


Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare)

Jorge Eliecer Mariño-Martínez^{1*}; Luisa Epimenia Moreno-Reyes²

DOI: <http://dx.doi.org/10.18273/revbol.v40n1-2018007> 

Forma de citar: Mariño-Martínez, J.E. y Moreno-Reyes, L.E. (2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare). *Boletín de Geología*, 40(1), 109-122. DOI: 10.18273/revbol.v40n1-2018007.

RESUMEN

Los efectos antropogénicos sobre el clima pueden ser mitigados a través de diversas medidas, entre ellas la captura de CO₂ en medios geológicos (CCS). Las estructuras geológicas para captura de CO₂ realmente no necesitan ningún desarrollo tecnológico importante, porque la tecnología se ha desarrollado y aplicado por la industria energética para exploración y producción de hidrocarburos. El reto está más bien en identificar los mejores métodos y sitios para captura y almacenamiento de CO₂ a largo plazo. Existen algunas formas para el almacenamiento de CO₂ en medios geológicos, entre los que se destacan: utilización en operaciones de recobro mejorado EOR, eliminación en reservorios depletados de petróleo y gas, almacenamiento en capas donde se ha explotado el gas asociado al carbón (CBM), inyección en acuíferos salinos profundos y almacenamiento en cavernas de sal. Son varios los criterios a tener en cuenta al evaluar el potencial de una cuenca sedimentaria de almacenamiento de CO₂: su ajuste tectónico y geológico, el régimen geotérmico de la cuenca, el régimen hidrodinámico de aguas de formación, el potencial de hidrocarburos y madurez de cuenca, los aspectos económicos relativos al acceso, infraestructura y las condiciones sociopolíticas. En la cuenca de los Llanos (Tauramena, Casanare) existen las condiciones para la implementación del método de almacenamiento de CO₂, dada la presencia de varios miembros de la formación Carbonera con buenos espesores y permeabilidad, y adicionalmente cuenta con el sello regional de la Formación León y el desarrollo de tecnologías en la industria de los hidrocarburos, favoreciendo la selección de esta cuenca para posibles proyectos pilotos y posterior aplicación comercial del método CCS.

Palabras clave: Captura y almacenamiento de carbono; captura de CO₂; CCS; formación Carbonera; almacenamiento geológico.

Possibilities for CO₂ capture and storage (CCS) in Colombia - case Tauramena (Casanare)

ABSTRACT

The anthropogenic climate effects can be mitigated through various measures, including the capture of CO₂ in geologic structures (CCS). Geological structures for sequestration of CO₂ do not really need any important technological development, because the technology has been developed and applied by the energy industry for hydrocarbons exploration and production. The challenge is rather to identify the best methods and sites to capture CO₂ for long term storage. There are some ways for CO₂ storage in geological media, among them: use in EOR operations, elimination in depleted reservoirs of oil and gas, storage in layers where the coal bed methane (CBM) has been desorbed, injection in deep saline aquifers and storage in salt caverns that have been exploited. There are several criteria to consider when evaluating the potential of a sedimentary basin of storage of CO₂: its tectonic and geological setting, the geothermal regime in the basin, the hydrodynamic flow regime, the potential for hydrocarbons and maturity of basin, economic aspects related to access, infrastructure, and socio-political conditions. The conditions for the implementation of the method of storage of CO₂ in the Llanos basin (Tauramena, Casanare) are favorable due to the presence of several members of the Carbonera formation with good thickness and permeability; additionally, the presence of the overlying regional seal of the León formation, and the development of technologies in the hydrocarbon industry, favoring the selection of this basin for potential pilot projects and subsequent commercial implementation of the CCS method in the basin.

Keywords: Carbon capture and storage; CCS; CO₂ sequestration; Carbonera formation; geological storage.

¹ Escuela de Ingeniería Geológica, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Sogamoso, Boyacá, Colombia. (*) jorge.marino@uptc.edu.co

² Ingeniera Geóloga Independiente. luisamorenor@gmail.com

INTRODUCCIÓN

La investigación ha mostrado que los niveles de dióxido de carbono (CO₂) expulsados a la atmósfera han aumentado significativamente, y que a menos que esas emisiones se reduzcan, el mundo continuará experimentando los efectos del cambio climático (Metz *et al.*, 2005). La captura y almacenamiento geológico de CO₂ evita que grandes cantidades de este gas se vayan a la atmósfera. La tecnología incluye la captura del CO₂ producido por grandes plantas industriales y la compresión del gas para su transporte e inyección en rocas profundas en un sitio que haya sido clasificado como seguro, donde el gas se almacena permanentemente (Consoli *et al.*, 2017).

La captura o secuestro geológico del CO₂ (CCS-carbon capture and storage) es una de las formas de mitigación que ha sido investigada ampliamente en países como Noruega, donde fue aplicado por primera vez con captación y almacenamiento en el año 1996 en el Campo Sleipner del mar del Norte (Holloway *et al.*, 2003; Bennaceur *et al.*, 2008). En Estados Unidos, uno de los proyectos más destacados se ha desarrollado en la Cuenca Illinois, mediante The Illinois Basin-Decatur Project (IBDP) también conocido como Emisiones Cero, en dicho proyecto todo el gas producido por una planta de energía a carbón se inyectaría al subsuelo de tal manera que las emisiones serían cero (Couëslan *et al.*, 2013; Warwick, 2016). Otros proyectos importantes son Weyburn en EE.UU y también en Canadá en donde se está almacenando el CO₂ de una carboeléctrica en un campo petrolero. En el campo experimental SECARB, en Alabama, se inyecta CO₂ de una carboeléctrica en un domo salino cercano. SECARB es un proyecto experimental, importante porque es un consorcio de la industria privada con el Departamento de Energía, donde se han tenido en cuenta los aspectos ambientales, geológicos, de monitoreo y de modelamiento (Koperna *et al.*, 2012).

Japón es importante por las metodologías avanzadas en inyección de gas. En España también se han hecho estudios teóricos preliminares, como la “Metodología para la estimación regional de la capacidad de almacenamiento de CO₂ en formaciones permeables profundas y sus incertidumbres” (Hurtado, 2010).

Aunque en Colombia hay mucha preocupación por los gases de efecto invernadero, no se ha estudiado mucho sobre las posibilidades reales de inyectar el CO₂ en el subsuelo, por esto se requieren estudiar el estado del arte

y considerar zonas con buenas posibilidades para captura de CO₂. Las cuencas sedimentarias son la mejor opción disponible actualmente para el almacenamiento a largo plazo del CO₂. Esto es favorable en Colombia porque la tecnología de inyección de fluidos en formaciones a ciertas profundidades ya se está utilizando para inyectar los residuos de la explotación petrolera.

El propósito de esta investigación es presentar el estado del arte sobre CCS y estudiar la Cuenca Llanos Orientales como posible prospecto para la captura y almacenamiento. No solamente se analizan las características y evolución geológica de la Cuenca Llanos Orientales, sino que también se consideran las propiedades petrofísicas de las Formaciones presentes en el Municipio de Tauramena (Casanare), principalmente las ubicadas hacia el sur del municipio (FIGURA 1), donde se tienen registros y datos petrofísicos levantados por las empresas del sector hidrocarburos presentes en la zona; adicionalmente, se establece una posible formación receptora de CO₂ para el almacenamiento geológico de CO₂ con base en la permeabilidad y el cálculo del volumen poroso total.

Con esta investigación se espera llegar a crear una base para futuros estudios que conlleven a la implementación y aplicación de las tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ en el país como una forma de mitigar las emisiones atmosféricas.

MARCO TEÓRICO DEL CCS

La captación y el almacenamiento de CO₂ (CCS) es un proceso que consiste en la separación del CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas con la energía, su transporte a un lugar de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo. Se considera la CCS como una medida de mitigación para la estabilización de las concentraciones atmosféricas de gases contaminantes que tanto causan preocupación por el efecto invernadero (Metz *et al.*, 2005).

La eliminación de dióxido de carbono en medios geológicos representa un posible disipador de gran capacidad. Asumiendo que se cuenta con disposición viable y suficiente, la captura de CO₂ y la eliminación en medios geológicos tiene un importante potencial en el mediano plazo, especialmente para las regiones ricas de hidrocarburos. El almacenamiento geológico tiene dos ventajas: la aceptación del público general y la tecnología madura existente, esta última ya se ha desarrollado por la industria de la energía para

la exploración y producción de hidrocarburos. Las cuestiones pendientes son las incertidumbres en los volúmenes disponibles para el almacenamiento,

la integridad a largo plazo del almacenamiento, la responsabilidad y los costos asociados con el transporte y la inyección de CO₂ (Bachu, 2000).

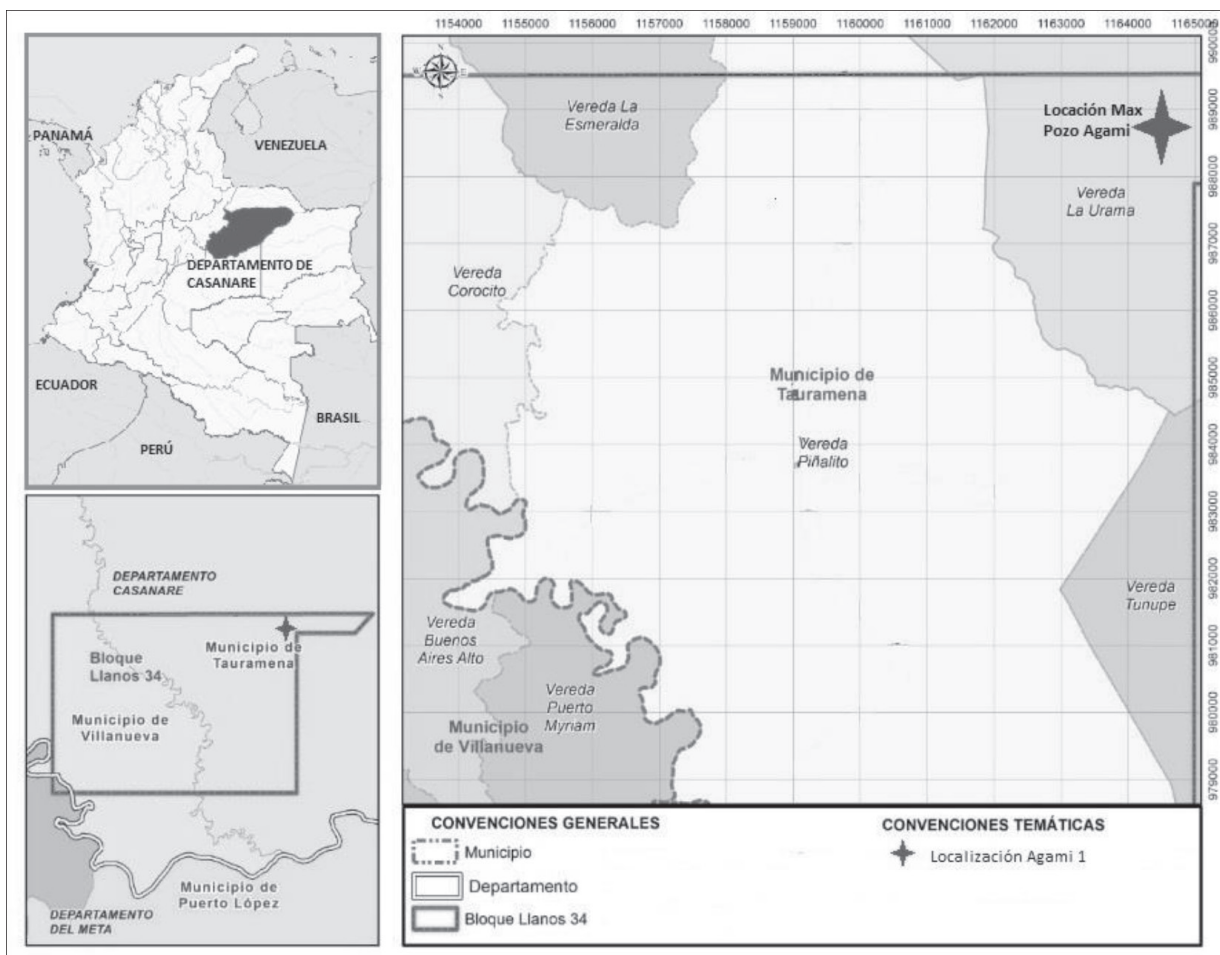


FIGURA 1. Ubicación del Posible Pozo receptor en la vereda la Urama, Municipio de Tauramena, Casanare.

Si bien el CO₂ tiene un potencial de calentamiento global relativamente pequeño comparado con los otros gases, el volumen absoluto de CO₂ emitido a la atmósfera como subproducto de la quema de combustibles fósiles lo convierte en el mayor contribuyente al efecto invernadero (Metz *et al.*, 2005). El contenido de CO₂ atmosférico de la Tierra aumenta como resultado de las emisiones tanto naturales como artificiales. Este CO₂ permanece en la atmósfera durante varias décadas y es eliminado lentamente por los sumideros naturales que almacenan el CO₂ por tiempo indefinido (Bennaceur *et al.*, 2004).

En condiciones atmosféricas normales, el CO₂ es un gas muy estable y termodinámicamente más pesado que el aire. Para temperaturas superiores a 31,1°C y presiones superiores a 7,38 MPa (punto crítico), el CO₂ está en un

estado supercrítico. En estas condiciones de presión y temperatura, el CO₂ se comporta todavía como un gas de llenado por todo el volumen disponible, pero tiene una densidad “líquida” que aumenta, dependiendo de la presión y la temperatura, de 200 a 900 kg/m³, acercándose así a la densidad del agua (1000 kg/m³) (Bachu, 2000).

El dióxido de carbono es soluble en agua; su solubilidad aumenta con la presión y disminuye con la temperatura. El CO₂ en estado supercrítico es inmisible en agua. A bajas temperaturas y presiones elevadas, el CO₂ forma un hidrato sólido más pesado que el agua. Otra propiedad importante de CO₂ es su afinidad con el carbón, que es casi dos veces la del metano. Todas estas propiedades del CO₂ y otros varios criterios desempeñan un papel importante en la selección de los métodos y

los sitios para la captura de CO₂ en medios geológicos apropiados. Dependiendo de la temperatura y presión del depósito original, el CO₂ se puede almacenar ya sea como un gas, líquido comprimido o en fase supercrítica (Morales y Torres, 2008).

La captura y almacenamiento involucra el uso de tecnología, en primera instancia, para capturar el CO₂ producido en las fuentes industriales y relacionadas con la energía; después, transportarlo a un lugar de almacenamiento apropiado y, finalmente, almacenarlo, aislándolo de la atmósfera durante un largo período de tiempo. De esta manera, la captura y almacenamiento permitiría que se utilicen los combustibles fósiles produciendo bajas o nulas emisiones de gases de efecto invernadero (Bachu, 2000).

Para el almacenamiento del CO₂ en el medio geológico hay algunos criterios que se deben tener en cuenta:

Criterios geológicos

Los cinturones orogénicos activos (Cordilleras) y plataformas cratónicas no son adecuados para la captura de CO₂, ya que no poseen rocas con las características necesarias para el almacenamiento de CO₂, ya sea por el tipo de roca (sistema cristalino, fractura) o falta de sellos continuos y extenso fallamiento y fracturamiento. De los sitios más favorables, están los márgenes de las placas continentales mayores, adyacentes a un cinturón orogénico activo, como es el caso de todas las cuencas de antepaís al este de las montañas Rocosas y los Andes (Bachu, 2000), siendo este el caso de la Cuenca Llanos donde se encuentra ubicado Tauramena (Casanare).

Criterios geotérmicos

Estudios anteriores suponen implícitamente que la distribución de la presión en una cuenca sedimentaria es hidrostática, aumentando linealmente con la profundidad a una velocidad de 1 MPa por cada 100 m. Con este supuesto y para gradientes geotérmicos promedio de 25°C/km, se determinó que las condiciones para un estado supercrítico de CO₂ serían más o menos profundidades mayores de 800 m. Desde entonces, esta profundidad de 800 m se acepta generalmente como el umbral para la inyección de CO₂ en estado supercrítico (adquiere una densidad líquida). Sin embargo, las condiciones hidrodinámicas y geotérmicas varían de cuenca a cuenca, varían por la misma cuenca de un lugar a otro y de un intervalo sedimentario a otro. En las cuencas de altitud bajas, tropicales y subtropicales, como en Texas, Venezuela, Colombia, Ecuador, África

y el Medio Oriente, el CO₂ puede ser inyectado sólo como un gas o en un estado supercrítico, porque la isoterma 31,1°C se alcanza a poca profundidad, variando entre 150 y 500 m (Hurtado, 2010).

Criterios hidrodinámicos

En las cuencas adyacentes a cinturones orogénicos activos, el agua de formación es expulsada lateralmente en la cuenca y hacia su margen por compresión tectónica. Finalmente, la mayoría de sistemas de flujo en cuencas continentales son conducidos por la topografía desde las áreas de recarga a grandes alturas, hacia las zonas de baja elevación de la descarga, donde las presiones son bajas, y son controlados por las distribuciones de permeabilidad. En tales casos, es mejor inyectar CO₂ en las áreas de recarga para aumentar la longitud de camino y residencia de flujo (trampas hidrodinámicas). En algunas cuencas de antepaís e intracratónicas, tales como las cuencas de Alberta, Williston y Los Llanos que son salinas congénitas y profundas, el agua tiene la tendencia a estancarse o fluir con muy baja velocidad (< 1 cm/año o < 10 km/millón años) y generalmente se aísla del agua subterránea de origen meteórico, fresca y poco profunda (Bachu, 2000) (FIGURA 2).

A escala local, en el sitio de la inyección de CO₂, las características del acuífero o yacimiento pueden imponer algunas restricciones sobre la inyección de CO₂. Estos pueden ser causados por: (1) presión de fluido local y características térmicas; (2) efectos de flujo, tales como, diferencias entre el CO₂ inyectado y los fluidos de formación o depósito; y (3) características de la roca, tales como porosidad, permeabilidad y el régimen de tensión. Sin embargo, estas limitaciones pueden superarse al elegir un sitio de disposición adecuado, seleccionar una estrategia adecuada de inyección y monitoreo cuidadoso del sitio y de difusión de CO₂ (Bachu, 2000).

Potencial de hidrocarburos

El potencial de hidrocarburos y la madurez de una cuenca deben considerarse al seleccionar sitios para el almacenamiento geológico de CO₂. En primer lugar, la mayoría de los recursos de hidrocarburos aún están por descubrirse, por lo tanto, hay una preocupación por su posible contaminación de los reservorios. En segundo lugar, si la cuenca está inmadura, con respecto al desarrollo, no hay reservorios de petróleo o de gas en desuso o agotados aún. En tercer lugar, la geología y la hidrogeología de la cuenca no son bien conocidas debido a la limitada exploración.

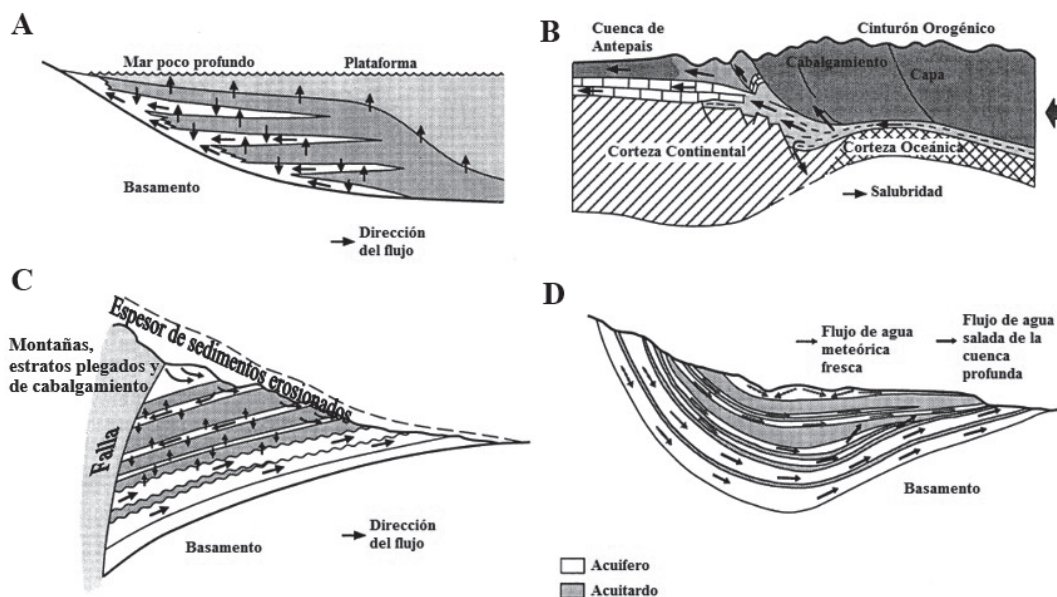


FIGURA 2. Representación esquemática del flujo de fluido impulsado por: A. la compactación, B. la compresión tectónica, C. rebote de erosión, y D. la topografía. Fuente: Bachu (2000).

Madurez de cuenca

La inyección de CO₂ en formaciones geológicas profundas comprende muchas de las tecnologías que se han desarrollado en la industria de la prospección y la producción de petróleo y gas. La tecnología de perforación de pozos, la tecnología de inyección, la simulación por ordenador de la dinámica de los depósitos de almacenamiento y los métodos de vigilancia de aplicaciones existentes sigue desarrollándose para el diseño y el funcionamiento del almacenamiento geológico.

Por lo general, se espera que el almacenamiento de CO₂ en depósitos de hidrocarburo tenga lugar a profundidades por debajo de 800 m, donde la presión y la temperatura ambiente normalmente darán lugar a que el CO₂ esté en estado líquido o hipercrítico. En estas condiciones, la densidad del CO₂ oscilará entre el 50 y el 80 por ciento de la densidad del agua. Este porcentaje se aproxima a la densidad de ciertos petróleos crudos, lo cual origina fuerzas ascensionales que tienden a impulsar al CO₂ hacia arriba. Por consiguiente, es importante que haya una roca sello sobre el depósito de almacenamiento seleccionado a fin de asegurarse de que el CO₂ permanezca retenido bajo tierra. Al ser inyectado bajo tierra, el CO₂ se comprime y llena el espacio poroso mediante el desplazamiento parcial de los fluidos que ya están presentes (los "fluidos *in situ*"). En los depósitos de petróleo y gas, el desplazamiento de los fluidos *in situ* puede dar lugar a que la mayor parte del volumen poroso quede disponible para el almacenamiento de

CO₂ (Metz *et al.*, 2005). La capa impermeable sobre la roca donde se hará la inyección es conocida como roca sello, esta puede lograr una retención física adicional con fuerzas capilares que retienen CO₂ en los espacios porosos de la formación. No obstante, en muchos casos, uno o más lados de la formación permanecen abiertos, dando así, cabida al desplazamiento lateral de CO₂ bajo la roca de cubierta. En estos casos, es importante contar con mecanismos adicionales para la retención a largo plazo del CO₂ inyectado (Metz *et al.*, 2005).

Una vez inyectada en la formación de almacenamiento, la fracción retenida depende de una combinación de mecanismos de retención física y geoquímica. La retención física para bloquear el desplazamiento del CO₂ hacia arriba, la proporciona la capa sello (Metz *et al.*, 2005).

POSIBILIDADES DE ALMACENAMIENTO DE CO₂

Para el almacenamiento de CO₂ primeramente se deben considerar las posibilidades de captura junto con el grado de seguridad que ofrecen, el porcentaje de contribución y el tiempo (FIGURA 3). De las diferentes posibilidades presentadas por la FIGURA 3, la trampa estructural/estratigráfica presenta las mejores posibilidades por el porcentaje de contribución y por el corto tiempo de inyección. Para que se forme un yacimiento hace falta un sistema geométrico que atrape y concentre al CO₂ evitando su fuga posterior. Este elemento se denomina trampa (FIGURA 3).

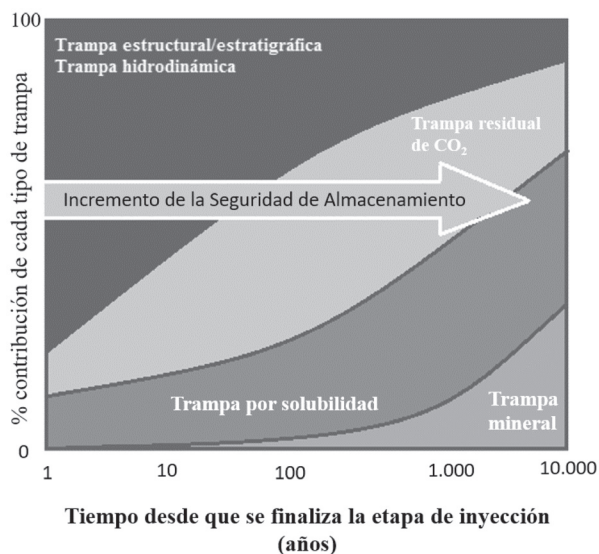


FIGURA 3. Mecanismos de confinamiento físico y químico, considerados en un almacenamiento Geológico de CO₂ frente al grado de actuación en el tiempo. Fuente: Metz *et al.*, 2005.

Estructural o estratigráfico

La disposición de las formaciones hará que la formación sello actúe como primera barrera de retención del CO₂. Las estructuras consideradas

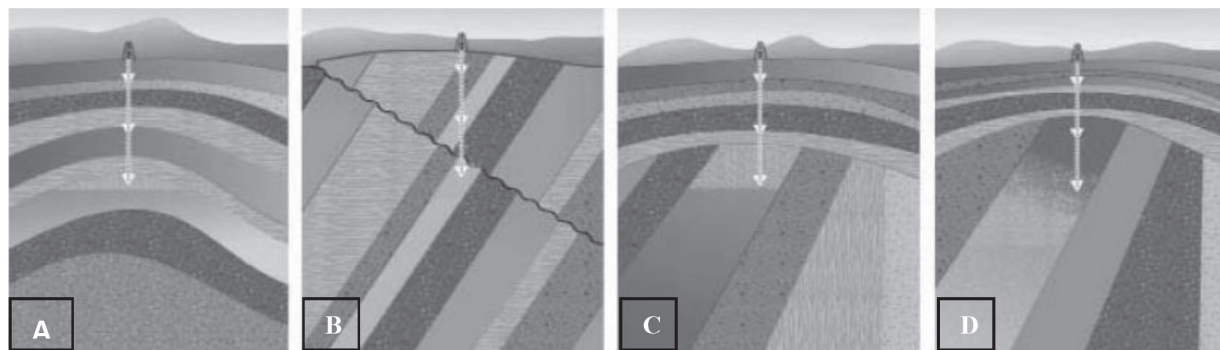


FIGURA 4. Tipos de entrapamiento físico: **A.** Estructural (anticlinal); **B.** Estructural (falla); **C.** Estratigráfico (discordancia); **D.** Estratigráfico (cambio de tipo de roca). Fuente: Cámara *et al.* (2010).

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 (Cámara *et al.*, 2010).

son similares a las trampas consideradas en los yacimientos de petróleo y gas natural, siendo los anticlinales y fallas selladas las disposiciones más idóneas por el alto porcentaje de contribución al cierre que se acerca al 100% (FIGURA 4), mientras que las trampas estratigráficas se basan en el cambio deposicional de las formaciones (FIGURA 4). La roca sello es muy importante por lo que debe de haber una exhaustiva y correcta caracterización de la formación que actuará como aislante impermeable (Cámara *et al.*, 2010).

Mecanismo hidrodinámico

Los fluidos retenidos en una formación porosa y permeable, pueden presentar cierta movilidad. Dicha movilidad se explica porque la formación puede, por ejemplo, no presentar un cierre en alguno de sus flancos. La variación de presión en la formación indicará la velocidad de desplazamiento, estimándose de forma general unas velocidades del orden de milímetros o centímetros al año. El incremento de presión en la formación, consecuencia de la inyección del CO₂, incidirá en la movilidad del fluido. Este mecanismo es importante porque muchas de las trampas en la Cuenca de Los Llanos son hidrodinámicas.

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 incrementan (Cámara *et al.*, 2010).

Confinamiento mineral

El CO₂ disuelto en agua, puede propiciar reacciones químicas con la formación almacén, como por ejemplo

los minerales ricos en calcio, magnesio y hierro, 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 (Cámara *et al.*, 2010) (FIGURA 3).

RESULTADOS Y POSIBILIDADES DE APLICACIÓN DE CCS EN TAURAMENA

Teniendo en cuenta que la captura y almacenamiento de CO₂ en Colombia no ha sido desarrollada ni aplicada en ningún medio, pero que de acuerdo a las características necesarias, el método se pueda desarrollar adecuadamente, se ha decidido por la cuenca Llanos como un posible lugar para su implementación. No obstante, es preciso aclarar que seguido a esto, se requiere de una caracterización y análisis complementario de todos los aspectos necesarios para su adecuada proyección e implementación.

Geología

La cuenca actual de los Llanos Orientales es una cuenca de antepaís (foreland) desarrollada entre el Escudo de Guyana (el cratón) y la Cordillera Oriental (el orógeno). La historia tectónica de la margen noroccidental de Suramérica empieza con la formación del cratón (supercontinente precámbrico) generado por la aglutinación o unión de microplacas. Desde este tiempo el área sufrió múltiples fases tectónicas durante el Paleozoico y el Mesozoico, sobrepuestas por la deformación terciaria andina, la cual empezó en el Cretáceo tardío (Maastrichtiano) y culminó en el Mioceno - Plioceno. Estas últimas fases compresivas crearon la Cordillera Oriental y su cuenca asociada de antepaís (ANH, 2012; Cooper *et al.*, 1995).

En general, la cuenca actual Llanos Orientales es una cuenca compuesta que corresponde a la superposición de varias cuencas de edades diferentes. La columna sedimentaria conocida en la cuenca Llanos Orientales, a partir de los pozos perforados, está representada por rocas precámbricas del basamento, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, las cuales están separadas por tres grandes discordancias regionales, que se localizan en la base del Cretácico, Cretáceo Superior y Paleógeno (FIGURA 5).

Después de examinar las diferentes formaciones que conforman la cuenca Llanos se concluye que la formación Carbonera es la más favorable para

CCS porque tiene intercalaciones arenosas que no están siendo utilizadas (niveles C1, C3, C5 y C7) y que pueden ser favorables como formación almacén por su capacidad de almacenamiento en un futuro proyecto de captura de CO₂, todo esto condicionado a estudios detallados de caracterización de dicha formación. Adicionalmente, Carbonera está a una profundidad mayor que la última fuente de agua potencialmente aprovechable, y está aislada mediante capas arcillosas que forman sellos hidráulicos naturales (niveles C2, C4, C6 y C7) y cubierta por el sello regional de la Formación León (FIGURA 5). Entre los cuatro niveles arcillosos suman alrededor de 637 pies que con baja permeabilidad garantizan el aislamiento natural de la zona de disposición con las demás unidades, garantizando la no afectación a los acuíferos “superficiales” en las formaciones Guayabo y Necesidad (Mendoza y Bueno, 2008) (FIGURA 5).



















PERIODO	LITOESTRATIGRAFÍA	LITOLÓGÍA	ESPESOR (m)
NEÓGENO	Fm. NECESIDAD		850
	Fm. GUAYABO		4260
	Fm. LEON		1430
PALEÓGENO	C1		2467
	C2		
	C3		
	C4		
	C5		
	C6		
	C7		
	C8		
	Fm. MIRADOR		109
Fm. LOS CUERVOS		102	
Fm. BARCO		86	
Fm. GUADALUPE		188	
CRETÁCICO	Fm. GACHETA		329
	Fm. UNE		274
JURÁSICO	BASAMENTO		

FIGURA 5. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales. Fuente: Adaptada de ANH (2012).

Petrofísica de la Formación Carbonera

La información petrofísica descrita a continuación, es tomada de los estudios realizados por las Operadoras Parex Resources Ltda, y Geopark, quienes se basaron en registros de pozo (Resistividad, Gamma Ray, Potencial Espontáneo, Neutrón - Neutrón, Densidad, etc.) y las muestras de zanja que se recobran de las

perforaciones. La evaluación petrofísica se desarrolló a partir de un set de ecuaciones que permitieron el cálculo de los diferentes parámetros requeridos para el desarrollo del modelo identificando los siguientes valores de porosidad, permeabilidad y conductividad hidráulica dentro de las unidades de mayor interés (C1, C3, C5 y C7) (TABLA 1).

TABLA 1. Parámetros petrofísicos de los niveles C1, C3, C5 y C7 de formación Carbonera. Fuente: Parex (2014) y Geopark (2014).

Unidad	Espesor (m)	Porosidad (%)	Volumen Poroso (m ³)	Permeabilidad (md)	Conductividad Hidráulica (m/día)
C1	207,1	18	12.391.954	500 - 2500	6,17 E - 2
C3	60,4	19	3.816.699	100 – 600	7,17 E - 2
C5	171,4	14	7.980.613	100 – 600	4,17 E - 2
C7	119,3	23	9.125.690	500 – 3500	2,89 E - 3

Las porosidades se muestran relativamente constantes al igual que las permeabilidades, por lo que se concluye que las unidades que se proyectan como receptoras tienen características petrofísicas estables que permiten la entrada de un volumen de CO₂ inyectado sin generar daño en la formación. Las porosidades se calcularon por medio de las curvas de densidad y neutrón tomadas en los pozos. En cuanto a la permeabilidad a pesar de no tener datos del corazón antes mencionado, se calculó una curva teórica que fue luego comparada y ajustada con los corazones y reportes de otros bloques (Parex, 2014).

La formación carbonera no es la única con posibilidades para almacenar CO₂, también están las formaciones Mirador y Guadalupe que tienen aún mejores valores para una formación almacén y por esto los mejores yacimientos de hidrocarburos encontrados en la cuenca Llanos están ubicados en estas dos formaciones; no obstante, como prospectos de captura de CO₂, podrían ser usados para recuperación secundaria (EOR/EGR) y obtener mejores resultados en la producción; en cambio la formación Carbonera, en sus niveles impares, principalmente los niveles C3, C5 y C7, a pesar de tener una porosidad y permeabilidad relativamente bajas en comparación con las Formaciones Mirador y Guadalupe, podrían llegar a ser buenos emplazamientos para la captura de CO₂, por su profundidad y la ubicación de un sello regional como lo es la Formación León, ubicada de forma suprayacente a esta. La descripción más detallada de las unidades atravesadas por el pozo Agami 1 se presenta en la TABLA 2.

A continuación se describe geológicamente las Formaciones y sus niveles presentes en el Pozo inyector Agami – 1 ubicado en Tauramena, ubicando al primer nivel de interés de la Formación Carbonera C3 a una profundidad base de 2376,3 m, o 7791,0 pies.

La profundidad máxima que se llegaría a alcanzar para un proyecto de inyección en estos niveles de la Formación Carbonera sería de aproximadamente 2744 metros (TABLA 2), donde se encuentra el último nivel arenoso C7. Para la aplicación de la técnica de captura de CO₂ en yacimientos de petróleo como técnica EOR (recuperación mejorada de petróleo), las formaciones subyacentes Mirador y Guadalupe podrían llegar a tener las características necesarias, pero se debe tener en cuenta que no poseen un sello regional como si lo tiene la Formación Carbonera, por lo que el CO₂ inyectado podría llegar a migrar hacia la formación superior.

Cálculos de volúmenes de almacenamiento

Con el fin de realizar una estimación del volumen poroso apto para el almacenamiento de CO₂, se realiza el cálculo teniendo en cuenta los parámetros anteriormente analizados, mediante la fórmula:

$$\text{Volumen poroso total} = \text{Área} * \text{Espesor} * \text{Porosidad}$$

Teniendo en cuenta, que el área total del Bloque donde se ubica el Pozo Agami es de 33.258,10 Ha, se realizan los cálculos correspondientes, de lo cual se obtuvieron los datos contenidos en la TABLA 3.

TABLA 2. Unidades Litoestratigráficas registradas en el pozo inyector Agami – 1, vereda la Urama, Tauramena Casanare. Fuente: Geopark (2014).

Agami – 1 Inyector	ESPESOR		PROF. BASE		DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	
	Formación	pies	metros	pies		metros
	DEPÓSITOS ALUVIALES	156	47,6	156	47,6	Secuencia de sedimentos limo arenosos a arcillosos ricos en óxidos de hierro
	NECESIDAD	850	259,3	1006	306,8	Secuencias de conglomerados intercalados con capas de areniscas y arcillolitas
	GUAYABO MEDIO	2150	655,8	3156	262,6	Intercalaciones de areniscas cuarzosas de tamaño de grano medio a fino, limolitas rojizas y pequeñas capas de arcillolitas de color marrón
	GUAYABO INFERIOR	2110	643,6	5266	1606,1	Secuencia de arcillolitas y limolitas en menor proporción, areniscas, esporádicos mantos de carbón
	LEÓN	1430	436,2	6696	2042,3	Secuencia homogénea de lutita gris y verde en la base niveles delgados de lomolitas
CARBONERA	C-1	679	207,1	7375	2249,4	Intercalaciones de areniscas cuarzosas, arcillolitas, lutitas, con niveles de carbón y lomolitas hacia la base
	C-2	218	66,5	7593	2315,9	Secuencias de lutitas color gris oliva
	C-3	198	60,4	7791	2376,3	Intercalaciones de areniscas cuarzosas con tamaño de grano muy fino y arcillolitas de color gris verdoso, con algunos niveles de carbón y pirritas diseminada
	C-4	75	22,9	7866	2399,1	Secuencia de lutitas de color negro marrón a gris oliva
	C-5	562	171,4	8428	2570,5	Intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano muy fino y arcillolitas varicoloreadas
	C-6	178	54,3	8606	2624,8	Secuencia de lutitas marrones a gris claras
	C-7	391	119,3	8997	2744,1	Intercalaciones de areniscas cuarzosas de tamaño de grano fino a muy fino y arcillolitas. Niveles de carbón
	C-8	166	50,6	9163	2794,7	Secuencia homogénea de lutitas con tonalidades marrón y gris oliva
	MIRADOR	109	33,2	9272	2828	Intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano medio a fino, sin presencia de cemento ni matriz y arcillolitas grises
	GUADALUPE	188,4	57,5	9460,4	2885,4	Areniscas cuarzosas, con tamaño de grano medio a fino, ocasionalmente de grano grueso sin matriz, intercaladas con arcillolitas
	GACHETA	329	100,3	9789,4	2985,8	Lutitas gris oscuras, intercaladas con arcillolitas gris claro y areniscas cuarzosas de grano muy fino
	UBAQUE	274	83,6	10063,4	3069,3	Areniscas cuarzosas de grano fino a muy fino, muy compactas, intercaladas en menor proporción con arcillolitas grises
	PALEOZOICO	74	22,6	10137,4	3091,9	Arcillolitas gris verdoso, intercaladas en menor proporción con capas de areniscas cuarzosas de grano medio a fino
	PROF. TOTAL	10137,4	3091,9			

TABLA 3. Estimaciones Teóricas del Volumen Poroso en los niveles arenosos de la Formación Carbonera.

FORMACIÓN	ÁREA m ²	ESPESOR m	POROSIDAD (%)	VOLUMEN POROSO m ³
Carbonera C1	332.581.000	207,1	18	12.391.954
Carbonera C3	332.581.000	60,4	19	3.816.699
Carbonera C5	332.581.000	171,4	14	7.980.613
Carbonera C7	332.581.000	119,3	23	9.125.690

De acuerdo con estos resultados de la TABLA 3, se podría decir de manera inicial, que los mejores niveles receptores en la Formación Carbonera son los niveles arenosos C1 y C7 por su volumen poroso teórico de aproximadamente 12 y 9 millones de m³ respectivamente, las cuales además de tener un espesor considerable, poseen las características de porosidad y permeabilidad más adecuadas, dando como resultado, los mayores valores de volumen poroso.

Adicionalmente, en la interpretación hidrogeológica, el nivel C1, cuenta con acuíferos de porosidad primaria en los niveles arenosos y porosidad secundaria en los niveles de carbón, así como agua de calidad regular a mala, siendo también características favorables para la inyección de CO₂. El nivel C7 conforma acuíferos por la porosidad primaria en los niveles arenosos, con agua de muy mala calidad, todo esto favoreciendo a que el CO₂ inyectado pueda llegar a capturarse con mayor eficiencia. Los valores de porosidad y permeabilidad de la formación Carbonera están dentro del rango de los valores encontrados en formaciones donde se está llevando a cabo proyectos de CCS (Koperna *et al.*, 2012).

DISCUSIÓN DE LAS POSIBLES TÉCNICAS DE INYECCIÓN

A las anteriores estimaciones teóricas deben seguir una serie de estudios exhaustivos propios de un proyecto piloto sobre los corazones de los diferentes pozos que se lleguen a perforar que deben incluir ensayos de laboratorio para saber cómo responderían dichas formaciones a la inyectividad del CO₂ y al desarrollo de modelos económicos y geoquímicos para prever con anticipación las implicaciones hidrodinámicas y geoquímicas del almacenamiento geológico del CO₂ (Consoli y Wildgust, 2017; Warwick, 2016).

Una vez que se tenga más seguridad sobre las características de la formación se deben considerar los aspectos de ingeniería relacionados con la inyección del CO₂ (FIGURA 5). Teniendo en cuenta que la tecnología utilizada para la inyección de CO₂ es prácticamente la misma empleada por la industria de los hidrocarburos en la reinyección de aguas de formación y aguas residuales tratadas. En la FIGURA 6 se muestra a continuación de forma esquemática, como podría ser la aplicación del método en pozos de inyección, en el municipio de Tauramena.

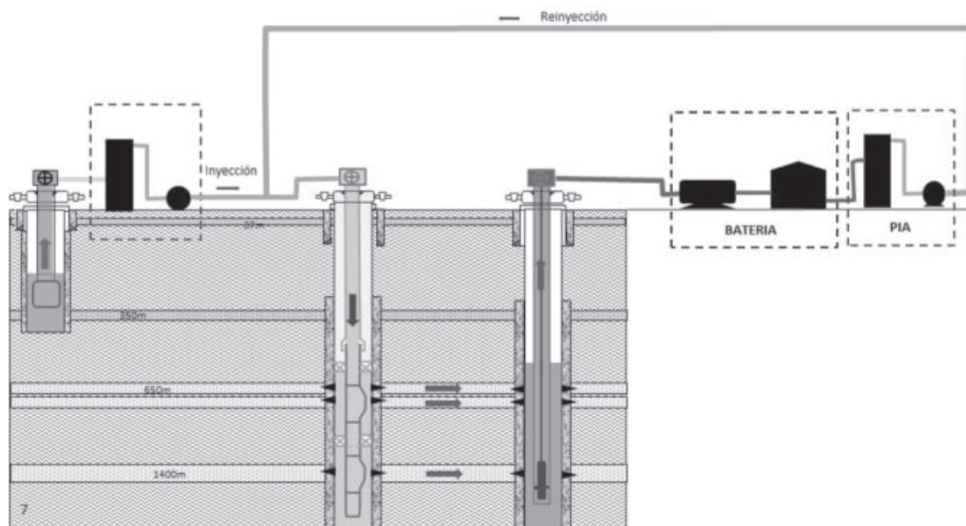


FIGURA 6. Esquema Inyección – Reinyección. Fuente: Adaptado de ECOPETROL (2014).

El pozo inyector sería perforado metros abajo de la formación de interés, que para el caso sería Carbonera C7, es decir por debajo de los 2800 m, que es el último nivel arenoso de esta formación, dependiendo de los diferentes niveles seleccionados para la captura de CO₂, en éstos se realizaría el cañoneo y respetivo taponamiento en los niveles superiores e inferiores, con el fin de evitar fugas.

Como se explica en la FIGURA 7, las características principales de un pozo inyector son: una primera

barrera en la sección inicial con revestimiento de acero de 9-5/8" OD y cementado hasta la superficie, a mayor profundidad, por debajo de los acuíferos profundos se encontraría la segunda barrera, con revestimiento de acero de 7" OD y cementado para aislar acuíferos profundos y evitar contaminaciones de las aguas dulces, y finalmente, una tercera barrera, con tubería de inyección de 2-7/8" y empaque arriba de las formaciones petrolíferas (ECOPETROL, 2014).

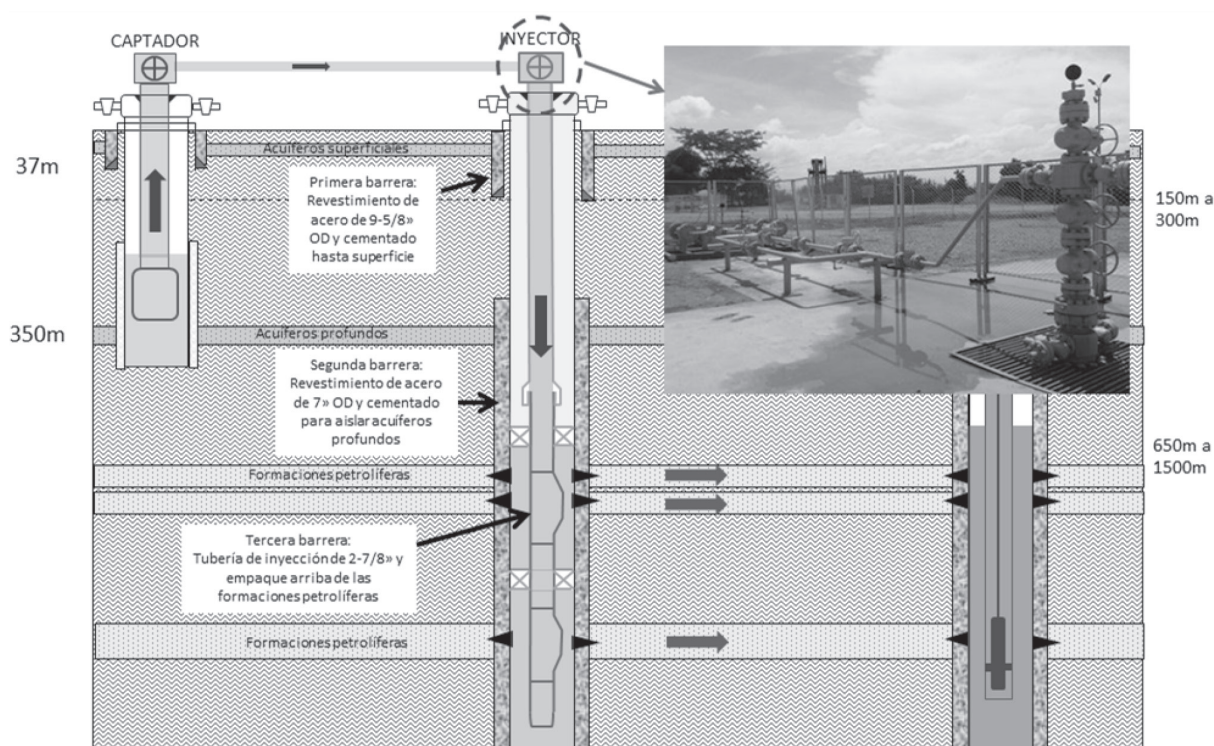


FIGURA 7. Esquema del estado mecánico del Pozo Inyector (Barreras de Protección). Fuente: Adaptado de ECOPETROL (2014).

La inyección de CO₂ se podría realizar en pozos perforados para producción y que han resultado secos, o en pozos que en algún momento fueron productores pero por condiciones del yacimiento se encuentran sellados o abandonados.

Para la modificación de un pozo productor a inyector de CO₂, se deben realizar principalmente las siguientes operaciones:

- Retiro del sistema de levantamiento artificial
- Retiro tubería de producción
- Calibración y verificación del revestimiento
- Cañoneo y/o recañoneo de zonas de interés
- Pruebas selectivas de inyectividad

- Estimulación selectiva (si se requiere)
- Bajada de sarta de inyección selectiva

Se recomienda realizar el seguimiento operativo del pozo inyector. Las operaciones principales del monitoreo son:

- Medición de presión de revestimiento de superficie (trimestral)
- Medición de presión de inyección (diaria)
- Medición de caudal de inyección (diaria)
- Perfiles de inyección para determinar distribución del CO₂ inyectada (anual)
- Ajuste en la calibración de las válvulas

Se recomienda que la tubería esté recubierta por una capa de fibra de vidrio con el fin de evitar la corrosión y garantizar la integridad del pozo.

CONCLUSIONES

Varias naciones han desarrollado su industria de CCS durante las dos últimas décadas. Esto incluye el desarrollo de políticas, legislación, y caracterización y pruebas de zonas de almacenamiento. El trabajo ha sido conjunto entre el gobierno, la industria y la investigación aplicada.

El almacenamiento de CO₂ debe considerarse como una de las opciones más viables para minimizar las afectaciones y emisiones de gases contaminantes a la atmosfera relacionadas con los combustibles fósiles.

Según los diferentes medios existentes para la captura y almacenamiento de CO₂, se puede concluir que el estado actual de las tecnologías se encuentra en una etapa relativamente avanzada, aunque no están lo suficientemente desarrolladas como para llegar a ser aplicadas en las grandes fuentes emisoras.

Al momento de revisar la documentación existente sobre el método de captura y almacenamiento o secuestro de CO₂, es claro que no existe una normatividad vigente sobre las tecnologías utilizadas, dado que aún están en fase de experimentación y los proyectos que están empezando son pilotos o son muy pocos los que han llegado a implementar la técnica.

En la investigación del estado del arte, se logró descubrir que actualmente en Colombia falta un gran desarrollo en el tema, aunque a nivel de Latinoamérica, es uno de los países con mayor factibilidad de aplicación, primero por la presencia de carbón e hidrocarburos, que es donde las tecnologías actuales presentan mayor desarrollo, y segundo por los avances en las técnicas de reinyección.

La madurez de la cuenca Llanos y su evolución tectónica, así como las características estratigráficas y petrofísicas, llevaron a la selección de una posible formación capaz de almacenar o secuestrar CO₂, siendo los intervalos impares arenosos de la Formación Carbonera y más específicamente C1 y C7, los más adecuados para la aplicación de este método.

La presencia, en la parte superior de la formación Carbonera, del sello regional de la Formación León, con un espesor promedio de 436 metros, con un valor

de porosidad de 8% y una permeabilidad de 0,52 md, así como los sellos intraformacionales de la Formación Carbonera (C2, C4, C6 y C8), de los cuales suman entre los cuatro niveles un promedio de 637 m, con propiedades de baja permeabilidad, garantizan el aislamiento natural de la zona escogida para la posible disposición con respecto a las unidades superiores, y de la misma manera garantizando que no serán afectados los acuíferos superiores.

Las tecnologías implementadas dentro del sector hidrocarburos, favorecen en cierto modo el desarrollo del método CCS en el país, siendo una ventaja considerable en comparación con países que no cuentan con presencia de actividad petrolera.

El Municipio de Tauramena (Casanare), cuenta con la infraestructura y tecnología adecuada para la aplicación del método de Captura y Almacenamiento de CO₂, dado que dentro de éste se han desarrollado campañas de perforación, tanto para pozos productores como para pozos inyectores de aguas de formación y aguas residuales tratadas; los cuales, con las modificaciones necesarias en el estado mecánico, pueden llegar a utilizarse como pozos inyectores de CO₂. En la actualidad Tauramena no cuenta con una fuente cercana de CO₂.

Un proyecto exitoso comprende la correcta integración tecnológica de la captura del CO₂, el transporte del gas, la estructura geológica de almacenamiento adecuado, la tecnología de almacenamiento, y la cercanía a una fuente de CO₂, que puede ser una carboeléctrica productora de energía.

En Colombia es necesario continuar las investigaciones para determinar más reservorios naturales donde se almacenaría el CO₂. Además de los estudios geológicos, la caracterización debe incluir estudios sobre presiones, inyecciones del gas y aspectos económicos. Los estudios también se deben acompañar de modelación numérica sobre las interacciones hidrodinámicas y geoquímicas de los gases.

AGRADECIMIENTOS

Esta investigación hace parte de los estudios adelantados por el Laboratorio de Gases, Carbón, Gas Asociado al Carbón y Shales Carbonosos (Contrato RC N.º CT 669/2009) financiado por la UPTC, Colciencias y la ANH.

REFERENCIAS

- ANH. (2012). Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Cuenca Llanos Orientales. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Bachu, S. (2000). Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Conversion and Management*, 41(9), 953-970. doi: 10.1016/S0196-8904(99)00149-1.
- Bennaceur, K., Gielen, D., Kerr, T., and Tam, C. (2008). CO₂ capture and storage: A key carbon abatement option. IEA/OECD: Paris.
- Bennaceur, K., Gupta, N., Monea, M., Ramakrishnan, T., Randen, T., Sakurai, S., y Whittaker, S. (2004). Captación y almacenamiento de CO₂: Una solución al alcance de la mano. *Oilfield Review*, 16(4), 48-65.
- Cámara, A. Navarrete, B., Candil, R., Vilanova, E., Segarra, J., Morán, S., Zapatero, M., Gómez, M., Peña, F., García, A., Gil, J., Pina, J., Chamberlain, J., Martínez, R., Arenillas, A., Cortina, V., Valle, L., Penelas, G., Menéndez, E., Loredo, J., y Llamas, B. (2010). Captura y almacenamiento de CO₂. *X Congreso Nacional del Medio Ambiente*, CONAMA 10, CIEMAT, Madrid.
- Consoli, C., Havercroft, I., and Irlan, L. (2017). Carbon capture and storage readiness index: comparative review of global progress towards wide-scale deployment. *Energy Procedia*, 114, 7348-7355. doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1585.
- Consoli, C., and Wildgust, N. (2017). Current status of global storage resources. *Energy Procedia*, 114, 4623-4628. doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1866.
- Cooper, M., Addison, F., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R., Hayward, A., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A.J., and Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *A.A.P.G Bulletin*, 79(10), 1421-1443.
- Couëslan, M.L., Ali, S., Campbell, A., Nutt, W.L., Leaney, W.S., Finley, R.J., and Greenberg, S. (2013). Monitoring CO₂ injection for carbon capture and storage using time-lapse 3D VSPs. *The Leading Edge*, 32(10), 1268-1276. doi: 10.1190/tle32101268.1.
- ECOPETROL. (2014). Taller de pozos de inyección. Conferencia N° 1. Bogotá.
- GEO-PARK. (2014). Plan de manejo ambiental para la perforación exploratoria en la locación multipozos Tigana Sur.
- Holloway, S., Chadwick, A., Lindeberg, E., Czernichowski-Lauriol, I., and Arts, B. (2003). Practice manual from SACS-Saline Aquifer CO₂ Storage project. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Statoil Research Center: Trondheim, Norway.
- Hurtado, A. (2010). Metodología para la estimación regional de la capacidad de almacenamiento de CO₂ en formaciones permeables profundas y sus incertidumbres. Tesis Doctoral. Universidad de León, España.
- Koperna, G., Riestenberg, D., Kuuskraa, V., Rhudy, R., Trautz, R., Hill, G.R., and Esposito, R. (2012). The SECARB anthropogenic test: a US integrated CO₂ capture, transportation and storage test. *International Journal of Clean Coal and Energy*, 1(2), 13-26. doi: 10.4236/ijcce.2012.12002.
- Mendoza J., y Bueno J. (2008). Modelado de causas geológicas generadoras de sobrepresión. Aplicación para la formación Carbonera en el campo Cupiagua del Piedemonte Llanero Colombiano. Tesis. Escuela de Geología, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H., Loos, M., and Meyer, L. (2006). Special report on carbon dioxide capture and storage. Cambridge University Press: Cambridge, U.K.
- Morales, H., y Torres, C. (2008). Tecnologías de captura y secuestro de CO₂. Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- PAREX. (2014). Estudio de impacto ambiental Bloque Llanos 40. Parex Resources Colombia LTD Sucursal.

Warwick, P. (2016). *Overview of USGS carbon sequestration – geologic research and assessments project*. The National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. Consultado el 18 de septiembre de 2017. <http://dels.nas.edu/resources/static-assets/basc/miscellaneous/cdr-mtg-1/warwick.pdf>.

Jorge Eliecer Mariño-Martínez
ORCID: 0000-0001-5105-2095

Luisa Epimenia Moreno-Reyes
ORCID: 0000-0001-8273-3854

Trabajo recibido: junio 14 de 2017
Trabajo aceptado: noviembre 30 de 2017