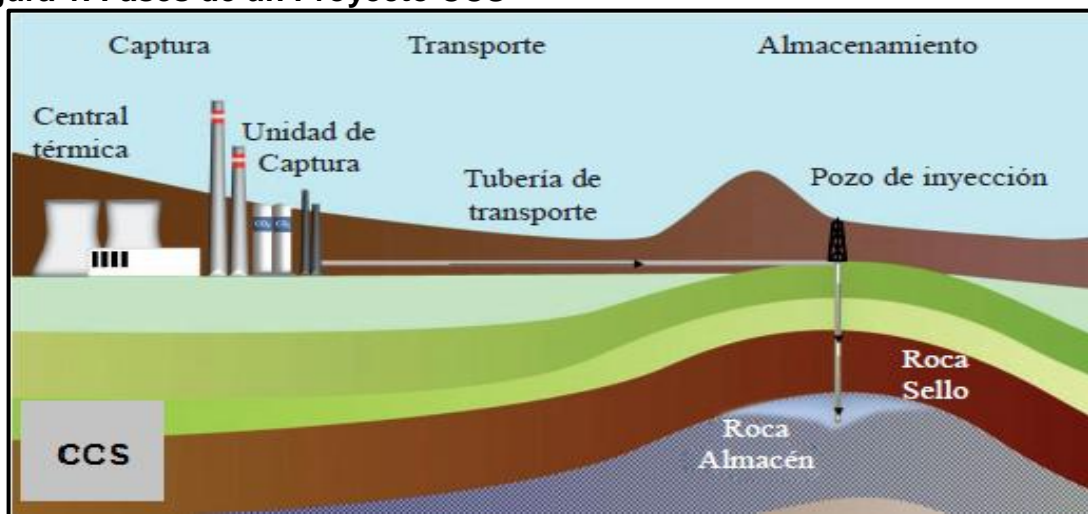
En cuanto a la organización del documento, éste se divide en seis capítulos. En el capítulo 1, se presenta una descripción general de las tres etapas involucradas en un proyecto CCS, haciendo énfasis en la inyección de CO₂ para recobro mejorado de petróleo y en la situación actual del almacenamiento geológico de CO₂. El capítulo 2 detalla todas las consideraciones técnicas para el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo, este capítulo es determinante para el desarrollo específico del tema de investigación comprendido en los capítulos 3,4,5 y 6, los cuales están estructurados de la siguiente forma: el capítulo 3 presenta los Screening realizados para cada tipo de almacenamiento geológico, el capítulo 4 ilustra la metodología propuesta para el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo, el capítulo 5 contiene todo lo concerniente a la descripción de la herramienta realizada para la selección de reservorios en el almacenamiento de CO₂, y finalmente en el capítulo 6, se valida la metodología planteada por medio de una aplicación, evaluando la viabilidad para almacenar el CO₂ en un yacimiento agotado o inyectar el gas y usarlo en procesos de recobro mejorado.

⁸ CCS: Abreviatura, por sus siglas en inglés Carbón Capture and Storage, es la propuesta de una técnica para retirar dióxido de carbono de la atmósfera o más comúnmente, evitar que llegue a ella, incluye los procesos de la captación, transporte y finalmente el almacenamiento del CO₂ en el subsuelo o su uso en otros procesos como EOR.

1 CAPTURA, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE CO₂, CCS

Un proyecto de CCS involucra el uso de tecnologías para la captura y almacenamiento de dióxido de carbono, que buscan separarlo y capturarlo de grandes fuentes de emisión, como plantas de generación de energía antes de que pueda emitirse a la atmósfera, para luego transportarlo y posteriormente almacenarlo en formaciones geológicas donde pueda ser confinado por un tiempo indefinido. (Ver figura 1).

Figura 1. Fases de un Proyecto CCS



Fuente: Autores

1.1 PANORAMA AMBIENTAL

La comunidad científica se encuentra en el debate de cómo y dónde implementar los esfuerzos necesarios para evitar el calentamiento global. Algunos apuntan a la reducción exclusiva del dióxido de carbono (CO₂), principal gas de efecto invernadero, mientras que otros proponen la reducción de gases menos comunes pero más fuertes en su acción como el Metano (CH₄) producido por la descomposición de las heces del ganado, residuos, producción de petróleo y algunos cultivos; El Ozono (Clorofluorocarburos) producido por aerosoles, refrigerantes, fundiciones de aluminio, etc.; Oxido Nitroso (N₂O) producido por fertilizantes, heces de ganado, uso de combustibles fósiles, etc.

Quienes abogan por reducir estos últimos, se basan en la idea de que es más simple combatirlos mediante el uso de tecnologías modernas, mientras que el CO₂ sólo puede reducirse variando su consumo o almacenándolo en el subsuelo. Esta

última posición es defendida por grupos industriales que están en desacuerdo con la reducción del CO₂. Los grupos ecologistas critican esta postura y argumentan que la reducción de estos gases aún no ha sido estudiada debidamente, y que de aplicarse, no estarían claras que tipo de alteraciones se producirían en la interacción química de la atmósfera. Sostienen que deben reducirse todos los gases, con prioridad el CO₂.

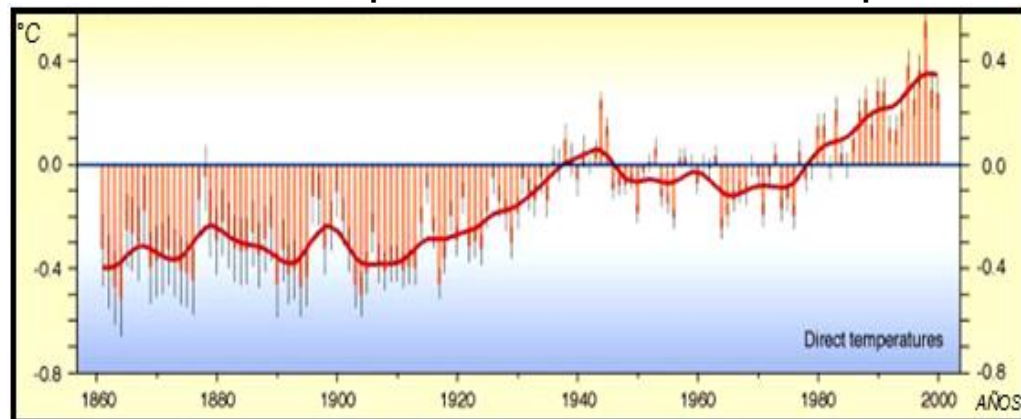
1.1.1 Efecto invernadero. La fuerte dependencia energética ligada al uso masivo de los combustibles fósiles, ha obligado a satisfacer esta demanda energética dando lugar a una variación de la composición atmosférica.

Según las conclusiones alcanzadas en el Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC) (IPCC, 2005) se ha producido un incremento significativo de las concentraciones globales de dióxido de carbono, metano y óxido nítrico como resultado de las actividades antropogénicas desde 1750, y hoy en día exceden ampliamente los valores preindustriales que se tenía de ellos (HURTADO, 2009).

Este aumento en las concentraciones de ciertos gases en la atmósfera, ha dado lugar, según defiende gran parte del mundo científico a lo que hoy en día se conoce como Cambio Climático de origen antropogénico. Este concepto hace referencia al calentamiento global que afecta a nuestro planeta y que tiene como principal causa el aumento de los niveles de CO₂ en la atmósfera.

En el gráfico siguiente puede observarse la variación que ha tenido la temperatura terrestre en los últimos 150 años, notándose un incremento especialmente fuerte de la temperatura a raíz de la Revolución Industrial. (Ver figura 2).

Figura 2. Variación de la Temperatura de la Tierra con el Tiempo

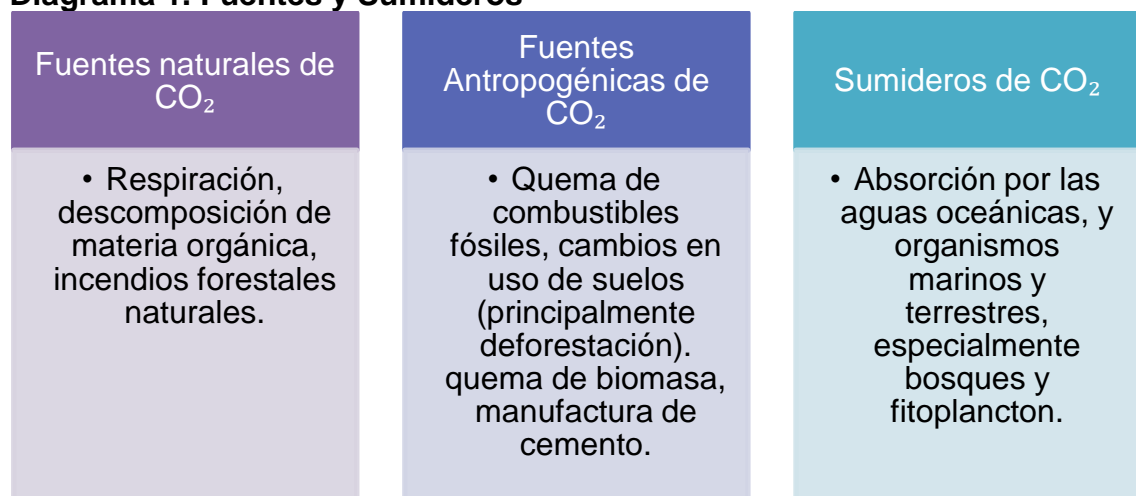


Fuente. Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC 2005).

1.1.2 Impacto de Gases de Efecto Invernadero. Los gases de efecto invernadero son: el dióxido de carbono CO₂, el metano CH₄, el óxido nitroso NO₂, los hidrofluorcarbonos HFC, los perfluorocarbono PFC y el hexafluoruro de azufre SF₆. El dióxido de carbono es el principal gas causante del efecto invernadero emitido por la actividad humana.

El metano, hidrocarburo alcano más sencillo, CH₄, es el segundo gas Efecto Invernadero, después del CO₂, que contribuye al calentamiento de la tierra. Los expertos evalúan que, a grandes rasgos, el metano es el responsable del 20% del calentamiento global provocado por los gases de Efecto Invernadero, mientras que el papel del dióxido de carbono es más del doble, entre un 40% y 50% (BAINES & WORDEN, 2004).

Diagrama 1. Fuentes y Sumideros



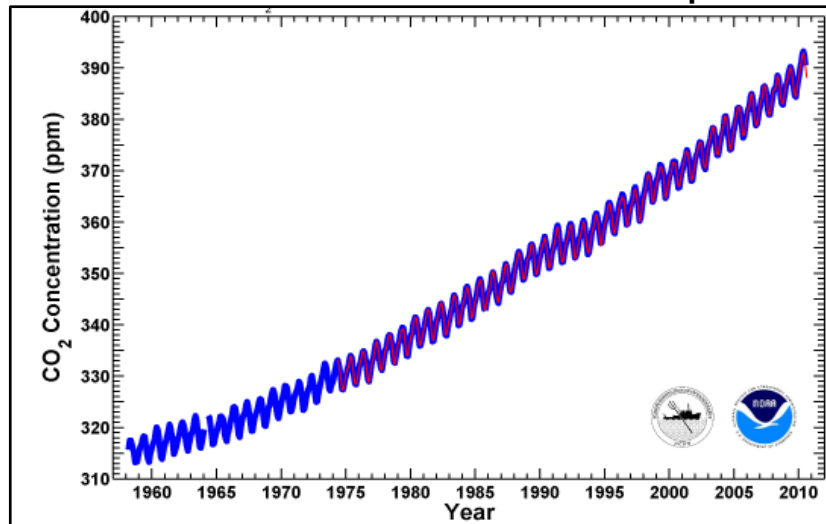
Fuente: Autores

1.1.3 Panorama Mundial de CO₂. La creciente cantidad de CO₂ en la atmósfera por la quema de combustibles fósiles se ha convertido en un problema ambiental grave. La principal preocupación es si el aumento de CO₂ constituye un peligro para los seres humanos mediante el aumento de las temperaturas mundiales, como muchos científicos afirman ya que el aumento de CO₂ que se está produciendo es indiscutible, sin embargo, datos del observatorio de Mauna Loa (MLO)⁹ están proporcionando una evidencia dramática que muestra cantidades mayores al 35% de los montos registrados antes de la Revolución Industrial, y un aumento del 6% en los últimos 19 años solamente (ROCHELLE, 2004).

⁹ Mauna Loa Observatory (MLO) es un centro de investigación de la atmósfera que ha estado monitoreando de forma continua y los datos relacionados con el cambio atmosférico desde la década de 1950.

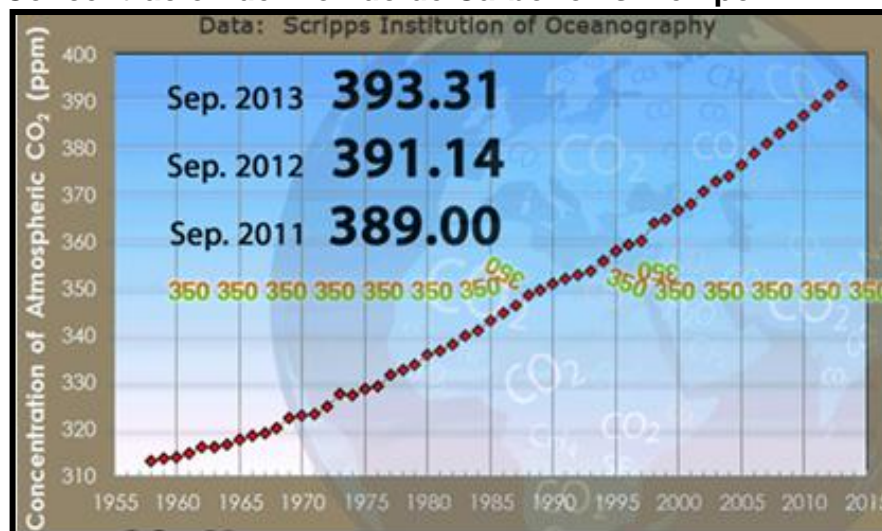
Los siguientes son los datos más actuales sobre las emisiones atmosféricas generadas por dióxido de carbono medidas por el observatorio Mauna Loa en Hawai. Las mediciones se realizaron e informaron de forma independiente por dos instituciones científicas: Instituto Scripps de Oceanografía y de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA). Considerando que el límite seguridad superior para la concentración atmosférica de CO₂ es de 350 partes por millón (ppm).

Figura 3. Concentración de Dióxido de Carbono vs Tiempo



FUENTE. Programa SIO (Azul) y NOAA (rojo). Observatorio Mauna Loa, Agosto (2010).

Figura 4. Concentración de Dióxido de Carbono vs Tiempo



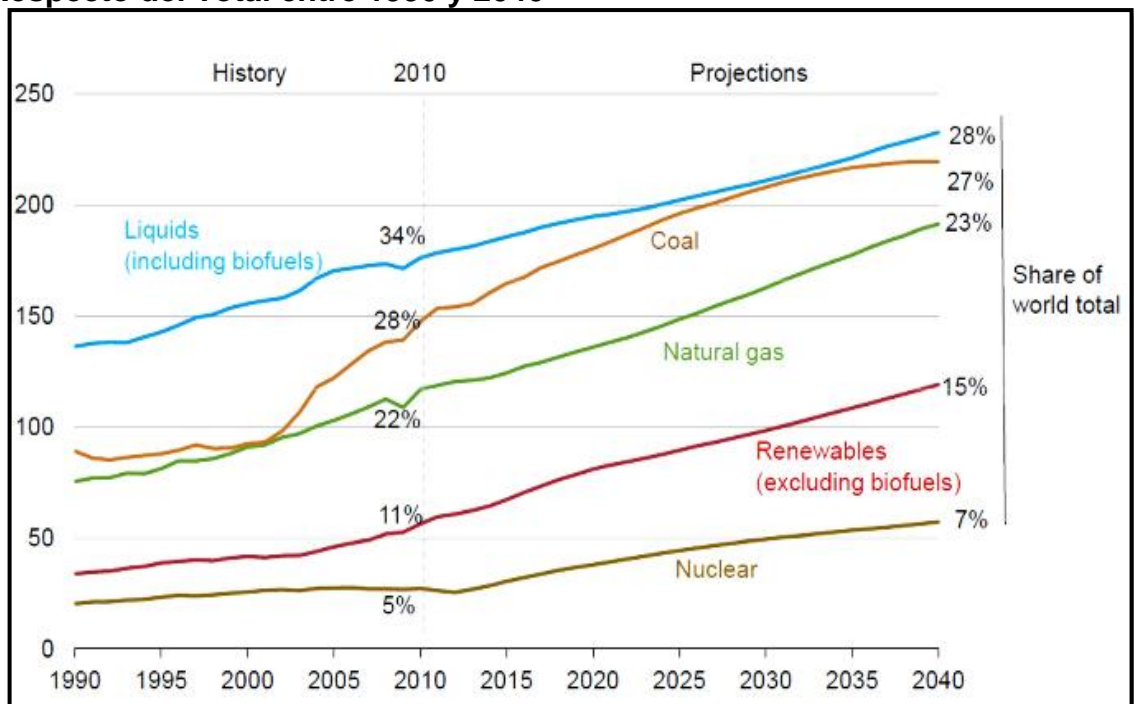
Fuente. Observatorio Mauna Loa, Hawaii Noviembre (2013).

Los niveles atmosféricos de CO₂ se han mantenido superiores a este límite desde principios de 1988; la concentración media anual de 2012 de CO₂ en la atmósfera (Mauna Loa Observatory) es 393,84 partes por millón (ppm). El promedio de 2011 es 391,65 ppm. Durante la última década (2003-2012) el incremento medio anual es de 2.1 ppm por año. El promedio de la década anterior (1993-2002) es de 1,7 ppm por año, según datos anuales de 2012 registrados los 3 primeros de enero de 2013 por el Instituto Scripps de Oceanografía en Estados Unidos.

Como puede observarse en la Figura.5 , a pesar que el porcentaje en cuanto al total de energía, se prevé que el uso de combustibles fósiles descienda ligeramente en un futuro (especialmente los combustibles líquidos y el carbón), frente a la energía nuclear o las renovables que aumentan, en lo que a su cantidad total se refiere, se espera que sufra un pequeño incremento.

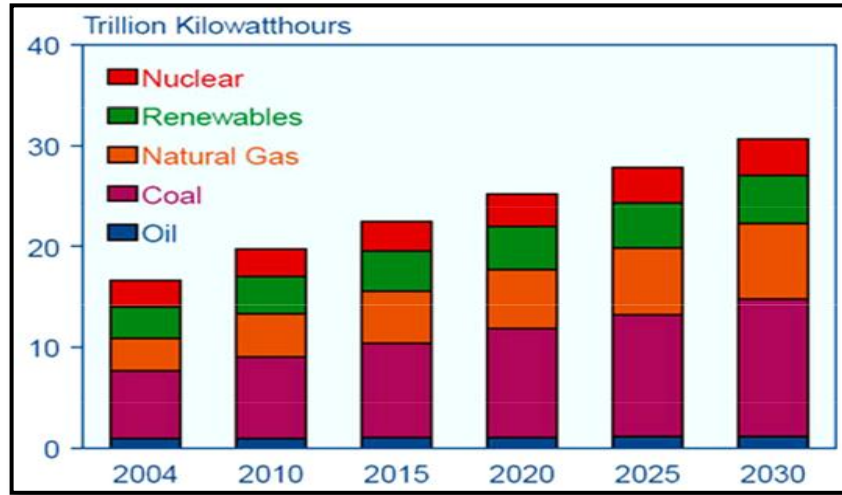
Esto se debe a que como muestra la Figura 6, lo previsto para la demanda de energía en el futuro es que esta será en general bastante superior a la actual.

Figura 5. Evolución de los Consumos de Energía en 10¹² BTU y Su Cuota Respecto del Total entre 1990 y 2040



Fuente. Law, D. H.-S. and Bachu, S. (2004).

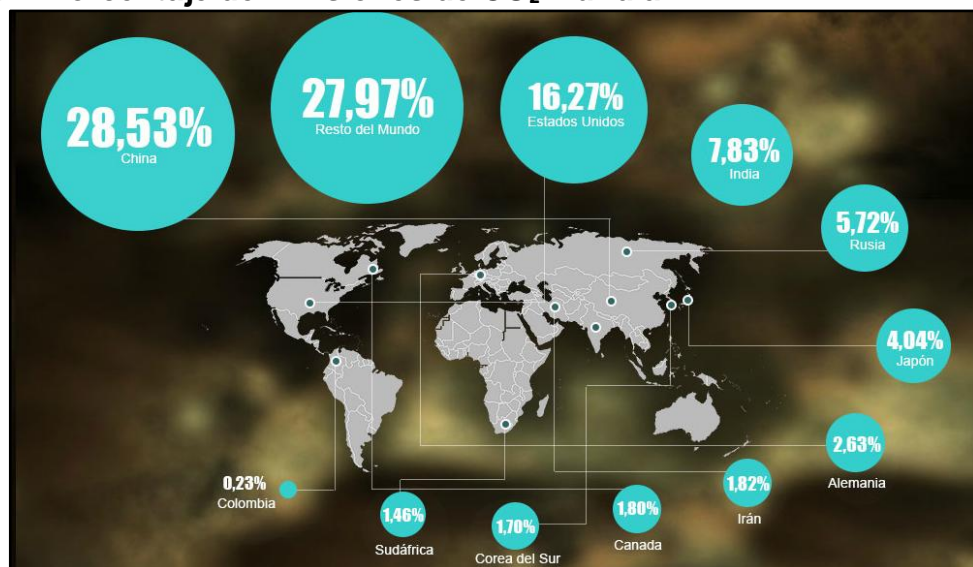
Figura 6. Generación Mundial de Electricidad por Tipo de Generación Entre 2004 -2030



Fuente. Climate of the 21st Century: Changes and Risks- Scientific Facts Rigg *et al.* (2005).

En la figura 7, se observan los países que emiten mayor cantidad de CO₂ a la atmosfera en el mundo, donde Colombia ocupa el lugar 44, y encabezando la lista China lideró el alza de las emisiones globales de dióxido de carbono a un máximo histórico en 2012, lo que genera dudas sobre las posibilidades de limitar el calentamiento global a lo que los científicos consideran un nivel relativamente aceptable.

Figura 7. Porcentaje de Emisiones de CO₂ Mundial



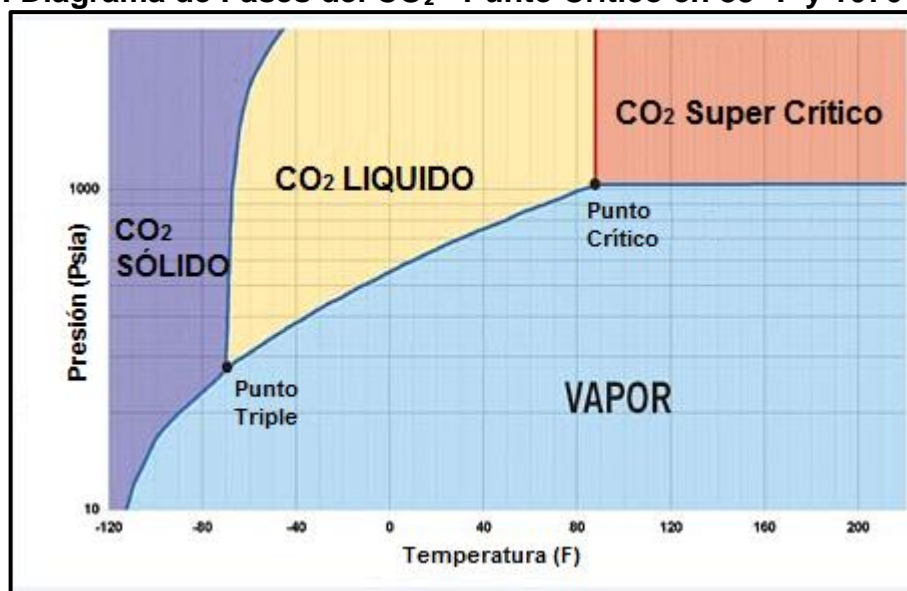
Fuente: Banco Mundial (World Bank Group) (2012)

1.1.4 Propiedades del CO₂. A temperatura y presión ambiente, el dióxido de carbono es un gas inodoro e incoloro, ligeramente ácido y no inflamable. Sin embargo su estado, como el de todas las sustancias, cambia dependiendo de la presión y la temperatura, pudiendo presentarse también como sólido, líquido y en estado supercrítico (Figura 8). El punto crítico representa la temperatura y la presión más elevadas a las que una sustancia puede existir como gas y como líquido en equilibrio.

Para el CO₂, el punto crítico tiene lugar a 31,1°C(88 F) y 7,38 MPa(1071 Psi) que equivalen aproximadamente, dependiendo del gradiente geotérmico, a condiciones de 800 metros de profundidad de la corteza terrestre. Por debajo del punto crítico, las fases líquida y gaseosa están claramente separadas. Por ejemplo, a presión atmosférica, el agua está en forma líquida por debajo de 100°C y en forma gaseosa (vapor de agua) por encima. En forma líquida, las sustancias son poco compresibles y bastante viscosas y densas. Estas propiedades se invierten al pasar a fase gaseosa.

El paso de una fase a otra se produce, para cada presión, a una temperatura concreta (100°C en el caso del agua a presión atmosférica) y requiere un aporte notable de energía (unas 540 calorías por gramo en el caso del agua). Por encima del punto crítico esto no es así, la transición de una fase a otra es relativamente suave y, al enfriarse, las sustancias pasan de gaseosas a líquidas por estados (supercríticos) intermedios (medianamente compresibles, viscosas y densas) y durante todo ese intervalo van liberando bastante energía.

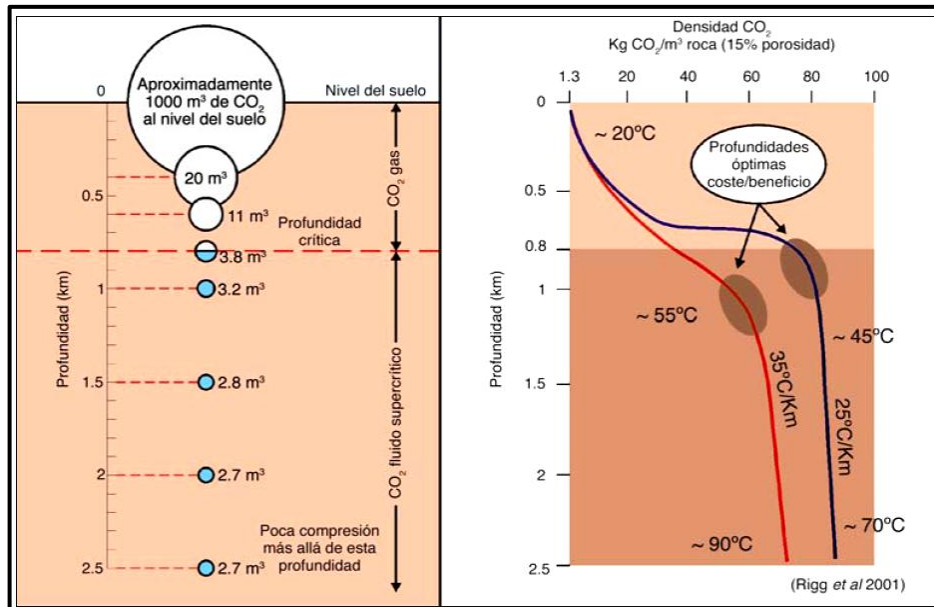
Figura 8. Diagrama de Fases del CO₂ - Punto Crítico en 88 °F y 1076 PSIA



Fuente: Autores

Los fluidos supercríticos tienen la habilidad de actuar como un gas (difundiéndose a través de sólidos) y como un líquido (disolviendo materiales). Estas propiedades del estado supercrítico le han dado al CO₂ muchas aplicaciones en la alimentación y en procesos industriales. En el caso del almacenamiento geológico del CO₂, sus propiedades más interesantes son la reducción de volumen y el aumento de densidad. A esa profundidad, 1000 m³ de CO₂ pasan a ocupar 3,8 m³ y su densidad está en torno a 700 kg/m³. Ver la Figura 9.

Figura 9. Variación del Volumen del CO₂ con la Profundidad



Fuente: Kaldy J.G. & Gibson – Poolen, C.M.: Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO₂ Storage Project (2008).

Tabla 1. Propiedades más Relevantes del CO₂

PROPIEDADES	CO ₂
ESTADO FISICO A 68°F y 1450.38 PSI:	Líquido (Supercrítico)
ESTADO FISICO A -265°F 14,69 bar:	Sólido
MASA MOLECULAR (g/mol)	44
TEMP. PUNTO TRIPLE (°F)	-69.9 (ebullición)
PRESION PUNTO TRIPLE (PSIA)	5,18
TEMP. CRÍTICA (°F)	87,9
PRESIÓN CRÍTICA (Psia)	1070,6
DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1)	0,12341 lb/ft ³
COEFICIENTE JOULE THOMPSON 68°F y 1450.38 PSI	0,07 (estado líquido SC)
INFLAMABILIDAD (%VOL. EN AIRE)	No inflamable
SOLUBILIDAD (mg/l)	2000
COLOR	Incoloro
OLOR	Inodoro

Fuente: Chemical Login Corporation (2008).

1.2 PROCESOS PARA CAPTURA DE CO₂

Serían varios los criterios para la selección del tipo de captura, aunque no es el objetivo de este estudio, pero se indica de forma general los tipos de tecnología de captura. La tecnología disponible en la actualidad para la etapa de captura del CO₂ procedente de los combustibles fósiles se puede clasificar en:

- ❖ Post combustión.
- ❖ Pre combustión.
- ❖ Oxi combustión.

1.2.1 Captura Pos Combustión. Los sistemas de captura de CO₂ encuadrados en la tecnología de postcombustión se basan en la separación del CO₂ de los humos generados en los procesos de combustión de combustibles fósiles (como las centrales térmicas clásicas). En principio este sistema de captura puede aplicarse a humos procedentes de la combustión de cualquier combustible fósil, pero en la práctica las impurezas que contengan afectaran al diseño y al coste de la instalación. Por lo cual se hace necesaria la colocación, aguas arriba del sistema de captura de CO₂, de unidades que eliminen otros contaminantes, como pueden ser SO_x, NO_x, partículas, ácidos y mercurio.

1.2.2 Captura Pre Combustión. En esta tecnología, el combustible es previamente gasificado produciéndose gas de síntesis¹⁰. A continuación, este gas se limpia de residuos que podrían dañar las turbinas, y se hace reaccionar el CO con vapor de agua para producir dióxido de carbono e hidrógeno. De esta mezcla, el CO₂ es separado mediante un proceso de absorción y se prepara para su transporte. El gas restante, muy rico en oxígeno, se mezcla con oxígeno inyectado y se utiliza para alimentar las turbinas de gas con hidrógeno, las cuales sólo producen vapor de agua en el escape. Este ciclo con turbina de hidrógeno es térmicamente el más eficiente para la producción de electricidad.

En la actualidad, hay una serie de procesos en marcha para demostrar la viabilidad de la pre combustión utilizando tecnología IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) a partir del carbón, así como con gas natural.

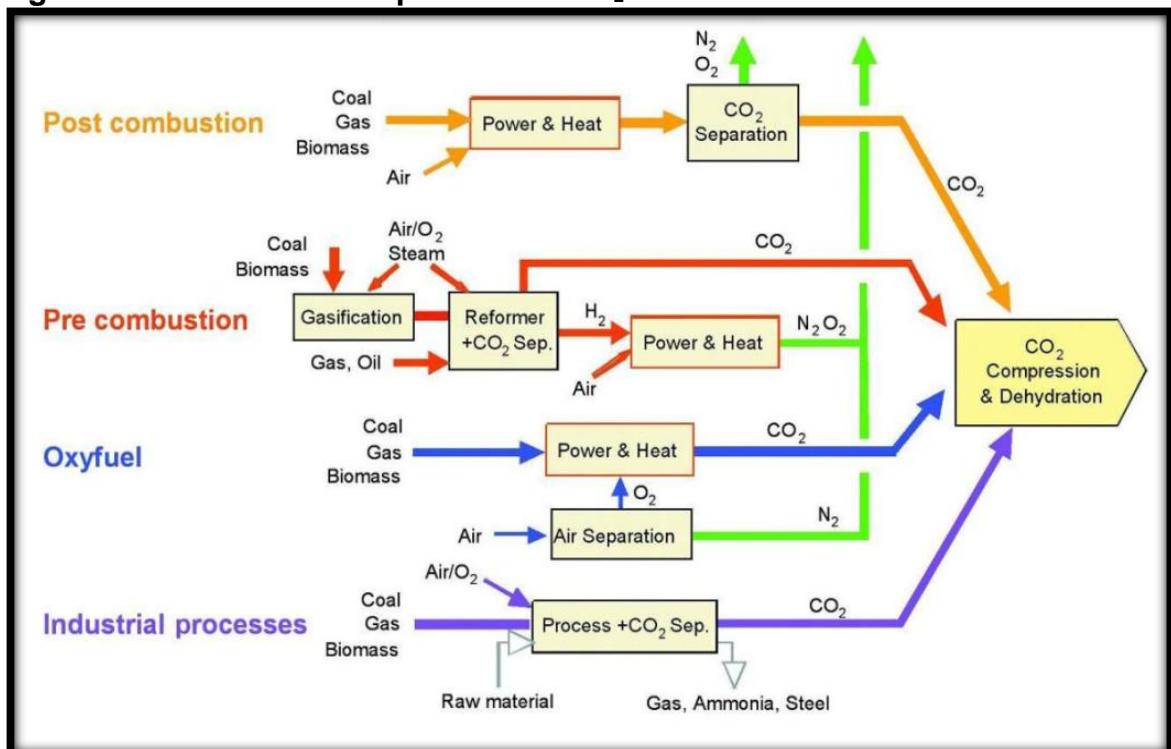
1.2.3 Captura Oxi Combustión. En el proceso de oxi-combustión, el combustible se quema con oxígeno puro en lugar de con aire para, de ese modo, evitar el proceso de separación del CO₂ del nitrógeno atmosférico en los gases de escape.

¹⁰ Gas de Síntesis: Llamado también Syngas, formado a partir de la mezcla de H₂ y CO.

La combustión con oxígeno puro tiene como consecuencia que se alcancen temperaturas de hasta 3500 ° C, no soportables por los materiales habitualmente usados en las centrales. La temperatura de combustión está limitada a 1900 °C en una caldera oxi combustión de carbón. La temperatura de combustión se controla mediante la recirculación de los humos de combustión o la inyección de agua líquida a la cámara de combustión. Los humos de combustión están fundamentalmente compuestos por CO, vapor de agua y el exceso de oxígeno necesario para garantizar la combustión completa. Tras el enfriamiento para condensar vapor, los humos de combustión contienen entre un 80 y un 98 % de CO, dependiendo del combustible utilizado y el proceso de oxi combustión empleado.

En la figura 10, se puede ver un esquema de los sistemas de captura. El CO₂ ha sido capturado desde hace más de 80 años (D.G., 1999) en distintos procesos industriales. Son ejemplos de éstos procesos la purificación del gas natural y la purificación del gas de síntesis que contiene H₂, para la fabricación de amoníaco, alcoholes y combustibles líquidos sintéticos.

Figura 10. Sistemas de Captación de CO₂



Fuente: Farley, M.(2006).Clean Coal Technology and Energy Review. Mitsui Babcock.

1.3 TRANSPORTE DE CO₂

Una vez que el CO₂ se captura y comprime, debe ser transportado hasta el lugar de almacenamiento, salvo que éste se encuentre justamente debajo de la fuente de emisión. Para el transporte, es recomendable que el CO₂ sea seco y que no contenga anhídrido sulfúrico, con el fin de reducir al mínimo la corrosión. También deben establecerse especificaciones mínimas en cuanto a la calidad de los ductos destinados al transporte del CO₂, a fin de operar con seguridad con un gas muy corrosivo en presencia de agua. En la actualidad el mecanismo para transportar el CO₂ es similar al utilizado en el transporte hidrocarburos, por ende se requieren las mismas precauciones que en el caso de oleoductos o gasoductos.

Los gasoductos son preferibles para el transporte de grandes cantidades de CO₂ a distancias de hasta 1000 km (CHANGE, 2005). Para las cantidades inferiores a algunos millones de toneladas de CO₂ al año o para distancias más largas en ultramar, el uso de buques, cuando proceda, podría ser más atractivo desde el punto de vista económico. En la actualidad, los gasoductos funcionan como una tecnología de mercados maduros¹¹ y son el método más común de transporte de CO₂. Por lo general, el CO₂ gaseoso es comprimido a una presión superior a 8 MPa (1160 Psi) con el fin de evitar regímenes de flujo de dos fases y aumentar la densidad del CO₂, facilitando y reduciendo el costo de transporte.

Figura 11. Gasoductos de CO₂ Estadounidenses



Fuente: Oen, P.M. (2003) The development of the Greater Gorgon Gas Fields. The APPEA,Journal. 43, 2, 167-177.

¹¹ Por “mercado maduro” se entiende que la tecnología está siendo utilizada a escala comercial con numerosas replicaciones en todo el mundo.

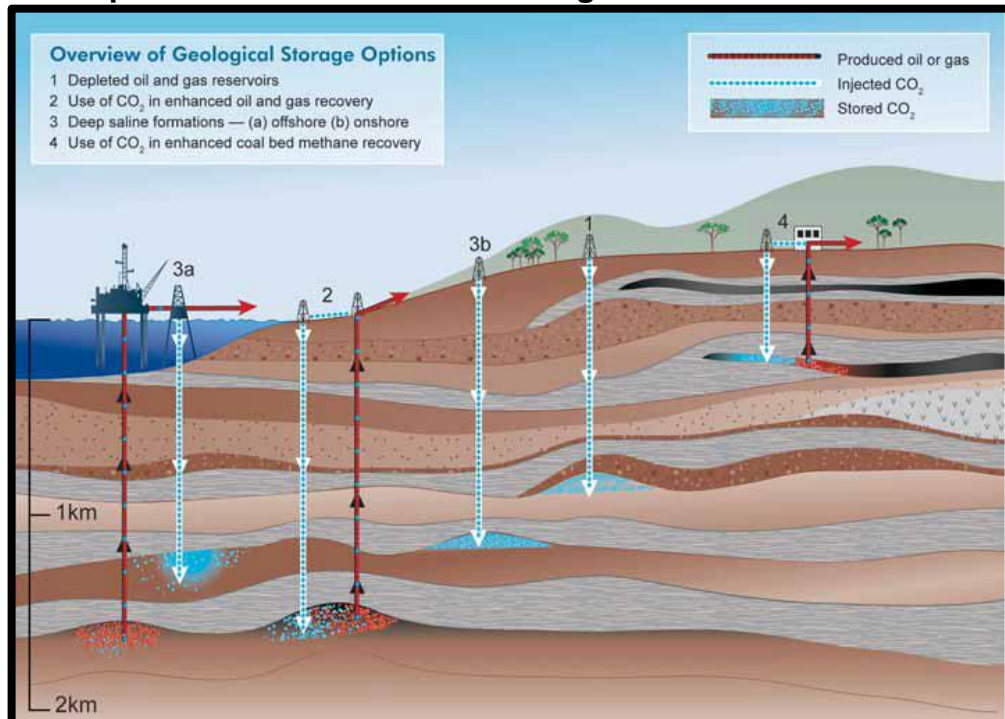
1.4 ALMACENAMIENTO DE CO₂

Los reservorios naturales que tienen la capacidad necesaria son: Reservorios de acuíferos salinos profundos, Domas salinos, Yacimientos agotados de petróleo y gas, Capas de carbón no explotables, Fondo oceánico y el empleo potencial para su comercialización (usos): EOR, ECBM, EGR.

En cada caso, el almacenamiento geológico de CO₂ se consigue mediante su inyección en forma condensada en una formación rocosa subterránea. Las formaciones rocosas porosas que retienen o que (como en el caso de los yacimientos agotados de petróleo o de gas) han retenido fluidos anteriormente, como gas natural, petróleo o salmuera son candidatos potenciales para el almacenamiento de CO₂.

En la figura 12, se muestran las formaciones aptas para el almacenamiento, las cuales pueden aparecer en cuencas sedimentarias terrestres y marítimas (depresiones naturales a gran escala situadas en la corteza terrestre que se llenan de sedimentos). Las capas de carbón también pueden utilizarse para almacenar CO₂, cuando sea poco probable que el carbón sea explotado posteriormente y siempre que la permeabilidad sea suficiente.

Figura 12. Tipos de Almacenamiento Geológico de CO₂



Fuente: Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC 2005).

1.5 INYECCIÓN DE CO₂ PARA RECOBRO MEJORADO DEL PETRÓLEO

El desarrollo humano mediante el uso de combustibles fósiles y otras materias primas ha generado una desequilibrada emisión de gases como el CO₂ a la atmósfera los cuales generan un sobrecalentamiento del planeta.

El uso de estos gases como método EOR es una alternativa con viabilidad económica en algunos casos para disminuir la emisión de estos gases además de brindar una oportunidad atractiva en cuanto a dinero y aplicación ingenieril implementando el uso de CO₂ como sustancia de propiedades afines en proyectos de recobro por la buena miscibilidad que tiene con el petróleo, estos procesos con un adecuado desarrollo representarían un mayor factor de recobro.

A nivel mundial, el uso de del CO₂ destinado a proyectos de EOR representa una producción aproximada de 218.000 b/d, de los cuales el 97,3% corresponden a USA, 3% a Canadá, 3% a Turquía y 0,3 a Trinidad.

El dióxido de carbono (CO₂) se ha usado como método de recobro mejorado por más de cincuenta y cinco años. Datos experimentales y de campo han mostrado los procesos para trabajar, con incrementos de recobro siendo tan altos como 22 por ciento del petróleo original en sitio. (BROCK & BRYAN 1989).

1.5.1 Descripción General del Proceso. La inyección de dióxido de carbono es llevado mediante cantidades largas de inyección de CO₂ (15 % o más del volumen poroso de hidrocarburos) dentro del yacimiento. Aún siendo el CO₂ no miscible con el crudo éste es capaz de extraer los componentes livianos a intermedios del petróleo y si la presión es lo suficientemente alta, desarrolla miscibilidad para desplazar el crudo del yacimiento y aumentar el factor de recobro considerablemente.

1.5.2 Presión Mínima de Miscibilidad. La Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), es la menor presión a la cual el gas de inyección y el crudo de un yacimiento pueden llegar a ser miscibles a través de procesos por contactos, existiendo transferencia de masa entre la fase líquida (crudo) y la fase gaseosa (gas de inyección) a una temperatura específica.

La PMM es una propiedad termodinámica clave en los procesos miscibles de recobro de petróleo. Depende de la temperatura, composición del gas de inyección y composición del crudo en el yacimiento.

1.5.3 Miscibilidad del CO₂. Es una propiedad que establece una condición de tensión interfacial igual a cero entre fluidos, formándose con esto una fase

homogénea a una presión y temperatura específicas. Teniendo en cuenta que la tensión Interfacial es la cantidad de energía por unidad de área (Dinas / cm²) necesaria para formar una interfase, la disminución de la tensión interfacial da origen a la disminución del crudo residual retenido en el medio poroso del yacimiento, obteniéndose con esto altas recuperaciones de crudo residual.

En el caso de que dos fases inmiscibles coexistan en un medio poroso, la tensión superficial e interfacial es la fuerza de superficie relacionada con las interfaces de los fluidos e influye en su saturación, distribución y desplazamiento. Además las fuerzas capilares son factores microscópicos que igualmente influyen en el comportamiento del desplazamiento de un fluido por otro, ya que se relacionan con el flujo de dos o más fases. Entre las fuerzas capilares que se presentan en un medio poroso saturado de diferentes fluidos se encuentran la tensión superficial e interfacial, la humectabilidad y la presión capilar.

1.5.3.1 Desplazamiento Miscible al primer Contacto. Este proceso es caracterizado porque al ponerse en contacto el crudo con el dióxido de carbono se mezclan en todas las proporciones sin que se observe una interfase entre ellos. Es el método más simple y rápido para obtener un desplazamiento miscible entre el crudo y el dióxido de carbono.

El desplazamiento completamente miscible al primer contacto se presenta en petróleos muy livianos con inyección de CO₂ a alta presión y temperatura menor de 120-130 F. La miscibilidad ocurre por un mecanismo de condensación donde la fase de petróleo se enriquece con CO₂.

1.5.3.2 Desplazamiento Miscible a Múltiples Contactos. Son procesos mediante los cuales se pone en contacto el crudo con dióxido de carbono, para que exista una transferencia de masa entre ambos fluidos y con esto crear el desplazamiento del crudo retenido en el medio poroso. Existen dos mecanismos para obtener la miscibilidad por múltiples contactos los cuales son: condensación del gas de inyección y vaporización del crudo por el gas de inyección.

Un gas inyectado que no es miscible con el petróleo al primer contacto puede lograr miscibilidad durante contactos múltiples enriqueciéndose a través de la vaporización de fracciones intermedias del petróleo.

1.5.3.3 Desplazamiento Inmiscible. El desplazamiento inmiscible ocurre cuando el CO₂ se inyecta a una presión inferior a la mínima presión de miscibilidad. Por lo regular en petróleos con baja gravedad API (medianos-pesados). Su aplicabilidad

ha demostrado ser mayor en crudos pesados que en crudos livianos e intermedios.

1.5.4 Inyección Continua de CO₂. El CO₂ es inyectado de manera continua en el yacimiento hasta que la relación de gas producido con el aceite sea demasiado elevada para que el costo de producción se considere económicamente viable.

1.5.5 Inyección Cíclica de CO₂. Existen 3 periodos que forman parte en un proceso de estimulación para el recobro de aceite, estos son: el periodo de inyección, remojo y producción.

Durante la etapa de inyección, el CO₂ es inyectado a través del pozo inyector. El CO₂ teóricamente desplaza la mayoría de los fluidos móviles sin que el aceite se vaya por canales preferenciales. El gas inyectado debería tener la capacidad de penetrar profundamente en el yacimiento para que el proceso tenga un funcionamiento óptimo.

Este proceso es seguido por un periodo de cierre llamada etapa de remojo, en el cual interactúan los fluidos del yacimiento con el gas. En este periodo el CO₂ se disuelve con los fluidos de la formación y extrae los gases volátiles de la mezcla de aceite, ya que penetra profundamente en el yacimiento. El agua podría absorber rápidamente el gas pero en una cantidad limitada para formar ácido carbónico, el cual puede disolver el carbonato de calcio para mejorar la permeabilidad del medio poroso.

El aceite sin embargo, puede disolver una gran cantidad de CO₂ en un proceso más lento. Por lo cual el pozo es cerrado varias semanas dependiendo de las propiedades del fluido y de las condiciones de yacimiento.

Después de que el pozo se ha mantenido cerrado por cierto periodo de tiempo se abre para iniciar la etapa de producción. Debido a que se utiliza el mismo pozo productor como inyector, un gran porcentaje de CO₂ puede ser producido. Esto puede ocurrir aproximadamente hasta 15 días después de que se abre el pozo productor. El volumen de aceite incremental que se obtiene depende de la cantidad de CO₂ que se inyecta, teniendo en cuenta la tasa de inyección que recibe el yacimiento y el costo de la misma.

Si la producción de CO₂ ocurre durante la vida del proyecto en lugar de sólo en los primeros días de producción, indica una buena penetración del gas y un mayor contacto con el petróleo del yacimiento, teniendo un mejor comportamiento del proceso.

1.5.6 Proyectos Activos de Recobro Mejorado de CO₂. Durante las últimas décadas, se ha observado un incremento general en el número de proyectos de recobro mejorado, ya que la mayoría de los yacimientos de petróleo descubiertos ya se han drenado a través de métodos convencionales de producción y una gran cantidad de petróleo sólo puede ser recuperado a través de aplicaciones de EOR.

Oil & Gas Journal, en la reciente encuesta bianual¹², evidencia de que los procesos de recuperación mejorada de petróleo contribuyen significativamente a la producción global de petróleo, especialmente en los EE.UU.

Los proyectos de EOR en todo el mundo son 316 en los últimos años, lo que corresponde a una producción mejorada de petróleo de 1.627 millones de bpd, alrededor del 2% de la producción total de petróleo del mundo hoy en día (84 millones de barriles diarios). De los cuales

- 193 proyectos de 316, se encuentran en EE.UU. (9 más que en 2008) para una producción adicional de 666.000 barriles diarios (bpd,17.000 más que en 2008).
- 40 proyectos se encuentran en Canadá (9 menos con respecto a 2008) para una producción adicional de 356.000 bpd (49.000 bpd menos que en 2008).
- 83 proyectos se encuentran en el resto del mundo (7 menos que en 2008) para una producción adicional de 605.000 bpd (similar a la producción de 2008).

Los Proyectos EOR de CO₂ fueron 124 en los últimos años (como en 2008), para una producción adicional de 303.000 bpd (33.000 bpd con respecto a 2008 , un 0,36% de la producción mundial de petróleo, el 19% de la producción de EOR). 114 proyectos se encuentran en EE.UU. (9 más que en 2008), 6 en Canadá y 14 en el resto del mundo (Brasil, Turquía , Trinidad). En 2010 se propusieron más de 21 proyectos de EOR, 12 de los cuales el CO₂ sería empleado. La mayoría de los proyectos EOR con CO₂ se basan en procesos miscibles (117 de 124), mientras que las inundaciones de CO₂ inmiscibles son menos comunes (7 de 124).

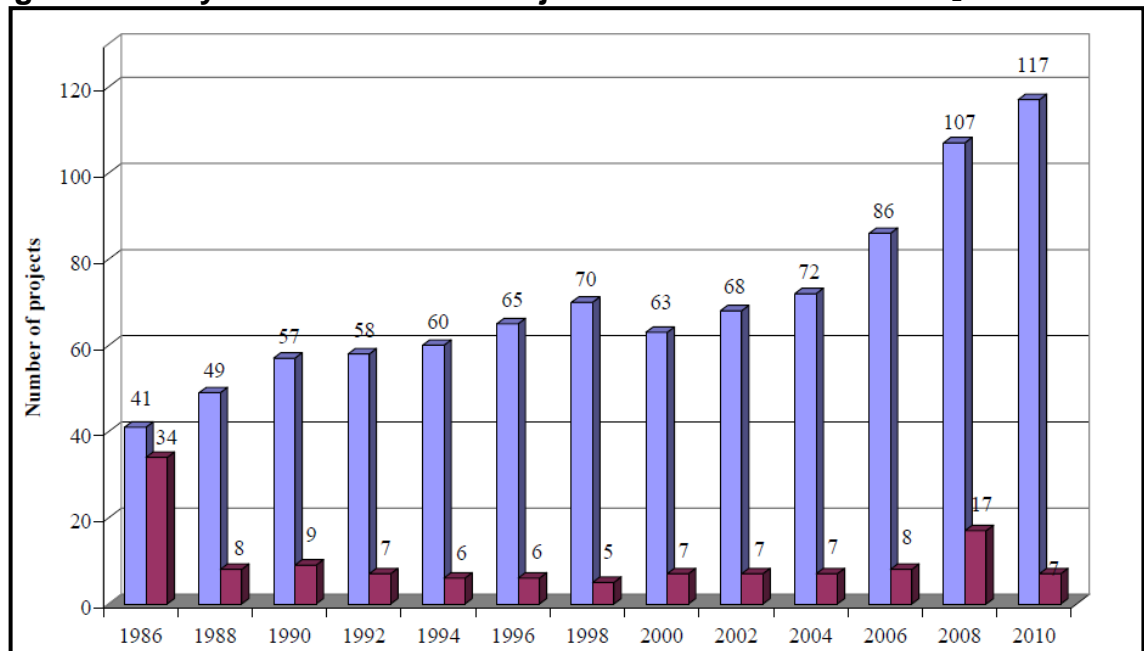
El mayor proyecto de EOR-CO₂ inmisible ha sido el proyecto Bati-Raman en Turquía, produciendo 7.000 barriles por día en 2010.

Como se muestra en la Figura 12, el número de proyectos de EOR-CO₂ ha aumentado casi constantemente, desde 1986. Aunque el número de proyectos inmiscibles EOR de CO₂ aumentó considerablemente en 2008, en comparación

¹² EOR Survey, OGJ, Apr. 19, 2010, pages 41-53; EOR Survey, OGJ, Apr. 21, 2008, pages 47-59.

con la tendencia anterior, la cual experimentó un descenso en 2010. Sin embargo, la producción de petróleo con EOR-CO₂ inmiscibles aumentó en 2010, en comparación con 2008. (En 2010, 19.200 bpd de 303.000 bpd de la producción total se dieron por recobro mejorado inyectando CO₂).

Figura 13. Proyectos de Recobro Mejorado del Petróleo con CO₂ desde 1986



Fuente: Andrei Maria, Enhanced Oil Recovery with CO₂ Capture and Sequestration

Hoy Oxy (Occidental Petroleum Corp.) es la empresa más activa y opera en la actualidad 31 proyectos (28 en 2008), seguido de activos Recursos Denbury en 17 proyectos de CO₂-EOR (13 en 2008). El proyecto Oxy Wasson Denver, es actualmente el campo con la mayor producción de petróleo sometido a inyección de CO₂, con una producción de 25.274 bpd.

En la Unión Europea no hay proyectos activos de EOR-CO₂. La principal barrera para la implementación de la técnica en Europa es la economía, en particular, la disponibilidad de fuentes de CO₂ a bajo costo en el lugar de la inyección. De hecho EOR-CO₂ se aplica actualmente en las regiones, como la Cuenca Permian en Texas, donde la mayor parte del CO₂ se suministra por tuberías a partir de fuentes naturales (83% del CO₂ emitido en el año 2009 para los tratamientos de EOR provenían de fuentes naturales)¹³.

¹³ APTA CO₂ School 2009; T. Doll, T. Evans, L.S. Melzer "North American CO₂ Status", 3rd Annual CO₂ Conference, Casper, WY (June 2009)

Uno de los mayores proyectos de EOR en todo el mundo que utilizan el CO₂ antropogénico es el proyecto Weyburn en Canadá, donde se captura el CO₂ de una planta de gasificación de gran escala situado en Dakota del Norte y se envía por tuberías a Weyburn, donde se utiliza para EOR. La producción actual de petróleo es de 16.500 barriles por día, con 1.600 kton/año¹⁴ de CO₂ almacenado en el yacimiento. Se espera que el proyecto produzca 122 millones de barriles de petróleo adicional, extendiendo la vida de campo de 20 a 25 años y el aumento de la recuperación de petróleo al 34%.

1.6 SITUACIÓN ACTUAL DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO.

Como ya se ha comentado con anterioridad el almacenamiento geológico constituye un proceso en el que el CO₂ tras ser separado de los vapores emitidos en la industria, es comprimido, transportado y finalmente almacenado en formaciones de alta porosidad, durante largos periodos de tiempo. Si se analizan las diferentes fuentes emisoras de CO₂ existentes en el mundo, puede observarse que a pesar de encontrarse distribuidas a lo largo de todo el planeta, existen cuatro grandes grupos de emisiones concretos que acumulan las mayores cantidades.

Estos grupos claramente reconocibles en la Figura. 14, son: América del Norte, Europa, Asia oriental y Asia meridional. Por su parte en la Figura. 15, se han recogido los basamentos sedimentarios existentes a nivel mundial y que pueden ser susceptibles para el almacenamiento del CO₂, ya sea en formaciones permeables profundas, en yacimientos de gas o petróleo, o en capas de carbón.

Es posible establecer entre ellas una relación entre las fuentes emisoras, y los lugares en los que podrían ser almacenadas sus emisiones, lo cual resulta especialmente interesante para que el proceso de almacenamiento sea económicamente viable.

En general, la gran mayoría de las fuentes de emisiones importantes analizadas, presentan concentraciones de CO₂ inferiores a un 15%. Sin embargo cerca de un 2% de las fuentes basadas en combustibles fósiles muestran concentraciones superiores al 95%. Estas últimas, las que presentan un mayor contenido en pureza, son las que suponen una opción viable para la aplicación inicial en ellas de CCS.

¹⁴ Kton: Prefijo utilizado para designar Kilo-Toneladas.

Figura 14. Distribución Global de las Grandes Fuentes de Emisión de CO₂



Fuente. Agencia Internacional de energía- Gases de efecto invernadero, (2005).

Figura 15. Zonas Prospectivas de Cuencas Sedimentarias en donde puede Encontrarse Formaciones Salinas, Campos de Gas y Petróleo, o Capas de Carbón



Fuente. Geociencia Australia (2005).

Los mayores problemas para la viabilidad que presenta el almacenamiento geológico son:

- El alto coste que supone, frente a la ausencia de beneficios económicos que presenta.

- La ausencia de un marco legislativo ampliamente desarrollado.
- La aceptación social.

El almacenamiento en formaciones geológicas profundas se llevó a cabo por primera vez a principios de 1970, en Texas, USA, como parte de un proyecto de recuperación mejorada de petróleo o Enhanced Oil Recovery (EOR). A pesar de que en ese mismo año se propuso el almacenamiento geológico como una medida de mitigación del cambio climático, no fue hasta principios de los noventa cuando la idea comenzó a ganar credibilidad.

A lo largo de todos estos años, un gran número de compañías petrolíferas han ido incrementando su interés en el almacenamiento geológico como una opción para disminuir las emisiones atmosféricas, especialmente para campos de gas con un alto contenido natural de CO₂. Más recientemente industrias eléctricas y del carbón han comenzado a investigar el almacenamiento de CO₂ como una opción de mitigación relevante para sus emisiones.

Se estima que el CO₂ podría permanecer confinado durante miles de millones de años, ya que con el paso del tiempo el almacenamiento se va haciendo más seguro. Normalmente el dióxido de carbono suele inyectarse a profundidades de entre los 800 y los 1000m, dado que para unas condiciones medias de gradiente geotérmico y presión hidrostática en cuencas Sedimentarias, es la profundidad a la cual tiende a alcanzar su estado supercrítico, estado óptimo para este tipo de secuestros. Sin embargo esta profundidad puede variar en función de los gradientes de presión y temperatura (IPCC, 2005).

1.6.1 Experiencia Existente: EOR, EGR y soluciones a la explotación de hidrocarburos con problemas medioambientales. El almacenamiento de CO₂ en yacimientos de gas y petróleo ya explotados o su inyección para facilitar la extracción de estos hidrocarburos (EOR, Enhanced Oil Recovery, y EGR, Enhanced Gas Recovery) se ha realizado desde hace varias décadas y tiene la ventaja de suponer un beneficio, más que un coste.

La inyección de CO₂ en yacimientos de petróleo cumple una doble función. Por un lado disminuye su viscosidad permitiendo que el petróleo fluya con más facilidad y por otro lado lo empuja hacia los pozos de extracción. Además de esto del CO₂ inyectado del 20 al 25 % es retenido en la formación (CHANGE, 2005). Existen numerosos ejemplos de almacenamiento del tipo CO₂-EOR.

El más antiguo es el de SACROC en Texas, que comenzó en 1972, y ha usado CO₂ antropogénico. Sólo en Estados Unidos y Canadá hay cerca de 100 campos

de petróleo que usan esta metodología. En Weyburn, en Canadá, se está llevando a cabo una inyección de este tipo pero con un carácter de centro de experimentación y estudio. Se pretende inyectar 23 Mt¹⁵ de CO₂ en 25 años.

En otros casos, el almacenamiento de CO₂ se realiza para reducir las emisiones de CO₂ asociadas a la explotación de hidrocarburos, es decir para evitar un problema ambiental. Así se han desarrollado ejemplos de almacenamientos en acuíferos salinos de diverso tipo. En el caso del campo de explotación petrolífera de In Salah, en Argelia, el CO₂ que acompaña al gas se separa y se incluye en el mismo almacén del que se extrae. En Sleipner, plataforma marina de Noruega, el CO₂ procedente de la explotación de gas se introduce en un almacén situado en una formación geológica diferente, (Formación Utsira), por encima del yacimiento. En Snohvit, Noruega, se almacena en una formación por debajo del yacimiento de hidrocarburos, (Formación Tubasen).

Estos ejemplos comerciales han aportado experiencia a la tecnología de almacenamientos geológicos de CO₂. El caso de Sleipner ha sido de gran trascendencia por haber demostrado que existen tecnologías capaces de visualizar al CO₂ en el interior del almacén y hacer un seguimiento de su evolución. Desde el año 1996 se han inyectado en este almacén algo más de 9 Mt CO₂.

Recientemente se han generado diversas Plantas Piloto de experimentación para captura y almacenamiento de CO₂ en todo el mundo. Entre estas, se puede citar el caso de Ketzin en Alemania, Teapot Dome en Wyoming, Otway Basin en Australia, o Nagakoa en Japón. En España, la Fundación Ciudad de la Energía está construyendo una Planta Piloto de captura de CO₂ en el Bierzo y está caracterizando un área en el norte de Castilla y León para usarse como Planta Piloto de almacenamiento.

1.6.2 Proyectos existentes de almacenamiento de CO₂. El almacenamiento geológico de CO₂ se está practicando en muchos proyectos a escala industrial (proyectos del orden de 1 Mt de CO₂ al año o más): el proyecto Sleipner en el Mar del Norte, el proyecto Weyburn en el Canadá y el proyecto In Salah en Argelia son los más representativos. Entre 3 y 4 Mt de CO₂, que de otro modo serían descargadas en la atmósfera, son captadas y almacenadas anualmente en formaciones geológicas. En la tabla 2, figuran también otros proyectos.

Además de los proyectos de CCS en curso a escala (LSIPs)¹⁶, al año se inyectan 30 Mt de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo, principalmente en

¹⁵ Mt: Mega toneladas, donde mega es un prefijo del Sistema Internacional de Unidades que indica un factor de 10⁶

Texas, Estados Unidos, donde comenzó a practicarse la recuperación mejorada de petróleo a principios del decenio de 1970. Casi todo ese CO₂ se obtiene de yacimientos naturales de CO₂ situados en regiones occidentales de los Estados Unidos, y una parte procede de fuentes antropogénicas como el refinamiento de gas natural. Gran parte del CO₂ que se inyecta para la recuperación mejorada de petróleo se produce a partir de petróleo, del cual es separado y luego inyectado de nuevo. Al final del proceso de recuperación del petróleo, el CO₂ puede ser retenido para fines relacionados con la mitigación del cambio climático, en lugar de ser purgado en la atmósfera; esto es lo que se prevé en el proyecto Weyburn.

El campo de gas de In-Salah está localizado en Argelia, en el Sahara central y es el primer proyecto a gran escala de almacenamiento de CO₂ en un yacimiento de gas (RIDDIFORD, 2003) Argelia está dividida en dos unidades estructurales mayores separadas por la falla sur del Atlas. La zona norte está principalmente afectada por la tectónica alpina, mientras que la zona sur corresponde a la plataforma sahariana, relativamente estable desde el punto de vista de su actividad tectónica.

La inyección de CO₂ en In Salah se realiza en tres campos petrolíferos (Krechba, Reg y Teg) de los siete que se encuentran en exploración, en la cuenca de Ahnet-Timimoun.

Las compañías Sonotrach, BP y Statoil operan conjuntamente en la inyección de CO₂, que se realiza por debajo de la capa de gas natural para su recuperación.

Además, la compañía Statoil está planificando la puesta en marcha de otro proyecto en el Mar de Barents, en el campo de gas de Snohvit, con el mismo objetivo, la recuperación de gas natural. La compañía Chevron, por su parte, está planificando la producción de gas natural en el campo de Gorgon al oeste de Australia (OEN, 2003)

El campo de gas de Krechba en In-Salah produce un gas natural que contiene más de un 10% de CO₂, el cual tiene que ser separado del gas natural para su exportación a Europa y cumplir así con las especificaciones requeridas.

La inyección de CO₂ comenzó en abril del 2004 y se estima que puede alcanzar las 17 Mt en el tiempo que dure la explotación del yacimiento.

¹⁶ LSIPS: Visión general de los proyectos de inyección en gran escala (LSIPs) de todo el mundo. Según el levantamiento anual del instituto CCS Global, llevado a cabo en el año 2011, existen 74 LSIPs en todo el mundo que se encuentran atravesando etapas variables de planeación y terminación. Los LSIPs se definen como aquellos proyectos que implican la captación, transporte y almacenamiento de CO₂ en una escala de no menos de 800.000 toneladas métricas (Mg) [882000 toneladas [US] de CO₂ por año para una central eléctrica basada en el uso de carbón y no menos de 400.000 Mg [441000 toneladas US] de CO₂ por año para otras instalaciones industriales con gran intensidad de emisiones, tales como las instalaciones de generación de energía que utilizan gas natural.

El proyecto de extracción e inyección consta de cuatro pozos de producción y tres de inyección. La inyección de CO₂ se realiza en la zona de contacto gas-agua y se espera que el CO₂ inyectado migre hacia las posiciones que ocupaba el gas antes de su extracción.

En síntesis, la zona experimental consta de una estructura anticlinal simple, que ha sido estudiada mediante sondeos y sísmica tridimensional, en la que existen fallas profundas que no afectan a la estructura superficial, por lo que el riesgo estructural de escape de CO₂ es mínimo.

El techo de la formación almacén está formado por una fina alternancia de arcillas con más de 950 m de espesor. Los procesos resultantes de la migración han sido cuantificados y existe un programa de monitorización que implica la aplicación de diferentes técnicas: trazadores de gas, ensayos de presión, tomografía, gravimetría, sísmica y monitorización geomecánica.

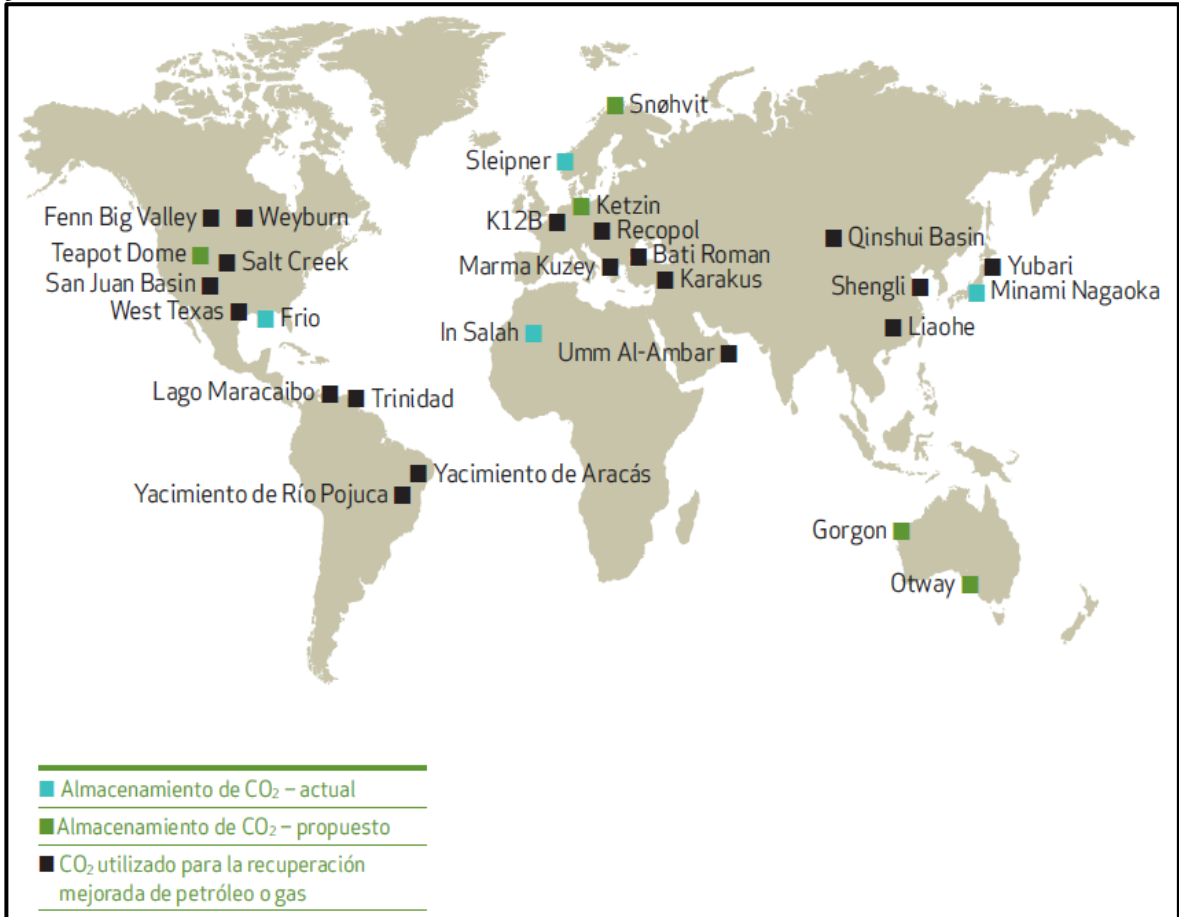
Tabla 2. Lugares en que se ha llevado a cabo, está en curso o se ha previsto el Almacenamiento de CO₂

NOMBRE DEL PROYECTO	ESTADO	CIUDAD	VOLUMEN CO ₂	FECHA DE OPERACIÓN	TIPO DE ALMACENAMIENTO
Century Plant	Texas	UNITED STATES	8.4 Mtpa	2010	Enhanced Oil Recovery
Enid Fertilizer CO ₂ -EOR Project	Oklahoma	UNITED STATES	0.68 Mtpa	1982	Enhanced Oil Recovery
Great Plains Synfuel Plant and Weyburn-Midale Project	Saskatchewan	CANADA	3 Mtpa	2000	Enhanced Oil Recovery
In Salah CO ₂ Storage	Wilaya de Ouargla	ALGERIA	1 Mtpa	2004	Onshore Deep Saline Formations
Shute Creek Gas Processing Facility	Wyoming	UNITED STATES	7 Mtpa	1986	Enhanced Oil Recovery
Sleipner CO ₂ Injection	North Sea	NORWAY	1 Mtpa	1996	Offshore Deep Saline Formations
Snøhvit CO ₂ Injection	Barents Sea	NORWAY	0.7 Mtpa	2008	Offshore Deep Saline Formations
Val Verde Natural Gas Plants	Texas	UNITED STATES	1.3 Mtpa	1972	Enhanced Oil Recovery
Air Products Steam Methane Reformer EOR Project	Texas	UNITED STATES	1 Mtpa	2013	Enhanced Oil Recovery
Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO ₂ Stream	Alberta	CANADA	Up to 0.59 Mtpa (initially 0.29 Mtpa)	2014	Enhanced Oil Recovery
Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Sturgeon Refinery CO ₂ Stream	Alberta	CANADA	1.2 Mtpa	2015	Enhanced Oil Recovery

Fuente: Status of CCS Project Database, GLOBAL CCS INSTITUTE, Junio 2013

En la figura 16, puede observarse los lugares a nivel mundial donde se realiza almacenamiento de CO₂, se utiliza CO₂ para Recobro Mejorado del Petróleo (EOR) y los posibles lugares potenciales para almacenar el CO₂.

Figura 16. Ubicación de los Puntos en los que se Realiza el Almacenamiento Geológico de CO₂ y donde se Realiza la Recuperación Mejorada de Petróleo y Gas Mediante CO₂



Fuente: Informe Especial IPCC

2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN EL SUBSUELO

2.1 CRITERIOS GEOLÓGICOS, TECTÓNICOS Y ESTRUCTURALES

2.1.1 Contexto Geodinámico. Un primer criterio geológico de selección de áreas favorables para el almacenamiento del CO₂ podría derivar de la diferenciación entre zonas geológicas de rango mayor, es decir entre zonas cratónicas¹⁷, orógenos¹⁸ y cuencas sedimentarias¹⁹. Los orógenos activos y las zonas cratónicas no se consideran zonas idóneas para un posible almacenamiento de CO₂, debido a que no poseen las rocas con las características adecuadas para ello, bien porque el tipo de roca es cristalina y normalmente muy fracturada, o bien porque la intensa fracturación persistente implica la ausencia de formaciones que actúen como sellos continuos (BACHU, 2000). Las cuencas sedimentarias, por el contrario, poseen, por regla general, el tipo de roca porosa y permeable necesaria para albergar el CO₂.

Las cuencas formadas en el centro o cerca del borde de placas continentales estables son excelentes objetivos para considerar como lugares de almacenamiento de CO₂, porque poseen la estabilidad y estructura necesarias para ello (BENSON & COOK, 2005). Tales cuencas se encuentran dentro de muchos continentes y alrededor del océano Atlántico entre otros. Igualmente las cuencas que se encuentran dentro de cinturones montañosos formados por colisión de placas, constituyen buenos objetivos y han de ser consideradas en el proceso de selección; por el contrario, las cuencas sedimentarias situadas en áreas tectónicamente activas son menos recomendables para el almacenamiento de CO₂ y éstas deben ser, en todo caso, cuidadosamente estudiadas, debido al potencial riesgo de escape de CO₂.

En contraste a las primeras, se encuentran las cuencas sedimentarias situadas en los bordes de placas activas, donde existe subducción o entre cadenas de plegamiento activas; normalmente son cuencas sujetas a alta actividad tectónica, con sedimentos sinorogénicos, plegados y fallados y presencia de procesos volcánicos y sísmicos, por lo que no proporcionan un lugar idóneo para el almacenamiento de CO₂.

¹⁷ Un cratón o cratógeno (del griego κρ άτος kratos, "cuenco muy plano") es una masa continental llegada a tal estado de rigidez en un lejano pasado geológico que, desde entonces, no ha sufrido fragmentaciones o deformaciones, al no haber sido afectadas por los movimientos orogénicos.

¹⁸ La orogénesis es la formación o rejuvenecimiento de montañas y cordilleras causada por la deformación compresiva de regiones más o menos extensas de litosfera continental.

¹⁹ Una cuenca sedimentaria es una acumulación importante de sedimentos producidos principalmente por la erosión de la superficie de la Tierra o por la acumulación de minerales de origen biológico.

Por todo lo expuesto, cada cuenca debe ser evaluada como una cuenca individual, ya que existen casos, como son las Cuencas de Los Ángeles y del Valle de Sacramento, en California (BENSON & COOK, 2005), en los que a pesar de ser zonas con alta actividad tectónica y sísmica, se han encontrado acumulaciones de hidrocarburos, lo que demuestra una buena capacidad de almacenamiento de las formaciones involucradas.

De manera general, cuencas con limitadas potencialidades para el almacenamiento de CO₂ son probablemente todas aquéllas que estén (IPCC, 2005):

- Muy falladas y fracturadas
- Situadas en cinturones de plegamiento
- Presenten secuencias muy discordantes
- Muestren importantes procesos de diagénesis

2.1.2 Fracturación Y Sismicidad Inducidas por la Presión de Inyección. Dentro de la búsqueda de las condiciones geológicas que garanticen la estanqueidad²⁰ del almacenamiento de CO₂, otra de las grandes aproximaciones al establecimiento de criterios geológicos para la selección de áreas favorables es la que se deriva del análisis de la deformación y fracturación dentro de su contexto geodinámica²¹ y su relación con la sismicidad²². Dados los posibles efectos de la sismicidad sobre la seguridad del almacén, éste debe estar preferiblemente ubicado en zonas de baja o nula actividad sísmica, es decir, en zonas en las que la sismicidad previsiblemente no será relevante como para provocar alteraciones significativas en las propiedades de la roca almacén y/o sello.

Aunque la predicción de terremotos no es aún posible, el estado del conocimiento permite delimitar la mayor parte de las áreas en las que se puede anticipar que ocurrirán terremotos en las próximas décadas o bien detectar fallas activas y condicionantes geológicos, como son: la velocidad de deformación, la datación del último evento de deslizamiento sísmico, el régimen tectónico y campos de esfuerzo e indicadores geomorfológicos de actividad actual o reciente (Cuaternario).

²⁰ Estanqueidad es una propiedad de estanco e indica la impermeabilidad de una estructura o mecanizado dado para evitar la entrada o salida de un fluido

²¹ La Geodinámica es una rama de las Ciencias de la Tierra que estudia los agentes o fuerzas que intervienen en los procesos dinámicos de la Tierra.

²² La sismicidad es el estudio de los sismos que ocurren en algún lugar en específico. Un lugar puede tener alta o baja sismicidad, lo que tiene relación con la frecuencia con que ocurren sismos en ese lugar.

Estos factores constituyen criterios condicionantes de la idoneidad de la cuenca y deberán ser representados cartográficamente para delimitar áreas de mayor y de menor interés. La disposición geométrica de una falla o zona de falla respecto al campo de esfuerzos existente en una zona dada de la corteza condiciona su comportamiento mecánico, de forma que ante una orientación favorable se requiere su caracterización como fuente sismo-genética o fuente tectónica capaz (CSN, 1998).

Por fuente sismo-genética se entiende una zona terrestre con potencialidad de generar terremotos diferente a las zonas que la rodean, lo que incluye un amplio abanico de posibilidades, desde una estructura tectónica bien definida, hasta una zona extensa con sismicidad difusa; una fuente tectónica capaz es una estructura tectónica, que bajo el régimen tectónico existente, puede generar vibraciones en el suelo o deformación.

Hay que tener en cuenta que la historia geológica reciente del área, los movimientos de bloques corticales, las reactivaciones de fallas. Durante la evolución de la cuenca sedimentaria son los factores que condicionan la sedimentación y el modelo de depósito que afecta a la distribución de facies, la porosidad y las áreas de erosión. Por tanto la investigación de las asociaciones genéticas y espaciales entre:

- Las estructuras de basamento.
- Las orientaciones de lineamientos superficiales
- las tendencias sedimentológicas

Los anteriores parámetros pueden ayudar a la identificación de las vías potenciales de flujo para la migración de CO₂ en un ambiente sedimentario.

Estos factores son así mismo criterios condicionantes que deberán analizarse en conjunción con los anteriores, estableciendo las correspondientes conexiones y dependencias.

La inyección en profundidad de CO₂ u otros fluidos en una roca porosa y a una presión sustancialmente más alta que la presión hidrostática de la formación puede inducir fracturación y movimiento a lo largo de las fallas preexistentes (HEALY, 1968; GIBBS, 1976; RALEIGH, 1976; SMINCHAK, 2002; STREIT, 2005; WO, 2005), lo que a su vez puede favorecer la formación de vías de escape para el CO₂ inyectado.

Para determinar las máximas presiones de inyección que eviten tales efectos adversos es necesaria la modelización geomecánica del almacenamiento. Los

métodos geomecánicos para la estimación de la estabilidad y las máximas presiones de fluidos aplicables para el almacenamiento de CO₂ requieren:

- La determinación de los esfuerzos in situ.
- El estudio de la geometría de fallas.
- La medición de la resistencia de las rocas.

Estos métodos de evaluación de la fracturación frágil han sido ya aplicados a estudios de selección de áreas para el almacenamiento de CO₂ (RIGG, 2001; GIBSON-POOLE, 2002; STREIT & HILLIS, 2003; JOHNSON, 2005).

JIMÉNEZ & CHALATURNYK, (2003), sugieren además que los procesos geomecánicos que se producen durante la explotación y agotamiento de determinados yacimientos en campos de hidrocarburos y la posterior inyección de CO₂, pueden afectar a la integridad hidráulica del sello; así, el movimiento a lo largo de fallas se puede producir por los cambios inducidos en el régimen de esfuerzos pre-operacional.

La fracturación inducida y la activación de fallas existentes puede generar dos tipos de riesgos, primero, el fallo frágil y la micro-sismicidad que pueden generar una permeabilidad secundaria proporcionando los caminos de flujo para la migración del CO₂ (STREIT & HILLIS, 2003) y, en segundo lugar, la activación de fallas que puede, en principio, inducir terremotos lo suficientemente grandes como para producir un daño en el almacenamiento (HEALY, 1968).

La actividad micro-sísmica inducida por la inyección de fluidos en sondeos, ha sido puesta de manifiesto en Campo petrolífero de Rangely en Colorado (USA, GIBBS, 1973; RALEIGH, 1976), en los sondeos del programa de perforación profunda en Alemania (SHAPIRO, 1997; ZOBACK & HARJES, 1997) o en Alberta (Canadá) en el campo petrolífero de Cold Lake (TALEBI, 1998).

La inyección profunda de fluidos puede inducir terremotos de magnitud local moderada producidos por el incremento de la presión de fluidos en la región del hipocentro del evento sísmico, como los terremotos de Denver en 1967 de magnitud local MI= 5.3, y los terremotos de Ohio de 1986-1987 de MI= 4.9 (HEALY, 1968, WYSS & MOLNAR, 1972; AHMAD & SMITH, 1988).

Por otra parte, la alteración del campo de esfuerzos local como consecuencia de la inyección puede modificar también la capacidad del almacenamiento, producir levantamientos o subsidencias, alterar las propiedades hidrogeológicas del almacén y generar desplazamiento de salmueras en acuíferos, que pueden dar

lugar a un incremento de los niveles piezométricos²³ y en la salinidad del agua de pozos de extracción. Es necesario por tanto predecir la respuesta del almacén ante estas alteraciones (modelización geomecánica).

2.1.3 Confinamiento y Mecanismos de Confinamiento de CO₂. El reservorio deberá ubicarse en un medio geológico que garantice la separación física permanente entre el CO₂ almacenado y la biosfera. Una de las principales características exigidas a una formación geológica para ser catalogado como posible almacén es que constituya un marco geológico que garantice el confinamiento del CO₂ en profundidad, es decir, que conformen estructuras estratigráficas o estructurales (trampas²⁴) que, cumpliendo otros requisitos geológicos, garanticen la estanqueidad de la formación almacén a corto, medio y largo plazo.

Los campos de petróleo y gas son uno de los análogos más claros de este tipo de estructuras geológicas que garantizan el aislamiento del fluido almacenado. Como ejemplo gráfico de lo que se pretende encontrar, son el resultado de la migración de hidrocarburos generados en un área madre, frecuentemente ubicada a kilómetros de distancia, que han ido atravesando diferentes medios porosos hasta quedar confinados por una trampa. En este sentido, la idoneidad de los campos de gas y petróleo está avalada por los millones de años que han permanecido en condiciones de estanqueidad.

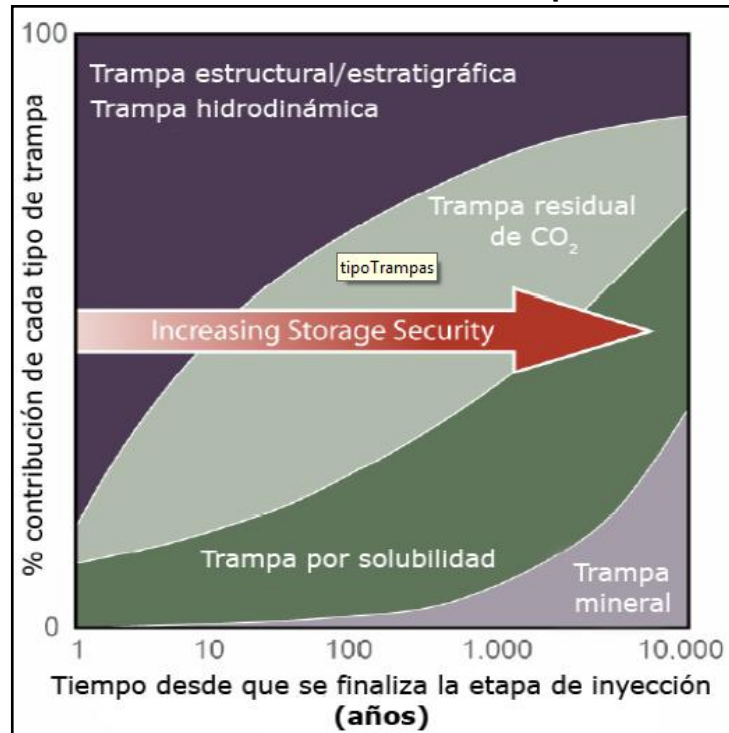
Es necesario identificar formaciones almacén que formen parte de trampas o que estén limitadas a techo por sellos impermeables adecuados que eviten el escape a la atmósfera del CO₂ inyectado. La caracterización detallada de las unidades confinantes es uno de los aspectos más relevantes a efectos de evaluar el comportamiento del sistema almacén a lo largo del tiempo.

Desde el punto de vista litológico y geométrico, la idoneidad de un sello no excluye la presencia de fallas o fracturas que puedan constituir vías preferenciales para el escape del CO₂. De ahí se deriva la importancia de demostrar la idoneidad del sello (considerando sus eventuales zonas de fractura) frente a la liberación del CO₂ y anticipar su correcto funcionamiento durante las operaciones de inyección (fracturación inducida, etc).

²³ Nivel piezométrico: al perforar un pozo en un acuífero confinado, el agua se descomprime y asciende por la entubación hasta alcanzar una posición por situada por encima del techo del acuífero. La altura (cota absoluta sobre el nivel del mar) que alcanza el agua se denomina nivel piezométrico.

²⁴ Trampa: Aquellas configuraciones geológicas que, respondiendo a causas tectónicas (pliegues, fallas, etc.) o estratigráficas (debidas a factores litológicos, sedimentarios o paleogeográficos: cambios laterales de facies, acuñaientos, lentejones y arrecifes, paleocauces, etc.), resulten en la presencia conjunta de un medio permeable confinado por otro impermeable capaz de evitar la liberación de los fluidos contenidos en el primero (pares almacén-sello).

Figura 17. Mecanismos de Atrapamiento Dominantes e Incremento de la Seguridad de Almacenamiento del CO₂ con el tiempo



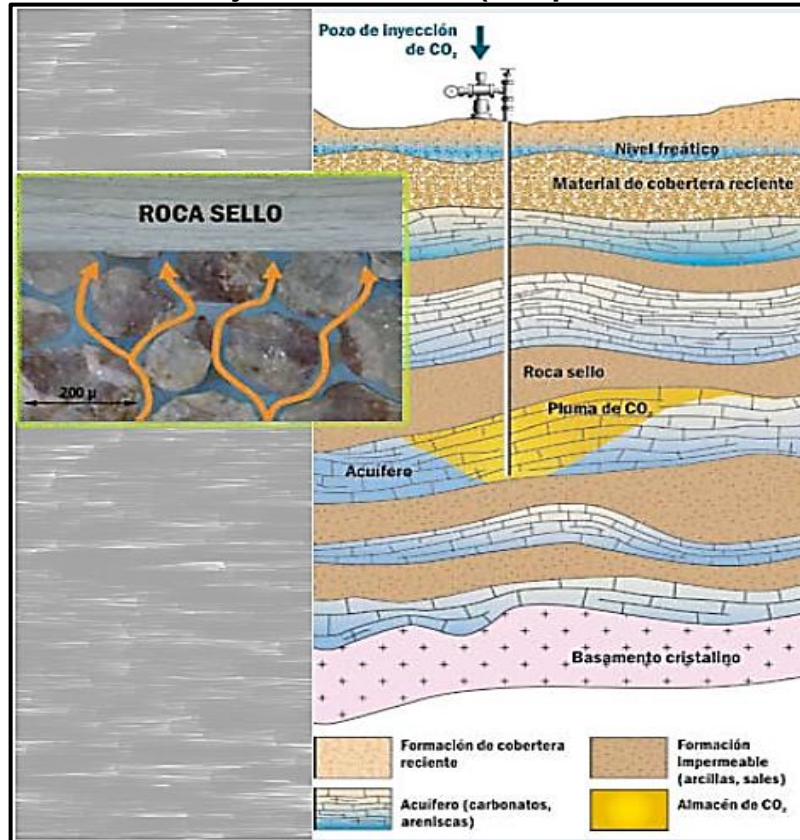
Fuente: Perez del Villar, L., Pelayo, M. & Recreo, F. (2007): Análogos naturales del almacenamiento geológico del CO₂

Son varios los mecanismos de confinamiento del CO₂ que pueden suceder en las formaciones geológicas mencionadas anteriormente. Estos pueden ser tanto químicos como físicos; algunos de ellos podrán actuar de forma inmediata o requerirán un mayor tiempo para que actúen (incluso considerando escalas geológicas).

2.1.3.1 Confinamiento Estructural y Estratigráfico. La disposición de las formaciones harán que la formación sello actúe como primera barrera de retención del CO₂. Las estructuras consideradas son similares a las trampas consideradas en los yacimientos de petróleo y gas natural, siendo los anticlinales y fallas selladas las disposiciones más idóneas, mientras que las trampas estratigráficas se basan en el cambio deposicional de las formaciones.

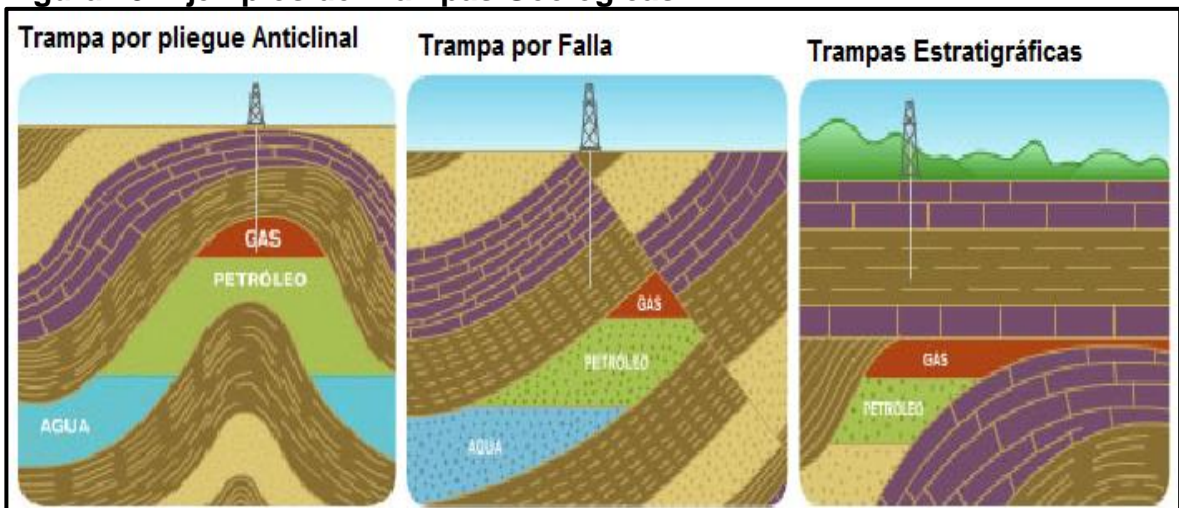
La actuación de este mecanismo es inmediata, siendo crucial por tanto una exhaustiva y correcta caracterización de la formación que actuará como sello. (Ver Figura 18 y 19).

Figura 18. Acumulación Bajo la Roca Sello (Atrapamiento Estructural)



Fuente: Editado de, Leonenko Y, Keith DW. Reservoir engineering to accelerate the dissolution of CO₂ stored in aquifers. Environ Sci Technol (2008).

Figura 19. Ejemplos de Trampas Geológicas



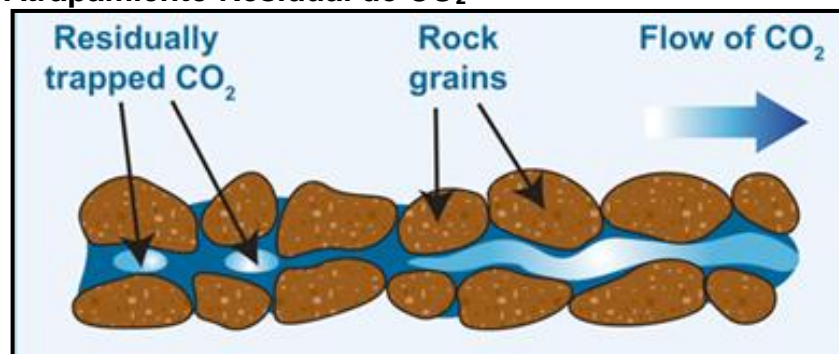
Fuente: Editado, Ghaderi SM, Keith DW, Leonenko Y. Feasibility of injecting large volumes of CO₂ into aquifers. Energy Procedia (2009).

2.1.3.2 Mecanismo Hidrodinámico. El atrapamiento hidrodinámico se origina cuando el CO₂, en fase miscible o inmisible, es atrapado por el flujo hidrogeológico natural en acuíferos salinos regionales, con tiempos de residencia o tránsito significativos de miles a millones de años. El flujo de CO₂ atrapado por el flujo de agua depende del buzamiento de la roca sello y de la velocidad y dirección del flujo del agua de formación. Cuanta mayor longitud tenga la vía de migración y más lenta sea la velocidad de transporte, mayor cantidad de CO₂ se irá disolviendo o irá siendo atrapado residualmente hasta desaparecer como fase libre del sistema.

Los acuíferos salinos generalmente tienen velocidades de flujo muy pequeñas, del orden de decenas de centímetros por año, lo que implica tiempos de residencia de millones de años. A diferencia del atrapamiento estratigráfico/estructural, este mecanismo no requiere la existencia de trampas geológicas. Ahora bien, considerando formaciones geológicas a una escala regional (cientos o miles de kilómetros cuadrados) la velocidad del fluido a lo largo de la formación ofrece por sí misma un confinamiento seguro, además de favorecer la actuación de otros tipos de trampa, como la residual o de solubilidad. La movilidad del CO₂ disuelto es controlado por la densidad, viscosidad y difusividad del CO₂ en el medio poroso (formación almacén).

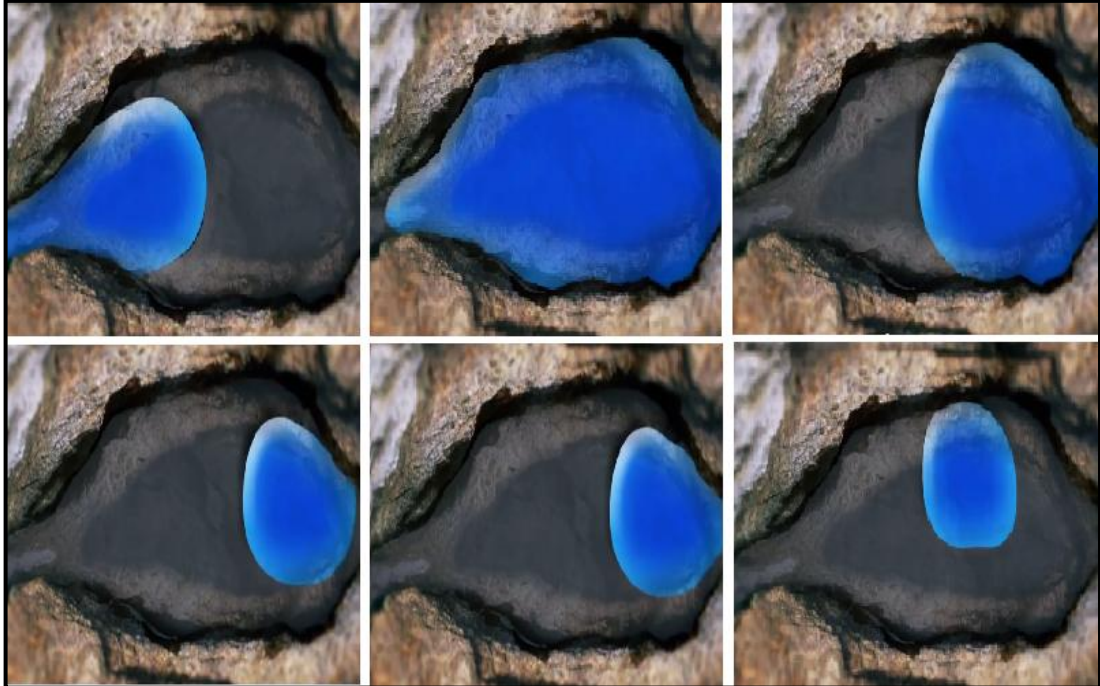
2.1.3.3 Mecanismo Residual. Este mecanismo se basa en la propiedad que presenta un sólido para retener un fluido, debido a las fuerzas de capilaridad, higroscopia y pelicular. La propiedad de humectabilidad de los granos que conforman la formación almacén definirá la efectividad y grado de actuación de esta trampa. Como resultado, una cantidad del fluido inyectado quedará atrapado alrededor de las partículas sólidas: se estima que del orden de 5-30% del total de CO₂ inyectado queda retenido gracias a este mecanismo. La importancia del mismo vendrá influida por la movilidad del fluido.

Figura 20. Atrapamiento Residual de CO₂



Fuente: Koide H, Tazaki Y. Underground Storage of Carbon Dioxide in Depleted Natural Gas Reservoirs and in Useless Aquifers.(1993).

Figura 21. Fases del Atrapamiento Residual de CO₂



Fuente: Editado desde, <http://www.youtube.com/watch?v=BAZks5h5vqs>

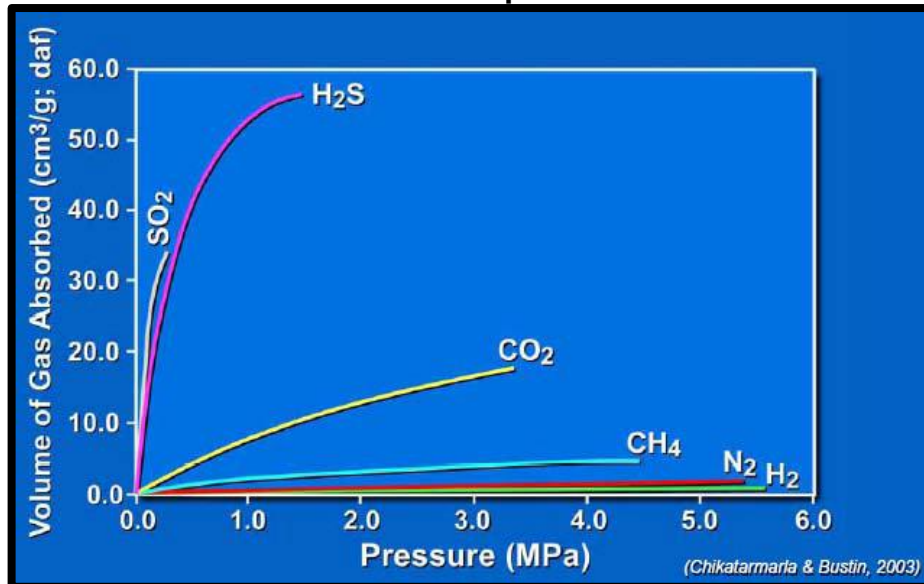
2.1.3.4 Confinamiento Por Solubilidad. El CO₂ es fácilmente disuelto en agua formando un ácido débil. La capacidad de disolución estará regulada por la presión, temperatura y el contenido total de sales disueltas: la solubilidad del CO₂ se incrementa de forma progresiva según se incremente la presión; sin embargo decrece de forma pronunciada cuando la temperatura y salinidad se incrementa.

2.1.3.5 Confinamiento Mineral. El CO₂ disuelto en agua, puede propiciar reacciones químicas con la formación almacén, como por ejemplo los minerales ricos en calcio, hierro y magnesio, donde se forman carbonatos sólidos. Este tipo de mecanismo es el más estable y permanente, aunque la cinética de las reacciones químicas que forman el precipitado son muy lentas.

2.1.3.6 Atrapamiento Por Adsorción. Aparte de la anterior forma de atrapamiento mineral, se puede producir otra cuando el CO₂ es adsorbido en carbones o en pizarras ricas en materia orgánica. A este mecanismo de almacenamiento se le denomina atrapamiento por adsorción. El carbón tiene una afinidad por el CO₂ dos veces superior a la que tiene por el CH₄ que se encuentra abundantemente en las capas de carbón, lo que propicia su reemplazo y el subsiguiente secuestro de

CO₂. El atrapamiento por adsorción depende de las condiciones de presión y temperatura, del rango y el contenido mineral del carbón.

Figura 22. Adsorción de Distintos Gases por el Carbón



Fuente: Leonenko Y, Keith DW. Reservoir engineering to accelerate the dissolution of CO₂ stored in aquifers. Environ Sci Technol (2008).

2.2 MONITOREO DE FUGAS DE CO₂

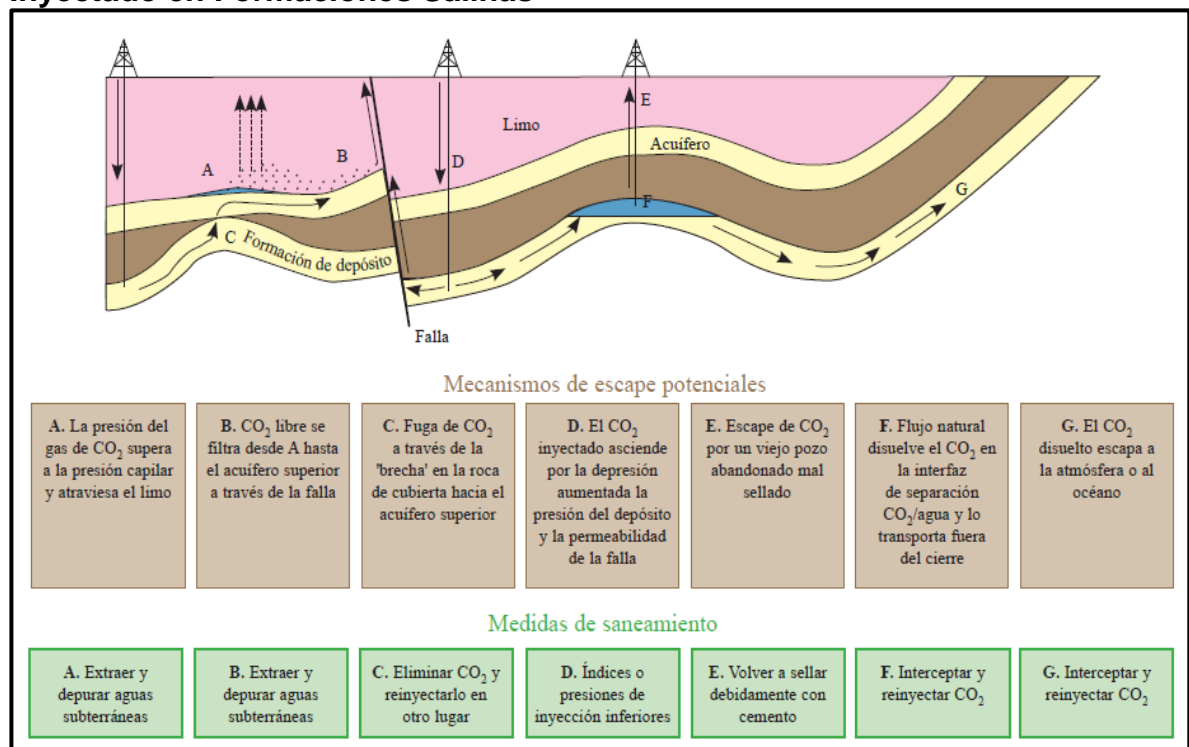
Mediante la monitorización se pretende garantizar la seguridad y estabilidad del CO₂ inyectado y retenido en el subsuelo. Para ello, es necesario determinar cuáles son las posibles vías de fuga del CO₂ con objeto de establecer los parámetros, tanto físicos como químicos, que son necesarios controlar en las distintas etapas: pre-operacional, operacional, clausura e incluso, la post-clausura. Existen dos tipos de vías de fuga potenciales del CO₂ inyectado: unas son de origen antropogénico, como son los pozos profundos (ya sean operativos o abandonados) y otras son de origen natural, como pueden ser pequeñas fracturas o fallas de la corteza terrestre. También puede ocurrir que el CO₂ disuelto en el fluido poroso sea transportado fuera del almacén debido a la circulación natural de dicho fluido.

En cuanto a las vías de fuga naturales (fallas o pequeñas fracturas), los posibles peligros están relacionados principalmente con impactos medioambientales, como por ejemplo fugas de CO₂ hacia acuíferos subterráneos.

Esto provocaría cambios en la composición del agua al acidificarse, ya que los minerales presentes en el acuífero se disolverían, movilizándose, además, metales pesados y otros elementos tóxicos. Las fugas graduales a favor de las estructuras mencionadas, podrían provocar la contaminación de los acuíferos superiores a las formaciones de almacenamiento, tanto por el CO₂ inyectado como por la penetración de la salmuera directamente por el CO₂ inyectado o incluso por la penetración de la salmuera de la formación almacén, debido a su desplazamiento en relación con el proceso de inyección.

Otro posible impacto medioambiental que podría tener lugar en este escenario, es la llegada a superficie del CO₂ inyectado, pudiendo provocar efectos como la acidificación de los suelos o, incluso, un efecto letal para la vegetación por encima de un cierto umbral de concentración. Para ello, se utilizan sensores de CO₂ en superficie que miden directamente la concentración del gas tanto en la atmósfera como en el suelo. De esta manera se pueden monitorizar posibles fugas hacia la biosfera y atmósfera con el fin de evitar riesgos para la salud. Igualmente es conveniente llevar a cabo un plan de saneamiento para actuar de manera más eficaz si ocurre alguna de las posibles fugas de CO₂. (Ver Figura 23).

Figura 23. Posibles Vías de Fuga y Medidas de Saneamiento Para el CO₂ Inyectado en Formaciones Salinas



Fuente: IPCC, 2005

2.2.1 Porosidad y permeabilidad. La porosidad de una roca viene expresada por la relación entre el volumen de huecos y el volumen total, y da una idea de la capacidad de la formación para almacenar fluidos. Sin embargo, para la selección de una formación almacén importa exclusivamente la porosidad efectiva (20- 50% de la total), que corresponde al porcentaje de poros conectados, y que refleja el volumen real de huecos susceptible de ser ocupado por el CO₂. En la porosidad influyen varios factores como son la forma de los granos, la disposición de estos y su tamaño, por lo que cada tipo de roca presenta un rango de porosidad característico.

Los factores que determinan la permeabilidad de una formación pueden ser extrínsecos o intrínsecos: los primeros son los propios de la formación y dependen del tamaño de poro, en tanto que los segundos son los que dependen de las características del fluido, como por ejemplo, la viscosidad y el peso específico. Al igual que sucede con la porosidad, cada tipo de roca se caracteriza por presentar determinados valores de permeabilidad. Ambas propiedades, porosidad y permeabilidad, están estrechamente relacionadas, y desempeñan un papel fundamental en la selección de cualquier almacenamiento de CO₂. La formación almacén no basta con que sea porosa (volumen relativo de huecos), sino que además debe ser permeable, esto es, los poros deberán estar conectados para permitir la circulación de fluidos a través de ella.

La porosidad y la capacidad de almacenamiento de la formación permiten calcular el volumen total disponible para almacenar CO₂, el cual puede convertirse a su vez en toneladas de CO₂ que pueden ser almacenadas en base a la relación entre temperatura, presión y densidad del CO₂. Esta capacidad de almacenamiento puede aumentarse más allá de sus límites físicos si se producen fenómenos de atrapamiento mineral (BACHU, 1994).

La permeabilidad de la roca es el factor principal para establecer el caudal de inyección. Es importante para poder alcanzar tasas de inyección elevadas, contar con zonas con una Permeabilidad local alta, si bien, a escala regional, sería de interés una formación con una Permeabilidad baja a fin de aumentar los tiempos de tránsito del CO₂ en la formación almacén.

Es preferible la inyección en zonas con valores de permeabilidad altos ya que las presiones de inyección necesarias son menores, evitando así el posible riesgo de inducir fracturas que serían caminos preferentes para la fuga del CO₂ almacenado. Si bien la porosidad es una propiedad isótropa²⁵, no es así la permeabilidad, que es anisótropa, pudiendo diferenciarse una permeabilidad vertical (favorable al ascenso del CO₂ a techo de la formación almacén hasta contactar con la

²⁵ Isotropía, (cuya etimología está en la raíces griegas *ἴσος* [isos], equitativo o igual, y *τρόπος* [tropos], medio, espacio de lugar, dirección), es la característica de los cuerpos cuyas propiedades físicas no dependen de la dirección en que son examinadas

formación sellante) y otra (o varias) horizontal o lateral (favorables al desplazamiento lateral de los fluidos, de acuerdo con los gradientes presentes). La variación vertical y lateral de esta propiedad (anisotropía) puede ser importante en una misma cuenca y, por supuesto, entre cuencas. Ambas permeabilidades tienen su importancia en la dinámica del CO₂ dentro del repositorio.

Las estimaciones basadas en estas dos propiedades, permiten tener valores bastante aproximados de la potencialidad de cada emplazamiento para el almacenamiento de CO₂, y de este modo, servir para las estimaciones económicas y toma de decisiones.

2.2.2 Extensión y continuidad litológica. La extensión y continuidad litológica así como la capacidad de la formación almacén son cruciales para determinar la capacidad de almacenamiento del sitio. Serán prioritarias las formaciones con gran extensión lateral y sin perturbaciones que pudieran actuar como vías de flujo preferentes. Así, formaciones sin variaciones importantes de permeabilidad en todo su dominio serán favorables para el fin que se pretende. Se debe destacar en este punto la importancia de los cambios laterales de facies desde dos perspectivas diferentes:

- Favorable, al poder constituir trampas y, en el caso de la presencia y distribución de intercalaciones impermeables o poco permeables dentro de la formación almacén, retardar el desplazamiento tanto vertical como horizontal del CO₂ y al mismo tiempo favorecer su disolución en el agua de la formación.
- Desfavorable, ya que los cambios laterales de facies pueden actuar como vías de transferencia del CO₂ a zonas alejadas del almacenamiento y, en último término, alcanzar la biosfera. El resultado es que la forma de la pluma de CO₂ ascendente a través de la matriz de la roca dependerá, en gran medida, de la heterogeneidad de la formación.

La presencia de un sello a techo y otro a muro de la formación almacén constituiría una situación favorable. Si no existen uno o varios sellos a techo de la formación almacén, existe un riesgo importante de que ocurran escapes de CO₂ no deseados. Por su parte, la extensión y continuidad litológica del sello a techo de la formación almacén son también importantes para establecer el área de confinamiento y las vías de escape potenciales, ya que son barreras de permeabilidad que impiden o dificultan la migración del CO₂ desde el punto de inyección. La integridad del sello depende de su distribución espacial y de sus propiedades físicas. El sello debería tener carácter regional y ser litológicamente

uniforme, especialmente en su base (IPCC, 2005). La existencia de cambios laterales de facies en sus unidades inferiores puede favorecer la liberación del CO₂ desde el almacén hacia los niveles superiores.

Para una selección definitiva de un reservorio es necesario evaluar la integridad de la formación almacén y del sello frente a posibles perturbaciones como consecuencia de la inyección (microsismicidad y reactivación de fallas, fracturas), futuras intrusiones humanas (sondeos) y las posibles alteraciones negativas de las propiedades del mismo como consecuencia de interacciones CO₂-agua-roca.

Un criterio clave a seguir en la selección de cuencas y reservorios es la existencia de formaciones que presenten porosidad y capacidad de almacenamiento adecuadas y una permeabilidad suficiente (buena inyectividad del CO₂). Además, la formación almacén debe estar limitada a techo por unidades confinantes (sellos) extensas para evitar liberaciones de CO₂ hacia niveles superiores y, en último término, a la biosfera.

Por tanto, es un criterio de favorabilidad la existencia en la cuenca, confirmada o previsible, de formaciones:

- Almacén, con una porosidad y permeabilidad adecuadas, por encima de un valor umbral dado, extensas y de capacidad y homogeneidad litológica suficientes.
- Confinantes, a techo de las anteriores, con permeabilidad al CO₂ libre por debajo de un valor umbral y con capacidad y continuidad lateral adecuadas.

Es un criterio excluyente si puede descartarse la presencia de una de las dos formaciones y/o su posición relativa. La existencia de formaciones permeables con intercalaciones impermeables o poco permeables dentro de la formación almacén (cambios laterales de facies), constituye un criterio condicionante, sujeto a evaluación detallada.

2.2.3 Litologías favorables. Otro de los criterios que debe considerarse cuando se evalúa la idoneidad de un almacenamiento geológico de CO₂ es la litología de las rocas que van a intervenir en el almacenamiento, tanto de la formación almacén como de la roca de sello. La composición mineralógica y las características texturales de las rocas van a tener una influencia en el comportamiento del CO₂ en el emplazamiento, ya que el CO₂ que se disuelva en el agua de la formación va a interactuar con los minerales de la roca y producir una serie de reacciones químicas que pueden aumentar o disminuir el potencial de captura o atrapamiento

del CO₂ (GUNTER, 1993) y, por lo tanto, influir en la cantidad de CO₂ que puede ser almacenado.

Además, las características mineralógicas y texturales, como son tamaño, forma y empaquetamiento de los granos, configuran la porosidad y la permeabilidad de las rocas. Los procesos de interacción entre los fluidos con CO₂ y los componentes minerales, principalmente disolución y precipitación, van a modificar las características litológicas de las rocas y, por lo tanto, podrán influir sobre su porosidad y permeabilidad.

Por su parte, la roca de sello debe ser una capa impermeable de baja porosidad que dificulte la migración vertical del CO₂ libre, haciendo que permanezca confinado a techo de la formación almacén. Esta roca de sello proporciona un mecanismo muy importante de atrapamiento para la seguridad del almacenamiento a largo plazo. Las distintas funciones que la roca almacén y la roca de sello van a desempeñar en el sistema del almacenamiento hace que requieran litologías con características diferentes.

La litología de la formación almacén varía en función de la opción de almacenamiento que se contemple. Esto implica diferencias significativas de comportamiento del CO₂, en cuanto a la forma de retención y a los procesos geoquímicos de interacción que pudieran producirse entre el CO₂ y la roca almacén.

En el caso del almacenamiento en formaciones permeables profundas, cuando se inyecta el CO₂ en la formación geológica, parte de él será atrapado como un fluido supercrítico (atrapamiento estructural o estratigráfico). En este estado el CO₂ puede considerarse como libre y se elevará debido a su capacidad de flotación en el agua, acumulándose debajo de la roca de sello.

Otra parte del CO₂ puede disolverse en el agua intersticial (atrapamiento por disolución). La disolución aumenta la acidez del agua y afecta a la solubilidad de los minerales que componen la roca. Posteriormente, el CO₂ puede reaccionar con los minerales dando lugar a la precipitación de minerales secundarios, principalmente carbonatos. Este proceso se denomina atrapamiento mineral y es de gran interés porque puede inmovilizar el CO₂ y prevenir su retorno a la atmósfera (XU, 2000). Distintos autores se han referido al atrapamiento mineral como un secuestro permanente de CO₂, debido a la habilidad de muchas fases carbonatadas para permanecer estables durante importantes periodos geológicos de tiempo (BACHU, 1994; PERKINS & GUNTER, 1995).

XU, 2000, proponen una serie de factores que van a influir en la capacidad del atrapamiento mineral en una formación almacén:

- La naturaleza de la roca encajante (si es ígnea, metamórfica o sedimentaria).
- El origen del mineral (si es primario, autigénico, detrítico o secundario).
- La reactividad efectiva de los minerales, que es función de la permeabilidad y porosidad, de la superficie específica del mineral y del mecanismo de alteración.
- El contenido de minerales reactivos en la roca encajante.
- La accesibilidad del agua subterránea para la alteración mineral y la reacción de los constituyentes disueltos, con el CO₂.

En la mayoría de las rocas ígneas y metamórficas la permeabilidad y la porosidad son muy pequeñas. La permeabilidad está determinada principalmente por la presencia, tipo y orientación de las fracturas. Los minerales que constituyen la roca normalmente son bastante cristalinos y de pequeña superficie específica, por lo que reaccionan lentamente. Por otra parte, la forma irregular de los cuerpos de este tipo de rocas limita la extensión a la cual el CO₂ inyectado sería confinado. Por todo ello, las formaciones ígneas y metamórficas no serían almacenes satisfactorios para albergar o secuestrar el CO₂.

Las rocas ígneas extrusivas están sujetas a limitaciones similares para albergar el CO₂ que las enumeradas para las rocas anteriores. Las rocas más frecuentes son los basaltos, que cubren grandes áreas en zonas localizadas de la Tierra. Los basaltos normalmente están muy fracturados y poseen también una porosidad vesicular. Tanto los componentes minerales microcristalinos.

Como el vidrio residual contienen importantes cantidades de Ca, Mg y Fe. Por lo tanto, estas rocas podrían ser importantes candidatas a roca almacén para el secuestro del CO₂. Sin embargo, la permeabilidad y porosidad, generalmente bajas, producen una lenta velocidad de reacción mineral.

Entre las rocas sedimentarias, las areniscas y las calizas (u otras rocas carbonatadas), pueden presentar una porosidad y permeabilidad relativamente altas para contener agua y poder transmitirla, por lo que son rocas adecuadas para constituir acuíferos. Las calizas suelen presentar una baja porosidad primaria debido a la disposición original de sus componentes texturales, y por ello, las calizas sanas y no fracturadas tienen normalmente escasa capacidad de almacenar fluidos. Sin embargo, tienden a tener una alta porosidad secundaria, bien por fracturación o por disolución, debido a que el carbonato cálcico es muy soluble en agua, pudiendo llegar a ser buenos acuíferos subterráneos. Por otro lado, no presentan minerales reactivos, por lo que no se favorecerá el atrapamiento mineral del CO₂.

Las areniscas generalmente tienen mayor porosidad primaria que las rocas carbonatadas.

Se consideran las rocas sedimentarias de mayor porosidad y permeabilidad, y muchos de los acuíferos se localizan en estas rocas. Además, pueden presentar minerales capaces de reaccionar con el agua acidificada por el CO₂ y disolverse aportando cationes (Ca²⁺, Mg²⁺ y Fe²⁺) que pueden precipitar como carbonatos. La capacidad de secuestro mineral de CO₂ de las rocas siliciclásticas dependerá de la cantidad de minerales reactivos que aporten Ca, Mg y Fe.

Los minerales detríticos (reactivos) más abundantes en estas rocas generalmente son los feldespatos y las arcillas, seguidos de anfíboles, piroxenos y ceolitas, en forma de accesorios. En general, cuanto mayor contenido de feldespatos y arcillas presente la roca almacén, mayor cantidad de carbonatos se producirán y, por lo tanto mayor será el atrapamiento de CO₂. En principio, las formaciones ricas en silicatos magnésicos y cálcicos serían las que presentan mejores condiciones para el atrapamiento mineral (GUNTER, 1993; BACHU, 1994).

El atrapamiento mineral ocurrirá principalmente en forma de carbonatos de Ca, Mg y Fe. Además, debe mencionarse la dawsonita [NaAlCO₃(OH)₂], que se genera a partir de la disolución de feldespato potásico en aguas acidificadas y con un alto contenido en Na. Este mineral se ha observado, entre otros, en el análogo natural de Springerville St Johns (EEUU) (MOORE, 2005).

Las modelizaciones geoquímicas realizadas indican que la dawsonita puede formarse rápidamente en comparación con otros carbonatos, por lo que esta fase mineral es considerada como un sumidero potencialmente importante para el atrapamiento mineral (JOHNSON, 2004). Además de la precipitación de carbonatos, si la lixiviación es muy importante, se formará caolinita, y si no es tan intensa, precipitarán illita, clorita o albita (CZERNICHOWSKI, 1993; ENVAN DER MEER, 2005).

Sin embargo, debe señalarse que el atrapamiento del CO₂ mediante la precipitación mineral es un mecanismo lento. Según GALE, (2004) cabe esperar que en los primeros años del almacenamiento (5 a 25 años) el atrapamiento mineral sea bajo (2-8%). A partir de ese momento, las reacciones serán más lentas, pudiendo ocurrir durante miles de años.

Por otro lado, BACHU (1994), en un estudio sobre el atrapamiento mineral en la cuenca de Alberta (Canadá) indican que en cuencas sedimentarias grandes, con largos periodos de residencia del CO₂ (atrapamiento hidrodinámico), las reacciones con minerales básicos en los acuíferos podrían eliminar un porcentaje importante del CO₂ (entorno al 90% del CO₂ inyectado) y que la combinación de un sistema hidrodinámico abierto, junto con el mecanismo de atrapamiento mineral

en algunos acuíferos de la cuenca de Alberta, pueden dar lugar a unas condiciones muy favorables para el almacenamiento del CO₂, eliminando la necesidad de las trampas estratigráficas de un sistema cerrado.

Otro aspecto a tener en cuenta es que las interacciones del agua, (CO₂ y los minerales de la formación) van a influir sobre la porosidad y la permeabilidad de la roca, mediante procesos de disolución y precipitación de minerales. Dado que la disolución será el proceso dominante en las etapas tempranas del almacenamiento, la porosidad y la permeabilidad del acuífero deberían aumentar a escala local, cerca del pozo de inyección. La precipitación, en cambio, tendrá lugar en la región lejana del pozo y no será importante hasta que no haya transcurrido un largo periodo de tiempo, como se ha descrito anteriormente. Durante este tiempo, las aguas de la formación cargadas de CO₂ serán expuestas a una gran masa de roca, incrementándose el volumen de CO₂ inmovilizado (BACHU, 1994).

Los efectos del CO₂ a largo plazo sobre las propiedades de la roca almacén (mineralogía, porosidad y permeabilidad) se han estudiado en dos formaciones diferentes del análogo natural "Otway Basin" (Australia) (WATSON, 2003):

- Una de ellas, la formación Prety Hill, está compuesta por un número elevado de minerales reactivos (feldespatos, fragmentos de roca y cemento de calcita, clorita y laumontita (ceolita)). Los productos de las reacciones son principalmente caolinita y cuarzo, y cantidades menores de anquerita (dolomita rica en Fe) y siderita. Como consecuencia de estas reacciones del CO₂, la porosidad y la permeabilidad del reservorio sólo se encuentran ligeramente modificadas, debido a que los procesos de alteración han sido más importantes que los de disolución.

Para la formación de sellado se tiene en cuenta que las rocas que presentan una buena capacidad de sellado de la formación almacén normalmente son las pizarras (Sleipner, Noruega), arcillas (Otway basin, Australia) y rocas evaporíticas (Campo Weyburn, Canadá) (Bentham and Kirby, 2005). Estas rocas reúnen buenas condiciones de sellado por su pequeño tamaño de poro, que requiere presiones capilares altas para saturar la roca y transmitir los fluidos. Además, en el caso de las pizarras, su disposición en láminas favorece el flujo horizontal del agua, y les hace ser barreras efectivas a la migración vertical del CO₂.

Por otro lado, tanto las rocas arcillosas como las pizarras suelen presentar altas concentraciones de minerales que pueden aportar cationes para atrapar el CO₂ en forma de carbonatos, como son los feldespatos y arcillas ricas en Fe y Mg, fundamentalmente cloritas, que son las arcillas mayoritarias de las pizarras. Las

rocas evaporíticas también suelen presentar arcillas en su composición, además de carbonatos cementando la roca.

En general, las condiciones físicas y de composición en las que ocurre el atrapamiento mineral en la roca de sello son distintas a las que se producen en la formación alojante. Según JOHNSON, 2004, para una pizarra que actúe como formación de sello, las interacciones químicas entre el fluido rico en CO₂ y la mineralogía de la pizarra se localizan, principalmente, en el límite entre ésta y la formación alojante. Pero estas interacciones también se producen a lo largo de microfisuras de la pizarra (intra-shale) por donde puede penetrar el CO₂. En estas condiciones, el fluido se mueve por advección y difusión, bastante más lentamente que en el acuífero, mientras el CO₂ interacciona con la roca constituida principalmente por clorita, cuya concentración total en Fe y Mg es mucho mayor que en el acuífero.

Este escenario es bastante más favorable para la precipitación de carbonatos, debido a que se puede alcanzar una mayor concentración de Fe y Mg en el fluido a través de la disolución de silicatos. Este proceso de atrapamiento mineral es de gran importancia porque reduce continuamente la porosidad y permeabilidad de la pizarra (rellenando fracturas y poros) y, por lo tanto, favorecerá el aislamiento de la roca almacén.

Los resultados de una modelización del transporte reactivo del CO₂ en las areniscas selladas por pizarras de la formación Utsira (Sleipner, Noruega), en la que se analiza la evolución de la permeabilidad de la roca de sello durante y después de la inyección del CO₂ (JOHNSON, 1994) indican que, después de 20 años, la porosidad y permeabilidad de los primeros 5 metros del muro de la roca de sello se han reducido, por este proceso, en un 8% y un 22%, respectivamente y, extrapolando a 130 años, la porosidad inicial se reduciría a la mitad y la permeabilidad disminuiría en un orden de magnitud, por lo que mejoraría significativamente su integridad.

Un proceso similar se ha observado en el análogo natural de Pine Lodge (Otway Basin, Australia). Éste presenta una formación sellante constituida por una roca arcillosa (Late Cretaceous Belfast Mudstone) y constituye un excelente análogo para estudiar las modificaciones del sellado en un almacenamiento de CO₂. Se ha observado que la interacción del CO₂ con los minerales de la roca de sello ha producido alteración de feldespatos, arcillas y fragmentos volcánicos, que ha liberado Fe⁺² y ha dado lugar a la precipitación de caolinita y siderita rellenando fracturas y poros.

Esto ha originado una reducción de la porosidad y de la permeabilidad y, por lo tanto, una mejora en la capacidad de sellado de la roca original. (WATSON, 2004). El almacenamiento de Weyburn Field (Canadá) presenta una formación de sello

constituida por un alto contenido de anhidrita (Formación Lower Watrous). Es una roca siliciclástica bien consolidada, cementada principalmente por anhidrita y, en menor proporción, por calcita, lo que forma un efectivo sellado (LE NINDRE AND GAUS, 2004).

Los resultados de la modelización de los procesos de interacción del CO₂ con la roca de sello predicen un pequeño impacto del CO₂ sobre los minerales en la base de la formación, al igual que en la pizarra de Sleipner. La modelización muestra tres procesos principales:

1) Disolución de la calcita y siderita induciendo la precipitación de anhidrita a través del ión Ca. Este proceso estaría limitado principalmente al primer metro debido a la rapidez de la reacción.

2) Alteración de feldespatos, precipitando calcedonia y dawsonita. Estas reacciones son mucho más lentas y, por lo tanto, ocurrirían también a mayor altura en la roca de sello afectando a una sección de 10 metros en altura y en un periodo de 20.000 años.

3) Disolución de algunas arcillas, como illita y caolinita. Esta reacción es muy lenta y tendría un impacto muy bajo. Estos procesos van a producir un ligero aumento de la porosidad en el primer metro de la formación debido a la disolución de los carbonatos (0.3% de porosidad absoluta en varios miles de años), mientras que en los metros superiores, probablemente tendrá lugar una reducción de la porosidad producida por la alteración de feldespatos.

Según (LE NINDRE & GAUS, 2004) la reactividad en la roca de sello en Weyburn es limitada porque actúa casi como un sistema cerrado, debido a que el proceso de difusión es extremadamente lento. Desde este punto de vista, su comportamiento es similar al de la pizarra de sello en Sleipner (Noruega), pese a sus diferencias litológicas. Sin embargo, el alto contenido de carbonatos en la formación Lower Watrous indica un gran potencial de disolución, en el caso de que se diera un flujo constante de agua con CO₂ hacia la roca de sello, por la presencia de fisuras.

En ese caso, el impacto geoquímico sobre la roca de sello sería más importante. Por otro lado, aunque las rocas puedan aportar los cationes esenciales para el atrapamiento mineralógico del CO₂, puede que una vez disueltos los minerales, los cationes no reaccionen con el ión bicarbonato y se produzca el lixiviado de los mismos sin producirse precipitación, por lo que aumentará la permeabilidad de la formación de sello, y por lo tanto, su degradación y la posibilidad de escape del CO₂ a la atmósfera (MOORE, 2005). Por lo tanto, el estudio de los procesos de interacción del CO₂ y los posibles cambios en las propiedades de la roca de sello es un requerimiento para cualquier proyecto de almacenamiento a largo plazo.

2.2.4 Régimen Geotérmico y de Presión. El régimen geotérmico y de presión de una cuenca sedimentaria es uno de los aspectos más importantes en la selección de formaciones favorables para el almacenamiento CO_2 ya que va a influir sobre la profundidad de inyección, la capacidad de almacenamiento y el comportamiento del CO_2 en el medio.

Las condiciones geotérmicas y de presión varían de cuenca a cuenca y de un sitio a otro dentro de cada una de ellas, dependiendo de muchos factores cuya interacción puede dar lugar a una amplia variedad de situaciones, teniendo distintos efectos sobre el estado y destino del CO_2 inyectado.

El comportamiento y la variación de las propiedades del CO_2 libre con la temperatura y la presión y, por tanto, con la profundidad, es uno de los elementos más importantes en el desarrollo de algunos de los criterios para la evaluación de la idoneidad de cuencas sedimentarias (BACHU, 2003).

La profundidad a la que se alcanzan las condiciones supercríticas del CO_2 es muy variable, incluso dentro de una misma cuenca, dependiendo de la temperatura superficial y de los gradientes geotérmico y de presión existentes.

El régimen geotérmico dentro de una cuenca sedimentaria viene determinado por la magnitud e interacción de las distintas fuentes de calor y los mecanismos de transferencia por los que el calor terrestre se transfiere a la superficie (BACHU & BRWASH, 1991). Depende específicamente del tipo, edad y tectónica de la cuenca, de la proximidad a fuentes de calor corticales, tales como cámaras magmáticas, intrusiones y volcanes, del flujo calorífico del basamento, de la conductividad térmica y producción de calor en la secuencia sedimentaria, que a su vez es función de la litología y la porosidad de las rocas y, de la temperatura en el techo de la secuencia sedimentaria (BACHU, 2000).

La presión en un punto de la geosfera es función de la presión litostática (columna de sedimentos que soporta) y la hidrostática (columna de agua por encima del punto).

La presión en los poros de las rocas sedimentarias generalmente está próxima a la presión hidrostática debido a que el volumen de huecos generalmente está relleno con agua más o menos conectada tortuosamente con la superficie, existiendo una relación lineal con la profundidad de 1 MPa por cada 100 m. Sin embargo, cuando no existe tal conexión, la presión existente puede superar la hidrostática (sobrepresiones), debido a que el fluido puede estar sufriendo compresión desde las formaciones circundantes, de tal forma que parte del peso de los estratos superiores es soportado por el agua de la formación. También se pueden dar formaciones sub-presurizadas de manera natural o como

consecuencia de la extracción de fluidos, como gas o petróleo, desde los yacimientos.

La distribución de temperaturas en una cuenca sedimentaria se puede calcular ya que es un parámetro que suele variar de manera continua a lo largo de la secuencia sedimentaria, mientras que la distribución de presiones es necesario establecerla de manera individual para cada tramo sedimentario de interés, debido a los acuitardos que separan los distintos acuíferos, a las variaciones de salinidad del agua de la formación, al flujo lateral en acuíferos buzantes y a los distintos mecanismos que controlan el flujo en la cuenca (BACHU, 2001).

El rango de densidades del CO₂ correspondiente a las condiciones características de las cuencas sedimentarias muestra que la máxima densidad del CO₂ que se puede obtener es de unos 850Kg/m³ (53 lb/ft³), que se necesitan mayores presiones, esto es, profundidades, para alcanzar mayores densidades del CO₂ en cuencas "calientes" (gradientes geotérmicos elevados) que en cuencas "frías" (gradientes geotérmicos pequeños).

En algunas cuencas sedimentarias a grandes profundidades, generalmente superiores a los 2000m (6561ft), se generan y mantienen altas presiones, alcanzando algunas veces las litostáticas como consecuencia de desequilibrios en las compactaciones, transformación de yeso a anhidrita y/o generación de gas. En estos casos se pueden obtener mayores densidades del CO₂, hasta 1060 Kg/m³, (6617 lb/ft³) pero los costes de inyección y los aspectos de seguridad pueden desaconsejar el uso de este tipo de zonas sobre presurizadas para el almacenamiento del CO₂ (BACHU, 2003).

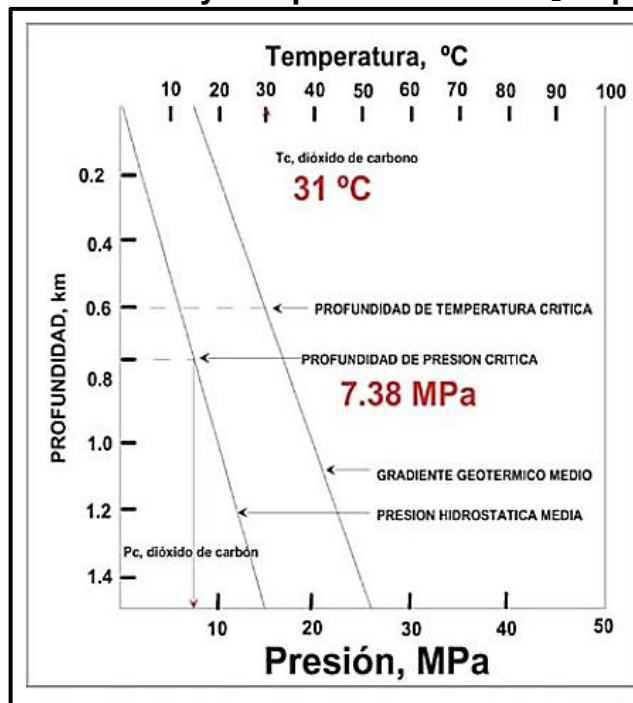
Para cuencas "calientes", la densidad del CO₂ siempre aumenta con la profundidad, al principio de manera rápida como consecuencia de los efectos de la presión y, después, mucho más lentamente debido a los fuertes efectos contrapuestos de la temperatura. Para la misma profundidad, la densidad del CO₂ disminuye a medida que el gradiente geotérmico o la temperatura superficial aumentan. Para condiciones geotérmicas opuestas, es decir, cuencas "frías", donde la densidad del CO₂ se incrementa ligeramente en muchos casos a medida que asciende, la flotabilidad permanecerá generalmente constante o se desacelerará levemente. Esta diferencia en el comportamiento del flujo puede llegar a ser importante en términos de flujo ascendente de CO₂ y liberación potencial a la superficie. En cualquiera de los dos casos, una vez que el CO₂ llega a ser gaseoso, estas grandes diferencias desaparecen, aunque su densidad seguirá siendo menor en el caso de las cuencas "calientes" que en las "frías" (BACHU, 2003).

Por otra parte, la temperatura y la presión también tienen influencia en relación con otros mecanismos de atrapamiento. Específicamente, influyen sobre la

adsorción del CO₂ en el caso de almacenamiento en capas de carbón o pizarras bituminosas. Conocer estos parámetros en formaciones con esta litología es importante por dos razones:

- 1) La adsorción de CH₄ y CO₂ en carbón dependen de la temperatura y la presión.
- 2) El CO₂ alcanza su estado supercrítico por encima de 31°C (88 °F) y 7.4 Mpa (1074 PSI). (PASHIN, 2003 & TORIBIO, 2004) analizaron la capacidad de adsorción de CO₂ en carbones bajo condiciones subcríticas y supercríticas y observaron que la cantidad de gas adsorbido disminuía a medida que se incrementaba la temperatura y el contenido en humedad, especialmente en condiciones de alta presión.

Figura 24. Gradientes de Presión y Temperatura Medios y Profundidades Estimadas Para las Presiones y Temperaturas del CO₂ Supercrítico



Fuente: Leonenko Y, Reservoir engineering to accelerate the dissolution of CO₂ stored in aquifers. Environ Sci Technol (2008).

En resumen, el significativo efecto del régimen geotérmico y de presiones de una cuenca sedimentaria sobre la capacidad y la seguridad de las operaciones de almacenamiento de CO₂ indican la necesidad de introducir parámetros como la temperatura superficial y las condiciones geotérmicas y de presión (profundidad),

como criterios individualizados para la selección de cuencas sedimentarias para la inyección de CO₂ (BACHU, 2003).

Tal y como se ha descrito hasta aquí, conocer el régimen geotérmico y las condiciones de presión de las cuencas sedimentarias es importante debido a que permite identificar un rango óptimo de profundidad para el almacenamiento de CO₂ para el cual la capacidad se optimiza maximizando la densidad del CO₂ (estado supercrítico), a la vez que los costes de perforación, compresión e inyección se minimizan. Para profundidades someras, el almacenamiento es menos eficiente por la baja densidad del CO₂ y más inseguro debido a la gran flotabilidad del mismo. Para profundidades mayores, el coste de las operaciones se incrementa sin un aumento correspondiente en la capacidad de almacenamiento, debido a la estabilización del incremento de densidad con la profundidad o incluso disminución, dependiendo del tipo de cuenca (BACHU, 2003).

De manera general se puede afirmar que son preferibles cuencas cuya temperatura superficial sea baja, como es el caso de las regiones frías, ya que a menor temperatura superficial, mayor capacidad de almacenamiento y menor flotabilidad del CO₂ a menor profundidad, independientemente del gradiente geotérmico. No obstante, si se tienen en cuenta aspectos operacionales (fuentes de emisión de CO₂, infraestructura, accesos, etc.) estas cuencas serían mucho menos favorables que las situadas en regiones de clima templado (BACHU, 2003).

Asimismo y de modo general, las cuencas que presenten gradientes geotérmicos elevados (cuencas "calientes") serán menos favorables para el almacenamiento del CO₂ que aquéllas que tengan un gradiente bajo (cuencas "frías") debido a su menor capacidad de almacenamiento en términos de masa de CO₂, y por la mayor flotabilidad del CO₂, que controla el movimiento ascendente del mismo, para una misma profundidad. Por tanto, un gradiente geotérmico bajo (0.02 F/ft) es un criterio favorable ya que permite la inyección de CO₂ en condiciones supercríticas a menores profundidades que con gradientes geotérmicos altos y porque la densidad de almacenamiento es superior a cualquier profundidad.

Respecto a las temperaturas y presiones de la formación almacén, es necesario seleccionar cuencas que incluyan formaciones que garanticen el estado de supercriticidad del CO₂, es decir, formaciones que estén a la profundidad adecuada, a fin de optimizar la eficiencia (cantidad de CO₂ por unidad de volumen) y la seguridad del almacenamiento, ya que la flotabilidad será menor cuanto más denso sea el CO₂. En este sentido, la transformación del espacio geológico en fases del CO₂ es una herramienta útil para eliminar cuencas con almacenes que no son adecuados y para estimar la capacidad de almacenamiento de aquellos que sí lo son (BACHU, 2001). Por último, de los rangos de profundidad óptima del techo de la formación almacén que garantizan el estado supercrítico del CO₂ se deriva la necesidad de buscar cuencas sedimentarias que superen o tengan en

torno a los 1000 m (3280 Ft) de potencia de sedimentos. Para cuencas sedimentarias con formaciones permeables profundas, será criterio excluyente que la potencia mínima de sedimentos sea inferior a los 1000 m.

2.2.5 Factores Hidrodinámicos. El almacenamiento de CO₂ requiere acceder a grandes volúmenes subterráneos, bien el espacio de poro de las rocas de las cuencas sedimentarias, bien cavidades que puedan actuar como depósitos a presión. Inicialmente, el espacio de poro está ocupado por fluidos geológicos tales como aguas salinas, hidrocarburos y gases (H₂S y CO₂, fundamentalmente) que tienen que ser desplazados en las operaciones de inyección.

(VAN DER MEER,1993), señala que el almacenamiento eficiente de CO₂ en formaciones geológicas depende de muchos factores, factores que se pueden agrupar en tres categorías principales:

- Propiedades del fluido a almacenar: densidad, viscosidad y solubilidad del CO₂ en el mismo.
- Propiedades geoquímicas: reactividad de la roca con el agua de la formación saturada en CO₂ tras la inyección, y Variables hidrogeológicas como: espacio de poro (porosidad), permeabilidad suficiente para admitir la inyección a una tasa razonable, y presencia de un sello impermeable a techo de la formación-almacén.

Cuanto mayor es la densidad del CO₂, más eficientemente puede utilizarse el espacio de poro. Como se ha dicho, las propiedades del CO₂ como fluido son muy dependientes de la presión, temperatura y de la presencia de otros gases. Las presiones necesarias para mantener al CO₂ a densidades similares a las de un líquido se encuentran a profundidades superiores a los 800 m (2634 Ft) (equivalentes a una presión hidrostática de 1160 Psi), es decir, por debajo de los acuíferos de agua potable.

Las cuencas sedimentarias están formadas por potentes acumulaciones de sedimentos que han sufrido enterramiento, compactación, litificación y finalmente emersión o levantamiento en periodos de millones de años. Las rocas detríticas de grano más grueso, como las areniscas, frecuentemente tienen un espacio de poro interconectado y presentan permeabilidad intergranular. En las rocas de grano más fino, como arcillas y pizarras, el espacio de poro está más pobremente interconectado y tienen, por tanto, mucha menor permeabilidad. Por su parte, las rocas evaporíticas tienen una permeabilidad extraordinariamente baja.

Consecuencia de los procesos de sedimentación, tectónicos y erosivos, las cuencas sedimentarias tienen un particular sistema hidráulico definido por la superposición de esas formaciones de alta y baja permeabilidad, así como por el sistema de fracturación, que controla el flujo en la cuenca. El camino que tome el CO₂ estará determinado por el complejo sistema hidráulico de la cuenca sedimentaria, buscando los caminos de alta permeabilidad, acuíferos interconectados, fallas y fracturas, que lo llevarán hacia la superficie por efecto de la flotabilidad. En las formaciones de alta permeabilidad (acuíferos), el flujo de aguas de formación, salmueras, hidrocarburos y gases tiene lugar a lo largo de los planos de estratificación. En las formaciones de baja permeabilidad (acuitardos), el flujo tiene lugar a través de la estratificación entre dos acuíferos adyacentes, a velocidades varios órdenes de magnitud inferiores a las de los acuíferos.

Para el denominado atrapamiento hidrodinámico, en primer lugar, el CO₂ debe ser retenido bajo rocas poco permeables, tales como arcillas, pizarras o capas de sales, para evitar la rápida migración del CO₂ hacia la superficie. En estas trampas físicas, los fluidos son cuasiestáticos; algunas están ocupadas por gas o petróleo y la mayoría por aguas salinas.

Si la parte superior de la trampa está cerrada, como en la mayoría de los yacimientos de gas o petróleo, podría esperarse que el CO₂ vaya a permanecer atrapado durante periodos de tiempo de índole geológica. Por tanto, el tipo más seguro de atrapamiento físico e hidrodinámico se da en los yacimientos de gas o petróleo bajo la forma de trampas estructurales (anticlinales y fallas no transmisivas) o estratigráficas (inconformidades y cambios de facies), también denominadas hidroestratigráficas, que han retenido gas o petróleo durante millones de años (GUNTER, 2004).

El régimen de presión y de flujo de las aguas de la formación son factores importantes en la selección de emplazamientos para el almacenamiento de CO₂.

En estrecha relación con los factores estratigráficos y estructurales del emplazamiento, será necesario establecer el régimen hidrogeológico regional de la formación almacén y de las formaciones geológicas circundantes, tanto a techo como a muro de la misma. Será muy importante determinar las zonas de carga y descarga, las direcciones de flujo principales y las posibles conexiones entre los acuíferos superiores e inferiores, para, entre otros aspectos, poder hacer estimaciones de los tiempos de tránsito desde las zonas de inyección a los potenciales puntos de descarga así como conocer el grado de conexión entre aguas someras y profundas para evitar contaminaciones de acuíferos explotables.

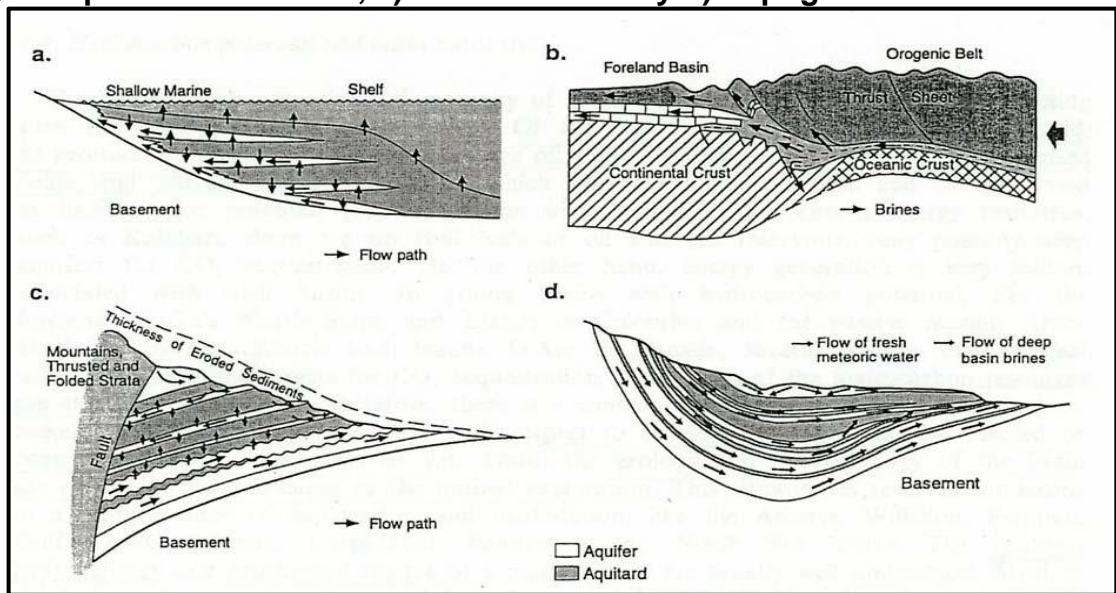
Los mecanismos que controlan la hidrodinámica de la cuenca y el flujo subterráneo son fundamentales para definir las estrategias de inyección y el

almacenamiento geológico. Parece existir una estrecha relación entre el tipo de cuenca sedimentaria y el flujo de las aguas de la formación (BACHU, 2000).

En las cuencas situadas en la plataforma continental y en las zonas de subducción, el flujo de las aguas está controlado por la compactación, siendo expulsadas verticalmente de los acuitardos y lateralmente, hacia los márgenes de la cuenca, a través de los acuíferos correspondientes.

En cuencas próximas a cinturones orogénicos activos, las aguas de la formación de los acuíferos profundos están controladas por la compresión tectónica y son dirigidas lateralmente hacia sus márgenes por compresión. Estas aguas expelidas por los procesos orogénicos suelen estar presurizadas, calientes y ser muy salinas, por lo que no son recomendables para el almacenamiento de CO₂.

Figura 25. Representación Gráfica del flujo controlado por: a) Compactación, b) Compresión Tectónica, c) Rebote Erosivo y d) Topografía



FUENTE: Fuente: Perez del Villar, L., Pelayo, M. & Recreo, F. (2007): Análogos naturales del almacenamiento geológico del CO₂.

En cuencas intracratónicas que han sufrido una reciente elevación y una erosión importante, el flujo viene controlado por el rebote erosivo (par elevación isostática - erosión), verticalmente en los potentes acuitardos de pizarras y lateralmente hacia dentro de la cuenca en los acuíferos adyacentes poco potentes. Estos acuitardos y acuíferos vecinos se encuentran bajo unas condiciones de subpresión (observado en la cuenca de Alberta) y son precisamente estos acuíferos los mejores

candidatos para el atrapamiento hidrodinámico a largo plazo (escala de tiempos geológicos) del CO₂.

Las cuencas continentales, el sistema de flujo está controlado principalmente por la topografía (zonas altas o de recarga y bajas o de descarga) siendo las presiones en el acuífero habitualmente próximas a la hidrostática (ligeramente por encima o por debajo) y están controladas por la distribución de la permeabilidad. En estas situaciones la inyección de CO₂ es preferible en las zonas de recarga, a fin de aumentar la longitud de las líneas de flujo y, por tanto, de los tiempos de tránsito.

En algunas cuencas de borde e intracratónicas, tales como la de Alberta y Williston, las aguas salinas profundas congénitas tienden a mantenerse estancadas o con velocidades extremadamente bajas (Alberta <1cm/a ó <10km/Ma) y normalmente aparecen aisladas de los acuíferos someros con aguas de origen meteórico. Esta situación favorece el atrapamiento hidrodinámico a largo plazo, que unido a los tiempos de residencia tan largos este tipo de atrapamiento pueden incluso propiciar la mineralización del CO₂. A escala regional, el acuífero almacén deberá estar cubierto por un importante acuitardo (pizarras) o acuicludo (capas de sal o anhídrita) que garantice el aislamiento del CO₂ evitando su fuga hacia las capas y acuíferos más someros, y en último término, a la superficie.

En las cuencas geológicamente más jóvenes, las rocas tienen, en general, mayor permeabilidad que en las más antiguas. A su vez, las cuencas en proceso de compactación y las cuencas en áreas tectónicamente activas, incluidas las regiones orogénicas, son menos adecuadas para el almacenamiento de CO₂ que las más estables tipo "foredeep"²⁶ e intracratónicas (HITCHON, 1999). En estos dos últimos tipos, los vertidos se dan en los afloramientos en superficie de los acuíferos que fuerzan a la pluma de CO₂ a recorrer largas distancias lateralmente, si bien la tasa de fuga por flujo lateral hasta las superficies de rezume es insignificante a escala humana.

En las cuencas tectónicamente activas, la fuga de CO₂ puede darse verticalmente, a través de fracturas y fallas abiertas, lo que hace desaconsejables para el almacenamiento de CO₂ las regiones tectónicamente activas, así como aquellas zonas de las cuencas sedimentarias proclives a los escapes, como son las zonas de fallas transmisivas. En conclusión, todas las cuencas sedimentarias van a presentar fugas a escala geológica, pero no necesariamente a escala humana. Durante ese dilatado periodo de tiempo, el atrapamiento mineral puede entrar en juego para retener al CO₂ de forma permanente en el medio geológico, siempre y

²⁶ Foredeep basin (Cuenca remanente): Cuenca sedimentaria que se individualiza en el frente de una cadena orogénica durante el tiempo de su formación

cuando no se vea afectado por sucesos metamórficos o volcánicos.(BACHU, 1994).

2.2.6 Factores Hidrogeoquímicos. Una vez inyectado el CO₂ y tras la disolución del mismo en el agua de formación, se van a producir una serie de procesos que van a tener efectos en el almacenamiento. La acidificación del agua de poro por efecto de la disolución del CO₂ reduce la cantidad de CO₂ que se puede disolver. Como consecuencia de ello, las rocas que tamponan el pH del agua de poro hacia valores mayores (reduciendo la acidez) facilitarán el almacenamiento de CO₂ como fase disuelta. Las aguas ricas en CO₂ pueden reaccionar con los minerales de la roca almacén o de la unidad sellante, o con el fluido primario presente en la roca.

También pueden reaccionar con los cementos y los aceros de los pozos de inyección. Tales reacciones pueden provocar la disolución mineral y la ruptura potencial de la roca (o cemento) o la precipitación mineral y el taponamiento del sistema de poros, reduciendo, por tanto, la permeabilidad (IPCC, 2005).

La inyección del CO₂ en la formación almacén supone un cambio en las condiciones fisicoquímicas (pH, etc.) en la zona próxima al cono de influencia que se generará en las proximidades al punto de inyección. La cinética del comportamiento del CO₂ en tales condiciones y sus consecuencias (cambios por disolución/precipitación en las fases minerales, cambios texturales, modificación de las propiedades hidráulicas del medio.)

En el caso de acuíferos salinos profundos, una parte del CO₂ inyectado se disolverá en el agua de la formación, mientras que el resto se desplazará hacia el techo de la formación: cuanto más se asemeje la densidad del CO₂ inyectado a la densidad del agua de la formación, menor será el proceso ascendente del CO₂ dentro del acuífero. En estas situaciones el CO₂ permanecerá durante largos periodos de tiempo en las proximidades de la zona de inyección, dado el escaso movimiento del agua en estos acuíferos, con velocidades generalmente inferiores a 0,1m/año y la escasa dispersión hidrodinámica que tiene lugar.

La existencia de atrapamiento hidrodinámico cuando el flujo en el acuífero es suficientemente lento, favorece los procesos de difusión, dispersión y convección (BENTHAM & KIRBY, 2005) aumentando las posibilidades de atrapamiento (BACHU, 1994). La fijación del CO₂ de modo permanente mediante atrapamiento mineral puede darse en estas situaciones, si bien requerirá muy largos periodos de tiempo.

Las reacciones de la roca encajante en respuesta a la adición de CO₂ a la presión de inyección y a la temperatura del nivel de almacenamiento son más complejas

que la mera dilución del CO₂ (de hecho, el propio secuestro mineral del CO₂ supone una reducción de la presión parcial de éste, reduciéndose los flujos controlados por los gradientes de presión (WHITE, 2005), y modificándose las condiciones químicas). Tanto el tipo de reacciones como la escala de tiempo en que éstas se puedan producir dependen en gran medida de las características químicas del agua de poro, de la mineralogía de la roca, así como de la longitud de los caminos de migración. Junto a lo anterior, se deberá tener en cuenta la textura de la roca, la temperatura y la presión del lugar de almacenamiento y las características de los flujos (VAN DER MEER, 2005).

La existencia de equilibrios locales (abundancia relativa de los distintos minerales primarios de la roca) podría influir en la aparición de distintas fases minerales, que junto a la capacidad de tamponamiento²⁷ de los minerales presentes de la acidez introducida por el CO₂, podrían controlar, en última instancia, la forma de almacenamiento del CO₂ (KIRSTE, 2004).

El estudio de análogos naturales puede ayudar a conocer el tipo de reacciones que podrían tener lugar a largo plazo, y ayudar en el desarrollo de modelos geoquímicos para realizar predicciones de las reacciones agua-CO₂-roca (IPCC, 2005). Algunos análogos naturales han revelado reacciones minerales en presencia de CO₂, como la disolución de silicatos de Ca, Fe y Mg (feldespatos y arcillas como la clorita) y la formación de nuevas fases minerales como carbonatos (dolomita y siderita) y silicatos (como la caolinita).

Tales reacciones pueden suponer una disminución o aumento de la porosidad y cambios texturales en las rocas, según las condiciones geoquímicas en cada caso. Algunos cálculos realizados en el Proyecto GEODISC considerando acuíferos salinos profundos en unas areniscas, estiman en 104-105 años, el tiempo necesario para la completa disolución del CO₂ en el agua de la formación, dependiendo en gran medida de la permeabilidad vertical y que el CO₂ únicamente se desplazaría unas decenas de km desde el punto de inyección.

En las formaciones de carbón y los yacimientos agotados y/o abandonados de hidrocarburos, también suele ser abundante el agua de formación, la cual se verá afectada en sus condiciones de presión, régimen de flujo y salinidad por la inyección del CO₂. En medios geológicos con ciclotemas de carbón abundantes pero de entidad limitada es frecuente la presencia de capas de carbonatos, así como fracturas (caso de las cuencas del Norte Peninsular).

En tales casos, la inyección de CO₂ provoca un aumento de la acidez del agua de la formación con la consiguiente disolución de los carbonatos presentes en el

²⁷ Tamponamiento: Número de moles de ácido fuerte (o base fuerte), necesario para modificar en 1 unidades el PH de 1 litro de una disolución.

medio y en las fracturas rellenas de calcita. La presencia de pozos en producción determina un descenso de las presiones en las zonas próximas, lo que puede conducir a una precipitación, en otros puntos, de los carbonatos disueltos.

Las reacciones hidrogeoquímicas entre el CO₂ disuelto y los minerales presentes en la capa sello también pueden tener efectos sobre el comportamiento del sistema a lo largo del tiempo. Dada la tendencia a ascender del CO₂ supercrítico, será en la base de la capa sello donde tengan lugar los procesos de acidificación de las aguas de formación y de interacción con los minerales presentes en la misma. Estos procesos pueden conducir a modificaciones en la porosidad, induciendo cambios en la permeabilidad del sello: un incremento en la porosidad podría facilitar el transporte del CO₂ a través de la roca, en tanto que una disminución mejoraría la capacidad sellante.

Los procesos de difusión son muy lentos (incluso en aquellos casos en los que existan importantes gradientes de concentración) por lo que sólo la base de la roca sello podría ser potencialmente afectada por las interacciones geoquímicas (GAUS, 2004). Al igual que ocurre con la roca almacén, las reacciones que pueden tener lugar son muy dependientes de cada emplazamiento, debiendo estudiarse de manera particular en cada caso.

2.3 ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS AGOTADOS

Los criterios específicos a considerar para el almacenamiento de CO₂ en yacimientos de petróleo son:

2.3.1 Parámetros de Roca y Fluido

2.3.1.1 Densidad del Crudo. En la industria petrolera es muy común expresar la densidad relativa de un crudo o su gravedad específica en grados API o °API, unidad creada por el American Petroleum Institute. En esta escala, cuanto más ligero es un petróleo, mayor es su gravedad API y cuanto más pesado, menor será su valor. Como referencia, el agua tiene una gravedad específica de 10 grados API.

En cuanto al almacenamiento de CO₂ tiene mucha importancia porque afecta a la solubilidad del CO₂. Hay una amplia colección de criterios de clasificación relacionados con los grados °API y el flujo de CO₂ (KIRKPATRICK, 1985).

Por lo general, para operaciones EOR, los grados API deben estar entre los 13 y los 55, los crudos muy pesados o muy volátiles presentan una muy pobre eficiencia de barrido.

Las condiciones ideales para el almacenamiento de CO₂ corresponden a yacimientos con petróleos de una densidad mayor a 22 °API (petróleos ligeros con densidades menores de 900 kg/m³) y con una viscosidad menor 5 centipoise (cp)²⁸ (NELMS, 2004). Del mismo modo, el petróleo debería estar compuesto de un gran porcentaje de hidrocarburos con cadenas de una longitud de 5 a 12 carbonos para potenciar la miscibilidad del petróleo y el CO₂. También, en este sentido, es preferible una alta proporción de alcanos de cadena recta frente a compuestos aromáticos (KOVSCEK, 2002).

2.3.1.2 Saturación residual de petróleo. La fracción del petróleo que no puede ser desplazado por el fluido es muy variable y depende de la heterogeneidad de la formación sedimentaria, de la presión capilar, y del tipo de porosidad.

Tiene importancia tanto en operaciones EOR como en el almacenamiento de CO₂, ya que el petróleo residual ocupará una proporción del volumen de poros, reduciéndose el volumen total de CO₂ que podría ser almacenado. Según KOVSCEK (2002), el producto de la saturación media de petróleo y la porosidad, S_{or} , (habitualmente se denomina “SoPhi”), es una medida del petróleo residual o remanente por volumen de roca. Casos de S_{or} mayores a 0.05-0.07 generalmente garantizan la rentabilidad del almacén. Obviamente, a mayor S_{or} , más atractivo será el proyecto debido a la gran cantidad de petróleo en la zona y la posibilidad de una mayor recuperación.

Para valores de S_{or} inferiores a 0.05, la posibilidad de recuperación de petróleo debe sopesarse cuidadosamente frente a los costos. En este último caso, tendría más sentido considerar el almacén para almacenamiento puro sin considerar un proceso de EOR.

2.3.1.3 Porosidad. Es el factor fundamental en la capacidad de almacenamiento del yacimiento. Los valores de porosidad varían ampliamente para distintos yacimientos, pero generalmente están en un rango comprendido entre un 11-30 % (BEIGE & HOLTZ, 1996; HOLTZ, 1999). El almacén más deseable sería aquél que posee poros de tamaño similar y bien conectados entre sí. Una elevada porosidad, a igualdad de condiciones en el resto de propiedades del yacimiento, incrementa la viabilidad del almacenamiento.

²⁸ Centipoise: Unidad de medida de la viscosidad que equivale a la centésima parte de un poise cuyo símbolo es Cp, El cual en su unidad tradicional se expresa como dina-s/cm²

2.3.1.4 Permeabilidad, Permeabilidad Relativa. Una alta permeabilidad permitirá que grandes volúmenes de CO₂ puedan ser inyectados a través de un mismo sondeo, reduciendo los costos. Una alta permeabilidad significa que el CO₂ se moverá más rápidamente dentro del yacimiento, lo que es también una característica favorable para el almacenamiento de CO₂. Importantes variaciones de permeabilidad, tanto horizontales como verticales, pueden ser causa de baja efectividad tanto en operaciones EOR como en el almacenamiento de CO₂. Estratos con valores de permeabilidad muy altos, podrían reducir la eficiencia en el barrido del petróleo (HOLTZ, 1999).

Según algunos autores, una buena roca almacén debería mostrar una permeabilidad efectiva mayor a 10 mdarcys y una porosidad de la formación mayor del 12 %. (NELMS, 2004).

En este punto resulta de notable interés el cálculo de los valores de inyectividad. La inyectividad es una medida cuantitativa de la facilidad con la que un fluido, tanto gas como agua, se introduce dentro de una formación geológica por unidad de espesor de la formación. La inyectividad es directamente proporcional a la permeabilidad e inversamente proporcional a la viscosidad de la fase inyectada. La inyección es más difícil para fluidos viscosos y/o formaciones de baja permeabilidad. Sin embargo, una interesante característica para la inyección de CO₂ es la relativa baja viscosidad de éste (KOVSCHEK, 2002).

KOVSCHEK (2002) propone un parámetro útil que calcula la calidad del almacén: kh , producto de la permeabilidad media y el espesor de la zona que contiene el petróleo. Por lo que, dado un espesor y una permeabilidad del yacimiento con un valor importante de $S_{o\bar{}}$, describen las condiciones preferibles que deberá tener una buena roca almacén con recuperación de petróleo.

La permeabilidad de una fase en relación con otra determina la rata de movilidad en el desplazamiento por flujo de CO₂. Los fenómenos de permeabilidad relativa se producen porque la porosidad de la roca contiene múltiples fases, incluyendo el petróleo, el agua y el gas. La permeabilidad relativa afecta a la inyectividad del CO₂ y, por tanto, es un factor importante que afectaría a la cantidad de CO₂ que podría ser almacenado (HOLTZ, 1999).

2.3.1.5 Viscosidad. La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinado y petroquímica. La viscosidad indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno. La viscosidad de los crudos en el yacimiento puede variar de 0.2 hasta más de 1000 Cp. Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente en el caso de los crudos pesados y extra pesados.

Para efectos de almacenamiento de CO₂ se requiere una viscosidad menor de 5 Cp, lo que hace referencia a crudos con una gravedad API alta o crudos livianos. Los crudos con una viscosidad mayor de 5 Cp, se utilizan en operaciones EOR con CO₂ inmiscible, lo que ayudara al yacimiento a recuperar la presión que ha perdido y a aumentar su producción.

Tabla 3. Criterios de Selección para la Inyección de CO₂ en Condiciones de Miscibilidad Sugeridos por Algunos Autores

PARÁMETROS DEL ALMACÉN	CARCOANA(1982)	TABER Y MARTIN(1983)	KLINS(1984)	TABER ET. AL(1997)
PROFUNDIDAD (ft)	< 9842.5	> 2296.5	> 2298.6	>3999.3,>3300.5, >2798.5, > 2598.4
TEMPERATURA (°F)	< 194	-	-	-
PRESIÓN (PSI)	>12038.1291	-	>145472.8	-
PERMEABILIDAD (MDARCYS)	>1	-	-	-
GRAVEDAD °API	> 40	> 26	> 30	>40
VISCOSIDAD (cP)	< 2	< 15	< 12	< 10
FRACCIÓN DE PETRÓLEO RESTANTE	> 0.30	> 0.30	> 0.25	> 0.20

FUENTE: C. Ruiz, 2007 Almacenamiento Geológico de CO₂ criterios de selección de emplazamientos.

2.3.2 Profundidad y Espesor. Para efecto de almacenamiento la profundidad debe ser mayor a 2624 ft ya que para estas profundidades el CO₂ está en estado supercrítico, y así se optimiza el almacenamiento debido al aumento en su densidad. En cuanto a su espesor se deben tener en cuenta estratos relativamente delgados ya que en espesores demasiado gruesos puede existir canalización y reducir la eficiencia de barrido en la operación de recobro, por consiguiente el almacenamiento sería menor.

2.3.3 Litología. Para la formación de sellado se tiene en cuenta que las rocas que presentan una buena capacidad de sellado de la formación almacén normalmente son las pizarras (Sleipner, Noruega), arcillas (Otway basin, Australia) y rocas evaporíticas (Campo Weyburn, Canadá) (Bentham and Kirby, 2005). Estas rocas reúnen buenas condiciones de sellado por su pequeño tamaño de poro, que requiere presiones capilares altas para saturar la roca y transmitir los fluidos.

Además, en el caso de las pizarras, su disposición en láminas favorece el flujo horizontal del agua, y les hace ser barreras efectivas a la migración vertical del CO₂.

Para la formación almacén las areniscas y las rocas carbonatadas son las principales candidatas, ya que se consideran las rocas sedimentarias de mayor porosidad y permeabilidad, Además, pueden presentar minerales capaces de reaccionar con el agua acidificada por el CO₂ y disolverse aportando cationes que pueden precipitar como carbonatos.

2.4 ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN FORMACIONES PERMEABLES PROFUNDAS

Los criterios específicos se basan especialmente en la máxima capacidad de almacenamiento de los acuíferos, la máxima presión de almacenamiento y el efecto de la solubilidad del CO₂ en el agua de la formación. A gran profundidad no hay espacio vacío, de manera que el potencial de almacenamiento de CO₂ reside únicamente en la roca y la fase fluida. La capacidad de almacenamiento depende, pues, de la compresibilidad del conjunto roca-fluido en función de la presión.

La creación de un almacén subterráneo en formaciones permeables profundas requiere cuatro condiciones indispensables:

- La existencia de una formación porosa y permeable que actúe como almacén.
- La existencia de una formación impermeable que intervenga como confinante en el almacenamiento.
- La inalterabilidad de las propiedades de las formaciones anteriormente expuestas como consecuencia de la inyección del fluido.
- La inexistencia de recursos explotables como fluidos originales de la formación almacén.

De igual forma el almacén debe presentar ciertos parámetros cuantitativos y cualitativos que se reconocen como importantes a la hora de realizar una inyección en profundidad.

2.4.1 Extensión del almacén. La capacidad total de almacenamiento depende del tamaño del almacén, de modo que cuanto mayor sea éste, mayor volumen de fluido podrá albergar en su interior. En el caso de las formaciones horizontales, deberán presentarse mayores extensiones que en las estructuras geológicas

debido a que, en este último caso, el fluido ocupará solamente las partes más superficiales de la formación, tales como pequeños domos y ondulaciones, con la consiguiente reducción de su capacidad total.

La profundidad también es un criterio del que depende la capacidad total del almacén ya que, cuanto mayor sea la profundidad del techo del almacén, podrá admitirse una presión máxima de almacenamiento más alta y una compresión del fluido mayor. Así mismo, para la inyección de CO₂ y su mantenimiento en condiciones supercríticas, se deben considerar profundidades superiores a los 800 m (2624ft), lo que elimina la búsqueda de formaciones menos profundas y, además, exige que al realizarse la inyección del fluido, la presión hidrostática sea tan elevada que permita mantener la presión del CO₂ inyectado y, por tanto, su almacenamiento en la formación.

Pese a esto, la profundidad de las formaciones almacén se encuentra limitada por algunos condicionantes operativos, como el de selección de bombas, y otros económicos que tienen que ver, sobre todo, con los costos de las instalaciones y los costos de bombeo. Esta es la razón por la que, en muchos casos, habrá que llegar a una solución de compromiso entre la profundidad deseada y los recursos que deseen emplearse en la inyección.

La capacidad también es un aspecto importante a tener en cuenta en la búsqueda de formaciones potencialmente favorables para la inyección, ya que a mayor espesor, mayor será la tasa de inyección y, por tanto, mayor la capacidad del almacén.

No se conoce un valor determinado de espesor que resulte conveniente para el almacenamiento profundo de CO₂, por lo que la elección de uno u otro vendrá determinada por la capacidad de inyección que sea necesaria para unas características hidráulicas, de permeabilidad y de transmisividad, concretas para cada formación.

2.4.2 Porosidad y Permeabilidad de la roca almacén. En la porosidad influyen varios factores como la forma de los granos (determinante de la forma y las dimensiones de los poros), la disposición de éstos y su tamaño, por lo que cada tipo de roca presentará intervalos de porosidad distintos. Así, la porosidad total de las areniscas suele variar entre un 5% y un máximo de un 30 %, dependiendo ésta de la clasificación más o menos homogénea de los granos que las componen, de su forma geométrica, del tipo de empaquetado y del grado de cementación.

En cuanto a las rocas carbonatadas, fundamentalmente calizas y dolomías, puede decirse que los cambios más importantes en la porosidad primaria (relativamente elevada en la mayor parte de las calizas de edad reciente) pueden ser debidos a

los procesos de compactación, de disolución del aragonito y de la calcita, de precipitación de cemento calizo y de formación de mineralizaciones de dolomita, de modo que, por ejemplo, en este último caso se produce la aparición de nuevos espacios porosos de cierta consideración y, por tanto, la aparición de cierta porosidad secundaria.

En algunos casos, incluso, puede aparecer cierta porosidad inducida como consecuencia de un proceso de fracturación originada, sobre todo, en rocas sometidas a varias acciones de diastrofismo.

La roca almacén debe tener elevada porosidad, alrededor de un 12 %, para que pueda albergar en su interior gran cantidad de fluido. Por esto, los materiales preferibles serán las rocas siliciclásticas y, en algunos casos, las rocas carbonatadas, descartando, en principio, las rocas plutónicas y las metamórficas, ya que su gran dureza y su reducida porosidad elevarían considerablemente el costo de perforación de los sondeos.

En lo que respecta a las rocas ultramáficas, tales como peridotitas y serpentinitas, la inyección de grandes cantidades de CO₂ podría verse favorecida por la presencia de rocas silicatadas ricas en Mg y Ca, cuya disolución potenciaría el atrapamiento como carbonatos (precipitación de magnesita), además de su atrapamiento por solubilidad. Sin embargo, la precipitación de magnesita (y de sílice), redundaría en la progresiva disminución de la porosidad efectiva de la roca almacén así como del área superficial efectiva, lo que supondría una limitación de la capacidad de almacenamiento.

En el caso de la permeabilidad, al igual que sucede con la porosidad, cada uno de los tipos de rocas se caracteriza por presentar determinados valores.

La permeabilidad de las areniscas de grano medio, por ejemplo, varía entre 1 mm/día y 0,5 m/día y, además, el gran número de variables que intervienen en ella hace imposible su predicción a partir de la simple consideración de la porosidad; en las rocas carbonatadas, en cambio, la permeabilidad puede variar desde menos de 1 mm/día, en el caso de las calizas compactas ricas en minerales de arcilla, hasta varios miles de metros por día, en el caso de las brechas groseras y las lumaquelas, apenas cementadas; finalmente, en el caso de calizas que poseen cierta porosidad primaria, los valores más frecuentes de la permeabilidad suelen estar comprendidos entre 10 mm/día y 0,5 m/día. En la tabla 4 se muestran las permeabilidades de algunas formaciones.

Probablemente, la mayor transmisividad de casi todas las calizas es debida a la presencia de fracturas y grietas ensanchadas por un efecto secundario de disolución por el agua, a lo largo de los planos de estratificación y las zonas de porosidad primaria.

Tabla 4. Permeabilidades de Distintas Formaciones

PERMEABILIDAD (m/ día)	10^4	10^3	10^2	10^1	1	10^{-1}	10^{-2}	10^{-3}	10^{-4}	10^{-5}	10^{-6}
TIPO DE TERRENO	Grava Limpia	Arena limpia: Mezcla de Grava y Arena		Arena fina; Arena Arcillosa; Mezcla de Arena; Limo y Arcilla; Arcillas estratificadas			Arcillas no Meteorizadas				
CALIFICACIÓN	Buenos Acuíferos			Acuíferos Pobres			Impermeables				
CAPACIDAD DE DRENAJE	Drenan Muy Bien			Drenan Mal			No Drenan				

FUENTE: C. Ruiz, 2007 Almacenamiento Geológico de CO₂ criterios de selección de emplazamientos

Un buen acuífero no implica necesariamente un buen almacén de CO₂, ya que una permeabilidad excesiva impediría un control adecuado del fluido inyectado, por lo que se considera que los almacenes de CO₂ deben tener unas características límite entre los acuíferos buenos y los pobres, resultando un buen valor de permeabilidad para la formación almacén 0,25 m/día (300 mD), valor mínimo para asegurar un desplazamiento fluido del CO₂ a lo largo de toda la extensión de la roca almacén.

2.4.3 Salinidad del agua de formación. La formación receptora no ha de contener recursos explotables, especialmente agua subterránea aprovechable, por lo que la salinidad de sus aguas debe ser elevada. Según lo establecido por las normas americanas, el valor de salinidad a partir del cual un acuífero es considerado como no recurso es 10000 mg/l (Underground Source of Drinking Water, USDW, PASHIN, 2003), con lo que las formaciones buscadas deberán presentar un contenido en sales superior al establecido como referencia. No obstante, no conviene utilizar aguas con elevada salinidad ya que la solubilidad del CO₂ disminuye con el aumento de ese parámetro y, por tanto, el volumen de fluido almacenado podría llegar a ser menor del esperado.

2.4.4 Presión hidrostática de la formación. Sea cual sea la profundidad de la formación, la presión hidrostática requerida para el mantenimiento del CO₂ en condiciones supercríticas es de 1160.3 psi, pudiendo ser ésta igual o superior a este valor de referencia.

2.4.5 Dirección de Flujo en la Formación Almacén. La dirección preferencial del flujo hidrodinámico es un parámetro muy importante para la selección de almacenes, ya que permite evitar la elección de aquellas formaciones receptoras

en las que el desplazamiento de los fluidos inyectados se produzca hacia las zonas de recarga del almacén. La misión del sello es impedir que el fluido migre hacia la superficie o hacia otras formaciones permeables superiores. Para poder comportarse de esta forma, esta formación debe presentar ciertas características que se detallan a continuación.

2.4.6 Permeabilidad y Características Geomecánicas del Sello. La permeabilidad del sello depende no sólo de las características litológicas y texturales de la roca, sino también de las características geomecánicas de la misma. Por tanto, es necesario tratar con precaución los resultados de la testificación geofísica y todos los análisis exhaustivos de los testigos que se realicen en el laboratorio, ya que pueden llevar a conclusiones demasiado optimistas sobre la calidad del sello.

Según lo anteriormente expuesto, un sello que en principio es adecuado según sus características petrofísicas (formado por materiales impermeables como las arcillas o las evaporitas) y su geometría, puede presentar ciertas fracturas en algunos puntos no interceptados por los sondeos, de manera que la calidad no sea entonces la demandada para sellar el almacén subyacente. Esta es la razón por la que resulta fundamental tener en cuenta las fracturas de la formación ya que, si éstas son importantes, pueden llegar a romper el equilibrio del confinante y, por tanto, invalidar una formación aparentemente favorable para la inyección de CO₂.

2.4.7 Capacidad de Retención del sello. El espesor de la capa confinante es un parámetro de gran importancia en la determinación de la favorabilidad de las estructuras para el almacenamiento profundo ya que, cuanto mayor es éste, menor es la probabilidad de que se produzcan migraciones del fluido inyectado por el interior de la estructura hacia los dominios más superficiales.

De este modo, para la inyección de CO₂ en profundidad deben buscarse aquellos espesores que, para una permeabilidad concreta, garanticen el almacenamiento del fluido durante un periodo de tiempo determinado.

2.4.8 Conexión con Acuíferos en Explotación. En muchos casos, por encima de la formación almacén, aparecen niveles suprayacentes de elevada porosidad y permeabilidad que pueden contener agua. Los ensayos hidráulicos permiten averiguar la existencia o no de comunicación entre la formación permeable profunda propuesta y las que aparecen por encima del sello, dando como resultado la evaluación de la calidad de éste último y la probabilidad de contaminación de un acuífero en explotación.

Se pueden realizar medidas del sistema estático o dinámico, por lo que se tienen dos tipos diferentes de ensayos:

- Medidas de los niveles piezométricos estáticos antes de la inyección del fluido.
- Medida inmediata de la variación de presión producida en la formación almacén tras el bombeo de agua a partir de un pozo.

Con respecto al almacenamiento en formaciones salinas off-shore cercanas a la costa, se deberá asegurar que no hay conexión con acuíferos on-shore de agua dulce, ya que el CO₂ inyectado podría desplazar la salmuera hacia dichos acuíferos, contaminándolos.

2.5 ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN CAPAS DE CARBÓN NO EXPLOTABLES

La profundidad y la potencia constituyen dos factores importantes en la selección de áreas favorables para la inyección de CO₂, ya que la rentabilidad económica será discriminante para seleccionar un área como posible almacén, por lo que parece claro que sólo se almacenará CO₂ en capas de carbón no explotables que contengan gas natural.

2.5.1 Profundidad. La profundidad de las capas de carbón es importante desde distintos puntos de vista: por un lado, para poder realizar operaciones de fracturación hidráulica, el carbón debe estar a una profundidad mínima de 150 m (492 ft), de forma que la presión hidrostática y la litostática puedan contrarrestar la del fluido inyectado; por otro lado, la explotabilidad de una capa de carbón depende, entre otros factores, de la profundidad de la misma, tomándose 300 m (984 ft) como la profundidad mínima para el almacenamiento de CO₂ ya que a partir de ella la rentabilidad económica de explotación disminuye considerablemente.

Desde los 300 m (984 ft) hasta los 800 m (2624 ft), el CO₂ se almacenaría en estado gaseoso mientras que a partir de unos 800 m (2624 ft), (en función de los gradientes de temperatura y presión) estaría como supercrítico. La profundidad también influye sobre la permeabilidad de las capas de carbón. En general, el contenido de gas que podría ser almacenado aumenta con la profundidad de la capa de carbón, bajo condiciones supercríticas se superan los volúmenes de almacenamiento predichos por las isotermas de adsorción de Langmuir, aunque la movilidad y reactividad de fluidos supercríticos en capas de carbón son todavía poco conocidas (PASHIN & MCINTYRE, 2003; SHI & DURUNCAN, 2005).

2.5.2 Capacidad de Almacenamiento del Carbón. En relación con la potencia, se consideran de interés aquéllas áreas en las que la potencia acumulada de carbón sea grande, de tal forma que un mismo sondeo sirva para aproximarse a varios almacenes de entidad. En principio, se establece esa potencia en 10 m (32 ft), aunque éste es sólo un valor orientativo. En estudios realizados en la cuenca Black Warrior (PASHIN, 2003), se han considerado capas de carbón objetivo para el almacenamiento de CO₂ aquéllas que presentan espesores de aproximadamente 60 cm (1.97 ft) y densidades de al menos 1.5 g/cm³. Las capas con espesores inferiores a unos 30 cm (0.98 ft) en raras ocasiones se han elegido para la producción de gas, aunque dependiendo de la región considerada, el espesor dependerá de las capas disponibles.

2.5.3 Calidad, Rango y Grado del carbón. Los parámetros que definen la calidad del carbón y que van a tener un efecto significativo en las características del almacén de carbón son principalmente el rango, el grado y la composición maceral (PASHIN, 2003).

El rango de un carbón es el grado o estado de carbonificación o maduración del carbón, indicando la evolución del mismo. El rango es una clasificación del carbón que indica el grado de metamorfismo, o progresiva alteración, desde lignito a antracita (ASTM, 2000).

En definitiva es una descripción cualitativa de la secuencia de carbonificación. La carbonificación es la transformación progresiva de la turba pasando a través del lignito pardo/lignito, después al sub-bituminoso, del carbón bituminoso hasta llegar a la antracita. Estos rangos están basados en aquellos usados en la clasificación ASTM.

Para averiguar el rango de un carbón se utilizan una serie de indicadores, entre los que se encuentran las materias volátiles (Mv), el poder calorífico, la reflectancia de la vitrinita, el contenido fijo de carbono y la humedad: al aumentar el rango de un carbón, aumenta su poder calorífico, la reflectancia de la vitrinita y el porcentaje de carbono y disminuye su contenido en volátiles. Como se muestra en la tabla 5.

La transformación química que supone un aumento del rango consiste en un aumento del contenido en carbono a la vez que se produce una pérdida de oxígeno e hidrógeno. Las reacciones individuales que ocurren durante la carbonificación no tienen lugar simultáneamente; la pérdida de oxígeno por ejemplo, comienza en los primeros estadios de la diagénesis²⁹ de la materia

²⁹ Diagénesis: Proceso de formación de una roca sedimentaria compacta a partir de sedimentos sueltos que sufren un proceso de compactación y cementación. se produce en el interior de los primeros 5 ó 6 km de las corteza terrestre a temperatura inferiores a 150-200° C.

orgánica, proceso que es bastante anterior al inicio de la producción de CH₄ termogénico.

Tabla 5. Calidad, Rango y Grado del Carbón

PROPIEDADES	LIGNITO	HULLA	ANTRACITA
DENSIDAD	1.1-1.3	1.2-1.5	1.4-1.8
HUMEDAD (%)	20-50	3-25	3-5
% C	27-31	37-86	89-98
% VOLÁTILES	25-55	25-50	2-14
PODER CALORÍFICO (CAL/KG)	2000-4000	3500-7500	7000-8350

FUENTE: C. Ruiz, 2007 Almacenamiento Geológico de CO₂ criterios de selección de emplazamientos

Hay un pico en la producción el CH₄ que coincide con la etapa de formación del carbón bituminoso. En términos de rango de carbón, este pico se encuentra a menudo en la separación entre el rango bituminoso medio en volátiles (Bmv) y el bajo en volátiles (Bbv). Muchos autores han indicado que la cantidad de CH₄ producida durante la carbonificación puede superar a la cantidad de gas encontrado en los yacimientos de carbón debido a que o bien se ha escapado a la atmósfera o bien ha migrado a las capas adyacentes.

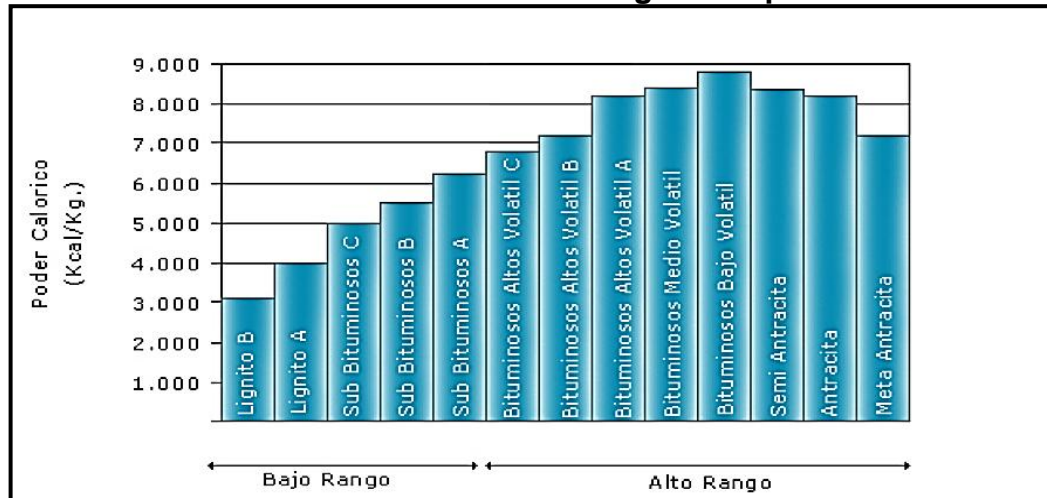
La capacidad de adsorción es función tanto de la superficie específica de reacción de los poros como de las posibles fracturas existentes y del rango del carbón (GAN, 1972; MAJAN, 1989). Los carbones de bajo rango tienen superficies específicas de reacción tan altas como las antracitas y/o los carbones bituminosos con bajo contenido en volátiles, mientras que se han obtenido los valores más bajos para carbones bituminosos de alrededor de un 80% de contenido en carbono.

PASHIN,(2003) consideran que:

- Lignitos a carbones bituminosos tipo B (Como se ve en la figura) con alto contenido en volátiles favorecen el secuestro de CO₂ en operaciones de recuperación de CH₄.
- Los carbones tipo A con alto contenido en volátiles, y bituminosos con bajo contenido en volátiles tienen posibilidades para el secuestro y la recuperación de CH₄.

- Las antracitas presentan tan baja permeabilidad que podrían descartarse para el almacenamiento de CO₂.

Figura 26. Posibilidad de Almacenamiento Según el Tipo de Carbón



FUENTE: C. Ruiz, 2007 Almacenamiento Geológico de CO₂ criterios de selección de emplazamientos.

El grado o calidad de un carbón (según EIA- Energy Information Administration of USA) es un parámetro que hace referencia a la idoneidad del mismo para un determinado uso. Los principales parámetros del grado que afectan la capacidad de sorción y al contenido en gas de los carbones bituminosos son el contenido en materia mineral y la composición maceral. Las cenizas incluyen residuos del material incombustible del carbón en forma de materia mineral y de sulfuros (pirita, sulfuros orgánicos y sulfatos).

Las cenizas es el material inerte del carbón cuyo exceso rebaja el poder calorífico y disminuye, por tanto, su valor. Por definición, el contenido de cenizas de un carbón es menor del 50 % en peso. Según el estudio desarrollado en la Formación Pottsville de Alabama (PASHIN, 2003), se han considerado como criterios de selección:

- < 25% cenizas: presentan la máxima capacidad potencial de sorción
- > 25 % cenizas: capacidad de sorción reducida.

El contenido total en sulfuros puede ser un factor importante, ya que su presencia reduce notablemente la calidad. La formación de estos sulfuros se produce por la acción de bacterias anaerobias, bajo condiciones anóxicas, ácidas, por reducción

de sulfatos a sulfuros de hidrógeno, siendo el hidrógeno desplazado por Fe, formándose pirita.

El carbón puede verse como un compuesto de agua, minerales y componentes orgánicos (macerales). El porcentaje de agua en el carbón (humedad) se emplea para diferenciar carbones de alto y bajo rango, comenzando la serie de alto rango en los carbones bituminosos con alto contenido en volátiles (ASTM, 2000).

Los macerales son los componentes más combustibles del carbón y pueden variar mucho incluso dentro de una misma capa. Los grupos generales de macerales son vitrinita, liptinita e inertinita.

La vitrinita está formada por restos de plantas leñosas tales como troncos, raíces, etc. y es una forma de kerógeno con tendencia a almacenar gas. La inertinita contiene restos vegetales alterados y se piensa que tiene poco potencial para generar hidrocarburos. La liptinita corresponde a las partes más resistentes de la planta, tales como restos de esporas, cutículas, algas, etc.

De todos los grupos de macerales, la liptinita es rica en hidrógeno y la inertinita es más rica en carbón que la vitrinita. Todos los macerales cambian químicamente mediante los procesos de carbonificación, pero a diferentes velocidades. La vitrinita es generalmente el principal maceral sorbente de gas en el carbón.

Propiedades como la adsorción varían con la composición del carbón. Los gases podrían ser adsorbidos mejor por facies ricas en vitrinita que por aquellas con bajo contenido en minerales (CLARKSON & BUSTIN 1997). Las facies más permeables son aquellas capas ricas en fuseno, y las más impermeables son facies con impurezas del carbón ricas en minerales, o litotipos opacos (CLARKSON & BUSTIN, 1997).

El agua puede competir con algunos gases como el CH₄ por los lugares de adsorción en los poros del maceral. El CO₂ puede disolverse en agua y desplazar tanto al agua como al CH₄ en los lugares de adsorción (GENTIS, 2000)

2.5.4 Capacidad de sorción. La capacidad de sorción es un factor importante en el secuestro de CO₂ debido a que las operaciones de inyección pueden dar como resultado una isoterma completa de saturación del carbón en CO₂ y una vez superada la capacidad de sorción, producirse fugas del gas dentro de la roca y por último regresar a la superficie.

La sorción del gas en el carbón, considerando tanto CH₄ como CO₂, es sensible a la presión y a la temperatura. La capacidad de sorción de los carbones bituminosos disminuye significativamente con el aumento de la temperatura. El

bajo porcentaje de humedad en carbones bituminosos tiene un efecto poco significativo sobre la sorción, mientras que el contenido en cenizas tiene un efecto considerable con el aumento de las mismas (JUNGTGEN & KARWEIL, 1966; YANG & SAUNDERS, 1985; SCOUT, 2002).

Numerosos estudios muestran que la humedad disminuye también la capacidad de sorción, compitiendo con el gas por ocupar el sitio. Se ha demostrado que para una muestra de carbón dada, la reducción de capacidad de sorción tiene lugar sólo hasta alcanzar la humedad crítica (humedad de equilibrio). Sin embargo, los coeficientes de correlación determinados para las muestras de carbón consideradas pueden estar indicando que la influencia de la humedad en la capacidad de sorción no es necesariamente causal, sino un subproducto de las variaciones del contenido de carbono en las muestras de carbón ya que se ha observado que existe una correlación positiva significativa entre la capacidad de sorción y el contenido de carbonos fijos en los hidrocarburos (KOLAK AND BURRUSS, 2005).

Así pues, carbones con alto rango tendrán una mayor capacidad de sorción debido al incremento de microporos y consecuentemente, un mayor número de posiciones de adsorción en comparación con los carbones de bajo rango. La mayor capacidad de sorción fue medida en muestras de antracita, mientras que la capacidad de sorción más baja se midió en lignitos y muestras de carbón sub-bituminosas tipo C.

La capacidad de sorción presenta una correlación negativa con el contenido en materia volátil, una cierta correlación positiva con el aumento del contenido en cenizas en aquellas muestras analizadas libres de materia mineral, no habiéndose encontrado correlaciones significativas con el contenido en macerales del carbón.

Los tres gases que pueden intervenir en el almacenamiento de CO₂ y en la recuperación de CH₄ son: CO₂, CH₄ y N₂. Según PASHIN, (2003):

- Bajos ratios de sorción de CO₂/CH₄ en carbones con alto rango, parecen favorecer la recuperación de CH₄ frente al almacenamiento.
- Altos ratios de sorción CO₂/CH₄ en carbones de bajo rango, parecen favorecer el almacenamiento frente a la recuperación de CH₄.

Otros gases tales como los óxidos de azufre y nitrógeno, así como el ácido sulfhídrico, pueden contribuir significativamente tanto en el almacenamiento como en la recuperación de CH₄ (CHIKATAMARLA & BUSTIN, 2003; PASHIN, 2003).

El conocimiento de la física y química del proceso de adsorción y desorción del sistema $\text{CO}_2/\text{CH}_4/\text{N}_2$ requiere un mayor estudio.

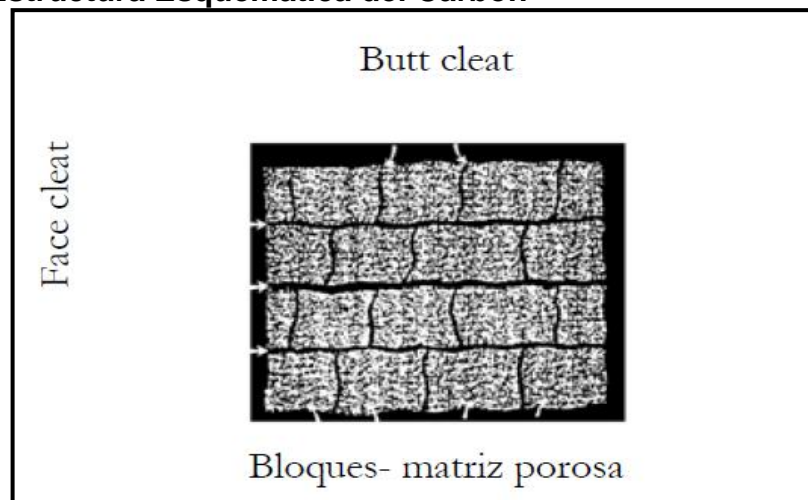
2.5.5 Porosidad y Permeabilidad del Carbón Las capas de carbón se pueden caracterizar por dos sistemas distintos de porosidad:

- Un sistema bien definido y una red casi uniformemente distribuida de fracturas naturales o "cleats".
- Bloques matriz que contienen una estructura porosa muy heterogénea entre las "cleats".

Las fracturas naturales (cleats), pueden subdividirse en "face cleat" que son continuas a lo largo de todo el reservorio, y las "butt cleat" que son discontinuas y terminan en la intersección con las anteriores (Ver Figura 27). El espacio entre las fracturas es muy uniforme y varía de milímetros a centímetros.

La estructura de los poros del carbón es muy heterogénea, con un tamaño de poro que varía de unos pocos Angstroms hasta un micrómetro. Este volumen y su distribución en el carbón son importantes para entender cómo se almacenan el CH_4 y el CO_2 en las capas de carbón.

Figura 27. Estructura Esquemática del Carbón



Fuente: Editado Ghaderi SM, Keith DW, Leonenko Y. Feasibility of injecting large volumes of CO_2 into aquifers. Energy Procedia (2009)

Los gases se almacenan en los carbones mediante tres mecanismos:

- Adsorbidos físicamente sobre las superficies internas del carbón.
- Absorbidos dentro de la estructura molecular.
- Dentro de poros y fracturas naturales.

El gas almacenado por adsorción en la matriz del carbón es aproximadamente del 95-98 %, lo que pone de manifiesto la importancia de la porosidad secundaria originada por las "cleats", que ponen en contacto los microporos estructurales, que de otra forma permanecerían aislados. La adsorción de CH₄ y CO₂ en carbones se describe mediante una isoterma tipo Langmuir, indicando que la adsorción es predominantemente por procesos que rellenan microporos (SHI AND DURUNCAN, 2005).

En cuanto a la permeabilidad es el principal factor de producción tanto en la explotación de CH₄ como en la recuperación del mismo mediante inyección de CO₂. Según datos norteamericanos se requiere una permeabilidad absoluta de 1 mdarcys para lograr ratios de producción comerciales.

Una permeabilidad inferior a 1-5 mdarcys imposibilita, en la práctica, un buen funcionamiento dinámico del gas inyectado y del gas producido, causando un hinchamiento y posterior colapso de la capa, inhabilitándola como almacén. Mayores permeabilidades aceleran el proceso, incrementando en exceso la fase mixta de CO₂ y CH₄, lo que dificulta la producción.

En cualquier caso, tan sólo se excluirán las áreas con carbones de muy baja permeabilidad, ya que para los demás alta podrían existir pronto soluciones fiables.

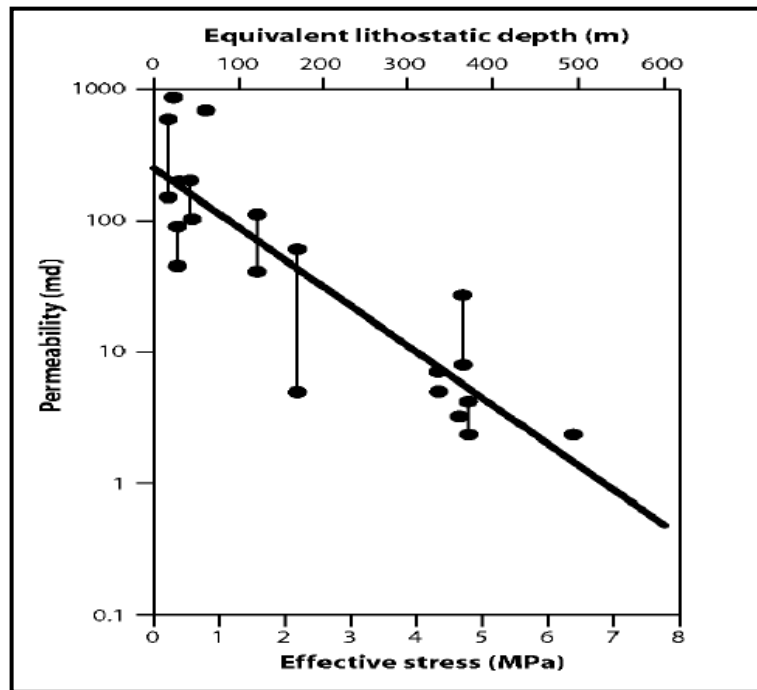
Pese a la gran cantidad de microporos (los carbones suelen tener una porosidad entre el 3- 10%) la permeabilidad del carbón suele ser muy baja,(0.1 a 20 mdarcys) y disminuye exponencialmente con la profundidad (Como muestra la Figura 28).

La permeabilidad del carbón depende de la profundidad máxima alcanzada en su enterramiento post-sedimentario (antes de su levantamiento orogénico, si éste se ha producido). Por ello es importante conocer bien la geología de la región.

Capas con profundidades superiores a 1500 m (4921.25 ft) son generalmente consideradas como no idóneas para la extracción de CBM debido a la excesiva presión litostática.

La permeabilidad de la capa de carbón varía en función de la adsorción/desorción de los gases. La adsorción del CO₂ en carbones causa el hinchamiento de la matriz, produciéndose la disminución de la abertura de fracturas, reduciéndose, por tanto, la permeabilidad y la producción en torno al sondeo.

Figura 28. Disminución de la Permeabilidad con la Profundidad



FUENTE: C. Ruiz, 2007 Almacenamiento Geológico de CO₂ criterios de selección de emplazamientos.

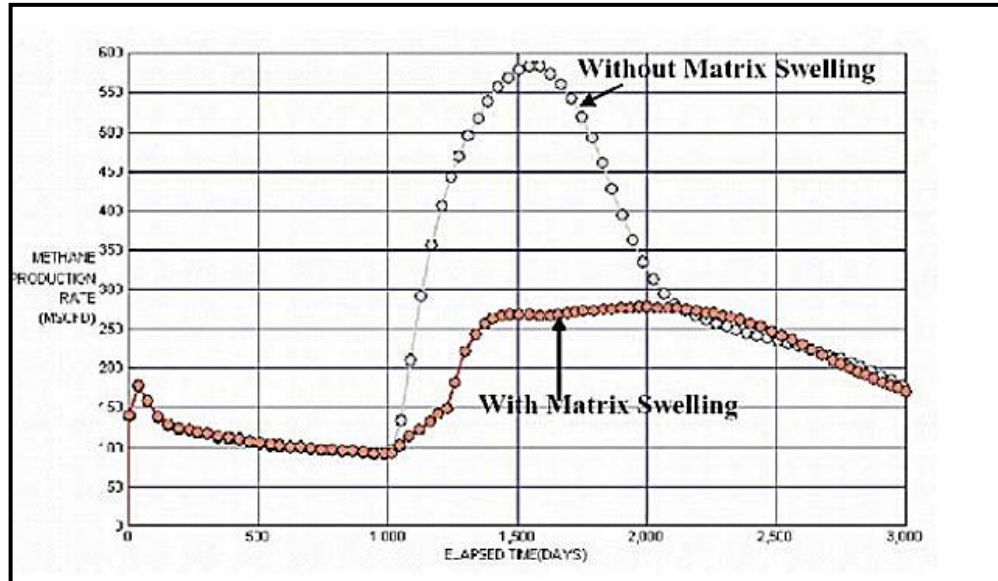
La mayor parte de las capas de carbón son delgadas (0.5-5m) y de baja permeabilidad (1- 5 mdarcys), y a veces están muy falladas. En estos casos el hinchamiento puede provocar la fracturación del encajante pudiendo constituir posibles vías de escape de CO₂ (Ver Figura 29).

Además, si se necesita fracturación hidráulica reiterada para mantener conexión entre el sondeo y las áreas permeables del carbón podría acabar por fracturar el encajante por encima y por debajo del carbón.

En la planta piloto de Allison (Cuenca de San Juan, EEUU), se han observado también importantísimas reducciones de la permeabilidad tras la inyección de CO₂ al producirse un hinchamiento de la matriz (PEKOT & REEVES, 2003). Así mismo, se han producido pérdidas de inyectividad en la Cuenca Qionshui (provincia de Shanxi, China) (LAW, 2004; SHI & DURUNCAN, 2005). Por el contrario, se han

observado un aumento de permeabilidades en Fenn Big Valley (Canadá). (SHI & DURUNCAN, 2005).

Figura 29. Efecto de la Dilatación de la Matriz del Carbón Producida por la Inyección de CO₂



FUENTE: C. Ruiz, 2007 Almacenamiento Geológico de CO₂ criterios de selección de emplazamientos

2.5.6 Edad geológica y estructura. La edad geológica puede influir sobre la capacidad de adsorción del carbón debido a que carbones de diferentes edades están compuestos de materias vegetales que tienen diferentes tamaños de partícula, lo cual, a escala de capa, puede afectar al tamaño de poro y a la conexión de los mismos, así como a la permeabilidad. Por ejemplo, capas de carbón del Carbonífero contienen restos vegetales compuestos de tallos aplastados, huecos de plantas ricas en peridermo que sufren una compactación de al menos 13 mm de espesor. Sin embargo, capas de carbón de edad Terciaria compuestas por plantas leñosas pueden variar en espesor de milímetros a centímetros.

Las capas de carbón de diferentes edades no sólo difieren en textura litológica sino también en la arquitectura de las facies que componen la capa. La arquitectura de las facies de una capa de carbón puede afectar a su capacidad para almacenar gas. La heterogeneidad de las capas de carbón tanto en composición vertical como trasversal, puede jugar un papel fundamental en la selección de estas capas como posibles zonas de almacenamiento de CO₂.

En este sentido la continuidad lateral de las capas es importante ya que la presencia de arrosamientos³⁰ y tramos estériles dificulta enormemente los cálculos de capacidad, dando lugar a una pérdida de precisión, que puede ser fatal en una posterior experiencia de inyección. Por tanto, hay que buscar las cuencas y áreas con la mayor continuidad posible en las capas. Por otro lado, la intensidad de plegamiento y fracturación también pueden constituir un factor importante en la adsorción de CO₂.

2.6 ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN FORMACIONES SALINAS

Los criterios favorables más destacables en formaciones salinas son los siguientes:

2.6.1 Formaciones con Capacidad y extensión suficientes. La capacidad es un aspecto importante a tener en cuenta en la búsqueda de formaciones salinas para almacenamiento de CO₂. La extensión y espesor de la estructura salina determinan en gran medida la capacidad total de la cavidad creada mediante excavación, requiriéndose al menos una potencia de 100 m (328 ft).

2.6.2 Volumen de almacenamiento. El volumen de las cavidades oscila entre 100000 y 300000 m³. La capacidad del almacén dependerá de la forma y volumen de la cavidad y de la presión máxima de almacenamiento, la cual está en función de la profundidad y de la resistencia mecánica del terreno. El control de la forma y tamaño de las cavidades es un factor fundamental para este tipo de almacenamiento.

2.6.3 Porosidad y permeabilidad. Se requieren porosidades en torno al 1% y permeabilidades muy bajas, del orden de 10⁻¹⁹ a 10⁻²¹ m², valores muy inferiores a los exigidos en otras opciones de almacenamiento. La sal es muy impermeable, lo que reduce el riesgo de migración al exterior de la cavidad salina.

2.6.4 Pureza de la sal. El contenido de intercalaciones de insolubles debe tender a ser el mínimo posible. Entre un 15 y un 20% se considera aceptable, hasta el 30% no favorable y por encima del 30%, técnicamente inviable. El grado de

³⁰ Arrosamientos: Estructura menor debida a esfuerzos tensionales. Se desarrolla por alargamientos de una capa competente a lo largo de los planos de estratificación, dando lugar a estructuras de separación (por tracción), a grietas de tensión o neks, que pueden rellenarse con el material incompetente adyacente.

pureza determina el comportamiento de la sal y por tanto, influirá en la geometría de excavación de la cavidad.

2.6.5 Grado geotérmico. La formación salina ha de encontrarse a una temperatura entre 32° y 45°, necesario para mantener el estado supercrítico del CO₂, pero evitando que se alcance una temperatura que dé lugar a reacciones o dilataciones indeseadas.

2.6.6 Ausencia de formaciones acuíferas a techo. La existencia de formaciones acuíferas a techo de la cavidad de almacenamiento podría dar lugar a intercomunicaciones con la cavidad y consecuentemente fenómenos de disolución de la sal.

2.6.7 Formación impermeable y competente a techo de la formación almacén. A techo de la formación almacén es necesaria la existencia de una formación impermeable que impida en todo momento que el fluido migre hacia la superficie, asegurando la estanqueidad en profundidad.

2.6.8 Materiales Sedimentarios en los Estratos Superiores de la Cavidad Salina. Se debe conocer no sólo la respuesta de la cavidad salina al proceso de fluencia sino también la de los estratos superiores para asegurar la viabilidad del almacenamiento. Deben considerarse los efectos del peso litostático y las tensiones inducidas durante el vaciado y llenado de la caverna con CO₂. Son preferibles los materiales carbonatados o pelíticos.

3 SCREENING DE APLICACIÓN PARA CADA TIPO DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO

Aunque el almacenamiento del CO₂ para fines ambientales es una visión relativamente nueva, afortunadamente se cuenta con información acerca de investigaciones ya que este concepto está en auge a nivel mundial como se expone en el ámbito del estado del arte visto en el primer capítulo de este trabajo.

Adicionalmente en lo que concierne a recobro mejorado, recobro terciario EOR, se cuenta con herramientas desarrolladas en cuanto a Screening y metodologías para inyectar el CO₂ a fines de extraer mayor cantidad de petróleo, debido a que esta tecnología se viene desarrollando desde hace más de 40 años dejando como resultados proyectos exitosos del pasado, aunque durante este tiempo nunca se contemplo la posibilidad de estudiar cuanto se almacenaba en la formación al realizar la inyección, estudio tomado como referencia para la elección de criterios de selección para la inyección de CO₂ antropogénico en los yacimientos de petróleo en este trabajo.

Las características más marcadas para la realización de los siguientes Screening fueron, las propiedades del yacimiento, propiedades del petróleo y los fluidos de yacimiento y la interacción que existe entre el CO₂ con estos fluidos y la roca de formación. La idea central de las siguientes tablas es citar los criterios mas relevantes y selectivos o atributos que deben tener cada tipo de almacenamiento geológico para realizar de manera exitosa un proyecto de almacenamiento de CO₂.

A continuación, se muestra un Screening para cada tipo de almacenamiento geológico, en el cual se evidencian los criterios más importantes a la hora de seleccionar un reservorio para almacenamiento de CO₂. Estos Screening surgen de la discusión de todos los criterios expuestos en el capítulo 3, entre ellos los más importantes como, la densidad del CO₂, la profundidad, la presión de yacimiento, porosidad y el volumen de los fluidos desplazantes, entre otros. Estos parámetros permitirán dar el primer paso hacia un proyecto de almacenamiento de CO₂ exitoso, ya que se requiere de una exhaustiva investigación para caracterizar las zonas adecuadas en el proceso de almacenamiento.

La combinación de estos criterios de selección permite establecer con mayor certeza la manera de obtener una alta eficiencia de almacenamiento de CO₂ en la formación y así evaluar comparativamente que tan optimo es un reservorio, teniendo en cuenta los proceso y fenómenos que ocurren en este, y de las características que debe poseer no solo en cuanto a su capacidad de almacenamiento, sino también en su capacidad de retener el CO₂ y aislarlo definitivamente de la atmosfera.

SCREENING DE APLICACIÓN PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂ EN YACIMIENTOS AGOTADOS Y YACIMIENTOS ASOCIADOS A OPERACIONES EOR			
	PARÁMETROS A EVALUAR	INDICADORES POSITIVOS	INDICADORES PREVENTIVOS
PROPIEDADES DE LA ROCA ALMACÉN	<i>Profundidad (ft)</i>	> 2624	< 2624 ft, no satisface el almacenamiento de CO ₂ , porque este no se encuentre en estado Supercrítico
	<i>Permeabilidad (mD)</i>	> 10	<10, No garantiza la inyectividad adecuada para el almacenamiento. Estratos con valores de permeabilidad muy altos, podrían reducir la eficiencia en el barrido del petróleo en operaciones EOR
	<i>Porosidad φ (%)</i>	> 11- 30	< 11, No presenta la porosidad adecuada para almacenar volúmenes significativos de CO ₂
	<i>So φ</i>	>= 0.05	< 0.05, No se puede utilizar EOR con CO ₂ , ya que el proyecto no es rentable
	<i>k h (ft³)</i>	>= 2.831 x 10 ⁻¹⁶	< 2.831 x 10 ⁻¹⁶ , Considerar si la Inyectividad será suficiente
	<i>Capacidad (Lbm-CO₂/ft³-Roca)</i>	> 0.6242	< 0.6242, La Capacidad para albergar CO ₂ en la roca es muy limitada
PROPIEDADES DEL PETRÓLEO	<i>Gravedad API</i>	> 22 ° API, Para Inyección de CO ₂ miscible (P>MMP)	< 22 ° API, Para crudos pesados se considera la Inyección de CO ₂ inmisible (P<MMP)
	<i>Viscosidad (Cp)</i>	< 5	>100, Para crudos pesados se considera la Inyección de CO ₂ inmisible, para presurizar el yacimiento.
	<i>Composición</i>	Altos porcentajes de Hidrocarburos Intermedios (C ₅ -C ₁₂)	Hidrocarburos con componentes muy pesados o muy ligeros no permiten el intercambio de fases entre el CO ₂ y el petróleo, debido a la afinidad del CO ₂ por los compuestos Intermedios
CRITERIOS GEOLÓGICOS	<i>Tipo de Formación</i>	Areniscas y Carbonatos	Formaciones compuestas en su totalidad por Rocas Ígneas y Metamórficas
	<i>Tectónica</i>	Cuencas formadas en el centro o cerca del borde de placas continentales estables y aquellas que se encuentran dentro de cinturones montañosos formados por colisión de placas	Formaciones situadas en los bordes de placa activos, que estén muy plegadas, falladas o fracturadas, estén situadas en cinturones de plegamiento, incluyan secuencias muy discordantes o muestren importantes procesos de diagénesis
	<i>Gradiente Geotérmico (°F/ft)</i>	< 0.0234	> 0.0234, Menor capacidad de Almacenamiento en términos de masa de CO ₂ , y por la mayor flotabilidad del CO ₂ a una misma profundidad
OTROS	<i>Criterio hidrodinámico</i>		No Aplica

SCREENING DE APLICACIÓN PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂ EN FORMACIONES PERMEABLES PROFUNDAS			
	PARÁMETROS A EVALUAR	INDICADORES POSITIVOS	INDICADORES PREVENTIVOS
PROPIEDADES DE LA ROCA ALMACÉN	<i>Profundidad (ft)</i>	> 2624	< 2624 ft, no se garantiza el almacenamiento de CO ₂ , porque este no se encuentre en estado Supercrítico
	<i>Permeabilidad (mD)</i>	> 300	< 300, No se asegura un desplazamiento fluido del CO ₂ , a lo largo de la extensión de la roca almacén, sin embargo una permeabilidad excesiva impedirá el control del fluido inyectado
	<i>Porosidad ϕ (%)</i>	> 11- 30	< 11, No presenta la porosidad adecuada para almacenar volúmenes significativos de CO ₂
	<i>So ϕ</i>	No Aplica	
	<i>k h (ft³)</i>	No Aplica	
	<i>Capacidad (Lbm-CO₂/ft³-Roca)</i>	No Aplica	
PROPIEDADES DEL AGUA DE FORMACIÓN	<i>Salinidad (mg/l)</i>	> 10000	< 10000 , El agua del acuífero se considera como un recurso, además debe tenerse en cuenta que la solubilidad del CO ₂ disminuye con el aumento de este parámetro
CRITERIOS GEOLÓGICOS	<i>Tipo de Formación</i>	Areniscas, Carbonatos (Porosidad Secundaria), Compuestas por rocas siliciclásticas y calcáreas	Formaciones compuestas en su totalidad por Rocas Ígneas, Metamórficas y Rocas ígneas extrusivas
	<i>Tectónica</i>	Cuencas intracratónicas y en las Cuencas continentales (Inyección de CO ₂ zonas de Recarga)	Cuencas en proceso de compactación y las cuencas en áreas tectónicamente activas, incluidas las regiones orogénicas
	<i>Gradiente Geotérmico (°F/ft)</i>	< 0.0234	> 0.0234, Menor capacidad de Almacenamiento en términos de masa de CO ₂ , y por la mayor flotabilidad del CO ₂ a una misma profundidad
	<i>Criterio hidrodinámico</i>	Cuencas controladas por mecanismos como Rebote erosivo y la Topografía	Cuencas controladas por mecanismos como la compactación y compresión Tectónica

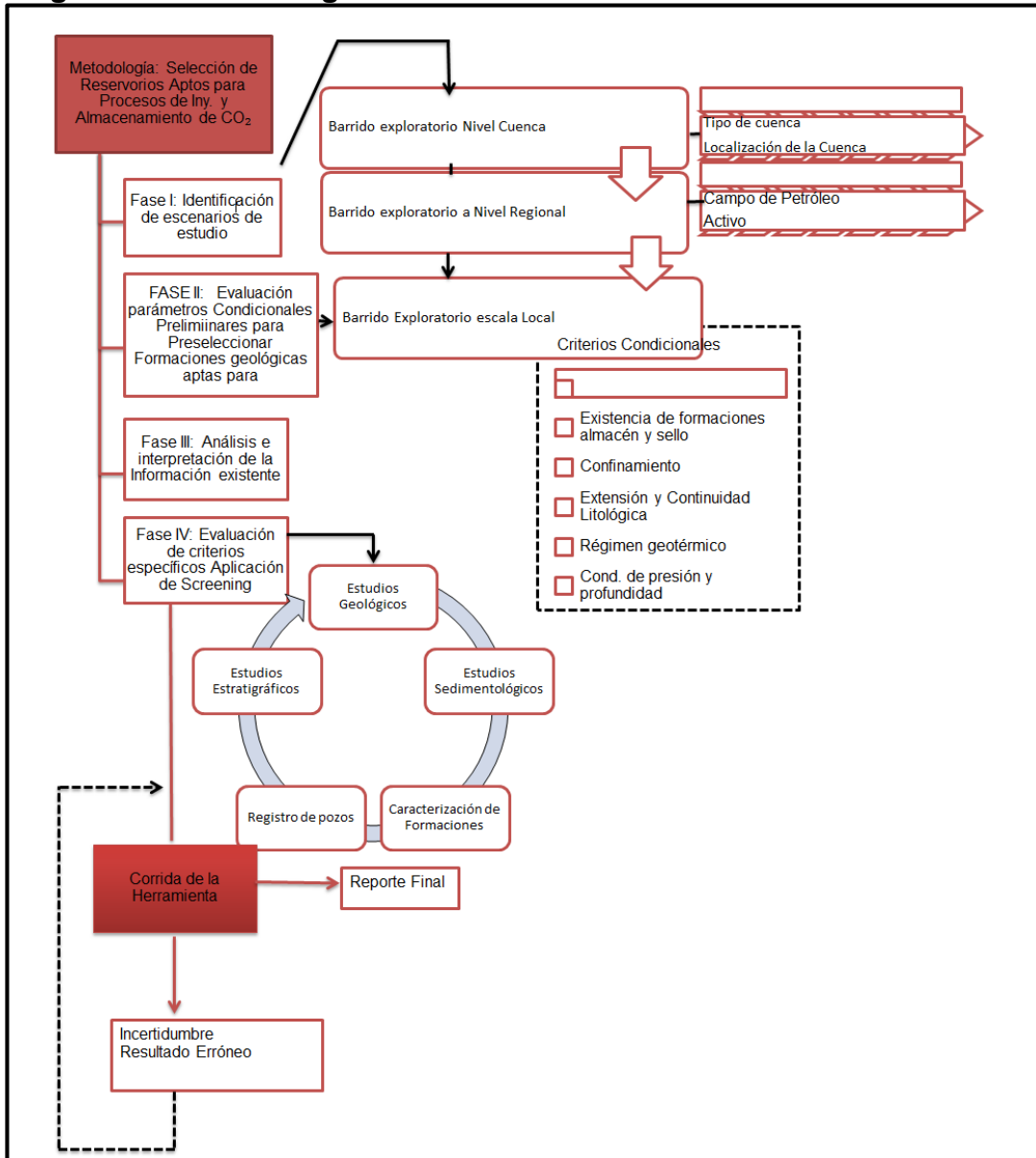
SCREENING DE APLICACIÓN PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂ PARA CBM			
	PARÁMETROS A EVALUAR	INDICADORES POSITIVOS	INDICADORES PREVENTIVOS
PROPIEDADES DEL CARBÓN (ZONA ALMACÉN)	Profundidad (ft)	984.25 - 2624.6	< 984.25, El CO ₂ puede migrar a superficie. > 2624.6 El CO ₂ no estará en estado gaseoso lo que imposibilita su almacenamiento.
	Permeabilidad (mD)	> 1	< 1 , Imposibilita, un buen funcionamiento dinámico del gas inyectado y del gas producido, causando un hinchamiento y posterior colapso de la capa, inhabilitándola como almacén
	Porosidad (φ)	Condicionada a la red de fracturas Naturales que presente la Capa de carbón (Fracturamiento Hidráulico para ECBM)	
	Tipo de Carbón	Lignitos y carbones bituminosos tipo b con alto contenido de volátiles(ECBM), Los carbones tipo A con alto contenido en volátiles, y bituminosos con bajo contenido en volátiles tienen posibilidades para el almacenamiento y la recuperación de CH ₄	Las antracitas presentan tan baja permeabilidad que podrían descartarse para el almacenamiento de CO ₂
	So φ	No Aplica	
	k h (ft³)	No Aplica	
	Capacidad de Sorción	Altos ratios de sorción CO ₂ /CH ₄ en carbones de bajo rango, favorecen el almacenamiento frente a la recuperación de CH ₄	Disminuye con la humedad y es sensible a los cambios de presión y Temperatura.
CRITERIOS GEOLÓGICOS	Estructura Geológica	Cuencas con la mayor continuidad posible en las capas	Intensidad de Plegamiento y Fracturación

SCREENING DE APLICACIÓN PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂ EN FORMACIONES SALINAS			
	PARÁMETROS A EVALUAR	INDICADORES POSITIVOS	INDICADORES PREVENTIVOS
PROPIEDADES DE LA ROCA ALMACÉN	<i>Profundidad (ft)</i>	No Aplica	
	<i>Permeabilidad (mD)</i>	Muy Baja	
	<i>Porosidad ϕ (%)</i>	> 1	< 1, No presenta la porosidad adecuada para almacenar volúmenes significativos de CO ₂
	<i>So ϕ</i>	No Aplica	
	<i>k h (ft³)</i>	No Aplica	
	<i>Volumen de Almacenamiento ft³</i>	3531466.6 - 10594399.9 ft ³	Depende de la forma y volumen de la cavidad y de la presión máxima de almacenamiento, la cual está en función de la profundidad y de la resistencia mecánica del terreno
PROPIEDADES DE LA SAL	<i>Pureza de la Sal (%)</i>	15 - 20	30 = No Favorable > 30 = No viable
	<i>Temperatura en la Formación Salina (°F)</i>	89.6 - 113	< 89.6 , Insuficiente para mantener el CO ₂ en Estado Supercrítico > 113 , Puede provoca reacciones y dilataciones indeseadas
CRITERIOS GEOLÓGICOS	<i>Tipo de Formación</i>	Formaciones Salinas como Domos Salinos y Formaciones Salinas Estratificadas	
	<i>Tectónica</i>	Estabilidad Tectónica y Escasa Fracturación	La inestabilidad Tectónica puede causar compartimentalización del almacén, dando lugar a fracturas y por consiguiente a la migración del CO ₂ a la superficie
	<i>Criterio hidrodinámico</i>	Ausencia de Acuíferos en el Techo del Almacén	La Presencia de Acuíferos puede dar lugar a intercomunicaciones con la cavidad provocando la disolución de la sal

4 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN PARA ALMACENAMIENTO DE CO₂

Con el fin de localizar formaciones receptoras confinantes con las características favorables para el almacenamiento geológico de CO₂ en el desarrollo de un proyecto CCS, se propone la siguiente metodología:

Diagrama 2. Metodología



Fuente: Autores

4.1 FASE 1: IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE ESTUDIO

El objetivo al finalizar esta primera fase será identificar el área de estudio contenida dentro de la cuenca para delimitar así una zona de interés, que para aplicaciones de este caso será un yacimiento de petróleo o un activo.

- ✓ Paso 1. Realizar un barrido exploratorio a Nivel Cuenca: Es decir definir la/las cuenca/s con las cuales se aplicará la metodología desarrollada, el área de estudio en la mayor escala.
- ✓ Paso 2. Hacer una integración bibliográfica de las cuencas visualizadas en el anterior paso, centrando la atención en información de tipo geológica, los criterios que se validarán en este paso serán el tipo de cuenca y la localización de la misma así es que hay que reunir toda la información disponible para definir estos parámetros.
- ✓ Paso 3: Evaluar el tipo de cuenca y las localizaciones favorables.

El tipo de cuencas que se buscan son las cuencas sedimentarias, ya que poseen un tipo de roca porosa y permeable necesaria para albergar CO₂, considerando las que se ubican en el centro o cercanas al borde de placas continentales, esto debido a la estabilidad que poseen; Igualmente las cuencas que se encuentran dentro de cinturones montañosos formados por colisión de placas, constituirán buenos objetivos y serán consideradas en el proceso de identificación; por el contrario, las cuencas sedimentarias situadas en áreas tectónicamente activas serán menos recomendables para el proceso de selección en esta primera etapa.

Otro factor a considerar en esta fase es la actividad sísmica y la fracturación, se contemplarán los almacenes geológicos que estén ubicados en lugares de baja o nula actividad sísmica, es decir, en zonas en las que la sismicidad previsiblemente no sea relevante como para provocar alteraciones significativas en las propiedades de la roca almacén y/o sello.

En la siguiente tabla se resumen los parámetros básicos que se tienen en cuenta en este primer paso.

Tabla 6. Parámetros Básicos a Tener en Cuenta en la Fase I

	Características Favorables	Características Desfavorables	Criterios Excluyentes
Tipo de cuenca	Sedimentaria	Zonas cratónicas	<ul style="list-style-type: none"> • Estén muy falladas y fracturadas • Estén situadas en cinturones de plegamiento • Presenten secuencias muy discordantes • Muestren importantes procesos de diagénesis
Ubicación de la Cuenca	<ul style="list-style-type: none"> • En el centro o cercanas al borde de placas continentales • Dentro de cinturones montañosos formados por colisión de placas • Ubicadas en zonas de baja o nula sismicidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Orógenos • Cuencas en zonas tectónicamente activas • Cuencas sedimentarias situadas en los bordes de placas activas 	

Fuente: Autores

- ✓ Paso 4: Una vez identificada el área a estudiar (Cuenca), se hace una delimitación a escala regional es decir decidir que parte de esa cuenca se va elegir como posible candidato en esta etapa preliminar, en este caso el área de estudio se tomará un campo petrolífero o activo específico como objeto de estudio. Como recomendación en este paso se eligen las zonas o campos de petróleo que posean la mayor documentación bibliográfica, ya que de la calidad y disponibilidad de ésta depende que los resultados sean más precisos y confiables.

4.2 FASE II: EVALUACIÓN DE PARÁMETROS CONDICIONALES PARA PRESELECCIONAR FORMACIONES GEOLÓGICAS FAVORABLES

El objetivo de esta fase es escoger las formaciones geológicas favorables para albergar el CO₂ mediante la aplicación de unos criterios condicionales esto para facilitar el trabajo y descartar de manera inmediata formaciones limitadas para el almacenamiento geológico.

- ✓ Paso 5: La existencia de formaciones almacén y sello son un parámetro clave a la hora de seleccionar lugares aptos para el almacenamiento de CO₂, entonces se debe:
 - a) Identificar las zonas con homogeneidad litológica con la suficiente porosidad y permeabilidad para permitir el almacenamiento y garantizar la inyectividad de CO₂.
 - b) Identificar las zonas que actúen como roca sello y tengan una continuidad lateral y espesor considerables para asegurar que no haya la posibilidad de fugas hacia la superficie del CO₂ que se va a almacenar.

- ✓ Paso 6: La formación deberá ubicarse en un medio geológico que garantice la separación entre el CO₂ almacenado y la biosfera, es decir, que constituya un marco geológico que garantice el confinamiento del CO₂ en la profundidad, para esto se debe tener en cuenta lo siguiente:
 - a) Identificar formaciones que sean parte de las trampas estructurales, estratigráficas y/o mixtas explicadas en el capítulo 1, y otros requisitos geológicos que garanticen la estanquidad de la formación almacén a corto, medio y largo plazo. Los análogos naturales que evidencian este condicionante son las trampas de petróleo y gas que durante millones de años mantienen en las formaciones los hidrocarburos gracias a la integridad del sello que poseen.

- ✓ Paso 7: Ahora se deben reconocer aquellas zonas en las cuales predomine la extensión y continuidad litológica, para esto se debe:
 - a) Seleccionar formaciones con gran extensión lateral y sin perturbaciones, (ya que estas podrían actuar como posibles vías de escape), de esta manera aquellas formaciones que no presenten variaciones relevantes en su permeabilidad en todo su dominio serán favorables.
 - b) Evaluar los cambios de facies en las formaciones, ya que estos pueden ser favorables al actuar como sellos o desfavorables al actuar como posibles vías de escape.

- ✓ Paso 8: El régimen geotérmico y las condiciones de presión de las formaciones sedimentarias preseleccionadas es importante debido a que permiten identificar un rango óptimo de profundidad para el cual la

capacidad de almacenamiento de CO₂ se optimiza, maximizando la densidad del mismo y aprovechando las condiciones supercríticas. Para profundidades pequeñas, el almacenamiento tiende a ser menos eficiente, por la baja densidad del CO₂, y más inseguro, por el proceso de flotabilidad del mismo. En esta fase lo que se debe examinar es lo siguiente:

- a) Establecer si las formaciones seleccionadas hasta el momento tienen un gradiente geotérmico pequeño (cuencas frías por lo general un gradiente por debajo de 0,02 F/ft), o un gradiente elevado (cuencas calientes).

Si se establece que el gradiente geotérmico es pequeño verificar que la profundidad se encuentre entre 2624-3280 pies, una profundidad superior a este rango va a ser menos eficiente y más costosa.

Si se establece que el gradiente geotérmico es elevado verificar que la profundidad se encuentre entre 4921-6561 pies, para estas se debe tener en cuenta que un pequeño incremento en la capacidad de almacenamiento posiblemente se puede contrarrestar con mayores costos y emisiones de CO₂ durante la compresión para alcanzar esas profundidades, por lo general el incremento neto ganado en el almacenamiento de CO₂ puede ser muy pequeño o nulo.

- ✓ Paso 9: El último criterio que se debe analizar en esta fase, es la profundidad, ya que este parámetro condiciona el estado en el que se debe encontrar el CO₂ para ser almacenado, no obstante debe recordarse que este parámetro está ligado a las condiciones geotérmicas y de presión como se menciono anteriormente. En esta fase se debe tener presente lo siguiente:

- a) Para almacenamiento en Yacimiento de Petróleo y Gas, Formaciones Permeables Profundas y Formaciones Salinas la profundidad debe ser mayor a los 2624 ft para asegurar el estado supercrítico del CO₂.
- b) Para almacenamiento en Capas de Carbón No Explotables (CBM), la profundidad deber ser menor a 2624 ft para garantizar el estado gaseoso del CO₂.

4.3 FASE III: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN EXISTENTE

- ✓ Paso 10: Una vez terminado el proceso de preselección de las zonas de estudio el siguiente paso consiste en recopilar una caracterización geológica de cada formación evaluada. Teniendo en cuenta la historia geológica, sedimentación, tipo de cuenca, características de las formaciones de interés, Geofísica (Líneas sísmicas), estudios hidrogeológicos (Informes previos de acuíferos, dinámica de fluidos, Geomecánica e interpretación de los estudios de modelos geológicos, estructurales, estratigráficos, petrofísicos, sedimentológicos aspectos litológicos como columnas estratigráficas, cartografías, tipo de roca presentes tanto en la formación almacén como en la roca sello para estudiar cada unidad geológica de forma individual de manera que al final de esta etapa se cuente con una base sólida y confiable en cuanto a la caracterización de cada medio geológico contemplado.

4.4 FASE IV EVALUACIÓN DE CRITERIOS ESPECÍFICOS PARA CADA ZONA, APLICACIÓN DE SCREENING

- ✓ Paso 11: Debido a que muchos criterios varían dependiendo cual sea el tipo de almacenamiento que se presente en cada unidad geológica, se hace la evaluación de cada una de estas formaciones dependiendo este factor.

Con el fin de facilitar este proceso de evaluación se hace uso de los Screening desarrollados en el capítulo 3. Éstos son herramientas cruciales para la evaluación de los criterios individuales expuestos en los apartados 2.2 y 2.5 del capítulo 2 en los cuales se establecen las características que debe poseer una determinada formación para garantizar que el sistema de almacenamiento en su conjunto se comporte de acuerdo con los requisitos de seguridad y permanencia del CO₂ inyectado durante un periodo requerido.

- ✓ Paso 12: Finalmente se procede a correr la herramienta (ver siguiente capítulo); se observa el resultado final, si es inconsistente o inadecuado se vuelve a repetir todo el proceso desde la FASE II.

5 HERRAMIENTA DE SELECCIÓN DE RESERVORIOS

5.1 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

Esta aplicación fue desarrollada en el lenguaje de programación java, definido como un "lenguaje de programación de propósito general, concurrente, orientado a objetos y basado en clases que fue diseñado específicamente para tener tan pocas dependencias de implementación como fuera posible. Su intención es permitir que los desarrolladores de aplicaciones escriban el programa una vez y lo ejecuten en cualquier dispositivo (conocido en inglés como WORA, o "write once, run anywhere"), lo que quiere decir que el código que es ejecutado en una plataforma no tiene que ser recompilado para correr en otra. Java es, a partir de 2012, uno de los lenguajes de programación más populares en uso, particularmente para aplicaciones de cliente-servidor de web, con unos 10 millones de usuarios reportados

El módulo de ayuda fue diseñado en el "lenguaje de marcas de hipertexto" (HTML), hace referencia al lenguaje de marcado para la elaboración de páginas web. Es un estándar que, en sus diferentes versiones, define una estructura básica y un código (denominado código HTML) para la definición de contenido de una página web, como texto, imágenes, etc. Es un estándar a cargo de la W3C, organización dedicada a la estandarización de casi todas las tecnologías ligadas a la web, sobre todo en lo referente a su escritura e interpretación.

5.2 DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO

El siguiente Algoritmo está conformado por 4 secciones como se muestra a continuación:

✓ Sección 1:

Se elige el tipo de almacenamiento que se desee evaluar:

- Si el método seleccionado es "Almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos agotados y yacimientos asociados a operaciones EOR", ver sección 2.

- Si el método seleccionado es "Almacenamiento geológico de CO₂ en formaciones permeables profundas", ver sección 3.
- Si el método seleccionado es "Almacenamiento geológico de CO₂ para CBM", ver sección 3.
- Si el método seleccionado es "Almacenamiento geológico de CO₂ en formaciones salinas", ver sección 3.

✓ Sección 2:

En esta sección se piden los parámetros del método seleccionado, en este caso "Almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos agotados y yacimientos asociados a operaciones EOR".

Luego de leer los datos se comprueba que cumplan con las condiciones; si las condiciones se cumple se imprime el mensaje: "LA FORMACIÓN ES APTA PARA EL ALMACENAMIENTO DE CO₂", de lo contrario se imprime un mensaje de precaución, el cual contiene los parámetros que no cumplen con las especificaciones esperadas.

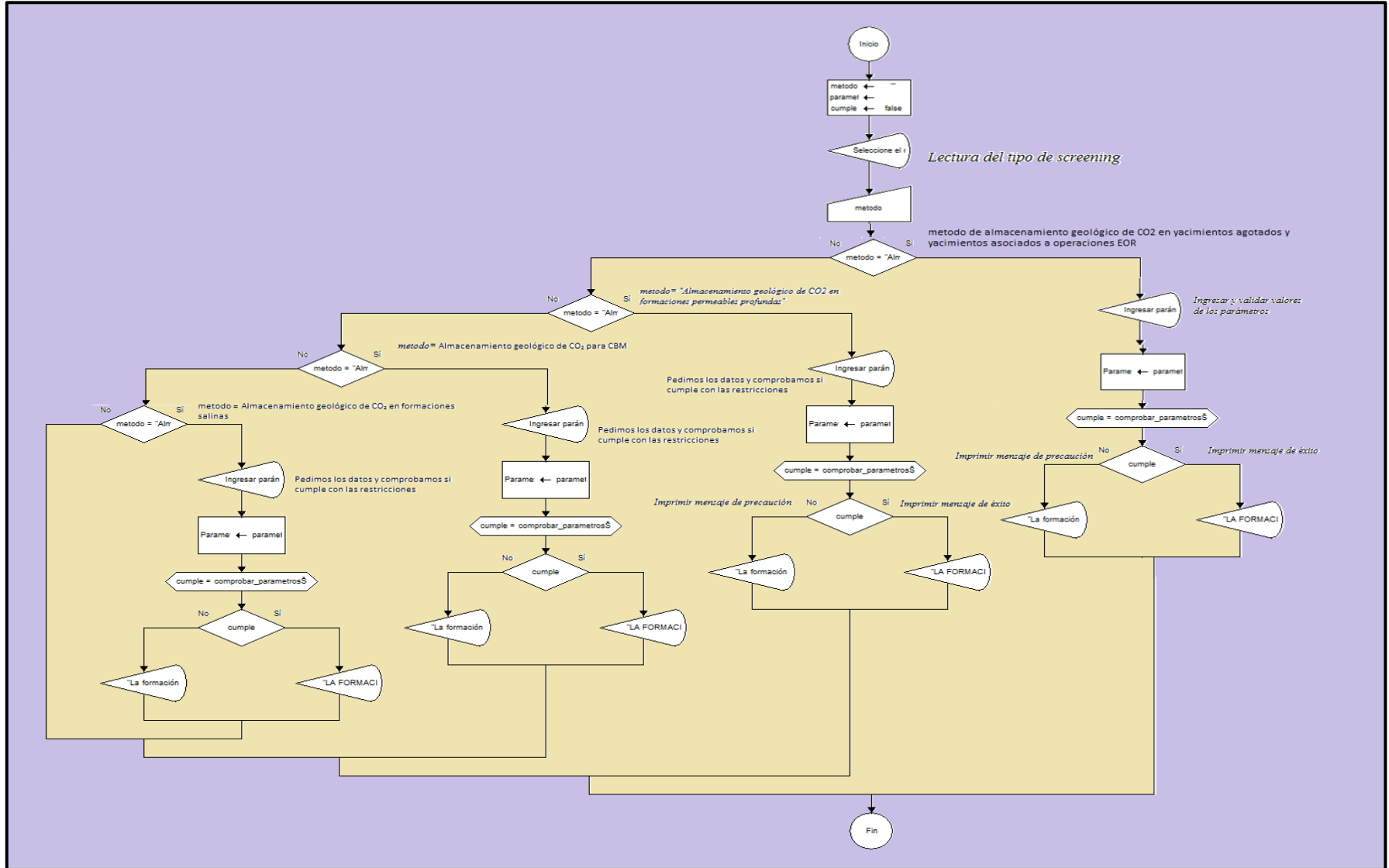
✓ Sección 3:

Luego de las comprobaciones acorde al tipo de Screening seleccionado, el programa finaliza con un mensaje de éxito o de precaución acorde a cada método, ver sección 4.

✓ Sección 4:

Finalización del algoritmo, impresión de mensajes indicando si el reservorio evaluado es o no apto para procesos de almacenamiento e inyección de CO₂, así mismo impresión de los mensajes preventivos que se deben tener en cuenta; debido a la evaluación de parámetros realizada.

Figura 30. Algoritmo de La Herramienta de Aplicación



Fuente: Autores

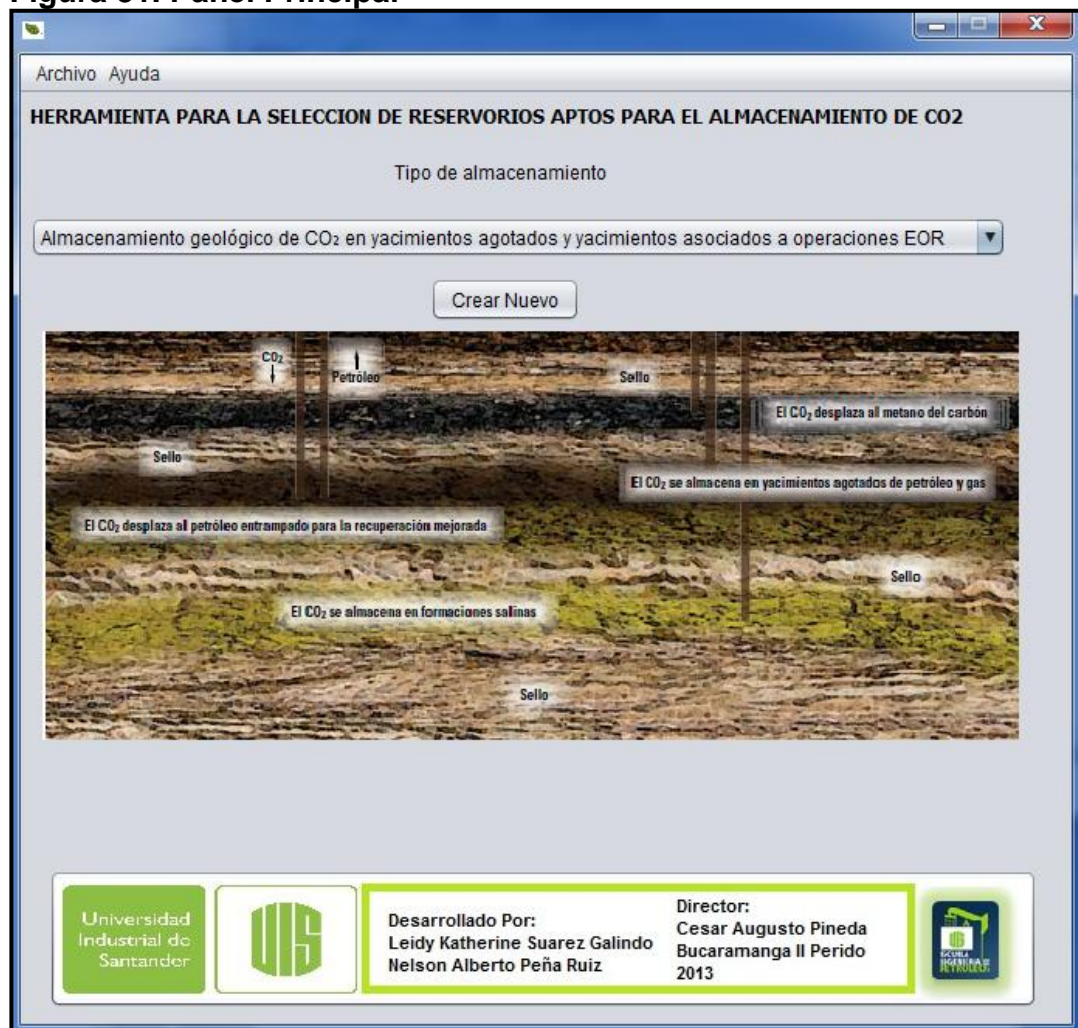
5.3 MANUAL DE USUARIO

La presente herramienta se ha creado reuniendo diferentes criterios específicos estudiados en este trabajo con el fin de hacer un proceso de selección eficaz, que permita hacer una validación y comparación de los criterios evaluados en la metodología del presente trabajo.

A continuación se brinda un manual que servirá como apoyo, para utilizar la herramienta.

En la siguiente figura se visualiza el panel principal de la herramienta

Figura 31. Panel Principal



Fuente: Autores

En primer lugar se debe conocer cuál es el tipo de almacenamiento que se va a trabajar, y que puede seleccionarse en el menú desplegable que hay en la página principal, luego de seleccionar la opción de almacenamiento, se da clic en crear nuevo.

Figura 32. Menú Para Seleccionar el Tipo de Almacenamiento



Fuente: Autores

Después de realizar el primer paso, se podrá acceder al panel de ingreso de datos, a continuación se muestra cuáles son los datos que deben ingresarse al programa, para cada tipo de almacenamiento.

Para el ingreso de datos para la opción, Almacenamiento de CO₂ en Yacimientos Agotados Y yacimientos asociados a procesos EOR, Se muestra el siguiente panel en la herramienta.

Figura 33. Panel Para Almacenamiento de CO₂ y EOR Asociados

Archivo Ayuda

APLICACIÓN PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂
EN YACIMIENTOS AGOTADOS Y YACIMIENTOS ASOCIADOS A OPERACIONES EOR

Tectónica

Profundidad ft

Permeabilidad mD

Porosidad %

So φ ppm

Kh ft²

Capacidad Lbm-CO₂/ft³-Roca

Gravedad API

Viscosidad Cp

Composición Años porcentajes de Hidrocarburos Intermedios (C₅-C₁₂)

Tipo de formación

Gradiente geomét... *F/ft

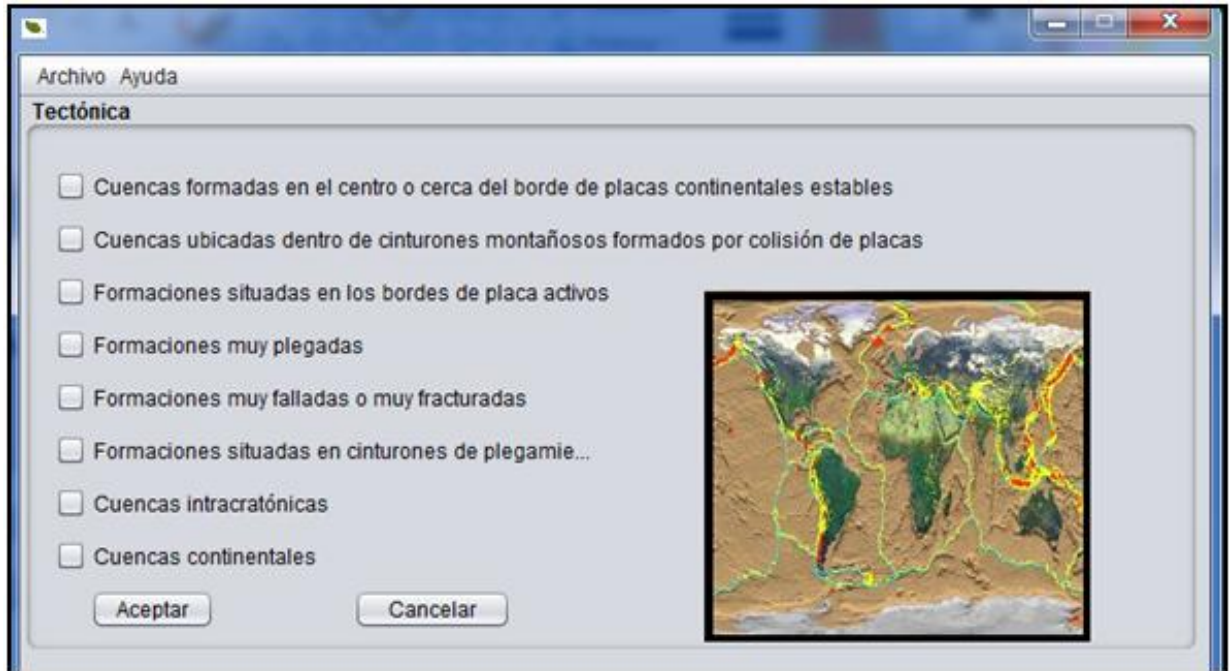
Comprobar

Fuente: Autores

Como puede evidenciarse en la pantalla anterior, hay dos pestañas que son, tectónica y tipo de formación, las cuales permitirán ingresar información al respecto para el proceso de validación.

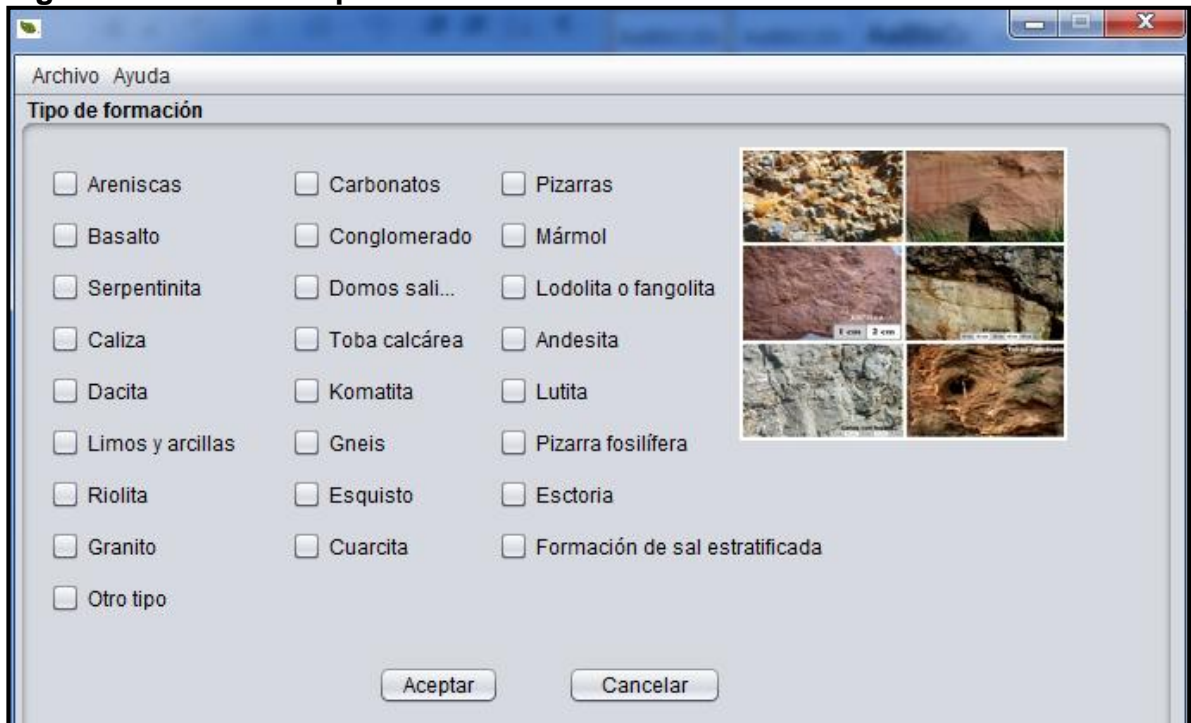
En las figuras 34 y 35 podrá verse la pantalla para cada una de las opciones.

Figura 34. Panel de Tectónica



Fuente: Autores

Figura 35. Panel de Tipo de Formación



Fuente: Autores

Para los paneles de tectónica y tipo de formación mostradas anteriormente hay la posibilidad de escoger más de una opción. Luego de escoger las opciones que la formación de interés presenta se da clic para volver al panel principal.

Después de ingresar toda la información disponible al programa, se da clic en el botón comprobar.(Ver Figura 36).

Figura 36. Panel Para Almacenamiento de CO₂ y EOR Asociados

Archivo Ayuda

APLICACIÓN PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂
EN YACIMIENTOS AGOTADOS Y YACIMIENTOS ASOCIADOS A OPERACIONES EOR

Tectónica

Profundidad ft

Permeabilidad mD

Porosidad %

So φ ppm

Kh ft²

Capacidad Lbm-CO₂/ft³-Roca

Gravedad API

Viscosidad Cp

Composición Altos porcentajes de Hidrocarburos Intermedios (C₅-C₁₂)

Tipo de formación

Gradiente geomét... *F/ft

Comprobar

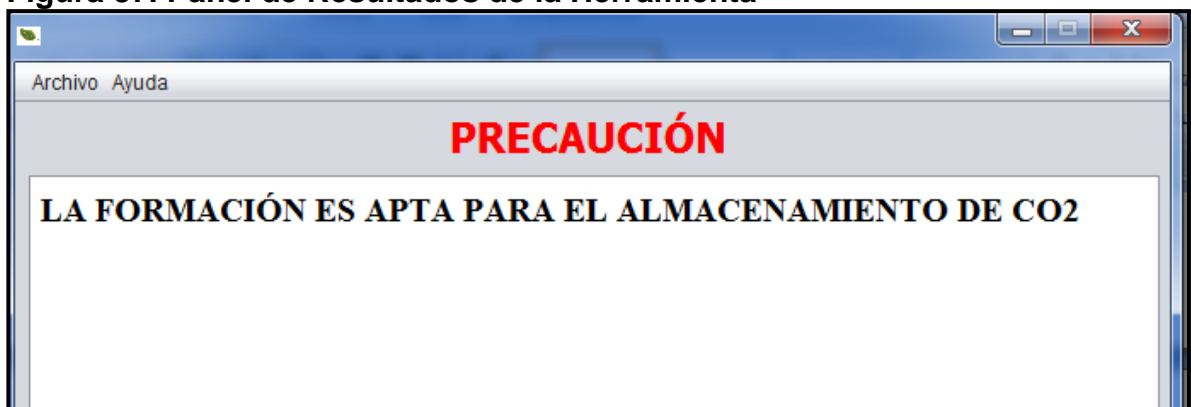
Fuente: Autores

Luego de esto el programa mostrara un mensaje si la Formación es apta para almacenar CO₂ la herramienta mostrara el siguiente mensaje: LA FORMACIÓN ES APTA PARA EL ALAMCENAMIENTO DE CO₂. (Ver Figura 37).

La otra opción que se contempla es que la formación no sea apta, en este caso el programa, mostrara cuales fueron los criterios que no cumplieron con el proceso de selección y mostrara un mensaje diciendo porque este criterio no cumplió el proceso. (Ver Figura 38).

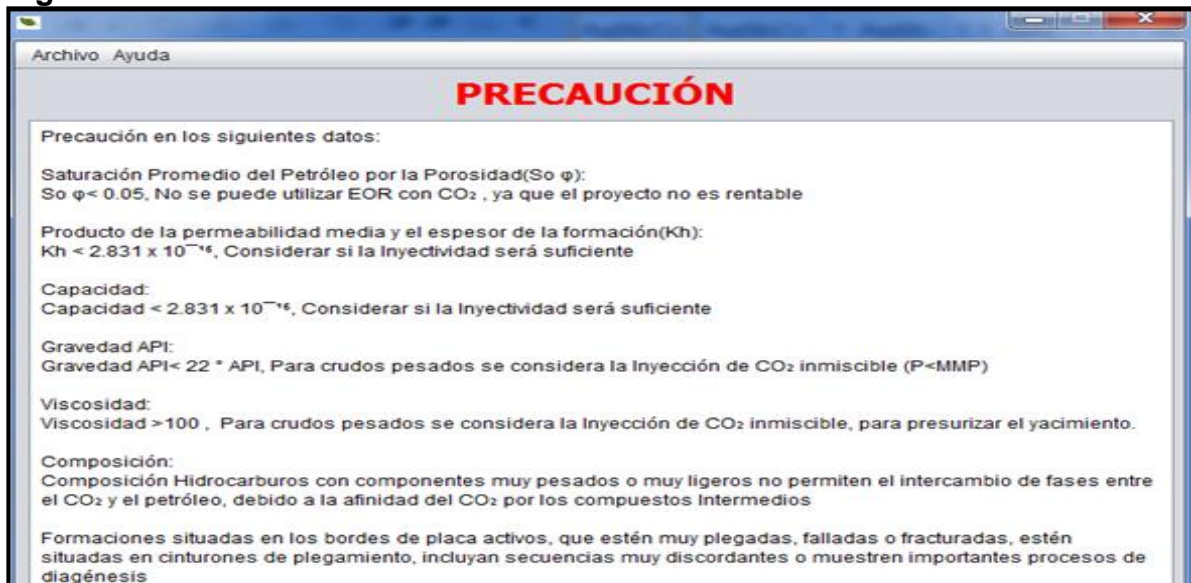
Hay que tener en cuenta, que muchas veces toda la información que necesita ingresarse al programa no esté disponible, en estos caso el programa dará un mensaje de aquellos datos que no se ingresaron para que la persona que esté utilizando la herramienta los tenga en cuenta a la hora de aplicar su criterio a cerca de la formación que se está evaluando.

Figura 37. Panel de Resultados de la Herramienta



Fuente: Autores

Figura 38. Panel de Resultados de la Herramienta



Fuente: Autores

A continuación se mostrara brevemente los paneles para las tres tipos de almacenamiento restantes, se aclara el panel de Tectónica mostrado en la figura 4, es el mismo para todos los tipos de almacenamiento.

A continuación se observa el panel principal para la opción de almacenamiento de formaciones permeables profundas.

Figura 39. Panel Para Formaciones Permeables Profundas

Archivo Ayuda

**APLICACIÓN PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO2
EN FORMACIONES PERMEABLES PROFUNDAS**

Tectónica

Profundidad ft

Permeabilidad mD

Porosidad %

Salinidad ppm

Gradiente geotérmico °F/ft

Tipo de formación

Criterio Hidrodinámico

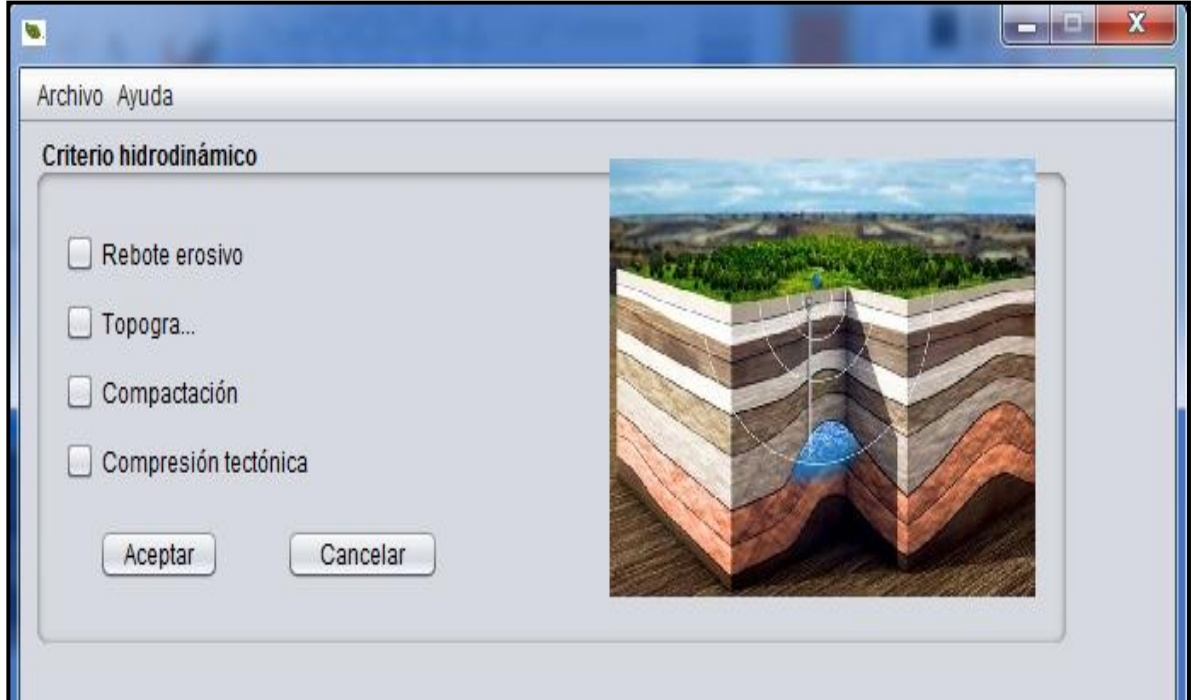
Comprobar

Ir al inicio

Fuente: Autores

En este caso el panel de tipo de formación es el mismo que el mostrado en la figura 35, en este panel aparece una opción más que es el criterio hidrodinámico seleccionado en la figura anterior, este panel se muestra en la figura 40.

Figura 40. Panel Para Criterio Hidrodinámico



Fuente : Autores.

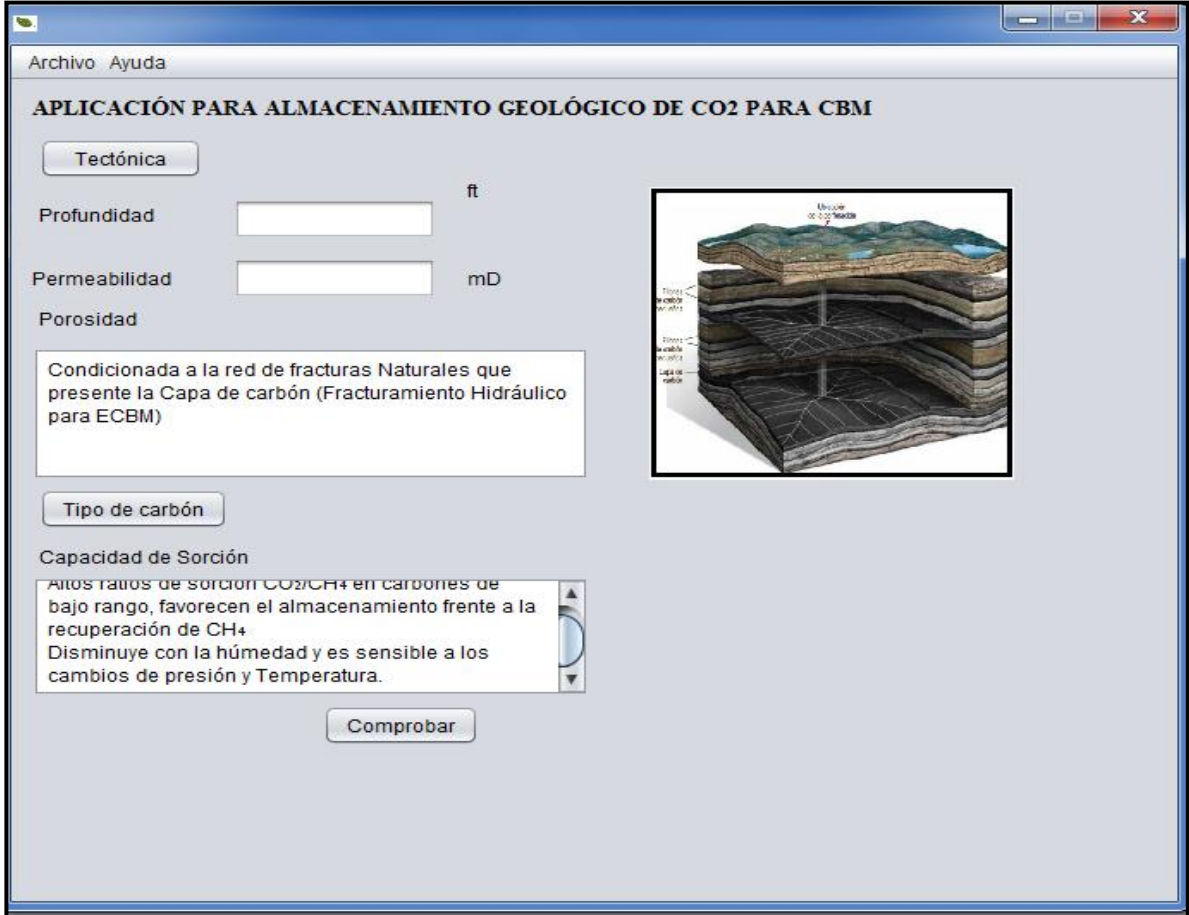
Luego de ingresar los datos de entrada, igual que en el ejemplo anterior se da en comprobar, y el programa mostrara el mensaje, según corresponda.

Ahora se muestra el panel principal para Capas de Carbón No explotables, en la figura 41.

Se recuerda que para esta opción el panel de tectónica, es igual que en los casos anteriores.

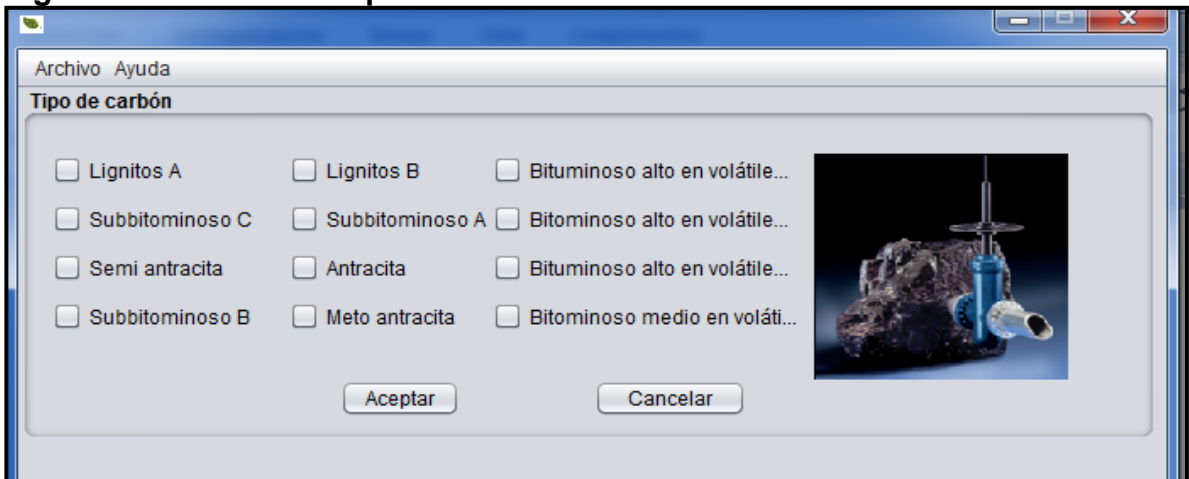
En este panel solo se incluye el panel de tipo de Carbón mostrado en la figura 42. Y del mismo modo después de ingresar todos los datos a la herramienta, se procede en dar clic en comprobar.

Figura 41. Panel Para Capas de Carbón No Explotable (CBM)



Fuente: Autores

Figura 42. Panel Para tipo de Carbón



Fuente: Autores

Ahora se muestra el panel para formaciones salinas en la figura 43, para este debe tenerse en cuenta que el panel de tectónica y de tipo de formación son el mismo que los mostrados en las figuras 34 y 35, y del mismo modo después de ingresar toda la información a la herramienta se da en comprobar para validar la información.

Figura 43. Panel Para Formaciones Salinas

The screenshot shows a software window titled "SCREENING DE APLICACIÓN PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO2 EN FORMACIONES SALINAS". The window has a menu bar with "Archivo" and "Ayuda". Below the title, there are two buttons: "Tectónica" and "Tipo de formación". The main area contains several input fields and labels: "Permeabilidad" with the value "Muy baja"; "Porosidad" with an empty text box and a "%" symbol; "Volumen de almacenamiento" with an empty text box and a "ft³" symbol; "Purezza de la sal" with an empty text box and a "%" symbol; "Temperatura" with an empty text box and a "°F" symbol; and "Criterio hidrodinámico" with the text "Ausencia de Acuíferos en el Techo del Almacén" and an unchecked checkbox. At the bottom center, there is a "Comprobar" button. On the right side, there is a 3D geological cross-section diagram showing various rock layers and a central well. The diagram is labeled with "W40X19-88" and "PROYECTO DE ALMACÉN DE CO2 EN SALINIDAD".

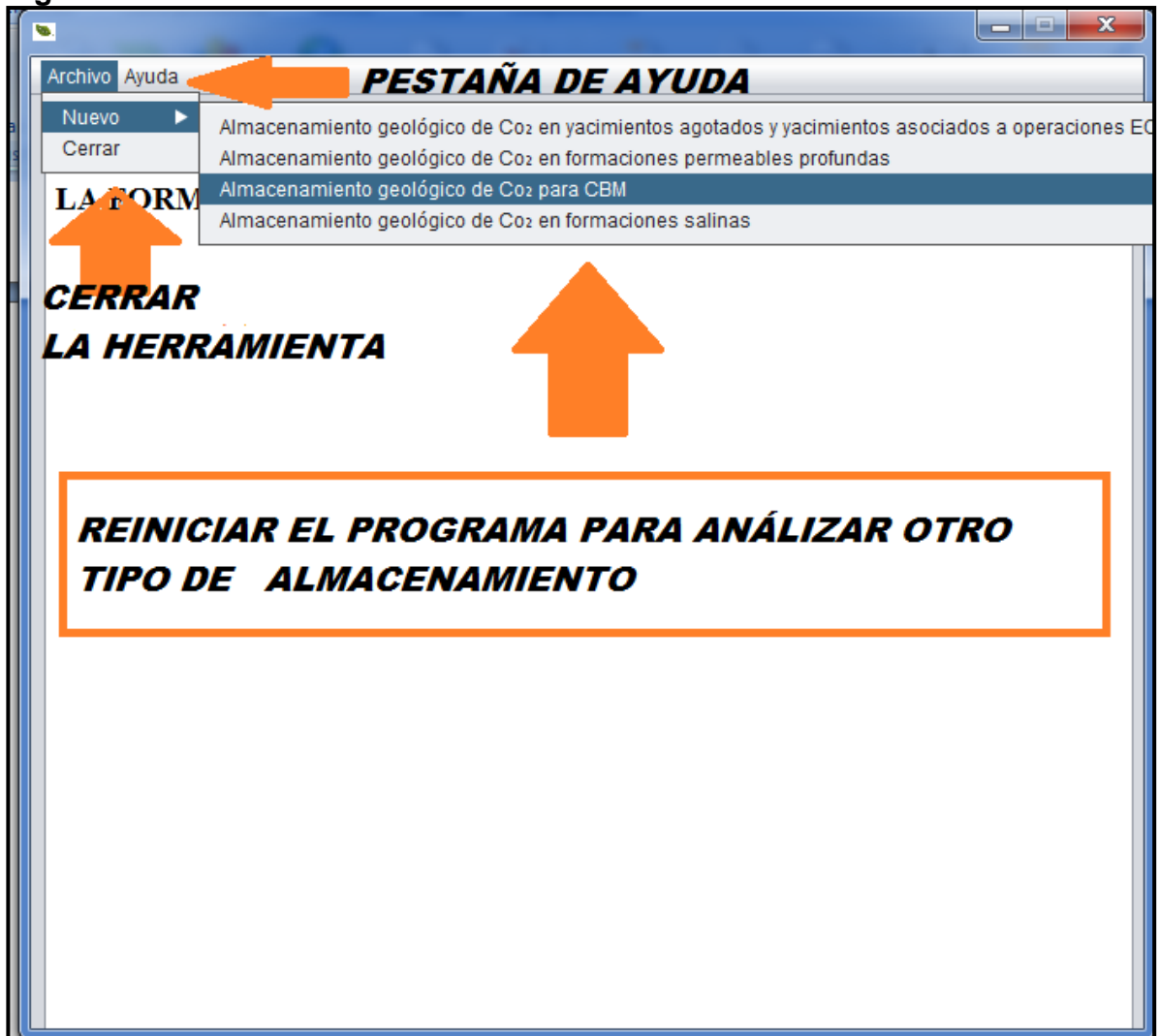
Fuente: Autores

Por último, después de que se valida toda la información para un tipo de formación, se puede saltar a otro tipo de almacenamiento o cerrar el programa dando clic en la pestaña de la parte superior izquierda que dice ARCHIVO, de allí

se desplegara un menú en las cuales se puede elegir el nuevo tipo de almacenamiento a trabajar. (Ver figura 44).

También se encuentra otra opción en esta pestaña, en el cual se puede encontrar, información del almacenamiento geológico de CO₂, información acerca de la herramienta, y este manual de ayuda.

Figura 44. Panel Para Reiniciar la Herramienta o Cerrarla



Fuente: Autores

6 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Uno de los principales desafíos para la planeación de un proyecto CCS es la identificación de formaciones geológicas con condiciones favorables para almacenar el CO₂ en el capítulo anterior se desarrolló la metodología para llevar a cabo este proceso, a continuación se hará la respectiva aplicación de dicha metodología con el fin de evaluar algunas unidades geológicas situadas en el territorio Colombiano.

6.1 FASE I IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE ESTUDIO

✓ Paso 1: Barrido exploratorio a nivel Cuenca

Se eligió la cuenca del valle Medio del Magdalena debido a que como primera medida se trata de una cuenca sedimentaria, adicionalmente es una de las áreas explotadas desde hace más de 60 años, la mayoría de los campos ubicados en esta cuenca son campos maduros de petróleo y gas, los cuales focalizamos como análogos naturales ya que al albergar estos hidrocarburos por millones y millones de años evidencian la presencia de roca almacén y roca sello, los cuales son unos de los criterios condicionales a evaluar en la siguiente fase de la metodología.

6.1.1 Cuenca Del Valle Medio del Magdalena

Tabla 7. Generalidades de la Cuenca V.M.M

GENERALIDADES DE LA CUENCA	
• AREA:	34.000 Km ²
• UBICACIÓN:	Entre cordilleras Central y Oriental, limitado por las Fallas de Bucaramanga y Cambao.
• PRODUCCION:	Esta cuenca produce diariamente en promedio cerca de 99.000 bpd, de los cuales 65.000 son crudos pesados, 32.000 son crudos medianos y 1.600 son crudos livianos
• ACEITES:	Varían desde 14.1 °API a 40°API
• PRINCIPALES CAMPOS:	La Cira Infantes, La Salina, Aguas Blancas, Colorado, Conde, Cristalina, Lisama, Llanito, Peñas Blancas, Casabe, Yarigui-Cantagallo, Palagua, Opón, entre otros.

Fuente: Autores

La historia de exploración del Valle Medio del Magdalena comenzó en 1918 con el descubrimiento del primer campo gigante del país. A partir de este descubrimiento la exploración presenta dos épocas importantes: los periodos de 1940 a 1950 (3 campos con reservas mayores a 100 MBP) y de 1955 a 1965 (3 campos con reservas mayores a 50 MBP y uno con reservas mayores a 100 MBP).

Aunque tradicionalmente la perforación en esta provincia ha sido vertical, en los dos últimos años la utilización de perforación horizontal ha permitido obtener producciones importantes de yacimientos fracturados en la sección Cretácea.

✓ Paso 2: Integración Bibliográfica

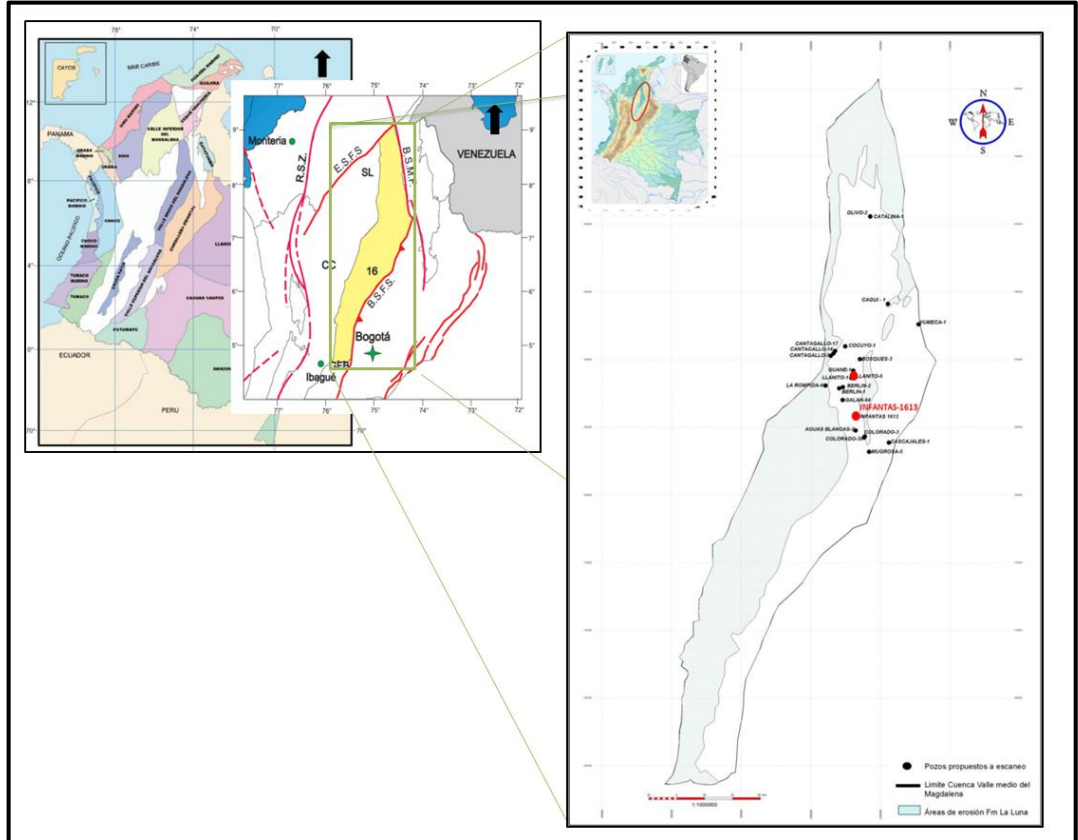
6.1.2 Localización de la Cuenca

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 32.000 km². Comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia, entre otros. El pozo Infantas-1613 se encuentra ubicado en las cercanías de Barrancabermeja, aproximadamente a 40 km del pozo Llanito-1. (Ver figura 45).

LIMITES

- Al Sureste: Sistema de Fallas La Salina y Bituima (Bituima and La Salina Fault Systems, B.S.F.S.).
- Al Norte: Sistema de Fallas Espíritu Santo (Espíritu Santo Fault System, E.S.F.S.).
- Al Oeste: Onlap de sedimentos Neógenos sobre la Serranía De San Lucas (SL) y el basamento de la Cordillera Central (CC).
- Al Sur: Cinturón plegado de Girardot (Girardot Fold Belt, GFB).
- Al Noreste: Sistema de Fallas Bucaramanga-Santa Marta (Bucaramanga-Santa Marta Fault System, B.S.M.F.).

Figura 45. Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente. Modificado de Integración Geológica de la Digitalización ANH (2012)

6.1.3 Evolución Tectónica Estructural de la Cuenca Del Valle Magdalena

Geológicamente el Valle Medio del Magdalena es una cuenca compleja, formada como resultado de varios eventos geológicos. El período Jurásico Tardío a Cretáceo Temprano se caracterizó por procesos distensivos de bloques, permitiendo el desarrollo de grabens, en respuesta al proceso de rifting (fracturamiento o agrietamiento de la corteza terrestre) que ocurrió durante la separación del margen noroeste del continente suramericano, con respecto al norteamericano. Dicho evento generó el crecimiento de un gran aulacógeno dispuesto en sentido noroeste-sureste, que propició el ingreso del mar cretácico.

La fase de sedimentación del sistema de grabens fue rellenado por depósitos calcáreos de carácter netamente continentales de origen fluvial (CÓRDOBA, 2000. Provincia Petrolífera del Valle Medio del Magdalena. AAPG).

A comienzos del Berriasiano-Valanginiano ocurrió la sedimentación de eventos marinos someros en dos cuencas de rift, separadas por el alto del paleomacizo de Floresta-Santander (COOPER, 1995).

La tasa de subsidencia en estas dos cuencas fueron relativamente altas, especialmente en el lapso Valanginiano-Hauteriviano. Los eventos de subsidencia cesaron a comienzos del Aptiano y las dos cuencas se unen formando una cuenca macro en la cual se depositan sedimentos de plataforma media a externa, la máxima profundización de esta fase es alcanzada en el Albiano medio.

El comienzo de la sedimentación posrift se da a partir del Turoniano-Coniaciano y se mantiene hasta finales del Cretáceo, cuando se da una tectónica de esfuerzos compresivos en respuesta al emplazamiento de la Cordillera Occidental. Este evento tectónico estructural origina un cambio en los patrones sedimentarios durante el Paleoceno Temprano, desarrollándose entonces ambientes de pantanos y llanuras de inundación. A nivel del Paleoceno Tardío hasta el Oligoceno la sedimentación fue netamente controlada por los pulsos tectónicos del levantamiento de la Cordillera Central, generando en primer lugar espacio y en segundo lugar aporte de materiales en ambientes de carácter fluvial, predominando el desarrollo de facies clásticas arenosas en las áreas cercanas al oeste de la cuenca. Desde el Oligoceno Medio hasta el presente se está llevando a cabo el levantamiento de la cuenca Oriental de Colombia (VALENTÍN, 2000).

✓ Paso 3: Evaluar el Tipo de Cuenca y las Localizaciones Favorables

El VMM constituye una depresión tectónica asimétrica con dos márgenes bien diferentes. Así al occidente se tiene un borde pasivo, instalado en parte sobre materiales de la Cordillera Central, y que se caracteriza por una geometría monoclinial, con notables truncaciones de las formaciones cretácicas, que desaparecen en dirección a la cordillera bajo un progresivo recubrimiento ("onlap") de los sedimentos terciarios, que buzan preferencialmente hacia el oriente, pero con algunas interrupciones causadas por flexuras y fallas (TABORDA, 1965).

Por el contrario, hacia la Cordillera Oriental la deformación se incrementa de manera continua y se pasa a un complicado margen compresional (MARTINEZ, 1989).

- Es una cuenca de tipo Sedimentaria.
- Se encuentra ubicada dentro de cinturones montañosos formados por colisión de placas.
- Muestran importantes procesos de diagénesis.
- Ubicadas en zonas de actividad sísmica.
- Área Fallada

La sismicidad de la RSNC asociada a estos accidentes transversales no es clara por la dispersión natural y errores de localización y una baja tasa de actividad (figura 4). Sin embargo las evidencias neotectónicas muestran que es activa. Una primera estimación del movimiento de esta falla indica una magnitud máxima probable del orden de 7 con períodos de retomo de aproximadamente 1000 años, para una tasa de actividad superior a 1 mm/año en el Valle Medio del Magdalena.

✓ Paso 4: Delimitación a Escala Regional (Elección del campo de petróleo)

Con el objetivo de facilitar y reducir el área de estudio para poder realizar la aplicación de la metodología de forma eficaz se decide centrar la atención en un campo específico de la cuenca del valle medio del Magdalena, el campo en mención es el Campo Casabe; Lamentablemente la información puntual para la aplicación de criterios específicos es un poco limitada, esto debido a que esta información no se encuentra accesible de manera pública en su mayoría; aún así basados en trabajos y estudios anteriores realizados por diferentes autores, permiten tener un conocimiento general del campo.

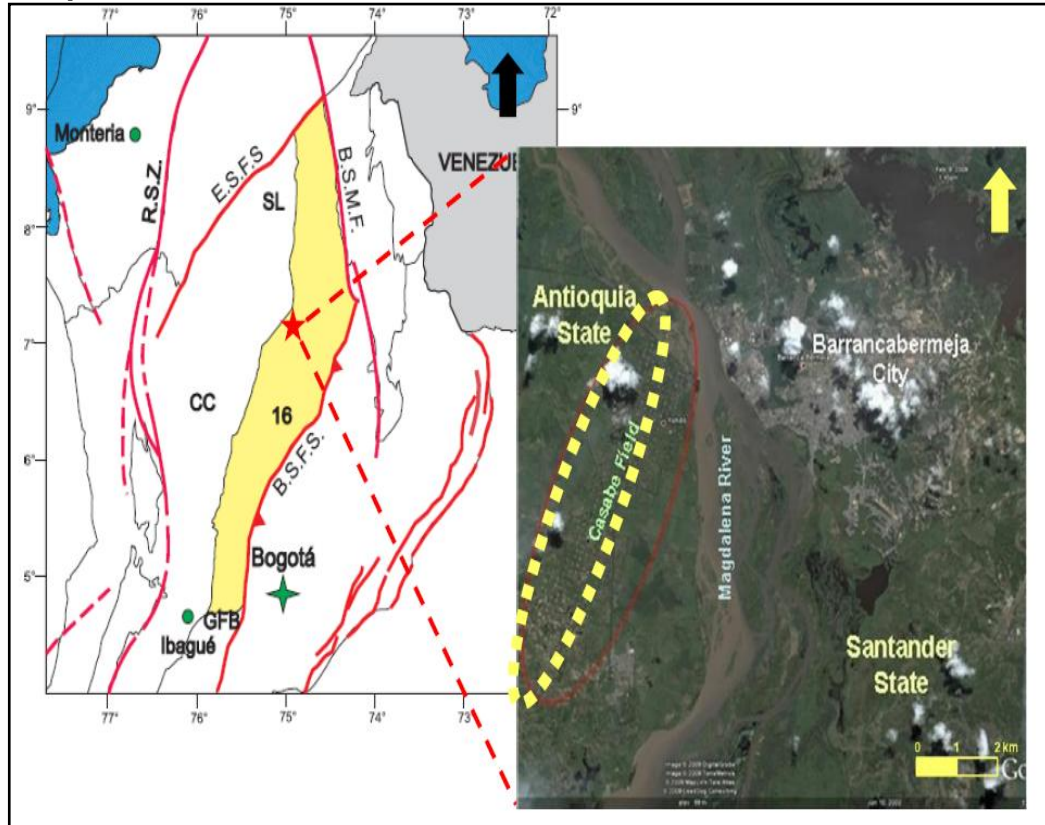
6.1.4 Campo Casabe

Actualmente el campo petrolífero de Casabe se encuentra en un periodo de declinación, es decir, la producción viene decreciendo en un 5% aproximadamente por año. Conserva su infraestructura desde el inicio del proyecto de la recuperación Secundaria. Hoy por hoy con el esfuerzo de cada uno de los trabajadores y con los lineamientos trazados por las políticas de la Empresa, se mantiene la producción del Campo en promedio de 8.600 barriles de crudo por día. El proyecto que se está realizando, sobre la automatización de las unidades de bombeo tipo balanceadas por aire, contribuye en parte a mantener la producción de crudo dentro de los pronósticos fijados por ECOPETROL.

6.1.4.1 Localización

El Campo Casabe se encuentra situado a 350 km (220 millas) al norte de la ciudad de Bogotá en medio de la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena (VMM) en el municipio de Yondó, Departamento de Antioquia, en Colombia. Se encuentra delimitado hacia el Occidente por la Falla Casabe-Peñas Blancas.

Figura 46. Mapa de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y Localización del Campo Casabe



Fuente: Tomado de ANH 2007 & Modificado de Barrero, 2007.

6.1.4.2 Reseña Histórica

El descubrimiento del campo comenzó en 1941 por la compañía Shell cuando se perforó el pozo CSBE-1, con una producción inicial de 430 barriles por día (MORALES, 1958). La producción alcanzó su máximo punto en 1953 con 46.000 BOPD. Desde 1974 Ecopetrol S.A. se hace cargo de la operación del campo, es la compañía responsable de la comercialización del hidrocarburo. A finales de la década de los 70's la declinación de la producción era significativa, por lo cual la compañía operadora efectuó pruebas de inyección de agua durante varios años, hasta mediados de la década de los 80's, en donde se definen dos programas principales de recuperación secundaria, durante esta época se evidenciaron bastantes complejidades debido a la heterogeneidad y complejidad de los reservorios, viscosidad del petróleo, litología reactiva, los pozos empezaron a producir un gran porcentaje de arena, lo que hizo colapsar algunos pozos afectando las herramientas y provocando grandes pérdidas económicas y disminución en la recuperación de petróleo. En la tabla 8 se muestra la reseña histórica del Campo Casabe.

Tabla 8. Reseña Histórica del Campo Casabe

AÑO	ACONTECIMIENTO
1938	Concesión Yondó Shell El Cóndor S.A.
1941	Se descubre el campo con el pozo CSBE - 1
1945	Inicio oficial de la explotación
1953	Maxima producción con 46.000 BOPD
1958	Concluye la primera campaña de pozos
1974	Ecopetrol se hace cargo de la operación
1979	Pilotos de Inyección de agua
1985	Se inicia la inyección de agua en el sector norte
1989	Se inicia la inyección de agua en el sector sur
1996	Declinaron en un 8% las tasas de producción
2004	Alianza Casabe Ecopetrol - Schlumberger
2007	Adquisición Sísmica 3D
2010	Se incrementa el factor de recuperación de 16% a 22%

Fuente: Beltrán E, "Estudio Sedimentológico Comparativo Entre las Formaciones Mugrosa Y Colorado del Campo Casabe, UIS, 2012.

6.1.5 Geología de Campo Casabe

En esta área la secuencia estratigráfica presenta sedimentos que van desde el Jurásico hasta el presente como lo muestra la figura 47 que corresponde a la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Mesa la cual se constituye por arenas y tobas andesíticas, con arenas de grano grueso, arcillas, limolitas, conglomerados y piroclastos.

Con base en la información de la columna perforada por el conocimiento geológico que se tiene de la cuenca, a continuación se resume una descripción litológica de tope a base de las formaciones de interés.

Terciario. La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Real, continuando la perforación de las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda-La Paz y terminando sobre las Formaciones Cretáceas. Tanto sísmicamente como en la información de los pozos se observa esta secuencia.

- Formación Mugrosa

El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se encuentra dividida en dos zonas:

Zona B: Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.

Zona C: Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa, con un espesor promedio de 550 pies.

- Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D)

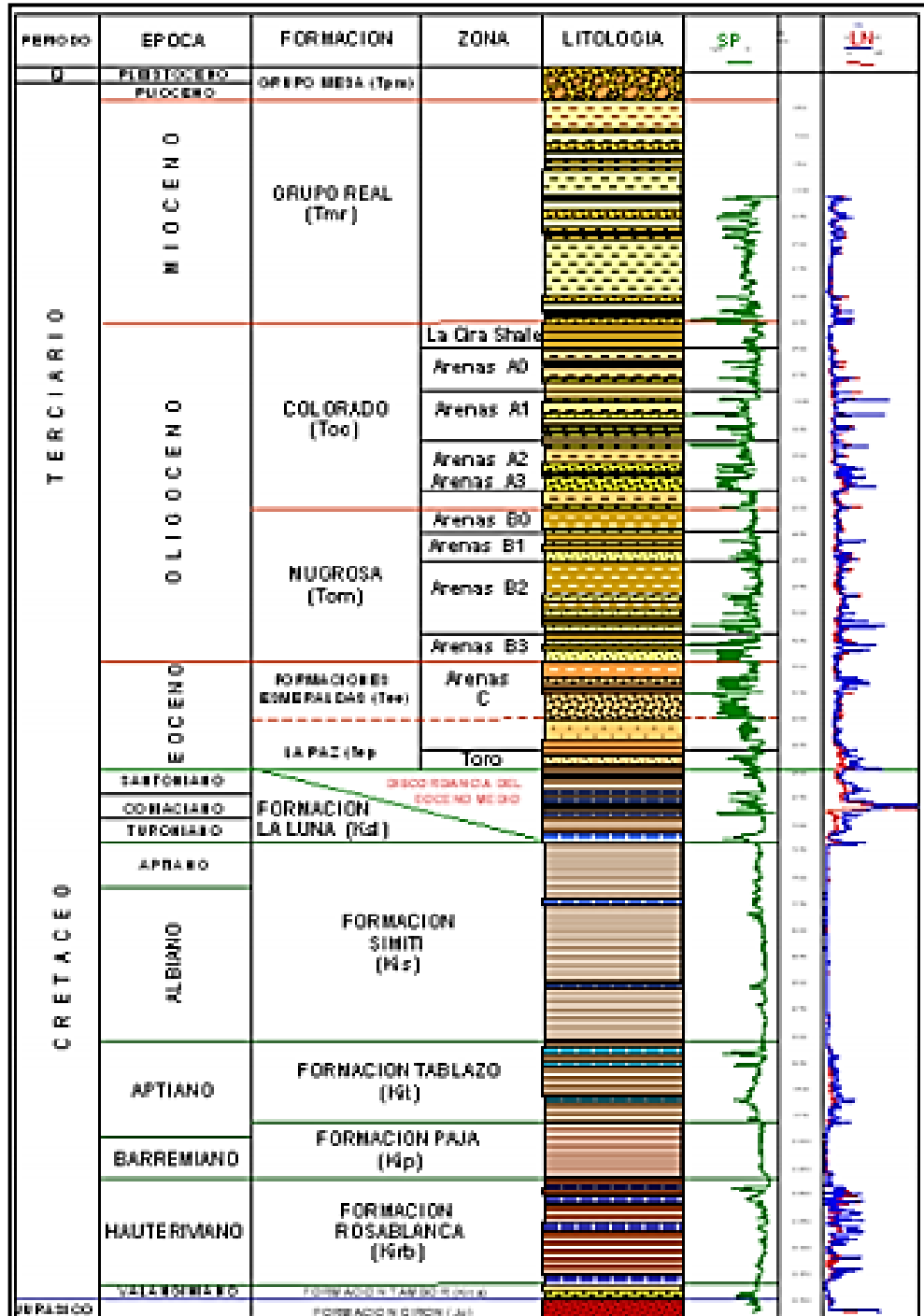
Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceo, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa, selección regular e inclusiones de materia orgánica, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos

- Formación Colorado

Descansa concordantemente sobre la formación Mugrosa y es suprayacentes discordantemente por el horizonte fosilífero de la Cira. Consta predominantemente de arcillolitas de variados colores con intercalaciones de areniscas de espesor variable. Presenta un espesor promedio de 1400 pies y se desarrollo en un ambiente fluvial. Se le ha asignado una edad Oligoceno Superior. Opcionalmente ha sido subdividida en arenas A3, arenas A2, arenas A1 y arenas A0, de base a tope.

Figura 47. Columna Estratigráfica Generalizada, Cuenca Valle Magdalena Medio



Fuente: ECOPEPETROL S.A

6.2 FASE II: EVALUACIÓN DE PARÁMETROS CONDICIONALES PARA PRESELECCIONAR FORMACIONES GEOLÓGICAS FAVORABLES

✓ Paso 5: Identificación de Formaciones Almacén y Sello

Según la geología del petróleo en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, las formaciones almacén y sello que podemos encontrar en el campo Casabe son las siguientes:

✓ Formaciones Almacén :

Las formaciones que se consideran como almacén en el campo Casabe son: La Paz, Colorado y Mugrosa, las cuales fueron depositadas durante el periodo paleógeno, a estas se les atribuye una porosidad promedio de 15-20% y una permeabilidad de 20-600 md.

Los depósitos calcáreos fracturados como el Grupo Calcáreo Basal y Formación La Luna poseen un importante potencial exploratorio; sin embargo, no han sido estudiados en detalle.

✓ Formaciones Sello

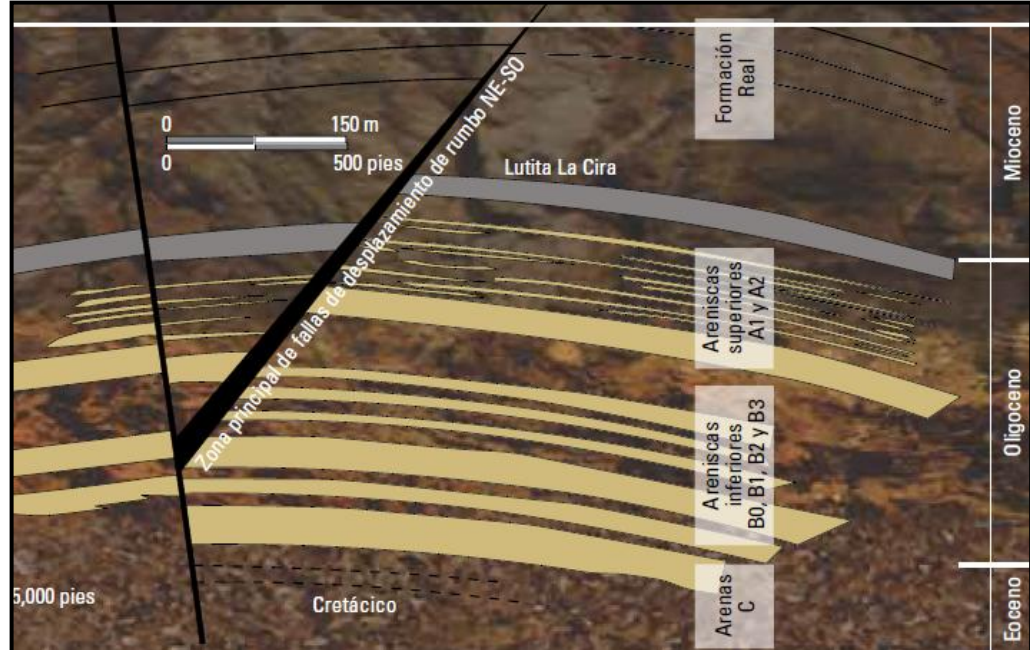
Las formaciones que se consideran como sello en el campo Casabe, son: La Cira Shale, que constituye el sello para los reservorios cenozoicos.

✓ Paso 6: Selección de formaciones en las cuales se asegure el confinamiento.

Estructuralmente, las formaciones La Paz, Colorado y Mugrosa corresponden a un anticlinal de 8 Km (26243 pies) de largo y 3 km de ancho (9842 pies) con un cierre en las tres direcciones, un flanco este bien definido y una inclinación sur. La inclinación norte se encuentra fuera del área del Campo Casabe, en el Campo Galán. Una falla de desplazamiento de rumbo NE-SO, de alto ángulo, cierra el lado oeste de la trampa (Ver figura 48).

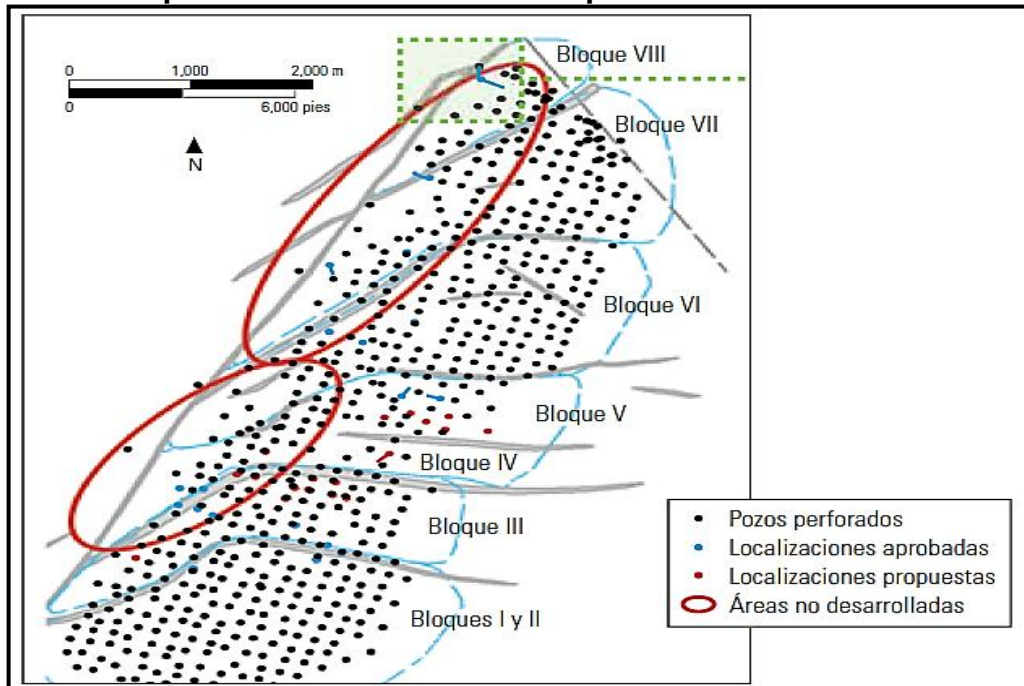
Las fallas asociadas, perpendiculares a la falla principal, compartimentalizan el campo en ocho bloques (Ver figura 49). Este tipo de estructura junto con la formación la Cira Shale proporcionan el marco geológico necesario para garantizar la estanquidad del CO₂ en cualquiera de las tres formaciones.

Figura 48. Sección Transversal Estructural del Campo Casabe



Fuente: Barrero D, Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. ANH, 2007

Figura 49. Compartimentalización del Campo Casabe Debido a Fallas

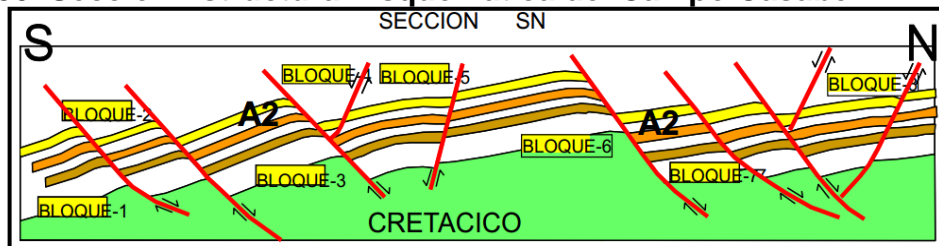


Fuente: Amaya M, Casabe: Revitalización de un Campo Maduro, SLB, 2010

Por último se puede apreciar en la figura 50, que el campo Casabe se encuentra en medio de un sistema transpresional complejo, y como producto de ello se aprecian bloques levantados y hundidos con fallamiento tipo normal, algunas de estas fallas terminan en un sistema llamado "cola de caballo" pero son productos de eventos diferentes en tiempos geológicos diferentes, asociados a discordancias regionales y locales.

Las Fallas transpresionales asociadas a pliegues anticlinales son creadoras de entrampamientos estructurales como el de Casabe que involucra por igual a las rocas de tres megasecuencias. Debido a que la Formación La Paz, Mugrosa y Colorado están contenidos dentro del marco geológico de fallas que conforma el campo Casabe, en este punto las tres formaciones son aptas.

Figura 50. Sección Estructural Esquemática del Campo Casabe



Fuente: Editado de, Beltrán C, Estudio Sedimentológico Comparativo Entre las Formaciones Mugrosa y Colorado del Campo Casabe, UIS, 2012.

- ✓ Paso 7: Análisis de La Extensión y Continuidad Litológica de la Formaciones.

La formación Mugrosa tiene continuidad en el bloque yacente de la falla La Salina, pero presenta un espesor un poco mayor en este bloque, el límite inferior que tiene aproximadamente 200 ft y que se encuentra en contacto con la formación Esmeralda, está compuesta por una sucesión de areniscas de canal con poca continuidad lateral. En el tope de la zona se encuentran los fósiles de la mugrosa que marcan el límite superior de la formación, se caracteriza por tener canales aislados donde se conservan todas las facies de canal. Por otro lado la formación Colorado también tiene continuidad en el bloque yacente y el engrosamiento es mucho mayor que el de la formación Mugrosa, y tiene una discordancia en el contacto que se presenta con la formación Real.

- ✓ Paso 8: Gradiente Geotérmico de Las Formaciones Seleccionadas

Para la Cuenca de Valle Magdalena Medio se estima que el Gradiente Geotérmico de las formaciones La Paz, Mugrosa y Colorado es igual a 1.1 F/100ft (0.01 F/ft).

✓ Paso 9: Profundidad de Las Formaciones de Interés

Ahora se procede a seleccionar el tipo de formación de acuerdo a la profundidad que se encuentra y teniendo en cuenta el tipo de almacenamiento de esta. Para cada formación la profundidad es la siguiente:

Formación La Paz: 5500 ft
 Formación Mugrosa: 4000 ft
 Formación Colorado: 2500 ft

En este punto debido a la profundidad que presenta cada zona, se descartarán las formaciones La Paz y Mugrosa debido a que son las más profundas y esto tendrá algunas repercusiones ya que se verá reflejado en los costos de operación.

En la siguiente tabla se encuentran resumidos los criterios más relevantes para la preselección de áreas favorables para el proceso de almacenamiento de CO₂

Tabla 9. Criterios Condicionales Para la Preselección de Áreas de Estudio

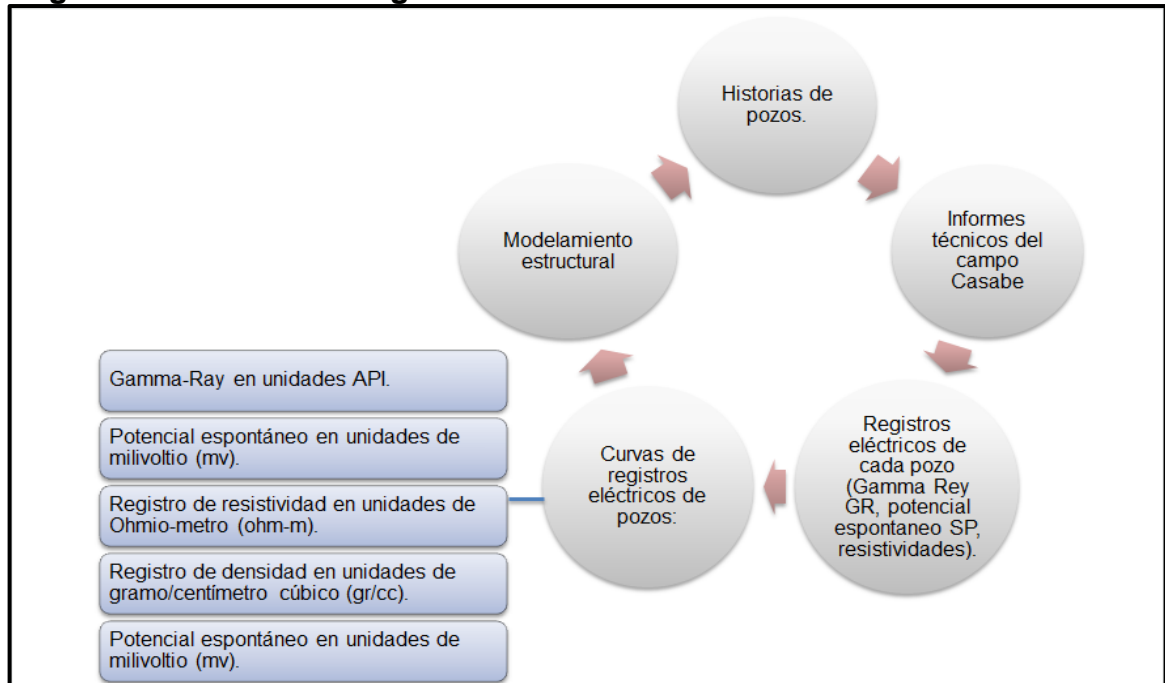
CRITERIOS CONDICIONALES	
Existencia de Roca Almacén y Sello	Formaciones Almacén: La Paz, Mugrosa, Colorado Formaciones Sello: Lutita la Cira
Confinamiento	Cierre en las tres direcciones (Flanco bien definido al Sur, falla de desplazamiento de rumbo NE-SO cierra el lado oeste de la trampa, inclinación norte la da el campo Galán
Extensión y Continuidad Litológica	Formación Mugrosa: Continuidad en el bloque yacente de la falla salina. Formación Colorado: Continuidad en el bloque yacente de la falla salina con engrosamiento mayor que el de la formación Mugrosa
Régimen Geotérmico	El gradiente geotérmico registrado en la zona es de 1.1 F/100 ft (0.01F/ft).
Profundidad	Formación Colorado: 2500 ft Formación Mugrosa: 4000 ft Formación La Paz: 5500 ft

Fuente: Autores

6.3 FASE III. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN EXISTENTE

Durante esta fase se revisa y analiza la información de estudios anteriores elaborados por diferentes autores que permiten obtener un conocimiento de cada formación candidata a ser apta para el proceso de almacenamiento de CO₂. Se recopiló información de las compañías Ecopetrol (1999), SCHLUMBERGER (2007y 2010), GEOINVESTIGACIONES (2009) y Unión Temporal IJP. Se usó la siguiente información:

Diagrama 3. Estudios Integrados Para la Caracterización de la Formación



Fuente: Autores

✓ Paso 10: Recopilación de Información de la Formación Seleccionada

- Propiedades Petrofísicas y de Los Fluidos Campo Casabe (Formación Colorado)

A continuación se presentan los parámetros promedios de la Formación Colorado en cuanto a producción y algunas características sedimentarias.(Ver la tabla 10).

Tabla 10. Propiedades Petrofísicas del Campo Casabe (Formación Colorado)

PARÁMETRO	CAMPO CASABE
	FORMACIÓN COLORADO

Zonas Productoras	A1	A2
Área (acres)	4570	3875
Profundidad Prom (ft)	2900	3500
Espesor Neto (ft)	76	78
Porosidad Prom (%)	24	24
Permeabilidad Prom(md)	225	225
Swi(%)	23	23
Tipo de Crudo	Asfáltenos	
Mecanismo de Producción	Inyección de Agua	

Fuente: Editado de, Mayorga D, "Evaluación de Prácticas Operacionales Para Reducir las Fallas en Tubería de Producción por Efecto de La Inyección de Agua en el Campo Casabe, UIS, 2011.

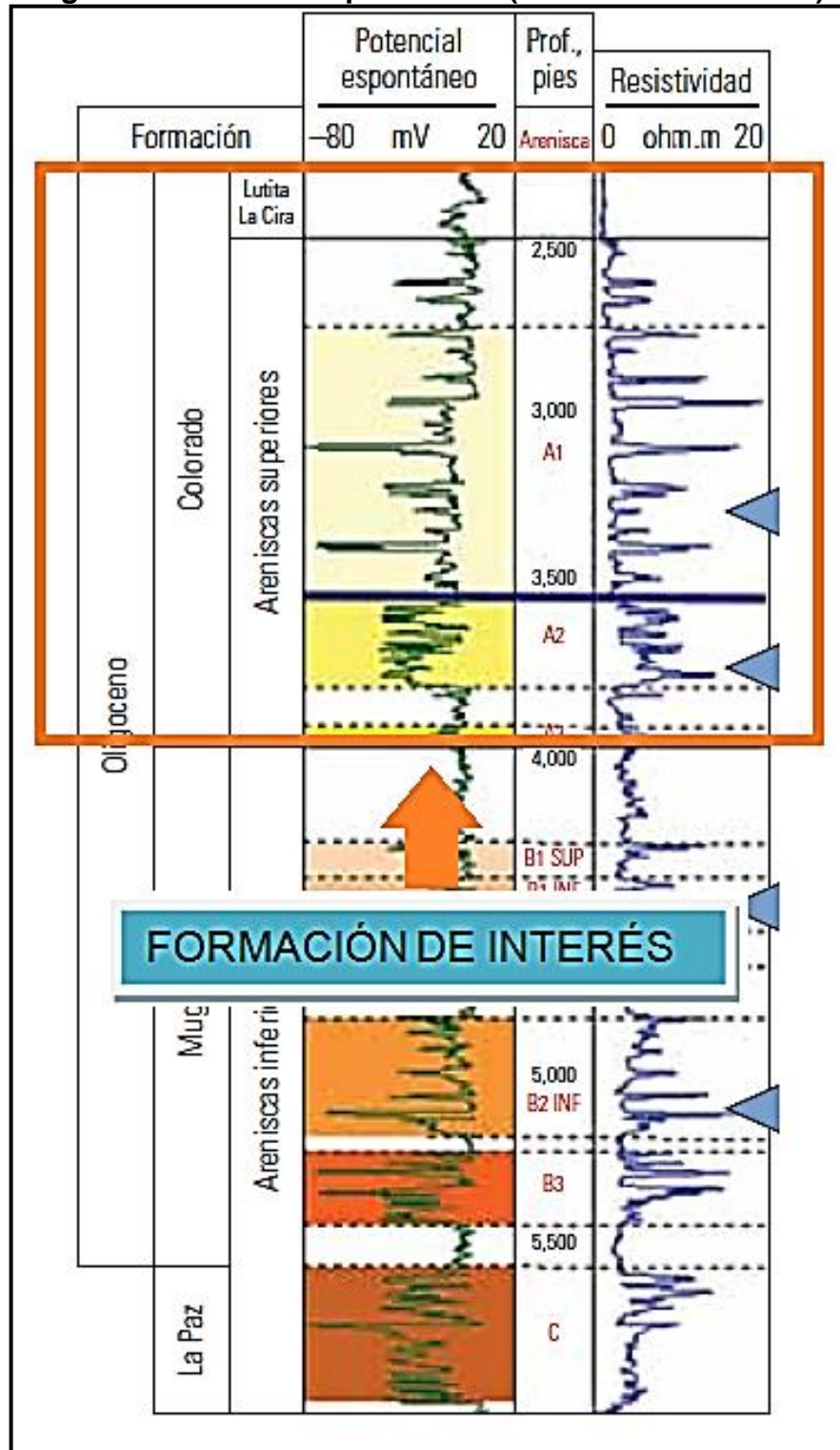
Tabla11. Propiedades de los Fluidos de Campo Casabe (Formación Colorado)

PARÁMETRO	CAMPO CASABE
	FORMACIÓN COLORADO
Gravedad API	19
Viscosidad (cp.) a Pb	43
Factor Volumétrico Inicial	1.083
Factor Volumétrico	1.055
GOR Inicial (SCF/STB)	187
Permeabilidad Prom (md)	1350
Presión a Pb (PSI)	23
Tipo de Crudo	Asfáltenos

Fuente: Editado de, Mayorga D, "Evaluación de Prácticas Operacionales Para Reducir las Fallas en Tubería de Producción por Efecto de La Inyección de Agua en el Campo Casabe, UIS, 2011

A continuación se presentan los Registros de Pozos que podrán servir para verificar la litología del área de interés. (Ver Figura 51).

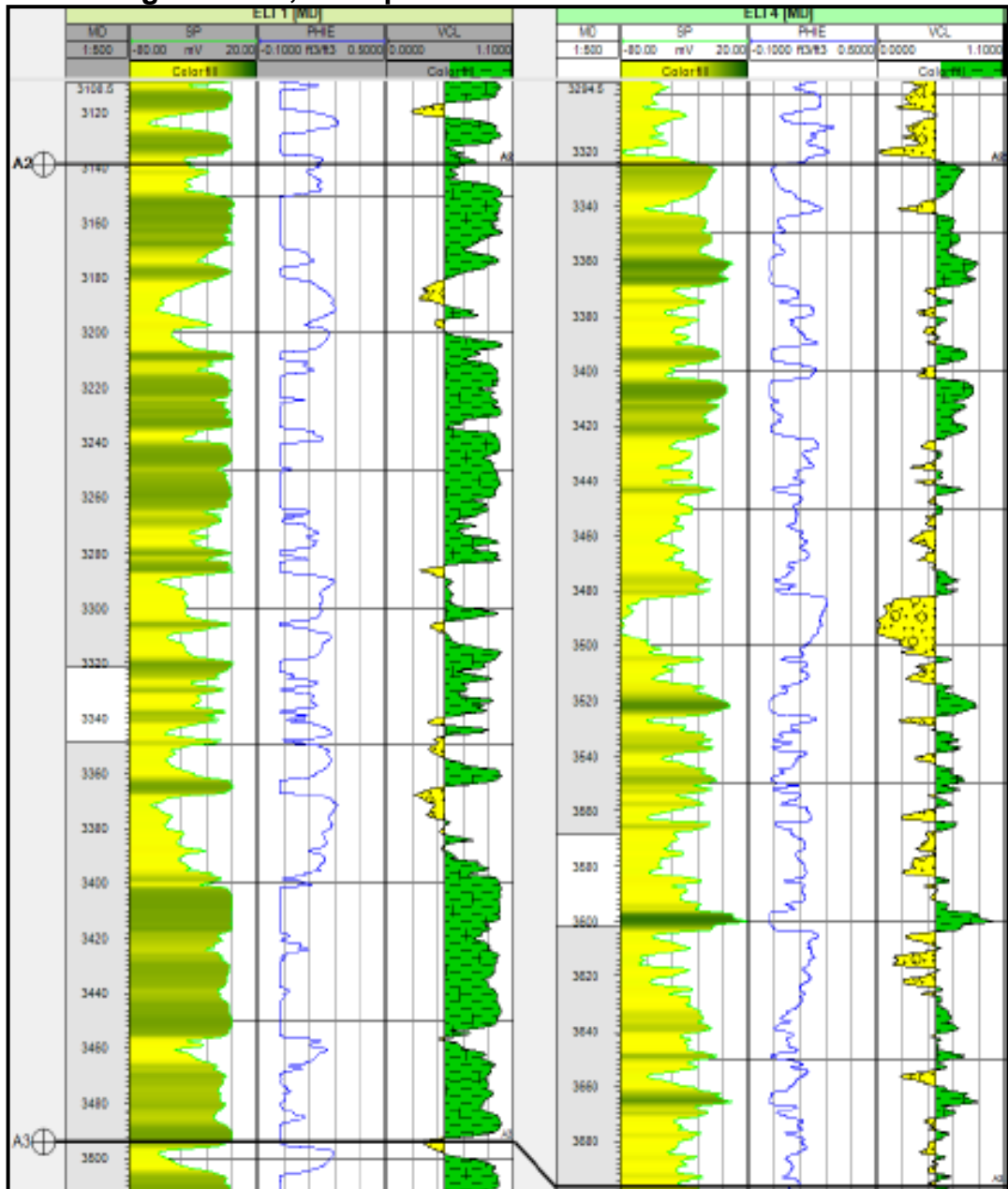
Figura 51. Registro de Pozo Campo Casabe (Formación Colorado)



Fuente: Amaya M, "Casabe: Revitalización de un Campo Maduro", SLB, 2010.

En los siguientes registros de pozos se muestra un intervalo de la Formación Colorado el cual se utilizan los registros de pozo SP (Potencial Espontaneo) y PHIE (Porosidad Efectiva), para este caso los colores van de amarillo a verdoso, el amarillo indica un intervalo más arenoso que va cambiando a verde que indica un intervalo más arcilloso.

Figura 52. Registros SP, PHIE para Formación Colorado en Las Arenas A2



Fuente: Fuente: Editado de, Beltrán C, Estudio Sedimentológico Comparativo Entre las Formaciones Mugrosa y Colorado del Campo Casabe, UIS, 2012.

A continuación se presentan algunos datos de producción del campo Casabe, en los cuales se presentan propiedades de la formación Colorado.

Tabla 12. Propiedades Pozo 108-3D Campo Casabe (Formación Colorado)

CARACTERISTICAS DE CAMPO CASABE ARENAS A (FORMACIÓN COLORADO)	
Pozo	108-3D
Bloque	6
Volumen Bruto (bbl)	100
BSW	67
Volumen Neto(bbl)	33
Producción de Agua(bbl)	67
Salinidad(ppm)	21000
Arena	A
Tope Perforado	2933
Base Perforado	5049

Fuente: Editado de, Mayorga D, "Evaluación de Prácticas Operacionales Para Reducir las Fallas en Tubería de Producción por Efecto de La Inyección de Agua en el Campo Casabe, UIS, 2011

Según lo expuesto anteriormente las arenas mas idóneas para realizar el proceso de almacenamiento, son las arenas A1, debido a que en parámetros como el espesor, y la litología presenta mejores condiciones que las arenas A2.

Mucha de la Información necesaria a cerca de la Formación Colorado se ha venido discutiendo en el transcurso de la metodología, está y la información que se ha referenciado en la fase III, serán de gran utilidad ya que serán el marco de referencia al validar el Screening de aplicación y la Herramienta.

Fase IV: EVALUACIÓN DE CRITERIOS ESPECÍFICOS PARA CADA ZONA, APLICACIÓN DE SCREENING

En esta fase se validara la información citada en la metodología con el fin de saber si la formación escogida es un área potencial para almacenar CO₂.

- ✓ Paso 11: Validación del Screening Para la Formación Seleccionada de Acuerdo al Tipo de Almacenamiento que Presenta.

A continuación se hace uso de los Screening desarrollados para evaluar las características principales de la formación de interés. Como primera medida se debe seleccionar el tipo de almacenamiento geológico que se quiere validar. Esto quiere decir que en este caso no aplica el almacenamiento en capas de carbón(CBM) y tampoco en Formaciones Salinas.

El primer Screening que se utilizara será el de Yacimientos Agotados y Asociados a procesos EOR, ya que casabe es un campo productor y aunque durante los últimos años solo ha usado inyección de agua, por medio de este se estimara si la inyección de CO₂, podría ser candidata para ser aplicada a este campo en aras de almacenar CO₂ y complementariamente a aumentar su producción.

Los parámetros que se tuvieron en cuenta en este caso se presentan a continuación.

Tabla 13. Aplicación de Screening Para Almacenamiento-Asociado a EOR

PARÁMETRO A EVALUAR	VALOR	CUMPLE	NO CUMPLE
Profundidad (ft)	2900	X	
Permeabilidad (mD)	225	X	
Porosidad (%)	24	X	
Composición del Crudo	Asfáltenos		X
Tipo de Formación	Arenas	X	
Gravedad API	19		X
Viscosidad	43		X
Gradiente Geotérmico (F/ft)	0.01	X	
Tectónica	Ubicada dentro de Cinturones Montañosos, Pero presenta actividad sísmica reducida. Zona Fallada	PRECAUCIÓN	

Fuente: Autores, (Datos tomados de tabla, 11 y 12 del presente trabajo).

Como puede notarse en la tabla, la formación de arenas A1 de Colorado, no es candidata para almacenar CO₂ con un proceso asociado de EOR, debido a que parámetros como la viscosidad, composición del Crudo, y la gravedad API, no satisfacen los criterios de selección.

Debido a que los parámetros de la formación no satisficieron el Screening propuesto, se pasa a evaluar el área como una formación permeable profunda.

En la siguiente tabla se encuentran los parámetros que se tuvieron en cuenta para el análisis del Screening respectivo.

Tabla14. Aplicación de Screening Para Almacenamiento en Formaciones Permeables Profundas

PARÁMETRO A EVALUAR	VALOR	CUMPLE	NO CUMPLE
Profundidad (ft)	2900	X	
Permeabilidad (mD)	225		X
Porosidad (%)	24	X	
Salinidad(ppm)	21000	X	
Tipo de Formación	Arenas	X	
Gradiente Geotérmico (F/ft)	0.1	X	
Tectónica	Ubicada dentro de Cinturones Montañosos, Pero presenta actividad sísmica reducida. Zona Fallada	PRECAUCIÓN	

Fuente: Autores, (Datos tomados de tabla, 11 y 12 del presente trabajo).

Según la información disponible y valorada anteriormente, la formación de arenas A1 de Colorado se puede considerar una zona potencialmente favorable para el almacenamiento de CO₂, aunque debe tenerse precaución con la zona debido a la actividad sísmica y las fallas que se presentan.

Se debe tener en consideración que la información que se analizó, es limitada y que deben tomarse en consideración la posibilidad del incumplimiento de otros parámetros importantes.

✓ Paso 12: Corrida de la Herramienta Para Validar la Formación de Interés

En este último paso, se procede a correr la herramienta, con la ayuda de esta se podrá constatar, si la aplicación de los Screening en el paso anterior es consistente, de lo contrario se deberá reiniciar la metodología.

A continuación se muestran los resultados obtenidos por la herramienta, tanto para almacenamiento de CO₂ asociado a EOR y para Formaciones Permeables Profundas.

La primer valoración se hace al almacenamiento asociado a procesos EOR, como primera medida, se procese a ingresar los datos disponibles principales como se observa en la figura 53.

Figura 53. Paso 1, Datos de Entrada Disponibles

Archivo Ayuda

APLICACIÓN PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂
EN YACIMIENTOS AGOTADOS Y YACIMIENTOS ASOCIADOS A OPERACIONES EOR

Tectónica

Profundidad 2900 ft

Permeabilidad 225 mD

Porosidad 24 %

So φ ppm

Kh ft²

Capacidad Lbm-CO₂/ft³-Roca

Gravedad API 19

Viscosidad 43 Cp

Composición Altos porcentajes de Hidrocarburos Intermedios (C₅-C₁₂)

Tipo de formación

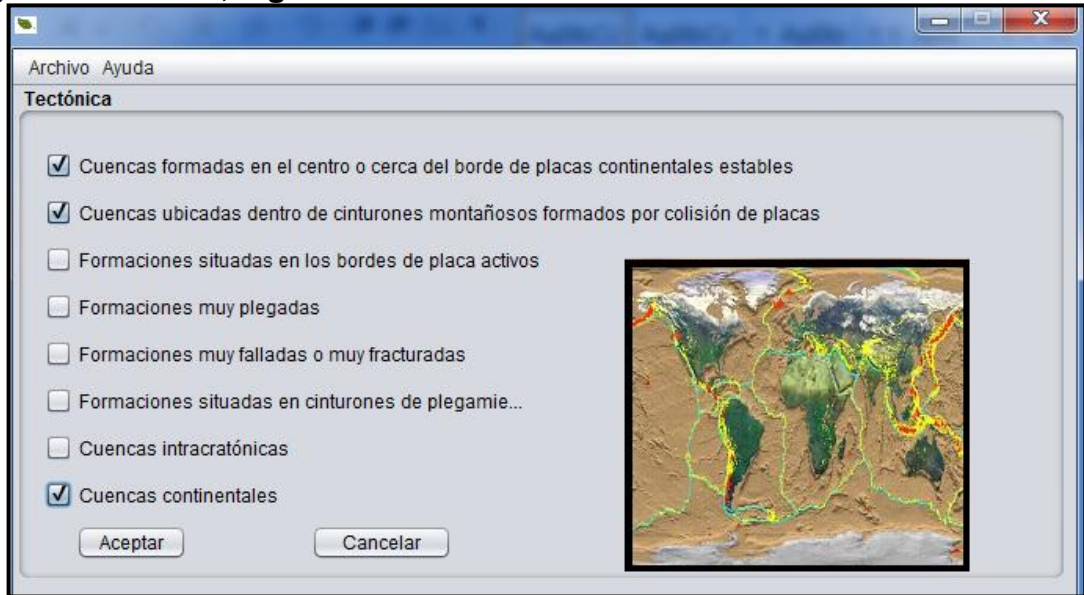
Gradiente geomét... °F/ft

Comprobar

Fuente: Autor

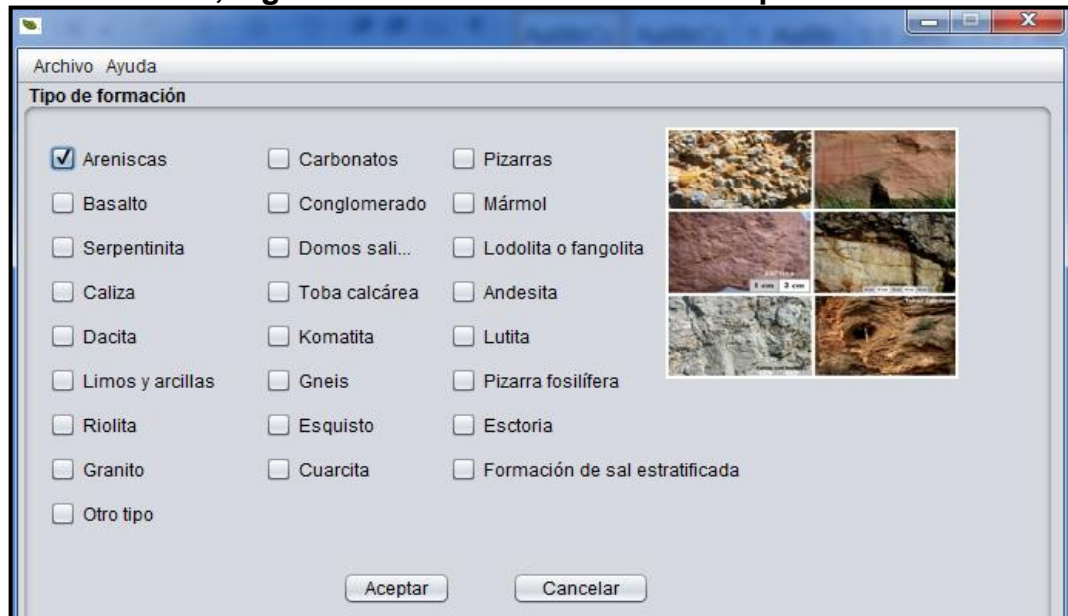
Los siguientes pasos a seguir será ingresar la información tectónica y el tipo de formación que presentan las arenas A1 de Colorado. (Ver las figuras 54 y 55).

Figura 54. Paso 2, Ingreso de Información Tectónica



Fuente: Autores

Figura 55. Paso 2, Ingreso de Información Sobre el Tipo de Formación

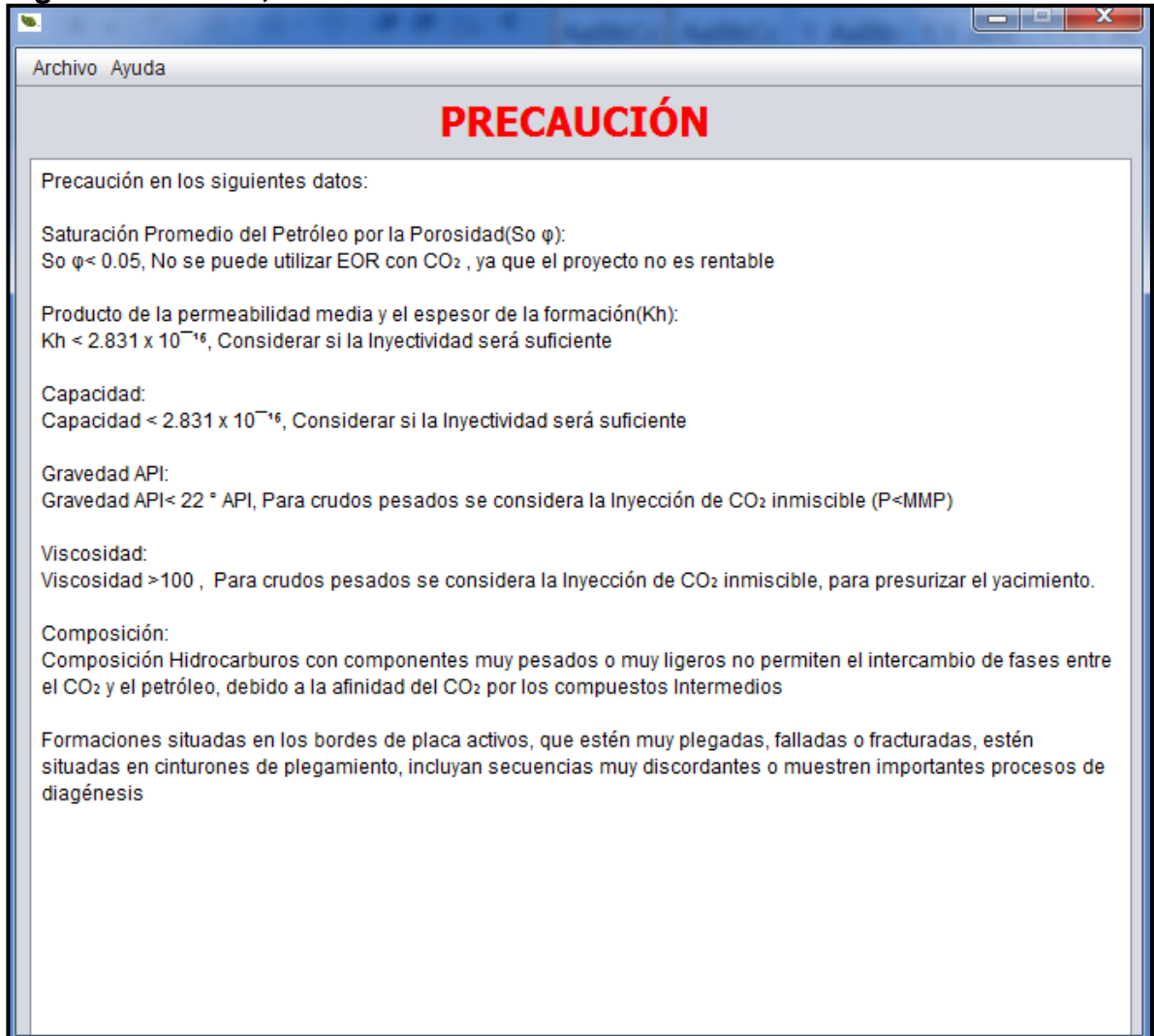


Fuente: Autores

Por último se procede a comprobar la información, cabe resaltar que aquellos datos que no se ingresaron debido a la limitada disponibilidad de los mismos, la herramienta los muestra al final como precaución, mas no quiere decir que la formación no sea apta para el proceso, el mensaje de precaución ilustrado indica

cual es el valor que se debe tener en cuenta del parámetro no ingresado.(Ver figura 56).

Figura 56. Paso 3, Resultado de la Herramienta



Fuente: Autores

En la anterior figura, se puede constar que para las arenas A1 de Colorado no se puede realizar almacenamiento asociado a un proceso EOR.

Ahora se procede a hacer la corrida para constatar la información en cuanto a formaciones permeables profundas, siguiendo los mismos pasos ya mencionados.

Primero se ingresan los datos de entrada.(Ver figura 57).

Figura 57. Paso 1, Datos de Entrada Disponibles

Archivo Ayuda

**APLICACIÓN PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂
EN FORMACIONES PERMEABLES PROFUNDAS**

Tectónica

Profundidad	2900	ft
Permeabilidad	225	mD
Porosidad	24	%
Salinidad	21000	ppm
Gradiente geotérmico	0.01	°F/ft

Tipo de formación

Criterio Hidrodinámico

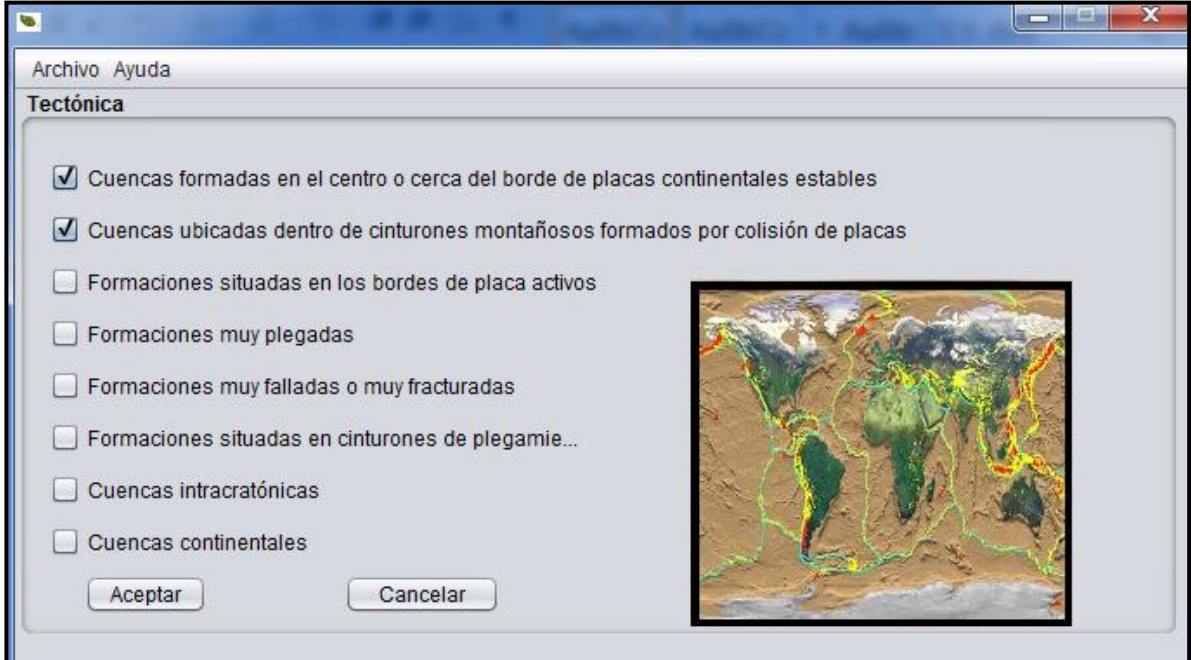
Comprobar

Ir al inicio

Fuente: Autor

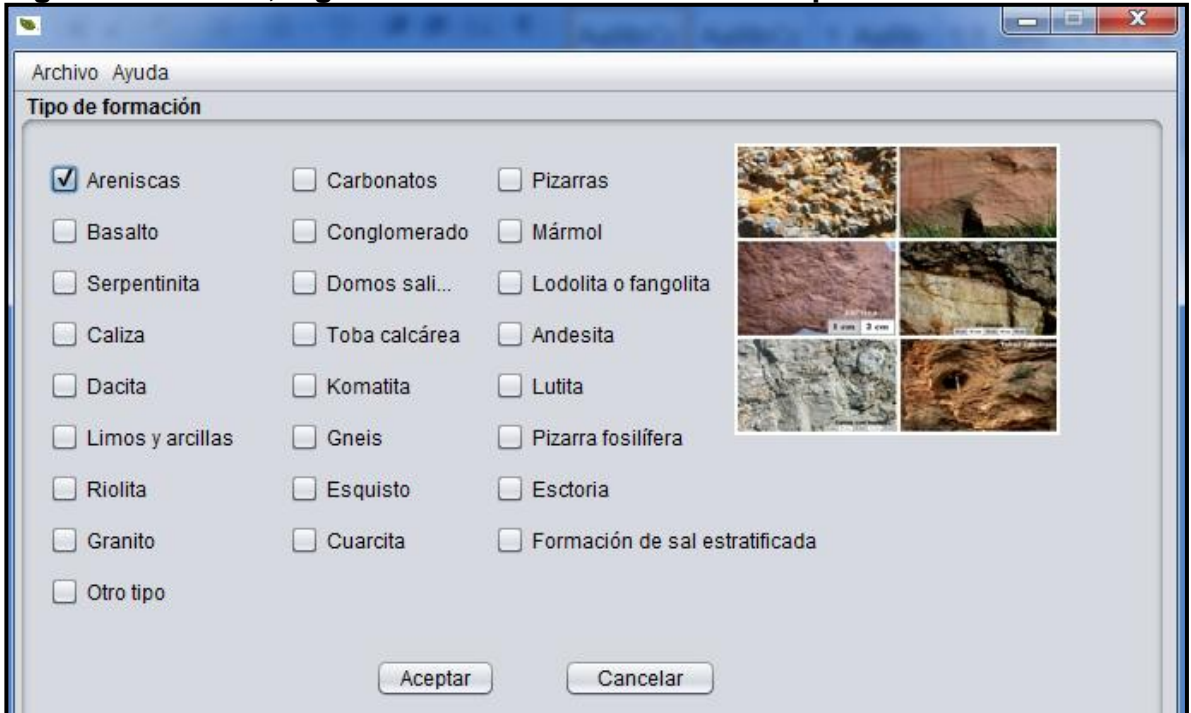
Ahora ingresamos la información a cerca de la tectónica de Colorado y el tipo de formación . (Ver figuras 58 y 59).

Figura 58. Paso 2, Ingreso de Información Tectónica



Fuente: Autor

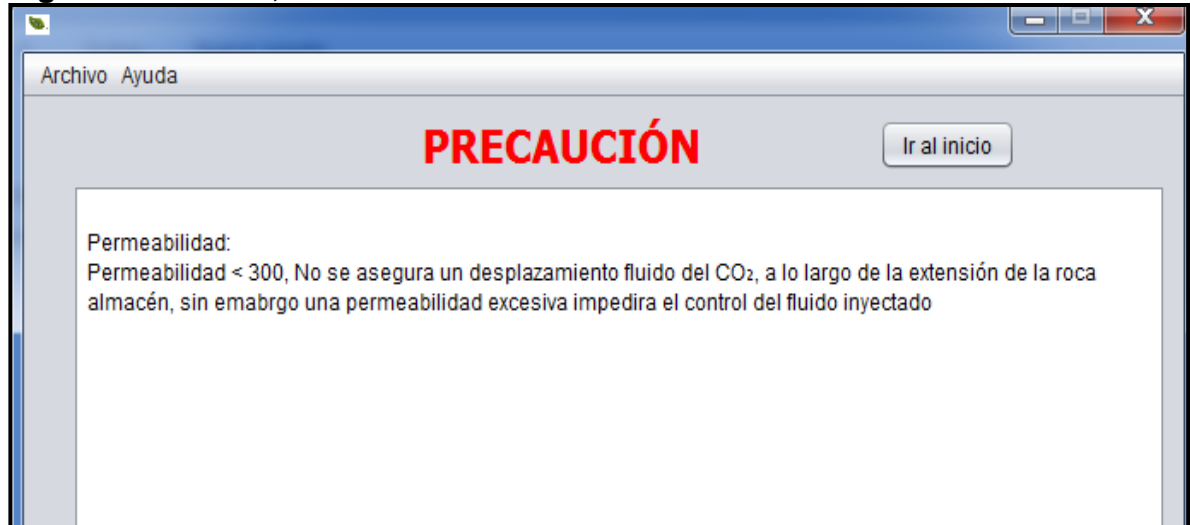
Figura 59. Paso 2, Ingreso de Información Sobre el Tipo de Formación



Fuente: Autor

Por último se valida la información. (Ver figura 60).

Figura 60. Paso 3, Resultado de la Herramienta



Fuente: Autor

Hay que tener precaución en cuanto a la permeabilidad que tiene la formación, ya que esta puede afectar el proceso de inyección, además de las fallas que presenta la formación ya que estas pueden actuar como posibles vías de fuga además presenta un gradiente geotérmico elevado.

6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

- ✓ En cuanto a la tectónica general del área de estudio se concluye que el almacenamiento de CO₂ puede llevarse a cabo ya que esta se encuentra ubicada en medio de cinturones montañosos y esto la hace candidata para un proceso de almacenamiento, por otro lado se entiende que esta área es un área fallada y con poca actividad sísmica lo cual hace pensar que se debe tener bastante precaución, ya que estas fallas representan un riesgo potencial de fuga de CO₂ hacia la superficie.
- ✓ Se considera esta área como atractiva para el almacenamiento de CO₂, ya que la formación almacén está limitada por una formación sello que es la Lutita la Cira y presenta fallas que cierran el reservorio y constituyen un marco geológico estable para proporcionar el confinamiento que se necesita para albergar el CO₂, también hay que resaltar que el tipo de

formación y el espesor son acordes a lo que se necesita para el almacenamiento, ya que la formación presenta areniscas, y un gran espesor, es decir, las mejores opciones para aplicar este proceso. citando de nuevo la precaución que se debe tener con el sistema de fallas que presenta la formación.

- ✓ Para el área de interés que es la que se compone por las arenas A1 de la formación Colorado el almacenamiento de CO₂ asociado a una operación EOR, no puede ser aplicado ya que muchos de los criterios de selección no cumplen con los que se establecieron en este trabajo, en primera instancia su gravedad API, viscosidad y sobre todo su composición sugieren que la inyección de CO₂, podría utilizarse, pero como un proceso de desplazamiento inmiscible, y no justificaría aplicarla ya que como se sabe el principal mecanismo de producción de este campo es la inyección de agua y se estima que este método satisface las expectativas en cuanto a producción, por otro lado, la presencia de asfáltenos en un crudo no es indicativa de la existencia de problemas de producción asociados a la precipitación de asfáltenos, ya que estos suelen mantenerse estables durante la producción, la precipitación de asfáltenos se da más que todo en crudos livianos que se encuentran en yacimientos con presiones más arriba del punto de burbuja, pero desde el punto de vista de la inyección de CO₂, se debe sopesar en la posibilidad de la precipitación de asfáltenos debido a la composición del crudo y a la pérdida de la estabilidad de este por la inyección del gas, lo que consecuentemente provocaría la obstrucción del medio poroso, lo que da como resultado disminución de la permeabilidad y la porosidad de la formación y por último la reducción en la capacidad de la formación para el almacenamiento de CO₂; Por lo expuesto anteriormente este tipo de almacenamiento de CO₂ no es conveniente para esta formación, ya que este tipo de almacenamiento depende en primera instancia de la utilización de la inyección de CO₂ como Método de Recobro Mejorado (EOR).
- ✓ El área de estudio se analizó desde el punto de vista de formaciones permeables profundas, los que se obtuvo es que utilizando este tipo de almacenamiento geológico el área es atractiva para el almacenamiento de CO₂, pero se deben tener algunas consideraciones en cuenta.

En primer instancia se concluye que la porosidad que presenta la formación indica que esta es apta para albergar volúmenes significativos de CO₂, la profundidad es la adecuada para aprovechar el estado supercrítico del CO₂, su litología, tectónica y confinamiento según lo expuesto anteriormente son idóneos, (sin perder de vista las precauciones mencionadas), la salinidad

que presenta el agua de formación es de 21000 ppm, este valor se mantiene en un rango admisible ya que en el agua a medida que aumenta la salinidad, la solubilidad del CO₂ disminuye, por estas razones el almacenamiento de CO₂ en esta formación y con este tipo de almacenamiento son acertados, pero al realizar el proceso debe tenerse en cuenta que se deben controlar las tasas de inyección de CO₂, debido a la permeabilidad, esto para asegurar un desplazamiento más eficiente del CO₂, y por otra parte considerar que el gradiente geotérmico es elevado en comparación con el valor de referencia (0.0234 °F/ft), y para este gradiente la capacidad de almacenamiento se vería afectada pero en pequeñas proporciones.

CONCLUSIONES

- La metodología desarrollada en este trabajo, fue el producto de un análisis de los últimos proyectos de investigación dentro del ámbito de la selección de las formaciones geológicas aptas para el almacenamiento de CO₂.
- Los criterios más importantes desarrollados en los Screening, son los que hacen referencia a la formación almacén, ya que un parámetro que puede excluir inmediatamente el almacenamiento de CO₂ en una formación geológica, es la profundidad.
- En este trabajo se maneja un marco comparativo entre las metodologías planteadas por múltiples autores, logrando un resultado óptimo. El método de analogías fue la base para el desarrollo estratégico de la metodología diseñada en este trabajo.
- Para las formaciones permeables profundas y formaciones salinas, además de estudiar las propiedades de la roca almacén, se debe asegurar el cumplimiento del criterio hidrodinámico ya que este es determinante para seleccionar un área de interés.
- La caracterización y selección de un área específica, son fundamentales para conseguir un almacenamiento geológico satisfactorio, por lo tanto, es conveniente realizar una evaluación completa a cerca de propiedades geológicas, Tectónicas y estructurales, para el área de interés.
- Una de las consideraciones más importantes en el proceso de selección, debe enfocarse, en la caracterización detallada de las unidades confinantes, con el fin de evaluar el comportamiento del sistema almacén a lo largo del tiempo.
- La metodología aplicada logro establecer que la formación Colorado del campo Casabe, es una posible candidata para el almacenamiento de CO₂, el tipo de almacenamiento adecuado ocurre cuando la formación se valora como una formación permeable profunda.

- Para el uso de los Screening se debe tomar en consideración que no es necesario que todos los criterios que se evalúan, concuerden a los indicadores positivos ya que este estudio se fundamenta , en que, entre más criterios se cumplan, mayor será la probabilidad de éxito en un proyecto de almacenamiento.
- La tecnología CCS es una opción de mitigación medioambiental relativamente reciente, lo que demuestran los resultados de proyectos exitosos anteriores y los que actualmente se están ejecutando a escala mundial, es que, es una forma eficaz de contribuir con la estabilidad de las concentraciones de CO₂ emitidas a la atmósfera.

RECOMENDACIONES

Las siguientes son sugerencias propuestas con el fin de fomentar el crecimiento tecnológico del país en aras a un desarrollo sostenible, que genere el inicio de un cambio y crear una conciencia que promueva el progreso industrial controlando las emisiones dañinas y desproporcionadas del CO₂ producto de las actividades antropogénicas.

- Cualquier proyecto se hace principalmente en base a cubrir una necesidad; por ejemplo, el primer proyecto CCS creado en Europa se generó para cubrir los impuestos obligatorios debido a las emisiones de CO₂. En Colombia actualmente pese a que ya se está contemplando la imposición de sanciones y tasas tributarias concernientes al tema de emisiones de CO₂, aún no están actuando en rigor; la idea de almacenar el CO₂ en el subsuelo tiene más contingencias que viabilidad; en primer lugar debido a la inversión que devenga sin una ganancia retribuida a menos que se aplique el almacenamiento de CO₂ asociado a procesos de recobro mejorado; de ahí que se hace necesario promover el apoyo a corto plazo para la implementación de proyectos de demostración. Esto requerirá medidas de apoyo financiero que permitan el progreso acelerado de proyectos iniciales.
- En evidencia a la impetuosa necesidad de desarrollo de abundante actividad exploratoria, debido a la escasa información de detalle y los pocos estudios integrados de caracterización según las distintas formas geológicas de almacenamiento de CO₂, se recomienda en el ámbito nacional promover planes encaminados en la realización de dichos estudios e investigaciones, las cuales serán herramientas claves para la implementación de CCS.
- La estimación de la capacidad juega un papel principal al momento de elegir lugares favorables para procesos de inyección y/o almacenamiento de CO₂, así que se recomienda realizar un estudio para estimar la capacidad de almacenamiento que existe en el país.
- Es de vital importancia realizar un estudio interdisciplinario, esto con el fin de hacer un inventario de sitios de almacenamiento geológico en el territorio Colombiano, centrando la atención en las formaciones salinas y vetas de carbón no explotables con la mayor brevedad ante la carente información registrada acerca de estos tipos de almacenamiento; para el caso de formaciones profundas, yacimientos de petróleo y gas agotados, se cuenta con

información debido a los diferentes estudios y campañas de exploración que se han realizado en el sector petrolero.

- En la ejecución total de un proyecto CCS, es de suma importancia centrar esfuerzos en la gestión de riesgos, esto con el fin de garantizar la seguridad y la estabilidad del CO₂ almacenado. Es necesario realizar continuos procesos de monitorización,³¹ inspeccionando especialmente la seguridad e integridad de la formación almacén y la formación sello; esto podría llevarse a cabo mediante técnicas ingenieriles de monitorización como las siguientes:
 - ✓ Monitorización Geofísica
 - ✓ Monitorización Micro sísmica
 - ✓ Monitorización Geoquímica
 - ✓ Monitorización Geodésicas

Entre otras. Así mismo se sugiere realizar estudios para estimar los volúmenes de fuga admisibles, para finalmente, garantizar la adecuada monitorización del área de estudio.

- Finalmente se hace necesario realizar estimaciones e informes de las emisiones actuales para el inventario nacional sobre los gases de efecto invernadero, y con esto crear un marco legal y reglamento adecuado con el objetivo de eliminar las barreras que traban su implementación en países en vía de desarrollo como Colombia.

³¹ La monitorización es un proceso para determinar y controlar diversos parámetros claves para la detección temprana de fugas y conocer la evolución del CO₂ inyectado (su distribución espacial) en el tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

- ANDREI M, DE SIMONI M, DELBIANCO A & CAZZANI P, "Enhanced Oil Recovery with CO₂ Capture and Sequestration CO₂ Sequestration", Enhanced Oil Recovery, Heavy Oil (2012).
- BARRUFET M.A., BACQUET A & FALCONE G, "Analysis of the Storage Capacity for CO₂ Sequestration of a Depleted Gas Condensate Reservoir and a Saline Aquifer", paper-197, Texas A&M University. (2009).
- BENNACEUR KAMEL, GUPTA NEERAJ, MONEA MIKE, RAMAKRISHNAN T.S. & RANDEN TRYGVE, "CO₂ Capture and Storage-A Solution Within", Oilfield Review. 2004.
- BENSON S & COOK A, "Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage", Chapter 5 Underground Geological Storage, PANEL ON CLIMATE CHANGE,(IPPC). (2005).
- BEZOS HURTADO ANTONIO, "Metodología Para la Estimación Regional de la Capacidad de Almacenamiento de CO₂ en Formaciones Permeables Profundas y sus Incertidumbres", Universidad de Oviedo, (2010).
- BIRKHOLZER J. & ZHOU Q., "Basin-scale Hydrogeologic Impacts of CO₂ Storage: Capacity and Regulatory Implications". Journal Greenhouse Gas Control, (2009).
- DODDS K., WASTON M. & WRIGHT I., "Evaluation of Risk Assessment Methodologies Using the In Salah CO₂ Storage Project as a Case History, Energy Procedia.(2011).
- DURACAN S. & SHI J.Q., "Storage in Cavern and Mines", Oil and Gas Science and Technology, REV.IFP, (2005).
- FANG YANG, BAOJUN BAI, TANG DAZHEN, DUNN-NORMAN SHARI & WRONKIEWICZ DAVID, "Comparison of Completion and Heterogeneity Effect on CO₂ Sequestration in Shallow and Deep Saline Aquifers", SPE 131381, (2010).
- GARCÍA D, & PARRA P," Áreas con Mayor Potencial de Carga de Petróleo: Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) y Occidente de la Cordillera Oriental", Colombia. ECOPETROL. (2011).

- GARCÍA X., "Caracterización Geoeléctrica del Almacén Geológico de CO₂ DE Hontomín", Universidad de Barcelona, (2010).
- GASPAR A., LIMA G & SUSLICK S.B., "CO₂ Capture and Storage in Mature Oil Reservoir : Physical Description , EOR and Economic Valuation of a Case of a Brazilian Mature Field", SPE 94181, State U. of Campinas. (2005).
- GIBSON-POOLE C.M., LANG S.C, STREIT J.E, KRAISHAN G.M & HILLIS R.R, "Assessing a Basin's Potential for Geological Sequestration of Carbon Dioxide: An Example from the Mesozoic of the Petrel Sub-basin, NW Australia. In: M. Keep & S.J. Moss (eds.) The Sedimentary Basins of Western Australia 3", Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia Symposium, Perth, Western Australia, (2004).
- GONZÁLEZ M., SUÁREZ A., " La Expansión de la producción de Gas de Yacimientos no Convencionales (Esquistos, Capas de Carbón y Arenas Compactas). Una Revolución Silenciosa", COMISIÓN DE ENERGÍA, (2009).
- GOZALPOUR F, REN S.R., TOHIDI B, "CO₂ EOR and Storage in Oil Reservoirs", Oil & Gas Science and Technology, (2005).
- GRATALOUPE SANDRINE, BONIJOLY DIDIER, BROUSSE ETIENNE, DREUX RÉMI & GARCIA DANIEL, "A Site Selection Methodology for CO₂ Underground Storage in Deep Saline Aquifers: Case of the Paris Basin", Energy Procedia, (2009).
- GULRAIZ KHAN, "Experimental Studies of Carbon Dioxide Injection for Enhanced Oil Recovery Technique", Alborg University Esbjerg.(2009).
- GUNTER W., BACHU D. & BENSON S., "The Role of Hydrogeological and Geochemical Trapping in Sedimentary Basins for Secure Geological Storage of Carbon Dioxide, Geological Storage of Carbon Dioxide (2004).
- HALL KRISTYN ANN "An Analysis of The Distribution and Economics of Oil Fields for Enhanced Oil Recovery-Carbon Capture and Storage", Department of Earth and Ocean Sciences Duke University, (2012).
- JABLONOWSKI C, SINGH A, "A Survey of CO₂-EOR and CO₂ Storage Project Costs", SPE 139669, The University of Texas at Austin, (2010).
- JOHNSON JAMES W., "Integrated Modeling, Monitoring, and Site Characterization to Assess the Isolation Performance of Geological CO₂

Storage: Requirements, Challenges, and Methodology, Physics Procedia,(2009).

- JOHNSTON S., LAMBERT S., BUSTOS O. & PASHIN J., "Coal bed Methane: Clean Energy for the World", Calgary Alberta Canada, (2009).
- KAMEL BENNACEUR, MIKE MONEA & SINICHI SAKURAI "CO₂ Capture And Storage-A Within", Oil field Review, Schlumberger, (2004).
- KOVSCEK A.R, "Screening Criteria for CO₂ Storage in Oil Reservoirs" Petroleum Science and Technology, (2007).
- KRISTYN ANN HALL, "An Analysis of the Distribution and Economics of Oil Fields for Enhanced Oil Recovery", Carbon Capture and Storage, (2012).
- LAW D.H., & BACHU S., "Hydrogeological and Numerical Analysis of CO₂ Disposal in Deep Aquifers in the Alberta Sedimentary Basin. Energy Convers. Mgmt Mason, J.F. Pipeline Liner Material Wears Well in Tests of Field Specimens". Oil and Gas Journal. (1999).
- LIAO XINWEI, GAO CHUNNING & WU PINGCANG, "Assessment of CO₂ EOR and Its Geo-Storage Potential in Mature Oil", CMTC-150031. (2012).
- LORING J.S., THOMPSON C.J., WANG Z.M., JOLY A.G. & SKLAREW, "Infrared Spectroscopic Study of for Sterite Carbonation in Wet Supercritical CO₂, Environ. Sci. Technol. (2011).
- MARTÍNEZ R, SUÁREZ I, ZAPATERO M, CAMPOS R & PÉREZ DEL VILLAR L, "Análogos Industriales del Almacenamiento de CO₂", Instituto Geológico y Minero de España, (IGME)-Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), (2008).
- MARVIN LENIN & MERCHÁN RICARDO, "Estudio de Almacenamiento de CO₂ en Acuíferos Salinos Profundos", Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), Vol.2. (2012).
- MAYORGA D, "Evaluación de Prácticas Operacionales para Reducir las Fallas en Tuberías de Producción por Efecto de la Inyección de Agua en el Campo CASABE ", UIS.(2011).
- MCALLISTER E.W., "Screening Criteria Revisited Part 2: Applications and Impact of Oil Prices". PIPE LINE RULES OF THUMB HANDBOOK. GULF PUBLISHING CO HOUSTON, TX, Seright, R.S. EOR, Soc. Pet. Eng. Res. Eng.(2000).

- METZ M., DAVIDSON B., CONINCK O., LOOS H & MEYER M., "La Captación y El Almacenamiento Geológico de CO₂ Responsabilidades de Política" Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. (2005).
- MICHAEL GODEC & NEIL WILDGUST, "CO₂ Storage in Depleted Oil Fields: The Worldwide", Potential for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (2011).
- MICHAEL GODEC, VELLO KUUSKRAA, TYLER VAN LEEUWEN, L. STEPHEN MELZER, MOLINS S., TREBOTICH D., STEEFEL C. I. & SHEN, "Investigation of the Effect of Pore Scale Flow on Average Geochemical Reaction Rates Using Direct Numerical Simulation. (2011).
- MIKE J., BASINKI P., BEATON A. & BOYER C., "Producción de Gas Natural a Partir del Carbón", SCHLUMBERGER, (2004).
- MOHAMEDI M. & DIN NASR E.L., "Carbon Dioxide Sequestration in Sandstone Aquifers :How Does it Affect the Permeability?", TEXAS A&E UNIVERSITY,(2012).
- NAKANISHI S, MIZUNO Y, OKUMURA T, MIIDA H, "Methodology of CO₂ Aquifer Storage Capacity Assesment in Japan and Overview of the Project", Energy Procedia, (2009).
- NELMS RLETAL, "Evaluation of Oil Reservoir Characteristics to Asses North Dakota Carbon Dioxide Miscible Flooding Potential," 12th Williston Basin Horizontal Well and Petroleum Conference. Minoth, North Dakota. (2004).
- NORDBOTTEN J.M., CELIA M.A. & BACHU S., "Injection and Storage of CO₂ in Deep Saline Aquifers: Analytical Solution for CO₂ Plume Evolution During Injection", Transport in Porous Media (2005).
- PÉREZ MIGUEL, BARRIOS MARÍA, VÁSQUEZ, PEDRO, LOSADA RICARDO, SALCEDO MORIEL, PEROZO HECTOR, ORTEGA PEDRO & DÍAZ MARÍA, " Capture and Sequestration of CO₂ Produced by In-Situ Combustion Pilot Project, Orinoco Oil Belt, Venezuela: A Mineral Carbonation Laboratory Assessment", SPE 139661,PDVSA. (2010).
- PÉREZ ANDRÉS, GÓMEZ MANUEL & CARRERA JESÚS, "El Almacenamiento Geológico de CO₂, una de las Soluciones al Efecto Invernadero", Fundación Ciudad de la Energía(CIUDEN).(2009).

- PIESSENS KRIS, "Quantifying the CO₂ Storage Potential in Belgium: Working With Theoretical Capacities" Energy Procedia, Royal Belgian Institute of Natural Sciences, (2011).
- PILISI N & GHORBANI D, "Viability of CO₂ Injection and Storage in Deepwater Sub Seabed Formations: Case Studies", Carbon Management Technology, (2012).
- PRIETO ISMAEL, "Captura y Almacenamiento de CO₂ Procedente de Instalaciones de Combustión Para la Generación de Energía Eléctrica", Grupo de Investigación de Ingeniería Térmica, (2009).
- RAHMAN HABIBUR M.D., "Coal bed Methane (CBM) Prospect in Jamalganj Coal Field, Bangladesh", Society of Exploration geophysicists, (2009).
- RAMIREZ ANDREA, HAGEDOORN SASKIA, KRAMERS LESLIE & WILDENBORG TON "Screening CO₂ Storage in the Nertherlands", (2009).
- REN S.R., TOHIDI B., "CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage : Reservoir Simulation and Economics", SPE 94129, Inst. of Petroleum Engineering, (2005).
- RILEY RONALD A., HARPER JOHN A., HARRISON III & WILLIAM B., "Evaluation of Co-Enhanced Oil Recovery and Sequestration Opportunities in Oil and Gas Fields in MRCSP region", Wester Michigan University, (2005).
- RINGROSE P.S, MATHIESON A.S, WRIGHT W., SELAMA F., HANSENA R., BISSELL N., SAOULA, & MIDGLEY J, " The In Salah CO₂ Storage Project: Lessons Learned and Knowledge Transfer", (2010).
- ROCA L. & PÉREZ V., "Coal bed Methane Gas: A Nonconventional Source of Energy in Mexico", Pemex Exploration and Production, (2005).
- ROSNES O, HEKTOR E, LYNGROTH S, " A Methodology for Value Chain Assessment of CCS Projects", Det Norkse Veritas,(2011).
- RUIZ CELSA, "Almacenamiento Geológico de CO₂ : "Criterios de Selección de Emplazamientos", Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). (2007).
- SANDER R, ALLINSON W.G. & CONNELL L.D., "Methodology to Determine the Economics of CO₂ Storage in Coal Seams Enhanced Coal bed Methane Recovery", University Of New South Wales, (2011).

- SMITH STEVEN A., BURKE RANDOLPH B. & HELMS LYNN D., "Sequestration Potential of Petroleum Reservoir in the Williston Basin", Plain CO₂ Reduction,(PCOR) PARTHERSHIP,(2005).
- THOMAS T, "Enhanced Oil Recovery. An Overview", Oil & Gas Science and Technology, (2006).
- VALBUENA ERNESTO, BARRUFET MARIA & FALCONE GIOIA, "Analytical Estimation of CO₂ Storage Capacity in Depleted Oil and Gas Reservoirs Based on Thermodynamic State Functions", SPE 153307, Texas A&M University, (2012).
- VISHAL V, SINGH T.N. & RANJITH P.G., "Carbon Capture and Storage in Indian Coal Seams", CMTC-151614, Monash University. (2012).
- WO S., LIANG J.T. & MYER L.R., CO₂, "Storage in Coal beds: Risk assessment of CO₂ And methane leakage, Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations Results from the CO₂ Capture Project, v.2: Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification", S.M. Benson (ed.), Elsevier Science, London. pp. (2005).
- LI X., WEI N., LIU Y., FANG L. & DAHOWSKI R.T., "CO₂ Point Emission and Geological Storage Capacity in China", Faculty of Environmental Studies, China University of Geosciences, (2009).
- YOUNG-SHIN JUN, DANIEL GIAMMAR & CHARLES WERTH "Impacts of Geochemical Reactions on Geologic Carbon", (2009).
- ZHAO L., LIN S., MENDENHALL J.D., YUET P.K. & BLANKSCHTEIN, "D. Molecular Dynamics Investigation of the Various Atomic Force Contributions to the Interfacial Tension at the Supercritical CO₂ Water Interface". (2011).