

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**SECUESTRO DE CO₂ EN FORMACIONES PETROLERAS: UNA
ALTERNATIVA PARA COMBATIR EL CAMBIO CLIMÁTICO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: ENSAYO**

STEFANY PAOLA JIJÓN RUALES
stefany.jijon@epn.edu.ec

DIRECTOR: José Luis Rivera Parra, Ph.D.
jose.riverap@epn.edu.ec

Quito, marzo 2022

DECLARACIÓN

Yo, Stefany Paola Jijón Ruales, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

STEFANY PAOLA JIJÓN RUALES

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por la señorita Stefany Paola Jijón Ruales bajo mi supervisión.

Ph.D José Luis Rivera Parra

DIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, agradezco a Dios por permitirme despertar cada día con salud, fuerzas y firmeza; para que, todos los objetivos que me ha planteado se cumplan a pesar de los obstáculos.

A mis padres Silvia Ruales y Carlos Jijón quienes han sido mi guía y motivación en todos los momentos de mi vida, ya que sin ellos no hubiese logrado cumplir todas las metas que me he planteado y desafíos que la vida me ha puesto.

A mi hermana Luz María Jijón quien es mi angelito y pesar de haber partido de este mundo hace algunos años siempre me guía y me da las fuerzas para seguir adelante.

A mi hermano Carlos Jijón que ha sido mi compañía durante toda la vida y es mi motivación para cada día ser una mejor persona y una buena profesional.

A mi hermano Evans Jijón que apenas tiene unos meses de vida, pero hace que cada día me esfuerce para ser un ejemplo para él y darle la mejor guía.

A mi tía Mariana Ruales quien ha sido como una segunda madre, me apoyado en todos los momentos de mi vida.

A Daniel Gaona quien se ha ganado mi corazón y se ha convertido en parte fundamental de mi vida al brindarme su apoyo en las buenas y en las malas durante estos años juntos.

A la querida Escuela Politécnica Nacional, a todos sus docentes, y en especial a los docentes del Departamento de Petróleos, por impartir sus conocimientos, y experiencias a lo largo de toda la carrera.

A mi director, el Dr. José Luis Rivera por guiarme y brindarme su apoyo en la realización de este ensayo.

A la Ing. Joana Martínez, por ser un apoyo fundamental en el desarrollo de este trabajo.

A mis amigos y compañeros quienes me han ayudado y estado en presentes durante mi vida académica.

A cada una de las personas que han sido parte de mi vida, me han ayudado a crecer como persona y aprender de mis errores.

Stefany Jijón

DEDICATORIA

Este trabajo de investigación se lo dedico de una manera muy especial a mis padres por ser el ejemplo y enseñarme a ser una mujer de bien, con buenos valores y sobre todo honesta y perseverante.

Además, a mis hermanos Carlitos, Luz María y Evans quienes son mi motivo inspiración y constante aprendizaje para continuar en este largo camino llamado vida.

A mi tía Mariana que, a pesar de la distancia, he recibido su apoyo y cariño durante toda mi vida.

A mis abuelos, tíos, primos y amigos quienes han sido parte importante de mi vida.

Stefany Jijón

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	I
INDICE DE TABLAS	I
INDICE DE FIGURAS	I
RESUMEN	II
ABSTRACT	1
CAPITULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO II	4
TECNOLOGÍAS USADAS A NIVEL MUNDIAL Y CONDICIONES PARA SU APLICACIÓN	4
2.1. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂)	4
2.1.1. PRECOMBUSTIÓN	4
2.1.1.1. Reformado con vapor de gas natural e hidrocarburos ligeros (SMR).....	5
2.1.1.2. Oxidación parcial de gas e hidrocarburos ligeros (POX).....	6
2.1.1.3. Reformado autotérmico e hidrocarburos (ATR)	6
2.1.1.4. Gasificación de carbón, residuos de petróleo, biomasa y otros residuos	6
2.1.1.5. Ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC) para la generación de energía.....	7
2.1.1.6. Separación de CO ₂ por procesos químicos con absorbentes	7
2.1.1.7. Separación de CO ₂ por procesos físicos con absorbentes	8
2.1.1.8. Adsorción a cambio de presión (PSA)	8
2.1.1.9. Tecnologías Emergentes.....	8
2.1.2. POSTCOMBUSTION	9
2.1.2.1. Absorción	10

Absorción Química	11
Absorción Física	12
2.1.2.2. Adsorción	13
2.1.2.3. Separación Criogénica	13
2.1.2.4. Membranas	14
2.1.2.5. Combustión Química de Bucles.....	14
2.1.2.6. MOF	15
2.1.2.7. Biológicos.....	15
2.2. TECNOLOGÍAS DE SECUESTRO O ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂).....	16
2.2.1. FORMACIONES GEOLÓGICAS.....	16
2.2.1.1. Propiedades relevantes para el almacenamiento	17
Dióxido de Carbono	17
Almacenamiento.....	20
2.2.1.2. Mecanismos de atrapamiento geológico.....	20
Atrapamiento Estructural o Estratigráfico.....	20
Atrapamiento hidrodinámico	21
Atrapamiento Residual	21
Atrapamiento por Solubilidad.....	21
Atrapamiento Mineral.....	22
Atrapamiento por Adsorción	22
2.2.1.3. Medio geológicos adecuados para almacenar CO ₂	22
Yacimientos de Petróleo y Gas.....	22
Formaciones Salinas	23
Capas de Carbón Profundas	24
2.2.2. OCÉANO PROFUNDO	25
2.2.3. MINERALES	25

2.3. TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂).....	26
2.3.1. CONTINUO O GASODUCTOS.....	27
2.3.2. DISCONTINUO O POR BARCOS.....	27
CAPITULO III	28
ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE APLICACIÓN EN LOS RESERVORIOS DEL ECUADOR .	28
3.1 PROPIEDADES DEL CO ₂ PARA LA SELECCIÓN DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DEL CO ₂	28
3.2 SELECCIÓN DE YACIMIENTOS PARA UN POSIBLE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂	29
3.2 PROPIEDADES DE LOS RESERVORIOS DEL ECUADOR.....	30
3.3 VIABILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DE LOS MÉTODO EN UN CAMPO	31
3.3.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA	31
Ubicación.....	31
Estructura	31
Estratigrafía	31
Litología.....	31
3.3.2. ANÁLISIS DE VIABILIDAD	32
CAPITULO IV.....	34
PERSPECTIVAS DEL SECUESTRO DE CO ₂ COMO HERRAMIENTA PARA LA MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO.....	34
CAPITULO V.....	37
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	37
5.1. CONCLUSIONES	37
5.2. RECOMENDACIONES	37
BIBLIOGRAFÍA	39

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades del CO ₂	28
Tabla 2. Propiedades físicas del CO ₂ en función de la profundidad	28
Tabla 3. Criterios generales para selección de posibles yacimientos almacén.....	29
Tabla 4. Parámetros de la posible roca almacén.	30
Tabla 5. Propiedades de dos campos del Ecuador.	30
Tabla 6. Comparación de los criterios generales de selección con el campo Limoncocha. ...	32

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de bloque de la etapa de Precombustión.....	4
Figura 2. Diagrama de bloque de la etapa de Postcombustión.	10
Figura 3. Diagrama de fases del CO ₂	17
Figura 4. Densidad del dióxido de carbono en función de la Temperatura y la Presión.....	18
Figura 5 Viscosidad del dióxido de carbono en función de la Temperatura y la Presión	19
Figura 6. Variación de la densidad y del volumen de CO ₂ con respecto a la profundidad	19

RESUMEN

El cambio climático es un tema que está más presente en los últimos años debido a la importancia para la humanidad y el planeta. El dióxido de carbono (CO_2) se caracteriza por ser un gas de efecto invernadero que aporta en grandes cantidades al calentamiento global. La alternativa de capturar y almacenar el CO_2 se muestra como una posible solución para disminuir la concentración de CO_2 en la atmósfera. La captura y almacenamiento de CO_2 (CAC) consiste en separar el CO_2 producido por varias industrias, captura, transporte y almacenamiento del gas. En este documento se analizan las tecnologías de captura en la fase de precombustión y postcombustión. También, se presentan las tecnologías de secuestro o almacenamiento en formaciones geológicas, el océano y por medio de la adherencia a los minerales. Así mismo, las tecnologías de transporte por gasoductos o barcos. Finalmente se describen las características fundamentales a considerar al momento de implementar esta solución y la viabilidad de aplicarlas en un país petrolero como Ecuador.

Palabras Clave:

Captura, dióxido de carbono, mitigación, postcombustión, precombustión, secuestro.

ABSTRACT

Climate change is an issue that is more present in recent years due to the importance for humanity and the planet. Carbon dioxide (CO₂) is characterized as a greenhouse gas that contributes in large quantities to global warming. The alternative of capturing and storing CO₂ is shown as a possible solution to decrease the concentration of CO₂ in the atmosphere. This process consists of the separation of CO₂ emitted by various industries, gas capture, transport and storage. This paper analyzes the technologies for CO₂ capture in the pre-combustion and post-combustion phases. Moreover, it presents the technologies of sequestration or storage in geological formations, the ocean and by means of adhesion to minerals. Likewise it analyzes the technologies of transport by gas pipelines or ships. Finally, the fundamental characteristics to consider when implementing this solution in an oil country like Ecuador are described.

Keywords:

Capture, carbon dioxide, mitigation, post-combustion, precombustión, sequestration.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

El cambio climático es uno de los problemas más grandes que inquietan a la población mundial, pues las señales de alarma se intensifican continuamente y afecta al medio ambiente, la salud y la economía mundial (Santibañez, 2021). Este problema surge con el aumento de las concentraciones de CO₂ hacia la atmósfera y resolverlo existen ciertas acciones mitigantes: optimar la generación de energía, utilizar energías alternativas con un pequeño nivel de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y su secuestro.

Es necesario definir conceptos como: efecto invernadero y cambio climático. El efecto invernadero ha existido desde hace unos 4000 millones de años y se conoce como un mecanismo que retiene calor en la atmósfera terrestre. La atmósfera se presenta como una delgada capa de gases alrededor del planeta y fundamental para la evolución de la vida. Además, está compuesta por gases, distribuidos de la siguiente manera: 79% en nitrógeno (N), con un 20% el oxígeno (O₂) y finalmente con el 1% el restante de gases entre los cuales destacan con el 0.9% el argón (Ar) y con un 0.03% el dióxido de carbono (CO₂) (Caballero et al., 2007). Este último gas en comparación con los anteriores representa un reducido porcentaje, pero es clave para el proceso de calentamiento global.

Para mantener la temperatura promedio mundial de 15°C es necesaria la presencia del fenómeno de efecto invernadero, el CO₂ con el 0.03% presente en la atmósfera terrestre permite mantener una temperatura confortable, caso contrario sin este fenómeno el planeta permanecería constantemente congelado, con una temperatura media global de -15°C. La composición de la atmósfera juega un rol esencial en el clima, ya que a mayor presencia de CO₂ en el ambiente, mayor será la temperatura global del planeta y viceversa.

Actualmente, la temperatura y el volumen de CO₂ en la atmósfera están llegando a los límites máximos registrados en los últimos 400 mil años. El CO₂ se encuentra en un nivel de 0.038% y es gran importancia encargarse de regular las emisiones desmedidas del CO₂, ya que a medida que aumenta las condiciones climáticas cambian drásticamente.

El cambio climático se lo conoce como la variación del clima, el cual se origina por alteraciones climáticas naturales o antrópicas. Las variaciones naturales pueden ser originadas por cambios de energía, erupciones volcánicas, entre otras, mientras que las antrópicas (influencia del ser humano) en su mayoría son provocadas por las emisiones de CO₂ y la deforestación.

La influencia del ser humano por medio del desarrollo de sus actividades productivas y el consumo de energía ha desencadenado que la concentración de CO₂ aumente drásticamente llegando a representar dos terceras partes de las emisiones globales. La demanda actual de energía basada en los combustibles fósiles como: el carbón, el petróleo y el gas se estima en un 80% del total. Con las tendencias actuales del uso de combustibles fósiles, se espera que para el año 2050 la demanda sea el doble y las emisiones de los gases de efecto invernadero excederán en gran medida el volumen de carbono ocasionando consecuencias climáticas desastrosas (Foster & Elzinga, 2022).

Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), en su informe publicado en noviembre del año 2014 se infiere que "la influencia humana en el sistema climático es clara y va en aumento, y sus impactos se observan en todos los continentes. Si no se le pone freno, el cambio climático hará que aumente la probabilidad de impactos graves, generalizados e irreversibles en las personas y los ecosistemas" (MTERD, 2021).

El modelo organizacional del sector petrolero está dividido en dos áreas: *upstream* y *downstream*. La primera hace referencia a la exploración y producción mientras que la segunda está relacionada con la refinación, comercialización y repartición de los derivados de petróleo.

En el *upstream*, "la exploración sísmica, es el proceso por el cual ondas de energía traspasan capas de roca para obtener una imagen representativa de las capas subterráneas" (Parada, 2017, p.55); la etapa de exploración perforatoria busca aproximarse al yacimiento donde posiblemente se tiene la presencia de hidrocarburos. Al confirmarse la presencia de hidrocarburos se da paso a la producción, misma que consiste en la extracción del hidrocarburo desde el yacimiento hasta la superficie (ANH, 2021).

En la fase de *downstream* se encuentra la refinación para la transformación del petróleo, la etapa de transporte en donde se traslada los productos desde el yacimiento específicamente en la boca del pozo hacia las facilidades de superficie donde serán almacenados y procesados (Parada, 2017). Por último, se tiene la etapa de comercialización, en el cual llega los productos llegan a disposición del consumidor.

Los procesos descritos anteriormente, producen petróleo conjuntamente con gas. Este gas es eliminado de las instalaciones por medio de la quema o venteo hacia la atmosfera. La quema del gas asociado se efectúa en los denominados quemadores (*flare stacks*) y genera CO₂ en grandes cantidades. El venteo consiste en la liberación intencional del gas asociado produciendo elevadas cantidades de metano al alcanzar la atmosfera sin haberse quemado. Según Parada (2017) la quema y el venteo de gas se ocasiona por la falta de equipamiento de gasoductos, tener pozos a distancias lejanas, o por contener sustancias como CO₂ y H₂S y por hacer uso no adecuado del gas con la finalidad optimizar la producción de petróleo. El resultado de este proceso es la contaminación del medio ambiente, sustentado en los 350 millones de toneladas de CO₂ que se generan aproximadamente al año (Parada, 2017) .

El mundo tiene la obligación de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y se espera que los países desarrollados y en vías de desarrollo se responsabilicen con el cuidado del medio ambiente. Se han generado investigaciones costosas con la finalidad de implementar tecnologías que contribuyan con la disminución de las emisiones de dióxido de carbono en técnicas de producción de energía, por medio, de métodos de separación, captura y secuestro del dióxido de carbono.

El proceso de captura y almacenamiento de dióxido de carbono conocido por sus siglas CAC, es una tecnología que puede implementarse para reducir las emisiones de dióxido de carbono generado por las labores del ser humano. "Esta técnica podría aplicarse para aquellas emisiones que provengan de grandes centrales eléctricas o plantas industriales" (Fundación Carlos Slim, 2016). El proceso se basa en las siguientes etapas: la etapa inicial consiste en la captura del dióxido de carbono en el origen, para separarlo de los otros gases generados en la misma industria petrolera. Luego, se debe transportar el gas capturado generalmente en forma comprimida hasta un lugar apropiado para su almacenamiento. Finalmente, se almacena este

gas fuera de la atmósfera durante un largo período de tiempo en lugares como: en las profundidades del océano, estructuras geológicas a profundidad o en algunos compuestos minerales (Green Facts , 2005).

El rol del CO₂ en la industria petrolera puede ser beneficioso. La inyección de este gas posibilita el incremento del rendimiento de los campos petroleros después del proceso de recuperación primaria e inundación con agua (Ansarizadeh et al., 2015) como un método de recuperación mejorada (EOR).

Implementando la captura y almacenamiento del CO₂ se espera que para el año 2050 las emisiones de carbono disminuyan aproximadamente un 16% anual. Esta aseveración se sustenta en el Quinto Informe de Síntesis de Evaluación presentado por el IPCC, “que estima que la limitación de las emisiones del sector energético sin secuestro del dióxido de carbono aumentaría el coste de la mitigación del cambio climático en un 138%” (Foster & Elzinga, 2022).

En América Latina, “México y Brasil son los únicos países que se encuentran en el ranking de los 15 países que más emiten CO₂ en el mundo” (BBC News Mundo, 2019). Ecuador, un país que produce combustibles fósiles se ubica como la sexta economía que produce mayores cantidades de CO₂ dentro de Sudamérica y la novena en América Latina, a pesar de ser un país en vías de desarrollo y con menor población en comparación a países vecinos como Colombia y Perú. En el año 2019 el país obtuvo una disminución de 1.133 kilotoneladas, es decir, el 2.71 % de emisiones de CO₂ respecto del año 2018. Asimismo, las emisiones per cápita de CO₂ han disminuido dando como resultado 2.38 toneladas por habitante en el año 2019. A estas estadísticas contribuye la implementación de quema y venteo de gas asociado, ya que se han detectado 305 plataformas con mecheros dando un total de 447 mecheros en el año 2020. Del total de mecheros 351 se encuentran en funcionamiento con llamas, 96 estaban fuera de servicio sin llamas, pero de estos 35 emitían gas cuando se recaba la información (Almeida et al., 2020).

El objetivo de este trabajo, plasmando en un ensayo, es dar a conocer y comprender las posibles tecnologías desarrolladas y en vías de desarrollo para el almacenamiento CO₂, aplicadas a nivel mundial como una forma de apoyar a la disminución de los GEI y mitigar el cambio climático.

Ecuador es un país petrolero y es importante conocer cómo ayudar con la disminución de las emisiones carbono y para ello se propone realizar un análisis de viabilidad de implementar tecnologías o técnicas que permitan esta reducción. Por ello es importante estudiar a profundidad las técnicas de captura y almacenaje de CO₂, ya que ser viable la aplicación de estas técnicas en Ecuador será indispensable analizar los costos y la viabilidad de aplicación ya que al no existir antecedentes sobre estas técnicas en nuestro país Ecuador se buscará recopilar la mayor cantidad de información de los lugares donde ya hayan aplicado, como en la Unión Europa y EE.UU.

CAPITULO II

TECNOLOGÍAS USADAS A NIVEL MUNDIAL Y CONDICIONES PARA SU APLICACIÓN

2.1. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

La tecnología de captura de dióxido de carbono consiste en la separación del compuesto desde los procesos energéticos e industriales, para luego ser trasladado a un emplazamiento donde será almacenado, y aislado (Ecologistas en Acción, 2005). Este método se aplica varias plantas de tratamiento de combustible y otras industrias.

Para que la captura del gas sea fácil y menos costosa se debe realizar a grandes volúmenes. El CO₂ proviene de tres sectores: industria, transporte y generación eléctrica. El menos viable para su captura es el transporte debido a que sus emisiones son muy dispersas. Existen tres etapas en las cuales se puede capturar el CO₂: precombustión, oxcombustión y postcombustión. El empleo de estos métodos dependerá de varios criterios, entre los de mayor relevancia están: la clase de combustible empleado, la concentración de dióxido de carbono, la presión y temperatura del gas, y los volúmenes con los que se va a trabajar (Morales & Torres, 2008).

2.1.1. PRECOMBUSTIÓN

La etapa de precombustión se sustenta en la transformación del contenido de carbono del combustible primario para dar origen al sintetigas o también denominado gas de síntesis (gas producido a partir de materiales ricos en carbono) a elevadas presiones. El sintetigas es tratado de forma que la correlación de hidrógeno y dióxido de carbono se incremente con relación al vapor de agua y al monóxido de carbono. “El CO₂ formado se captura mientras que el hidrógeno se puede quemar para producir energía (electricidad y/o calor) sin emisión de CO₂. El H₂ es purificado por medio de absorción química o física del CO₂” (Saldívar et al., 2017, pág. 24). El diagrama del proceso de precombustión, se muestra en la figura 1.

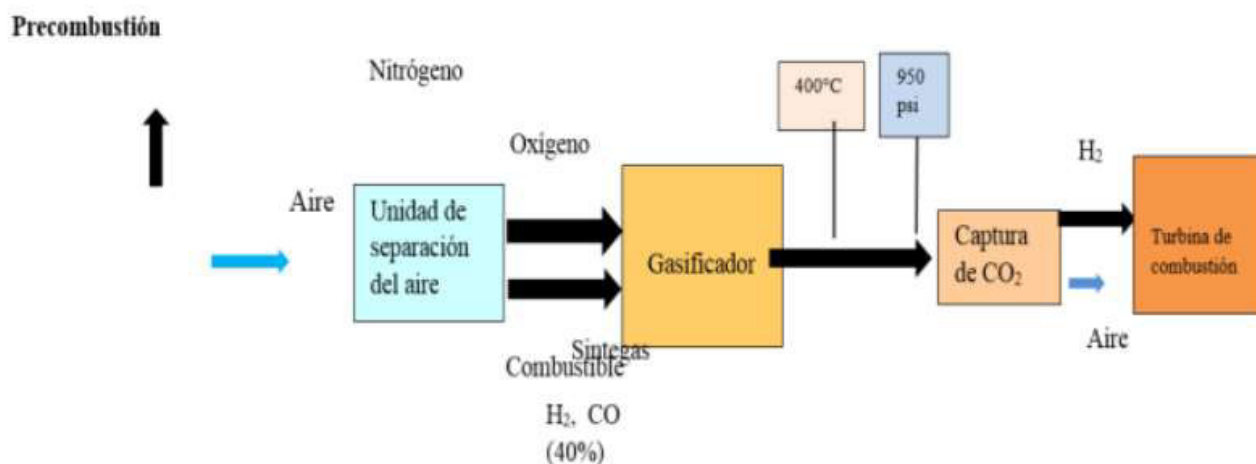


Figura 1. Diagrama de bloque de la etapa de Precombustión.

Fuente: Saldívar et al., 2017

La precombustión es un método aplicable a las centrales térmicas de carbón, presenta una alta eficiencia, permite la comercialización a gran escala de H_2 y también de cuenta con varias tecnologías aptas para disgregar al CO_2 (Saldívar et al., 2017). Además, se puede elaborar el gas de síntesis concentrado en dióxido de carbono a elevadas presiones. Sin embargo, por otro lado, requiere de una alta inversión de capital, los costos de los equipos son elevados y no se tiene la suficiente preparación para el manejo de grandes cantidades para las centrales térmicas de hidrógeno. Las corrientes de gas en precombustión contienen entre el 15 al 40 % de CO_2 a presiones elevadas (200–600 psi) (Moreno, 2019).

El método de captura de dióxido de carbono será similar para el carbón, gas natural y petróleo, sin embargo, hay que tener en cuenta que para el petróleo y el carbón es indispensable contar con etapas previas de depuración para el gas de síntesis formado ya que existe presencia de cenizas, sulfuros e impurezas en pequeñas cantidades.

En la etapa de precombustión presenta las siguientes tecnologías:

2.1.1.1. Reformado con vapor de gas natural e hidrocarburos ligeros (SMR)

El reformado de metano con vapor de agua es conocido como SMR por sus siglas en inglés (*Steam Methane Reforming*). Además, se aplica a hidrocarburos ligeros (Vega, 2011). Esta técnica está siendo implementada por países que disponen de gas natural como un medio de producción de hidrógeno.

Las condiciones para el desarrollo del SMR según Cámara et al. (2016) son:

- Para el iniciar el proceso de reformado se debe cumplir antes con la etapa de eliminación de azufre del combustible de alimentación, ya que al entrar en contacto con el catalizador con presencia de níquel afecta la respuesta del gas y agua con la que se va a trabajar.
- La reacción del SMR se realiza con respecto al catalizador a elevadas temperaturas (1472-1652 °F).
- El calor para que se genere la reacción se obtiene de una parte de la combustión del combustible.
- La corriente de gas reformada se refrigera en una caldera de calor residual donde se genera el vapor necesario para las reacciones SMR y gas-agua para transformar el monóxido de carbono del sintetigas en dióxido de carbono.
- La corriente de gas se transfiere a una cámara de reacción (shift), en la que el CO pasa a ser CO_2 . Existen dos tipos de reactores según su estructura: una capa o dos capas. Los reactores de dos capas consiguen una disminución de 0.2% a la concentración de CO. Los reactores shift funciona a elevadas temperaturas (752 hasta 1022 °F), con el uso de catalizadores de hierro-cromo se obtiene en la salida de corriente entre un 2-3 % de CO.
- Finalmente, se realiza la separación de CO_2/H_2 con la implementación de varias tecnologías, entre las cuales destacan la absorción fisicoquímica, absorción química, adsorción, membranas y criogenia que serán detalladas posteriormente.

Esta tecnología no requiere del uso de oxígeno y de temperaturas bajas para el proceso, además existe una mejor relación de H_2/CO para las aplicaciones de la producción de H_2 . Sin embargo, hay que tomar en cuenta que las emisiones de aire son bastante altas.

2.1.1.2. Oxidación parcial de gas e hidrocarburos ligeros (POX)

La oxidación parcial o también conocida como POX por sus siglas en inglés (*Partial Oxidation*) se fundamenta en una oxidación incompleta de un hidrocarburo. Para la producción de sintetigas el hidrocarburo reacciona con el oxígeno en estado puro elevadas presiones. Este proceso exotérmico originado a elevadas temperaturas (2282 °F hasta 2552 °F) y no necesita de ninguna fuente externa que le aporte calor (Cámara et al., 2016). Al tener elevadas cantidades de CO en el gas de síntesis se tiene el peligro de deposición de pequeños residuos de carbón, en especial si produce a altas presiones lo cual favorece a la formación de reformadores más compactos (Sanz, 2010).

Los pasos siguientes de este proceso son similares a los de reformado, es decir, el sintetigas se enfría, el monóxido de carbono se convierte en dióxido de carbono y posterior separación. La eficacia de este método en grandes producciones industriales es de alrededor del 70% (Sanz, 2010).

2.1.1.3. Reformado autotérmico e hidrocarburos (ATR)

El reformado autotérmico denominado ATR por sus siglas en inglés (*Auto-Thermal Reforming*) es un método que compagina el SRM y el POX. Es un proceso empleado en instalaciones industriales de gran capacidad. Es un proceso para producir sintetigas, mediante la oxidación parcial de los hidrocarburos, introducidos con oxígeno y vapor, y posterior reformado catalítico resultando un balance neutro nulo de energía (Sanz, 2010). Requiere que el combustible primario esté sin azufre. En grandes producciones industriales la eficacia del proceso es de aproximadamente 70% (Fundación para Estudios sobre la Energía, 2008).

Este método cuenta con varias ventajas entre las cuales destaca que la relación de H₂/CO es muy favorable y requiere de procesos con bajas temperaturas a comparación del POX. Por otro lado, una desventaja es que se requiere de oxígeno y no se tiene una vasta experiencia (Vega, 2011).

2.1.1.4. Gasificación de carbón, residuos de petróleo, biomasa y otros residuos

La gasificación es la transformación de los combustibles (carbón, biomasa o residuos en un sintetigas), mediante la oxidación parcial con H₂O, O₂ o aire generando algunos compuestos como el CO, CO₂, H₂ y CH₄ (Vega, 2011).

Los gasificadores que se puede implementar son de lecho fijo, fluido o arrastrado; cada uno presenta determinadas características, por ejemplo: el comburente básico puede ser el oxígeno o aire en un rango de temperatura de 1292 °F a 3272 °F, las presiones oscilan entre 14.5 psi y 1015.26 psi, el combustible de alimentación se puede encontrar en estado húmedo o seco, con el uso de agua, intercambiadores radiantes y convectivos para el enfriamiento del gas de síntesis (Cámara et al., 2016). Dependiendo del combustible primario utilizado la corriente del gasificador puede contener CO, CO₂, H₂O, y H₂ e impurezas que deben ser tratadas como más convenga (Vega, 2011).

Para capturar dióxido de carbono con gasificadores es recomendable el empleo de oxígeno como oxidante ya que trabaja a elevadas presiones. Para la captura del CO₂ se requiere de una alta presión parcial del gas, además realizar la aprehensión del gas en la etapa de precombustión comprende un consumo menor de energía que en la postcombustión (Cámara et al., 2016) (Perales, 2017).

El proceso de aprehensión del CO₂ aplicando la gasificación se ha implementado en varias centrales de fabricación de amoníaco (construidas en China), centrales que elaboran productos químicos y combustibles (en Sudáfrica). Un ejemplo destacable es la planta que gasifica carbón y separa el dióxido de carbono ubicada en Dakota del Norte, esta planta transporta el CO₂ por un gasoducto hasta el sur de Canadá con una distancia de más de 500 km para ser implementado en la recuperación de petróleo en Weyburn (Cámara et al., 2016).

2.1.1.5. Ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC) para la generación de energía

El sistema de gasificación es un caso especial del anterior (Cámara et al., 2016). El proceso de IGCC se presenta como una opción para utilizar el carbón de manera limpia y eficiente al momento de producir energía, ofreciendo menores emisiones de NO_x y SO₂. En una planta convencional IGCC, las máquinas de tratamiento y manejo de sólidos entregan carbón al gasificador, además de oxidantes que provienen de las plantas de tratamiento de aire. Este hidrocarburo se gasifica por medio de la oxidación parcial en la que interviene el carbón, O₂ y H₂O. El resultado de este proceso es la salida del gas del gasificador en un rango de temperatura de 932°F a 2552 °F y es tratado con la finalidad de retirar algunas partículas y sulfuro de hidrógeno (Perales, 2017).

El IGCC se utiliza como una tecnología emergente por las siguientes razones:

- La conversión de energía es altamente eficiente. La eficiencia de conversión incrementa si se realiza a elevadas temperaturas ya que todo tipo de limpieza y producción de gas se efectúa en caliente.
- Las emisiones de compuestos de azufre y nitrógeno son bajas.
- Produce una corriente gaseosa con dióxido de carbono concentrado, así como elevados rangos de CO, que son convertidos en CO₂. Capturar el CO₂ previo a la etapa de combustión demanda tratar pequeños volúmenes de gas y puede llevarse a cabo conjuntamente con la eliminación del H₂S (Cámara et al., 2016).

Las plantas de IGCC presentan ventajas sobre otros métodos. Entre las cuales destaca: las plantas hacen uso del 30% menos de agua para refrigeración y el tamaño de las plantas es más pequeño en comparación a una planta de carbón.

La principal desventaja de este método es que debe trabajar a diversas temperaturas ya que el sintetigas se produce a temperaturas de hasta 2552 °F mientras que los otros sistemas de limpieza del gas funcionan aproximadamente a 1112 °F de temperatura (Moreno, 2019).

2.1.1.6. Separación de CO₂ por procesos químicos con absorbentes

El proceso de separación por adsorción química se basa en el uso de la solución monodietanolmelamina (MDEA) (Morales & Torres, 2008). Este proceso es el más utilizado a nivel industrial para separar el CO₂ (Vega, 2011). Para la eliminación del CO₂ del sintetigas se emplean absorbentes químicos por debajo de los 217.56 psi de presión parcial. Este gas es

eliminado tras haber pasado por reactor shift que transforma el CO en CO₂ a través de una reacción química, misma que se puede alterar por el calentamiento y la reducción de presión (Cámara et al., 2016).

2.1.1.7. Separación de CO₂ por procesos físicos con absorbentes

La separación de CO₂ por absorción física se realiza con el uso de Selexol o Rectisol y en el caso de querer capturar el dióxido de carbono (CO₂) y el ácido sulfhídrico (H₂S) se tiene el compuesto denominado Sulphinol (Cámara et al., 2016).

Este proceso es aplicable a corrientes de gas con altas presiones parciales y totales de dióxido de carbono; y se adapta a productos de gasificación. Según Cámara (2016) “La regeneración del disolvente se produce por liberación de presión en una o más etapas. Si se necesita más regeneración se puede purgar el disolvente por calentamiento” (pág.36). Al necesitar sólo bombeo líquido para el proceso el consumo de energía es moderado.

2.1.1.8. Adsorción a cambio de presión (PSA)

La adsorción a cambio de presión o también llamado *Pressure Swing Adsorption* (PSA) en inglés se utiliza en aplicaciones puras de hidrógeno (Vega, 2011). Además, se requiere de un componente complementario previo al proceso de purificación de H₂ ya que la PSA no distingue el CO₂ del resto de gases depurados (Cámara et al., 2016).

La adsorción a cambio de presión se constituye en dos pasos: adsorción y regeneración del absorbente. El primero necesita de bajas temperaturas y elevadas presiones para extraer por separado las sustancias absorbibles de la corriente de gas. El segundo se realiza con la limpieza a través de un gas poco absorbible y la disminución de presión (Cámara et al., 2016).

2.1.1.9. Tecnologías Emergentes

- **Reacción de adsorción mejorada (SER).** – Está tecnología separa el CO₂ de la reacción a altas temperaturas, por medio de un lecho empaquetado que integra un catalizador y absorbente.
- **Reactores de membrana para la producción de hidrógeno con captura de CO₂.** – Esta tecnología combina técnicas de reacción gas-agua y la fragmentación a elevadas presiones y temperaturas mediante uso de algunas membranas inorgánicas. “La combinación de la separación y de la reacción en reformado de vapor en membrana y/o conversión shift en membrana ofrece alto grado de conversión por el desplazamiento” (Cámara et al., 2016, pág. 38) como resultado de la fragmentación del hidrógeno. Con la aplicación de esta tecnología se reducirán las temperaturas de reformado en un rango de 932°F y 1112°F, provocando el proceso shift dentro de las temperaturas antes mencionadas (Vega, 2011).
- **Reformado en microcanales.** – Está tecnología puede ser aplicada en los métodos de POX de baja temperatura o SMR. Actualmente, se aplica esta tecnología para la producción de H₂ a pequeñas escalas. El reactor de reformado de vapor de hidrocarburos ligeros o gas natural (SMR) se fundamenta en conductos revestidos por un catalizador y de estructura alternativa aleteados. Para elaborar la reacción de reformado es necesaria la alimentación del compuesto vapor-hidrocarburo, que requiere del calor resultado de la combustión catalítica entre el gas combustible y aire (Cámara et al., 2016).

- **Conversión de metano a hidrógeno y carbono.** – La conversión se produce por el proceso de pirolisis o una reacción de cracking térmico. Este proceso genera carbono e hidrógeno a partir del metano. El beneficio de este método es la producción directa de gas limpio sin presencia de dióxido de carbono, que podría ser utilizado como combustible de forma directa. Sin embargo, su desventaja radica en la falta de energía que se provee a la reacción, ya que el cracking es conocido como un proceso endotérmico. Al convertir el metano, se obtendrá un 60% de H₂ por medio de su poder calorífico y un 49% de carbono (Cámara et al., 2016).
- **Tecnologías basadas en óxidos de calcio.** – Esta tecnología se origina por medio de la reacción de carbonatación de la cal. Este proceso ocurre a presiones y temperaturas altas. Además, de integrar tres procesos como: la eliminación in-situ del CO₂ con CaO, la reacción de conversión shift y la gasificación del combustible. “El proceso de regeneración del sorbente por medio de la calcinación de la caliza produce CO₂ de alta pureza” (Cámara et al., 2016, pág. 38).
- **Gasificación o reformado por “chemical looping”.** – Este método al igual que los anteriores busca la producción de gas de síntesis. Para este proceso se necesita que el volumen de oxígeno este por debajo del volumen estequiométrico y dar paso a la reacción del combustible hacia el monóxido de carbono (CO) e hidrogeno (H₂). Prontamente, el CO se convierte en CO₂ por medio de un proceso semejante al *shifting*.

2.1.2. POSTCOMBUSTIÓN

La iniciativa primordial de esta técnica es disociar al CO₂ después de la combustión de un combustible (Cámara et al., 2016). En la actualidad, la infraestructura energética del mundo se fundamenta en su mayoría en procesos de combustión con aire, es decir, se enfoca en las centrales térmicas, cerámicas, cementeras, refinerías, entre otras. En consecuencia, esta alternativa es de gran importancia ya que permite complementar las instalaciones previas que se consideran grandes emisores de CO₂ (*retrofitting*) (Cámara et al., 2016).

Después del proceso de combustión, el CO₂ se encuentra suficientemente diluido debido a la obtención de nitrógeno (N₂) y oxígeno (O₂) como gases de salida (Cámara et al., 2016).

El CO₂ debe separarse de los gases de salida previo a su emisión a la atmósfera. Luego, el nitrógeno y oxígeno se trasladan por el equipo de división de CO₂, previo a la ubicación de la chimenea, que se fundamenta en una etapa de desorción y absorción (Cámara et al., 2016). El detalle del proceso se indica en la figura 2.

Postcombustión

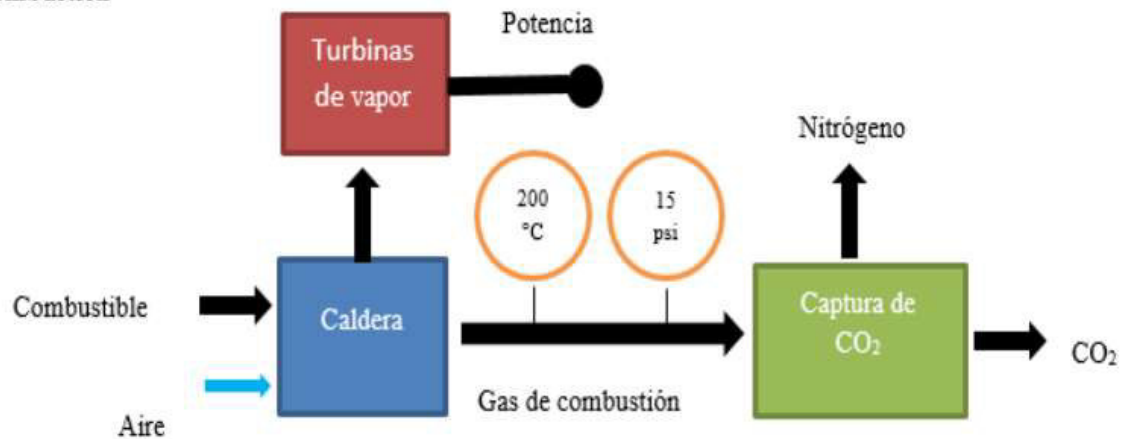


Figura 2. Diagrama de bloque de la etapa de Postcombustión.
Fuente: Saldívar et al., 2017

La absorción de CO_2 se fundamenta en la detención selectiva del gas, que está comprendido en la “mezcla de gases que entran en contacto con un líquido absorbente o un sorbente sólido debido a las interacciones físicas o químicas de su molécula con un solvente o sorbente” (Cámara et al., 2016, pág. 49). Cuando el CO_2 es capturado por el solvente o sorbente, los humos del resto son enviados a la atmósfera. Posterior a ello, se realiza la separación del CO_2 del solvente o sorbente en estado sólido (gas con una pureza > 90% comprimido y deshidratado) (Cámara et al., 2016).

El dióxido de carbono es capturado a bajas concentraciones entre 3 al 20% y presión 14.7 psi de la corriente de combustión y por lo general a elevadas temperaturas que van de entre 248 a 356 °F, conteniendo las impurezas SO_x y NO_x . Las producciones de cemento, hierro y acero además generan corrientes de gas de alrededor de 14.5 psi y un 14-33% de dióxido de carbono (Moreno, 2019).

“Las diferentes tecnologías para la captura de CO_2 en la postcombustión son: la absorción (química y física), adsorción, separación criogénica, separación por membrana y combustión química de bucles” (Saldívar et al., 2017, pág. 25).

2.1.2.1. Absorción

La absorción es una tecnología que ya se comercializa y puede utilizarse en las dos técnicas de captura de CO_2 precombustión o postcombustión (Saldívar et al., 2017). Esta tecnología se fundamenta en la separación de gases, que tienen la facilidad de cambiar de la corriente de alimentación hacia una fase líquida del disolvente o absorbente (Muñoz et al., 2011). Luego, los gases entran en contacto con el líquido, y basados en solubilidad de los gases de alimentación pueden ser succionados selectivamente por el disolvente líquido. A la par los otros gases pasan por el disolvente y son enviados hacia la atmósfera (Muñoz et al., 2011).

Existen dos tipos de absorción según la interacción entre el absorbente y los gases; absorción física y química (Ayala & Martínez, 2019).

Absorción Química

La absorción química es el proceso con mayor uso en las industrias para disociar el dióxido de carbono del flujo de gas, ya que sus presiones parciales se encuentran en un rango de bajas a moderadas (3-20%) (Moreno, 2019).

Este proceso ocurre cuando los gases de combustión entran en contacto con el absorbente líquido por medio de fenómenos químicos-físicos para retener de forma selectiva al CO₂ (Vega, 2011). En este sistema existen tres componentes: absorbente, disolvente y separador.

Saldívar et al., (2017) afirma que “El CO₂ es absorbido por los disolventes, lo que lleva a una pequeña concentración de CO₂ en el gas de combustión. El CO₂ abundante en disolvente se reconstituirá en el separador”. Se genera una solución deficiente que retorna al absorbedor y se toma el dióxido de carbono comprimido en la parte superior del separador para ser transportado.

Las características que debe poseer un absorbente para ser seleccionado son: la solubilidad del elemento gaseoso en el absorbente y las características reactivas del elemento gaseoso y del absorbente. Existen varios métodos fundamentados en la absorción, de los cuales la absorción con aminas y amoniaco enfriado se encuentran totalmente desarrollados. Previo a la aprehensión del dióxido de carbono, los gases deben ser enfriados y estar libres de partículas o impurezas.

Para obtener una viabilidad técnica y económica se necesita cumplir ciertos parámetros manifestados por Parada (2017) que harán posible la absorción de dióxido de carbono, los cuales son:

- **Caudal del gas de combustión:** establece la proporción del absorbedor e inicia la fijación de los costos de inversión total.
- **Concentración de CO₂:** la presión parcial del dióxido de carbono se establecerá alrededor de 0.44 psi a 2.18 psi, cuando la presión del gas de la combustión es encuentre en condiciones atmosféricas. Para las condiciones previas descritas, las aminas en solución acuosa sobresalen como el mejor solvente químico.
- **Eliminación de CO₂:** con la experiencia previa se ha logrado recuperar entre un 80% a 95%. La recuperación del gas está estrechamente relacionada con el factor económico ya que si se incrementa la recuperación se debe aumentar la altura de la columna de absorción.
- **Caudal de solvente:** se debe tener conocimiento acerca del caudal del solvente ya que con esa información se proporcionará las dimensiones para el tamaño instrumentos del absorbedor.
- **Requerimientos de energía:** para el uso de ventiladores y bombas es necesario el incremento de energía térmica y por ellos se genera mayor gasto energético.
- **Requerimientos de enfriamiento:** para el traslado del gas de combustión y el solvente es necesario el enfriamiento y de esta manera alcanzar la temperatura requerida, a menos que exista desulfuración previa de la cual el resto de gases salgan a la temperatura propicia para continuar con la absorción.

Con la implementación del proceso de absorción química con aminas la concentración y presión del CO₂ recuperado da como resultado un 99,9% en volumen y 7.25 psi (Cámara et al., 2016).

Absorción Física

Este tipo de absorción requiere únicamente de la solubilidad del gas en el disolvente, y la presión parcial elevada (Saldívar et al., 2017). Este es el método más adecuado para capturar el dióxido de carbono en procesos que contemplen la gasificación del combustible. La torre de absorción a elevadas presiones permite que los gases originarios de la combustión entren en contacto con el solvente (Ayala & Martínez, 2019). Esta torre proporciona un relleno que optimiza el contacto entre los dos compuestos mencionados anteriormente, el solvente con CO₂ es bombeado hacia una torre de desorción para generar dos corrientes; la del solvente regenerado y la del CO₂ (Fundación para Estudios sobre la Energía, 2008).

Se deben cumplir dos condiciones para que el gas de combustión ingrese al proceso de absorción física:

- **Temperatura:** deben ser inferiores a los 140 °F, percibiendo un incremento de su rendimiento a temperaturas más bajas. Este proceso se aplica a varias tecnologías que trabajan con temperaturas bajo cero.
- **Presión parcial de CO₂:** el valor mínimo con el que se aplica este proceso es de 102.9 psi. Esta presión posibilita la aprehensión del dióxido de carbono en las diferentes centrales de gasificación, en las cuales la concentración del gas es alrededor de un 35%.

Presenta la ventaja de eliminar trazas de otros contaminantes, como compuestos orgánicos sulfurados e hidrocarburos de alto peso molecular (Vega, 2011). La dificultad de esta técnica radica en las complicaciones que podrían generarse al realizar el proceso de absorción selectiva por etapas, desorción, recirculadores, entre otros (Vega, 2011).

Los procesos comerciales de esta técnica son:

- **Rectisol:** se emplea en corrientes de gas que presentan una presión parcial en el rango de baja a moderada (250 psi). Se emplea en la eliminación de H₂S y CO₂ de las corrientes de sintetigas por medio de un proceso de selectividad, que se origina en la combustión de carbón. El metanol frío es el absorbente empleado a bajas temperaturas (-104 a -212 °F) y 700 psi de presión (Vega, 2011).
- **Selexol:** este proceso se aplica en corrientes de gas de CO₂ con alta presión parcial (450 psi), generalmente en la etapa de refinación, ciclos combinados y la fabricación de fertilizantes con la finalidad de eliminar simultáneamente CO₂ y compuestos de azufre. El absorbente usado es dimetil éteres y polietilenglicol. El proceso del selexol, inicia con la deshidratación del gas de combustión antes de entrar en contacto con el solvente. Luego, el gas y el solvente pasan a una columna de absorción con una presión aproximada de 450 psi y 0–41 °F desarrollando un solvente cargado de CO₂ (Vega, 2011).
- **Purisol:** este proceso emplea N-metil pirrolidona como absorbente. Este solvente se utiliza en corrientes de gas a elevadas presiones debido a su alto punto de ebullición. La captura del gas ocurre a una temperatura -59 °F y presión total de gas de

combustión de 1000 que posee un 35% de CO₂ (350 psi CO₂). Además, se eliminan selectivamente el H₂S, CO₂ y mercaptanos, de un sintetigas que proviene del método de IGCC o para purgar el gas natural (Vega, 2011).

2.1.2.2. Adsorción

La absorción es una técnica en “el proceso de captura y almacenamiento de dióxido de carbono” (Moreno, 2019). La adsorción gaseosa es un proceso de separación en el que un componente gaseoso se separa de una corriente de gas mediante el uso de un absorbente (Ortiz, 2013-2014). “El componente gaseoso entra en contacto con el sólido y es adsorbido de la fase gaseosa sobre la superficie sólida” (Moreno, 2019). Para eliminar el dióxido de carbono del sintetigas en la producción de H₂ en necesaria la aplicación del método de adsorción.

Al considerar el método de adsorción para captura de CO₂, es importante que el adsorbente tenga las siguientes características (Moreno, 2019):

- **Alta capacidad de adsorción de CO₂:** el adsorbente debe tener una capacidad de adsorción de 0.088–0.176 g CO₂/g adsorbente.
- **Gran área de superficie:** al tener una gran área de superficie se tiene mayor superficie para la adsorción de CO₂.
- **Cinética rápida:** cuanto más rápida sea la cinética, más rápido se absorberá el CO₂.
- **Alta selectividad de CO₂:** la pureza del CO₂ producida durante la desorción el CO₂ se determina por medio de la selectividad.
- **Condiciones de regeneración moderadas:** cuando la presión y temperatura son suaves la regeneración será menos costosa.
- **Estabilidad durante el ciclo de adsorción/desorción:** considerar los costos del absorbente ya que representan un gran impacto en los costos operativos.
- **Tolerancia a las impurezas:** el adsorbente debe ser tolerante a impurezas comunes de los gases de combustión como NO_x, SO_x y vapor de agua. Las impurezas pueden reducir significativamente la capacidad de adsorción con respecto al CO₂ e incluso degradar la estructura cristalina adsorbente.
- **Una amplia gama de propiedades ajustables:** permite que el absorbente sea adaptado a diversos entornos operativos.
- **Bajo coste:** los adsorbentes se degradan con el tiempo, el coste de reemplazarlos debe ser mínimo.

2.1.2.3. Separación Criogénica

La destilación criogénica se ha utilizado para separar aire atmosférico en sus componentes básicos, pero en la actualidad se emplea en la captura de CO₂ en la fase de postcombustión (Moreno, 2019).

Este método permite que el gas de combustión se enfríe a la temperatura de sublimación (-212 °F a -275 °F) y luego solidificarse. Para la separación y compresión del CO₂ de otros gases se requiere de una presión 100 o 200 veces más la presión atmosférica. Con esto se espera recuperar un 90 a 95% de dióxido de carbono proveniente del gas de combustión, debido a que el proceso de destilado ocurre a elevada presión y baja temperatura (Chaverra, 2019).

El uso de esta técnica tiene la finalidad de dissociar las impurezas de la corriente de gas de dióxido de carbono de alta pureza (Morales & Torres, 2008). Esta técnica no se ha utilizado a

grados escalas y resulta ser costosa por la implementación de los sistemas de captura del dióxido de carbono (Morales & Torres, 2008).

A nivel comercial existen algunos manifiestos sobre procesos de compresión y purificación de la corriente de CO₂ que va a ser almacenada, compañías como: Linde y AirProducts dos empresas que han creado diferentes métodos para la compresión del dióxido de carbono, interfiriendo máquinas de condensación que admiten separar compuestos como SO_x y NO_x por medio del proceso de condensación (Vega, 2011).

2.1.2.4. Membranas

El uso de membranas es uno de los métodos más comercializados para de eliminar el CO₂ que proviene del proceso de combustión del gas natural que posee elevadas concentraciones y presiones (Morales & Torres, 2008).

Esta tecnología se fundamenta en el uso de membranas fabricadas por varios materiales orgánicos (poliméricos) e inorgánicos (metálicos, zeolíticos, cerámicos), que gracias a la diferencia de velocidades de permeación del gas con la propia membrana facilitan la permeación selectiva del compuesto químico (Vega, 2011). Las velocidades de permeación dependen de la presión diferencial o también conocida como fuerza impulsora que se ejerce entre los dos lados de la membrana y de su espesor (Vega, 2011). Además, la solubilidad, difusión y tamaño de las moléculas que la traspasan. Para la producción de la membrana se considera el espesor, la superficie y presión parcial de la misma (Vega, 2011).

El fundamento de este método se sustenta en la interrelación química o física entre el compuesto de la membrana y los gases (Muñoz et al., 2011). La ventaja más sobresaliente de este proceso es la versatilidad, ya que no se debe gestionar ningún residuo y admite alteraciones de volumen y composición del flujo del gas (Muñoz et al., 2011). La desventaja de este método es que no dispone de una amplia capacidad de separación debido a que necesita recircular los humos y realizar un proceso por etapas, dando como resultado una mayor complicación del procedimiento, mayor uso de energía y elevados precios.

En la actualidad este método se ha implementado en proyectos de recuperación mejorada del petróleo como una manera de reciclar el dióxido de carbono del gas asociado, debido a que existe carencia de proyectos comerciales que se enfoquen en la recuperación del dióxido de carbono de los gases en la etapa de combustión.

Esta tecnología permitirá operar aparatos de menores dimensiones, debido a que dispone una elevada superficie de intercambio y una adaptabilidad de operación del absorbente y los caudales a utilizar (Vega, 2011).

2.1.2.5. Combustión Química de Bucles

La combustión química de bucles o también denominada por sus siglas en inglés *Chemical looping combustion*, para el proceso de combustión se requiere de oxígeno, que proviene de óxidos metálicos para evitar el nexo entre el combustible y el aire (Saldívar et al., 2017). A diferencia de otros procesos, este no necesita que una etapa de separación previa tiene una mínima formación de NO_x y tiene una mayor eficacia al momento de capturar CO₂. Sin embargo, este método no ha sido comercializado a nivel industrial (Saldívar et al., 2017).

La principal ventaja del método es que evita la mezcla del combustible y del aire, impidiendo que el dióxido de carbono se desprenda de la corriente de gas de escape (Ayala & Martínez, 2019). Además, el sistema de combustión con transportadores cuenta con dos reactores: aire y combustible que evita una combustión directa. No obstante, su mayor desventaja es el bajo nivel de confiabilidad como consecuencia de la poca experiencia del método (Ayala & Martínez, 2019).

2.1.2.6. MOF

Los MOF o también llamados *metal organic framework* por sus siglas en inglés, “son materiales microporosos y cristalinos que actúan como filtros para gases” (Coronas J. , 2018). Los MOF son aptos para refinar el CO₂ de sus mezclas con nitrógeno. Un condicional a escala molecular es la microporosidad de los MOFs ya que aprueba o desaprueba el paso de las moléculas tomando en cuenta su tamaño, es decir, que en la mezcla de dióxido de carbono e hidrogeno, los MOFs admiten el avance del H₂ el paso del hidrógeno, entre tanto que en la mezcla de nitrógeno y dióxido de carbono solo se admite el paso del CO₂. Al producir un componente que contiene MOFs poliméricos, el tamizado se traslada de este hacia la membrana, dando como resultado el fortalecimiento de las propiedades de permeación y selectividad del polímero (Ortiz, 2013-2014).

La permeación se relacionada directamente con la producción, por lo cual mientras más fina (menor a un micrómetro) más permeable será la membrana. Por ejemplo, se podrá separar más CO₂ del nitrógeno. Además, considerando la permeabilidad, menores serán las dimensiones de los aparatos necesarios para manejar el mismo volumen de gas.

El proceso selectivo posibilita una distinción más eficiente de las moléculas de CO₂ de otras sustancias. “La selectividad se basa sobre todo en los tamaños de las moléculas a separar: 0,29 nm el hidrógeno; 0,33 nm el CO₂ y 0,36 nm el nitrógeno” (Coronas J. , 2018). Se debe considerar el tamaño de cada una de las moléculas, ya que existe una diferencia de un angstrom. El MOF y la membrana entran en el proceso sinergia y es necesario considerar la diferencia del tamaño.

Como adsorbentes de próxima generación, adsorbentes de marco metálico-orgánico (MOF) con alta superficie, tamaño de poro ajustable y baja capacidad de calor están en el centro de atención para aplicaciones de CAC. Entre los MOFs conocidos, los análogos tipos MOF-74 exhiben un alto rendimiento de adsorción de CO₂ debido a los sitios metálicos abiertos en los canales hexagonales alineados a lo largo del eje c.

2.1.2.7. Biológicos

Los métodos basados en la captura de CO₂ biológica siguen en investigación, pues el desarrollo de proyectos se ha realizado a nivel de laboratorio, en el cual se utilizan algas que consumen CO₂ por medio del proceso de fotosíntesis o a su vez el empleo de catalizadores enzimáticos que permitan la propagación del método de absorción del CO₂ en agua (Vega, 2011). Las desventajas de este método son varias, se debe buscar un medio de vida adecuado para las especies identificadas, para ello se requiere de grandes volúmenes de agua y poseer una interfase gas-líquido y una elevada sensibilidad ante la presencia de elementos como el níquel, el vanadio y otras impurezas que pueden presentarse ante la variabilidad de las condiciones operacionales del proceso (Vega, 2011).

2.2. TECNOLOGÍAS DE SECUESTRO O ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

Luego de aplicar las técnicas de aprehensión del gas expuestas, se prosigue con el almacenamiento o secuestro. El secuestro de dióxido de carbono (CO₂) nace como una necesidad de contribuir con la mitigación del calentamiento global generado por las actividades productivas de los seres humanos. Para aplicar este método se requiere de conocimiento técnico–científico que permita conocer las características y requerimientos de los posibles lugares de almacén.

El almacenamiento del CO₂ previamente capturado es inyectado en reservorios agotados, por ejemplo: acuíferos salinos, el agua del océano y otros sumideros de carbono. La aceptación que recibieron estos tipos de almacenamiento geológico es bastante favorable debido a que presentan una buena distribución del gas, porosidad, permeabilidad y química necesarios para obtener un almacenamiento prolongado de CO₂.

Las cuencas sedimentarias poseen capas de alta porosidad y permeabilidad conocidas como areniscas, y otras de baja porosidad y permeabilidad denominadas rocas sellos representadas por esquistos, que restringen el paso del gas hacia la superficie. Estas cuencas son necesarias para el proceso de almacenamiento de CO₂. Para el secuestro a gran escala se han considerado que la opción más fácil es el secuestro subterráneo.

La industria hidrocarburífera es pionera en trabajar el subsuelo y el mar, debido a la necesidad de aplicar varias tecnologías y metodologías que permitan realizar una evaluación y exploración de los posibles almacenes. Continuando con el proceso, una vez se tenga un alto contenido de CO₂ capturado es indispensable comprimirlo a elevadas presiones, más de 2900 psi, e inyectarlo en un almacenamiento geológico, oceánico, acuíferos salinos y minerales.

El secuestro subterráneo es la ruta más fácil para operaciones de almacenamiento a gran escala. Los yacimientos de petróleo y gas tienen una capacidad limitada; por lo tanto, los acuíferos salinos constituyen una alternativa muy atractiva para el secuestro subterráneo. La alta salinidad de los acuíferos también es un requisito importante, ya que esta agua altamente salina no se puede utilizar para beber (Kalam et al., 2021).

2.2.1. FORMACIONES GEOLÓGICAS

Las formaciones geológicas deberán tener profundidades de 2600 ft o más, condiciones de temperatura y presión que den paso al almacenamiento de CO₂, de preferencia que el gas se encuentre en fase líquida para ser retenido en los reservorios de gas y petróleo, acuíferos salinos y capas de carbón.

El dióxido de carbono logra ser almacenado en formaciones geológicas por varios mecanismos y procesos. Un requerimiento crítico para dar paso al almacenamiento del gas es que debe ser acopiado de manera segura y permanente en el área elegida. En los reservorios de petróleo y gas se han retenido estos compuestos por millones de años, lo cual resulta adecuado elegirlo como un medio del almacenamiento de CO₂ dando la apariencia de impermeable.

A largo plazo el secuestro de CO₂ se realizará en circunstancias óptimas para lo cual es indispensable encontrar trampas geológicas que tengan propiedades adecuadas para el confinamiento del CO₂.

2.2.1.1. Propiedades relevantes para el almacenamiento

Dióxido de Carbono

“El CO₂ puede estar en las formaciones geológicas profundas en forma de gas, líquido o en estado supercrítico, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a la profundidad del almacén” (Ruiz et al., 2008).

Los factores más importantes para la evaluación de idoneidad de una cuenca o formación sedimentaria como un posible almacenamiento de dióxido de carbono son el comportamiento y variación de las propiedades del CO₂, con respecto a las condiciones de presión, temperatura y profundidad (Ruiz et al., 2008)

A condiciones de atmosfera, el gas de estudio tiene una densidad mayor a la del aire y termodinámicamente estable. El CO₂ puede encontrarse en diferentes fases. Existe el punto crítico donde tiene una temperatura de 87.98 °F y una presión de 1069.4 psi. Bajo estos valores de presión y temperatura el dióxido de carbono puede estar en estado gaseoso o líquido, y por el contrario, arriba de esos valores el CO₂ se localiza un estado supercrítico en donde su comportamiento es el de un gas con la diferencia de poseer una densidad (0.2 a 0.9 g/cm³) similar a la de un líquido, que puede cambiar con respecto a la temperatura y la presión. Los diferentes estados del este gas se observan en la figura 2.3.

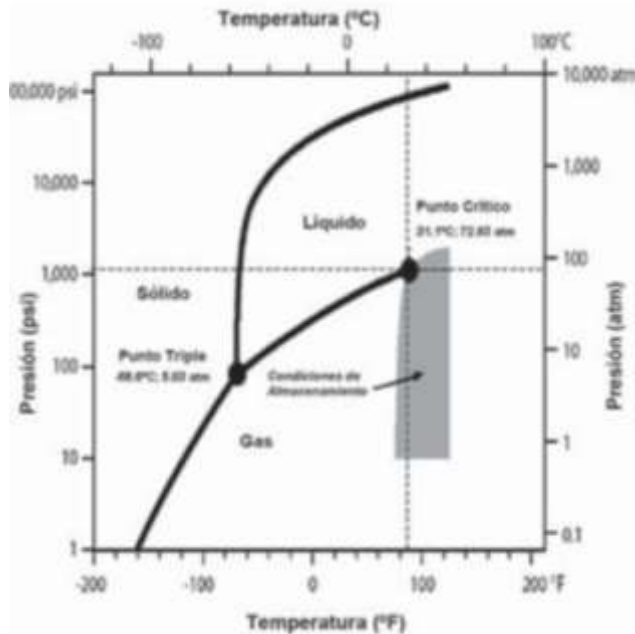


Figura 3. Diagrama de fases del CO₂.
Fuente: Clemente et al., 2011

En las cuencas sedimentarias, los valores del punto crítico hacen referencia a condiciones medias de presión hidrostática y gradiente geotérmico, estimado una profundidad de aproximadamente 2624 ft, aunque hay que considerar la temperatura de superficie.

A profundidades de entre 1640-1968 ft el dióxido de carbono se halla completamente en estado gaseoso y presenta una densidad excesivamente baja. Con las condiciones mencionadas anteriormente, no se obtiene volúmenes del gas para un almacenamiento provechoso.

Para profundidades de 1968 a 3280 ft se da un cambio brusco de densidad, está aumenta debido a que la presión y temperatura se encuentran cercanas al punto crítico del CO₂. Con profundidades mayores a 3280 ft, la densidad de CO₂ no se altera perceptiblemente, por lo cual no se perciben mejoras considerables al momento de considerar la densidad de almacenamiento. La estimación del dióxido de carbono se puede calcular empleando la figura 4.

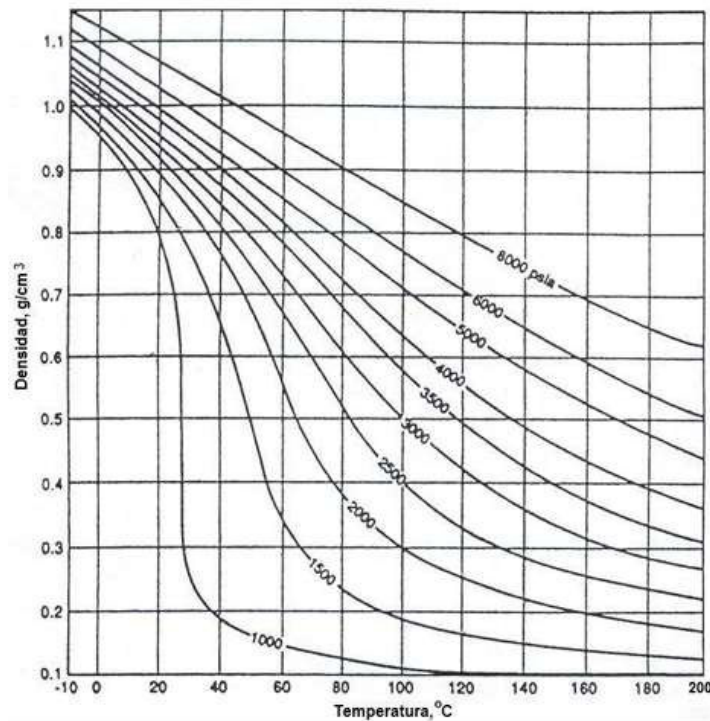


Figura 4. Densidad del dióxido de carbono en función de la Temperatura y la Presión
Fuente: Espinosa, 2013

Hay que considerar que existen gases asociados al CO₂ (SO₂, H₂S o CH₄) que ocupan un espacio en el medio geológico seleccionado, y puede ocasionar la disminución del punto crítico del gas. Otra consideración significativa es la contaminación del CO₂ y CH₄ que provoca una reducción notable de la densidad del CO₂ supercrítico. Para la estimación de la viscosidad a diferentes presiones y temperatura se puede realizar empleando la figura 2.5.

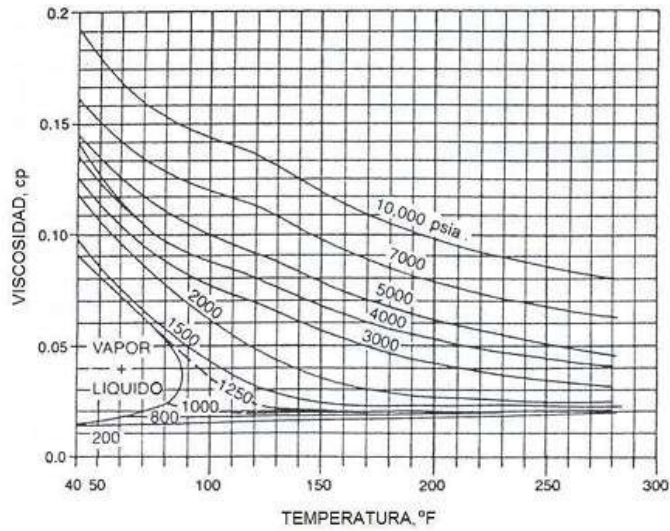


Figura 5 Viscosidad del dióxido de carbono en función de la Temperatura y la Presión
Fuente: Espinosa, 2013

Ruiz et al., (2008) afirma que “el CO₂ es ligeramente soluble en agua”. La solubilidad del gas se incrementa con la presión y se reduce cuando la salinidad y la temperatura se incrementan. El CO₂ es más ligero cuando se encuentra en estado supercrítico, es decir que con respecto a las aguas salinas típicas de las formaciones profundas el gas es un 30% a 40% menos denso. Tomando en cuenta la condición anterior, el gas se elevará a través del reservorio de forma natural por el fenómeno de flotabilidad para ser retenido por diferentes mecanismos de atrapamiento (Ruiz et al., 2008).

El CO₂ manifiesta variación de la densidad y el volumen con respecto a la profundidad, la figura 6 muestra los cambios.

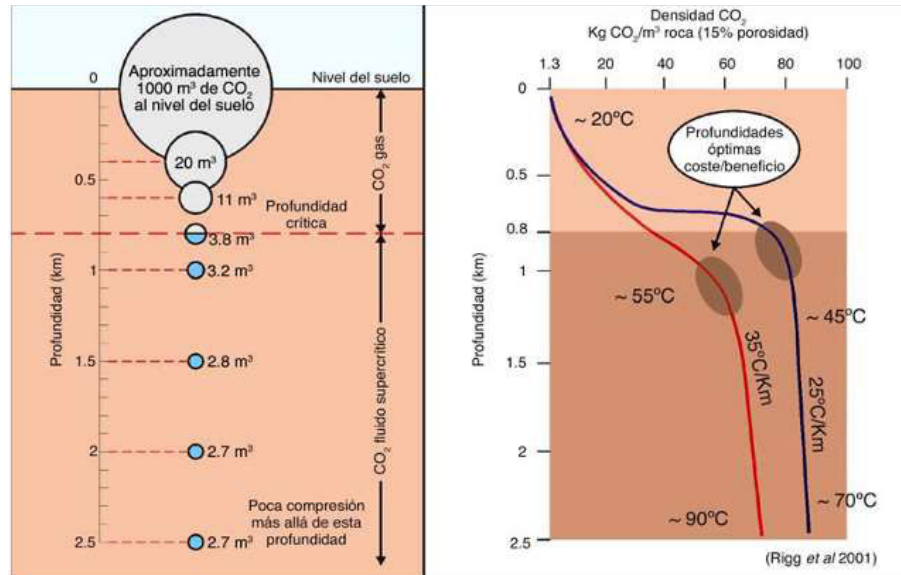


Figura 6. Variación de la densidad y del volumen de CO₂ con respecto a la profundidad
Fuente: Ruiz et al., 2008

Almacenamiento

El secuestro o almacenamiento a largo plazo de CO₂ se debe llevar a cabo en condiciones óptimas para ello es necesario cumplir varios requisitos y ser considerado como potencial almacén de CO₂. Entre estos requisitos destacan (Galarza , 2013):

- **Profundidad.** - Deberá contar con una profundidad de por lo menos 2600 ft, con presión supercrítica de aproximadamente 1069.4 psi y temperatura supercrítica de aproximadamente 87.98 °F para funcionar como almacenamiento de CO₂. Bajo estas consideraciones, el volumen específico de CO₂ disminuye haciendo posible el almacenamiento de grandes cantidades de este gas por cada ft³ de roca.
- **Permeabilidad y porosidad.** - Para asegurar la inyección y aprehensión de CO₂, la roca almacén debe ser porosa y permeable. Además, para impedir cualquier fuga de gas hacia la superficie, la roca que hará de sello debe tener la característica de impermeabilidad. Por lo tanto, el CO₂ queda atrapado en la roca almacén y cubierto por la roca sello.
- **Salinidad de la salmuera de la formación.** - El agua de la formación presenta una salinidad mayor a 10 g/L, por tanto, al incrementar la salinidad del agua de formación la solubilidad del CO₂ disminuye, ocasionado que el volumen del gas almacenado sea menor.
- **Estructura geológica.** - La estructura geológica donde se va a almacenar debe ser segura, es decir, estable sin fracturas o fallas con la finalidad de evitar fugas de CO₂ hacia la superficie. Además, se debe verificar que el lugar de almacenamiento seleccionado no se debe encontrar en zonas que presenten actividad sísmica.

2.2.1.2. Mecanismos de atrapamiento geológico

Cuando se inyecte dióxido de carbono en la estructura geológica elegida, este produce varios fenómenos físicos y geoquímicos que permitirán un eficaz atrapamiento del gas en el subsuelo a largo tiempo (Galarza , 2013). El CO₂ queda atrapado por los siguientes mecanismos de captura: atrapamiento estructural o estratigráfico (atrapamiento primario que retiene físicamente al CO₂ e impide que se desplace verticalmente a causa de la impermeabilidad de la roca sello), atrapamiento por disolución (captura del gas mínimo), atrapamiento residual (por medio de la presión residual el gas queda atrapado en los poros de la roca), y atrapamiento mineral (variación de la topología de la conectividad y del espacio de poro) (Galarza , 2013).

Para la elección del cualquiera de los mecanismos de atrapamiento se deben considerar tres aspectos fundamentales: el tipo de roca almacén, el tiempo que se necesitará y lo más importante el comportamiento dinámico del gas en estudio. El mecanismo con mayor utilización en las etapas iniciales de almacenamiento es el atrapamiento estructural y estratigráfico, luego a medida que pase el tiempo se acoplará el atrapamiento residual para atrapar más CO₂ en los poros de la roca; finalmente se capturará al gas de manera permanente con la aplicación del atrapamiento mineral (Ruiz et al., 2008).

Atrapamiento Estructural o Estratigráfico

Este mecanismo se origina cuando el CO₂ que no se disolvió es atrapado por la oposición del flujo de gas en la roca de almacenamiento o su vez entre la roca sello y reservorio. Al ser inyectado el gas en estado supercrítico, avanza por el fenómeno de flotabilidad y alcanza un atrapamiento estructural o estratigráfico. Las estructuras geológicas estimadas son equivalentes a los reservorios de hidrocarburos específicamente a los que presentan

anticlinales no fallados o en caso de fallas selladas, mientras, las trampas estratigráficas se fundamentan la forma de depositación de los estratos. En estas trampas estratigráficas se debe tener en cuenta no sobrepasar la presión admisible para la formación debido a que se pueden ocasionar fracturamientos en la roca sello. Las trampas estratigráficas son adecuadas para la aprehensión del CO₂, sin embargo, se debe considerar no exceder la presión admisible por la formación para evitar un fracturamiento en la roca sello o inclusive el resurgimiento de fallas (Ramírez, 2011).

Este mecanismo actúa inmediatamente, por lo cual es necesario una íntegra y considerable identificación de la roca sello.

Atrapamiento hidrodinámico

Ruiz et al., (2008) manifiesta que “El atrapamiento hidrodinámico se produce cuando el CO₂, en fase miscible o inmisible, es retenido por el flujo hidrogeológico natural en acuíferos salinos, con períodos de residencia significativos de miles a millones de años”. Para conocer el flujo de gas atrapado por el flujo de agua es necesario tener la presencia del buzamiento de la roca que hará de sello, la dirección y velocidad del flujo de agua de la formación. Además, se debe considerar que existe una relación inversamente proporcional entre la longitud de la vía de migración y la velocidad de transporte y esto permitirá que mayores cantidades de CO₂ se disuelvan o sean atrapadas residualmente hasta desaparecer del sistema. La diferencia con el atrapamiento estructural o estratigráfico es que el atrapamiento hidrodinámico no necesita de trampas estructurales o estratigráficas (Ruiz et al., 2008).

Atrapamiento Residual

El atrapamiento residual o también llamado por capilaridad se origina cuando el dióxido de carbono sea retenido en zonas intergranulares de la roca por medio de la intervención de las fuerzas capilares. Después de la inyección del gas y que el agua comienza a absorber la pluma de CO₂, se da paso a este mecanismo para inmovilizar significativas cantidades de CO₂ aproximadamente un 20 a 25 % dependiendo de la formación seleccionada.

Cuando el dióxido de carbono es inyectado en una formación geológica, este ejerce un empuje sobre el fluido de la formación y da paso al desarrollo de la pluma. La pluma es compuesta por dos partes delantera y trasera. La primera migra y posee una permeabilidad relativa al dióxido de carbono mayor debido al desplazamiento del fluido de formación por el gas de manera ascendente, mientras que la segunda parte está dominada por el proceso de absorción de agua o también llamado imbibición como resultado de la inundación de la pluma que migra. Cuando la concentración de dióxido de carbono declina hasta cierto nivel y ocurre el proceso de imbibición, parte del gas es retenido efectivamente por las fuerzas de capilaridad en los poros quedando como una fase residual inmóvil, la cual podrá disolverse en el agua con el paso del tiempo (Ruiz et al., 2008).

Atrapamiento por Solubilidad

El atrapamiento por solubilidad se produce con la disolución de CO₂ en el agua de formación. La parte de gas que se puede disolver en agua depende de varios factores, específicamente la salinidad del agua, la temperatura y la presión. La capacidad de disolución del gas se reduce con el incremento de la salinidad del agua y la temperatura; y aumenta con la presión. El gas

puede ser combinado y posterior a ello ser disuelto en agua a través de métodos de convección, fusión y dispersión (Ruiz et al., 2008).

La principal ventaja de la aplicación de este método es que cuando el dióxido de carbono se haya disuelto, menores serán las fuerzas de flotación que lo empujen hacia arriba. Además, el atrapamiento por solubilidad dominará el atrapamiento un largo periodo de tiempo.

Atrapamiento Mineral

El atrapamiento mineral radica en la aprehensión del dióxido de carbono por medio de reacciones químicas y la creación de minerales en los espacios intergranulares. El gas entra en reacción con el agua de formación y la roca almacén y se manifiesta en un largo periodo de tiempo. Los tiempos de reacción y la cantidad total de gas dependen de varios factores: la mineralogía de la roca, la química del agua de los poros, la longitud de los caminos de migración y las impurezas del CO₂. Con todas las interacciones se puede incrementar la efectividad y capacidad de almacenamiento (Muñoz et al., 2011).

Atrapamiento por Adsorción

Este mecanismo tiene lugar en el seno de las capas de carbón, o en pizarras con abundante compuestos orgánicos, en el que el gas es absorbido. El proceso de absorción ocurre en las paredes internas de los poros del carbón que posee baja permeabilidad intrínseca pero una abundante superficie específica de poro (Ruiz et al., 2008).

La afinidad que maneja el carbón hacia el dióxido de carbono es dos veces mayor que la del metano, que es un compuesto abundante en las capas de carbón. Esto promueve el reemplazo del CH₄ y la posterior captura del gas. El método requiere de condiciones de temperatura, presión, contenido mineral del carbón y los macerales.

2.1.1.3. Medio geológicos adecuados para almacenar CO₂

Los medios geológicos ideales para el almacenamiento de CO₂ son los almacenamientos con buena porosidad y permeabilidad que tengan suficiente capacidad e inyectividad de almacenamiento de grandes volúmenes de CO₂, y sean retenidas por las rocas sello con baja permeabilidad por largos periodos de tiempo. Las principales opciones para elegir un medio geológico adecuado para el almacenamiento son las estructuras que anteriormente retengan o hayan retenido fluidos. Las cuencas sedimentarias se consideran las más aptas para el almacenamiento del CO₂, y estas formaciones son: formaciones salinas, capas de carbón y yacimientos de hidrocarburos.

Yacimientos de Petróleo y Gas

Los yacimientos de hidrocarburos en producción o agotados son la principal opción como almacenamiento de CO₂, debido su integridad geológica, buenas propiedades físicas y una estructura adecuada. En la industria petrolera, los procedimientos de EOR (Enhanced Oil Recovery) y EGR (Enhanced Gas Recovery) se han utilizado para la inyección de gases al subsuelo por varias décadas y representan una ventaja económica que compensa los importes de proceso de secuestro del gas (captura, transporte y almacenamiento). La aplicación del EOR, el CO₂ consigue miscibilidad y una mejor movilidad del petróleo, debido a la reducción de la resistencia al flujo de fluidos de modo que se incrementa o mantiene la presión del

yacimiento. Por el contrario, si el CO₂ no consigue la miscibilidad, éste se empleará en la represurización del yacimiento, impulsando el petróleo en dirección de los pozos que se encuentran en producción. Cuando los yacimientos han cumplido con su producción, los yacimientos quedan agotados dando la opción de ser utilizados como almacén para el CO₂.

Para los campos de gas se tienen consideraciones similares. En cualquier caso, cuando se reduce la presión del hidrocarburo, se crea una gran cantidad de vacíos llenos de gas de baja presión en la roca del yacimiento, que generalmente no está sellada por el flujo de agua y puede usarse para el almacenamiento del gas (Silva, 2011).

En el caso de no poder aplicar las técnicas de EGR y EOR, se recomienda la utilización de yacimientos de gas ya que se extrae hasta un 90% de reservas existentes, dando lugar a una gran disponibilidad de espacio para el almacenamiento siempre y cuando no se los sature con agua.

Los reservorios de petróleo se ubican a profundidades de hasta 20000 ft de acuerdo al país de estudio, lo cual da paso al almacenamiento del CO₂ en condiciones supercríticas por la optimización de la densidad del gas. Por otro lado, los reservorios generalmente poseen una presión menor a la inicial, lo que favorece el secuestro del CO₂.

Las ventajas de implementar este tipo de almacenamiento son numerosas. La vida útil de los reservorios se incrementa porque el factor de recobro original aumenta. Se tiene conocimiento de las características geológicas y las propiedades físicas del yacimiento. Además, la relación costo y beneficio mejora. El almacenamiento en estos yacimientos es más seguro y eficaz. Los fundamentos y la tecnología de exploración y producción de reservorios de hidrocarburo se pueden adaptar al secuestro de CO₂. Finalmente, reducir las inversiones en instalaciones para la exploración, perforación y facilidades de superficie podrían utilizarse en proyectos de reciclaje o similares.

Son varias las desventajas que presenta este tipo de reservorios. La principal es que se puede tener fugas a través de los pozos en abandono. También pueden generarse fisuras en la roca sello, rompiendo su integridad a causa de la disminución de la presión del yacimiento en las etapas de producción y presurización subsiguiente a la inyección del gas. Además, estos almacenes pueden alcanzar un nivel de competitividad elevado con los pozos de inyección de gas natural en lugares donde existe carencia de almacenamientos. Finalmente, los yacimientos deben poseer ciertas características de profundidad, temperatura y presión ya que no todos pueden considerarse para almacenar CO₂ (Muñoz et al., 2011).

Formaciones Salinas

Las formaciones salinas están formadas por rocas sedimentarias con características porosas y permeables que contienen salmuera. Estas estructuras generalmente están en aislamiento y a profundidades mayores a los 2624 ft y no son admisibles al consumo humano, agrícola e industrial debido a su alta salinidad. Por dichas características estas formaciones no son factibles como un recurso hídrico no apto para el consumo humano.

Este tipo de formaciones salinas pueden almacenar efectivamente al dióxido de carbono en estado supercrítico debido a que se encuentra a elevadas presiones y densidades. El gas puede ser aprehendido con cualquiera de los diferentes mecanismos de atrapamiento anteriormente mencionados, durante un largo periodo de tiempo (Ruiz et al., 2008).

Este almacenamiento busca imitar los escenarios naturales en los que se restringe el petróleo y el gas, brindando así una salida segura. En todo el mundo, la mayor cantidad de almacenamientos con estas características se localizan en Europa y Estados Unidos.

Las particularidades requeridas para que los acuíferos salinos profundos sean utilizados como reservorios geológicos de CO₂ son:

- Poseer salinidad, porosidad y permeabilidad favorables.
- Presencia de una capa sello que sea impermeable al flujo vertical del gas.
- Localizarse en área geológica equilibrada.
- Poseer una dimensión considerablemente amplia para almacenar el CO₂.
- Tener una profundidad adecuada, generalmente, por debajo de los 2624 ft.

Este tipo de almacenamiento presenta ciertas desventajas. La más importante es que no se tiene un conocimiento profundo acerca de la estructura geológica como en los yacimientos de petróleo, gas y carbón. Además, la búsqueda de estos yacimientos es más costosa debido a la inexistencia de las instalaciones de superficie y subsuelo.

En el Mar del Norte se tiene un claro ejemplo de este tipo de almacenamientos, el proyecto Sleipner enfocado en la formación Utsira, fue el primer proyecto desarrollado a nivel comercial. Las operaciones iniciaron en 1996, eliminando aproximadamente 1MtCO₂ anualmente, y actualmente se proyecta un almacenamiento de 20MtCO₂, en este proyecto el gas es inyectado en arenas con mala cementación con profundidades de 2624 a 3280 ft por debajo del fondo marino.

Capas de Carbón Profundas

En este tipo de almacén en todo el mundo se está investigando el comportamiento de varios gases como el nitrógeno, metano, el dióxido de carbono, entre otros. Estos gases son adsorbidos en la superficie de los poros del mineral. La investigación sobre estos gases ha concluido que, por medio de enlaces débiles, se puede adherir a la superficie de dichos poros si se encuentran a una presión y temperatura determinadas.

Estas capas presentan fracturas en las que existen microporos en donde las moléculas de gas se pueden difundir, adsorberse y contener 25 m³ de metano por tonelada de carbón a 14.7 psi y una temperatura de 32 °F, es decir, condiciones atmosféricas. Al tener una mayor afinidad por la adsorción de CO₂ gaseoso, una vez bombeado a través del pozo, el CO₂ pasará a través del sistema de fractura de carbono, se difundirá en el sustrato y se adsorberá en la superficie de micropartículas de carbono, liberando el gas. Tiene menos afinidad por el carbono, es decir, el metano (Parada, 2017). Cuando el carbón absorbe al dióxido de carbono, este se hincha reduciendo la inyectividad y paso del flujo.

Las capas de carbón presentan características (Parada, 2017):

- Tener una permeabilidad adecuada.
- La geometría del carbón debe ser de capas gruesas.
- Poseer una estructura simple.
- Las fracturas deben ser similares y estar limitadas.
- Profundidad adecuada.

- Condiciones adecuadas para la saturación de gas.
- Capacidad de deshidratación de la formación.

El carbón sin extraer o sin comprimir hace que el CO₂ sea aprehendido por un largo periodo de tiempo geológico; similar a los otros tipos de almacenamiento. Sin embargo, se debe considerar que cualquier perturbación anularía la acumulación de gas en la formación.

Este tipo de almacén presenta algunas ventajas. La más relevante es que se tiene un amplio conocimiento acerca de la caracterización e identificación de las cuencas. Las ventajas monetarias de este tipo de almacén radican en una mejor relación costo y beneficio. También reducen los costos al almacenar en las cuencas de carbón reconocidas. La seguridad del almacenamiento es mayor.

Así como se tiene algunas ventajas técnicas y económicas también se tiene algunas desventajas de este tipo de almacenamientos. La principal desventaja es que se tiene una menor capacidad de almacenamiento con respecto a los otros almacenes. Además, el carbón se hincha a medida que se absorbe o adsorbe el CO₂.

2.2.2. OCÉANO PROFUNDO

Este método se fundamenta en la inyección del CO₂ capturado hacia el fondo oceánico que se encuentra a más de 3280 ft de profundidad. Este procedimiento continúa en fase experimental y de investigación a pesar de tener más de dos décadas de estudios y proyectos para almacenar el CO₂, esto se da a causa de la falta de experiencia del manejo de dióxido de carbono en las profundidades del océano. Además, se debe considerar el tipo de transporte a utilizar por el CO₂ ya que el tipo de almacenamiento en cuestión se localiza bastante apartado de las fuentes de gas.

El transporte de CO₂ se puede realizar por tubería o barco hasta el almacenamiento, donde se inyecta en la columna de agua del océano o al lecho marino. Entonces, el “CO₂ disuelto y disperso pasaría a formar parte del ciclo global del carbono” (IPCC, 2005, pág. 6).

Dado que el dióxido de carbono es soluble en agua, crea un intercambio natural entre la atmósfera y las aguas superficiales del océano hasta que se alcanza el equilibrio. Si la concentración de CO₂ en la atmósfera aumenta, el océano absorberá gradualmente más CO₂ (Muñoz et al., 2011).

Actualmente, la absorción de dióxido de carbono ocurre a una intensidad de 7 Gt de gas al año en los océanos, lo cual genera que el pH de la superficie oceánica descienda un 0.1. Sin embargo, hasta estos días no se ha tenido una percepción sobre algún cambio en esta propiedad a profundidades oceánicas, pero se espera que con mayor liberación del dióxido de carbono el pH de las profundidades sea alterado y como consecuencia se puede tener grandes repercusiones negativas en el medio marino (Muñoz et al., 2011).

2.2.3. MINERALES

La conservación de minerales se basa en la adhesión de CO₂ en rocas de silicato por reacciones químicas que ocurren con “óxidos alcalinos y alcalinotérreos, formando compuestos como el carbonato de magnesio y el carbonato de calcio” (Muñoz et al., 2011,

pág. 63) que se encuentran en las calizas. Las reservas de óxidos metálicos manifestadas en la corteza terrestre son mayores que las necesarias para capturar el CO₂ que se generará a partir de los combustibles fósiles (Muñoz et al., 2011).

Los carbonatos minerales producen sílice y carbonato estables a largo plazo y, por lo tanto, pueden eliminarse en áreas como minas de silicato o ser reutilizados en la industria de la construcción. Sin embargo, la reutilización sería ínfima con respecto a las cantidades de gas generadas (Muñoz et al., 2011). La ventaja de este tipo de almacenamiento es que al generarse una reacción química con los óxidos metálicos, el dióxido de carbono no es liberados en la atmosfera, además de que los lugares para la eliminación requieren escasa vigilancia (Muñoz et al., 2011).

Esta tecnología demanda una gran cantidad de energía para dar inicio al proceso de carbonatación mineral; para lo cual requiere la preparación de reactivos sólidos (minería, transporte, trituración y activación), luego transformarlos (incluye la energía involucrada en el uso, reciclaje y posible pérdida de aditivos y catalizadores) y finalmente eliminar carbonatos y subproductos. A pesar de sus necesidades energéticas, este tipo de almacenamiento atrae el interés por dos factores, en primer lugar, por la abundancia de materiales portadores de óxidos metálicos, y en segundo lugar, por su permanencia cuando se almacena en forma sólida estable (Parada, 2017).

2.3. TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

Debido al gran crecimiento global que han desarrollado varias tecnologías, el CO₂ ha comenzado a cotizarse de manera comercial dando origen a un mercado potencial. Los procesos de extracción no se han perfeccionado y la eficiencia disminuye a medida que aumenta la cantidad de gas a tratar, es decir, cuanto mayor es la cantidad de CO₂ eliminado, menos eficiente es la técnica (Morales & Torres, 2008). El transporte juega un papel fundamental en el proceso del secuestro del dióxido de carbono ya que facilita la movilidad de un lugar a otro, y es por ello que se debe buscar una reducción de costos del mercado (Morales & Torres, 2008).

En el mercado existen dos posibles transportes: continuo y discontinuo. Los dos demandan una gran cantidad de energía lo cual involucra costos. El transporte juega un rol importante debido al comportamiento del gas en diferentes presiones y temperaturas para evitar formas sólidas (Pérez, 2017). Previo al inicio de las actividades, el material debe ser tratado por medio de un proceso rápido y sencillo, considerando cualquiera de los dos transportes. El transporte por medio de tubería o continuo se debe operar a diferentes valores de presión y temperatura a través de compresores para una mayor compactación y el manejo de una mayor cantidad de flujo en menor tiempo (Morales & Torres, 2008). El transporte por buques o también denominado discontinuo se realiza con el CO₂ líquido criogenizado en barriles, además puede resultar más económico a grandes distancias (Saldívar et al., 2017).

En este apartado se detallan los aspectos económicos y técnicos del transporte de dióxido de carbono por medio de tuberías o barcos. Además, mejorar los aspectos energéticos del transporte por cualquiera de los dos medios ya que por mar o tierra para llegar a los lugares donde se inyectará. Así, luego de la extracción del gas se debe pensar cuál será su manejo y

como será utilizado. El gas puede ser tratado como desperdicio o desecho (Morales & Torres, 2008).

2.3.1. CONTINUO O GASODUCTOS

Actualmente, los gasoductos mueven los mercados maduros y es la tecnología más utilizada para el traslado del gas. Comúnmente, el dióxido de carbono en estado gaseoso es comprimido a una presión mayor a los 1160.3 psi con la finalidad de evitar los regímenes de flujo bifásicos e incrementar la densidad del CO₂, simplificando y deprecia el traslado (IPCC, 2005).

Los aspectos esenciales para el funcionamiento idóneo de este tipo de transporte son:

- Diseño de la tubería (presión de 1450.38-2900.75 psi, CO₂ en estado supercrítico y bajo nivel de humedad).
- El diámetro estimado de la tubería depende del volumen a transportar y de la longitud del viaducto (Morales & Torres, 2008).

2.3.2. DISCONTINUO O POR BARCOS

El CO₂ se puede transportar por medio de buques, barcos y camiones cisterna transformándolo a estado líquido bajando la presión y temperatura a condiciones menores a temperatura y presión ambiente. El CO₂ puede ser transportado por buques cisterna, si se lo quiere hacer a grandes escalas (presión de 203.053-246.564 psi y temperatura de -77 a -86 °F), con una capacidad de “850 a 1400 toneladas de CO₂” (Pérez M. , 2017). El envío por barco puede ser más económico que el envío por tubería en algunos casos, especialmente en largas distancias, ya que los barcos también pueden ser más flexibles que las tuberías (Saldívar et al., 2017). “Para cargar un barco con la mayor cantidad de CO₂, el gas se convierte en líquido mediante presurización o una combinación de presurización y enfriamiento” (Morales & Torres, 2008).

Los camiones cisterna también son una opción viable ya que pueden transportar el gas a -68°F y 290.075 psi de presión. No obstante, sus costos son más elevados en comparación a los gasoductos y los barcos, excepto a pequeña escala. El transporte a gran escala no es viable en este tipo de camiones (Morales & Torres, 2008).

Para emplear este tipo de transporte se debe considerar la capacidad de almacenamiento temporal, la velocidad del medio, el calendario de embarque y el número de buques disponibles. Además, se debe conocer la distancia a la que se va a transportar el CO₂, las limitaciones técnicas y sociales (Parada, 2017) . Actualmente este método de transporte se realiza a pequeñas escalas debido a que el CO₂ no es tan demandado.

CAPITULO III

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE APLICACIÓN EN LOS RESERVORIOS DEL ECUADOR

3.1 PROPIEDADES DEL CO₂ PARA LA SELECCIÓN DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DEL CO₂

La viabilidad de aplicación del secuestro de dióxido de carbono en Ecuador aplicando los métodos anteriormente analizados, está enfocada al almacenamiento ya que es un país hidrocarburífero que dispone de varias formaciones geológicas que cumplen las características, propiedades y condiciones como almacén para albergar el dióxido de carbono (Galarza , 2013).

Es necesario considerar las propiedades del dióxido de carbono y el estado en el que se encuentra en función de sus profundidades. Estas propiedades se visualizan en las tablas 1 y 2.

Tabla 1. Propiedades del CO₂

PROPIEDADES	VALORES	UNIDADES
Peso molecular	44.01	g/mol
Estados	Sólido, líquido, gaseoso	
Gravedad específica	1.53	a 21 °C
Densidad crítica	760	kg/m ³ a 21.1 °C
Concentración en el aire	370	ppm
Estabilidad	alta	
Solubilidad en agua	0.9	vol/vol a 20 °C

Elaborado por: Stefany Jijón

Tabla 2. Propiedades físicas del CO₂ en función de la profundidad

PROPIEDADES FÍSICAS			
ESTADO	PROFUNDIDADES (ft)	PRESIÓN (psi)	TEMPERATURA (°F)
Gaseoso	1640-1968	14.7	60
Líquido	No aplica	alta	alta
Sólido	No aplica	14.7	-190
Punto Crítico	> 3280	1069.4	87.98

Elaborado por: Stefany Jijón

Si se requieren propiedades a valores específicos de las propiedades mencionadas anteriormente, recurrir a las gráficas 3,4 y 5 presentadas en el capítulo anterior.

3.2 SELECCIÓN DE YACIMIENTOS PARA UN POSIBLE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂

El país dispone de una extensión de 255.970 km², dentro de los cuales se ubican seis cuencas sedimentarias importantes como: la Cuenca Oriente comprendida entre las provincias de Pastaza, Sucumbíos y Napo; la Cuenca de Guayaquil ubicada entre Progreso, Santa Elena y el Golfo de Guayaquil. Además, de las Cuencas de Manabí, Esmeraldas, del Litoral Pacífico y Cuenca. De estas cuencas, solo en las dos primeras se ha confirmado la presencia de hidrocarburos (Cuencas Sedimentarias de Ecuador, 2006).

La Cuenca Oriente es el fragmento más prolífico de la provincia petrolera Marañón-Oriente-Putumayo (Baby & Rivadeneira, 2004). El play central Sacha Shushufindi, comprende los campos Sacha, Shushufindi y Libertador más importantes de la Cuenca Oriente formado por grandes fallas durante el avance del mar, NNESSO está orientado, vertical en profundidad y puede crecer hacia la superficie. En el borde oriental de la cuenca se encuentra el play oriental de Capirón Tiputini, formado por una estructura semigranular, actualmente cuenca invertida, estructurada por fallas de categoría conectadas por grado de separación (Baby & Rivadeneira, 2004).

Ecuador posee varios yacimientos de petróleo y gas, por lo cual es necesario conocer ciertas características de sus yacimientos y sean considerados como posibles almacenamientos de CO₂. En la tabla 3 se enlistan los criterios generales para este tipo de yacimientos. Estos criterios fueron considerados en base a características geológicas, estratigráficas, geotérmicas y presión, hidrodinámicos e hidrogeoquímicos.

Tabla 3. Criterios generales para selección de posibles yacimientos almacén.

FAVORABLES	EXCLUYENTES
Conocimientos geológicos y geofísicos amplios sobre el yacimiento.	Profundidad insuficiente del yacimiento, especialmente si es muy poco profundo.
Datos disponibles de los campos ya explotados.	
Experiencia previa en el comportamiento de campo en el proceso de explotación.	
La infraestructura de inyección y transporte previa, con ajustes y modificaciones se reutilizarán para la inyección de dióxido de carbono.	Capacidad insuficiente para el almacenamiento.
La porosidad de la roca almacén debe tener un rango de 11% a 30% o mayor.	
Poros de tamaño similar y bien conectados (alta porosidad efectiva)	Espesor reducido de la formación almacén
Suficiente volumen disponible antes de que se exceda la presión límite (sobrecarga) y no requerir una compresión excesiva	
Confinamiento satisfactorio (tanto a techo como en la parte inferior).	Permeabilidad inadecuada
La permeabilidad adecuada permite la inyección y la producción, sin anisotropía significativa, tanto horizontal como verticalmente.	

Elaborado por: Stefany Jijón

En la tabla 4 se describen los parámetros de la roca almacén analizados para la selección de posibles yacimientos almacén de CO₂.

Tabla 4. Parámetros de la posible roca almacén.

PARÁMETROS	VALORES
Profundidad (ft)	> 3280.84
Temperatura (F)	< 194
Presión (psi)	> 12038.1
Permeabilidad (mDarcy)	> 10
°API	> 27 °API
Viscosidad (cp)	< 10
Fracción del petróleo residual	> 0.30
Porosidad	11-30 %
Volumen	Considerablemente amplio
Saturación	mínimo porque ocupa espacio en la roca, reduciendo el volumen de CO ₂ que se puede almacenar

Elaborado por: Stefany Jijón

3.2 PROPIEDADES DE LOS RESERVORIOS DEL ECUADOR

En Ecuador están en operación 23 bloques petroleros distribuidos 20 en la Amazonia y 3 en el Litoral (EP Petroecuador, 2021). Los bloques se encuentran repartidos en campos y los más productivos del país al año 2020 son: Sacha, Shushufindi, Drago Norte, Aguarico, Tiputini, Tambococha, Auca Sur, Auca Sur1, Culebra, Yulebra, Yuca, Cuyabeno y Limoncocha por mencionar algunos. Se aplicarán los criterios de selección de almacenamientos geológicos de dióxido de carbono en los campos Limoncocha y Sacha ya que se dispone de información de estos campos. Las propiedades de estos campos se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Propiedades de dos campos del Ecuador.

PROPIEDADES	LIMONCOCHA		SACHA				
	U	T	BT	U	T	Hollín Superior	Hollín Inferior
Profundidad (ft)	8678	8917	7800	8530	8765	8975	8975
Espesor (ft)	40	60	4	31	100	7.5	45-55
Sw (%)	22	32	31	25	14.8	35	20-40
Porosidad	16.6	17.1	18	20	21	12	15
Permeabilidad (mD)	370	200	600	425	240	130	350
Salinidad (ppm)	60000	13000	24000-36000	25000-45000	20000-25000	3891	500-1500
API	19	28	25.1	28.6	28	27	29
Presión Inicial (psi)	4050	4000	3587	4054	4146	4450	4450
Presión de burbuja (psi)	785	935	870	1170	1310	550	61

Temperatura de Formación (F)	220	236	181	219	221	225	225
Viscosidad (cp)	8.84	2.55	2.5	1.8	1.6	1.4	3.7

Fuentes: Petroproducción, Halliburton, Petroamazonas EP
Elaborado por: Stefany Jijón

Con base a la tabla 5, se analizará la profundidad para el campo Limoncocha en la arena U a una profundidad de 8678 ft ya que cumple el criterio de selección mayor a los 3284 ft, así como los y de la misma manera los otros criterios.

3.3 VIABILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DE LOS MÉTODOS EN UN CAMPO

En la Cuenca Oriente del Ecuador se encuentran varios campos petroleros en producción y agotados que actualmente o en un futuro pueden ser considerados candidatos de almacenar dióxido de carbono. Se describirá al campo Limoncocha por su información relevante obtenida.

3.3.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA

Ubicación

El campo Limoncocha con una extensión de 8893 acres se ubica “a 200 km al sur este en línea recta de la ciudad de Quito” (Ramírez & Romo, 2012). Limoncocha es un campo maduro dentro del Bloque 15 con 50 pozos terminados en los reservorios U y T, divididos en 28 pozos activos, 12 inactivos, 7 abandonados y 3 pozos para inyección. Con estos datos se puede estimar el potencial de almacenamientos geológicos para el CO₂ (Espinosa, 2013).

Estructura

La sísmica de campo manifiesta que su estructura es la de un anticlinal formado por altos de bajo relieve (Ramírez & Romo, 2012).

Estratigrafía

Las arenas de campo Limoncocha fueron formadas con la retirada del nivel del mar que no llegaron al quiebre de la plataforma, es decir, tiene ascendencia marina. Estas arenas se caracterizan por su variabilidad, teniendo mayor presencia de grano fino a medio con algunas intercalaciones de limolitas y lutitas con algunas zonas de grano grueso (Ramírez & Romo, 2012).

Litología

Las estructuras petrográficas internas en el subsuelo están formadas por arenas productoras creando diferentes estructuras y composiciones denominadas arenisca U y arenisca T (Ramírez & Romo, 2012), las cuales muestran heterogeneidad geológica.

“La arenisca “U” superior se caracteriza por ser una secuencia de grano fino y se incrementa la bioturbación, se observan capas dobles de lodo” (Espinosa, 2013). Estas facies son el resultado de eventos sedimentarios de alta energía combinados con eventos de baja energía.

Por ello, se interpreta como conductos de mareas generalmente de los pozos, obteniendo una variación de barras de areniscas de mareas y se considera un elevado potencial para ser reservorio (Ramírez & Romo, 2012).

La arenisca “U” inferior se caracteriza por ser de “grano grueso en la parte inferior a grano medio en la parte superior, compuesta de cuarzo 95%, contacto erosivo hacia la base, carácter grano decreciente al tope, estratificación cruzada a la base y aumento de laminación hacia el tope” (Ramírez & Romo, 2012).

La arenisca “T” superior tiene una estructura de grano fino a medio, e intercalaciones de limolitas y areniscas (Ramírez & Romo, 2012). La arenisca “T” inferior muestra facies de “grano grueso hacia la base que gradan a granos más finos al tope; presentan estratificación cruzada y su base es generalmente erosiva. El ambiente de sedimentación de esta arenisca corresponde a las facies de canales textuales con influencia fluvial” (Ramírez & Romo, 2012). En esta arenisca, los topos manifiestan la influencia de las mareas, con intercalaciones de grano fino con poco espesor conjuntamente con entreveraciones muy delgadas de carbón hacia el tope el porcentaje de bioturbación se incrementa (Espinosa, 2013).

3.3.2. ANÁLISIS DE VIABILIDAD

El Campo Limoncocha actualmente no presenta actividad sísmica, su integridad geológica es segura y sin fallas por la presencia de un anticlinal, estratigráficamente posee una roca sello y la roca almacén (arenisca U y T) son los posibles reservorios. En la tabla 6, se pueden observar los criterios de análisis y el cumplimiento de los criterios de selección para ser considerado como un posible almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

Tabla 6. Comparación de los criterios generales de selección con el campo Limoncocha.

CRITERIOS GENERALES PARA UN POSIBLE ALMACENAMIENTO DE CO₂		CAMPO LIMONCOCHA	CONDICIONAL
Actividad sísmica	ninguna	ninguna	SI CUMPLE
Integridad geológica	segura sin fallas o fracturas	anticlinal sin fallas	SI CUMPLE
Estructura	Poseer un roca sello y reservorio	areniscas, lutitas	SI CUMPLE
Roca reservorio	Porosa y permeable	Arenas U y T	SI CUMPLE
Roca sello	Impermeable	Lutitas	SI CUMPLE
Litología del reservorio	areniscas tienen mayor porosidad primaria	Areniscas	SI CUMPLE
Análisis petrofísicos	porosidad, permeabilidad, saturación de agua, salinidad, entre otras	porosidad, permeabilidad, saturación de agua, salinidad, entre otras	SI CUMPLE
Porosidad	11-30 %	16-17 %	SI CUMPLE
Permeabilidad	bueno	200-370 mD	SI CUMPLE

Capacidad de la roca sello	superior al problema	superior al problema	SI CUMPLE
Salinidad	10 g/L	13-60 g/L	SI CUMPLE
Presión	Considerando la presión supercrítica del CO ₂	3100 psi	SI CUMPLE
Temperatura	Considerando la temperatura supercrítica del CO ₂	3101 psi	SI CUMPLE
Profundidad	> 3280.84 ft	8670-8950 ft	SI CUMPLE

Si bien en la tabla 6 se muestra que los criterios generales de selección cumplen las condiciones para ser considerado un posible almacenamiento geológico, para un análisis más profundo es necesario, según Ramírez (2011), disponer de la siguiente información:

- Perfiles sísmicos en dos y tres dimensiones del área de interés.
- Mapas estructurales de los yacimientos, sellos y acuíferos.
- Mapas detallados de los límites estructurales de la trampa almacenadora del CO₂, especialmente sobre los posibles puntos de fuga.
- Mapas donde se determinen los posibles puntos de migración del CO₂.
- Mapas de posibles fallas y fracturas.
- Mapas de facie lateral en el yacimiento o en la roca sello que muestren cualquier cambio.
- Núcleos de pozo y pared del yacimiento e intervalos sello.
- Registros de pozo geológico, geofísico y los comúnmente empleados en la ingeniería del petróleo.
- Análisis y pruebas de fluidos. Historial de producción de campos de aceite y/o gas cuando sea un yacimiento de petróleo y gas.
- Pruebas de incremento y/o decremento de presión para estudiar la permeabilidad del yacimiento, fronteras y canales de flujo.
- Análisis de las propiedades petrofísicas de la roca (porosidad, permeabilidad, petrografía, salinidad, pruebas de resistencia de la roca y capacidad de la roca sello).
- Valores de temperatura y presión.
- Análisis de esfuerzos en el yacimiento.
- Análisis hidrodinámico.
- Datos que permitan analizar las actividades geotectónicas por medio de estudios sísmológicos, geomorfológicos e investigaciones tectónicas.

CAPITULO IV

PERSPECTIVAS DEL SECUESTRO DE CO₂ COMO HERRAMIENTA PARA LA MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO

La captura del dióxido de carbono (CAC) consiste en la captura del gas proveniente de la quema de combustibles fósiles y almacenarlo en océanos o estructuras geológicas. Este método se encuentra como una alternativa de mitigación contra el cambio climático y se ha dado un impulso rápido a su desarrollo e investigación.

Existen diferentes puntos de vista sobre si es o no beneficioso la implementación del proceso de secuestro del dióxido de carbono. Varios grupos ambientalistas han manifestado su descontento respecto de la aplicación de este método alrededor del mundo mientras otros sectores y organizaciones ven al CAC como una forma de contribuir a la disminución de CO₂ hacia la atmósfera. Como un primer paso se ha implementado el Protocolo de Kioto que limita y reduce las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero) de los 36 países manufactureros y la Unión Europea.

Para los grupos ambientalistas, la captura y secuestro de CO₂ es una técnica que ha tomado fuerza, pero representa un elevado costo económico y ambiental. El CCS tiene un elevado costo, se estima incremento de entre el 40 al 80% por dispendios de generación de energía con relación a las centrales eléctricas convencionales. El incremento se ve reflejado por el coste de la ubicación de las instalaciones, el sitio de almacenamiento, el tipo de traslado y la técnica de captura a utilizar. Además, con este método existe una disminución en la eficacia de las centrales térmicas ya que queman aproximadamente un 30% más de combustible para obtener una cantidad similar de energía. Finalmente, se debe tener en cuenta que se debe realizar una inversión constante por los gastos adicionales como: la supervisión y verificación del almacenamiento de CO₂ por varias décadas y también el prevenir y controlar fugas que pudieran ocasionarse.

Se debe considerar que existe una serie de puntos críticos con respecto a los almacenamientos. Inyectar CO₂ en los océanos, lagos, ríos y lagunas, podrían acelerar la acidificación de grandes áreas marinas y dañar a varios ecosistemas y organismos (Pagura, 2020). Por lo tanto, el dióxido de carbono que fue almacenado con este método volverá a la atmósfera en un corto periodo de tiempo.

En las minas de sal, existe el riesgo de que el CO₂ se escape a través de las grietas y contamine los suministros de agua dulce (Pagura, 2020). La inyección de dióxido de carbono permite la expansión del carbón para capturar metano en las vetas por medio del almacenamiento del gas, el cual puede fracturar las capas de roca, liberar CH₄ y CO₂ hacia la atmósfera.

La aprehensión de CO₂ en los yacimientos de hidrocarburos en explotación se utiliza para el incremento de la producción de gas y petróleo dando origen al incremento de emisiones de carbono durante el proceso. Desde el punto de vista del dióxido de carbono total, la extracción mejorada de petróleo no reduce las emisiones de gases de efecto invernadero. Los campos agotados de petróleo y gas tienen múltiples pinchazos que deben sellarse porque cada pinchazo presenta un riesgo de fuga de gas. En muchas ocasiones el material utilizado como

sello resulta vulnerable al proceso de disolución debido a la reacción que se ocasiona con el ácido carbónico.

El secuestro de CO₂ representa varios riesgos al querer almacenarlo. Entre los cuales destacan, el peligro que corren las vidas humanas al existir fugas de los almacenamientos hacia la superficie por las altas concentraciones del gas. El CO₂ originario de los escapes cercanos a los depósitos de agua se podrían diluir en el mejor de los casos ocasionando burbujeos en los depósitos de agua dulce y en el peor podrían contaminar toda el agua dejándola inservible para el consumo humano.

El CO₂ almacenado como sal reemplazará la salmuera en el sitio. Esto propicia otro contaminante hacia los depósitos de agua dulce. La intrusión de agua salada en el subsuelo o aguas subterráneas puede afectar los hábitats y la vida silvestre, restringiendo el uso de la tierra agrícola, contaminando los acuíferos y las capas superficiales (Greenpeace, 2016).

El almacenamiento del gas en los océanos se debe vigilar y verificar imprescindiblemente al almacenamiento a largo plazo ya que no termina con el sellado del almacén. El seguimiento postoperacional ha sido fundamental durante cientos de años. En el caso del almacenamiento en los fondos marinos, las técnicas sísmicas utilizadas para monitorear las capas de sedimentos pueden, por sí mismas, tener efectos adversos sobre la fauna marina (Greenpeace, 2016).

Para los sectores industriales y varias organizaciones consideran una buena alternativa para contribuir a la mitigación del cambio climático el secuestro de dióxido de carbono, para ello actualmente se han desarrollado algunas investigaciones y proyectos. Esta alternativa es mejor que no hacer nada por el cambio climático ya que con el ritmo de vida actual, se vivirán una serie de fenómenos que pondrán en riesgo a la vida humana y el planeta irreversibles a nivel mundial. Según Cámara et al., (2016) “la Captura y Almacenamiento de CO₂ contribuiría entre el 15 y el 55% al esfuerzo mundial de mitigación acumulativo hasta el 2100, presentándose, por tanto, como una tecnología de transición que contribuirá a mitigar el cambio climático”.

El uso o empleo de combustibles fósiles para el desarrollo de procesos industriales, formación de electricidad y transporte conduce a mayores emisiones de GEI como el CO₂. Según el IPCC y la IEA, la principal fuente de energía primaria seguirá siendo los combustibles fósiles por varias décadas, por lo tanto, es necesaria la implementación de la captura y el secuestro de CO₂ para utilizar estos combustibles de manera eficiente y sostenible (Cámara et al., 2016).

La CAC presenta varias ventajas y beneficios, además de ser un método para mitigar el cambio climático, fomenta la investigación y evolución de proyectos; incentiva a la valoración de la información preexistente de las estructuras geológicas y realizar procedimientos con mayor exactitud para que en el futuro puedan ser considerados como posibles almacenamientos; también, promueve una significativa actividad en el mercado de carbono, fomentando que los certificados de las reducciones de carbono sean más codiciados por los sectores industriales; de la misma forma, el CO₂ puede ser utilizado en otros sectores industriales, incrementando la eficiencia y dejando de ser un contaminante si llega al proceso de captura y almacenamiento.

La CAC se va desarrollando con el tiempo. La UE destaca en cuanto a investigación y adelanto de los proyectos de CAC, además sus regulaciones buscan favorecer a todas las industrias

que hagan uso de esta solución para combatir el cambio climático (CECODES, 2017), trabajar con la mentalidad de que el progreso sustentable es una iniciativa para conseguir mayores ganancias, una mejor vida y uso razonado de los recursos naturales. “Asimismo, acompaña empresas para que desarrollen y pongan en práctica proyectos que logren un equilibrio entre objetivos económicos, sociales y ambientales” (Parada, 2017).

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- El secuestro de dióxido de carbono (CO₂) es una alternativa que actualmente juega un papel importante para combatir el cambio climático ya que se espera que en el año 2050 las emisiones del gas se tengan una reducción del 16%. Ecuador es un país que presenta potenciales características para efectuar el proyecto de CAC a pesar de que no existe experiencia previa.
- Una vez revisada la Literatura queda demostrado que la tecnología de secuestro de CO₂ es factible a largo plazo y se puede desarrollar en los países que dispongan de las características necesarias para cumplir con el procedimiento de separación, captura, traslado y almacenaje del CO₂.
- Al estudiar las diferentes técnicas de aprehensión y almacenaje del CO₂ se identificó que varias de ellas ya han sido implementadas en algunos países y se ha desarrollado nuevos proyectos dando indicios de ser aplicable y encontrarse en una etapa de avanzada. En la captura, los sistemas de precombustión pueden aplicarse a las centrales térmicas de carbón obteniendo una alta eficiencia; los sistemas de postcombustión al ser más costosos se aplican en concentraciones bajas de CO₂ para reducir costos. El almacenamiento en las estructuras geológicas es el más importante debido a su gran potencial de almacenaje y disponibilidad. El secuestro de CO₂ es más factible en yacimientos de petróleo o gas agotados, formaciones de agua salada, depósitos de carbón sin explotar y cavidades en las formaciones de sal.
- En el Ecuador se puede aplicar la tecnología CAC, a través de la recuperación mejorada (EOR) con la finalidad de obtener el petróleo remanente de los reservorios. Sin embargo, este método de recuperación no contribuye a la disminución del cambio climático ya que al aumentar la producción de hidrocarburos las emisiones del gas en la atmosfera se incrementarán.
- La captura y almacenamiento de CO₂ es importante para disminuir las emisiones de este gas, ya que se espera que contribuya de 15 a 55% al esfuerzo global acumulativo de mitigación hasta el año 2100. Actualmente estas tecnologías tienen un costo elevado, pero a medida que se va desarrollando se espera que sus costos sean accesibles y permitan su aplicación a nivel mundial.

5.2. RECOMENDACIONES

- Mantener actualizado el conocimiento acerca del tema tratado ya que al ser reciente cada día se pueden tener nuevos descubrimientos. Además, realizar futuras investigaciones a los proyectos que se estén desarrollando actualmente para obtener mayores datos acerca de la aplicación.

- Desarrollar normativa que regule y asegure la adopción de tecnologías CCS, especialmente en los aspectos relacionados con la aprehensión, traslado y acopio del dióxido de carbono.
- Proveer a las empresas y público general información sobre aspectos científicos y técnicos de la CAC.
- Fomentar el desarrollo de varios proyectos de captura y almacenamiento de dióxido de carbono con el fin de ganar mayor experiencia. Desarrollar plantas piloto que contribuyan al desarrollo tecnológico e integración de los procesos de captura de CO₂ con las plantas actuales
- Crear un marco legal y un reglamentario adecuado, con la finalidad de eliminar los obstáculos que dificultan la constitución en los países tercermundistas.
- Realizar un detalle de los posibles almacenamientos, por medio de estudios de búsqueda y clasificación de almacenes de CO₂.
- Definir los criterios sobre medio ambiente y seguridad que limiten el desarrollo de las infraestructuras, para ser utilizados en las actividades de información y aceptación del público por concepto de CAC.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos . (23 de junio de 2021). *Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos* . Obtenido de <https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/descripcion-general-de-los-gases-de-efecto-invernadero>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (10 de 12 de 2021). *Agencia Nacional de Hidrocarburos*. Obtenido de La Cadena del Sector Hidrocarburos: <https://www.anh.gov.co/porta regionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>
- Almeida , A., Fajardo , P., Maldonado , A., Orozco , D., Rodriguez , M., De Machachi , M., . . . Ruggier , L. (2020). *Informe Mecheros en Ecuador*. Quito: Colectivo eliminan los mecheros que encendemos la vida.
- Ansarizadeh, M., Dodds, K., Gurpinar, O., Pekot, L., & Kalfa, U. (septiembre de 2015). *Schlumberger*. Obtenido de El dióxido de carbono: desafíos y oportunidades.: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/4-co2-spanish>
- Aquae Fundación. (2021). *Fundación Aquae*. Obtenido de <https://www.fundacionaquae.org/los-gases-de-efecto-invernadero/>
- Ayala, E., & Martínez, F. (2019). *Tecnologías de captura de CO2 en procesos de postcombustión de gas natural*. Colombia: MET&FLU.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito-Ecuador: IFEA,IRD,PETRO ECUADOR.
- Bachu, S. (2000). Sequestration of CO2 in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. En E. Bachu, *Sequestration of CO2 in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change*. (págs. 953-970). Alberta, Canadá : Energy Conversion and Management.
- BBC News Mundo. (23 de diciembre de 2019). *BBC News*. Obtenido de Cambio climático: los gráficos animados que muestran los 15 países que más CO2 emitieron en los últimos 20 años: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-internacional-50811389>
- Benavides, H. O., & León, G. E. (2007). *Información Técnica sobre Gases de Efecto Invernadero y el Cmabio Climático*. Bogotá - Colombia: IDEAM.

- Bustos, J. G. (2012-2013). *Aplicación de la Fractura Hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana*. Madrid: Universidad Complutense de Madrid.
- Caballero, M., Lozano, S., & Ortega, B. (2007). Efecto Invernadero, Calentamiento Global y Cambio Climático: Una perspectiva desde las ciencias de la Tierra. *Revsita Digital Universitaria*, 11.
- Cámara, A., Navarrete, B., Candil, R., Vilanova, E., Segarra, J., Morán, S., & Zapatero, M. (2016). *Captura y Almacenamiento de CO2*. Connama 10.
- Chaverra, D. (6 de agosto de 2019). *ACR Latinoamerica*. Obtenido de Destilación criogénica: una tecnología prometedora para la captura de carbono: <https://www.acrlatinoamerica.com/201908068851/noticias/empresas/destilacion-criogenica-una-tecnologia-prometedora-para-la-captura-de-carbono.html>
- Clemente, M., Naharro, J. R., & Pérez del Villar, L. (2011). *Evaluación del Desarrollo de las Tecnologías de Almacenamiento de CO2*. Madrid: Real Academia de Doctores de España.
- Clima, A. p. (21 de julio de 2021). *Acción de la Unión Europea*. Obtenido de https://ec.europa.eu/clima/change/causes_es
- Consejo Empresarial Colombiano para el Desarrollo Sostenible (CECODES). (23 de abril de 2017). *Quienes somos*. Obtenido de <http://www.cecodes.org.co/site/quienes-somos/>
- Coronas, J. (10 de diciembre de 2018). *Heraldo*. Obtenido de Membranas ultrafinas para capturar dióxido de carbono: <https://www.heraldo.es/noticias/sociedad/2018/12/10/membranas-ultrafinas-para-capturar-dioxido-carbono-1281684-310.html>
- (2006). *Cuencas Sedimentarias de Ecuador*. Santa Cruz- Bolivia: Universidad Autónoma Gabriel René Moreno.
- Ecologistas en Acción. (1 de diciembre de 2005). *Captura y almacenamiento de CO2*. Obtenido de <https://www.ecologistasenaccion.org/7815/captura-y-almacenamiento-de-co2/>
- EP Petroecuador. (20 de junio de 2021). *Once Campañas de Perforación se Realizarán en los Campos de Petroecuador Durante el Segundo Semestre de 2021*. Obtenido de EP Petroecuador: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=10830>

- Esparza, S., Cabrera, J. S., & Reta, M. (2017). Tecnologías de captura y almacenamiento de dióxido de carbono. *Revista de Ciencias Naturales y Agropecuarias*, 22-34.
- Espinosa, E. (2013). *Estudio de la Factibilidad para la Implementación del Sistema de Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂), Huff and Puff, en Campos Maduros*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Foster, S., & Elzinga, D. (24 de Enero de 2022). *Crónica ONU*. Obtenido de El papel de los combustibles fósiles en un sistema energético sostenible: <https://www.un.org/es/chronicle/article/el-papel-de-los-combustibles-fosiles-en-un-sistema-energetico-sostenible>
- Fundación para Estudios sobre la Energía. (2008). *El futuro del carbón en la política energética española*. Madrid: Fundación para Estudios sobre la Energía.
- Fundación Carlos Slim. (14 de mayo de 2016). *Fundación Carlos Slim*. Obtenido de Bosques secundarios contra el cambio climático: <https://fundacioncarlosslim.org/bosques-secundarios-cambio-climatico/#:~:text=La%20captura%20y%20almacenamiento%20de,centrales%20el%20C3%A9ctricas%20o%20plantas%20industriales>.
- Fundación para Estudios sobre la Energía. (2008). *El futuro del carbón en la política energética española*. Madrid: Fundación para Estudios sobre la Energía.
- Galarza, C. (2013). Almacenamiento geológico de CO₂: una solución para la mitigación del cambio climático. *Real Sociedad Española de Química*, 20-26.
- Green Facts . (2005). *Green Facts* . Obtenido de Captura y Almacenamiento de CO₂: <https://www.greenfacts.org/es/captura-almacenamiento-co2/l-2/1-secuestro-carbono.htm>
- Greenpeace. (2016). *www.greenpeace.es*. Obtenido de Captura y Secuestro de Carbono (CCS) una inyección arriesgada: http://archivo-es.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio_climatico/captura-y-secuestro-de-carbono-2.pdf/
- Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. (2005). *La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono*. Montreal: ISBN 92-9169-319-7.

- Guale, A. A. (2021). *Actualización de Reservas de Petróleo Original en Sitio a través de la Aplicación del Método de Balance de Materiales, Caso Estudio Campo Sacha*. La Libertad-Ecuador: Universidad Estatal de la Península de Santa Elena.
- IPCC. (2005). *Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage*. Final Draft.
- Jones, T. (2010). CO2 Capture Technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions . En E. O. Appert, *Co2 Capture Technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions* (págs. 111-129). Paris, France: Editions TECHNIP.
- Kalam, S., Olayiwola, T., M. Al-Rubaii, M., Amaechi, B., Jama, M., & Awotunde, A. (2021). Carbon dioxide sequestration in underground formations: review of experimental, modeling, and field studies. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 1-23.
- Kaldi, J., & Gibson-Poole, C. (2008). *Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO2 Storage Projects*. CO2CRC Report N°: RPT08-1001. .
- Martínez, J. M. (2008). *El futuro del carbón en la política energética española*. Madrid: Fundación para Estudios sobre la Energía.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). Obtenido de Miteco: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/cumbre-cambio-climatico-cop21/el-cambio-climatico/>
- Morales , H., & Torres, C. (2008). *Tecnologías de Captura y Secuestro de CO2*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Moreno, S. (2019). *Estudio de sistemas de captura de CO2 y métodos de concentración de CO2 en corrientes gaseosas aplicados a ciclos combinados*. Sevilla, España: Universidad de Sevilla.
- Muñoz, C. B., Mora Peris, P., & Recalde Rodríguez, J. D. (2011). *Estado del arte de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO2 en la industria del cemento*. España: Agrupación de fabricantes de cemento de España.
- Ortiz, I. (2013-2014). *Análisis de sistemas de captura de CO2 y de conversión a Syngas en sistemas integrados para ciclo combinado*. Sevilla: Universidad de Sevilla.

- Pagura, C. (9 de Mayo de 2020). Guía del cambio climático: ¿Es peligroso inyectar CO2 bajo tierra? *Ámbito*, págs. 1-5.
- Parada, N. A. (2017). *Tecnología de Captura y Almacenamiento de CO2 en Sectores Industriales*. Bogotá, D.C: Fundación Universidad de América.
- Perales, J. (2017). *Tesis en Red*. Obtenido de Desulfuración de gas de síntesis a alta temperatura y presión por absorción en óxidos regenerables.: <https://www.tesisenred.net/bitstream/handle/10803/6424/06CAPITULO1.pdf?sequence=6&isAllowed=y>
- Pérez, A., Gómez, M., & Carrera, J. (2009). El Almacenamiento Geológico de CO2, una de las Soluciones al Efecto Invernadero. En *Enseñanza de las Ciencias de la Tierra* (págs. 179-189). I.S.S.N.: 1132-9157.
- Pérez, M. (2017). *Análisis y Evaluación de los Sistemas de Secuestro de CO2 en Plantas de Generación de Energía*. Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional.
- Ramírez, K. R., & Romo, L. I. (2012). *Estudio de la Optimización del Sistema de Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo en el Área Limoncocha*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Ramírez, R. (2011). *Almacenamiento Geológico de CO2*. México, D.F: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Rigg, A., Allinson, G., Bradshaw, J., Ennis-King, J., Gibson-Poole, C. M., Hillis, R. R., . . . Streit, J. E. (2001). The search for sites for geological sequestration of CO2 in Australia: A progress report on GEODISC. *APPEA Journal*, 41,711-725.
- Rivadeneira, M. (2004). Características Geológicas Generales de los Principales Campos Petroleros de Producción. En P. Baby, & M. Rivadeneira, *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (págs. 229-294). Quito-Ecuador: Travaux de 'Institut .
- Rivadeneira, M. (2004). Breve Reseña Histórica de la Exploración Petrolera de la Cuenca Oriente. En P. Baby, M. Rivadeneira, & R. Barragán, *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (págs. 2005-227). Quito-Ecuador: Travaux de 'Institut Français d'Études Andines.

- Ruiz, C., Prado, A., Campos, R., Hurtado, A., Pelayo, M., A. d., & Martínez, R. (2008). *Almacenamiento geológico de CO₂: Criterios de selección de emplazamientos*. Madrid: Congreso Nacional del Medio Ambiente Cumbre del Desarrollo Sostenible.
- Saldívar, S., Cabrera, J. S., & Reta, M. (2017). *Revista de Ciencias Naturales y Agropecuarias. Tecnologías de captura y almacenamiento de dióxido de carbono*, 22-34.
- Sandoval, J. C. (2013). *Metodología para la Identificación de Pozos con Oportunidades de Incremento de Producción en Campos Maduros*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Santibañez, E. (2014). *Captura y Almacenamiento de Carbono para Mitigar el Cambio Climático: Modelo de Optimización Aplicado a Brasil*. Departamento de Computação: Universidade Federal de Ouro Preto.
- Sanz, R. (2010). *Estudio tecnológico sobre el vector hidrógeno y sus aplicaciones en el siglo XXI*. Zaragoza: Universidad de Zaragoza.
- Silva, B. J. (2011). *Evaluación de Tecnologías de Recuperación Mejorada no Térmicas en el Campo Cerro Negro*. Barcelona: Universidad de Oriente.
- Sreedhar, I., Nahar, T., Venugopal, A., & Srinivas, B. (2017). Carbon capture by absorption – Path covered and ahead. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 1080-1107.
- Torres, C. (2008). *Tecnologías de captura y secuestro de CO₂*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Vega, F. (2011). *Diseño de herramienta de análisis experimental para el estudio de la oxidación parcial*. Sevilla: Escuela Superior de Ingenieros Industriales Universidad de Sevilla. Obtenido de DISEÑO DE HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS EXPERIMENTAL PARA EL ESTUDIO DE LA OXIDACIÓN PARCIAL.