

Análisis de la viabilidad de aplicación de la tecnología captura de carbono y
almacenamiento geológico en yacimientos de hidrocarburos depletados en Colombia

Samuel Medina Martínez

Monografía para optar el título de Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

A Dios, por darme la energía de estudiar en esta etapa de mi vida, a mi esposa Olga Lucia y mis hijos Natalia, Juan Camilo y Nicolas por el apoyo permanente, a mis padres que siempre están en mi corazón.

Samuel

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Objetivos	15
1.1. Objetivo General	15
1.2. Objetivos específicos	15
2. Metodología	16
3. Generalidades de la Tecnología CCS (Carbon Capture and Storage)	17
3.1. ¿Cómo se relacionan el cambio climático y el calentamiento global con la tecnología del CCS?	17
3.2. Etapa del Captura del CO ₂	19
3.2.1. Tecnología de Precombustión.....	23
3.2.2. Captura durante la combustión (oxicombustión).....	23
3.2.3. Postcombustión.....	24
3.2.3.1. Mecanismos de Separación del CO ₂ en postcombustión	26
3.3. Transporte del CO ₂	28
3.3.1. Costos del Transporte de CO ₂	30
3.3.2. Conclusiones del Estudio (ZEP, 2009) Sobre Transporte de CO ₂ en Europa.....	34
3.4. Almacenamiento del CO ₂	35
3.4.1. Los Yacimientos de Petróleo	37
3.4.2. Yacimientos de Gas Natural	38
3.4.3. Almacenamiento en Acuíferos Salinos.....	38
3.4.4. Riesgos del almacenamiento geológico de CO ₂	39

3.4.4.1. Calidad del Yacimiento.....	39
3.4.4.2. Continuidad del Yacimiento.	41
3.4.4.3. Calidad del Sello.....	42
3.4.4.4. Continuidad del Sello.....	43
3.4.4.5. Relevancia de la Presión y Temperatura.....	44
3.4.4.6. Fallas y Fracturas	46
5.4.10 Evaluación de Acuíferos Superficiales (Hidrología).....	48
3.4.4.7. Seguimiento y Monitoreo de la Inyección de CO2.....	49
3.5. Resumen Potencial de la tecnología CCS y Beneficios fiscales USA.....	51
4. Avances en aplicación de tecnología CCS en el mundo, énfasis uso yacimientos de hidrocarburos depletados	55
4.1. Balance de Proyectos CCS en desarrollo en Europa y en el mundo.....	59
4.2. Resumen del proyecto CCP (2023).....	62
4.2.1. Descripción General de lo Desarrollado para la Captura de CO2	63
4.2.2. Descripción General de Almacenamiento, Monitoreo y Verificación (SMV)	64
4.2.3. Análisis reducción de costos en Proyectos de Inyección de CO2 – Estudio de caso	70
4.3. Resumen de diagnóstico de uso de yacimientos depletados en Países Bajos	74
4.4. Resumen del Estudio “Criterios para el uso de yacimientos depletados para el almacenamiento Geológico de CO2”	81
4.4.1. Experiencia Operacional de Inyección de CO2 en Yacimientos de HC Agotados	84
4.4.2. Efecto de Hidrocarburos Residuales en la Capacidad de Almacenamiento	85
4.4.3. Condiciones de Contorno y Agotamiento de la Presión del Yacimiento.....	85
4.4.4. Análisis de Conveniencia Económica de Reutilización de Infraestructura.	86

4.4.5. Parámetros para Evaluar Campos Agotados para el Almacenamiento de CO ₂	87
4.5. Resumen de Proyecto Petranova.....	89
5. Estado del arte de la tecnología CCS en Colombia y evaluación de su potencial uso.	92
5.1. Inventario de Emisiones de CO ₂ Colombia.....	97
5.2. Inventario de Fuentes de CO ₂ Identificadas y Potencial de Captura en Colombia.....	99
5.3. Potencial Recobro de Petróleo por EOR y Almacenamiento de CO ₂	107
5.4. Estructura del Modelo de costos Proyecto CO ₂ -EOR.....	108
5.5. Ajuste Fuente- Sumidero de CO ₂	109
5.6. Transporte de CO ₂	111
5.7. Resumen costos asociados a los 2 proyectos a evaluar.....	113
5.8. Estudio inyección de CO ₂ -EOR capturado en Planta de gas en Campo Cusiana	114
5.9. Evaluación Financiera.....	116
6. Normatividad legal y fiscal de la tecnología CCS	123
6.1. Regulación de la tecnología Captura y almacenamiento de carbono CCS a nivel global ...	123
6.2. Avance de la Regulación en Colombia para el Potencial uso de la Tecnología CCS	126
7. Conclusiones.....	129
8. Recomendaciones	132
Referencias Bibliográficas	134

Lista de Tablas

Tabla 1 Ventajas y desventajas de los sistemas de captura del CO	28
Tabla 2 Resultados Obtenidos para Proyectos de Demostración de CCS.	33
Tabla 3 Costo Unitario de Transporte de CO2 a gran escala 20 MtonCO2/Año.	34
Tabla 4 Mecanismos de Confinamiento del CO2	37
Tabla 5 Resumen de los proyectos CCS en el mundo a 2022.	61
Tabla 6 Características clave casos 1 y 2.....	71
Tabla 7 Características clave de Proyecto asociado CO2-EOR.....	72
Tabla 8 Balance de Capacidad de almacenamiento de CO2 Teórica y Efectiva en los yacimientos de gas costa afuera en Países Bajos.	78
Tabla 9 Potencial de captura de CO2 para las fuentes identificadas por sector	103
Tabla 10 Datos claves de desempeño de captura de CO2 para fuentes industriales.....	104
Tabla 11 Capex y Opex etapa de captura Proyectos Clúster 1	107
Tabla 12 Campos que potencialmente pueden aplicar CO2-EOR.....	108
Tabla 13 Estructura del modelo de costos CO2-EOR	108
Tabla 14 Costos nivelados para cada etapa del proyecto EOR-CO2.....	109
Tabla 15 Emparejamiento Fuente-sumidero para 2 Proyectos a analizar Clúster 1	111
Tabla 16 Estructura del Modelo de Costos Transporte de CO2	112
Tabla 17 Capex y Opex de transporte con costo Nivelado.....	113
Tabla 18 Cálculos Para ajuste de EUR 2017 a USD 2022	114
Tabla 19 Resumen de costos asociados a los 2 proyectos en análisis – Clúster 1	114
Tabla 20 Caso M1 Proyecto Captura de 2.77 Mton CO2/año con beneficio producción	118
Tabla 21 Caso M2 Captura de 1.56 Mton CO2/ año con beneficio de producción.....	119

Tabla 22 Caso M1 Captura de 2.77 Mton CO ₂ / año, con sensibilidad Capex almacenamiento 55% y sin producción crudo (Inyec. dedicada de CO ₂).....	120
Tabla 23 Caso M2 Captura de 1,56 Mton CO ₂ / año con sensibilidad Capex almacenamiento 55% y sin producción crudo (Inyec. dedicada de CO ₂).....	120
Tabla 24 Caso M1 Captura de 2.77 Mton CO ₂ / año, con sensibilidad Capex almacenamiento 40% y sin producción crudo (Inyec. dedicada de CO ₂).....	121
Tabla 25 Caso M2 Captura de 1,56 Mton CO ₂ / año con sensibilidad Capex almacenamiento 40% y sin producción crudo (Inyec. dedicada de CO ₂).....	121
Tabla 26 Caso M1 Captura de 2.77 Mton CO ₂ / año para determinar costo de equilibrio en caso de inyección dedicada, con sensibilidad 40% Capex Almacenamiento	122
Tabla 27 Caso M2 Captura de 1.56 Mton CO ₂ / año para determinar costo de equilibrio en caso de inyección dedicada, con sensibilidad 40% Capex Almacenamiento.	122

Lista de Figuras

Figura 1 Tecnologías para captura de CO2.....	20
Figura 2 Despresurización del gas natural y del dióxido de carbono	30
Figura 3 Costos del Transporte de CO2 basados en modelo 250 Km	31
Figura 4 Comparativo costos del transporte de CO2 vs Distancia-Tipo	32
Figura 5 Mecanismos de Confinamiento del CO2.....	36
Figura 6 Diagrama de Fases para el Dióxido de Carbono en unidades de campo.....	45
Figura 7 Costo nivelado de USD/Ton CO2 capturado y almacenado	54
Figura 8 Plan de reducción de emisiones y demanda de energía primaria	58
Figura 9 Infografía de los Proyectos CCUS en Europa a 2022	59
Figura 10 Infografía de los Proyectos CCUS en el mundo a 2022 según la IOGP	60
Figura 11 Fases de la etapa de Inyección de un Proyecto CCS	66
Figura 12 Costos almacenamiento según capacidad inyección (Casos Todo Incluido)	73
Figura 13 Descripción del proceso de captura en la planta Petranova	91
Figura 14 Participación histórica por sector IPCC en el total de emisiones de GEI	97
Figura 15 Tendencia de emisiones y absorciones de GEI para la serie 1990 a 2018.	98
Figura 16 Definición de Clústeres	110
Figura 17 Esquema de transporte potenciales proyectos definidos en el clúster 1.....	112

Resumen

Título: Análisis de la viabilidad de aplicación de la tecnología captura de carbono y almacenamiento geológico en yacimientos de hidrocarburos depletados en Colombia

Autor: Samuel Medina Martínez**

Palabras Clave: Captura de CO₂, CCS, Almacenamiento Geológico, Calentamiento Global, Balance de emisiones GEI

Descripción: El cambio climático es un problema global que requiere una acción urgente. La industria petrolera, responsable del 72% de las emisiones globales, necesita implementar estrategias para reducir su impacto mientras se desarrolla la transición a energías limpias. La captura y almacenamiento de carbono (CCS) es una tecnología que puede ayudar a reducir las emisiones de la industria petrolera.

La tecnología CCS captura el CO₂ de grandes fuentes fijas y lo almacena en formaciones geológicas. Se ha probado tecnológicamente, pero aún existen riesgos y altos costos, especialmente en la etapa de captura. Sin embargo, la CCS puede generar emisiones negativas, lo que es crucial para frenar el calentamiento global.

La CCS a nivel global es una herramienta que puede contribuir a la lucha contra el cambio climático, pero se necesita más investigación y desarrollo para que sea una solución viable a largo plazo.

Colombia tiene potencial para almacenar CO₂ en yacimientos depletados de petróleo y gas. Sin embargo, se necesitan estudios específicos para identificar las formaciones geológicas adecuadas. Implementar la CCS en Colombia aún es prematuro debido a los riesgos técnicos, altos costos, falta de regulación y pocos incentivos fiscales y a pesar de que la tecnología CCS es prometedora para reducir las emisiones de la industria en general, aún existen grandes desafíos que superar antes de que pueda implementarse a gran escala en Colombia.

** Facultad de Físico- Químicas. Escuela de Petróleos. Especialización en Yacimientos. Director: Samuel Fernando Muñoz - Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Abstract

Title: Análisis de la viabilidad de aplicación de la tecnología captura de carbono y almacenamiento geológico en yacimientos de hidrocarburos depletados en Colombia

Author: Samuel Medina Martínez^{††}

Key Words: Carbon capture, CCS, Geological storage, GHG Emissions Balance

Description: Climate change is a global issue that requires urgent action. It is caused by the increased emissions of greenhouse gases, primarily CO₂. The energy sector contributes an average of 72% to global emissions, and the oil and gas industry is one of the main sources of these emissions. However, it is also one of the major sources of energy required by the world. While low-emission energy sources are being developed, we must work on multiple strategies during the transition, such as reducing consumption, increasing renewable sources, electrification, technological development, fuel switching, and carbon capture and geological storage (CCS). The focus of this research is CCS technology.

CCS technology involves three steps, capture, transport, and geologically storing of CO₂ emitted by heavy industries in stationary sources. It is one of the strategies being explored to reduce emissions from the oil industry. Currently there are still technological risks, and, most importantly, a significant effort is needed to optimize the costs of the technology, with the major challenge being the high costs associated with the capture stage.

In Colombia, depleted oil and/or gas reservoirs have the potential for CO₂ storage. However, Colombia must develop a program to conduct more specific studies to identify suitable geological formations for CO₂ storage. In general, it can be said that considering the implementation of CCS in Colombia as a lever for emission reduction goals is still premature. In addition to the technical risks associated with each stage of the technology, the high investment costs, especially in the capture stage, make its financial application unviable. Furthermore, the lack of regulation in Colombia and few fiscal incentives do not encourage the initiation of pilot projects to advance the learning curve to the level of knowledge that others have already achieved. Specific public policies and regulations for CCS in Colombia are still non-existent.

^{††} Facultad de Físico- Químicas. Escuela de Petróleos. Especialización en Yacimientos. Director: Samuel Fernando Muñoz - Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Introducción

El problema global del cambio climático y en particular el incremento de la temperatura del planeta ha sido uno de los temas de mayor visibilidad en los últimos años, por ello la ONU (Organización de Naciones Unidas) a través de algunas de sus organizaciones y países miembros han realizado un arduo trabajo para plantear estrategias que permitan mitigar esta situación, entre otros la Conferencia de las Partes (COP), que es el órgano supremo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). La CMNUCC fue creada en mayo de 1992, en la “Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro”, con la premisa de reforzar la conciencia pública a escala mundial sobre los problemas relativos al Cambio Climático.

La COP 21 o acuerdo de Paris realizado en 2015, estableció un acuerdo histórico para combatir el cambio climático y como parte de la estrategia de buscar acelerar e intensificar las acciones e inversiones que sean requeridas para un futuro sostenible y bajas emisiones de Carbono.

De otra parte la Agencia Internacional de Energía (EIA por la siglas en Ingles), que es una de las organizaciones que lidera el tema de la transición energética en el mundo, ha planteado varias estrategias que se deben aplicar combinadas para tener una reducción de las emisiones de GEI (CO₂, CH₄ y NO₂ principalmente). GeocycleMx (2021) en su Webinar DMMA plantea que las estrategias son la reducción de demanda, incrementar uso de energías renovables, incrementar electrificación, cambio de combustibles, desarrollo de tecnologías y finalmente CCUS (Carbon Captur Use and Storage). Parte de esta última es la de interés para el desarrollo del presente trabajo y es la CCS (Carbon Capture and Storage) dado que no se abordará el potencial uso del CO₂.

La tecnología CCS de manera general se define como el proceso integrado de separación de gases en plantas industriales, transporte a sitios de almacenamiento e inyección en formaciones subterráneas del CO₂.

Para efectos de este trabajo se usará el acrónimo CCS por ser más conocido. El fin primordial de la tecnología de CCS es que cuando el CO₂ que es capturado y transportado se inyecta en el espacio poroso de las rocas en las profundidades del subsuelo (a profundidades generalmente superiores a los 800 o 1000 metros), para ser almacenado, si se observan los protocolos operativos seguros, se espera que este CO₂ permanezca allí durante un período de tiempo geológico. (Mínimo cientos de años)

Desde el punto de vista científico la tecnología de CCS juega un papel muy importante en la estrategia de mitigación de emisiones de CO₂ de origen antropogénico y por esto el foco que han planteado los expertos está en las fuentes de mayor impacto, como la generación de electricidad, la industria pesada (Cementeras, siderúrgicas, papeleras) y la Industria Petrolera (Petroquímica, refinerías y plantas de Gas). Las dos primeras en general requieren un sistema o proceso adicional de captura del CO₂ conllevando 2 desventajas comparado con la Industria petrolera y petroquímica, la primera desventaja es que al requerir una planta adicional consumirá más energía y tendrá más impacto de emisiones y segundo tiene un costo alto asociado, en algunos procesos de la industria petrolera el CO₂ ya sale como un subproducto y por tanto solo se requiere tomarlo, tratarlo y transportarlo al lugar que se haya dispuesto para su almacenamiento final, que por lo general será en formaciones geológicas en campos petroleros o acuíferos salinos profundos.

Otra organización internacional que trabaja en el conocimiento sobre cambio climático es la IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), este organismo intergubernamental de las Naciones Unidas considera la necesidad de tener emisiones negativas, para lograr el objetivo de

limitar el calentamiento global por debajo de 1,5 °C y la tecnología CCS es una oportunidad para lograr emisiones negativas, esto es corroborado por Climate Action Reserve NACW (2020), donde se afirma que la mayoría de las proyecciones modeladas (88/90) asumen que se deben tener emisiones negativas y la tecnología de CCS, para apoyar la estrategia de mantener la meta de incremento de temperatura, en este mismo documento Julio Friedmann, Investigador Senior, Centro de Política Energética Global, Universidad de Columbia afirma que,

Si realmente se quiere llegar a una descarbonización profunda, si se quiere llegar a cero netos, se requiere CCS. Y si el modelo no considera CCS, el 50% de los modelos fallan. Simplemente no pueden resolver lo que necesita ser resuelto, adicionalmente todos los escenarios de dos grados tienen mucho CCS. Este experto también hace énfasis que la Tecnología CCS que utiliza en la captura procesos de postcombustión, la concentración de los contaminantes criterio disminuye y esto está probado en proyectos como Boundary Dam en Canadá y Petra Nova en los EE. UU. Por lo general, se observa una caída del 90 o 95 % en los contaminantes criterio después de las modificaciones posteriores a la combustión. Y en algunos casos, ciertos tipos de contaminantes obtienen reducciones aún más profundas, mucho más allá del 99% de reducción. (Climate Action Reserve NACW , 2020).

La estrategia de Captura de Carbono y almacenamiento (CCS) ya se ha aplicado con relativo éxito técnico en varios proyectos de la industria petrolera en el mundo, en general el principal desarrollo se ha visto en proyectos que están integrados verticalmente, es decir tienen su propio sistema de captura, transporte y almacenamiento. Con base en lo anterior, la industria petrolera en Colombia puede ser un buen candidato para evaluar si la tecnología de CCS es viable

técnica y financieramente como una alternativa para mitigar la emisión de gases efecto invernadero en sector petrolero y que aporte a las metas del país en los acuerdos internacionales.

La pregunta que quiere resolver esta investigación es:

Si con la experiencia y avances tecnológicos que se han conseguido en los proyectos CCS implementados en diferentes lugares del mundo, es posible utilizar los yacimientos depletados de petróleo y/o gas en Colombia, cercanos a potenciales fuentes de CO₂, como potenciales almacenadores de CO₂ de manera segura, a largo plazo y económicamente rentable. Adicionalmente revisar si existen políticas públicas y de regulación en Colombia, orientadas a facilitar la implementación de la tecnología CCS.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Analizar la viabilidad de aplicación de la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCS) en yacimientos colombianos como alternativa en la reducción de emisión de gases de efecto invernadero.

1.2. Objetivos específicos

Documentar la técnica de captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés), identificando las características propias de la aplicación de la tecnología.

Describir la situación actual en Colombia y en el mundo de la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂, analizando la viabilidad de aplicación en los yacimientos del país.

Estudiar la aplicación de la tecnología en Colombia con base en la factibilidad técnica de su uso.

2. Metodología

Con el fin de darle respuesta a la pregunta, la presente monografía está estructurada en cuatro (04) capítulos: el primero, desarrollará la explicación general sobre la tecnología de captura, transporte y almacenamiento del CO₂. El segundo, abordará todo lo relacionado con las experiencias internacionales en los proyectos en operación y en desarrollo, así como una revisión de los avances regulatorios y fiscales que han permitido avanzar en la aplicación de la tecnología. A su vez, el capítulo tercero de adentrará en el caso colombiano respecto a las experiencias documentadas, el estado de avance de la aplicación de la captura en la industria Colombiana y evaluar el potencial uso de la tecnología CCS completa con el potencial uso de yacimientos de petróleo y gas ya en etapa de depletamiento, basado en los riesgos y beneficios que se visualizan en las actuales condiciones, el capítulo cuarto desarrollará un corto análisis del avance a nivel regulatorio y fiscal en los diferentes países para apalancar el uso de la tecnología CCS y en el contexto colombiano determinar si existe o no, una política pública y regulatoria para la implementación de las tecnologías CCS. Finalmente, este trabajo investigativo presentará las conclusiones y recomendaciones sobre si estamos preparados para utilizar esta tecnología, como parte de las estrategias de Colombia en lograr las metas de reducción de emisiones de CO₂equ a la atmósfera.

La tecnología CCUS incluye el potencial uso del CO₂ capturado, sin embargo, el foco de esta investigación estará en que el CO₂ capturado se pueda almacenar de manera permanente y duradera en yacimientos de petróleo y gas en etapa de agotamiento, esta tecnología que en inglés se denomina CCS (Carbon Capture and Storage), está enfocada en capturar las emisiones de origen antropogénico de fuentes de alto mayor impacto como la generación de electricidad, la industria

pesada (Cementeras, siderúrgicas, papeleras) y la Industria (Petroquímica, refinerías y plantas de Gas) transportarlo e inyectarlo en el subsuelo.

3. Generalidades de la Tecnología CCS (Carbon Capture and Storage)

3.1. ¿Cómo se relacionan el cambio climático y el calentamiento global con la tecnología del CCS?

El cambio climático es un fenómeno global que se caracteriza por el aumento de las temperaturas y los patrones climáticos del planeta. Este fenómeno es causado principalmente por la actividad humana, en especial, por la quema de combustibles fósiles.

Las concentraciones de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera han aumentado significativamente desde la década de 1960. En 2022, las concentraciones de CO₂ alcanzaron un récord histórico de 418,56 ppm. Las emisiones de CO₂ provienen principalmente de la quema de combustibles fósiles y la deforestación.

El cambio climático tiene un impacto significativo en el desarrollo sostenible. El calentamiento global está causando un aumento del nivel del mar, eventos climáticos extremos y cambios en los patrones de precipitación. Estos impactos están teniendo un impacto negativo en la economía, la salud y el bienestar social.

En 2015, alrededor de 200 países acordaron el Acuerdo de París, un acuerdo global para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, las emisiones de CO₂ siguen aumentando, lo que indica que las acciones de mitigación acordadas no están siendo lo suficientemente efectivas.

Según la Agencia Internacional de Energía (EIA por las siglas en Inglés) y científicos del clima NACW (2020), consideran que la tecnología CCS como una herramienta clave para lograr una descarbonización profunda y el objetivo neto cero, además de ayudar en la reducción de contaminantes criterio, (Los contaminantes criterio son aquellos contaminantes normados a los que se les han establecido un límite máximo permisible de concentración en el aire ambiente, con la finalidad de proteger la salud humana y asegurar el bienestar de la población)

La tecnología CCS de una manera general consta de 3 etapas; captura, transporte y almacenamiento de CO₂, cada una de estas etapas han mostrado independientemente que son comercialmente aplicables, sin embargo, para un alcanzar proyectos exitosos de esta tecnología la estrategia debe buscar integración y la creación de clústeres de fuentes y sumideros (Almacenamiento). Cada etapa de la tecnología CCS tiene sus propios riesgos y con la actual tecnología los costos asociados se consideran altos y esto es la causa para que su aplicación no haya tenido la dinámica de solución que el problema climático está necesitando. Por ejemplo, para el proceso de captura de CO₂ el costo de instalación es alto y potencialmente requiere muchas modificaciones en el proceso productivo que se quiere intervenir, los sistemas de transporte de CO₂ a pesar de ser el proceso menos complejo de esta tecnología también tiene altos costos de inversión y tiene los riesgos asociados a construir nueva infraestructura en regiones con complejidades sociales y ambientales, finalmente el proceso de almacenamiento geológico también tiene costo de operación importante, sin embargo, lo más relevante son los riesgos de contención y la falta de claridad en la regulación del proceso, otro diferenciador importante en proyectos de CCS es la incertidumbre del cierre final de un proyecto y las responsabilidades correspondientes.

3.2. Etapa del Captura del CO₂

La captura de CO₂ es la primera etapa de la tecnología CCS y la tecnología que se utiliza para separar el CO₂ de la mezcla de gases de combustión, es la que mayor costo representa y los esfuerzos tecnológicos de los últimos años se han enfocado en reducir el costo de captura de CO₂.

Las tecnologías de captura de CO₂ suelen dividirse de acuerdo con el momento en que se realice la captura, las técnicas de captura suelen dividirse en precombustión, postcombustión y oxidación (Wilberforce et al., 2019, p.3).

Los procesos de precombustión suelen asociarse a la producción de gas de síntesis (syngas, en inglés) para la producción de energía a partir de combustibles como carbón o gas natural. En dicho proceso, el combustible es transformado en una mezcla de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂). Esto es logrado a través de procesos como gasificación o reformación con vapor de agua. El monóxido de carbono reacciona posteriormente con vapor (H₂O) para aumentar el hidrógeno H₂, lo cual deriva en CO₂. Los niveles de pureza de CO₂ en esta reacción permiten una relativamente fácil separación del CO₂ a través de diversos métodos físicos y químicos de absorción. Este proceso es aplicado para la obtención del llamado Hidrógeno azul, un combustible muy importante en el proceso de transición energética siempre y cuando tenga asociado las etapas de transporte y almacenamiento geológico. Los retos de esta tecnología son eficiencia energética y el costo de instalación en plantas térmicas existentes.

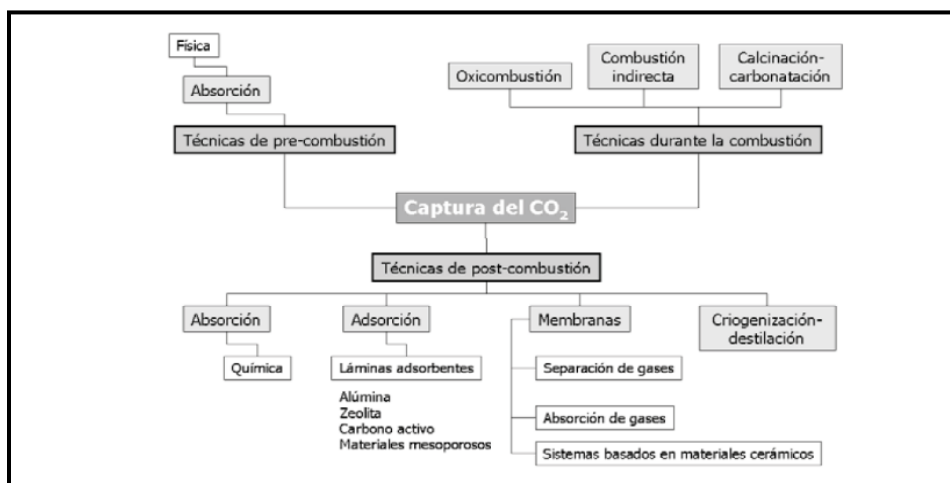
Los procesos de captura postcombustión ocurren una vez los combustibles son oxidados con aire para la obtención de su potencial energético. La separación de CO₂ ocurre después de procesos donde se separan los compuestos nitrogenados y sulfurados. Los niveles de concentración de CO₂ donde se aplica esta tecnología son bajos, por tanto, los procesos de separación son más complejos y costosos. Esto es por la cantidad de otros compuestos que terminan produciéndose, lo

que implica mayor diversidad de contaminantes y porque el CO₂ al tener menos concentración es más difícil y costoso de separar. Los procesos de Postcombustión incluyen la absorción química o física, la adsorción química o física, el uso de membranas, técnicas criogénicas, ciclos de calcio o la utilización de algas.

La oxidación es una tecnología en desarrollo que se basa en utilizar oxígeno de alta pureza para aprovechar el potencial energético de los hidrocarburos. Debido a esto, la reacción de combustión produce principalmente CO₂ y H₂O. Esto repercute en altos niveles de concentración de CO₂ lo cual se traduce en mayor facilidad para su separación. Debido a esto la oxidación es una tecnología prometedora sin embargo la separación del aire para aislamiento del oxígeno (O₂) es un proceso intensivo en energía y costoso.

La Figura de abajo representa las diferentes tecnologías que se pueden aplicar para buscar la captura de CO₂

Figura 1 Tecnologías para captura de CO₂



Tomada de Barrero F, ¿Existe en Colombia una política pública y regulación que permitan la implementación de tecnología CCS?, Universidad Externado de Colombia, tesis de maestría en derecho con énfasis regulación minera, petrolera y energética, 2021: web [content \(uexternado.edu.co\)](http://content.uexternado.edu.co)

En general todos los esfuerzos de los investigadores, la industria, los ambientalistas en relación con la captura de CO₂, es lograr la mayor eficiencia de la captura de grandes volúmenes de CO₂ a los menores costos. De la lectura de artículos, libros, y la visualización de foros en internet, se observa que la tecnología que están usando los proyectos grandes de CCS en la etapa de captura, están enfocados al uso de captura de CO₂ en postcombustión utilizando el sistema de absorción con aminas.

Un ejemplo es lo presentado por (Marulanda, T y Villa, LA, 2021). que en su tesis de grado evaluaron varias tecnologías para usarlas en las diferentes plantas de la Refinería de Barranca y concluyen:

Se identificaron las tecnologías de precombustión, oxicomustión y postcombustión, haciendo énfasis en la última categoría al conocer que las mayores emisiones de la GRB correspondían a procesos de combustión. Dentro de esta se analizaron los sistemas por absorción, adsorción, membranas y procesos criogénicos que hacen parte de los métodos más estudiados y utilizados a nivel mundial. La tecnología seleccionada para el análisis económico fue la captura de CO₂ a partir de Monoetanolamina (MEA) por absorción en proceso de postcombustión, esto dado a su alta aplicabilidad en diferentes plantas. Esta emplea un absorbedor con un solvente acuoso con una fracción en masa de 30% de MEA y una torre de regeneración (stripper); siendo este disolvente ampliamente empleado en la industria con una disposición suficiente de especificaciones del producto en el mercado. (Marulanda, T y Villa, LA, 2021, p 137)

Otra revisión realizada fueron los informes presentados en el desarrollo del proyecto CO₂ Capture Project CCP. CCP4(2023) En este reporte del proyecto muestra que el proyecto fue

patrocinado por las grandes compañías globales del sector petrolero iniciado en el año 2000 y desarrollado por más de 20 años en 4 fases y durante la primera fase (2000-2003), en el tema de captura de CO₂, inicio con la evaluación de más de 200 tecnologías de captura, luego se profundizó la evaluación a las de mayor desarrollo en la Fase 2 (2004-2009) y las primeras 2 demostraciones de captura de CCP fueron parte de la Fase 3 (2010-2014). Ambos implementaron Oxidación, un regenerador de catalizador de craqueo catalítico fluido (FCC) a escala piloto y una caldera de generador de vapor de un solo paso (OTSG) de campo petrolífero. La Fase 3 también incluyó un esfuerzo significativo para desarrollar un modelo económico, y finalmente el equipo de Captura se centró en la Fase 4 en reducir el costo de la captura de CO₂ de las operaciones de refinación, la captura posterior a la combustión con énfasis en la generación de energía de gas natural y la separación de CO₂ de la producción de gas natural.

Otro ejemplo del esfuerzo que se realiza a nivel global para optimizar la tecnología y costos del proceso de captura es el estudio desarrollado dentro del CCP denominado “Preliminary performance and cost evaluation of four alternative technologies for post-combustion CO₂ capture in natural gas-fired power plants”. El objetivo del estudio fue evaluar el potencial técnico y económico de cuatro tecnologías alternativas para la captura de CO₂ postcombustión de centrales eléctricas alimentadas con gas natural. Se toma como caso de referencia un NGCC (Planta de gas con ciclo combinado) de última generación sin captura de CO₂, y el mismo NGCC diseñado con captura de CO₂ usando absorción MEA se usa como caso base de captura. El estudio encontró que la tecnología de ciclo combinado integrado con MCFC (Pilas de Combustible de Carbonato fundido por sus siglas en Inglés) es la más prometedora para la captura de CO₂ postcombustión de centrales eléctricas alimentadas con gas natural. Esta tecnología tiene un costo competitivo y

una penalización energética baja, lo que la hace una opción atractiva para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. (Gatti M, et al, 2022 CCP Vol 5, Chap 7)

3.2.1. Tecnología de Precombustión

La precombustión busca eliminar el CO₂ del combustible fósil antes de la combustión, el proceso de captura de CO₂ precombustión utilizando carbono es una técnica que se emplea en la producción de hidrógeno a partir de gas natural o gasificación de carbón, denominado Hidrógeno azul si se asocia el CO₂ producido a un proceso de almacenamiento, El proceso general consta de 3 etapas, la primera es generar un gas de síntesis (Syngas) que contiene principalmente hidrógeno (H₂) y monóxido de carbono (CO), junto con otras trazas de gases y posteriormente en la segunda etapa llamada reformado con vapor, el gas de síntesis producido en la etapa previa se mezcla con vapor de agua, el objetivo es incrementar la concentración de H₂ y CO en la mezcla, luego se lleva a un reactor donde el gas de síntesis se hace pasar a través de un lecho de partículas de carbono, entonces el CO se oxida para formar CO₂ y luego se separan mediante procesos de purificación el H₂ y el CO₂.

El hidrógeno purificado puede utilizarse como combustible limpio para diversas aplicaciones, como generación de energía, producción de productos químicos o como combustible.

3.2.2. Captura durante la combustión (oxicombustión)

La tecnología más usada durante la combustión es la oxicombustión, que es hacer la combustión en un ambiente enriquecido de O₂ (Comburente). Esto produce una corriente de gases de combustión rica en CO₂ (alrededor del 90%), facilitando su captura y almacenamiento.

La tecnología de oxidación consiste en sustituir el aire por oxígeno para realizar la combustión, existen 2 alternativas de oxidación la total y la parcial, cuya diferencia es que en oxidación total la composición del comburente es oxígeno puro, en la oxidación parcial el comburente tiene una alta concentración de O₂ pero mantiene una cantidad de N₂, en esta última, la mezcla rica en oxígeno es alcanzada mediante la separación de parte del N₂ del aire mediante membranas de haces de fibras huecas o mediante zeolitas. La concentración de CO₂ en el proceso de oxidación puede ser del 90% y luego de enfriar el vapor de agua la concentración de CO₂ es del 90-95% en peso. Dentro de las ventajas de la captura de CO₂ por oxidación se tiene que se facilita la separación y captura del CO₂, debido a la alta concentración de CO₂, el volumen de los gases de chimenea son menores y puede tener mejor eficiencia energética que otras tecnologías de captura, sin embargo, también se tienen retos en los costos de separación de O₂ del aire, no todos los combustibles son aptos para ser quemados con O₂ puro y aun se requiere investigación avanzada en aspectos operativos y de mantenimiento.

3.2.3. Postcombustión

La captura de CO₂ postcombustión es un proceso que se aplica a los gases de combustión después de que el combustible se ha quemado con aire. Esta tecnología captura el CO₂ de las centrales eléctricas y otras instalaciones industriales que emiten grandes cantidades de CO₂.

Esta tecnología presenta la ventaja de que se puede utilizar en instalaciones existentes que ya están en funcionamiento y que no fueron diseñadas originalmente para la captura de CO₂ realizando solo cambios menores al proceso de producción actual. El principio del proceso es que el combustible se quema con aire, produciendo gases de combustión con CO₂, NO_x, SO_x y otros contaminantes, luego los gases de combustión se someten a un proceso de limpieza para eliminar

contaminantes como NO_x, SO_x y partículas. Posteriormente se deben separar estos gases utilizando un solvente o una membrana para separar el CO₂ de los demás gases, si se usa solvente el proceso también involucra la regeneración del solvente, parte que requiere un alto consumo energético, y finalmente se realiza la compresión, transporte y almacenamiento geológico o utilización industrial.

Las tecnologías de captura de CO₂ post combustión incluyen absorción química o física, adsorción física, separación con membranas e incluso la criogenización (destilación del CO₂). La postcombustión en general es una tecnología más fácil de implementar en instalaciones existentes, pero también puede ser menos eficiente y más costosa que otros métodos de captura de carbono. Aunque existen desafíos técnicos y económicos, la captura de CO₂ postcombustión sigue siendo una herramienta importante para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y abordar el cambio climático.

El método más utilizado actualmente en los proyectos CCS que están operando y en desarrollo es la absorción química, en la que se hace pasar los gases a través de un solvente líquido que tiene una alta afinidad por el CO₂. El solvente reacciona con el CO₂ y lo captura, mientras que los otros gases pasan a través sin ser afectados.

El costo de captura está asociado a la concentración de CO₂ que tenga la mezcla de los gases de escape, y en general a menor concentración de CO₂ los costos de captura de CO₂/Ton serán mayores, de otra parte, por la baja concentración de CO₂ el requerimiento de equipos es más voluminoso y los requerimientos de áreas para ubicación de un proyecto serán mayores y esto obviamente genera un incremento de inversión y costos de operación. Adicionalmente la regeneración del solvente tiene un alto requerimiento energético, este método genera una pureza

> 96%. La mayor desventaja del sistema de captura postcombustión es el alto costo operativo de la unidad de absorción/regeneración.

3.2.3.1. Mecanismos de Separación del CO₂ en postcombustión

Existen varios mecanismos para separar el CO₂ en un proceso de postcombustión

Muñoz et al., (2011) presenta un detalle de algunos procesos, entre los que destaca

Depurador con disolvente de compuestos de amoníaco: Consiste en hacer que pasen los gases a través de una solución de aminas, la cual absorbe el CO₂ de una manera selectiva. El solvente más utilizado es la monoetanolamina (MEA), a temperaturas entre 40 y 60 ° C. Los gases restantes se separan mediante lavado con agua y posteriormente el CO₂ se libera del solvente en una torre de regeneración a temperatura de 100-140 C y presión ligeramente superior a la atmosférica, el CO₂ se separa y se captura y el solvente regenerado se vuelve a utilizar.

La captura de CO₂ con disolvente de amoníaco es una tecnología viable para la captura de CO₂ de gases de combustión, el método de MEA es el más común, pero tiene un alto costo por la degradación del solvente y el alto consumo energético para la regeneración, se considera que se requiere más investigación y desarrollo para el uso de amoníaco.

Membranas de separación: el principio de funcionamiento se basa en la diferencia de movilidad de los gases a través del material de la membrana, permitiendo que haya diferentes velocidades para cada componente del gas al atravesar la membrana, en general los tipos de membranas son inorgánicas, membranas de paladio, membranas poliméricas y zeolitas.

Las membranas tienen una desventaja con otras tecnologías de captura por la baja capacidad de separación, por lo que requieren varias etapas o la recirculación de los humos para

la adecuada separación de los gases, aumentando la complejidad del sistema, el consumo energético y los costos.

Sin embargo, tiene ventajas como su versatilidad, ya que se puede utilizar tanto en la etapa de tratamiento de humos de salida de la combustión como en los gases previos a la combustión (separando el nitrógeno del aire, por ejemplo), bajo consumo energético y bajo impacto ambiental.

Separación criogénica: El proceso consiste en licuar los gases a presión media (más de 75 psi) y muy baja temperatura ($-56,6\text{ }^{\circ}\text{C}$) y posteriormente separar el CO_2 por destilación debido a su diferente punto de ebullición, finalmente capturar el CO_2 y liberar los demás gases, el proceso es eficiente para captura de CO_2 , pero requiere alto consumo de energía y por tanto altos costos para la licuación y destilación.

Ciclos de carbonatación-calcinación: El proceso es básicamente capturar CO_2 de gases de combustión utilizando CaO (óxido de Calcio o Cal) como absorbente regenerable. El proceso se da en dos etapas, primero la carbonatación donde el CO_2 reacciona con la cal a una temperatura de $650\text{ }^{\circ}\text{C}$ y se obtiene el CaCO_3 (Carbonato de calcio) y posteriormente el CaCO_3 se descompone a alta temperatura en la etapa de calcinación liberando el CO_2 y regenerando la cal. Este proceso presenta alta eficiencia energética y también ayuda a eliminar SO_2 presente en los gases de chimenea.

La tabla 1 muestra un resumen de las ventajas y desventajas de cada uno de los sistemas de captura del CO_2

Tabla 1 Ventajas y desventajas de los sistemas de captura del CO

SISTEMA DE CAPTURA DE CO2	VENTAJAS	OBSTACULOS
POST-COMBUSTION	Tecnología mas desarrollada, desplegada comercialmente a la escala requerida en otras industrias.	Los gases de combustión presentan bajas concentraciones de CO2 y a una presión ambiente lo que implica una baja presión parcial del CO2.
	Es una tecnología de readaptación.	Requiere una alta demanda de energía para la regeneración del disolvente; genera entonces una baja eficiencia de captura de CO2.
PRE-COMBUSTION	El gas de síntesis está concentrado en el CO2 y al estar a alta presión da lugar a una alta presión parcial de CO2 que permite una mayor fuerza motriz de separación	Aplicable principalmente a las nuevas plantas, porque el proceso debe ser adecuado y el costo de modificación de dichos procesos requiere alta inversión.
	Requiere menor demanda de energía para la captura y compresión de CO2; es una tecnología desarrollada, desplegada comercialmente a escala en otras industrias.	Los obstáculos para la aplicación comercial de la gasificación son comunes a la captura por pre combustión debido a: Disponibilidad - Costo de los equipos- Amplios requisitos de los sistemas de apoyo
	Más tecnologías disponibles para la separación.	La temperatura y la eficiencia son problemas asociados al combustible de turbina de gas rico en hidrógeno.
	Potencial de reducción de los costes/cargas de compresión	
OXICOMBUSTION	Concentración muy alta de CO2 en los gases de combustión.	Los requisitos de producción de O2 criogénico pueden ser prohibitivos desde el punto de vista de los costes
	Se dispone de tecnologías maduras de separación del aire; un nivel muy alto de CO2 simplifica el proceso de captura.	Se requiere un reciclaje de CO2 refrigerado para mantener las temperaturas dentro de los límites de los materiales de la cámara de combustión, esto genera: - Disminución de la eficiencia del proceso y Carga auxiliar añadida

Nota: Tomado y adaptado de tabla 10 de Marulanda y Villa, (2021).

3.3. Transporte del CO2

Como lo relaciona la Organización GreenFacts (2023) en la sección de relatos cortos y el reporte del Intergovernmental Panel on Climate Change en su reporte especial IPCC (2005), el transporte por tubería (también llamado CO-ductos) se considera una tecnología madura y es el método más común hasta ahora para transportar grandes volúmenes de CO2, especialmente Estados Unidos, con una red de alrededor de más de los 6.000 km de longitud y una cantidad transportada cercana a los 68 millones de toneladas de CO2 anuales para su utilización en la recuperación mejorada de petróleo (EOR por las siglas en Inglés).

El transporte de CO2 normalmente se realiza en condiciones supercríticas para evitar regímenes de flujo de dos fases y aumentar la densidad del CO2, lo que optimiza el costo, para

alcanzar la condición de fluido supercrítico se debe comprimir a una presión superior a 1160 psi y debe estar libre de impurezas, Las impurezas, como el agua y el aceite, pueden dañar las tuberías y los equipos de transporte. En la mayoría de los sistemas de transporte por tubería se utilizan compresores al inicio del sistema, aunque algunas tuberías requieren estaciones de compresión intermedias (de refuerzo).

Los costos del transporte de CO₂ varían principalmente en función de la distancia a recorrer y la cantidad de CO₂ a transportar. Sin embargo, los costos suelen ser mucho menores comparado con la etapa de captura. El tratamiento del CO₂ normalmente comprende secado del CO₂ para eliminar el agua, filtración para eliminar el aceite y otros sólidos y separación de otros gases, como el oxígeno y el nitrógeno. El tratamiento del CO₂ puede aumentar los costos del transporte, pero es necesario para garantizar la seguridad y la eficiencia del proceso.

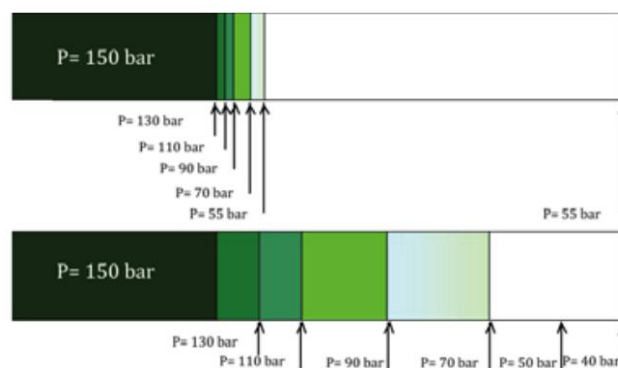
Las otras opciones de transportar el CO₂ es llevarlo como líquido en barcos, camiones cisterna o ferrocarriles que transportan CO₂ en tanques aislados a una temperatura muy por debajo de la temperatura ambiente y a presiones mucho más bajas. El transporte de CO₂ por barco es competitivo en largas distancias y se realiza de manera análoga a lo que se realiza con el gas natural licuado NGL (típicamente el CO₂ se realiza a una presión de 102 Psi), pero actualmente esto se realiza a pequeña escala debido a la demanda limitada.

En los aspectos ambientales, de seguridad y riesgo se usan Los estándares de seguridad similares a los de las tuberías de gas natural, estadísticamente los accidentes por fugas de CO₂ son escasos y las fugas son pequeñas, si las condiciones del secado del CO₂ son buenas, no debe presentarse problemas de corrosión, pero si lleva humedad el CO₂ será altamente corrosivo y requerirá inyección de inhibidores y tuberías con metalurgia especial.

3.3.1. Costos del Transporte de CO₂

Los costos de transportar CO₂ dependen principalmente de la distancia y la cantidad transportada. En el caso de los CO-ductos, los costos también dependerán de si el sistema está en tierra o mar adentro, si está en tierra firme dependerá si el trazado pasa por zonas pobladas, montañas, cruces fluviales, zonas de protección ambiental etc. Todos estos factores podrían incrementar sustancialmente el costo de inversión y operación por unidad transportada. Un tema para resaltar en el diseño de CO-ductos comparado con gasoductos lo presenta Muñoz C. et al., (2011), donde indica que por las características del CO₂, se considera que red de CO-ductos necesitarían de un mayor número de estaciones de compresión (estaciones de bombeo de refuerzo) comparado con un gasoducto, debido a que en el caso del CO₂ se produce una despresurización más rápida. La Figura abajo muestra el proceso de despresurización del gas natural y del CO₂.

Figura 2 Despresurización del gas natural y del dióxido de carbono

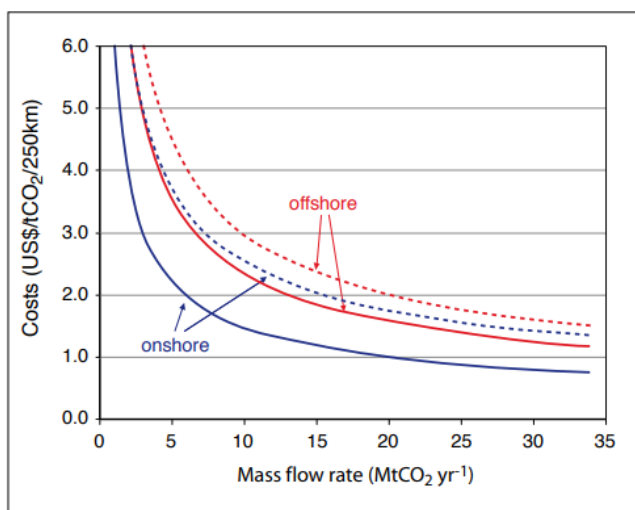


Nota: Fuente documento del Estado de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, que a su vez la tomo de Transporte de CO₂ por tubería Fundación Gas Natural. ENAGAS)

IPCC (2005) realizó un análisis de cómo influye en el costo de transporte por tubería, si la operación es en tierra firme o costa afuera, la figura 3 muestra el costo del transporte por tubería

en USD /tCO₂ para cada condición sobre una distancia nominal de 250 km como función de la masa de CO₂ a transportar por año. Las líneas punteadas muestran el rango alto y las líneas continuas los rangos bajos. Los costos suelen estar entre 1 a 8 US\$/tCO₂. Sin embargo, como el costo del acero representa una fracción significativa del costo de un oleoducto, entonces las fluctuaciones en dicho costo podrían afectar la economía general del oleoducto.

Figura 3 Costos del Transporte de CO₂ basados en modelo 250 Km



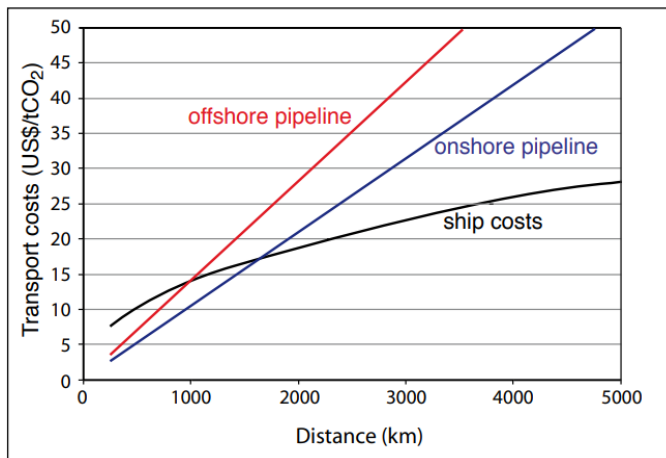
Nota: Tomado de IPCC (2005) https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_technicalsummary-1.pdf

En el transporte marítimo, el volumen del buque cisterna y las características de los sistemas de carga y descarga son los factores clave que mayor impacto tienen en el costo total del transporte. Los costos asociados con la compresión y licuefacción de CO₂ en general se contabilizan en los costos de captura.

De otra parte en IPCC (2005) también realizó el comparativo de costos de transporte por oleoducto y barco, y muestra la distancia de equilibrio. El análisis concluye que si las distancias entre el sitio de captura y el lugar de almacenamiento son alrededor de 1000 km o mayores y las

cantidades a transportar son inferiores a unos pocos millones de toneladas de CO₂ al año, entonces la opción de transporte marítimo suele ser más económica que los oleoductos.

Figura 4 Comparativo costos del transporte de CO₂ vs Distancia-Tipo



Nota: Tomado de IPCC (2005) https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_technicalsummary-1.pdf

Dentro de la información revisada se encontró el trabajo realizado por Zero Emissions Platform) ZEP (2009), llamado “The Costs of CO₂ transport” cuyo objetivo fue obtener estimaciones de costos de transporte de CO₂, el trabajo fue desarrollado para la Unión Europea. El análisis se realizó para el transporte por tubería terrestre, transporte por oleoductos en alta mar y transporte por barco, incluidos los servicios industriales.

Las estimaciones de costos se muestran como gastos de capital (CAPEX) anualizados a una tasa de interés del 8 % y una vida útil de 40 años, y gastos operativos anuales (OPEX). También se presentan los costos anuales totales de la red y un costo por tonelada de CO₂ transportada.

Las redes se han especificado con diferentes distancias de transporte. Para algunos casos de oleoductos, también se presenta CAPEX por tonelada por km, lo que ofrece una herramienta muy útil para la comparación.

La Tabla 2 resume los resultados obtenidos para proyectos de demostración de CCS (y plantas comerciales a gas natural con CCS), se asumió una capacidad típica de 2,5 millones de toneladas por año (Mtpa) y conexiones "punto a punto". La siguiente tabla muestra el costo unitario de transporte (EUR/tonelada) para tales proyectos, dependiendo del método de transporte y la distancia:

Tabla 2 Resultados Obtenidos para Proyectos de Demostración de CCS.

Distancia (Km)	180	500	750	1500
CO-Ducto en Tierra (EUR/Ton CO2)	5.4	n.a.	n.a.	n.a.
CO-Ducto costa afuera (EUR/Ton CO2)	9.3	20.4	28.7	51.7
Barco (EUR/Ton CO2)	8.2	9.5	10.6	15.5
Licuefacción (Barco) (EUR/Ton CO2)	5.3	5.3	5.3	5.3

Nota: Tomado y adaptado de zep-co2-transport-report.pdf (upm.es)

En conclusión, se ratifica que la elección del método de transporte depende de la distancia, la cantidad de CO2 y otros factores, que el transporte por barco es más flexible y menos costoso para distancias largas y el transporte por tubería es más eficiente para grandes cantidades de CO2 a largas distancias.

Con el objetivo de evaluar el impacto de escalar los proyectos de transporte y considerando que los proyectos comerciales de CCS a futuro deberían ser bastante robustos, se realizó un supuesto de que los volúmenes típicos a transportar estarán en el rango de 10 Mtpa sirviendo a una planta de energía a gran escala, o 20 Mtpa sirviendo a un grupo de fuentes de CO2. El costo unitario de transporte de dicha red de 20 Mtpa con doble alimentador y doble tubería de distribución se estima como se visualiza en la siguiente tabla:

Tabla 3 Costo Unitario de Transporte de CO2 a gran escala 20 MtonCO2/Año.

Distancia (Km)	180	500	750	1500
CO-Ducto en Tierra (EUR/Ton CO2)	1.5	3.7	5.3	n.a.
CO-Ducto costa afuera (EUR/Ton CO2)	3.4	6.0	8.2	16.3
Licuefaccion (Barco) (EUR/Ton CO2)	11.1	12.2	13.2	16.1

Nota: Tomado y adaptado de zep-co2-transport-report.pdf (upm.es)

De la tabla arriba se puede concluir que los gasoductos se benefician significativamente de la escala cuando se comparan los costos con las soluciones "punto a punto" de 2,5 Mtpa, mientras que los efectos de escala en los costos de transporte marítimo son menos significativos.

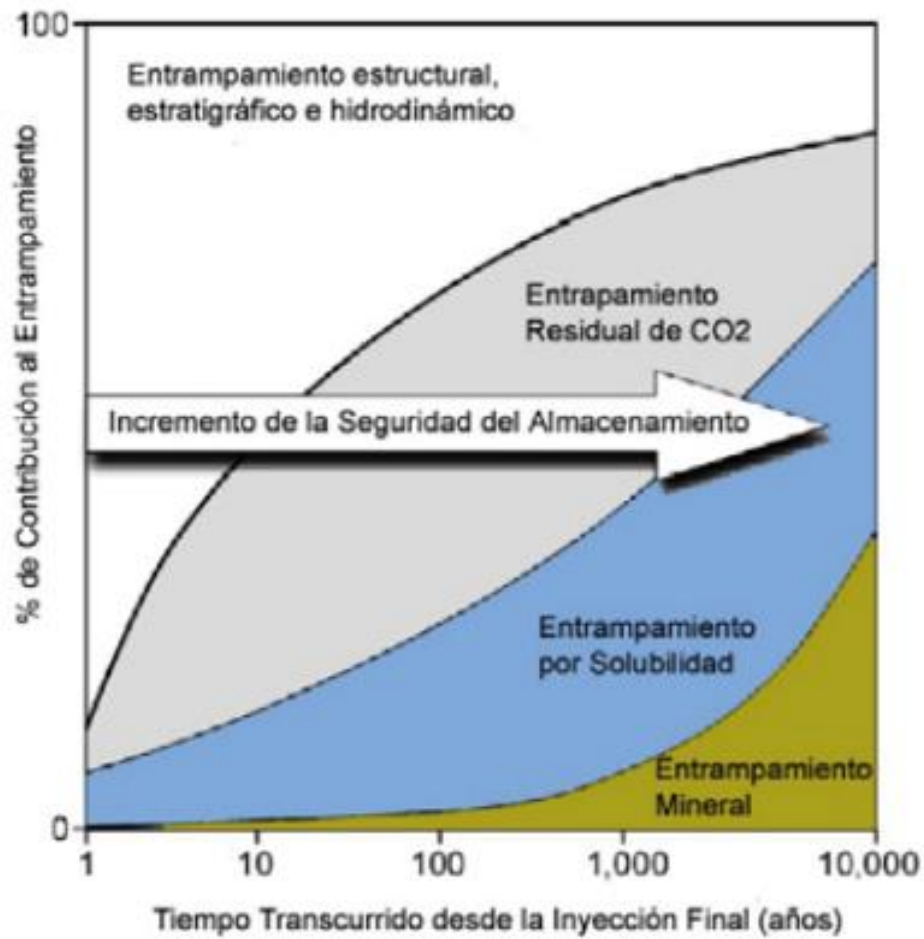
3.3.2. Conclusiones del Estudio (ZEP, 2009) Sobre Transporte de CO2 en Europa

- Los costos de los oleoductos están determinados principalmente por CAPEX (gastos de capital) y son aproximadamente proporcionales a la distancia. Por lo tanto, se benefician significativamente de las economías de escala y la plena utilización de la capacidad.
- Los costos de transporte marítimo dependen menos de la distancia y la escala del transporte. El CAPEX es proporcionalmente menor que para los oleoductos y los buques tienen un valor residual en el transporte de gas hidrocarburo lo que reduce significativamente el riesgo financiero.
- La combinación de tuberías y barcos para redes costa afuera podría brindar soluciones rentables y de menor riesgo, especialmente para los primeros desarrollos de clústeres.
- Para la infraestructura de transporte a gran escala, la planificación a largo plazo y centralizada puede conducir a una reducción significativa de los costos a largo plazo.

3.4. Almacenamiento del CO₂

La tecnología CCS utiliza el CO₂ capturado y transportado para almacenarlo geológicamente en el subsuelo, el proceso consiste en el confinamiento de CO₂ de forma segura en una formación geológica por un periodo muy grande (100-1000 años). Las formaciones geológicas donde potencialmente se puede almacenar CO₂, en general son rocas sedimentarias que hayan almacenado petróleo o gas, acuíferos salinos o capas de carbón, porque tienen porosidad y permeabilidad que han retenido petróleo, gas, salmuera o metano respectivamente.

Tal como ocurre con el entrapamiento de hidrocarburos, para que exista el potencial de retención de CO₂ en una formación geológica, los elementos más importantes son la existencia de la capacidad de almacenamiento (Porosidad y Permeabilidad) y la existencia de un sello que evite que el CO₂ pueda migrar, entonces se debe tener una trampa con un excelente sello, las trampas pueden ser estructural/estratigráfica, hidrodinámica, Trampa residual de CO₂ (actúa por la retención por presión capilar, tensión superficial), trampa por disolución/solubilidad y trampa mineral. Las tres primeras actúan por principios físicos y las dos últimas con procesos químicos. Una vez el CO₂ es inyectado suceden varios procesos que permiten el proceso de retención. Abajo se presenta la figura de tipos de retención y una tabla con el cuadro resumen de los mecanismos de confinamiento.

Figura 5 Mecanismos de Confinamiento del CO₂

Fuente: Tomado Documento del Estado de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂.

La tabla 4 resume los mecanismos de confinamiento.

Tabla 4 Mecanismos de Confinamiento del CO2

	Naturaleza de la trampa	Tiempo de actuacion	Dimensión espacial	Presencia en la Cuenca	Tamaño Potencial	Estimación de la capacidad/Requisitos del metodo
Estructural/ Estratigrafica	Anciclinal. Pliegue, bloque de falla. El CO2 se mantiene como fluido debajo de un sello	Inmediato	10s - 100 Km2	Depende de la evolución tectónica de la cuenca, cientos de pequeñas trampas o una gran trampa.	Significativo	Cálculo simple del espacio poral, Limitados por factores que impiden su acceso a toda la trampa, como por ejemplo eficiencia del hinchamiento, saturación residual de agua.
Hidrodinámica	El CO2 migra a lo largo del yacimiento por debajo del sello, moviéndose contra el sistema de flujo original, mientras otros mecanismos físicos y químicos actúan reteniendo el CO2	Inmediato	Escala de Cuenca	A lo largo de la dirección de flujo, el desplazamiento puede ser de unos centímetros al año.	Muy Grande	Requiere simulación de yacimientos y modelo de flujo a nivel regional.
Residual	El CO2 rellena los intersticios entre los poros de los granos de la roca.	Inmediato a miles de años	Escala de Cuenca	A lo largo de la dirección del fluido.	Muy Grande	Requiere datos de las propiedades de la roca y simulación del yacimiento
Disolución	El CO2 migra a lo largo del yacimiento por debajo del sello y se disuelve en el fluido de formación original (generalmente agua). Tendiendo a ir hacia la parte inferior de la formación por efecto de la mayor densidad del fluido.	Cientos a miles de años (>1000 años si el gas asciende al techo de la formación en una trampa estructural). El tiempo es mayor si el yacimiento es delgado y de baja K.	Escala de Cuenca	A lo largo de la dirección del fluido. Tanto pendiente arriba o abajo	Muy Grande	Requiere simulación de yacimientos y conocer el ritmo de inyección.
Mineral	El CO2 reacciona con la roca existente, para formar nuevos minerales estables.	Decenas de miles de años	Escala de Cuenca	A lo largo de la dirección del fluido.	Significativo	Requiere mineralogía de la roca
Adsorción (Carbon)	El CO2 preferentemente se adsorbe en la superficie del carbon	Inmediato	10 - 100 Km2	Limitado a la extensión de las capas de carbon que sean relativamente someras	Bajo	Requiere datos de capacidad de adsorción y permeabilidad, así como la reactividad del carbon con CO2.

Nota :Adaptado de Llamas (2016). Captura y almacenamiento de CO2 (Vol. 20). Univ. de Huelva.

3.4.1. Los Yacimientos de Petróleo

Los Yacimientos de petróleo y gas en fase final de producción son una buena alternativa para el almacenamiento de CO2, porque ya han probado una alta efectividad en su cierre que ha retenido estos fluidos por largo tiempo, adicionalmente son formaciones que tienen más información que es adquirida durante la vida exploratoria y productiva que cualquier otro tipo de depósito, el mayor riesgo es garantizar que mantenga el correcto sellado y no haya posibilidad de fugas a través de los pozos (perforados activos, inactivos, abandonados), fallas reactivadas, o

perdida del sello de la trampa por los pozos perforados. Cálculo de la capacidad de almacenamiento será función de los fluidos producidos, la disminución de la presión del yacimiento.

3.4.2. Yacimientos de Gas Natural

Estos yacimientos tienen una ventaja sobre los yacimientos de petróleo porque tienen un factor de recobro más alto, por tanto, mayor capacidad para almacenar CO₂, y también usa menos pozos para desarrollar el yacimiento lo que genera menos puntos de potenciales fugas. Se recomienda iniciar inyección cuando se haya extraído entre el 80-90% del volumen total, siempre se debe asegurar que la profundidad del yacimiento permita que la inyección sea a condiciones supercríticas.

3.4.3. Almacenamiento en Acuíferos Salinos.

La gran ventaja que brindan estos depósitos es la gran Capacidad de Almacenamiento (Alta porosidad y permeabilidad), en USA se clasifican si TDS >10,000 ppm (Total de Sólidos disueltos), son abundantes en la naturaleza, presentan extensas dimensiones y por tanto generan una capacidad de almacenamiento del orden de las Gigatoneladas, presentan la dificultad de que no tienen el mismo nivel de conocimiento ni caracterización de los yacimientos depletados y pueden implicar producción de agua.

En la actualidad los mayores volúmenes de inyección de CO₂ se ha realizado con fines de recuperación terciaria de petróleo EOR (Enhanced Oil Recovery), el 80% de los proyectos comerciales en operación están en esta modalidad y básicamente es porque con el ingreso generado por el petróleo incremental producido se logra el equilibrio financiero, pero desde el punto de vista del cumplimiento de la filosofía de descarbonización el tema CO₂-EOR está en el foco del debate. Luego de más de cuarenta años de experiencias de inyectar CO₂ en USA con fines de recobro mejorado, en magnitudes similares a las requeridas en la tecnología CCS, se puede

concluir que los costos son altos y aun con el régimen fiscal favorable Q45 es retador lograr el equilibrio financiero, de otra parte paradójicamente la mayoría del CO₂ inyectado en estos proyectos no es de origen antropogénico (solo alrededor del 30%), lo que puede inferir que el riesgo que se tiene del aseguramiento y confiabilidad del suministro y el alto costo de captura. El Departamento de energía de Estados Unidos, estima que se puede incrementar la inyección de CO₂ con fines de recobro mejorado hasta el orden de unas 500 MtCO₂/año, cerca del 10% de las emisiones totales del país. Finalmente, las lecciones aprendidas de estos proyectos en transporte, instalaciones de superficie, pruebas de inyección, monitoreo y la escala de los proyectos son muy valiosas para la aplicación de la tecnología CCS.

3.4.4. Riesgos del almacenamiento geológico de CO₂

Dada la importancia de la etapa de almacenamiento en la implementación de la estrategia CCS, vale la pena hacer una revisión de los principales riesgos que presenta el almacenamiento para garantizar que el CO₂ que se inyecte en la formación geológica escogida garantice que este permanezca durante 100-1000 años. La base de esta recopilación de riesgos ha sido una serie de post del PhD Jason Eleson en la red LinkedIn en julio de 2023, a continuación se describirán los riesgos que se consideran más importantes del almacenamiento

3.4.4.1. Calidad del Yacimiento

En el contexto de la inyección de CO₂, la inyectividad y la capacidad de almacenar el gas inyectado de CO₂ que se entrega a través del pozo inyector, comúnmente está controlado por los procesos de depósito originales (cómo y dónde se depositó la roca), pero puede estar fuertemente impactado por cambios químicos y físicos posteriores (diagénesis).

La mejor manera de comprender la calidad del yacimiento es a partir de una buena caracterización de este, conocer sus parámetros de Porosidad, Permeabilidad, presiones capilares,

mojabilidad, saturaciones, espesores, áreas, etc., es por ello por lo que los campos depletados de petróleo y/o gas, tienen una gran ventaja sobre el potencial uso de acuíferos salinos que en general no tienen el nivel de información que tienen los campos de petróleo en explotación o para abandono. Al igual que las operaciones de petróleo y gas, los programas típicos de eliminación de CO₂ pueden costar decenas o centenas de millones de dólares, y algunas de las empresas más grandes se cotizan en miles de millones de dólares.

Para lograr la autorización para la inyección de CO₂ en USA, los pozos se clasifican como pozo de inyección de Clase VI (pozos que la EPA autoriza para ser disposición de CO₂), debe asegurarse de tener un reservorio objetivo que pueda manejar las tasas necesarias para hacer que un proyecto sea económico a lo largo de la vida del proyecto. En estados Unidos que tiene un avance en la regulación para la inyección de CO₂, se estima que alcanzar un permiso hoy puede demorar entre 2 – 3 años, los primeros demoraron más de 7 años. La EPA y los estados con primacía (autoridad legal para aprobar pozos de Clase VI) aplican un escrutinio adicional a los pozos de inyección de Clase VI en comparación con otros pozos de inyección. Si un operador desea obtener la aprobación de un pozo Clase VI, debe demostrar que un reservorio es adecuado para transmitir (y almacenar permanentemente) los volúmenes de CO₂ inyectados propuestos.

Utilizar los yacimientos agotados en primera instancia parece una excelente opción dado que el CO₂ quedara confinado y se puede usar una infraestructura robusta que puede mitigar costos de inversión, pero aparecen varios riesgos tales como, asegurar potenciales fugas por pozos que tengan problemas de integridad, posibles problemas de permeabilidad relativa generados por las múltiples fases de fluidos presentes en esos reservorios, incluso al final de la vida útil del campo, y la caída de presión creado por la producción de petróleo y gas puede producir un depósito por debajo del punto de presión supercrítica para CO₂ (1080 psi). Estos problemas se pueden abordar,

pero algunos consideran que apuntar a los acuíferos salinos es una mejor alternativa, porque generalmente carecen de estos problemas y, quizás lo más importante, tienen mejores créditos fiscales 45Q en los EE. UU. y desde el punto de vista ambiental, no liberan más petróleo o gas de una manera que hacen los programas EOR.

La inyección de CO₂ en un yacimiento de petróleo con objetivo recuperación mejorada de petróleo EOR, en Canadá no es considerada como almacenamiento de carbono.

3.4.4.2. Continuidad del Yacimiento.

La continuidad del yacimiento es una medida de la continuidad lateral y vertical) de un yacimiento. Esto es importante para el almacenamiento de CO₂, ya que el CO₂ inyectado debe poder alejarse del pozo donde puede quedar atrapado en los espacios porosos de la roca, interactuar químicamente con la roca o disolverse en las salmueras salinas.

En las rocas clásticas, como las areniscas, el entorno depositacional normalmente tiene un fuerte control sobre la continuidad del yacimiento, mientras que los yacimientos carbonatados (es decir, las calizas) pueden ser mucho más variables debido a la alteración de la roca durante y después de la depositación

El modelado de la continuidad del yacimiento en la aplicación de la tecnología CCS, siempre será un gran desafío, todos los que hemos estado en el desarrollo de yacimientos de petróleo y gas somos conscientes que aun después de muchos años de explotación y con un volumen de información importante, en las actualizaciones de los modelos estáticos/dinámicos y propuestas de nuevas campañas de perforación y/o Workover, son muchas las sorpresas buenas y malas que llevan a considerar que la conectividad es difícil de predecir. Para obtener información sobre la calidad y la continuidad del yacimiento importante analizar y evaluar datos de pozos, datos de núcleos y de indicaciones de pruebas de pozos como DST, pruebas de producción a corto o

largo plazo que están comúnmente disponibles en la producción cercana de petróleo y gas dentro de esas mismas unidades de yacimiento. También se requiere hacer modelos de simulación que puedan predecir el comportamiento de la pluma de CO₂ durante la vida útil del proyecto de CO₂. Otra incertidumbre importante para el éxito de un proyecto de almacenamiento son las tasas de inyección, para lo cual es muy importante tener pruebas y evaluación de los yacimientos.

Los datos de registros de pozos son la herramienta más valiosa para trazar un mapa de la extensión lateral de un yacimiento objetivo. Al combinar datos de registros de pozos, el geólogo analizar la extensión de un yacimiento objetivo, así como la calidad del yacimiento. Los datos sísmicos pueden ser muy útiles, siempre que el yacimiento objetivo sea lo suficientemente grueso como para que las ondas sísmicas que se utilizan para crear la imagen sísmica lo tomen en cuenta.

No tener suficiente capacidad para manejar los volúmenes de CO₂ inyectados, pueden llevar a tener tasas de inyección más bajas de lo esperado, aumentos rápidos en la presión de la formación, lo que podría resultar en que el ente regulador ordene el cierre del pozo para evitar fracturar las rocas sellantes circundantes.

3.4.4.3. Calidad del Sello

La roca sello como la conocemos en trampas de hidrocarburos es en general una roca impermeable, de baja porosidad y que actúa como una barrera al paso o escape de fluidos, la calidad del sello es una medida de qué tan bien puede evitar el paso de fluidos, particularmente fluidos flotantes como petróleo, gas o CO₂, la calidad del sello es importante en las operaciones de CCS, ya que es parte de lo que garantiza que el CO₂ bombeado al subsuelo permanezca en el tiempo geológico.

La calidad del sello es muy relevante porque el CO₂ inyectado es más flotante que el agua de formación y se moverá verticalmente dentro del reservorio objetivo. Si no hay un sello en su

lugar, el movimiento de CO₂ puede tener un impacto negativo en los acuíferos poco profundos o migrar a la superficie, en general los reguladores en USA no aprobarán pozos de inyección Clase VI que no hayan definido un sello para el intervalo de confinamiento donde se almacenará permanentemente el CO₂, potenciales indicaciones de ruptura del sello dentro del monitoreo del subsuelo probablemente darán como resultado el cierre inmediato del pozo de inyección y pueden poner en peligro el programa de inyección.

En los yacimientos agotados de Petróleo y gas puede haber un menor riesgo de sello geológico, pero existe un mayor riesgo de fugas a lo largo de los pozos antiguos.

3.4.4.4. Continuidad del Sello

La continuidad del sello describe la extensión lateral y vertical de los sellos alrededor del yacimiento objetivo para la inyección de CO₂. Esto puede incluir no solo los sellos superiores, sino también los sellos laterales y los sellos subyacentes que pueden ser necesarios para garantizar que el CO₂ no migre más allá de la zona de confinamiento.

Como se mencionó en la sección anterior sobre la continuidad del yacimiento, la continuidad del sello puede verse fuertemente influenciada por el ambiente de deposición. Por ejemplo, las lutitas marinas tienden a ser lateralmente continuas, mientras que los depósitos de inundación de desbordamiento en entornos fluviales son generalmente menos continuos.

Los registros eléctricos son la fuente primaria de información para la continuidad de los cuerpos de los sellos. Algunos sellos, como las lutitas orgánicas ricas o los lechos de sal, tienen comportamientos característicos de respuesta en los registros eléctricos y son relativamente fáciles de identificar. También se pueden identificar otros sellos, como yacimientos de carbonato compacto, que pueden ser propensos a las fracturas, lo que puede disminuir su potencial como sello. Los datos sísmicos también son bastante útiles. La reflectividad sísmica y las facies sísmicas

(la forma y el tamaño de las geometrías observadas en los reflejos sísmicos) también pueden proporcionar elementos sobre la extensión lateral o la calidad de los sellos.

Los datos de presión de fondo de pozo también brindan información sobre la continuidad y la calidad del sello, aunque de manera indirecta. Los aumentos de presión por debajo de un intervalo de sellado potencial probablemente indican que las presiones de la formación no se han equilibrado con las formaciones suprayacentes, lo que proporciona información sobre la capacidad de sellado de los lechos de roca intermedios.

Los sellos son la primera línea de defensa para mantener el CO₂ inyectado en su lugar. Si no ralentiza el movimiento del CO₂, no tendrá tiempo de atraparlo de forma permanente como CO₂ disuelto, reactivos químicos o CO₂ desprendido en poros individuales. Esto podría conducir a que el CO₂ se mueva a intervalos menos profundos fuera de la zona de contención, lo que podría provocar el cierre de los inyectores de CO₂, multas de los reguladores, impactos negativos en el resultado final del proyecto y una mayor preocupación pública sobre la seguridad y eficacia de CCS.

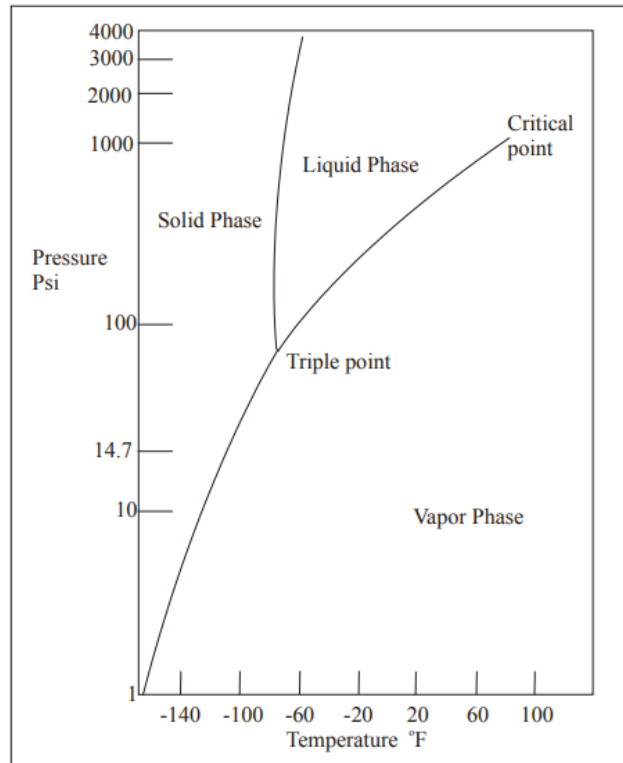
Actualmente, el estándar de la industria es buscar sellos gruesos y continuos sobre reservorios de inyección de CO₂ atractivos y el principio es un sello del yacimiento que proporciona contención por tener una presión de entrada capilar baja y ser continuo sobre el complejo de almacenamiento. Sin embargo, existen investigaciones que muestran que muchas formaciones tienen suficientes deflectores y barreras internas para detener la migración de CO₂ dentro de la propia formación, por lo que puede no ser necesario un sello superior grueso.

3.4.4.5. Relevancia de la Presión y Temperatura

Tanto la temperatura como la presión son variables importantes para considerar en el proceso de inyección de CO₂ en el subsuelo. El objetivo es lograr mantener el CO₂ en condiciones

supercríticas, que permiten la mayor eficiencia en la inyección, la gráfica 6 abajo, se muestra el diagrama de fases para el dióxido de carbono en unidades de campo.

Figura 6 Diagrama de Fases para el Dióxido de Carbono en unidades de campo



Tomada de [Microsoft Word - 05chapter5.doc \(up.ac.za\)](#)

Como se observa en la Gráfica 6 a temperaturas superiores a 87,7604 °F (30,9780 °C) y presiones superiores a 1070,0 psi (7,3773 MPa), el CO₂ cambia a un fluido supercrítico (densidad similar a un líquido, pero una viscosidad/movilidad más parecida a la de un gas). Esto permite que se almacene más CO₂ en un volumen dado de roca que la fase gaseosa, manteniendo la capacidad de moverse más fácilmente a través de la roca que si fuera otro líquido (digamos, petróleo, por ejemplo).

La importancia de tener la información de presión y temperatura del yacimiento es porque si no son lo suficientemente altas, el CO₂ supercrítico puede volver a su fase gaseosa, lo que lleva

a una baja eficiencia de almacenamiento y efectos de permeabilidad relativa, en los que el CO₂ supercrítico y gaseoso ahora compiten por la permeabilidad disponible. Adicionalmente si las presiones de formación son demasiado altas, se corre el riesgo de tasas de inyección más bajas y problemas potenciales de exceder el gradiente de fracturamiento de su sello. La inyección en formaciones de alta presión puede funcionar, pero generalmente tiene una menor eficiencia de almacenamiento que los yacimientos con presiones de formación más bajas.

Dado que en un proceso de inyección el sistema es dinámico y las condiciones de Presión y temperatura pueden cambiar, existe riesgo de que la fase supercrítica del CO₂ pueda regresar a la fase crítica, esto conlleva a que es necesario tener un margen de presión que permita mantener estables las condiciones supercríticas durante la vida del proyecto, por ello actualmente las compañías hoy están buscando como objetivos de almacenamiento yacimientos salinos profundos, que tienen temperatura y presión amplias para mantener el CO₂ en la fase supercrítica. El riesgo de cambio de fase puede ser posible en los yacimientos objetivo que no sean profundos y/o estén cercanos a campos que ya hayan agotado la presión y hayan bajado la temperatura por el agotamiento o inyección de agua con fines de recuperación secundaria.

3.4.4.6. Fallas y Fracturas

Las fallas representan áreas donde el tejido rocoso se ha roto en el subsuelo, por lo cual pueden ser potenciales focos de fuga del CO₂, algunas fallas presentan un desplazamiento que varía de unos pocos centímetros, pero pueden llegar a tener kilómetros de movimiento. Generalmente, los yacimientos potencialmente con almacenadores de CO₂ que se yuxtaponen con facies de alta permeabilidad a lo largo de una falla tienen un mayor riesgo de fugas. Contrariamente si tenemos una arcilla posiblemente tengamos una falla sellante.

Las fracturas representan áreas donde la estructura de la roca se ha roto, pero con poco o ningún desplazamiento (movimiento) a través del plano de fractura. Algunas fracturas pueden estar completamente cementadas y no permitir la transmisión de presión o fluidos, mientras que las fracturas abiertas son conductos altamente permeables para fluidos y presión.

Una herramienta útil para identificar fallas es la sísmica, 2D y especialmente la 3D (PSDM es el mejor). Con datos 3D, se puede mapear los planos de falla y crear un mapa de plano de falla para mostrar dónde podrían ocurrir puntos potenciales de fuga de CO₂.

Puede haber un mayor riesgo migración vertical de CO₂ (fuga) a través de fallas y fracturas existentes si no se tiene en cuenta el correcto mapeo, el CO₂ podría migrar a acuíferos poco profundos o incluso a la superficie. Las agencias reguladoras siempre pedirán una caracterización estructural detallada del área de inyección planificada. Si no tiene esta información, es probable que no obtenga la aprobación de un permiso de inyección de CO₂.

Incluso si el CO₂ no se filtra a intervalos menos profundos, puede conducir a una distribución ineficiente de CO₂ en el yacimiento propuesto y puede afectar la eficiencia de almacenamiento.

Algunas fallas pueden activarse en respuesta a mayores presiones de formación causada por los fluidos inyectados, lo que me lleva a revisar la posibilidad de sismicidad inducida. Los datos sísmicos (grabaciones de estaciones sísmicas) son la mejor manera de identificar la ubicación de los eventos sísmicos. Mediante el estudio de datos históricos sobre actividad sísmica, podemos identificar áreas que tienen un mayor riesgo de movimiento que otras.

Mantener bajo monitoreo el tema de potencial de sismicidad inducida en un proyecto de almacenamiento de CO₂ es fundamental para tener planes de respuesta y control del proyecto porque existen riesgos como la sismicidad inducida por los programas de inyección puede hacer

que los reguladores cierren total o parcialmente los pozos de inyección que se han vinculado a los programas de inyección (por ejemplo, pozos de eliminación de agua en la cuenca del Pérmico, el norte de Oklahoma, Ohio, etc.)

Finalmente se considera que algunas cuencas o formaciones serán menos propensas a la sismicidad inducida que otras, de cualquier manera, la recomendación general es que a medida que se planea inyectar grandes volúmenes de CO₂ en yacimientos cada vez más profundos, la sismicidad inducida deberá evaluarse antes / durante / después de que comience la inyección.

5.4.10 Evaluación de Acuíferos Superficiales (Hidrología)

El riesgo de fuga de CO₂ conlleva un potencial impacto a fuentes de agua potable superficiales y esto es de especial interés para los reguladores. Por ejemplo en los EE. UU., esto se define comúnmente como acuíferos con menos de 10.000 ppm de TDS (sólidos disueltos totales). A diferencia de otras clases de pozos de inyección, los pozos de inyección de CO₂ de clase VI requieren los niveles más altos de debida diligencia para comprender cualquier impacto potencial de las operaciones de CCS.

La hidrogeología también influye en la eficacia de la inyección de CO₂. Los lentes aislados de porosidad se comportarán como un sistema cerrado y aumentarán la presión más rápidamente después de la inyección y limitarán las tasas y los volúmenes de inyección. Por el contrario, es más probable que los yacimientos continuos se comporten como un sistema abierto, lo que permite el movimiento lateral tanto de la pluma de CO₂ inyectada como del frente de presión que se propaga frente a ella.

La mejor manera de caracterizar la calidad del agua en cada acuífero es recolectando muestras de agua utilizando los pozos existentes, las muestras de fluidos deben ser evaluadas en laboratorio y obtener la caracterización de las aguas entre otros TDS, salinidad, composición

iónica, pH, etc. Es importante recopilar estos datos antes de cualquier operación de CCS para establecer una línea de base para las condiciones "normales" antes de la inyección. También se pueden obtener medidas indirectas de la calidad del agua a partir de registros eléctricos con cable, en particular registros de resistividad/inducción.

El análisis de los acuíferos del subsuelo en la regulación actual de USA es mandatorio y el programa de CCS que no haya evaluado cuidadosamente el impacto de las operaciones en todos los acuíferos probablemente no recibirá la aprobación para la inyección, y eso incluye una caracterización sólida de los acuíferos del subsuelo, ya sean frescos o salinos.

El agua potable es un recurso preciado que preocupa a todos por tanto la protección del agua potable es crucial para establecer y mantener el apoyo de las comunidades donde se llevarán a cabo las operaciones de CCS.

3.4.4.7. Seguimiento y Monitoreo de la Inyección de CO₂

Los operadores de CCS deben monitorear el progreso de sus inyecciones de CO₂ a lo largo de la vida del programa y durante un período de tiempo determinado después de que la inyección haya cesado. Algunas áreas tienen abundantes datos que pueden usarse para establecer condiciones de "línea de base", pero dado que los operadores de CCS comúnmente se enfocan en áreas con pocas penetraciones de pozos, puede ser necesario adquirir nuevos datos para establecer esa línea de base

Existe una gran variedad de tipos de datos y técnicas que se pueden utilizar para controlar los programas de inyección en curso. Éstas incluyen:

Datos de los pozos inyectoros: Esto incluye el seguimiento de las tasas de inyección, las presiones dentro de la formación, en la cadena de producción o en la superficie. Los pozos inyectoros también pueden bombear trazadores químicos para ayudar en la detección de fugas.

Pozos de observación compensados: Estos pozos pueden monitorear muchas variables, incluidas la temperatura, la presión y la salinidad. Los pozos de observación también pueden adquirir datos microsísmicos, que es un registro de pequeños eventos sísmicos a medida que el CO₂ avanza a través de la formación.

Pozos de Monitoreo de Superficie: Estos pozos se pueden colocar en una matriz que cubre el área de confinamiento para recopilar datos microsísmicos y buscar evidencia de fugas, según lo indicado por trazadores químicos, composición isotópica estable, pH, salinidad, etc.

Datos Sísmicos 3D/4D: Normalmente se adquiere un levantamiento sísmico 3D de referencia antes de que comience cualquier inyección. Estos datos guían la estrategia de desarrollo para pozos inyectoros de CO₂ posteriores y/o productores de agua. Las ondas de sonido viajan de manera diferente a través de la roca saturada con CO₂ supercrítico en comparación con el agua de formación, por lo que el mismo estudio 3D se realiza periódicamente (~cada 2 o 3 años) para rastrear el movimiento de la pluma de CO₂ y la eficiencia general de almacenamiento de CO₂.

Los reguladores van a exigir y quieren asegurarse de cualquier problema con la inyección de CO₂ se identifique rápidamente y se trate de manera adecuada. Los programas de monitoreo ayudan a los operadores de CO₂ a mantenerse al tanto del programa de inyección de CO₂ y los problemas potenciales que pueden surgir. Los programas de monitoreo de CO₂ pueden ayudar a los operadores a establecer puntos de referencia para comparar las condiciones futuras en las áreas de operación y cuantificar el rendimiento de la inyección para guiar operaciones adicionales u otros programas de CCS.

Algunas áreas resultarán más difíciles de monitorear que otras. Los desafíos incluyen condiciones superficiales sensibles (p. ej., áreas urbanas, hábitats delicados), complejidades de generación de imágenes (p. ej., imágenes deficientes debajo de los domos de sal) o identificación

de perturbaciones creadas por otras operaciones (p. ej., columnas de CO₂ de programas EOR anteriores)

Finalmente se puede concluir que entender los riesgos geológicos del almacenamiento de CO₂, es vital para mejorar la toma de decisiones en proyectos CCS, indudablemente la experiencia del sector petrolero en el almacenamiento de fluidos a nivel de subsuelo ayudara a mitigar los riesgos técnicos y financieros de CCS. El trabajo técnico de caracterización detallada del riesgo e incertidumbre es fundamental para la comunicación efectivas con los tomadores de decisión. Importante reconocer que no todas las ubicaciones de CCS serán exitosas porque siempre existirá la posibilidad de la materialización de algún riesgo

3.5. Resumen Potencial de la tecnología CCS y Beneficios fiscales USA

Existen bastantes factores que deben evaluarse antes de avanzar con confianza con un prospecto de CCS. Además de parámetros como las propiedades del yacimiento y del sello, también se debe comprender el entorno estructural para poder caracterizar los riesgos asociados de falla y sismicidad inducida. Hay que trabajar diligentemente en todas las propiedades de los acuíferos, no solo en los acuíferos que potencialmente tienen interés de usarse para el almacenamiento de CO₂. También es necesario evaluar las operaciones de subsuelo que se realizan actualmente en el área, incluidos los pozos inyectores y productores, por último, se debe tener un plan robusto de monitoreo para hacer seguimiento del comportamiento del CO₂ durante y después de la inyección, ya que esto es crucial tanto para la economía del proyecto como para el cumplimiento de los requisitos normativos.

La Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en Ingles) ha publicado un resumen de algunas estimaciones sobre los gastos del proyecto por fuente de CO₂, y se puede ver

que no todas las fuentes son iguales. La ley de control de la inflación en USA llamada Inflation Reduction Act IRA aumentó los créditos fiscales 45Q^{##}, las flechas púrpuras muestran el impacto en CCUS y las flechas verdes muestran el impacto en CCS, pero, por ahora, cosas como DAC (Direct Air Capture) muestran el menor potencial de ganancias.

Inyectar CO₂ en un campo de hidrocarburos agotado, teniendo todos los datos de pozos, el historial de producción, las presiones del yacimiento, el factor de recuperación y el modelado, básicamente disminuye los riesgos asociados a información, parámetros petrofísicos, modelo de depositación y otros. Sin embargo, los pozos son posibles vías de fuga de CO₂. El sello, que ha tenido que soportar una sobrecarga cada vez mayor a medida que el campo se agotaba, volverá a ser empujado hacia arriba nuevamente a medida que el depósito se llene de CO₂. Esta flexión del sello podría causar roturas. La afluencia de acuíferos después del abandono con cambios asociados en la permeabilidad relativa introducirá incertidumbre en las estimaciones del volumen de almacenamiento y la inyectividad, respectivamente.

En yacimientos de hidrocarburos agotados la configuración del yacimiento/ trampa / sello es ideal, así como la gran cantidad de datos disponibles. Pero estos campos también tienen desventajas. La integridad de los pozos existentes representa el mayor riesgo para el campo. Además, los problemas de permeabilidad relativa creados por múltiples tipos de fluidos en el yacimiento también pueden crear problemas con el movimiento y almacenamiento de CO₂. Además, hay yacimientos convencionales que tenían una gran cantidad de datos (pozos, registros, datos de producción, datos centrales, sísmica 3D, mucha experiencia de campo) que terminaron con algunos resultados negativos cuando se inyectó CO₂ en el campo.

^{##} 45Q Norma de apoyo fiscal en USA para los proyectos de reducción de emisiones.

Cada entorno tiene su propio conjunto único de pros y contras. Hoy más proyectos CCS están buscando acuíferos salinos como almacenamiento porque tienen menos riesgos de fuga de pozos, además de tener mayor potencial de almacenamiento, pero no tienen el potencial de producir más petróleo y gas y (en los Estados Unidos) tienen mejores créditos fiscales 45Q.

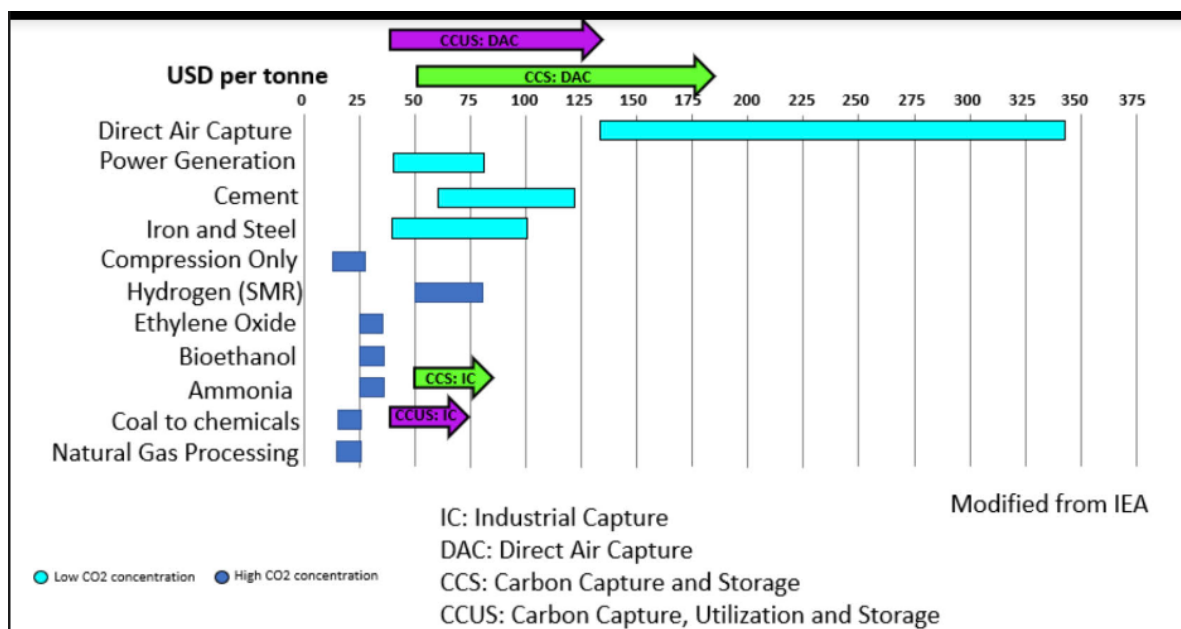
La pregunta por responder es si el almacenamiento en subsuelo es seguro y dejará el CO₂ enterrado para siempre y no se filtrará, los defensores de la tecnología CCS consideran que se tiene la experiencia de proyectos de esta magnitud y que cuando se planifica adecuadamente la probabilidad de movimiento de CO₂ no planificado es muy baja y esto disminuye con el tiempo. Incluso si sucede, también se cuentan con palancas de mitigación que se pueden desplegar, sin embargo, un grupo más escéptico considera que hay pocos análogos y una experiencia muy limitada en el geo secuestro de carbono, que no confían en los pronósticos de modelos numéricos que no coinciden con la historia y, en el caso de los acuíferos salinos, modelos que se han construido a partir de conjuntos de datos dispersos, básicos e inapropiados. Entonces consideran que CCS es un negocio arriesgado, y el reto de almacenar "para siempre" es un tiempo muy largo.

El almacenamiento de CO₂ en subsuelo es potencialmente una herramienta valiosa para apoyar la reducción segura y robusta las emisiones globales de CO₂ y ponernos en el camino hacia el cero neto, sin embargo, aún quedan muchos retos técnicos y de optimización de costos para alcanzar los niveles de secuestro de CO₂ que se requieren.

El tema relevante por trabajar es sobre la optimización de costos, para mejorar la economía de este tipo de proyectos, En general los proyectos que han avanzado lo han podido lograr porque existe un evidente apoyo fiscal y en muchos casos aportes de los gobiernos para avanzar en la implementación de la tecnología CCS, casos como Noruega, Estados Unidos y otros países de la unión europea son un ejemplo de esto.

En la gráfica 7 abajo se observa el costo nivelado de USD/TonCO₂ capturado y almacenado para diferentes procesos industriales, en términos generales, la mayor parte del costo asociado en los proyectos CCS está en el lado de la captura, compresión y transporte de carbono, y el programa de inyección almacenamiento cuesta menos.

Figura 7 Costo nivelado de USD/Ton CO₂ capturado y almacenado



Fuente: LinkedIn Jason Eleson (2023).

4. Avances en aplicación de tecnología CCS en el mundo, énfasis uso yacimientos de hidrocarburos depletados

En la búsqueda de mitigar los riesgos técnicos de la tecnología de CCS y sobre todo optimizar los costos de aplicación, se han invertido importantes recursos y se han logrado avances importantes que ofrecen soluciones potencialmente aplicables para la mitigación de las emisiones de CO₂. Varios países de la Unión Europea, Estados Unidos, Canadá y otros han liderado el desarrollo e implementación de proyectos de reducción de emisiones utilizando la tecnología CCS, pero también las grandes compañías petroleras han financiado importantes investigaciones para evaluar las bondades de su aplicación, gestionar los riesgos en cada una de las etapas de captura, transporte y almacenamiento y presionar la normatividad regulatoria para la aplicación de dichos Proyectos.

En el presente capítulo se busca plasmar un corto resumen de una parte del arduo trabajo que han desarrollado las grandes operadoras globales de la industria petrolera, las organizaciones creadas para asegurar el cumplimiento de las metas de descarbonización y mitigación del cambio climático, y otros investigadores, un ejemplo es el importante trabajo que desarrolla actualmente la Association of Oil & Gas Producers (IOGP) con el fin de alcanzar la descarbonización del sector de la industria petrolera, también se realiza un resumen del valioso trabajo de investigación realizado en el proyecto Carbon Capture Project (CCP), que fue desarrollado durante 20 años y patrocinado por las grandes operadoras de la industria del O&G. Otro importante trabajo que realizó el gobierno de Países Bajos (Netherlands) a través de NOPEGA TNO, donde en un estudio de 2 fases evaluaron el potencial uso de los yacimientos costa afuera de petróleo y gas depletados, así como su infraestructura, como almacenamiento seguro y de largo plazo de CO₂ capturado de grandes emisores industriales. Así mismo se revisó el documento, Criterios para el uso de

yacimientos depletados para el almacenamiento Geológico de CO₂, que fue presentado por el programa IEA Greenhouse gas R&D en 2022 donde se hace un balance de los criterios técnicos más importantes a evaluar, para mejorar la probabilidad de éxito de proyectos CCS y finalmente se presenta una vista general del proyecto de CSS más ambicioso realizado en Texas, Estados Unidos, llamado Proyecto Petranova y las lecciones aprendidas hasta el momento con este proyecto.

Como lo manifiesta en su reporte anual IOGP (2022), La industria del petróleo y el gas tiene un papel clave en la transición energética hacia un futuro bajo en carbono. Para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París, la industria está trabajando en la reducción de sus emisiones de CO₂, centrándose en la descarbonización de sus operaciones, comenzando con la reducción de emisiones directas.

El informe de la Agencia Internacional de Energía (IEA) señala que petróleo y gas seguirán siendo importantes en la demanda energética futura. La industria debe reducir emisiones para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París, mientras satisfacen la necesidad global de energía y desarrollo económico.

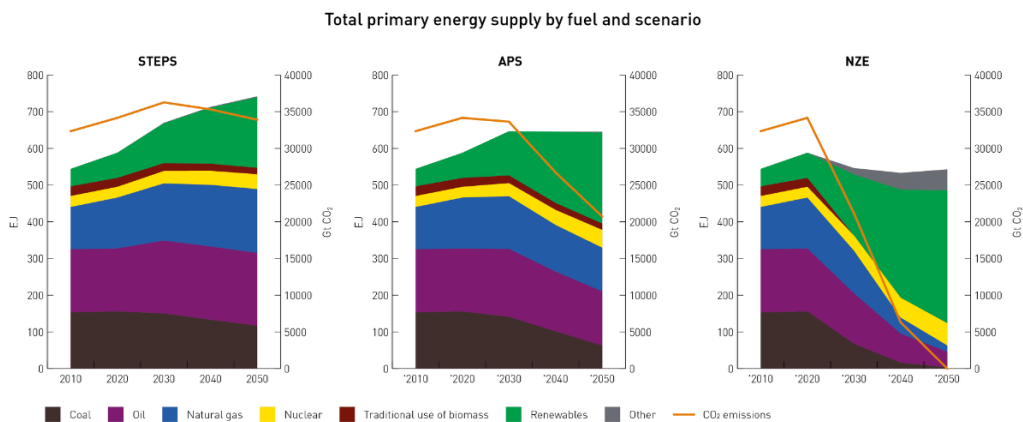
El desarrollo de la tecnología de captura, almacenamiento y reutilización de CO₂ (CCUS) es una de las estrategias clave para la reducción de emisiones de CO₂ de la industria del petróleo y el gas. Los proyectos CCS que han avanzado lo han logrado gracias al apoyo de los gobiernos, que han proporcionado financiación, regulación clara e incentivos fiscales.

Inicialmente, los proyectos CCS tendían a estar integrados verticalmente, por ello la industria petrolera desde el inicio ha estado vinculada al desarrollo de esta tecnología, particularmente asociado con proyectos que utilizaron la inyección de CO₂ como una tecnología de mejoramiento de recobro de petróleo, La integración vertical considera una planta de captura

que tiene su propio sistema de transporte dedicado aguas abajo y luego disponerlo a nivel de subsuelo. Un ejemplo de integración vertical es el Proyecto Sleipner en Noruega, donde un campo de gas requería endulzar el gas de producción de un 9% de CO₂ para cumplir condiciones comerciales, entonces luego de procesar el gas y retirar un CO₂ con alta pureza existía la posibilidad de emitir a la atmósfera y pagar una multa por emisiones o buscar una disposición en subsuelo, es por ello que el Operador Equinor (anteriormente STATOIL) al evaluar las alternativas decidió comprimirlo y reinyectarlo en un acuífero salino en la formación Utsira, proyecto iniciado en 1996. Este Proyecto ha sido referencia para los proyectos a gran escala que se han venido planificando desde los inicios del 2000, el mayor reto de estos proyectos es la optimización de costos.

La tendencia actual en la planificación de proyectos CCS a gran escala buscan compartir infraestructura de almacenamiento y transporte de CO₂: tuberías, transporte, instalaciones portuarias y pozos de almacenamiento y estos proyectos involucran los grandes emisores de CO₂ de fuente fija como son las grandes generadoras eléctricas, industria cementera, siderúrgica y la propia industria petrolera. Estas redes CCS significan que los proyectos más pequeños también se beneficien de las economías de escala.

La tecnología de CCS es entonces considerada una de las estrategias para mantener el suministro de energía que requiere el mundo, con una participación muy importante en los próximos 30 años de las fuentes fósiles, pero cumpliendo las metas de descarbonización que se han establecido. En la gráfica 8 la IEA (2021), presenta 3 escenarios cada uno con su demanda de energía primaria y el correspondiente comportamiento de emisiones de CO₂ por el consumo de combustibles fósiles, en todos los casos se muestra que se requiere un tiempo de transición para que el desarrollo de las energías limpias logre el nivel de desarrollo que el mundo necesita.

Figura 8 Plan de reducción de emisiones y demanda de energía primaria

Nota: Tomado de <https://www.iogp.org/workstreams/energy-transition/>

STEPS (Stated Policies Scenario), Escenario de Políticas Establecidas

APS (Announced Pledges Scenario), Escenario de Compromisos anunciados

NZE (Net Zero Emissions), Escenario de cero emisiones

De los escenarios planteados todos conllevan a la reducción de las emisiones y la demanda de energía primaria, incrementando la energía de fuentes renovables y la industria petrolera debe jugar un papel protagónico en la transición hacia energías más limpias. La gestión de las emisiones es crucial, empezando por asegurar la medición.

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se pueden clasificar como Alcance 1, 2 o 3. El cubrimiento que abarca cada alcance se define así:

- El alcance 1: Emisiones directas (instalaciones y equipos propios).
- El alcance 2: Emisiones indirectas de la energía comprada.
- El alcance 3: Emisiones indirectas en la cadena de valor (uso de productos).

La estrategia que plantea el IOPG es centrarse en las emisiones de Alcance 1 hasta 2025. Las emisiones de la industria petrolera tienen su mayor impacto en los procesos de combustión, seguido por la quema en teas, venteos y emisiones fugitivas, por lo que la estrategia para la

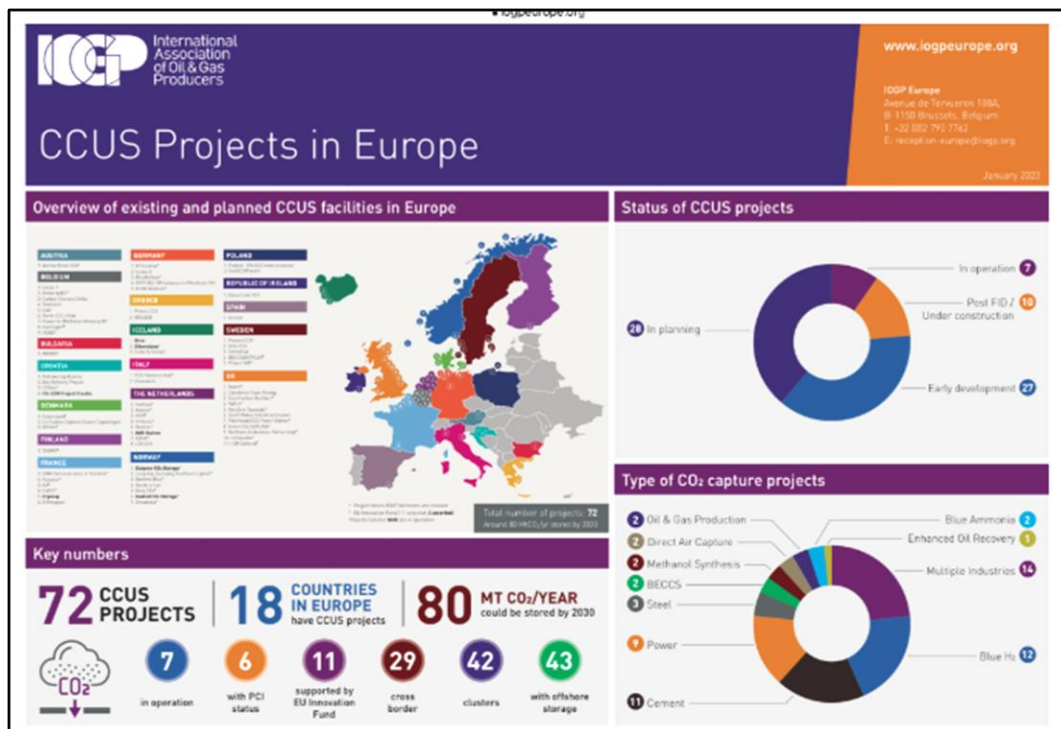
transición energética es incrementar la electrificación de procesos, invertir en proyectos CCS, trabajar en eficiencia energética y minimizar venteos y quemas.

4.1. Balance de Proyectos CCS en desarrollo en Europa y en el mundo

La Unión Europea a través del fondo de innovación europeo (European Innovation Fund), está impulsando la descarbonización industrial y de la última convocatoria de proyectos en 2023, refleja un fuerte apoyo a las tecnologías CCUS.

La infografía que se muestra abajo desarrollada por el IOGP, indica el estado actual de los proyectos CCS en Europa, esto es una muestra del avance de la aplicación de la tecnología para apalancar la meta de reducción de emisiones de CO₂.

Figura 9 Infografía de los Proyectos CCUS en Europa a 2022



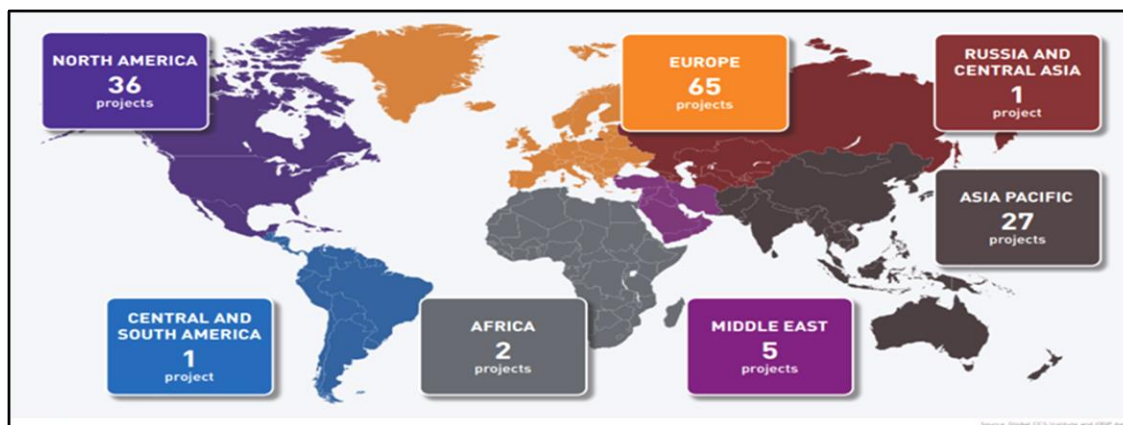
Fuente: Global CCS Institute and IOGP data, https://www.iogp.org/bookstore/wp-content/uploads/sites/2/woocommerce_uploads/2020/03/GRA002_220131.pdf

Elementos relevantes sobre la información presentada

- 18 de 44 países europeos tienen proyectos CCUS en desarrollo. Actualmente se tienen 72 proyectos en total: 54% a pequeña escala y 46% a escala comercial, con un potencial de almacenamiento de 80 millones de toneladas de CO₂ por año para 2030.
- El gran desafío es superar la decisión de inversión, debido a que solo el 24% de los proyectos han sido autorizados con decisión de inversión y la meta de la UE de 50 MTPA de CO₂ inyectado para 2030 es ambiciosa. Y se prevé alta competencia por recursos de financiamiento en los próximos años.
- La descarbonización industrial con CCUS es una necesidad para alcanzar el NetZero en 2050 y aunque existe un potencial de desarrollo de CCS en Europa, se necesitan inversiones y decisiones rápidas.

La IOGP también presenta el estado global de los proyectos CCS actualizado a 2022.

Figura 10 Infografía de los Proyectos CCUS en el mundo a 2022 según la IOGP



Nota: tomado de Global CCS Institute and IOGP data.

Adicionalmente basados en las tablas detalladas presentadas en la página oficial de IOGP de los proyectos CCS que se están desarrollando en el mundo, donde se presenta un corto detalle de cada proyecto, su estado de avance, las cantidades estimadas de CO₂ a capturar y si el objetivo de la inyección es con foco recobro mejorado de Petróleo, EOR o almacenamiento dedicado, se desarrolló la siguiente tabla resumen.

Tabla 5 Resumen de los proyectos CCS en el mundo a 2022.

Localización	Asia_Pacifico		Europa		Norteamerica		Middle east		Suramerica		Africa		Rusia&Asia Central		Total	
	Numero	Mton	Numero	Mton	Numero	Mton	Numero	Mton	Numero	Mton	Numero	Mton	Numero	Mton	Numero	Mton
Total Proyectos	28	26.34	65	133.99	36	69.76	5	7.7	1	3	2	3.01	1	0	138	243.8
Operativos	2	4	6	1.12	14	28.5	3	3.7	1	3	0	0	0	0	26	40.3
Construccion	7	1.51	1	0.4	1	0	1	2.1	0	0	0	0	0	0	10	4.0
Desarrollo avanzado	7	5.83	7	6.1	12	31.8	1	1.9	0	0	1	3	0	0	28	48.6
Desarrollo temprano	8	10	16	41.2	9	9.46	0	0	0	0	0	0	0	0	33	60.7
otros	4	5	35	85.17	0	0	0	0	0	0	1	0.01	1	0	41	90.2
EOR-Total	8	5.27	1	1	17	44.1	4	5.6	1	3	0	0	0	0	31	59.0
EOR-Operativo	1	0.6	0	0	10	25	2	1.6	1	3	0	0	0	0	14	30.2

Nota: Elaboración propia basado en información de IOGP (2022)

- La mayoría de los proyectos (81%), están en etapas de maduración y aun no tienen decisiones de inversión.
- Europa y Norteamérica son los lugares que tienen el mayor número de proyectos en desarrollo y en operación 73%, esto se puede asociar a los beneficios fiscales, opciones de financiamiento y reglamentaciones más maduras.
- La mayoría del volumen capturado por los proyectos CCS en Operación en Norteamérica (88%), están asociados a proyectos EOR. A nivel global la captura de CO₂ con fines de EOR representa el 75%, posiblemente la explicación es que, bajo las condiciones actuales, para los proyectos de captura dedicados es más difícil lograr el cierre financiero.

Los proyectos más relevantes desde el punto de vista de Inyección anual y acumulado de inyección son los proyectos Sleipner en Noruega como proyecto de captura dedicado, y los proyectos “Shute Creek Gas Processing Plant” en Wyoming, USA que captura 7 Mton CO₂ año y parte se utiliza para almacenamiento dedicado y parte para EOR y el proyecto “Santos Basin Pre-salt Oil Field CCS” en Brasil que está diseñado para 3 Mton CO₂/Año para usar en EOR.

4.2. Resumen del proyecto CCP (2023)

El Proyecto de Captura de CO₂ CCP fue una colaboración internacional entre empresas de energía, expertos de la industria, proveedores de tecnología y académicos. Su objetivo fue avanzar en la evaluación y desarrollo de tecnologías, para reducir los costos de captura de CO₂ y garantizar un almacenamiento geológico seguro. El CCP se llevó a cabo en cuatro fases de actividad durante más de 20 años, desde el año 2000 hasta 2022. Los siguientes párrafos presentan el resumen de las actividades mas importantes que se realizaron en cada etapa y los logros más destacados.

CCP1 (2000-2004) evaluó más de 200 tecnologías de captura y se desarrolló un enfoque basado en riesgo para la selección, operación y cierre de sitios geológicos para almacenamiento de CO₂ adicionalmente desarrolló herramientas de monitoreo. El objetivo principal reducir costos y mejorar la garantía de almacenamiento.

CCP2 (2004-2009) promovió el desarrollo de tecnologías de captura identificadas en la fase 1, con dos de ellas listas para demostración. Creó un Marco de Certificación para evaluar sitios de almacenamiento y realizó un estudio de pozos expuestos al CO₂.

CCP3 (2009-2014) se realizaron pruebas de campo de las tecnologías de captura de CO₂ en condiciones reales. Se realizaron pruebas a 2 métodos de captura por combustión de oxígeno y se avanzó en programa de monitoreo y verificación de los sitios de almacenamiento, incluyendo sistemas de monitoreo de pozos y tecnología satelital.

CCP4 (2015-2022) continuó desarrollando tecnología de captura de CO₂, enfocado en aplicaciones en la industria del petróleo y gas, se centró en procesos de refinerías, generación de energía con gas natural y separación de CO₂ de la producción de gas. También probó métodos de sellado en pozos en campo para mejorar la integridad y desarrolló protocolos de intervención para garantizar la contención geológica segura.

En conjunto, el CCP buscó avanzar en la viabilidad de la captura y almacenamiento de carbono (CCS) como una solución para reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera en la industria del petróleo y gas. El proyecto CCP se considera exitoso en el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂. Las tecnologías desarrolladas en el proyecto son más eficientes y rentables que las que existían anteriormente. El proyecto CCP también fue un éxito en la demostración de la viabilidad de CCS, basados en los resultados de las pruebas de campo realizadas en el proyecto que demostraron que CCS es una tecnología segura y eficaz para reducir las emisiones de CO₂. El proyecto CCP finalizó en 2022, pero su legado continúa dado que las tecnologías desarrolladas en el proyecto están siendo utilizadas en proyectos CCS en todo el mundo.

Algunos de los resultados clave del proyecto CCP incluyen:

4.2.1. Descripción General de lo Desarrollado para la Captura de CO₂

El proyecto tenía claro que la etapa de captura en la tecnología CCS es el gran reto desde lo técnico y lo económico y por ello el equipo de Captura durante las cuatro fases se enfocó en reducir los costos de captura de CO₂ en operaciones de refinación y generación de energía a partir de gas natural. A lo largo de las cuatro fases, seleccionaron y desarrollaron tecnologías de precombustión, postcombustión y oxicomcombustión para captura. En la Fase 3 del proyecto CCP, lograron realizar la demostración de tecnologías de captura por oxicomcombustión en una prueba a

escala piloto en una unidad de craqueo catalítico fluido (FCC) en Petrobras, la prueba indicó la viabilidad técnica de modernizar una unidad FCC para permitir la captura de CO₂ del regenerador del catalizador. Adicionalmente en esta etapa también se realizó otra prueba de oxi combustión para reducir las emisiones de CO₂ de las calderas de los generadores de vapor de un solo paso (OTSG Once-Through Steam Generator), la principal fuente de emisiones de CO₂ en la producción in situ de petróleo pesado en Canadá. La demostración fue organizada por Cenovus Energy en sus instalaciones de Christina Lake y consistió en la modernización de un OTSG existente y la operación tanto en modo de aire como de oxi combustión. La demostración se completó con éxito en abril de 2015. También exploraron nuevas técnicas como la combustión química en bucle y la separación submarina de CO₂ del gas natural. En la Fase 4, se realizaron pruebas piloto usando solución acuosa de piperazina (disolvente de segunda generación) obteniendo buenos resultados en eficiencia de remoción de CO₂, menor contaminación y menores consumos de energía en la regeneración, por tanto se pueden lograr menores costos de captura por tonelada de CO₂, en general se realizaron varios estudios buscando que la tecnología ayude a disminuir los costos de esta etapa de la tecnología de CCS, sin embargo a nivel industrial y en un buen porcentaje de los proyectos actuales la tecnología que se continua aplicando es captura postcombustión utilizando sistemas de absorción con aminas.

4.2.2. Descripción General de Almacenamiento, Monitoreo y Verificación (SMV)

En los siguientes párrafos se busca resumir los importantes logros del proyecto CCP en relación con la etapa de almacenamiento geológico de CO₂, en general como ya se ha visto en el capítulo de la descripción de la tecnología CCS, el CO₂ se inyecta en formaciones geológicas subterráneas, como acuíferos salinos, pozos de petróleo y gas agotados o formaciones de carbón entre otros.

El almacenamiento geológico de CO₂ es una tecnología relativamente nueva, pero ha sido probado con éxito en varios proyectos en todo el mundo. Sin embargo, todavía existen desafíos que deben abordarse antes de que la tecnología pueda lograr una aplicación generalizada. Estos desafíos incluyen desafíos técnicos, el costo del proceso, la seguridad del almacenamiento y la aceptación pública de este tipo de proyectos.

Uno de los desafíos clave es la selección apropiada de los sitios de almacenamiento. Los sitios deben tener las características adecuadas para garantizar que el CO₂ permanezca almacenado de manera segura y efectiva durante un período prolongado de tiempo. Estos criterios incluyen la profundidad y la permeabilidad de las formaciones geológicas, la presencia de acuíferos superficiales u otras fuentes de agua subterránea, y la existencia de fallas o fracturas que podrían permitir la fuga de CO₂.

Otro desafío técnico clave es la integridad de los pozos. Los pozos utilizados para inyectar CO₂ deben ser lo suficientemente seguros para evitar la fuga de gas. Esto requiere el uso de materiales y técnicas de construcción de pozos adecuados, así como el monitoreo continuo de la integridad de los pozos.

El seguimiento y la verificación también son importantes para garantizar la seguridad del almacenamiento geológico de CO₂. Los operadores de proyectos CCS deben implementar un programa de monitoreo que permita rastrear el movimiento del CO₂ y detectar cualquier problema potencial.

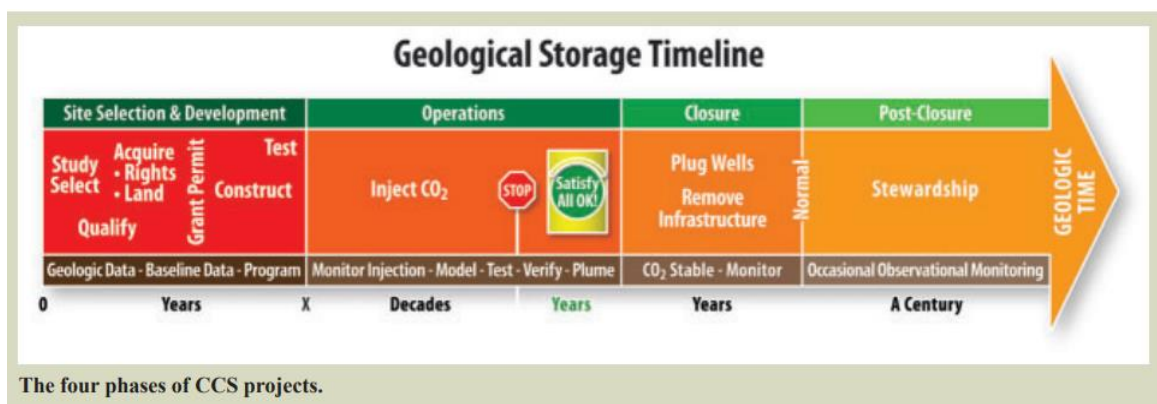
Finalmente, los proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ deben cerrarse de manera segura y efectiva. Esto requiere un plan de cierre que asegure que el CO₂ permanecerá almacenado de manera segura incluso después de que el proyecto haya finalizado.

El proyecto también enfatiza la importancia de tener un marco legal y regulatorio claro que apoye el desarrollo de proyectos CCS. Como la seguridad de los proyectos de CCS es una preocupación importante. Para minimizar los riesgos, los operadores y los reguladores deben trabajar juntos para garantizar que los sitios de almacenamiento sean bien elegidos y que los proyectos se construyan y operen de manera segura.

El Almacenamiento de CO₂ como parte de un proyecto CCS suele tener cuatro fases:

- **Selección y desarrollo del sitio:** Esta fase puede durar de 3 a 10 años y consiste en identificar un sitio adecuado para el almacenamiento de CO₂. Incluyendo los requisitos regulatorios.
- **Operación:** Esta fase puede durar décadas y consiste en inyectar CO₂ en el sitio de almacenamiento. Durante esta fase, se monitorea el sitio para detectar posibles problemas.
- **Cierre:** Cuando se ha inyectado la cantidad de CO₂ prevista. Consiste en cerrar los pozos de inyección y eliminar la infraestructura del sitio.
- **Post-cierre:** Desde la eliminación de la infraestructura y la entrega al custodio definitivo.

Figura 11 Fases de la etapa de Inyección de un Proyecto CCS



Tomado de Reporte CCP4 (2023) CCS Technology Development and Demonstration Results (2015-2022). Edited by Karl F Gerdes – 2023.

En relación con el almacenamiento el Proyecto CCP buscó demostrar la seguridad del almacenamiento geológico de CO₂. Aprovechando la experiencia de expertos de la industria del petróleo y gas, el programa de almacenamiento monitoreo y verificación (SMV por sus siglas en Ingles) gestionó proyectos para abordar la confiabilidad del almacenamiento y reducción de costos. El programa en general trabajo los temas de escogencia de sitios para garantizar el almacenamiento, programas de monitoreo y sistemas de evaluación de riesgos, que luego evolucionaron para incluir pruebas de campo y un programa de Contingencias. Este último se inició en la fase 3 para manejar la migración no planeada de CO₂ desde los sitios de almacenamiento.

El trabajo de la última fase del proyecto CCP sobre aseguramiento de almacenamiento de CO₂ en subsuelo, se centró en evaluar los riesgos de utilizar yacimientos agotados de petróleo y gas para el almacenamiento de CO₂. Se realizó un caso de estudio Campo Pembina (Alberta) en las arenas Cardium. La metodología del estudio acoplo los modelos de flujo y geo mecánico del yacimiento para evaluar el impacto de fases previas de desarrollo petrolero en la integridad de la contención para una posible futura inyección de CO₂, primero para EOR y luego para almacenamiento permanente, se construyó un modelo de simulación, realizando corridas de simulación de escenarios de inyección de CO₂ para EOR y almacenamiento permanente. Los resultados del estudio muestran que los factores de seguridad operacional se pueden mantener en el futuro si se tienen en cuenta las tensiones previas, y que se debe evitar exceder las limitaciones geomecánicas durante la operación y finalmente se requiere minimizar el contraste de tensiones y alcanzando la inyektividad adecuada.

Un estudio realizado dentro del proyecto CCP para el campo Pembina (Alberta) en las arenas Cardium, acoplo el modelo de flujo del yacimiento y el modelo geo mecánico para evaluar el impacto de fases previas de desarrollo petrolero en la integridad de la contención para una posible futura inyección de CO₂, primero para EOR y luego para almacenamiento permanente. El estudio demostró que los factores de seguridad operacional futuros podrían mantenerse teniendo en cuenta las tensiones acumulativas previas (en este caso, el "estado inicial" es después de la producción primaria y secundaria y, en particular, una calibración con un reciente piloto de inyección de CO₂) y evitando exceder las limitaciones geomecánicas clave en el modelo operativo. Entre los parámetros probados se encuentran el módulo de Young, el factor de fuga fuera del plano, la curvatura de la curva de permeabilidad relativa (agua versus CO₂) y, específicamente, para el sello superior, la cohesión efectiva. El modelo indica que un aumento del 15% en la magnitud de la tensión total mínima de la unidad de inyección pone en peligro el rendimiento del sellado de la roca de cobertura al afectar el contraste de tensiones entre el yacimiento y la roca de cobertura. Por lo tanto, sería fundamental centrarse operativamente en minimizar este contraste de tensiones y al mismo tiempo lograr la inyectividad requerida en caso de que la formación Pembina Cardium se convirtiera en un objetivo de almacenamiento.

También se diseñó un escenario para detectar fugas de CO₂ coincidentes con pozos degradados y abandonados, indicando que las fugas "tempranas y profundas" pueden ser difíciles de detectar, mientras que las "superficiales y posteriores" se notarían después de daños importantes. Establecer límites de detección requeriría inversión conjunta y modelos de pozo/acuífero. La intervención para abordar fugas es crucial y debe ser considerada antes de la inyección.

Un tema pionero en este proyecto fue el tema de contingencias para detectar, caracterizar y mitigar eventos de fugas en reservorios de almacenamiento, como elemento que incrementa la confiabilidad y confianza para el almacenamiento de CO₂ geológico. Los estudios en la fase 4 del proyecto avanzaron desde simulaciones paramétricas hasta experimentos de campo. Un estudio investigó la modificación de la permeabilidad para remediar fugas de CO₂ y mejorar el sellado. Los experimentos probaron varios tipos de sellantes en un pozo a escala, los resultados fueron variados dependiendo del tipo de sellante, pero hubo algunos que mostraron éxito en reducir la permeabilidad.

En otro experimento, denominado FS-B, se estudió el impacto de fallas inducidas en la integridad de los sellos en proyectos de almacenamiento de CO₂. Se inyectó agua a velocidad constante en una zona de falla mientras se monitoreaban múltiples pozos equipados con sensores. Se observaron respuestas complejas y variadas, incluyendo patrones de fuga de fluido y disminuciones en la velocidad de onda. Este experimento ayudó a comprender mejor los posibles efectos del deslizamiento de fallas en la integridad del almacenamiento de CO₂. Estos experimentos proporcionaron información valiosa sobre los sellos y la seguridad del almacenamiento de CO₂ a diferentes escalas y condiciones geológicas controladas.

En los temas de optimización se realizaron estudios de maneras de optimizar el diseño y las operaciones de proyectos de almacenamiento e incluyeron dos revisiones extensas de proyectos de almacenamiento para documentar las lecciones aprendidas y analizar las reducciones de costos a través de la experiencia. En la fase 4 se realizaron estudios de modelado y se comparó con operaciones EOR bien monitoreadas. En un campo en Mississippi, se demostró que EOR de CO₂ es esencialmente almacenamiento de CO₂. Diferentes modos de operación tienen impactos en la

captura y recuperación. La experiencia de puesta en marcha y operación temprana reveló la importancia de la caracterización geológica y el seguimiento operativo.

4.2.3. Análisis reducción de costos en Proyectos de Inyección de CO₂ – Estudio de caso

El análisis que se presenta en este ítem está basado en el artículo llamado “Potential for CO₂ storage cost reductions with greater commercial deployment” elaborado por Godec & Williams y que se encuentra en el reporte CCP4 (2023) en el capítulo 27.

El objetivo del estudio fue evaluar la reducción de costos en proyectos de almacenamiento de CO₂ a través de la curva de aprendizaje y la planificación, metodológicamente tomaron tres casos todos en tierra, para la evaluación de inyección de CO₂, el primer caso es almacenamiento en formación de un acuífero salino, un segundo caso convertir a almacenamiento pozos que estaban en inyección de CO₂ con fines de recobro mejorado y el tercer caso es buscar almacenamiento de CO₂ en asociación con EOR.

El modelo de costos utilizado se basó en el modelo de almacenamiento en acuíferos salinos del Departamento de Energía de EE.UU. y se consideraron los requisitos de la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (EPA) y el programa de informes de gases de efecto invernadero (GHGRP).

Las estimaciones de costos de almacenamiento de CO₂ para todos los casos considerados incluyen costos incrementales asociados con la construcción (o rehabilitación) de pozos e instalaciones, abandono, operaciones, actividades de SMV (Storage, monitoring and verification por sus siglas en inglés) cuidado del sitio posterior a la inyección y cierre del sitio. Estos se basan en los requisitos técnicos de las normas y reglamentos EPA Clase VI y GHGRP, junto con los documentos de orientación publicados asociados.

El modelo de costos de almacenamiento salino de CO₂ del Departamento de Energía puede abordar los costos asociados con 500 actividades distintas. Sin embargo, el estudio se centró en los costos de más de 60 actividades de la SMV. Los costos de monitoreo, verificación y cuidado del sitio (SMV) representan solo una parte de los costos totales. La mayor parte de los costos está asociada a la operación de pozos, equipos e instalaciones de superficie. Los costos de SMV son menores para proyectos CO₂-EOR que para almacenamiento en acuíferos salinos

Para el caso del almacenamiento en acuífero salino, entre el 30% y el 50% de los costos totales están asociados a actividades ajenas al SMV, dependiendo del escenario considerado. Para el caso de la conversión de un proyecto CO₂-EOR a un proyecto de almacenamiento de CO₂, más del 70% de los costos generales del proyecto están asociados con actividades no SMV. Sin embargo, para un proyecto que almacena CO₂ en asociación con CO₂-EOR, la mayoría de los costos relacionados con pozos, equipos e instalaciones de superficie corren a cargo del proyecto CO₂-EOR y, por lo tanto, NO se consideran costos incrementales asociados con el almacenamiento de CO₂.

Las características de los dos primeros estudios de caso se resumen en la Tabla 6.

Tabla 6 Características clave casos 1 y 2

	CO ₂ Storage Project Deep Saline Formation in U.S. Gulf Coast	CO ₂ -EOR Project Converted to CO ₂ Storage in the U.S. Permian Basin
Maximum Monitoring Area	30,080 acres	10,240 acres
Well Depth	8,705 feet	5,045 feet
Assumed Field-Wide CO ₂ Injection Rate	6 million metric tonnes per year	2 million metric tonnes per year
Assumed CO ₂ Injection Rate per Well	500 tonnes per day	50 tonnes per day
Project Life, Total Capacity	30 years; 180 million tons of total capacity	20 years; 40 million tons of total capacity
Years for Post Injection Site Care (PISC)	50	10

Nota: Tomado de reporte CCP4 (2023) capítulo 27

Las características y supuestos para los cuatro escenarios de proyecto asociado CO₂-EOR en tierra se resumen en la Tabla 7.

Tabla 7 Características clave de Proyecto asociado CO₂-EOR.

	Permian Basin	Gulf Coast	Mid-Continent	Rocky Mountains
Field Area (acres)	28,000	7,200	20,000	2,600
Well Depth (feet)	5,500	6,200	6,000	5,000
Field-Wide CO₂ Injection Rate				
MMcf/year	211,000	86,000	28,000	58,000
Million tonnes/year	4.0	1.6	0.5	1.1
CO₂ Injection Rate per Well (tonnes per day)	25	186	39	66
# of injection wells	594	24	50	63
Project Life (years)	28	29	16	20
Stored/Total Injected CO₂	0.44	0.62	0.55	0.47
Field-wide CO₂ Storage Rate (million tonnes per year)	1.8	1.0	0.3	0.5
Total Injected (million tonnes)	112	47	8	22
Total Stored (million tonnes)	50	29	5	10
Years for Post Injection Site Care (PISC)	10	10	10	10

Nota : Tomado de reporte CCP4 (2023) capítulo 27

Dentro de los talleres de expertos realizados durante el estudio se concluyó que

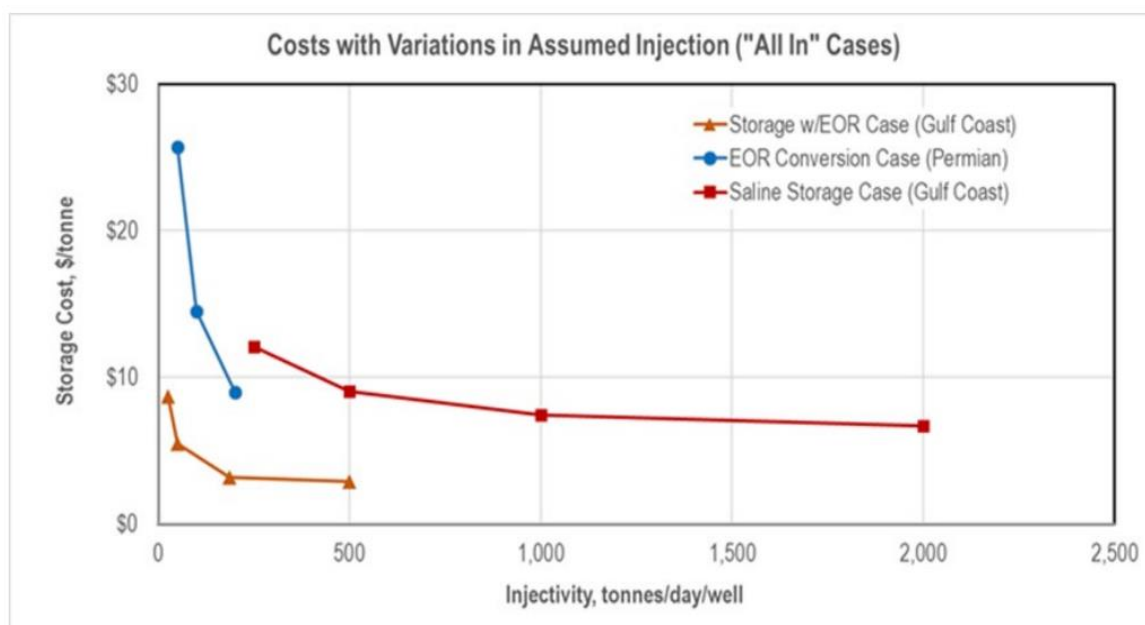
- Los proyectos CO₂-EOR tienen menores riesgos que los de almacenamiento en acuíferos salinos.
- Los esquemas de SMV pueden definirse mejor para proyectos CO₂-EOR.
- Los proyectos CO₂-EOR existentes pueden tener menor necesidad de caracterización inicial.

- La mayor densidad de pozos en proyectos CO₂-EOR permite una mejor caracterización y monitoreo.
- Los pozos heredados en proyectos CO₂-EOR pueden ser una preocupación por fugas y corrosión.

En general, los costos son muy variables, pueden ir desde más de 25 USD/Ton CO₂ hasta alrededor de 1,5 USD/Ton CO₂ almacenado, dependiendo si se considera un caso inicial con todos los costos incluidos o un proceso de aprendizaje y experiencia, también si se aplica un análisis de riesgos que optimicen los costos y si se optimiza la tasa de inyección por pozo a mayor tasa de inyección los costos bajarán.

La grafica 12 muestra el cuadro comparativo de los 3 tipos de proyectos analizados para el caso con todo incluido, los tipos de proyectos son almacenamiento dedicado (formación salina), CO₂ -EOR asociado y conversión (EOR a almacenamiento). Los resultados son:

Figura 12 Costos almacenamiento según capacidad inyección (Casos Todo Incluido)



Nota: Tomado de reporte CCP4 (2023) en el capítulo 27

- El almacenamiento asociado con CO₂-EOR es el de menor costo, en general porque varios costos los asume el proceso de recobro.
- La conversión de CO₂-EOR puede ser la más costosa.
- El almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos profundos de permeabilidad relativamente alta generalmente se sitúa en el punto intermedio.

Los resultados del análisis también muestran que costos de capital son dominados por los pozos y los costos operativos por los estudios sísmicos y que se puede lograr una reducción de costos a medida que se va obteniendo la curva de aprendizaje y teniendo una mejor caracterización, optimización de la capacidad de inyección y vigilancia alternativa mejoraría la viabilidad económica.

4.3. Resumen de diagnóstico de uso de yacimientos depletados en Países Bajos

El gobierno de Holanda a través de NOPEGA TNO realizó un estudio de 2 fases, para determinar el potencial uso de los yacimientos costa afuera de petróleo y gas depletados y su infraestructura, como almacenamiento seguro y de largo plazo de CO₂ capturado de grandes emisores industriales. La fase uno del proyecto estaba enfocada en evaluar la capacidad de almacenamiento teórica y efectiva de los yacimientos y la capacidad y disponibilidad del sistema de transporte, la fase 2 tuvo foco en los costos de construir, mantener y operar los sistemas de transporte requeridos, costos de mantenimiento y operación de la infraestructura de plataformas y pozos así como los costos de nuevos sistemas para la inyección de CO₂ que sean requeridos, como por ejemplo sistemas de rebombeo o calentamiento del CO₂.

En términos generales se toma como premisa que la capacidad será función del volumen poroso disponible, la presión de abandono y la presión inicial del yacimiento, así mismo será

función de la inyectividad que depende a su vez de la permeabilidad y el espesor de la capa a inyectar.

La Capacidad de almacenamiento fue enfocada a los yacimientos de gas depletados, primordialmente porque tienen mayor capacidad disponible que un yacimiento de crudo, lo anterior soportado en que un yacimiento de gas presenta un mayor factor de recobro y requiere un número menor de pozos para su desarrollo, lo que permite tener mayor volumen disponible para almacenar CO₂ y presentar menores potenciales problemas de fugas, por baja integridad en los pozos al tener menos pozos perforados.

La capacidad de almacenamiento de un yacimiento depletado fue definido en cuatro categorías;

- **Capacidad teórica:** será el volumen requerido para reemplazar el 100% del gas producido a las condiciones de Presión y temperatura inicial del yacimiento. El volumen de CO₂ debe ser convertido a masa a las condiciones de P y T del yacimiento.

- **Capacidad efectiva:** de una manera general será el volumen teórico restringido por variables como un tamaño mínimo de yacimiento, la inyectividad mínima, así como eliminar campos que ya estén abandonados. El volumen mínimo de yacimiento que se consideró para este análisis fue aquel que pudiera almacenar en 6 meses el volumen de emisiones de 2,5 Mton CO₂, equivalentes a las emisiones de una gran generadora de electricidad que quemó carbón (Una planta de 1000 MW de generación a carbón se estima genera unos 5 Millones Ton CO₂/año). La inyectividad mínima se consideró que fuera de 820 mD-ft (0,25 Dm), es decir como ejemplo, un yacimiento de gas promedio de 20 ft de espesor con una permeabilidad absoluta de 41 md estará en el límite de inyectividad, este límite fue fijado por el estudio de acuerdo con la experiencia de la fase de la explotación de estos campos.

- **Capacidad Práctica:** En esta etapa se debe restringir la capacidad efectiva por parámetros como factores de superficie, políticos, factores técnicos, comerciales, planeación espacial o legales. Por ejemplo, un parámetro como distribución geográfica, manteniendo el foco que CCS es un sistema a gran escala, con tiempos de vida del proyecto promedio de 40 años, será función de conseguir grupos de almacenamiento y tener también grupo de fuentes. Otro parámetro por considerar en la capacidad práctica será el grado de llenado, en la práctica llevar al 100% no será práctico desde el punto de vista técnico ni económico. El balance estimado para los parámetros establecidos en el estudio fue de tener clústeres de campos con capacidad en conjunto del orden de unos 200 Mton de CO₂ de almacenamiento (porque no existe un solo campo de esa capacidad), esto será para una fuente de gran capacidad que genere 5 Mton CO₂/año, con una vida útil de 40 años y a nivel de secuestro serán 4 grandes centrales con capacidad de 5 Mton/año cada una, para una capacidad de captura y transporte de 20 Mton CO₂/año.

- **Capacidad igualada;** Es aquella que logra el equilibrio entre la oferta de las fuentes y la capacidad de almacenamiento de los clústeres de los campos escogidos.

Algunos de los riesgos identificados al utilizar campos depletados e infraestructura existente:

- Los pozos pierden integridad por la cementación de revestimiento o tapones de abandono, se considera que los cementos tienen deterioro con el tiempo y pueden generar potenciales fuentes de fugas de CO₂.

- Considerar perforar nuevos pozos para inyectar CO₂ en yacimientos depletados, se considera complejo técnicamente por la baja presión, además de ser costosos.

- Para el caso de plataformas costa afuera ya fuera de servicio, el regulador estipula que se tiene un tiempo para desmantelar de máximo 2 años después de finalizar operación, entonces en

el proceso de coordinar el inicio de inyección de CO₂ con la disponibilidad de transporte y la fecha de cumplimiento legal de desmantelamiento, posiblemente se requiera modificar la reglamentación, pero también disponer de recursos para mantenimiento de preservación de dichas instalaciones.

- Las tuberías que han transportado gas en general han sido construidas con rating más bajos que los que se utilizarían para líneas diseñadas para transportar CO₂, lo que limitará la capacidad de transporte, además el usar las tuberías de gas existentes que ya estén disponibles para transportar CO₂, deben ser re-certificadas.

- Los sistemas de transporte existentes que se vayan a utilizar para transporte de CO₂, posiblemente van a requerir estaciones de rebombeo para optimizar la capacidad y garantizar la inyección del CO₂ en condiciones SUPERCRITICAS.

- La profundidad del yacimiento a inyectar CO₂ debe estar mínimo a 2,700 ft (800 metros) para que a las condiciones de presión y temperatura de inyección el CO₂ se encuentre en fase densa, o condiciones supercríticas que es la fase más eficiente en términos de masa de CO₂ inyectado.

Una conclusión del estudio es que pensar en la inyección de CO₂ dedicado en el offshore de Países bajos no será viable si se piensa iniciar desde cero, es decir la única viabilidad, aunque no garantizada, será utilizar parte de la infraestructura de líneas, plataformas y pozos que hoy queden disponibles de la explotación de campos de gas offshore.

Para el cálculo de la capacidad teórica de almacenamiento en los campos de gas agotados, se asume que el volumen poroso ocupado por el gas producido sería reemplazado por CO₂ a las condiciones de presión y temperatura inicial del yacimiento utilizando un 100% de grado de llenado. Se requiere conocer el recobro ultimo que tenga el yacimiento y se debe aplicar un factor

de conversión basados en las propiedades del CO₂, a las condiciones de P y T de yacimiento para convertir el volumen de gas disponible a masa de CO₂ almacenable.

Para el estimado de almacenamiento efectivo, aunque lo ideal es realizar el modelamiento específico, en el proyecto se plantean varios parámetros para priorizar desde la economía la capacidad de almacenamiento efectivo, dentro de los parámetros que fueron seleccionados se toma que los campos menores a 2,5 Mton de almacenamiento de CO₂ no son de interés económico, así como una inyectividad Kh menor a 820 md-ft tampoco. También del total de campos seleccionados se descartan los que ya han surtido la fase de abandono, entonces como se muestra en la tabla de abajo, del total de los 153 campos seleccionados con una capacidad teórica de almacenamiento de 1566 Mton se llega a un potencial de almacenamiento efectivo de solo 55 campos con una capacidad de 918 Mton.

Tabla 8 Balance de Capacidad de almacenamiento de CO₂ Teórica y Efectiva en los yacimientos de gas costa afuera en Países Bajos.

	Number of fields	Storage (Mton)
Theoretical Storage capacity	153	1566
Injectivity cut off	-74	-580
Storage cut off	-46	-61
Abandoned fields	<u>-20</u>	<u>-98</u>
Total storage below cut offs	98	-648
Effective Storage capacity	55	918

Nota: Tomado de “Potential for CO₂ storage in depleted gas fields at the DCS, June 2008, Page iii

Los efectos de las propiedades del yacimiento y los fluidos son analizados en el estudio, y en relación con la litología del sello y del yacimiento parece no tener mayor influencia en el

desempeño de un potencial almacenamiento de CO₂, la heterogeneidad del yacimiento tiene un impacto sobre la eficiencia de llenado debido a que las zonas de mayor K recibirán primero y más rápido el CO₂ que las zonas de baja K. La Compartmentalización también genera impactos sobre la capacidad de contactar con un pozo todos los compartimentos. Si el yacimiento original de hidrocarburos tiene un acuífero activo entonces se disminuirá la capacidad de almacenamiento de CO₂.

La reducción de la inyectividad y/o capacidad de almacenamiento se puede afectar debido a la producción, esta reducción de permeabilidad puede darse por compactación del yacimiento, por migración de finos en la cara del pozo o por fenómenos de histéresis por permeabilidades relativas y características de Presión capilar, la reducción de k suele ser mayor en yacimientos de baja K con tamaños de garganta poral pequeños. Para el cálculo de la inyectividad de CO₂ por pozo es necesario revisar los diámetros y especificaciones de las tuberías de revestimiento e inyección que tengan los pozos, fundamental revisar y validar la condición de MAP (Maximum Allowed Pressure) disponible para las condiciones del pozo en particular.

La integridad de pozos es uno de los mayores riesgos para el almacenamiento de CO₂ y son la mayor potencial fuente de fugas de CO₂, los pozos abandonados también mantienen el riesgo de fuga entre otras causas por el deterioro del cemento utilizado en las operaciones de abandono, también se debe realizar el análisis pozo a pozo para entender los estados mecánicos actuales, restricción de tuberías por pescados, restricciones por diámetros pequeños, cañoneos taponados, estado de cementaciones, fugas por anulares, disminución de la relación Kh, producción de arena, problemas de precipitaciones. Otra verificación importante de integridad es la condición del cemento al nivel de la roca sello porque es posible el deterioro del cemento con el tiempo.

El uso de la infraestructura, en este caso en particular las plataformas satélites, las plataformas de tratamiento y las líneas de transporte de fluidos utilizadas, tienen un elemento crítico y es el tiempo en que quedan disponibles y como están ubicadas geográficamente para su posible uso como infraestructura del proyecto de almacenamiento de CO₂. Sin embargo, en cualquiera de los casos se requiere una adecuación o mantenimiento mayor que garantice que las instalaciones que fueron diseñadas para tiempos de vida de 30 años y que ya están cumpliendo este tiempo, puedan servir el tiempo requerido por el proyecto para realizar la etapa de inyección de CO₂ de manera segura y confiable. Adicional se debe garantizar el costo de mantenimiento y operación durante la vida del proyecto.

Otro elemento importante para considerar es que varias plataformas posiblemente van a requerir sistemas de refuerzo de presión y sistemas de calentamiento, lo cual requiere equipos nuevos que necesitaran garantizar combustible y para este momento de la inyección, posiblemente no sea fácil el suministro de gas que hoy se produce en el área, porque para ese momento ya no se estará produciendo. En relación con la necesidad de calentamiento esto seguramente es requerido al inicio de la inyección para mitigar el efecto Joule-Thomson debido a la condición de baja presión del yacimiento que tendera a generar una expansión del CO₂ que se inyecta a condiciones supercríticas en superficie.

En relación con el uso de tuberías que transportaban gas que puedan quedar disponibles, posiblemente algunos tramos se puedan utilizar, pero se deben recertificar, como no serán suficientes las líneas disponibles entonces se deben construir tramos nuevos con especificaciones para transporte de CO₂ es decir con rating de Presión mayores a las tuberías que transportaban gas natural. El diseño de las troncales de gas está con rating de presión de diseño de 1450- 1900 psi y

para el diseño de CO-ductos serán del orden de 3000 psi, esto permite asegurar el transporte de más CO₂ en condiciones supercríticas más lejos sin requerir estaciones de rebombeo.

Una preocupación o riesgo en este tipo de proyectos es el manejo de la corrosión, el potencial de corrosión está relacionado con la presencia de contaminantes en el CO₂ transportado, la composición del CO₂ usualmente es función del método de captura y posterior tratamiento y secado, en general es común que el CO₂ contenga fracciones de H₂S, SO₂, O₂, N₂, CH₄, Ar y H₂, lo importante es que estos contaminantes estén por debajo de sus niveles críticos, si el CO₂ está seco entonces el dew point es alto y no habrá presencia de agua líquida, o si el CO₂ está en condiciones supercríticas entonces no es crítico el tema de corrosión. Un parámetro guía es la composición de CO₂ transportado para almacenamiento es que tenga máximo entre 300-500 ppm de H₂O, sin embargo, se puede considerar el uso de pequeñas dosis de inhibidores para mitigar aún más el riesgo de corrosión.

Presencia de No condensables en el CO₂ dan como resultado un incremento en la presión de licuefacción y un efecto Joule-Thomson más fuerte, entonces a mayor cantidad de no condensables se requiere una mayor presión mínima de transporte para asegurar estar en la fase densa.

4.4. Resumen del Estudio “Criterios para el uso de yacimientos depletados para el almacenamiento Geológico de CO₂”

Este es un estudio presentado por el programa de la Agencia Internacional de Energía IEA Greenhouse Gas R&D (2022), buscando mostrar el potencial de los campos de hidrocarburos agotados como sitios valiosos para el almacenamiento de CO₂, y mostrar los criterios de evaluación que permitirán el éxito de los proyectos.

El estudio concluye que los campos de hidrocarburos agotados son sitios apropiados para el almacenamiento de CO₂, pero el trabajo también muestra que no existe un conjunto único de criterios de evaluación que funcione para todos los proyectos. La evaluación debe ser un proceso específico de cada proyecto que considere los requisitos de almacenamiento, métricas para el éxito operacional, análisis de riesgo aceptable, y esto significa que diferentes parámetros del sitio asumirán diferentes prioridades. Independientemente de las diferentes métricas de éxito, la evaluación comienza con cinco criterios clave:

Inyectividad: La inyectividad es un control principal sobre la tasa de inyección de un yacimiento y la tasa de almacenamiento de CO₂ necesaria impone restricciones a la inyectividad requerida, proporcional al espesor y la permeabilidad del yacimiento.

Capacidad de almacenamiento: La capacidad es una función del espacio poroso accesible, la diferencia entre la presión inicial y final del yacimiento, la densidad final de CO₂ en el yacimiento y la temperatura/salinidad del agua de formación. Los campos agotados ofrecen reemplazo de fluidos: una gran fracción del espacio poroso que alguna vez estuvo ocupado por los fluidos producidos puede volver a ocuparse con los fluidos inyectados. Se puede acceder a más capacidad adicional en campos con límites abiertos y cerrados, con más capacidad potencialmente disponible en campos con límites laterales abiertos. Aunque es un beneficio potencial, esta mayor capacidad proporciona un mayor riesgo de contención y un área de revisión más amplia a considerar.

Seguridad de la contención: La contención a largo plazo es imprescindible para el éxito del proyecto. Los campos agotados tienen sellos que han demostrado ser capaces de retener hidrocarburos a lo largo de escalas de tiempo geológicas. Se deben considerar los factores que

comprometerán y/o mejorarán la seguridad, incluido el cambio en el tipo de fluido, los pozos heredados, el aumento de la presión y los sellos en capas/múltiples.

Infraestructura reutilizable: Puede parecer obvio que la infraestructura existente reduciría los costos de desarrollo del proyecto. Sin embargo, es importante tener en cuenta que no toda la infraestructura será reutilizable y el costo de remediar pozos y modificar tuberías o plataformas podría compensar los costos ahorrados en otros lugares. Los oleoductos y las plataformas son los mayores costos y este estudio sugiere centrar los criterios de selección en si estos elementos serán reutilizables. Para las tuberías, los factores clave a considerar son la capacidad, la clasificación de presión y la vida útil restante. La consideración clave para las plataformas es su vida útil restante, que depende en gran medida de los requisitos específicos del proyecto.

Con proyectos donde existe infraestructura, habrá datos en registros de pozos e historial de producción. Estos datos serán de gran valor al caracterizar el campo para el almacenamiento de CO₂, planificar programas de monitoreo y crear modelos de yacimientos que coincidan con el historial. En consecuencia, se recomienda que cualquier diagnóstico o evaluación favorezca los campos sin grandes lagunas de datos.

Aceptación pública y aprobación regulatoria: La aceptación pública y reglamentaria es increíblemente específica del sitio. La contribución más valiosa para avanzar en la implementación de proyectos de almacenamiento de CO₂ será una comunicación temprana, transparente y abierta con los reguladores y los líderes de la comunidad.

El estudio ratifica que el almacenamiento seguro a largo plazo de CO₂ es viable realizarlo en yacimientos bien caracterizados, como acuíferos salinos o campos de petróleo y gas agotados. Sin embargo, enfatiza que los yacimientos de hidrocarburos agotados tienen la ventaja de estar

mejor caracterizados comparado con los acuíferos salinos. El estudio realiza un análisis del impacto de cuatro parámetros, primero desde la experiencia operacional realiza la revisión de varios casos de almacenamiento en campos agotados, el efecto de hidrocarburos residuales en la capacidad de almacenamiento, análisis de las condiciones de contorno y el agotamiento de la presión del yacimiento y finalmente se analiza la conveniencia económica de reutilización de infraestructura.

4.4.1. Experiencia Operacional de Inyección de CO₂ en Yacimientos de HC Agotados

Para evaluar el comportamiento de la inyección de CO₂ en yacimientos agotados, el estudio examinó 10 casos de almacenamiento, los cuales se seleccionaron por la experiencia operativa. Estos casos representan una variedad de condiciones operativas y parámetros de yacimiento, incluyendo inyección en yacimientos o en columnas de agua. Los estudios demuestran que la sísmica 4D es limitada para seguir la migración del CO₂ debido al bajo contraste entre CO₂ e hidrocarburos, mientras que es útil para detectar fugas en acuíferos salinos. El monitoreo de agua y gas en la superficie es complicado por las variaciones estacionales y diurnas del flujo de CO₂.

El monitoreo de la presión es clave para mantener modelos de yacimiento actualizados y verificar límites de inyección seguros, pero no es efectivo para detectar fugas. La micro sismicidad es valiosa y útil para rastrear el penacho o pluma de CO₂ y verificar límites de presión de fractura.

Los pozos de monitoreo son excelentes para investigación, pero costosos y no siempre son necesarios. Los trazadores son vitales para rastrear la pluma y actualizar modelos de yacimiento con CO₂ natural y pozos disponibles.

Los riesgos potenciales para el éxito de un proyecto de almacenamiento basados en los estudios de casos del informe serian, que la inyectividad del yacimiento y tasa de producción de CO₂ no estén emparejadas, así mismo que la capacidad del yacimiento y tasa de inyección tampoco

sean coincidentes. La aceptación pública del desarrollo del proyecto y controlar la sismicidad inducida.

4.4.2. Efecto de Hidrocarburos Residuales en la Capacidad de Almacenamiento

El estudio también examinó cómo los fluidos residuales en yacimientos de gas agotados afectan la eficiencia del almacenamiento de CO₂. Utilizando un modelo 3D para un yacimiento de gas, se evaluó el impacto del gas residual en la capacidad de almacenamiento y captura de CO₂. Diferentes escenarios consideraron diversas cantidades de gas residual y sus efectos en la acumulación de presión durante la inyección. Los resultados revelaron que el gas residual no afecta la capacidad de almacenamiento y que la pluma de CO₂ se desplaza verticalmente durante la inyección. Los yacimientos con más gas residual mostraron mejor integridad de almacenamiento debido a la formación de un colchón de gas que evita la migración no deseada de CO₂. La mayoría del CO₂ permaneció móvil, y la cantidad de gas residual no influyó significativamente en la eficiencia de captura residual y disolución. El estudio sugiere que la inyección de CO₂ alternada con agua podría mejorar la captura residual y de disolución, sin embargo, se debe tener al optimizar la inyección de agua para no limitar la capacidad de almacenamiento.

4.4.3. Condiciones de Contorno y Agotamiento de la Presión del Yacimiento

En relación con el impacto de las condiciones de contorno y el agotamiento de la presión en la capacidad de almacenamiento de CO₂. Se utilizaron modelos de software específicos para simular cuatro escenarios diferentes en campos de hidrocarburos agotados:

Caso base: reservorio húmedo sin conexión a un acuífero.

Caso con presión agotada: campo posproducción con reducción del 50% de presión.

Caso de gran acuífero: campo posproducción con buena conexión con el acuífero y sin agotamiento de la presión.

Caso de comparación: modelo híbrido con presión hidrostática inicial y límites abiertos, pero inyección limitada.

Los resultados mostraron que maximizar la capacidad o limitar la acumulación de presión favorece a campos con límites abiertos. Esto permite el desplazamiento de fluidos y dispersa la presión de inyección más allá de los límites del campo, aumentando la capacidad de almacenamiento. Sin embargo, esta propagación de presión podría afectar proyectos cercanos. Campos con límites cerrados garantizan seguridad operativa al confinar la presión relacionada con la inyección, pero limitan la capacidad de almacenamiento. Campos con presión hidrostática inicial y límites abiertos pueden tener hasta diez veces la capacidad de campos similares con límites cerrados.

En situaciones reales, los campos a menudo tienen límites semicerrados, lo que puede permitir cierto tiempo para aprovechar la reducción de presión después de la producción. La acumulación de presión relacionada con la inyección puede disiparse con el tiempo, pero la inyección en campos con alta presión agotada presenta desafíos operativos que deben gestionarse adecuadamente.

4.4.4. Análisis de Conveniencia Económica de Reutilización de Infraestructura.

El informe examina la economía de la reutilización de infraestructura para proyectos de almacenamiento de CO₂. Se desarrolló un marco para evaluar los costos de proyectos que almacenan 1 millón de toneladas métricas de CO₂ anualmente durante 25 años de inyección activa y 20 años de seguimiento posterior a la inyección. Cuatro escenarios se analizaron: nueva infraestructura en tierra, reutilización de infraestructura terrestre existente, nueva infraestructura costa afuera y reutilización de infraestructura costa afuera existente.

Para el escenario de nueva infraestructura en tierra, los costos de capital (CAPEX) para un proyecto de 1 Mtpa de CO₂ serían aproximadamente \$40 millones, con un rango de \$28.1 millones a \$51.9 millones. Con la reutilización de infraestructura terrestre existente, los costos iniciales pueden variar entre \$9.3 millones y \$39.5 millones según la disponibilidad de tuberías existentes. En cuanto a la nueva infraestructura costa afuera, los costos totales de CAPEX serían alrededor de \$400 millones, con sensibilidades que van desde \$273.5 millones a \$523.2 millones. Para la reutilización de la infraestructura costa afuera existente, los costos pueden oscilar entre \$93.8 millones y \$413.3 millones.

El análisis destaca que no se debe asumir que la reutilización de infraestructura existente siempre resultará en ahorros significativos. Cada proyecto es único y los factores como la presión de las tuberías y la necesidad de remediación de pozos heredados deben considerarse cuidadosamente. La infraestructura existente tiene el potencial de reducir costos, pero su utilidad dependerá de las condiciones específicas del sitio.

4.4.5. Parámetros para Evaluar Campos Agotados para el Almacenamiento de CO₂.

- Profundidad de 800m-1,000m debajo de un acuífero de agua dulce para mayor seguridad.
- Capacidad extra de 25-50% más que la estimada, posibilidad de campos abiertos ofreciendo capacidad adicional.
- Inyectividad 25-50% por encima de lo requerido en diseño, ajustable con más pozos.
- Preferible que se tengan menos de 5-20 pozos en el campo y edad < 1980, para reducir costos de revisión.
- Infraestructura que este activa y cerca del final de operación de producción.
- Si existen tuberías de transporte disponibles deberían ser de al menos un rating de Presión de 2175 Psi, si es menor se tiene opción de compresión en el sitio.

- Tener datos completos y accesibles de historial de producción y registros.
- Claridad del Marco legal y regulatorio en el lugar que el proyecto se planea desarrollar
- Tener la aceptación social y comunitaria local favorable para realizar el proyecto.
- El estudio también reconoce beneficios de enfoques híbridos como CO₂-EOR que ofrece

ingresos duales, datos previos y regulaciones maduras.

Principales conclusiones de lo encontrado en proyectos de CCS que han estado operando

- Campos de petróleo y gas agotados son beneficiosos para el almacenamiento de CO₂.
- La evaluación de sitios debe ser específica del proyecto, considerando requisitos y riesgos.

• La presión sub-hidrostática indica límites de yacimientos cerrados o semicerrados, afectando la capacidad.

- Gas hidrocarburo remanente no afecta mucho la capacidad de almacenamiento.
- La movilidad del CO₂ en yacimientos agotados es alta; y es el mayor mecanismo de almacenamiento, el atrapamiento por capilaridad y disolución son menos relevantes.

• Reutilizar infraestructura no siempre es más económico, dado que los costos de reparar pueden ser mayores a costo nuevo y los riesgos de infraestructura antigua pueden ser altos.

- La comunicación pública es esencial.

Escenarios 'híbridos', como CO₂-EOR o inyección en pierna de agua, son prometedores. la diferencia en el estado actual de la práctica entre CO₂-EOR y el almacenamiento puro y se reconoció que convertir los proyectos de almacenamiento en CO₂-EOR a menudo ofrece un camino más fácil para la obtención de permisos y la aceptación pública.

4.5. Resumen de Proyecto Petranova

Dentro del análisis de información de aplicación de la tecnología CCS en el mundo que cubría este capítulo, se consideró muy valioso poder revisar como fue el desarrollo del proyecto PETRANOVA, un proyecto CSS diseñado específicamente con la mayor planta de captura de CO₂ en una parte de la planta de energía W.A. Parish de 3.7 GW de NRG, una de las más grandes de los EE. UU. y un importante proveedor de energía para el área metropolitana de Houston, la fuente de la información fue el artículo de la revista técnica Power Magazine titulado “Capturing Carbon and Seizing Innovation: Petra Nova Is POWER's Plant of the Year” Power O&M (2017)

Petra Nova, es un proyecto muy importante en la historia de la tecnología CCS, el costo del proyecto estuvo sobre mil millones de USD, el proyecto buscaba capturar el CO₂ de una unidad de generación de Carbon y llevarlo a un campo de petróleo con fines de realizar EOR, este proyecto es el primer sistema comercial de captura de carbono y el más grande del mundo, comenzó operaciones comerciales en diciembre de 2016.

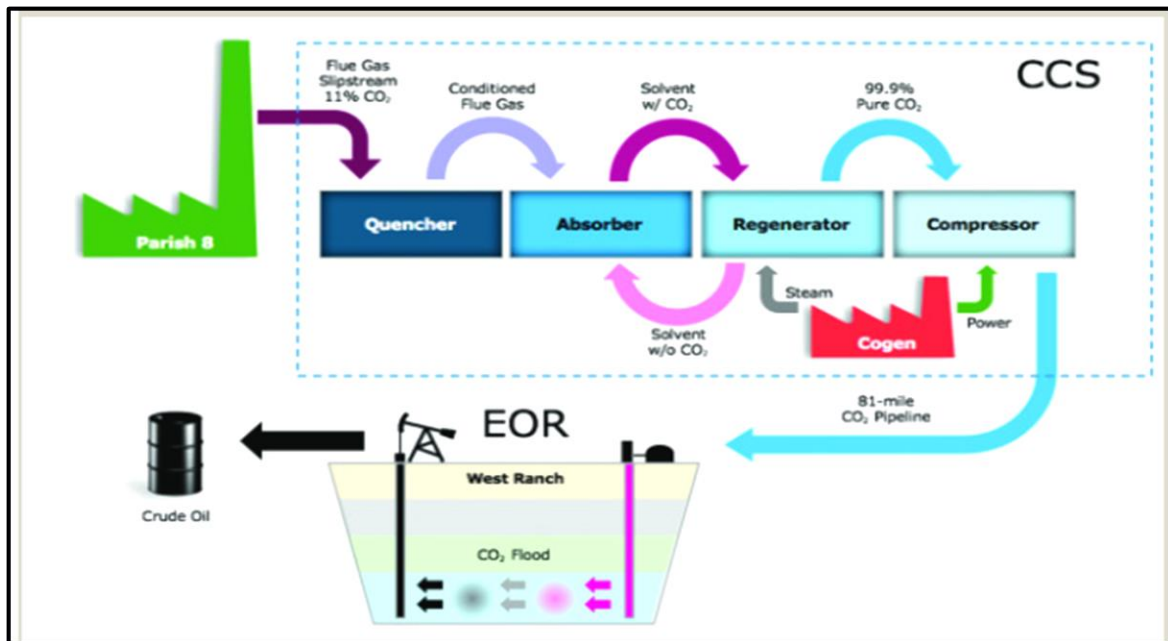
Petra Nova permitió desarrollar el proceso de recuperación de dióxido de carbono Kansai Mitsubishi (KM CDR Process™), un proceso de tratamiento de gas basado en aminas que Mitsubishi Heavy Industries (MHI) logro adaptar y escalar para recuperar dióxido de carbono (CO₂) de la corriente de gas de combustión de baja presión que contiene oxígeno de la caldera de carbón de 650 MW en la Unidad 8 de W.A. Parish para proporcionar una capacidad de captura equivalente a una unidad bruta de 240 MW.

Con 240 MW de capacidad energética del proyecto, por diseño se estima capturar alrededor de 1,6 millones de toneladas de CO₂ por año. El proyecto fue suspendido en mayo de 2020 por cierre del campo receptor del CO₂ como método de recobro mejorado, argumentado por los bajos

precios WTI, para ese momento el proyecto había capturado y transportado 3,8 millones de toneladas de CO₂ durante el periodo inicial de alrededor de tres años, por debajo de los 4,6 millones de toneladas que esperaban los desarrolladores. El déficit de captura de CO₂ se debió a paradas inesperadas de varias partes de la cadena del proceso, más que a problemas del proceso de solventes a base de aminas de Mitsubishi.

Como parte del proceso, el gas de combustión con una concentración de CO₂ de alrededor del 11,5 % de la Unidad 8 se envía primero a un quencher, donde se enfría, deshidrata y depura para eliminar las trazas de dióxido de azufre. (El gas de combustión se enfría porque la absorción del CO₂ en el solvente es un proceso exotérmico, lo que favorece temperaturas más bajas). El gas enfriado luego sale de la columna del quencher y se introduce en el soplador. Desde allí, ingresa al fondo de la columna de absorción y fluye a través de los lechos de columna empacados donde reacciona químicamente con el solvente a base de amina. Luego, los gases empobrecidos en CO₂ se lavan y se expulsan a la atmósfera. El solvente rico en CO₂, por otro lado, sale del fondo del absorbedor y es bombeado a través de un intercambiador de calor y dirigido al regenerador de solvente. Allí, el calor rompe los enlaces de CO₂ dentro del solvente, por lo que el solvente puede reutilizarse. El CO₂ capturado luego se envía a un compresor (fabricado por MHI Compressor International), donde se compacta en una fase supercrítica para el transporte por tubería. Mientras tanto, el solvente se devuelve al absorbedor.

Figura 13 Descripción del proceso de captura en la planta Petranova



Nota: Tomado del artículo Capturing Carbon and Seizing Innovation: Petra Nova Is POWER's Plant of the Year (con la nota Cortesía NRG Energy)

La innovación más valiosa de este proyecto fue cambiar la geometría del absorbedor de un recipiente de estilo redondo a uno rectangular lo que permitió a Mitsubishi Heavy Industries (MHI) desarrollar un recipiente absorbente rectangular que facilitó la ampliación de la tecnología por un factor de 10 en Petra Nova. Un elemento importante es la dimensión de la torre de absorción con 360 pies de altura lo que generó un reto durante la construcción y alineación con la torre de enfriamiento de 120 pies de altura. Estos fueron totalmente fabricados en el sitio y llevados al área donde fueron erigidos, en módulos de 40 pies de altura.

El factor más importante para desarrollar el proyecto fue asegurar el cierre financiero. Para cubrir los costos necesarios para capturar CO2 y entregar ese gas al campo petrolero, NRG determinó que el proyecto debía adaptarse al tamaño del campo petrolero. NRG finalmente decidió

inyectar el gas en los pozos para optimizar la producción en West Ranch Field en el condado de Jackson a unas 80 millas al suroeste del sitio de W.A. Parish, y transportar el gas requeriría una tubería enterrada de 12 a 16 pulgadas de ancho.

Como muchos de los proyectos de CCS que operan hoy en día en USA, Petra Nova dependía del uso de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo (EOR) y, por lo tanto, se vio muy afectada por la caída de los precios del petróleo a raíz de la caída de la demanda inducida por COVID en 2020, lo que llevo al cierre temporal del proyecto y se esperaba iniciar nuevamente en agosto de 2023 pero al momento de esta investigación (finales de agosto de 2023) no había reiniciado.

5. Estado del arte de la tecnología CCS en Colombia y evaluación de su potencial uso.

En este capítulo se busca analizar si las tecnologías involucradas en la de Captura de carbono y almacenamiento geológico CCS, tienen viabilidad técnica y económica de implementarse en Colombia, y si esta tecnología CCS puede ser considerada como parte de la estrategia para alcanzar las metas de reducción de emisiones de GEI comprometidos por el país en el acuerdo de París. Inicialmente se realiza la revisión de los estudios técnicos que se han elaborado en el país, incluidos proyectos de grado que han evaluado la aplicación de tecnologías de captura en grandes emisores industriales, potenciales usos del CO₂ en proyectos de recobro mejorado en campos de petróleo, así mismo reconociendo la importancia de los temas fiscales y regulatorios en el desarrollo de este tipo de proyectos este último será analizado en el capítulo siguiente, con esta vista técnica, financiera y legal podremos evaluar si esta tecnología, que hoy a pesar de ser promisorio en la estrategia de buscar carbono neutralidad al 2050, tiene potencial uso en el corto plazo en Colombia.

Con foco en resolver la pregunta si con la experiencia y avances tecnológicos que se han conseguido en los proyectos implementados en diferentes lugares del mundo, los yacimientos ya depletados de petróleo y/o gas en Colombia, cercanos a potenciales fuentes de CO₂ pueden brindar un potencial almacenamiento de CO₂ geológico seguro y económicamente rentable, se realizó la búsqueda de información pública sobre la aplicación integrada de la tecnología CCS en Colombia, el hallazgo es que la información es limitada, sin embargo, existen documentos interesantes y aplicados a las condiciones del país, de los documentos más completos sobre la aplicación de la tecnología CCS en Colombia, son los trabajos liderados por el Ingeniero PhD Edgar Yáñez funcionario del Instituto Colombiano del Petróleo y que con un equipo de profesionales ha desarrollado las investigaciones más completas de esta tecnología, también se han desarrollado varios trabajos de grado con el objetivo de evaluar etapas de la tecnología tales como la captura de CO₂, ejemplo de ello evaluar la mejor tecnología de captura en una de las mayores fuentes fijas de emisiones de GEI (Gases Efecto Invernadero) en Colombia, como lo es la refinería de Barranca de Ecopetrol y también tesis enfocadas a evaluar un potencial uso de inyección de CO₂ como método de recobro mejorado en campos de la cuenca del Valle del Magdalena Medio. Adicionalmente se hallaron dos consultorías, la primera con un enfoque de entender el concepto de la tecnología CCS y como está el país a nivel regulatorio y la segunda también para buscar el entendimiento técnico de la tecnología y apoyar a identificar que bienes y servicios de un eventual proyecto CCS son susceptibles de lograr beneficios fiscales y tributarios, que apalanquen potenciales proyectos CCS en Colombia.

En línea con la consultoría contratada por el Ministerio de Minas y Energía con el Centro Internacional de Agricultura Tropical CIAT (2021) llamada “Captura, transporte, uso y almacenamiento de dióxido de carbono: caso Colombia”, el objetivo era explicar las generalidades

de la tecnología CCS y proponer lineamientos que permitan regular dichas actividades en Colombia, el informe de esta consultoría fue entregado en diciembre de 2021. Importante anotar que este estudio está dentro del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del Sector Minero energético del Ministerio de Minas y Energía de Colombia PIGCCme 2050. La segunda consultoría fue contratada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), con la empresa de Ingeniería CAIA (2022), llamada “Identificación de los bienes y servicios que son requeridos para la captura, secuestro y utilización de carbono de acuerdo con lo establecido en la ley 2099 de 2021” cuyo objetivo era construir conocimiento sobre la tecnología integrada CCS y apoyar el ejercicio de vigilancia tecnológica en materia de captura, almacenamiento y utilización de carbono que tiene delegado la UPME para definir los bienes, equipos y maquinaria que son necesarios para el desarrollo de este tipo de proyectos y que, por ende, puedan acceder a los beneficios tributarios que trata la Ley, el informe de esta consultoría fue entregado en septiembre de 2022.

La investigación se desarrolló buscando responder las siguientes preguntas

Pregunta 1: Cuál es el inventario de emisiones de CO₂ a nivel país y cuales corresponden a las fuentes fijas que pueden ser susceptibles de aplicar tecnologías de captura de CO₂.

Pregunta 2: Del inventario de emisiones por fuente y de acuerdo con analogías determinar el potencial de captura por fuente.

Pregunta 3: Una vez identificadas las fuentes y los volúmenes de captura, realizar el emparejamiento con un potencial yacimiento o grupo de yacimientos que puedan recibir el CO₂, los yacimientos identificados deben estar en un rango de distancia menor a 300 Km, estar a una profundidad mayor a 3000 ft, tener inyectividad de CO₂ que esté por encima del mínimo requerido y tener un potencial de almacenamiento final que permita un ciclo de 25 años.

Pregunta 4: Identificar las rutas de transporte que permitan la conexión de las fuentes y los yacimientos receptores de CO₂, determinando distancia y capacidad requerida.

Pregunta 5: Utilizando modelos de análogos o estudios realizados y supuestos financieros para el caso de Colombia, estimar las inversiones y gastos de operación y mantenimiento que correspondan a las etapas de la captura, transporte e inyección de CO₂.

Pregunta 6: Con base en los estimados de Inversión y costos de operación y mantenimiento evaluar si económicamente es viable aplicar la tecnología, el resultado del modelo será para un caso ideal.

Pregunta 7: Retomar los riesgos identificados en la aplicación de la tecnología en otras partes del mundo y revisar para las condiciones de Colombia.

Pregunta 8: Dado que un factor relevante para apalancar el desarrollo de esta tecnología en otras partes del mundo es el avance en regulación y la aplicación de créditos fiscales de parte de los gobiernos, se realizará una revisión del avance de estos temas en Colombia.

Pregunta 9: Conclusiones y Recomendaciones

Como se mencionó anteriormente la información pública sobre los procesos industriales en general son de carácter reservado y no es fácilmente accesible, sin embargo, el trabajo realizado por el equipo liderado por Yáñez et al (2020), ha entregado un excelente trabajo enfocado a utilizar la inyección de CO₂ con fines de recobro mejorado en Campos de Colombia y el cual servirá de base para responder varias de las preguntas que se plantean en el análisis propuesto en esta monografía.

El análisis planteado con miras a tener una inyección dedicada de CO₂ en yacimientos agotados de petróleo y gas, se apalanca del estudio realizado por Yáñez en los temas de balance de fuentes de emisiones, potenciales de captura, capacidad de almacenamiento de yacimientos

propuestos como potenciales CO₂-EOR, los emparejamientos fuentes sumideros, la identificación de rutas de transporte y para efectos de los costos lo relacionado con las etapas de captura y transporte son totalmente compatibles sin embargo, los costos para la etapa de almacenamiento CO₂-EOR, se deberán ajustar en los pasos de producción y reciclo de CO₂, dado que estos pasos no se desarrollan en un almacenamiento dedicado.

Una nota importante en el estudio base de Yáñez et al (2020), es que la etapa de almacenamiento está enfocada a campos de petróleo de Ecopetrol, lo cual es valioso dado que Ecopetrol es el jugador más relevante del sector petrolero en Colombia y seguramente fue realizado por la facilidad de acceso a la información que los autores del documento podrían tener en relación con la operación de estas plantas y campos. Adicionalmente, en el informe de Yáñez et al (2020), que será base para tomar la información técnica requerida para el análisis, las fuentes de CO₂, así como los potenciales lugares de almacenamiento se identifican de una manera general dado el alto nivel de confidencialidad que tiene dicha información.

La metodología del estudio de Yáñez et al. consistió en identificar las áreas que tuviesen un número importante de fuentes de emisiones de CO₂ de la industria Petrolera (refinerías y campos de Producción), industria cementera, generadoras de energía eléctrica y plantas de etanol con el fin de tener el inventario de emisiones y luego calcular el potencial de captura. Con el cálculo de potencial CO₂ capturado se identifican los yacimientos de petróleo cercanos a las fuentes y con base en el método de screening rápido, desarrollado también Yáñez et al (2022), determinar los campos que puedan ser susceptibles de inyectar CO₂ como método de recobro Mejorado (EOR). Con la información de fuentes y sumideros de CO₂ identificados se realiza el emparejamiento fuentes/sumideros de CO₂ que permita un tiempo de vida del proyecto de inyección de CO₂ de alrededor de 25 años. Una vez identificados los mejores ajustes fuente-

sumidero determinar las rutas potenciales para transporte usando gasoductos existentes o posiblemente diseñar nuevos, pero utilizando el derecho de vía de los actuales sistemas de transporte de petróleo y gas. La segunda parte del análisis es determinar los estimados de inversión y costos de operación y mantenimiento, de cada etapa de la tecnología CCS de los proyectos identificados, utilizando estudios de referencia y/o análogos y parámetros específicos del país. Finalmente se realiza el análisis de viabilidad económica de cada proyecto CCS-EOR.

5.1. Inventario de Emisiones de CO2 Colombia

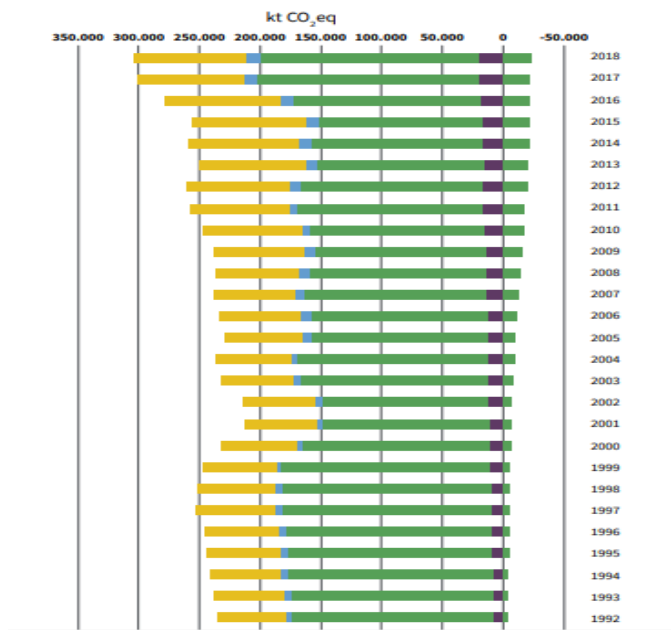
A la fecha el último reporte oficial de Colombia sobre inventario de gases efecto invernadero, es el Tercer Informe Bienal de Actualización de Cambio Climático de Colombia BUR3 (2018), el total de emisiones es 303 Millones de toneladas de CO2 equivalentes, de los cuales el sector agropecuario y cambio de uso de suelo es el que más genera emisiones en Colombia, representando el 63,4 %, le siguen el sector de energía (con 28,4%), residuos (5,3%) y procesos industriales y usos de productos (2,9%).

Figura 14 Participación histórica por sector IPCC en el total de emisiones de GEI



Nota: Fuente 3 Informe Bienal de Actualización de Cambio Climático de Colombia.

IDEAM

Figura 15 Tendencia de emisiones y absorciones de GEI para la serie 1990 a 2018.

Nota: Tomada del Tercer Informe Bienal de Actualización de Cambio Climático de Colombia

En las figuras anteriores se presenta la participación promedio histórica por la clasificación IPCC (Intergovernmental Panel On Climate Change) en el total de emisiones de GEI (Gases Efecto Invernadero) y la tendencia de emisiones y absorciones de GEI agregadas por módulo IPCC para la serie 1990 a 2018. El balance de emisiones totales para 2018 de GEI fue de 302,97 Mton y una absorción total de -23,78 Mton, lo cual genera un balance de emisiones netas de 279,2 Mton año de GEI en 2018. Históricamente el módulo AFOLU (Por las siglas en inglés se refiere al sector de agricultura, ganadería, forestación y otros usos del suelo) es el que más ha aportado a las emisiones GEI del país (63,4% en promedio para la serie 1990 a 2018). Sin embargo, es importante anotar que dicho aporte ha disminuido a lo largo del tiempo, pasando del 73% en 1990 al 63 % en 2018. En contraste, el módulo de energía, que presenta una participación promedio histórica del 28,4%, ha aumentado gradualmente su participación, pasando del 22% en 1990 al 28 % en 2018,

alcanzando su máxima participación (37%) en el año 2015. La participación promedio histórica de las emisiones reportadas en el sector de procesos Industriales se ha mantenido casi estable.

De acuerdo con lo planteado por la tecnología CCS el foco de fuentes de captura son los grandes emisores de CO₂ de fuentes fijas, que corresponden de manera general a la Generación eléctrica, las industrias pesadas como las cementeras, las siderúrgicas, la Industria petrolera, la industria del papel, entre otras.

En Colombia no existe un análisis a profundidad para determinar la viabilidad de aplicar procesos de captura de CO₂ en las actividades industriales ni de generación eléctrica, a nivel de la industria petrolera es un poco más desarrollado, la consultoría de CIAT (2021), con base en los inventarios oficiales de gases efecto invernadero, sugirió algunas actividades enfocadas en generación eléctrica, refinación de petróleo, extracción y procesamiento de petróleo y gas, quemas en teas producción de cemento y siderúrgicas.

5.2. Inventario de Fuentes de CO₂ Identificadas y Potencial de Captura en Colombia

Para el caso base de la monografía se tomó el estudio desarrollado por Yáñez et al. (2020) el cual incluyó las fuentes de la industria Petrolera, industria cementera, Generadoras de energía y las fuentes relacionadas con las plantas de Etanol, estas últimas no tanto por tener volúmenes grandes, sino por la condición de tener un CO₂ con alto grado de pureza desde el proceso productivo. Para la industria petrolera el estudio identificó 31 fuentes con emisiones superiores a 30 Kton CO₂ /año, para la industria cementera se identificaron 8 plantas, Se incluyeron 28 plantas generadoras de energía y finalmente se incluyeron 7 fuentes de plantas de etanol.

Por considerar importante entender la metodología que utilizó el estudio de Yáñez et al (2020) para la determinación las emisiones de las fuentes y el potencial de captura de cada una de

ellas, en los siguientes párrafos se describirá de manera muy rápida parte del trabajo realizado por ellos. Importante resaltar que para determinar el potencial de captura se debe considerar la tecnología disponible y los niveles de eficiencia de captura que tiene dicha tecnología actualmente, de acuerdo con lo revisado se considera que la eficiencia oscila entre el 80% y el 90% de las emisiones de CO₂ generadas (IPCC, 2005). Adicionalmente hay que reconocer que la viabilidad de la captura de CO₂ además del potencial técnico está ligada con la posibilidad de transportarlo, el potencial de almacenamiento geológico, y sobre todo la viabilidad financiera de las operaciones. Actualmente el precio de la captura y almacenamiento geológico son los principales obstáculos para la adopción de estas tecnologías.

En relación con la industria petrolera las principales fuentes de emisiones de GEI están relacionadas con fugas esporádicas de metano, los gases de chimeneas de los procesos de (con concentraciones variables entre 10%-95% en volumen), procesos para generación de energía y calor representan el 60% de las emisiones, los otros son la generación de H₂, Unidades de craqueo catalítico y quema en teas, como se mencionó previamente el trabajo de Yáñez et al (2020), para el cálculo de las emisiones de las fuentes del sector petrolero se tomó en la compañía Ecopetrol por su relevancia e impacto en el sector y los datos de emisiones se tomaron directamente de la fuente oficial interna de Ecopetrol.

Para la industria de cemento se requiere de grandes cantidades de combustible para impulsar las reacciones de alta temperatura y uso intensivo de energía asociadas con la calcinación de la piedra caliza, es decir, el carbonato de calcio se convierte en óxido de calcio con el desprendimiento de CO₂. Actualmente, las plantas de cemento no capturan CO₂, pero existen posibilidades. La concentración de CO₂ en los gases de combustión está entre el 15 y el 30 % en volumen, que es mayor que en los gases de combustión de la producción de energía y calor (3-15

% en volumen), para el sector cemento Yáñez et al (2020) incluyeron en el inventario ocho plantas de producción de Clinker con una capacidad $> 0,3$ Mtcemento/año, sin embargo, por falta de información de emisiones por planta, el equipo de trabajo liderado por Yáñez realizó cálculos utilizando la siguiente formula:

$$CO_2 emission \left[\frac{t}{yr} \right] = I_c * \left(\frac{Ck}{Cm} \right)_r * U_f * E_f$$

Donde

Ic: Capacidad Instalada [Ton cemento/año]

(Ck/Cm): Relacion de Clinker a Cemento [Ton Clinker/Ton Cemento]

Uf: Factor de utilización (%)

Ef: Factor de emisiones (Ton CO2 / Ton Clinker)

Los datos tomados en el estudio fueron:

El factor de utilización se calculó en un 65 %, un factor de emisión de 0,507 Toneladas de CO2 por Tonelada de Clinker. Y una relación Clinker a cemento se calculó en 0,79 utilizando diferentes fuentes relacionadas en el estudio.

Para la industria de generación de energía el estudio identificó como fuentes potenciales las plantas termoeléctricas con una capacidad superior a 120 MW que estaban ubicadas cerca de las regiones de los campos petroleros analizados. El inventario de emisiones de CO2 incluyó 28 unidades de generación eléctrica a carbón, gas y diésel > 100 MW. Las emisiones de CO2 de cada planta termoeléctrica se calcularon utilizando la siguiente ecuación:

$$CO_2 emission \left[\frac{t}{yr} \right] = I_{pw} * R_t * U_f * E_f * cf$$

Donde:

I_{pw} : Potencia Instalada (MW)

R_t : Tiempo de Corrida (Horas)

U_f : Factor de utilización (%)

E_f : Factor de emisiones (Mg CO₂ / TJ)

C_f : Factor de conversión = 0.0036 TJ/MWh

Para realizar los cálculos el estudio utilizó un factor de operación promedio del 75 %, según el operador del sistema interconectado nacional y factores de emisión estimados por UPME et al., (2016) (según lo referenciado por Yáñez et al 2020) . La electricidad producida por cada planta se calculó a partir de su capacidad instalada y el factor de utilización.

En relación con las Plantas de Etanol, en Colombia se produce a partir de la fermentación de la caña de azúcar y durante este proceso se genera una emisión con un contenido de CO₂ de alta pureza del orden del 95%, las plantas incluidos en el inventario son 7 que se encuentran en el área del valle del cauca con una producción efectiva de 2,1 millones de litros de etanol por día. Las emisiones de CO₂ para este sector se estimaron utilizando la siguiente ecuación:

$$CO_2 \text{ emission } \left[\frac{t}{yr} \right] = I_{alc} * 365 * U_f * \rho_{alc} * E_f * \frac{1}{1000}$$

Donde:

I_{alc} : Capacidad Instalada, (Litros alcohol/día)

U_f : Factor de utilización, (%)

ρ_{alc} : Densidad de alcohol anhidro, (Kg/Li)

E_f : Factor de emisiones, (Toneladas CO₂/Tonelada etanol)

Los factores utilizados por el equipo de Yáñez et al (2020) para el cálculo de emisiones de las plantas de etanol fueron un factor de emisión de 0,968 tCO₂ por tonelada de etanol anhidro producido basados en datos de Ecopetrol S.A., la producción anual de etanol y la capacidad neta fueron tomadas de un informe de (Fedebiocombustibles, 2018) y finalmente se asumió que la densidad del etanol anhidro es de 0,79.

El resumen del cálculo de emisiones de CO₂ de las fuentes identificadas por sectores se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 9 Potencial de captura de CO₂ para las fuentes identificadas por sector

Sector	No Fuentes	Volumen emisiones Ton CO ₂ / año	Rango de Concentracion de CO ₂ (%)
Petrolero-Refinacion	21	4,167,315.0	
Petrolero-Produccion	9	1,826,377.0	
Subtotal Petrolero	30	5,993,692.0	10-95%
Cemento	8	4,680,369.0	15-30%
Planta Energia-Carbon	11	2,174,229.0	
Planta Energia-Gas	12	3,580,897.0	
Planta Energia-Diesel	5	1,048,189.0	
Subtotal Energia	28	6,803,315.0	3-4%
Etanol	7	333,060.0	>95%
Total	73	17,810,436.0	

Nota: Adaptado de Yáñez et al. (2020)

En concordancia con lo revisado en la bibliografía y los proyectos que se han desarrollado, el estudio de Yáñez et al (2020) definió que la tecnología de postcombustión sería la más apropiada para utilizar por ser la más comercial, madura y potencialmente aplicable a facilidades existentes. Con base en esta premisa, las bases técnicas y financieras de negocios en Colombia y la selección

de los estudios por cada sector que son usados para obtener los parámetros rendimiento técnico, el consumo de energía, el estimado de inversión, los costos operativos y factores de escalamiento, Yáñez et al (2020) realizan los cálculos del potencial de captura y costos de inversión y operativos para cada una de las fuentes identificadas, obteniendo la siguiente tabla:

Tabla 10 Datos claves de desempeño de captura de CO₂ para fuentes industriales

Key performance data of CO₂ capture for the industrial emitter points.

Sector	Process unit ¹	Capture Technology	Capture efficiency [%CO ₂]	CO ₂ Captured [MtCO ₂ /year]	Capex ^{a, b} [M€ ₂₀₁₇]	Opex [M€ ₂₀₁₇]	CO ₂ Capture Cost ¹ [€ ₂₀₁₇ /tCO ₂]	Reference
Oil Refinery ^{k, n}	R1-(FCC + CHP) ^e	Post-combustion-MEA	90 %	1.35	€ 1,335	€ 68	€ 132	(IEAGHG, 2017)
	R1-HDT-1 ^f	Post-combustion-MEA	90 %	0.08	€ 189	€ 10	€ 316	
	R1-(HDT+HCK + DCK) ^{g, m}	Post-combustion-MEA	90 %	1.24	€ 1,185	€ 61	€ 128	
	R1-H2 ^h	n.a	100 %	0.06	€ 3	€ 1	€ 15	
	R2-(HDT+H2+HCK) ¹	Post-combustion-MEA	90 %	0.11	€ 231	€ 12	€ 286	
	R2-(FCC + CHP) ^j	Post-combustion-MEA	90 %	0.40	€ 588	€ 30	€ 198	
Oil Extraction	F-4,5-NatCO ₂	n.a.	100 %	0.22	€ 6.8	€ 1.9	€ 12	(Knoope et al., 2014)
Power generation	PG-G-1	Post-combustion-MEA	91 %	0.42	€ 212	€ 14	€ 119	(IEAGHG, 2018a)
	PG-G-7	Post-combustion-MEA	91 %	0.31	€ 174	€ 12	€ 131	
	PG-G-8	Post-combustion-MEA	91 %	0.20	€ 128	€ 9	€ 152	
Cement ^c	Cem-1	Post-combustion-MEA	85 %	0.21	€ 207	€ 14	€ 193	(Kuramochi et al., 2012)
	Cem-2	Post-combustion-MEA	85 %	0.07	€ 94	€ 7	€ 285	
	Cem-3	Post-combustion-MEA	85 %	0.35	€ 288	€ 20	€ 164	
	Cem-7	Post-combustion-MEA	85 %	0.61	€ 423	€ 30	€ 136	
	Et-2	n.a	100 %	0.06	€ 2.9	€ 0.6	€ 15	
Ethanol ^d	Et-2	n.a	100 %	0.06	€ 2.9	€ 0.6	€ 15	(Knoope et al., 2014)
	Et-3	n.a	100 %	0.05	€ 2.7	€ 0.5	€ 16	
	Et-4	n.a	100 %	0.05	€ 2.4	€ 0.4	€ 16	
	Et-5	n.a	100 %	0.02	€ 1.2	€ 0.2	€ 20	
	Et-6	n.a	100 %	0.04	€ 2.2	€ 0.4	€ 17	
	Et-7	n.a	100 %	0.04	€ 2.2	€ 0.4	€ 17	

Nota: Tomado de Yáñez et al. (2020)

^a Se utilizó un factor de escala de 0,7 para la estimación de costos en la industria petrolera y de 0,67 para las industrias del cemento y de generación de energía.

^b La inversión de capital (Capex) se expresa como requerimiento de capital total (TCR). Se utilizaron porcentajes estándar para contabilizar los costos indirectos. TCR 110% costo total de planta (TPC), TPC-130% costo de planta de proceso (PPC). comprende los costos de equipo e instalación. TPC comprende PPC y honorarios de ingeniería y contingencias. TCR comprende TPC, costos del propietario e intereses durante la construcción.

^c La energía necesaria para el proceso de poscombustión se produce mediante una captura combinada de calor y energía (CHP) + CO₂ de carbón in situ.

^d No se necesita tecnología de captura, ya que el CO₂ se produce en una alta concentración (superior al 95 %) y se supone que no requiere ningún tratamiento distinto a la compresión. Capex y Opex se estiman como costos de compresión y bombeo.

^e Se asumió una captura postcombustión en una chimenea combinada para CHP y craqueo catalítico fluido (FCC), como sugiere la Agencia Internacional de Energía-Gases de Efecto Invernadero (EAGHG, 2017). Este sistema incluye siguientes unidades de proceso: R1-FCC-1, R1-FCC-2, R1-CHP-1 y R1-CHP-2.

^f El CO₂ se captura de los gases de combustión en el proceso de adsorción por cambio de presión del reformador de metano con vapor (SMR-PSA) en condiciones atmosféricas.

^g El CO₂ se captura de una pila combinada para nuevos proyectos en la refinería 1: R1-HDT-2+ R1-HCK-1 + R1-DCK.

^h No se necesita tecnología de captura, ya que el CO se produce en una alta concentración (superior al 95 %) y se supone que no se requiere ningún tratamiento salvo compresión.

ⁱ El CO₂ se captura de una chimenea combinada de R2-HDT1 + R2-H2-1 + R2-HCK-1

^j Se asumió una captura postcombustión, en una pila combinada para CHP y FCC como lo sugiere (IEAGHG, 2017). Este sistema incluye las siguientes unidades de proceso: R2-FCC-1 + R2-CHP-6.

^k No se captura CO de la planta CHP adicional. Sin embargo, el costo total del equipo está incluido en este estudio.

^l Este costo incluye los costos de captura y compresión.

¹ código de unidad de proceso R: Refinería, H2: Producción de hidrógeno, HDT: Planta de hidrotratamiento; FCC: craqueo catalítico fluido; CHP: cogeneración; HCK: Hidrocracking, DCK: Coquización retardada, F. Upstream Facility, TC: Compresores Turi, TG. Turbo-powers, FH:

chimenea/Calefacción; ICE: motor de combustión interna, Bo Caldera, NatCO,: CO natural, fuente, Et: Etanol; Cem: Cemento; PG: Generación de energía; G de gas; C: De carbón; O: Entrada de aceite

^m Proyectos en desarrollo.

ⁿ El costo de la captura de CO se basa en el costo estimado de modernización de (IEAGHG, 2017) para una refinería de complejidad media-alta. Este costo adicional incluye la implementación de captura CO₂ (es decir, los costos de acondicionamiento de CO₂, compresión y cogeneración adicional), así como modificaciones de la refinería (por ejemplo, movimiento de tanques) e interconexiones.

El foco del análisis de la presente monografía es revisar los proyectos potencialmente más viables de desarrollar y que preliminarmente pudieran tener menor complejidad técnica, geográfica y social, por lo cual tomando los resultados obtenidos por Yáñez et al (2020) se consideraron 2 proyectos cercanos al área del Magdalena Medio, el primero M1 con el potencial de captura de 2,77 Mt CO₂/año de la fuente Refinería 1 y el segundo proyecto M2 con un potencial de captura de 1,56 Mt CO₂ /año de la combinación de fuentes Cementeras y Plantas de Energía.

En la tabla siguiente se presenta el resumen de capex y opex de los potenciales proyectos de captura del clúster 1, las cifras se actualizaron a USD de 2022 utilizando la tasa de cambio promedio de USD/EUR 2017 y utilizando luego los valores de los índices UCCI (Upstream Capital Cost Index) y UOCI (Upstream Operating Cost Index) para ajustar a valores 2022 de los proyectos relacionados.

Tabla 11 Capex y Opex etapa de captura Proyectos Clúster 1

Ajuste	Potencial para Inyección campo Mt CO ₂ /año	Etapa CCS	Capex MUSD ajustado 2022	Opex MUSD ajustado 2022	Costo nivelado USD/ton CO ₂
C1-M1	2.77	Captura	3,501.6	166.1	171.7
C1-M2	1.56	Captura	1,422.8	90.2	197.5

Nota: Adaptado de Yáñez et al. (2020)

5.3. Potencial Recobro de Petróleo por EOR y Almacenamiento de CO₂

Para identificar los campos de petróleo en las diferentes cuencas petrolíferas, que potencialmente se pueden utilizar para inyección de CO₂ con fines de recobro mejorado, el estudio de Yáñez et al (2020) utilizó otro trabajo que había sido desarrollado por otro equipo liderado también por Yáñez (2022) en donde se evalúan los parámetros en un screening rápido, los parámetros que deben cumplir son 1) Volumen de petróleo original en sitio (OOIP) con un mínimo de 50 MMbbl, 2) los campos petroleros deben estar en proceso o tener un proceso de inyección de agua existente, y 3) una presión original superior a la MMP. La presión mínima de miscibilidad (MMP) se considera como el factor más crítico para la aplicación de un CO₂-EOR.

El estudio de Yáñez et al (2020) identificó inicialmente 13 campos petroleros adecuados para EOR utilizando los Criterios 1 y 2. Seis cumplen los tres criterios y, por lo tanto, son candidatos óptimos. La tabla 12 muestra los campos seleccionados con la profundidad media del yacimiento, la gravedad API del crudo, la Presión del yacimiento y los cálculos de potencial de recobro esperado y almacenamiento de CO₂.

Tabla 12 Campos que potencialmente pueden aplicar CO2-EOR

Campo	Profundidad (ft)	API	Presion PSI	Potencial Almac CO2 Mton	Oil Recovery MMbbls
A	5,000	20.5	2,756	42.7	145.2
B	7,750	43.8	3,336	12.1	41.3
E	7,000	28.2	2,611	8.8	18.5
G	7,000	26	4,061	41	139.6
H	4,980	23.9	2,321	64.3	218.9
I	5,950	34	2,611	3.2	6.8
J	7,300	21	3,191	40.9	139.2
K	3,200	19	6,962	13.8	47.1
M	10,500	30.5	4,351	5.3	11.0
N	2,500	26	1,885	4.4	9.3
O	10,450	30.5	4,351	4.1	8.5
P	6,350	33.8	2,611	2.5	5.2
Q	8,550	30.1	3,771	4.7	16.0

Adaptado de Yáñez et al. (2020)

5.4. Estructura del Modelo de costos Proyecto CO2-EOR

El estudio Yáñez et al. (2020) siguió la estructura del modelo de costos para un proyecto CO2-EOR. descrito por Tayari et al., (2018) que combinó diferentes enfoques de la literatura. La tabla siguiente muestra la estructura del modelo de costos para la operación de CO2-EOR

Tabla 13 Estructura del modelo de costos CO2-EOR

Inyección	Producción	Reciclaje
Costo lease Equipo	Costo equipo de Produccion	Procesamiento y compresion
Costo anual O&M	Costo de levantamiento	Costos de separacion
Costo de distribucion	Costo de separacion de agua petroleo	Costo de compresion
Costo surfactante	Ingresos, impuestos y regalías	Costo de bombeo

Nota: Adaptado de Yáñez et al. (2020)

El costo de la inyección de CO₂ depende principalmente del número y profundidad de los pozos de inyección considerados en cada caso. El número de pozos de inyección se determina en función de un patrón de inyección definido para el proyecto EOR y el número de pozos productores. Sin embargo, este patrón y otros parámetros operativos forman parte de la estrategia de inyección del proyecto, que podría cambiar dependiendo del operador y del objetivo de cada proyecto o etapa de recuperación.

Tabla 14 Costos nivelados para cada etapa del proyecto EOR-CO₂

Ajuste	Campo	Costo Nivelado Inyección USD /Ton CO ₂	Costo Nivelado producción USD /Ton CO ₂	Costo Nivelado reciclo USD /Ton CO ₂	Costo nivelado total EOR-CO ₂ USD/ton CO ₂
C1-M1	Campo H	49.1	14.2	12.9	76.2
C1-M2	Campo A	10.3	10.3	12.9	33.6

: Adaptado de Yáñez et al. (2020)

5.5. Ajuste Fuente- Sumidero de CO₂

Con base en lo anteriormente calculado se aplica una metodología de tres pasos principales: (i) identificación de grupos para implementar proyectos CCS-EOR, (ii) clasificación de fuentes de CO₂ y campos petroleros preseleccionados, y (iii) un proceso de emparejamiento basado en un orden de mérito definido por un ranking. El ranking parte de un objetivo de implementar un proyecto CCS-EOR durante una vida útil de 20 a 25 años. Las fuentes de CO₂ se clasificaron siguiendo los siguientes criterios:

- a) sector industrial (industria petrolera, otros);
- b) estado operativo (en ejecución, en proyecto);
- c) concentración de CO₂ (baja: < 45 %, media: < 45 %, alta: > 75 %); y
- d) distancia a los campos petroleros más grandes (baja: < 15km, med: < 60km, alta: > 60km).

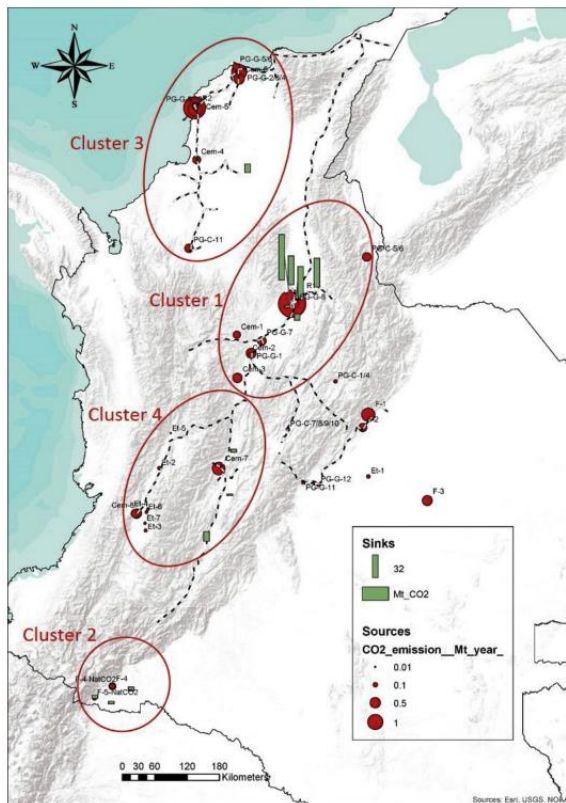
Los campos petroleros (sumideros) se clasificaron utilizando los siguientes criterios:

- distancia a la mayor fuente de CO₂;
- capacidad de almacenamiento de CO₂ (Baja: < 1 Mt, media: < 10 Mt, alta: > 10 Mt); y
- potencial de recuperación de petróleo (Bajo: < 10 MMbbl, med: < 50 MMbbl, alto: > 50 MMbbl)

El tiempo específico de inyección de CO₂ se calculó utilizando la capacidad potencial de almacenamiento y el flujo de CO₂ disponible por el sumidero y la fuente, respectivamente.

Utilizando la metodología indicada Yáñez et al. (2020) definen la conveniencia de 4 Clústeres como se observa en la gráfica siguiente:

Figura 16 Definición de Clústeres



Nota: Tomado de Yáñez et al. (2020)

Como se mencionó previamente para efectos del análisis de esta monografía el foco se tomará para el denominado Clúster 1 que contiene los parámetros más favorables para una potencial implementación de la tecnología CCS, adicionalmente tiene para la etapa de captura tres de los principales sectores con fuentes de emisiones de CO₂. En la tabla de abajo se muestra el balance de ajuste que se tiene para el clúster 1 con los 2 potenciales campos a inyectar CO₂-EOR.

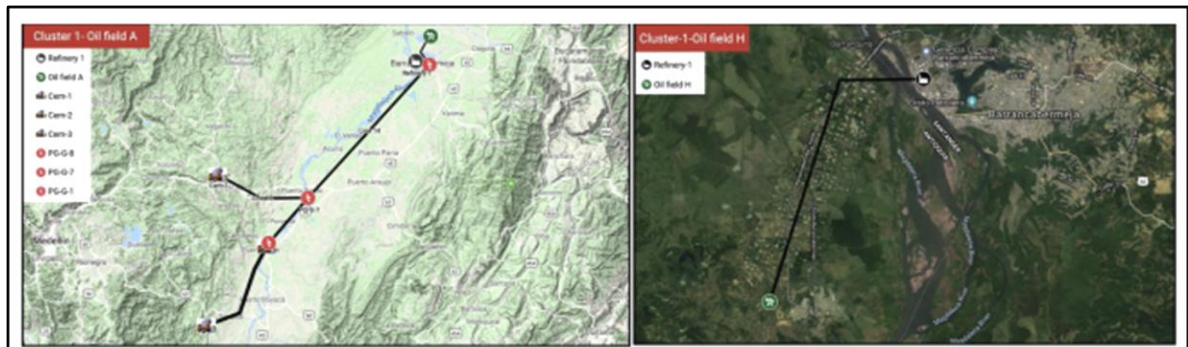
Tabla 15 Emparejamiento Fuente-sumidero para 2 Proyectos a analizar Clúster 1

Ajuste	Fuente	Potencial para Inyección Mt CO ₂ /año	Potencial para Inyección campo Mt CO ₂ /año	Campo	Capacidad de Almacenamiento o Mton Co ₂	Potencial de Recobro de crudo MMBls
C1-M1	R1-H2-1	0.04	2.78	H	64	219
	R1-H2-2	0.02				
	R1-HDT-1	0.08				
	R1-FCC-2	0.32				
	R1-CHP-1	0.65				
	R1-FCC-1	0.27				
	R1-CHP-2	0.12				
	R1-HDT-2	0.92				
	R1-HCK-1	0.18				
	R1-DCK	0.18				
C1-M2	PG-G-8	0.2	1.56	A	43	145
	PG-G-7	0.31				
	Cem-2	0.07				
	Cem-3	0.35				
	PG-G-1	0.42				
	Cem-1	0.21				
Total		4.34	4.34		107	364

Nota: Adaptado de Yáñez et al. (2020)

5.6. Transporte de CO₂

En relación con el transporte del CO₂ desde las fuentes hasta el campo para inyección el parámetro base es construir nuevas líneas y usar los derechos de vía de los sistemas de transporte actuales en el sector, esto puede apalancar desde lo ambiental y social la viabilidad de desarrollar un proyecto.

Figura 17 Esquema de transporte potenciales proyectos definidos en el clúster 1.

Nota: Tomado de Yáñez et al. (2020)

La estructura de costos de transporte está basada en 3 componentes básicos, sistemas de bombeo, sistemas de compresión y la tubería, cada una de estas partes considera su costo de capital por equipos y montajes, la operación y mantenimiento y para bombeo y compresión debe incluirse el costo de energía.

Tabla 16 Estructura del Modelo de Costos Transporte de CO2

Bombeo	Compresion	Co-Ducto
Costo Equipo	Costo equipo	Costo material
Costo anual O&M	Costo anual O&M	Costo anual O&M
Costo de energia	Costo de energia	Costo de mano de obra
		Derecho de Via

Nota: Adaptado de Yáñez et al. (2020)

El modelo utilizado por el estudio de Yáñez et al (2020) para el cálculo de Capex y Opex en la etapa de transporte es (Knoope et al., 2014, según lo mencionado por Yáñez et al 2020), la presión de entrada de CO2 se estandarizó en 1885 psi para el diseño de la tubería de transporte. Esta presión optimizada (para un menor costo de transporte) se obtuvo para el transporte de CO2

líquido en tierra, en distancias cortas (50 y 100 km) y flujos máxicos (50 y 100 kg/s). La tabla siguiente muestra los cálculos estimados de Capex, Opex y costo nivelado correspondientes a la etapa de transporte, los datos están ajustados a cifras en UDS de 2022.

Tabla 17 Capex y Opex de transporte con costo Nivelado

Ajuste	Sistema CO-Ducto Fuente-Sumidero	Campo	Potencial para Inyección campo Mt CO ₂ /año	Longitud (Km)	Capex MUS\$ Ajustado 2022	Opex MUS\$ Ajustado 2022	Costo nivelado USD/ton CO ₂
C1-M1	R1-Campo H	H	2.77	9.2	8.7	0.9	0.7
C1-M2	Cem-3 a Cem-2 (L1)			54.8	15.4	0.4	6.3
	Cem-2 a PG-G-1 (L0)			2.3	2.1	0.1	1.0
	PG-G-1 to PG-G-7 (L2)			30.6	11.4	0.5	2.2
	Cem-1 to PG-G-7 (L3)			49.1	13.6	0.2	8.9
	PG-G-7 to PG-G-8 (L4)			92.6	42.1	0.9	4.5
	PG-G-8 to Oil field A (L5)			19.1	9.8	0.6	1.2
Total C1-M2		A	1.56	248.5	94.3	2.7	9.1

Nota: Adaptado de Yáñez et al. (2020)

5.7. Resumen costos asociados a los 2 proyectos a evaluar

Basados en la información previamente desarrollada y con el foco de evaluar los 2 proyectos emparejados fuente-sumidero del clúster 1, se realizaron los ajustes de precios a dólares americanos USD de 2017 y luego indexados a USD de 2022. Los valores calculados de inversiones y gastos operativos se ajustaron a USD 2017 utilizando la tasa de cambio promedia calculada de 1.1256 USD/EUR y luego los valores fueron indexados utilizando el Capex el indicador UCCI (Upstream Capital Cost Index) y para el Opex el UOCI (Upstream Operating Cost Index), los cuales son tomados de las gráficas del S&P Global Comodity Insights y luego realizando el cálculo correspondiente para obtener los datos en USD de 2022.

Tabla 18 Cálculos Para ajuste de EUR 2017 a USD 2022

Tasa de Cambio Promedio 2017 USD/EUR			1.1256	
UCCI 2017	(dato leído de la grafica)*		170	Tomando 100 USD 2000
UCCI 2022	(dato leído de la grafica)*		195	
UOCI 2017	(dato leído de la grafica)*		166	Tomando 100 USD 2000
UOCI 2022	(dato leído de la grafica)*		175	
FORMULAS	VA=VH * (UCCI 2022 / UCCI 2017)			
	VA=VH * (UOCI 2022 / UOCI 2017)			
CALCULO DE	(UCCI 2022 / UCCI 2017)		1.147058824	
	(UOCI 2022 / UOCI 2017)		1.054216867	
*Energy Costs and Supply Chain Indexes S&P Global (spglobal.com)				

Elaboración Propia

Tabla 19 Resumen de costos asociados a los 2 proyectos en análisis – Clúster 1

Ajuste	Campo	Potencial para Inyección campo Mt CO ₂ /año	Etapas CCS	Capex MUSD ajustado 2022	Opex MUSD ajustado 2022	Costo nivelado USD/ton CO ₂	Tiempo Inyeccion Proyecto	Potencial Almacenamiento Mton CO ₂	Potencial Recobro Petroleo MMBls
C1-M1	H	2.77	Captura	3,501.6	166.1	171.7	23	64	217
			Transporte	8.7	0.9	0.8			
			Almacenamiento	532.0	131.7	76.2			
			Total C1-M1	4,042.2	298.8	248.7			
C1-M2	A	1.56	Captura	1,422.8	90.2	197.5	25	39	132
			Transporte	94.1	2.8	9.1			
			Almacenamiento	111.0	36.8	33.6			
			Total C1-M2	1,628.0	129.8	240.2			

Nota: Adaptado de Yáñez et al. (2020)

5.8. Estudio inyección de CO₂-EOR capturado en Planta de gas en Campo Cusiana

Como el estudio de Yáñez et al (2020) no hizo una exploración del potencial uso de CCS en la cuenca de los Llanos Orientales se hizo una búsqueda que se ha estudiado desde el punto de vista de almacenamiento Geológico de CO₂ en esta Cuenca y los posibles usos de una corriente de CO₂ casi puro que se obtiene del tratamiento del gas de producción en la planta de Cusiana, en este sentido se encontró el estudio de Álvarez y Niño (2015), que evaluó las posibilidades de

disposición del CO₂ que se obtiene en el proceso de tratamiento de gas natural en la planta de gas Cusiana y que tiene una pureza > 95%, dentro de las alternativas estaba:

Ventear a la atmosfera evaluando riesgos ocupacionales, de higiene, ambientales y de cumplimiento legal.

Continuar mezclando el CO₂ capturado en la corriente de gas de inyección que soporta el recobro de petróleo para esa fecha del campo Cusiana, pero evaluando el riesgo de que el gas de producción siga incrementándose por el proceso del reciclo de CO₂, y alcance niveles de concentración de CO₂ de 7,2% mol, que es el límite de concentración de CO₂ por diseño para la entrada a la planta de amina.

Diseñar un Piloto de CO₂-EOR para inyectar un pozo en Cusiana cercano a la planta de tratamiento a nivel de la formación Barco, la evaluación de los pozos inyector y productor cumplieran con la evaluación de integridad por estar completados con revestimiento y tuberías con materiales de Cr13, el costo estimado para el piloto en ese momento era de solo 11 MUSD, siendo los mayores costos la compra de un compresor y la construcción de la línea de inyección de 4" y distancia de 800 metros y la línea de producción de 6" y una distancia de 1,6 kilómetros ambas en tubería flexible. Las expectativas del piloto era inyectar 17 Millones de SCFD de CO₂ y esperar la irrupción de Co₂ en el productor en el año 4, el tiempo total del piloto era de 9 años, los picos de producción estarían al final del 4 año y seria de 1800 BOPD y 15 MSCFD.

Finalmente se realiza una revisión teórica rápida para el caso de un almacenamiento geológico, pero sin profundizar al caso de Cusiana.

Para la cuenca de los Llanos y particularmente para el área de Tauramena, Mariño y Moreno (2018). realizan un estudio en el que evalúan la viabilidad de implementar el almacenamiento geológico de CO₂ en el área de Tauramena, su enfoque es de almacenamiento

dedicado y se centra en los miembros de la formación Carbonera con buenos espesores y permeabilidad, y validando la capacidad del sello regional de la Formación León. Parte de las conclusiones del estudio es que la formación Carbonera cumple los requisitos técnicos para almacenar 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. Adicionalmente la evaluación del elemento de sello, a nivel regional se identifica la Formación León, con un espesor promedio de 436 metros, porosidades de 8% y una permeabilidad de 0,52 md, y a nivel más local la presencia de 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.

5.9. Evaluación Financiera

El análisis financiero se realizó para 2 proyectos con base en los parámetros de inversiones y costos operacionales que desarrollo el estudio de Yáñez et al (2020), pero el análisis de una inyección de CO₂ sin EOR en el caso de los Proyectos en el Magdalena Medio requiere hacer las siguientes consideraciones:

- Se asume que todo el volumen capturado y transportado se puede almacenar
- Campos de petróleo o gas ya depletados o fase final de producción que tienen muchos pozos perforados generan un riesgo alto de fugas.
- Como el caso base esta costado con proceso de EOR, entonces para el análisis de caso de inyección de CO₂ dedicado desde la vista de costos los pasos de Producción y reciclo de CO₂ no se tienen en cuenta, pero entonces en la evaluación económica

tampoco se incluirán los ingresos por recuperación y venta de crudo lo cual reta el proyecto de usar los yacimientos con fines exclusivamente de almacenamiento de CO₂ de largo plazo.

- El modelo financiero no incluye un costo de riesgos de yacimientos, como pérdida de inyectividad, fugas de la roca sello, fugas por pozos, etc.
- Se asumen que los costos operativos de captura, transporte e inyección de CO₂ son constantes durante el tiempo de inyección de cada proyecto, 23 años para el primero y 25 años para el segundo, los costos de abandono y los costos que se deben asumir por monitoreo posterior a finalizar la inyección, no se incluyen dado que dependerán de las reglamentaciones que se expidan, hoy los tiempos de monitoreo pueden variar dependiendo de los países de 15-50 años, castigando aún más estos proyectos.
- La evaluación financiera considera precio de crudo en punto de venta, se asume una diferencia con brent de -12 USD. La evaluación financiera no incluye los cargos por abandono y los gastos que se deben considerar por monitoreo después de finalizar la inyección, lo cual se debe incluir cuando la regulación determine tiempos y responsabilidades.
- Dado que las bases de cálculo de Capex y Opex que realiza el estudio de Yáñez et al (2020) es considerando un proyecto CO₂-EOR, entonces para un proyecto de inyección dedicada se debe considerar que las inversiones y costos operativos de producción y reciclo, no estarán presentes y para una inyección dedicada el número de pozos inyectoros también disminuyen, entonces para efectos del ejercicio se asume que el CAPEX y los OPEX de la etapa de almacenamiento será una fracción de lo calculado

- para el proyecto CO₂-EOR. Así mismo como la inyección será dedicada no existen ingresos por venta de crudo lo cual resta la viabilidad financiera.
- Para las corridas financieras se utilizará una tasa de 8%, el modelo financiero tendrá la opción de tener caso CO₂-EOR, entonces los ingresos por venta de petróleo serán tenidos en cuenta y cuando se tenga el caso de Inyección dedicada, entonces No habrá ingresos por venta de crudo y se ajustaran las inversiones y los costos operativos en un porcentaje de los valores establecidos para el caso CO₂-EOR.
 - Se tiene en cuenta un crédito de 5,2 USD /Ton CO₂ que es el impuesto actual en Colombia
 - Se realiza corrida base considerando que se hace inyección de CO₂ con fines de incremento de recobro EOR tal y como lo consideraba el estudio de Yáñez et al (2020) para revisar si con la actualización de costos y con los precios de petróleo estos 2 proyectos presentan VPN positivos.

Tabla 20 Caso M1 Proyecto Captura de 2.77 Mton CO₂/año con beneficio producción

Periodo Años	Inversiones de Captura MUSD	Inversiones de Transporte MUSD	Inversiones de Inyección MUSD	Ingresos acumulados venta crudo MUSD	Ingresos venta de crudo MUSD	Precio* USD/BI	Producción EOR MBLs/Año	Regalias %	Costo anualizado captura MUSD/año	Costo anualizado transporte MUSD/año	Costo anualizado Almacenamiento MUSD/año	Credito por Ton CO ₂ evitada/año MUSD	Credito USD/Ton CO ₂ evitada
1	3,501.6	8.65	531.95	520.8	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	5.20
2				1,041.6	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	
3				1,562.4	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	
22				11,457.9	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	
23				11,978.7	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	

* Precio de crudo en punto de venta, se asume una diferencia con Brent de -12 USD. **La evaluación financiera no incluye los cargos por abandono y los gastos que se deben considerar por monitoreo después de finalizar la inyección, lo cual se debe incluir cuando la regulación determine tiempos y responsabilidades

FACTOR EOR Ro?	100% Sí	TASA VNA	8% (1,070)
-----------------------	------------	-----------------	---------------

Nota: Elaboración propia

Tabla 21 Caso M2 Captura de 1.56 Mton CO₂/ año con beneficio de producción

Periodo Años	Inversiones de Captura MUSD	Inversiones de Transporte MUSD	Inversiones de Inyección MUSD	Ingresos acumulados venta crudo MUSD	Ingresos venta de crudo MUSD	Precio USD/BI	Producción EOR MBLs/Año	Regalías %	Costo anualizado captura MUSD/año	Costo anualizado transporte MUSD/año	Costo anualizado Almacenamiento MUSD/año	Credito por Ton CO ₂ evitada/año MUSD	Credito USD/Ton CO ₂ evitada
1	1,422.8	94.12	111.04	291.5	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	5.20
2				582.9	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	
3				874.4	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	
23				6,703.5	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	
24				6,994.9	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	
25				7,286.4	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	

* Precio de crudo en punto de venta, se asume una diferencia con Brent de -12 USD. **La evaluación financiera no incluye los cargos por abandono y los gastos que se deben considerar por monitoreo después de finalizar la inyección, lo cual se debe incluir cuando la regulación determine tiempos y responsabilidades

FACTOR EOR	100%	TASA	8%
Ro?	Sí	VNA	(994)

Nota: Elaboración propia

De la evaluación de los proyectos en la condición de inyectar el CO₂ con fines de recobro mejorado, es decir apalancados financieramente con el ingreso por la producción de crudo, no alcanzan VPN positivo, posiblemente porque la inversión de la etapa de captura es muy alta y no alcanza a recuperar dicha inversión.

Luego se realizan 2 corridas utilizando 2 factores recordando que los proyectos analizados los vamos a evaluar como inyección de CO₂ dedicada es decir que la estructura de costos de la etapa de almacenamiento solo tendrá una parte de los Capex y del Opex dado que en dicho caso no se tendrá Producción de fluidos ni reciclo de CO₂, entonces debe realizar ajuste en Capex y Opex para etapa de almacenamiento, el primero análisis será utilizando solo el 55% del valor estimado de los Capex y Opex de la parte de almacenamiento de un proyecto CO₂-EOR y el segundo factor a usar será 40% que asume que se tendrán menos pozos cuando la inyección de CO₂ sea dedicada por tanto de invertirá menos y se tendrán menores gastos de operación.

Tabla 22 Caso M1 Captura de 2.77 Mton CO₂/ año, con sensibilidad Capex almacenamiento 55% y sin producción crudo (Inyec. dedicada de CO₂)

Periodo Años	Inversiones de Captura MUSD	Inversiones de Transporte MUSD	Inversiones de Inyeccion MUSD	Ingresos acumulados venta crudo MUSD	Ingresos venta de crudo MUSD	Precio* USD/Bl	Produccion EOR MBLs/Año	Regalias %	Costo anualizado captura MUSD/año	Costo anualizado transporte MUSD/año	Costo anualizado Almacenamiento MUSD/año	Credito por Ton CO ₂ evitada/año MUSD	Credito USD/Ton CO ₂ evitada
1	3,501.6	8.65	531.95	520.8	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	5.20
2				1,041.6	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	
3				1,562.4	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	
22				11,457.9	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	
23				11,978.7	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	

* Precio de crudo en punto de venta, se asume una diferencia con Brent de -12 USD. **La evaluación financiera no incluye los cargos por abandono y los gastos que se deben considerar por monitoreo despues de finalizar la inyeccion, lo cual se debe incluir cuando la regulacion determine tiempos y responsabilidades

FACTOR EOR Ro?	55% NO	TASA VNA	8% (5,877)
-----------------------	-----------	-----------------	---------------

Nota: Elaboración propia

Tabla 23 Caso M2 Captura de 1,56 Mton CO₂/ año con sensibilidad Capex almacenamiento 55% y sin producción crudo (Inyec. dedicada de CO₂)

Periodo Años	Inversiones de Captura MUSD	Inversiones de Transporte MUSD	Inversiones de Inyeccion MUSD	Ingresos acumulados venta crudo MUSD	Ingresos venta de crudo MUSD	Precio USD/Bl	Produccion EOR MBLs/Año	Regalias %	Costo anualizado captura MUSD/año	Costo anualizado transporte MUSD/año	Costo anualizado Almacenamiento MUSD/año	Credito por Ton CO ₂ evitada/año MUSD	Credito USD/Ton CO ₂ evitada
1	1,422.8	94.12	111.04	291.5	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	5.20
2				582.9	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	
3				874.4	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	
23				6,703.5	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	
24				6,994.9	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	
25				7,286.4	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	

* Precio de crudo en punto de venta, se asume una diferencia con Brent de -12 USD. **La evaluación financiera no incluye los cargos por abandono y los gastos que se deben considerar por monitoreo despues de finalizar la inyeccion, lo cual se debe incluir cuando la regulacion determine tiempos y responsabilidades

FACTOR EOR Ro?	55% NO	TASA VNA	8% (3,894)
-----------------------	-----------	-----------------	---------------

Nota: Elaboración propia

Tabla 24 Caso M1 Captura de 2.77 Mton CO₂/ año, con sensibilidad Capex almacenamiento 40% y sin producción crudo (Inyec. dedicada de CO₂)

Periodo Años	Inversiones de Captura MUSD	Inversiones de Transporte MUSD	Inversiones de Inyeccion MUSD	Ingresos acumulados venta crudo MUSD	Ingresos venta de crudo MUSD	Precio* USD/BI	Produccion EOR MBLs/Año	Regalias %	Costo anualizado captura MUSD/año	Costo anualizado transporte MUSD/año	Costo anualizado Almacenamiento MUSD/año	Credito por Ton CO ₂ evitada/año MUSD	Credito USD/Ton CO ₂ evitada
1	3,501.6	8.65	531.95	520.8	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	5.20
2				1,041.6	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	
3				1,562.4	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	
22				11,457.9	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	
23				11,978.7	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	14.4	

* Precio de crudo en punto de venta, se asume una diferencia con Brent de -12 USD. **La evaluación financiera no incluye los cargos por abandono y los gastos que se deben considerar por monitoreo despues de finalizar la inyeccion, lo cual se debe incluir cuando la regulacion determine tiempos y responsabilidades

FACTOR EOR Ro?	40% NO	TASA VNA	8% (5,679)
-----------------------	-----------	-----------------	---------------

Nota: Elaboración Propia

Tabla 25 Caso M2 Captura de 1,56 Mton CO₂/ año con sensibilidad Capex almacenamiento 40% y sin producción crudo (Inyec. dedicada de CO₂)

Periodo Años	Inversiones de Captura MUSD	Inversiones de Transporte MUSD	Inversiones de Inyeccion MUSD	Ingresos acumulados venta crudo MUSD	Ingresos venta de crudo MUSD	Precio* USD/BI	Produccion EOR MBLs/Año	Regalias %	Costo anualizado captura MUSD/año	Costo anualizado transporte MUSD/año	Costo anualizado Almacenamiento MUSD/año	Credito por Ton CO ₂ evitada/año MUSD	Credito USD/Ton CO ₂ evitada
1	1,422.8	94.12	111.04	291.5	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	5.20
2				582.9	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	
3				874.4	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	
23				6,703.5	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	
24				6,994.9	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	
25				7,286.4	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	8.1	

* Precio de crudo en punto de venta, se asume una diferencia con Brent de -12 USD. **La evaluación financiera no incluye los cargos por abandono y los gastos que se deben considerar por monitoreo despues de finalizar la inyeccion, lo cual se debe incluir cuando la regulacion determine tiempos y responsabilidades

FACTOR EOR Ro?	40% NO	TASA VNA	8% (3,824)
-----------------------	-----------	-----------------	---------------

Nota: Elaboración propia

Los resultados financieros para la inyección de CO₂ dedicado en los proyectos evaluados son inviables y presentan VPN negativos muy altos.

La siguiente corrida de sensibilidad que se realiza es para evaluar a que costo de crédito se debería acceder para obtener el VNA = 0, cuando tengo escenario de inyección de CO₂ dedicado y optimizo los costos de almacenamiento al 40% de lo que sería un proyecto de CO₂-EOR

Tabla 26 Caso M1 Captura de 2.77 Mton CO₂/ año para determinar costo de equilibrio en caso de inyección dedicada, con sensibilidad 40% Capex Almacenamiento

Periodo Años	Inversiones de Captura MUSD	Inversiones de Transporte MUSD	Inversiones de Inyección MUSD	Ingresos acumulados venta crudo MUSD	Ingresos venta de crudo MUSD	Precio* USD/BI	Produccion EOR MBLs/Año	Regalias %	Costo anualizado captura MUSD/año	Costo anualizado transporte MUSD/año	Costo anualizado Almacenamiento MUSD/año	Credito por Ton CO ₂ evitada/año MUSD	Credito USD/Ton CO ₂ evitada
1	3,501.6	8.65	531.95	520.8	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	561.9	202.87
2				1,041.6	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	561.9	
3				1,562.4	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	561.9	
22				11,457.9	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	561.9	
23				11,978.7	520.8	60.0	9.44	0.08	171.7	0.8	76.2	561.9	

* Precio de crudo en punto de venta, se asume una diferencia con Brent de -12 USD. **La evaluación financiera no incluye los cargos por abandono y los gastos que se deben considerar por monitoreo despues de finalizar la inyección, lo cual se debe incluir cuando la regulación determine tiempos y responsabilidades

FACTOR EOR	40%	TASA	8%
Ro?	NO	VNA	(0)

Nota: Elaboración propia

Tabla 27 Caso M2 Captura de 1.56 Mton CO₂/ año para determinar costo de equilibrio en caso de inyección dedicada, con sensibilidad 40% Capex Almacenamiento.

Periodo Años	Inversiones de Captura MUSD	Inversiones de Transporte MUSD	Inversiones de Inyección MUSD	Ingresos acumulados venta crudo MUSD	Ingresos venta de crudo MUSD	Precio USD/BI	Produccion EOR MBLs/Año	Regalias %	Costo anualizado captura MUSD/año	Costo anualizado transporte MUSD/año	Costo anualizado Almacenamiento MUSD/año	Credito por Ton CO ₂ evitada/año MUSD	Credito USD/Ton CO ₂ evitada
1	1,422.8	94.12	111.04	291.5	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	366.4	234.86
2				582.9	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	366.4	
3				874.4	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	366.4	
23				6,703.5	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	366.4	
24				6,994.9	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	366.4	
25				7,286.4	291.5	60.0	5.28	0.08	197.5	9.1	33.6	366.4	

* Precio de crudo en punto de venta, se asume una diferencia con Brent de -12 USD. **La evaluación financiera no incluye los cargos por abandono y los gastos que se deben considerar por monitoreo despues de finalizar la inyección, lo cual se debe incluir cuando la regulación determine tiempos y responsabilidades

FACTOR EOR	40%	TASA	8%
Ro?	NO	VNA	0

Nota: Elaboración propia

Los resultados de las corridas financieras para tener el valor del crédito de carbono de equilibrio para los proyectos de Inyección de CO₂ dedicado, muestran valores que hoy ningún país reconoce, para proyecto M1 el precio de crédito de carbono es de 202.9 USD/Ton CO₂ y para el Proyecto M2 es de 234.9 USD/Ton CO₂, Los Estados Unidos con la ley de IRA (Ley para la Reducción de inflación) y la regla fiscal 45Q reconocen 85 USD/Ton CO₂ para inyección dedicada y 50 USD/Ton por inyección con objetivo de CO₂-EOR.

Para los casos de CO₂-EOR donde se recibe un ingreso por venta de crudo, y los valores de Capex y Opex ajustados a USD de 2022, ninguno de los 2 proyectos logra tener VPN positivo, el proyecto M1 tiene un VNA negativo de (-1,070) Millones de USD y el Proyecto 2 tiene un VNA positivo de (-994) Millones de USD, lo cual indica que el impacto de las altas inversiones de captura no es compensado con la producción de petróleo del Campo seleccionado para el proyecto CO₂-EOR.

La conclusión es que para implementar un proyecto CCS en Colombia, con objetivo de inyección para almacenamiento de CO₂ dedicado, se deben optimizar los costos de inversión y operativos de la etapa de captura y adicionalmente mejorar los incentivos fiscales de créditos del gobierno, como ocurre en Estados Unidos. Bajo las condiciones de inversión estimadas y los costos operativos actuales. Los créditos estimados para lograr un equilibrio (VNA =0), para el Proyecto M1 serían del orden de 202.9 USD/Ton de CO₂ capturada y almacenada, y 234.9 USD/Ton CO₂ capturada y almacenada en el proyecto M2.

6. Normatividad legal y fiscal de la tecnología CCS

6.1. Regulación de la tecnología Captura y almacenamiento de carbono CCS a nivel global

En la consultoría realizada por el CIAT para plan PIGCCme2050 CIAT (2021). Considera que la regulación de las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS) es un tema complejo y multidisciplinario porque debe abordar todas las etapas del proceso, desde la captura del CO₂ hasta su almacenamiento geológico. A nivel internacional, los países con mayores avances en la regulación de CCUS son Australia, Canadá, Reino Unido y Estados Unidos. En Latinoamérica, solo México y Brasil han regulado ciertos elementos asociados a CCUS.

CIAT (2021) analiza los elementos relevantes que cada etapa de la tecnología CCUS tiene en cuenta para reglamentar el proceso en los países que ya han avanzado en esta normatividad, buscando garantizar la seguridad, la eficiencia y la responsabilidad, así por ejemplo en la fase de captura de CO₂ se considera que existen dos importantes elementos regulatorios, el primero está asociado con valorar si algún componente del proceso de captura está limitado por la normatividad actual y el segundo son las normas que generan incentivos para que las actividades industriales capturen CO₂ cuando lo generan. Se considera que los elementos relevantes de regulación en la etapa de captura serían:

- Regulación de las sustancias utilizadas en el proceso.
- Regulación de la salud ocupacional de los trabajadores.
- Regulación de los permisos e impacto ambiental.
- Regulación de los incentivos para la captura de carbono.

Así mismo la Agencia Internacional de Energía IEA(Como se citó en CIAT 2021) señala que la mayoría de los países donde los temas regulatorios han logrado avances importantes en las etapas de Transporte y Almacenamiento, han considerado principalmente los siguientes elementos:

Transporte

- Especificaciones técnicas de la infraestructura.
- Especificaciones sobre la pureza y la presión del CO₂.
- Asignación de la responsabilidad en caso de daños.
- Contabilización de las emisiones fugitivas.
- Modelo de negocio para los operadores de las tuberías.

Almacenamiento geológico de CO₂:

- Sistema de adjudicación de permisos.
- Definición de las características de los sitios geológicos.
- Definición de parámetros mínimos de operación.
- Riesgos de filtraciones y sistema de monitoreo y verificación.
- Traspaso de administración del sitio y fin del proyecto.

En la mayoría de los países donde el almacenamiento geológico está regulado, existe un tiempo mínimo de responsabilidad sobre el sitio después de cerrado, antes de que la responsabilidad sea transferida al Estado. Este tiempo mínimo de responsabilidad suele ser de 15 a 50 años.

En la actualidad, no existe una regulación global para el transporte ni el almacenamiento. Sin embargo, algunos países han desarrollado marcos regulatorios específicos, como la Unión Europea, Australia y Estados Unidos.

De otra parte, en el reporte anual 2022 del Global CCS Institute, GlobalCCS (2022) indica que las políticas gubernamentales en relación con regulación e incentivos para la CCS se están fortaleciendo en todo el mundo, lo que incentiva la inversión del sector privado. Este aumento observado de políticas y legislación por parte de los gobiernos nacionales es consistente con un creciente sentido de urgencia por reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero, además soporta los avances mas importantes en este aspecto en varias regiones del mundo.

Avances en las políticas de CCS:

América del Norte:

- La Ley de Empleo e Inversión en Infraestructura de EE. UU. proporciona \$12 mil millones para CCS.

- La Ley de Reducción de la Inflación mejora el crédito fiscal 45T para CCS.
- Varios estados de EE. UU. han promulgado legislación relacionada con el almacenamiento de CO₂.
- Canadá estableció un crédito fiscal de \$2.6 mil millones de dólares canadienses para proyectos de CCS.

Europa:

- Dinamarca anunció \$5 mil millones de euros en subsidios para CCS.
- Noruega anunció \$100 millones de dólares para proyectos de hidrógeno azul.
- La Unión Europea seleccionó cuatro proyectos de CCS para recibir financiación.
- El Reino Unido publicó una hoja de ruta para crear cuatro clústeres industriales de CCS.

Asia y el Pacífico:

- Australia liberó superficies adicionales para el almacenamiento geológico de CO₂.
- Japón aprobó su Sexto Plan Energético Estratégico que destaca la CCS.
- China ha emitido varias políticas y directrices nacionales que promueven la CCS.
- Indonesia, Malasia y Tailandia están desarrollando legislación para el almacenamiento de CO₂.

6.2. Avance de la Regulación en Colombia para el Potencial uso de la Tecnología CCS

Del análisis realizado por Barrero (2021). en su tesis de maestría “¿Existe en Colombia una política pública y regulación que permitan la implementación de tecnología CCS? a pesar de los compromisos ambientales adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París COP21, la política pública y la regulación no están alineadas para apoyar el desarrollo y

la implementación de las tecnologías de CCS, dentro de los principales obstáculos que se tienen es que la política pública en Colombia no contempla las tecnologías CCS como una estrategia para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la regulación no establece requisitos claros para la implementación de este tipo de proyectos y adicionalmente no ofrece incentivos económicos para la inversión en proyectos CCS.

En general, a pesar del contexto mundial en el que estas tecnologías se están desarrollando y adoptando rápidamente, en Colombia existe un rezago regulatorio significativo.

Barrero (2021) identifica que la regulación actual no es suficiente para cubrir los aspectos técnicos, jurídicos y económicos de los proyectos CCS y las tecnologías CCS no se han incluido en los marcos regulatorios de la transición energética y la lucha contra el cambio climático. Así mismo no existe un marco de incentivos económicos positivos para la inversión en proyectos CCS y no se ha implementado una estrategia de comunicación y participación pública para generar confianza en los proyectos CCS. Sin embargo, un avance en el tema regulatorio se dio en 2021 con la Ley de Transición Energética (Ley 2099 de 2021), es una ley por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. Esta regulación pretende promover el desarrollo y la utilización de fuente no convencionales de energía, sistemas de almacenamiento de estas fuentes y el uso eficiente de la energía, priorizando la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento energético. Esta norma declaró de utilidad pública e interés social los proyectos vinculados a la actividad energética del país.

Con base en CIAT (2021) se concluye que, en Colombia, la regulación de CCUS aún se encuentra en una fase preliminar. No existe un marco normativo específico para CCUS, pero hay algunas normas que pueden aplicarse a estas tecnologías, como las normas de emisiones de gases

de efecto invernadero y las normas de seguridad industrial. Adicionalmente recomienda que la regulación de la etapa de captura de CCUS en Colombia debería enfocarse en elementos como incentivos fiscales, regulatorios o de mercado para la captura de CO₂. Los incentivos fiscales pueden incluir créditos fiscales o exenciones tributarias para las actividades de captura de CO₂. Los incentivos regulatorios pueden incluir la creación de un mercado de carbono o la imposición de límites de emisiones. Los incentivos de mercado pueden incluir el comercio de créditos de carbono.

De otra parte, CIAT (2021) recomienda para el transporte de CO₂ elaborar un marco regulatorio específico considerando los aspectos regulatorios clave identificados por la IEA de seguridad, la eficiencia y responsabilidad. Promover la inversión en infraestructura de transporte de CO₂ necesaria para conectar las fuentes de CO₂ con los sitios de almacenamiento.

Para el almacenamiento geológico de CO₂ que puede realizarse en formaciones geológicas profundas, como acuíferos salinos o yacimientos de petróleo y gas, la regulación sobre adjudicación de permisos aún se encuentra en desarrollo, se espera que el Ministerio de Minas y Energía expida una regulación específica pronto, también es muy importante realizar estudios de potencial de almacenamiento para identificar las formaciones geológicas adecuadas para el almacenamiento de CO₂ en el país, siguiendo la norma CO₂ Storage Resources Management System RMS (2017). Estos estudios deben tener en cuenta factores como la permeabilidad, la temperatura, la capacidad de almacenamiento, la presión y la profundidad. Tener énfasis en las formaciones acuíferas salinas que tienen una alta capacidad de almacenamiento y pueden estar mejor ubicadas en relación con fuentes importantes de captura de CO₂.

Finalmente definir el cese de operaciones y el traslado de la responsabilidad del sitio de almacenamiento de CO₂ al custodio final que puede al momento debe ser el estado, es un elemento

fundamental de la regulación del almacenamiento geológico de CO₂ y este parámetro para el caso de potenciales proyectos CCS en Colombia debe ser muy claro, porque es un parámetro que genera una diferencia en cómo se han desarrollado proyectos en el país y la etapa de cierre de operaciones no será el final de los costos ni de las responsabilidades tal y como sucede en proyectos convencionales. Este proceso debe garantizar que el sitio de almacenamiento sea seguro y no represente un riesgo para el medio ambiente o la salud humana. En la mayoría de los países donde el almacenamiento geológico está regulado, existe un tiempo mínimo de responsabilidad sobre el sitio después de cerrado, antes de que la responsabilidad sea transferida al Estado. Este tiempo mínimo de responsabilidad suele ser de 15 a 50 años. Durante este tiempo, el operador del sitio es responsable de monitorear el sitio y garantizar que el CO₂ permanezca almacenado de forma segura. El monitoreo suele incluir el seguimiento de la pluma de CO₂, el análisis de los fluidos subterráneos y la inspección de los pozos de inyección.

El cese de operaciones y el traslado de la responsabilidad del sitio de almacenamiento de CO₂ es un proceso complejo que debe ser cuidadosamente regulado para garantizar la seguridad y la protección del medio ambiente.

7. Conclusiones

1. La captura y almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos agotados en Colombia es una tecnología que tiene potencial para ser usada como parte de la estrategia de mitigación del cambio climático, sin embargo, su viabilidad depende de validar el potencial de almacenamiento geológico, optimizar costos, tener un marco regulatorio y fiscal claro, y sobre todo incorporar incentivos que mejoren la viabilidad financiera de las operaciones.

2. Los niveles de inversión y los costos anualizados de operación de los proyectos CCS continúan siendo muy altos y se requiere continuar trabajando en la optimización en los costos de todas las etapas del proceso, Captura, transporte y almacenamiento.
3. Algunas de las estrategias que se están utilizando para viabilizar los proyectos CCS en el mundo son buscar economías de escala, a mayor tamaño de plantas los niveles de inversión se pueden optimizar, también buscar construir Centros (HUB) de CCS donde se involucren diferentes industrias para bajar costos.
4. Los niveles de Inversión que requieren los 2 proyectos CCS evaluados en USD de 2022 están del orden de los 5,670 Millones de USD y unos costos anuales para operar y mantener del orden de 429 Millones de USD, para almacenar en yacimientos geológicos alrededor de 4,3 millones de toneladas año es decir, una gran inversión que impacta solo un poco más del 1% de las emisiones totales de CO₂ del país en 2018 y un 4,5% de las emisiones de los sectores de energía e industria.
5. La etapa de captura de CO₂ es la parte más costosa del proyecto evaluado, para una refinería en Colombia los costos de captura son 86% del Capex y un 70% del Opex. En general el costo de la captura es el pareto de costos de la tecnología CCS y está relacionado con el proceso a trabajar y a la concentración de CO₂ en la corriente de gases a tratar, a mayor concentración de CO₂ más económica la captura.
6. La postcombustión es la tecnología de captura de CO₂ más usada actualmente, por ser la más madura y la que tiene posibilidad de aplicarse a procesos existentes sin modificarlos, pero es la que mayor consumo energético lo cual la hace costosa. A nivel global se continúa trabajando para optimizar los procesos de captura principalmente con sistemas de adsorción y aminas mejoradas.

7. En 2017 el directorio de la SPE (Society of Petroleum Engineers) aprobó el sistema de gestión de Recursos de Almacenamiento de CO₂ (SRMS Storage Resources Management System), el cual establece estándares de evaluación de recursos y capacidades con base técnica, hoy bajo este sistema hay reconocidos 12,267 Gigaton de recursos de los cuales el 97% corresponden a recursos prospectivos (No descubiertos) y los acuíferos salinos representan el mayor potencial.
8. En Colombia al igual que a nivel global, mientras los costos de inversión y la rentabilidad de los proyectos CCS no sean favorables comparado con el costo de emitir a la atmosfera, es decir pagar el cargo por emisión, difícilmente la industria dará el paso hacia un compromiso de buscar el cumplimiento de cero emisiones al 2050.
9. Los proyectos en desarrollo a nivel de ingeniería y construcción enfrentan retos técnicos por la limitación de proveeduría de equipos, dado que el proceso de captura que se aplica en general es postcombustión, es decir grandes volúmenes de gases de chimenea a baja presión que requieren sopladores muy grandes y diseño de tuberías de proceso de tamaño muy grandes.
10. En Colombia, la regulación de CCS aún se encuentra en una fase preliminar, no existe un marco normativo específico de CCS que es un aspecto clave para el desarrollo de estas tecnologías en el país.
11. En Colombia no existen normas específicas para las condiciones que deben cumplir los pozos que vayan a inyectar CO₂.
12. A nivel de la etapa de almacenamiento el mayor riesgo de un proyecto CCS es la filtración de CO₂ y en campos agotados el riesgo se incrementa en proporción del número de pozos perforados, por la posibilidad de fallas de integridad en los

- revestimientos y/o cementaciones de los pozos en el área del proyecto. La regulación debe crear pautas para un sistema de monitoreo y verificación de los sitios de almacenamiento.
13. Las etapas de un Proyecto CCS son diferentes a otro tipo de proyectos y los tiempos de estos son mucho mayores, la finalización de las operaciones y el traslado de la responsabilidad del sitio de almacenamiento de CO₂ al Estado es un elemento fundamental en la definición de los proyectos CCS. En los países donde el almacenamiento geológico de CO₂ está regulado, existe un tiempo mínimo de responsabilidad sobre el sitio después de cerrado, antes de que la responsabilidad sea transferida al Estado. Este tiempo mínimo de responsabilidad puede ser de 15 a 50 años.
14. La tecnología CCS desde el punto de vista de estrategia para mitigar el cambio climático y facilitar la descarbonización de los sectores de Energía de la industria pesada, debería ser considerada una solución de corto a mediano plazo, y aplicable durante el proceso de transición energética, pero se debe apuntar a un futuro con fuentes de energía renovables de bajo carbono.

8. Recomendaciones

1. Evaluar la viabilidad de avanzar con un piloto CCS pequeño utilizando las fuentes que hoy ya tienen captura de CO₂ de alta pureza >95%, por ejemplo, el CO₂ capturado en la planta de gas Cusiana (Estimado de 180,000 Ton CO₂/año) y la captura de la planta de Hidrogeno (H₂) en la refinería de Barranca estimado en 63,000 Ton CO₂/año, optimizando los valores de inversión de la etapa de captura y buscando construir sistema dedicado de transporte de CO₂ a pozos inyectores nuevos. Esto permitirá

evaluar experiencias técnicas, legales, ambientales y económicas de utilizar esta tecnología como parte de la estrategia de alcanzar carbono neutralidad a nivel industrial.

2. Colombia debe mejorar el sistema de identificación de fuentes industriales emisoras de CO₂ y la actualización de las bases de datos públicas sobre las estadísticas de emisiones de los diferentes sectores.
3. Desarrollar un programa para realizar estudios que permitan identificar las formaciones geológicas adecuadas para el almacenamiento de CO₂, con énfasis en acuíferos salinos profundos para aumentar las posibilidades de emparejamiento de fuentes – sumideros que optimicen los niveles de inversión de los proyectos. Estos estudios deben tener en cuenta factores como la permeabilidad, la temperatura, la capacidad de almacenamiento, la presión y la profundidad entre otros.
4. Desarrollar un marco regulatorio sólido para crear un ambiente propicio para la inversión en CCS y contribuir a la mitigación del cambio climático.
5. Fomentar programa de incentivos para la captura de CO₂, como créditos fiscales, mercados de carbono o límites de emisiones y elaborar lineamientos para el transporte y almacenamiento geológico de CO₂.

Referencias Bibliográficas

- Álvarez F. y Niño M., 2015, Plan de alternativas para la disposición de CO₂ en la planta de tratamiento de Gas Cusiana, Universidad Industrial de Santander.
- Barrero E Fabio, 2021, ¿Existe en Colombia una política pública y regulación que permitan la implementación de tecnología CCS? Universidad Externado de Colombia Facultad de derecho Bogotá D.C.
- CAIA Ingeniería, 2022, CONSULTORÍA: Identificación de los bienes y servicios que son requeridos para la captura, secuestro y utilización de carbono de acuerdo con lo establecido en la ley 2099 de 2021.
- Centro Internacional de Agricultura Tropical (CIAT) 2021, Consultoría: Convenio de cooperación internacional GGC No. 632 de 2021 celebrado entre el ministerio de minas y energía y CIAT, “Captura, transporte, uso y almacenamiento de dióxido de carbono: caso Colombia.”.
- [CO₂ Capture Project - List of general publications \(co2captureproject.org\)](https://www.co2captureproject.org/)
- CO₂ Capture Project CCP4, 2023. Volume Five: CCS Technology Development and Demonstration Results (2015-2022). Edited by Karl F. Gerdes.
- CO₂ Capture Project CCP4, 2023. Volume Five: CCS Technology Development and Demonstration Results (2015-2022). Gatti M. et al, Preliminary performance and cost evaluation of four alternative technologies for post-combustion co₂ capture in natural gas-fired power plants, Chapter 7
- CO₂ Capture Project CCP4, 2023. Volume Five: CCS Technology Development and Demonstration Results (2015-2022). Godec M. et al, Potential for CO₂ storage cost reductions with greater commercial deployment, Chapter 27

Departamento administrativo de la presidencia. Ley 2099 de 2021. Disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones.

https://co2captureproject.org/xt457PuN/report/CCP4v5_full_version-v2.pdf

IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA. 2021. Tercer Informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), página 209

IEA. (2021). About CCUS. International Energy Agency.

IEAGHG, “Criteria for Depleted Reservoirs to be Developed for CO2 Storage”, 2022-01, January 2022

IEAGHG, 2017. Understanding the Cost of Retrofitting CO2 Capture in an Integrated Oil Refinery. 2017

International Energy Agency (2017). Energy Technology Perspectives 2017. OECD/EIA Paris.

IPCC, 2000. CO2 emissions from cement production. Good Pract. Guid. Uncertain. Manag. Natl. Greenh. Gas Invent. 175–182.

Llamas Moya. (2016). Captura y almacenamiento de CO2 (Vol. 20). Universidad de Huelva.

Mariño J y Moreno L., Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO2 (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare) Boletín de Geología, vol. 40, núm. 1, 2018 Universidad Industrial de Santander, Colombia [Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO2 \(CCS\) en Colombia – caso Tauramena \(Casanare\) \(redalyc.org\)](https://redalyc.org/)

Marulanda T y Villa LA, 2021, “Evaluación Técnico-Económica de la captura de gas de chimenea y de los subprocesos en la Refinería de Barrancabermeja, tesis de grado Universidad Industrial de Santander.

- Muñoz C. et al., 2011, Estado del arte de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ en la Industria del Cemento. España 2011
- Netherlands O&G Exploration Ministry of Economic Affairs and Production Association, Potential for CO₂ storage in depleted gas fields on the Dutch Continental Shelf Phase 1: Technical assessment. Disponible en Web: [CO₂ storage | NLOG](#)
- Netherlands O&G Exploration Ministry of Economic Affairs and Production Association Potential for CO₂ storage in depleted gas fields on the Netherlands Continental Shelf, Phase 2: Costs of transport and storage
- República de Colombia, Novena Sesión de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático, del 10 de diciembre de 2020, Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC)
- Romeo Giménez, L. M., Lara, Y., Lisbona Martín, M. P., Bolea, I., González, A., Lupiáñez, C., ... & Martínez, A. (2010). Captura y almacenamiento de CO₂ (Vol. 176). Prensas de la Universidad de Zaragoza.
- Society of Petroleum Engineers (SPE), 2017, Sistema de gestión de recursos de almacenamiento de CO₂, CO₂ Storage Resources Management System
- Wilberforce, T., Olabi, A. G., Sayed, E. T., Elsaid, K., & Abdelkareem, M. A. (2021). Progress in carbon capture technologies. Science of The Total Environment, 761, 143203. [Progress in carbon capture technologies - ScienceDirect](#)
- Yañez et al, (2020) Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry. [Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry - ScienceDirect](#)

Yáñez, E. et al, 2022 “Rapid screening and probabilistic estimation of the potential for CO₂-EOR and associated geological CO₂ storage in Colombian petroleum basins. [Rapid screening and probabilistic estimation of the potential for CO₂-EOR and associated geological CO₂ storage in Colombian petroleum basins | Petroleum Geoscience | GeoScienceWorld](#)

RESEÑA BIBLIOGRAFICA EN LINEA

Bump A. et al 2023, Composite confining systems: Rethinking geologic seals for permanent CO₂ sequestration, International Journal greenhouse gas control. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2023.103908>

DW Documental, nov 2010, Así combate Noruega el cambio Climático/, nov 2020. Disponible Web: https://www.youtube.com/dw_documental.

Environmental Protection Agency, Protección de las fuentes subterráneas de agua potable frente a la inyección subterránea (UIC), <https://espanol.epa.gov/espanol/proteccion-de-las-fuentes-subterraneas-de-agua-potable-frente-la-inyeccion-subterranea-uic>

Fedebiocombustibles, 2018. Estadísticas de producción y venta de alcohol carburante (Etanol). <https://fedebiocombustibles.com/statistics/>

GeocycleMX, Youtube, 2do Webinar DMMA Junio 2021: Captura, uso y almacenamiento de Carbono, Mota J. <https://www.youtube.com/watch?v=jMvH6f5DQEA>

Global CCS Institute, 2015, Fact Sheet SECURE GEOLOGIC STORAGE OF CO₂ <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/191013/fact-sheet-secure-geologic-storage-co2.pdf>

Global CCS Institute, 2022, Global Status Report 2022. [Global Status of CCS 2022 - Global CCS Institute](#)

Green Facts, 2021, How can CO₂ be transported once it is captured? (greenfacts.org)

[4. How can CO₂ be transported once it is captured? \(greenfacts.org\)](#)

International Association of Oil & Gas Producers IOGP, 2022, Energy Transition,
<https://www.iogp.org/workstreams/energy-transition/>

IPCC. (2005). Special Report on CCS. [srccs_technicalsummary-1.pdf \(ipcc.ch\)](#),
https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_chapter3-1.pdf,
[srccs_wholereport-1.pdf \(ipcc.ch\)](#)

MeteoRed Tiempo.com, Julio 2018, Almacenar CO₂ en el subsuelo es seguro. [Almacenar CO₂ en el subsuelo es seguro \(tiempo.com\)](#)

NACW 2020 Virtual Series: Carbon Capture and Storage: Promising Developments on the Horizon, <https://www.youtube.com/watch?v=KvefTKliesc&t=31s>

Noruega busca almacenar dióxido de carbono en el Mar del Norte, Disponible en Web: [Noruega busca almacenar dióxido de carbono en el Mar del Norte | Traveler](#)

NS Energy, 2020, Learning from Petra Nova: What are the lessons for carbon capture technology?
<https://www.nsenergybusiness.com/features/petra-nova-carbon-capture-project/>

Power O&M, 2017, <https://www.powermag.com/capturing-carbon-and-seizing-innovation-petra-nova-is-powers-plant-of-the-year/>

S&P Global Energy Costs and Supply Chain Indexes | S&P Global [Energy Costs and Supply Chain Indexes | S&P Global \(spglobal.com\)](#)

Tayari, F., Blumsack, S., Johns, R.T., Tham, S., Ghosh, S., A-, T., Index, C.P., Cpi, Y., 2018. Techno-economic assessment of reservoir heterogeneity and permeability variation on economic value of enhanced oil recovery by gas and foam flooding. J. Pet. Sci. Eng. 166, 913–923. [Techno-economic assessment of reservoir heterogeneity and permeability](#)

[variation on economic value of enhanced oil recovery by gas and foam flooding - ScienceDirect](#)

The In Salah CO₂ Storage Project: Lessons Learned and Knowledge Transfer, diciembre 2013, disponible en [The In Salah CO₂ Storage Project: Lessons Learned and Knowledge Transfer - ScienceDirect](#)

University of Pretoria etd - Venter, Supercritical Fluid Chromatography: Theoretical considerations, Chapter 5, [Microsoft Word - 05chapter5.doc \(up.ac.za\)](#)

XM, 2017. Capacidad efectiva neta del SIN. [Plantas \(xm.com.co\)](#)

Zero Emission Platform, 2009, The Costs of CO₂ Transport, [zep-co2-transport-report.pdf \(upm.es\)](#)

@JasonEleson (Julio 2023) The basic risk elements for CO₂ Injection. LinkedIn