

Estudio Comparativo Sobre los Métodos de Captura de CO₂

Sebastian Alexander Guzman Marin

Dianis Chávez Campuzano

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de petróleos

Director

Olga Patricia Ortiz Cancino

PhD. Ingeniera de Procesos

Codirector

Jorge Andrés Sáchica Ávila

Ingeniero de Petróleos. M.Sc.

Codirector

Luis Carlos Pinzón Jaimes

Ingeniero de Petróleos. M.Sc.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

Agradezco primeramente a Dios quien ha sido mi soporte en todo este proceso, por permitirme llegar hasta aquí, por la sabiduría de saber enfrentar cada uno de los obstáculos que se presentaron en el camino y demostrarme que su Amor es incondicional.

A Juan Carlos Barros Villalobos quien está en la presencia de Dios, agradezco infinitamente por guiarme a través de su sabiduría y me dio las bases necesarias para seguir adelante.

A Roselia Parra, por sus consejos llenos de Amor que siempre necesitaré, por guiarme en este camino de ser una profesional, por su incondicionalidad, por su esfuerzo, paciencia y dedicación, por estar presente en este gran sueño. A Juan Carlos y Roselia por ser los pilares que me motivaron a cumplir cada una de mis metas.

A mi madre Maria Chavez por su Amor, por sentirse orgullosa de mi desde que nací, por estar presente en esta gran etapa y por levantarse cada día a dar siempre lo mejor de sí misma para mi y mis hermanos.

A mis amigos de la universidad, vida personal y profesional; por los aprendizajes, trabajo en equipo y por el crecimiento en todos los aspectos de mi vida.

Dianis Chávez Campuzano

Dedicatoria

Agradezco primeramente a Dios por darme sabiduría y fortaleza. Por siempre estar ahí en cada momento, por permitirme llegar hasta donde estoy, porque sin la voluntad de él, ni siquiera la hoja de un árbol cae.

Agradezco y honro a mi padre Humberto Guzmán Figueroa, que, aunque partió de este mundo a reunirse con Dios, formó y preparó en mí una persona fuerte, pero a su vez noble, con una moral alta, siempre dispuesto para asumir los retos que la vida propone.

A mi madre Eumelia Marin Medina, quien es mi gran apoyo en todo, una fuente de amor incondicional. Que sembró en mí la sabiduría y siempre me orientó para buscar el crecimiento personal y profesional,

A mi hermano Andrés Guzmán Marin, que es mi ejemplo, es mis ojos al mundo, lo que él ve, también lo veo yo, me permite aprender cada día de la experiencia a las que él hace frente

A mis amigos “Héroes del silencio” y amigos de la universidad porque con ellos formé y moldeé mi personalidad, muy agradecido por haberlos conocido porque son grandes seres humanos, que en todo momento buscan lo mejor para mí.

Sebastian Alexander Guzman Marin

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander, por ser nuestra alma mater y brindarnos el conocimiento, por formarnos y velar siempre por nuestro crecimiento personal y profesional.

Agradecemos a nuestra directora de tesis Olga Patricia Ortiz Cancino, por su paciencia en el transcurso de esta investigación, por guiarnos por el mejor camino y estar dispuesta siempre a prestar su ayuda a través de su sabiduría.

Agradecemos a nuestros codirectores Jorge Andrés SÁCHICA y Luis Carlos pinzón, por su disposición y entrega en esta investigación, por ser una guía y estar dispuestos a ayudarnos a tener las bases necesarias en el desarrollo de nuestro proyecto y culminar con éxito para el logro de nuestro grado.

Infinitamente gracias a todos los que hicieron parte de nuestro crecimiento profesional y personal, a nuestros amigos y profesores en nuestro paso por la universidad, porque gracias a ellos fuimos formados para ser grandes profesionales éticos y dar siempre lo mejor de nosotros mismos a pesar de los mil obstáculos que se nos presenten en el camino.

Sebastian Guzman y Dianis Chávez

Tabla de Contenido

Introducción	13
1. Objetivos.....	15
1.1 Objetivo General.....	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Marco Teórico.....	16
2.1 Generalidades del CO ₂	16
2.2 Cambio Climático	18
2.3 Gases de Efecto Invernadero	19
2.4 Acuerdo de Paris	21
2.5 Potencial de calentamiento global	22
2.4 Emisiones de gases de efecto invernadero en Colombia	23
2.5 Emisiones de gases de efecto invernadero en el mundo	25
3. Sistemas de Captura de Dióxido de carbono CO ₂	29
3.1 Postcombustión.....	29
3.2 Precombustión.....	43
3.3 Oxidación.....	47
4. Facilidades a nivel mundial donde se han implementado los métodos de captura de CO ₂	49

4.1 Proyecto Northern Lights - Equinor (Noruega)	52
4.2 Refinería de Zeeland - Air Liquide (Países bajos).....	57
4.3 North West Redwater Partnership (Canada).....	61
5. Refinería de Barrancabermeja.....	67
5.1 Emisión de CO ₂ en la Refinería de Barrancabermeja	68
5.2 Plantas de Captura de CO ₂ en la refinería Barrancabermeja.....	72
5.3 Flujos de CO ₂ en las unidades de la Refinería de Barrancabermeja	75
5.4 <i>Propuesta de selección para la Refinería de Barrancabermeja</i>	79
6. Conclusiones	86
7. Recomendaciones	88
Referencias Bibliográficas	90
Apéndices.....	94

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Propiedades físicas del Dióxido de Carbono (CO₂)</i>	17
Tabla 2. <i>Propiedades físicas del Dióxido de Carbono (CO₂)</i>	22
Tabla 3. <i>Principales solventes utilizados en los procesos de absorción física</i>	31
Tabla 4. <i>Solventes químicos utilizados en procesos de absorción química</i>	34
Tabla 5. <i>Especificaciones de calidad para el CO₂ licuado</i>	55
Tabla 6. <i>Emisiones de CO₂eq para los alcances 1 y 2</i>	74
Tabla 7. <i>Departamentos de la Refinería de Barrancabermeja</i>	75
Tabla 8. <i>Relación de los flujos de CO₂ correspondientes a las emisiones en la refinería 2019</i>	76
Tabla 9. <i>Concentración molar del gas que es tratado en la U. Turboexpander</i>	77
Tabla 10. <i>Concentración molar del gas que es tratado en la Unidad de H₂</i>	78
Tabla 11. <i>Matriz numérica para la selección de la propuesta técnica</i>	81
Tabla 12. <i>Ponderación de cada criterio</i>	82
Tabla 13. <i>Matriz de priorización Pugh</i>	83

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Representación tridimensional de la molécula de CO ₂	16
Figura 2. <i>Emisiones anuales de CO₂ en Colombia</i>	24
Figura 3. <i>Emisiones anuales de dióxido de carbono (CO₂)</i>	25
Figura 4. <i>Emisiones anuales de CO₂</i>	26
Figura 5. <i>Emisiones anuales de CO₂ de combustibles fósiles, por región del mundo.</i>	27
Figura 6. <i>Diagrama de proceso para un sistema de absorción.</i>	30
Figura 7. <i>Diagrama de proceso simplificado de captura de dióxido de carbono basado en membranas.</i>	40
Figura 8. <i>Proceso de precombustión.</i>	46
Figura 9. <i>Aplicaciones de CCS en 2020.</i>	50
Figura 10. Proyecto Northern Lights.	53
Figura 11. <i>Proceso de un proyecto de captura de CO₂</i>	53
Figura 12. <i>Refinería Zeeland (Países bajos).</i>	57
Figura 13. <i>Proceso de captura de CO₂ usado en la refinería de Zeeland</i>	59
Figura 14. <i>Refinería Northwest Redwater Sturgeon.</i>	61
Figura 15. <i>Proceso de CCS en la refinería Sturgeon en Canadá.</i>	63
Figura 16. <i>Refinería de Barrancabermeja.</i>	67
Figura 17. <i>Principales fuentes de gas.</i>	71
Figura 18. Inventario de Emisiones CO ₂ eq.....	72

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Ventajas y desventajas de los métodos de captura de CO ₂	94
Apéndice B. Características de las principales alcalino aminas.	97
Apéndice C. Ventajas y desventajas de los principales absorbentes físicos.....	100
Apéndice D. Justificación de la matriz de priorización Pugh para cada criterio.	101

Glosario

Antropogénico: De origen humano o derivado de la actividad del hombre.

GEI: gases de efecto invernadero

IPCC: El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático

CO₂: Dióxido de carbono; es un compuesto inorgánico formado por la unión simétrica de un átomo de carbono y dos átomos de oxígeno.

AIE: agencia internacional de energía

Carbono Equivalente: Es una medida del potencial de calentamiento mundial que permite que todos los gases de efecto invernadero puedan compararse de acuerdo a un parámetro común: el causado por el dióxido de carbono.

Resumen

Título: Estudio Comparativo Sobre los Métodos de Captura de CO₂^{1*}

Autor: Sebastian Alexander Guzman Marin, Dianis Chávez Campuzano^{2**}

Palabras Clave: Métodos de captura de CO₂, Medio ambiente, Emisiones de CO₂, Secuestro de dióxido de carbono.

Descripción: Lograr reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y disminuir sus niveles en el aire es una de las grandes tareas propuestas en el entorno mundial actual para un desarrollo sostenible. La mejora en la eficiencia energética, el desarrollo hacia fuentes de energía renovables, el control y vigilancia en los focos de emisiones de gases de efecto invernadero son algunos ejemplos del panorama actual.

Los métodos de captura de CO₂ permiten utilizar los combustibles fósiles para la generación de energía, disminuyendo así las emisiones de CO₂ al ambiente.

El propósito de este trabajo es presentar de manera descriptiva y comparativa los diferentes métodos de captura de CO₂, exponer algunos lugares donde se está llevando a cabo el proceso de secuestro de dióxido de carbono, además de analizar la viabilidad técnica por medio de una matriz de priorización con el fin de aplicar algún método de captura de CO₂ a una sección de la refinería de Barrancabermeja.

^{1*} Trabajo de Grado

^{2**} Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: PhD. Olga Patricia Ortiz Cancino, Ingeniera de Petróleos. Codirector: M.Sc. Jorge Andrés Sáchica Ávila, Ingeniero de Petróleos.

Abstract

Title: Comparative Study of CO₂ Capture Methods^{3*}

Author(s): Sebastian Alexander Guzman Marin, Dianis Chavez Campuzano^{4**}

Key Words: CO₂ capture methods, environment, CO₂ emissions, carbon dioxide sequestration.

Description: Reducing greenhouse gas (GHG) emissions and lowering their levels in the air is one of the great tasks proposed in the current global environment for sustainable development. The improvement in energy efficiency, the development towards renewable energy sources, the control and monitoring of greenhouse gas emission sources are some examples of the current scenario.

CO₂ capture methods allow the use of fossil fuels for power generation, thus reducing CO₂ emissions into the environment.

The purpose of this work is to present in a descriptive and comparative way the different methods of CO₂ capture, to expose some places where the carbon dioxide sequestration process is being carried out, in addition to analyzing the technical feasibility through a matrix of prioritization in order to apply some CO₂ capture method to a section of the Barrancabermeja refinery.

^{3*} Degree Work

^{4**} Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering School. Advisor: Olga Patricia Ortiz Cancino, PhD. Co-advisor: Jorge Andrés Sáchica Ávila, M.Sc.

Introducción

El enfoque mundial de la lucha continua contra el cambio climático y el compromiso de países enfocados a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) orientan a nuevas tecnologías de captura de CO₂ como una alternativa para remediar las altas emisiones y concentraciones de CO₂ en la atmósfera, esto ha obligado a los estados industriales que están produciendo grandes cantidades de dióxido de carbono a reducir estas emisiones para contribuir y detener la tendencia al aumento del calentamiento global. Esto se debe a la alta demanda de producción de energía, impulsado por el alto crecimiento industrial mundial que ha provocado un aumento desenfrenado de los GEI, en particular el CO₂ y está relacionado directamente con el incremento de la temperatura mundial desde que comenzaron los registros en 1880. (OTC,2018).

Las centrales eléctricas de combustibles fósiles son una fuente importante de emisiones de dióxido de carbono. para controlar las emisiones y reducir este efecto, se puede integrar en la central una técnica de captura de CO₂. En el caso de corrientes de gas de combustión a baja presión derivadas del carbón, se ha descubierto que la aplicación de un proceso de absorción química utilizando una solución acuosa de alcalinoamina es el método de captura de CO₂ más eficaz. Sin embargo, la corrosión es un inconveniente importante, que impide que el proceso de amina logre su mayor eficiencia posible. La corrosión es un proceso electroquímico que involucra la transferencia de electrones dentro del material de construcción, lo que resulta en su deterioro. El proceso electroquímico es una reacción de óxido reducción (redox), que consta de dos reacciones químicas conocidas como oxidación y reducción. (Saiwan et al ,2011).

Actualmente, en el mundo se están llevando a cabo diversas acciones para lograr reducir estas emisiones que contribuyen al incremento de los gases de efecto invernadero, entre estas contribuciones están los métodos de oxidación, postcombustión y precombustión las cuales son tecnologías desarrolladas para lograr capturar estas emisiones durante los procesos de generación CO₂.

Estas tecnologías representan una gran contribución al cambio climático ya que logran disminuir las emisiones de CO₂ proveniente de industrias y/o los procesos de combustión para generar energía, procesos de refinación de hidrocarburos, aplicaciones en la industria del acero y el cemento, entre otras.

Para el caso colombiano ésta y otras tecnologías para la mitigación del cambio climático se encuentran en estado de desarrollo para posibles proyectos futuros, como soporte el propósito del trabajo es presentar de manera descriptiva y comparativa los diferentes métodos de captura de CO₂, además de analizar la viabilidad técnica por medio de una matriz de priorización de Pugh con el fin de aplicar, a futuro, algún método de captura de CO₂ a una sección de la refinería de Barrancabermeja.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Elaborar un estudio comparativo sobre los métodos de captura de CO₂

1.2 Objetivos Específicos

Describir los métodos existentes para la captura de CO₂ como alternativa para reducir el efecto invernadero.

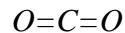
Describir las principales facilidades a nivel mundial en las cuales se está implementando la captura de CO₂.

Analizar la viabilidad técnica de la aplicación de los métodos de captura de CO₂ en la refinería de Barrancabermeja.

2. Marco Teórico

2.1 Generalidades del CO₂

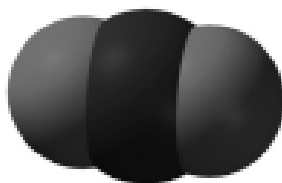
El dióxido de carbono es uno de los primeros gases descritos como sustancias distintas del aire. Esto se debe a que, dada la hibridación del carbono, la molécula posee una geometría lineal y simétrica. Su representación por estructura de Lewis es:



El CO₂ es un compuesto inorgánico formado por la unión simétrica de un átomo de carbono y dos átomos de oxígeno, especialmente dispuestos para formar una molécula triatómica lineal como se muestra en la figura 1.

Figura 1.

Representación tridimensional de la molécula de CO₂.



Nota. Representación tridimensional de la molécula de CO₂. Tomado de *Medina 2010*

El CO₂ es un gas inerte en condiciones normales y que se produce principalmente como un subproducto de procesos de combustión (Medina,2010).

El dióxido de carbono también tiene forma sólida y líquida. Es sólido a temperaturas de -78 °C y líquido cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua, y solamente es soluble en agua

cuando la presión se mantiene. Cuando la presión desciende intentará escapar al aire, dejando una masa de burbujas de aire en el agua.

Es un gas que se encuentra en muy baja concentración atmosférica de manera natural. Es un ingrediente necesario en el ciclo de vida de animales y plantas, se libera en la respiración de los seres vivos y es retenido por las plantas en forma de carbono a través de la fotosíntesis (Laria et al., 2015).

Tabla 1.

Propiedades físicas del Dióxido de Carbono (CO₂).

Propiedad	Valor	Unidades
Masa Molecular	44,01	Kg/mol
Gravedad Específica	1,53	@ 21 °C
Densidad Crítica	468	Kg/m ³
Concentración en el Aire (Año 2020)	416,21	ppm
Estabilidad	Alta	
Líquido	Presión <415,8 *10 ³	Pa
Sólido	Temperatura < -78	°C
Constante de Solubilidad de Henry	298,15	mol/Kg * bar
Solubilidad del Agua	0,9	Vol / Vol @ 20°C

Nota. Muestra las propiedades físicas del Dióxido de Carbono (CO₂). Tomado del proceso de recuperación de CO₂. Generalidades. por Núñez caraballo et al., 2015

El CO₂ supercrítico tiene una densidad similar a la del petróleo, pero con una viscosidad más baja, por lo tanto, el dióxido de carbono causa que el petróleo reduzca su

viscosidad, ya que al ser inyectado hinchará las gotas atrapadas y finalmente hará que el petróleo se mueva y facilite su extracción (Le van y Chon, 2017).

2.2 Cambio Climático

La Tierra sufre continuamente cambios climáticos, pero la tasa actual de aumento tanto de la temperatura (Diffenbaugh and Field, 2016) como de los niveles atmosféricos de CO₂ (Zeebe et al., 2016) puede no tener precedentes en los últimos 66 millones de años, según los datos actualmente disponibles. Desde mediados del siglo XIX, se ha entendido que pequeños cambios en los gases atmosféricos, incluido el CO₂, pueden alterar el clima de la Tierra. Actualmente, se tiene confianza en los modelos climáticos globales, la recopilación de datos modernos y los avances de la investigación para predecir cambios futuros y comprender los detalles de los cambios rápidos que se han observado en los últimos 150 años. El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) ha concluido que es muy probable que las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero (GEI) sean la causa principal del calentamiento global observado desde 1950 (IPCC, 2014). El IPCC continúa concluyendo que los impactos en los sistemas naturales y humanos serán significativos e incluirán riesgos para "la salud, los medios de vida, la seguridad alimentaria, el suministro de agua, la seguridad humana y el crecimiento económico" (IPCC, 2018).

Los factores determinantes del clima se refieren a las condiciones físicas y geográficas, que son relativamente constantes en el tiempo y en el espacio y que influyen en el clima en aspectos relacionados con la transferencia de energía y calor. Los de mayor importancia son la latitud, la elevación y la distancia al mar. Otros factores que intervienen en las variaciones del clima son las

corrientes marinas, la cobertura vegetal, los glaciares, los grandes lagos, los ríos y la actividad humana. Debido a las variaciones de la latitud y a las diferencias en la absorción de energía por la superficie terrestre se forman contrastes de temperatura y de presión atmosférica que dan el inicio al movimiento que redistribuye la energía (calor) y la masa (vapor de agua) en la atmósfera del planeta. Es así, como la radiación solar se constituye en el empuje inicial de la circulación general de la atmósfera. Por ello, el clima de la Tierra sufre cambios cuando varía la cantidad de radiación solar que llega al sistema climático o cuando varían las características de reflexión-absorción - emisión de la superficie terrestre. (IDEAM,2007).

2.3 Gases de Efecto Invernadero

Los gases de efecto invernadero o gases de invernadero son los componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos (causados por el hombre), que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes. En la atmósfera de la Tierra, los principales gases de efecto invernadero (GEI) son el vapor de agua (H₂O), el dióxido de carbono (CO₂), el óxido nitroso (N₂O), el metano (CH₄) y el ozono (O₃). Además existen en la atmósfera una serie de gases de efecto invernadero (GEI) creados íntegramente por el ser humano, como los halocarbonos (compuestos que contienen cloro, bromo o flúor y carbono, estos compuestos pueden actuar como potentes gases de efecto invernadero en la atmósfera y son también una de las causas del agotamiento de la capa de ozono en la atmósfera, regulados por el Protocolo de Montreal. Además del CO₂, el N₂O y el CH₄, el Protocolo de Kyoto establece normas respecto al

hexafluoruro de azufre (SF₆), los hidrofluorocarbonos (HFC) y los perfluorocarbonos (PFC). (IDEAM,2007).

Aproximadamente tres cuartas partes del efecto invernadero natural se debe al vapor de agua, aun así, es fundamental para múltiples procesos de la vida terrestre lo cual lo hace indispensable. Los procesos físicos, biológicos y químicos de la tierra, remueven estos gases de efecto invernadero de la atmósfera, de acuerdo con el periodo que tarda su remoción se clasifican en gases de efecto invernadero de larga vida y de corta vida.

Las continuas emisiones de gases de efecto invernadero provocarán un mayor calentamiento y cambios en todos los componentes del sistema climático. Limitar el cambio climático requerirá reducciones sustanciales y sostenidas de las emisiones de gases de efecto invernadero (IPCC,2013).

La rapidez de los procesos fisicoquímicos y biológicos que remueven cada GEI determina su tiempo de vida media en cual puede ser largo o corto.

Gases de efecto invernadero de larga vida: También conocidos como “GEI Directos” tales como el CO₂ (con un tiempo de vida mayor a 100 años), CH₄ (12 años), N₂O (121 años) y los gases clorofluorocarbonados (CFCS - entre 45 y 1020 años). Los niveles de concentración en el aire superan los valores aceptables, no se considera que tienen efectos tóxicos directos, no obstante causan afectaciones indirectas en el clima. (IDEAM,2007).

Gases de efecto invernadero de corta vida: Los gases de efecto invernadero de corta vida son: principalmente el ozono (O₃), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO),

material particulado y los compuestos orgánicos volátiles; son considerados tóxicos para el ser humano (IDEAM, 2007).

2.4 Acuerdo de París

El acuerdo de París es un tratado internacional para abordar el cambio climático y sus impactos negativos, realizado en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en París. Entró en vigor el 4 de noviembre de 2016. En la actualidad, 193 países más la Unión Europea lo han firmado. (United Nations, 2022).

El convenio incluye compromisos de todos los países para reducir sus emisiones y colaborar a fin de adaptarse a los impactos del cambio climático, así como llamamientos a estos países para que aumenten sus compromisos con el tiempo. El Acuerdo proporciona a los países desarrollados una ruta para que ayuden a las naciones en desarrollo a mitigar y adaptarse al cambio climático, creando un marco para un control y una información transparentes sobre los objetivos climáticos de estos países. (United Nations, 2022).

Se establece objetivos a largo plazo como guía para todas las naciones:

- Reducir sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a 2 °C y esforzarse para limitar este aumento a incluso más de tan solo el 1,5 °;
- Revisar los compromisos de los países cada cinco años;
- Ofrecer financiación a los países en desarrollo para que puedan mitigar el cambio climático, fortalecer la resiliencia y mejorar su capacidad de adaptación a los impactos del cambio climático.

2.5 Potencial de calentamiento global

Se define como un valor relativo que representa el efecto de calentamiento global provocado por una cantidad de sustancia en un periodo de tiempo, pero tomando como escala la provocada por una misma cantidad de dióxido de carbono.

Tabla 2.

Propiedades físicas del Dióxido de Carbono (CO₂)

GASES DE EFECTO INVERNADERO		POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL (Comparado con el CO ₂)
Dióxido de carbono	CO ₂	1
Metano	CH ₄	25
Óxido Nitroso	N ₂ O	298
Hexafluoruro de Azufre	SF ₆	22800
Hidrofluorocarbonos	HFC'S	124-12800
Perfluorocarbonos	PFC'S	7390-12200

Nota. La tabla muestra el potencial de calentamiento global de diferentes gases de efecto invernadero comparados con el CO₂. *Adaptado de The Intergovernmental Panel on Climate Change, 2022.*

El calentamiento global generado por el incremento de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) es una de las más serias amenazas ambientales, sociales y económicas que actualmente enfrenta el planeta, por tanto, es fundamental que cada individuo, organización o país, esté involucrado en una conversación más amplia sobre la importancia de planear y tomar un enfoque estratégico para combatirlo (Sáchica et al. ,2019).

2.4 Emisiones de gases de efecto invernadero en Colombia

Para el caso colombiano el sector que tiene una mayor incidencia en la emisión de gaseosas de efecto invernadero es el sector forestal con un 36%, debido a la fuerte deforestación presentada por la conversión del bosque natural a pastizales y sector agropecuario, principalmente en los departamentos de Caquetá, Meta y Guaviare.

El sector agropecuario toma la segunda posición con un 26% de emisiones de efecto invernadero debido a la fermentación entérica del sector ganadero y a la renovación de cultivos. No obstante, la presencia de cultivos compensa estas últimas a causa de la absorción asociada al crecimiento de los mismos cultivos.

En tercer puesto, está la industria manufacturera a consecuencia del uso energético de combustibles y a sus procesos industriales: como la del cemento y la siderúrgica, principalmente localizadas en las grandes urbes poblacionales.

El sector del transporte ocupa el cuarto puesto en términos de emisiones las cuales se deben principalmente al uso de combustibles fósiles por parte del parque automotor.

Sectores como el minero-energético son responsables del 10% de la emisiones de gases de efecto invernadero: la principal fuente es el uso de combustible fósil para la producción de potencia; producción y refinación de hidrocarburos. La ubicación departamental está relacionada con la locación de los grandes campos de petróleo y gas en Casanare, la Guajira y Meta, refinerías (Santander y Bolívar), las grandes centrales termoeléctricas del Atlántico y Boyacá.

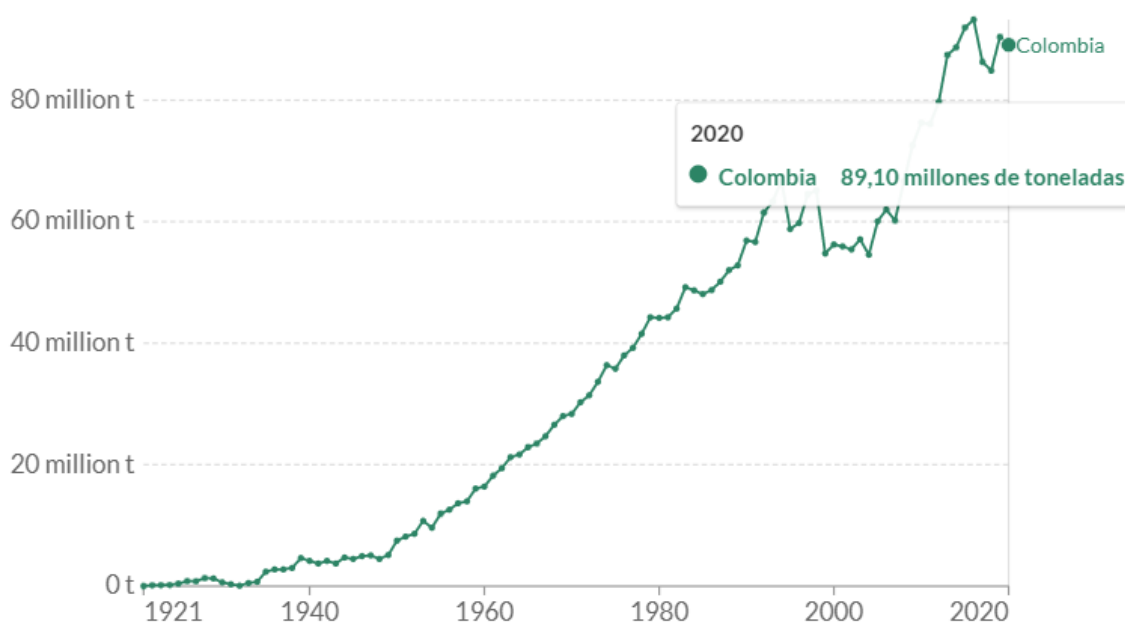
En el departamento de Santander se refina cerca del 73% de crudo del país, el sector minero energético en consecuencia ocupa el primer puesto en cuanto a emisión de gases en el departamento con un participación del 20% , seguido por cambios en la cubierta vegetal de zonas

forestales a zonas agropecuarias, mientras que el sector del transporte público impactó con un 9% la emisiones de gases de efecto invernadero (IDEAM, 2016).

Las emisiones de gases de efecto invernadero han ido incrementado año tras año. En la figura 2, vemos el crecimiento de las emisiones anuales de dióxido de carbono en Colombia; para el año 1921 se emitieron 29.312 toneladas de CO₂, actualmente las emisiones son alrededor de 51.000.000.000 toneladas de CO₂ al año.

Figura 2.

Emisiones anuales de CO₂ en Colombia



Nota: La gráfica muestra las emisiones de CO₂ emitidas en Colombia. Tomado de "CO₂ and Greenhouse Gas Emissions". por Hannah Ritchie, Max Roser and Pablo Rosado (2020).

2.5 Emisiones de gases de efecto invernadero en el mundo

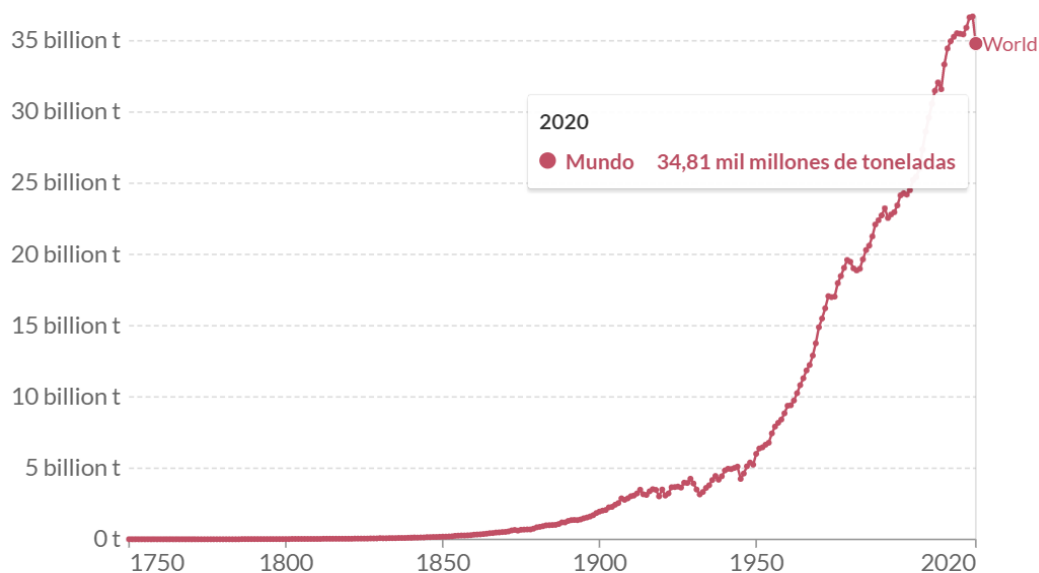
La concentración del dióxido de carbono en el aire es mucho mayor que los demás, su valor supera las 400 ppm y la mayoría de las emisiones de gases de efecto invernadero corresponden a este gas, aproximadamente 30 mil millones de toneladas por año. (Manuel Romero y Adrián Queijo, 2017) .

Las concentraciones atmosféricas de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso han aumentado a niveles sin precedentes en al menos los últimos 800.000 años. Las concentraciones de dióxido de carbono han aumentado en un 40 % desde la era preindustrial, principalmente por las emisiones de combustibles fósiles y, en segundo lugar, por las emisiones netas del cambio del uso de la tierra. El océano ha absorbido alrededor del 30% del dióxido de carbono antropogénico emitido, lo que provoca la acidificación del océano (IPCC,2013).

Antes de la Revolución Industrial, las emisiones eran muy bajas. El crecimiento de las emisiones fue todavía relativamente lento hasta mediados del siglo XX. En 1950 el mundo emitió 6 mil millones de toneladas de CO₂. Para 1990, esto casi se había cuadruplicado alcanzando más de 22 mil millones de toneladas. Las emisiones han seguido creciendo rápidamente; actualmente se emiten más de 34 mil millones de toneladas cada año.

Figura 3.

Emisiones anuales de dióxido de carbono (CO₂)



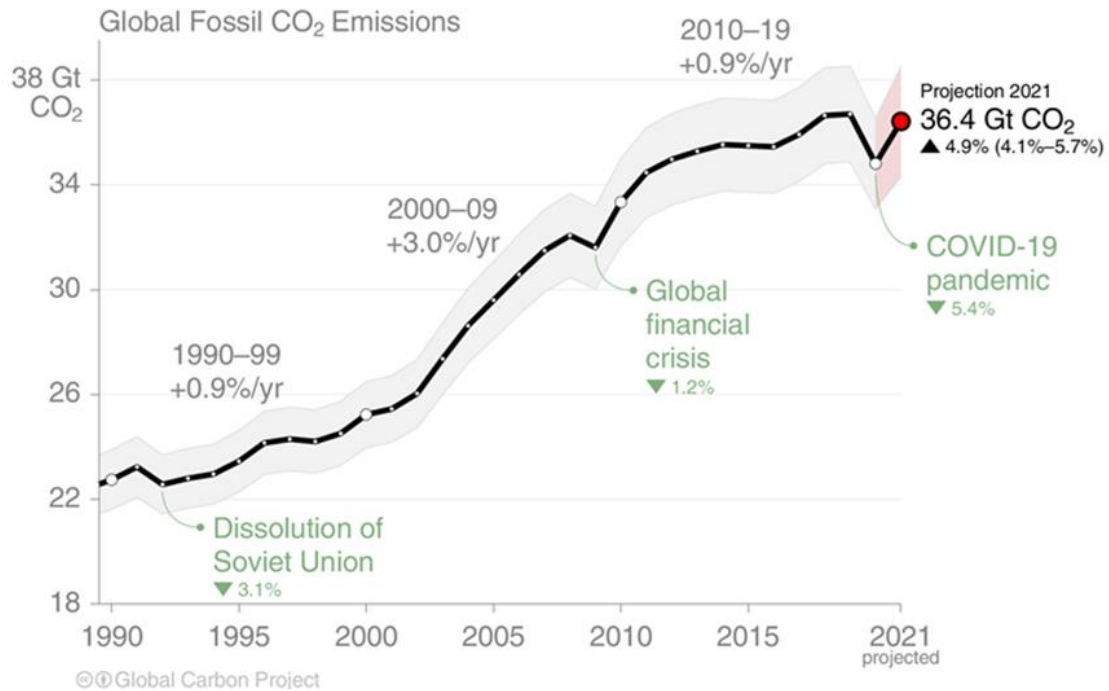
Nota. El gráfico representa las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) de los combustibles fósiles y la industria en el mundo. *Tomado de "CO₂ and Greenhouse Gas Emissions".por Hannah Ritchie, Max Roser and Pablo Rosado (2020)*

En la figura 3 se observa el crecimiento de las emisiones globales desde mediados del siglo XVIII hasta la actualidad.

El crecimiento de las emisiones se ha ralentizado en los últimos años, pero aún no han alcanzado su punto máximo. Durante la pandemia COVID-19 se tuvo una disminución de 5,4% para mediados del 2020 y luego aumentó en 4,9 % para el 2021 con la reactivación de la industria (Figura 4).

Figura 4.

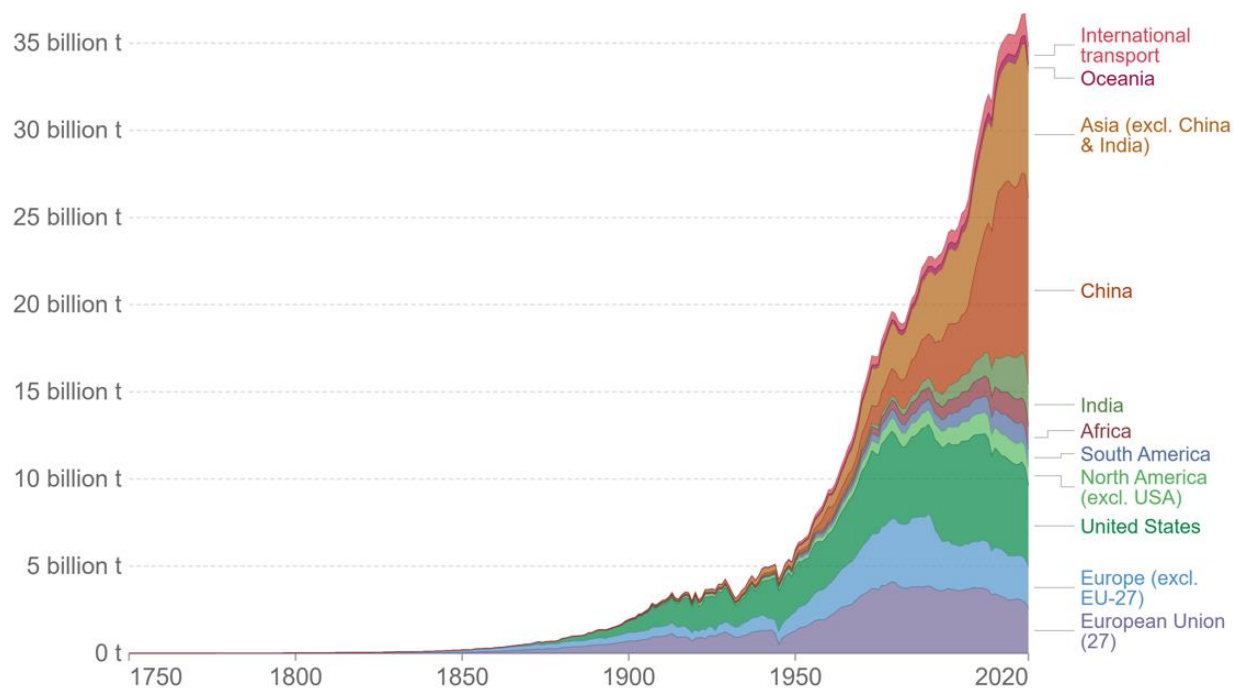
Emisiones anuales de CO₂



Nota: la figura muestra las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) de los combustibles fósiles y la disminución de este GEI durante la pandemia COVID-19. Tomado de "CO₂ and Greenhouse Gas Emissions". por Hannah Ritchie, Max Roser and Pablo Rosado (2020).

Figura 5.

Emisiones anuales de CO₂ de combustibles fósiles, por región del mundo.



Nota: El gráfico muestra el desglose de las emisiones globales de CO₂ por región. Tomado de *CO₂ and Greenhouse Gas Emissions* por Hannah Ritchie, Max Roser and Pablo Rosado (2020)

En el siglo XX, las emisiones globales estaban dominadas por Europa y Estados Unidos. En 1900, más del 90% de las emisiones se producían en Europa o Estados Unidos; incluso en 1950, representaban más del 85% de las emisiones cada año. Pero en las últimas décadas esto ha cambiado significativamente.

En la segunda mitad del siglo XX, se ve un aumento significativo de las emisiones en el resto del mundo, particularmente en Asia y, sobre todo, en China. Estados Unidos y Europa ahora representan poco menos de un tercio de las emisiones.

3. Sistemas de Captura de Dióxido de carbono CO₂

La captura y el almacenamiento de carbono (CCS), por sus siglas en ingles es una cadena integrada de tecnologías que consta de tres pasos principales para capturar el dióxido de carbono de las emisiones industriales y almacenarlo permanentemente de una manera que no dañe el medio ambiente. El objetivo del proceso es reducir emisiones de CO₂, un potente gas de efecto invernadero, a la atmósfera. Reducir los niveles de emisión de este gas es una acción clave en la lucha para mitigar el cambio climático.

Para que la captura de CO₂ sea eficiente y competitiva, en base a las tecnologías existentes, es necesario disponer de una corriente con alta concentración de dióxido de carbono para reducir los costes de su captura. (Romero y Queijo, 2017).

La principal oportunidad para la captura de CO₂ es la aplicación en la grandes fuentes fijas de emisión de CO₂ como las refinerías, centrales termoeléctricas, plantas donde se usen combustibles fósiles como fuente de energía e instalaciones industriales: particularmente la fabricación de cemento, hierro, acero y productos químicos (Parada, 2017).

Los sistemas de captura se clasifican en tres grandes grupos: sistemas de precombustión, postcombustión y oxicombustión.

3.1 Postcombustión

Se basan en la captura del CO₂ tras el proceso de combustión, eliminando este gas de las corrientes de gases de escape antes de su liberación a la atmósfera mediante equipos de separación.

Es la técnica más avanzada y mayoritariamente aplicada debido a que es muy versátil, requiere menos modificaciones en las plantas productivas actuales.(Parada, 2017).

Las plantas de captura de CO₂postcombustión son el tipo de proceso más común utilizable en las plantas generadoras de energía alimentadas por combustibles fósiles.

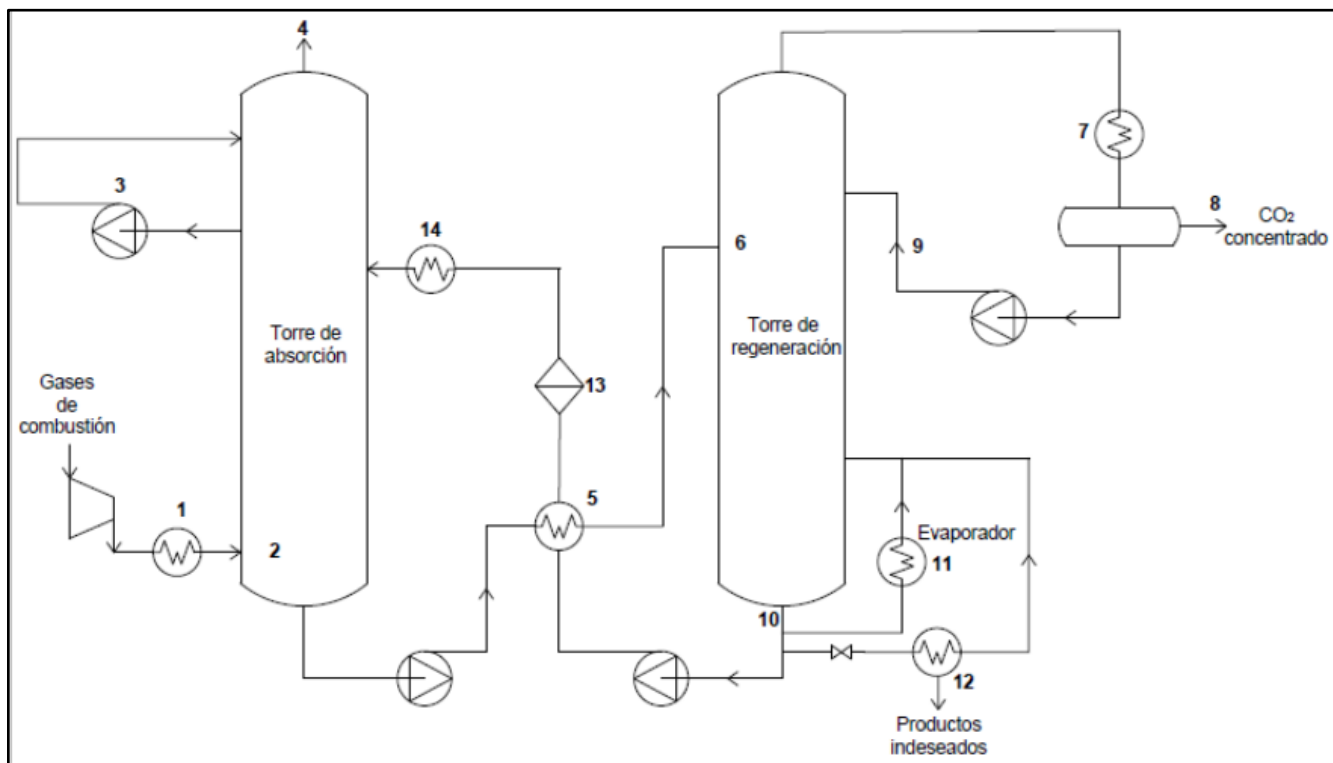
Los principales inconvenientes presentados en este método surgen de las condiciones del gas de escape, ya que presentan un gran volumen, baja concentración de CO, bajas presiones, presencia de impurezas y contaminantes, por tanto, se requiere de una elevada inversión económica. (Clemente y Naharro, 2009).

3.1.1 Sistemas de absorción

Esta tecnología se fundamenta en la reversibilidad de la reacciones de neutralización ácido - base, entre los solventes acuosos alcalinos como las aminas y los gases ácidos como el dióxido de carbono. Se clasifican según la interacción que exista entre el gas y el absorbente: absorción física y adsorción química, algunas de estas interacciones pueden ser reversibles o irreversibles. (Ayala y Martinez, 2019).

Figura 6.

Diagrama de proceso para un sistema de absorción.



Nota. La figura representa el diagrama de un proceso de absorción, tomado de “*Sistemas de captura de CO₂*” por Adrian Queijo Fraga, 2017.

3.1.1.1 Sistemas de absorción física

Este proceso se fundamenta exclusivamente en la solubilidad del gas y su presión parcial, su utilización principalmente es en procesos con altas presiones. Durante el proceso de regeneración del solvente, se reduce la presión para así poder liberar el CO₂. (Ayala y Martinez, 2019)

Tabla 3.

Principales solventes utilizados en los procesos de absorción física.

Solventes comerciales	Tipo de solvente	Condiciones de operación
Rectisol	Metanol	Temperatura: -10°C a -70°C y Presión: >2 Mpa
Purisol	N-metil 2 pirrolidina	Temperatura: -20°C a -40°C y Presión: >2 Mpa
Selexol	Éter dimetílico de polietilenglicol	Temperatura: -40°C y Presión: 2 MPa a 3 MPa
Flour	Carbonato de propileno	Temperatura: >25°C y Presión: 3,1 Mpa a 6,9 Mpa
Sepasolv	Éteres metilisopropílicos de etilenglicol	
Etasolván	N-tributil- fosfato	

Nota. Esta tabla muestra los principales solventes comerciales, el tipo de solvente y las condiciones de operación. Tomado de: “*Tecnologías de captura de CO₂*” por Ayala y Martínez, 2019.

El caso del Selexol ha tenido su aplicación desde 1969 para la remoción de CO₂ y H₂S del gas natural. (Ayala y Martínez, 2019)

3.1.1.2 Sistemas de absorción química

Es la principal técnica aplicada comercialmente con un amplio desarrollo y viabilidad para capturar CO₂. El proceso generalmente utiliza un solvente químico, como una alcanolamina en una solución acuosa, que cuando entra en contacto con el CO₂ forma una reacción química neutra.

Esta reacción ocurre en un recipiente de columna conocido como absorbedor, cuando el gas de alimentación de la sección inferior de la columna pasa hacia arriba mientras el líquido acuoso de la parte superior de la columna pasa hacia abajo. La reacción se invierte alterando las propiedades del solvente: disminuyendo la presión o aumentando la temperatura de tal forma que el solvente se puede reutilizar. Para este caso se suministra calor al separador por un calentador, que obtiene su suministro de calor de cualquier fuente disponible, como vapor, glicol, aceite caliente y fuego directo. El solvente acuoso circula continuamente por el absorbedor y la columna de extracción a través de una serie de intercambiadores de calor, bombas, filtros y otros equipos. El dióxido de carbono se evapora del separador, se enfría para eliminar el contenido de agua y finalmente se comprime a la presión de entrega requerida. los gases restantes del absorbedor se depuran y se ventilan de nuevo a la atmósfera. (Gelowitz et al. , 2014).

Para la regeneración del solvente se requiere de temperaturas de 100 - 140 °C y presiones similares a la atmosférica en el separador, el calor necesario para regenerar el solvente está relacionada con la entalpía de la reacción y depende de la carga de la solución a regenerar, así como de su concentración durante el proceso. (Parada, 2017).

En general los procesos de absorción química son ampliamente utilizados debido a su gran capacidad de remoción, bajo costo operativo, flexibilidad en el diseño y operación del proceso. Sin embargo, las desventajas que presenta esta tecnología son: la degradación y pérdida del solvente a medida que se reutiliza, formación de subproductos, problemas de corrosión, altos gastos energéticos, además, es necesario analizar si el solvente es compatible para corrientes con bajas concentraciones de CO₂. (Ayala y Martinez, 2019).

Los solventes más utilizados son las alcanolaminas en solución acuosa, debido a que este grupo reacciona rápidamente con el CO₂, asimismo presentan una reacción selectiva con algunos gases ácidos. (Ayala y Martínez, 2019).

Tabla 4.

Solventes químicos utilizados en procesos de absorción química

Aminas Primarias	Aminas Secundarias	Aminas Terciarias
Monoetanolamina (MEA)	Dietanolamina (DEA)	Metildietanolamina (MDEA)
Diglicolamina (DGA)	Diisopropanolamina (DIPA)	Trietanolamina (TEA)

Nota. Esta tabla muestra los diferentes solventes químicos más utilizados a nivel industrial para el proceso de captura de CO₂ por absorción química. Tomado de: “*Tecnologías de captura de CO₂*” por Ayala y Martínez, 2019.

En términos de regeneración las aminas MDEA Y AMP (aminas terciarias) presentan una mayor viabilidad y menor costo energético comparado con las aminas primarias (MEA) y secundarias (DEA); no obstante, se presenta un efecto contrario en la capacidad de absorción. (Ayala y Martínez, 2019).

Los parámetros claves técnico-económicos para un sistema de absorción de dióxido de carbono según (Parada, 2017) son:

- Caudal de los gases de combustión: determinará el tamaño del absorbedor y este representa una contribución considerable al coste total.

- Contenido de CO₂ en los gases de combustión.
- Eliminación de CO₂: las recuperaciones típicas se encuentran entre el 80% y el 95%, entre más alta sea la columna de absorción, mayor energía y por ende, mayores costos.
- Caudal de disolvente: determinará el tamaño de la mayoría de los equipos y también las concentraciones de CO₂ elegidas dentro de las soluciones pobres y ricas.
- Requerimiento de energía: El consumo de energía del proceso es la suma de la energía térmica necesaria para regenerar los disolventes y la energía eléctrica requerida para operar bombas de líquido y el ventilador. También se requiere energía para comprimir el CO₂ recuperado hasta la presión final requerida para el transporte y almacenamiento.

3.1.2 Sistemas de adsorción

Este sistema ha sido utilizado en la industria química durante varios años, en sectores como la purificación de gas o la producción de amoníaco. La adsorción se basa en la propiedad de sustancias tanto sólidas como líquidas para adherir moléculas a su superficie porosa dando como resultado una película gaseosa o líquida cuando estas son sometidas a una presión elevada. Las interacciones entre las moléculas y el adsorbente son enlaces de tipo van der waals y enlaces covalentes. En el proceso de adsorción de CO₂ se consideran dos etapas operadas cíclicamente: la adsorción, donde se determina la eficiencia de la captura, y una etapa de regeneración, que requiere el mayor consumo de energía la cual determina la viabilidad técnica del proceso. (Ayala y Martinez, 2019).

La superficie que actúa como absorbente se satura con el tiempo, por lo que es necesario regenerarlo, para esto se reduce la presión en la cámara, o bien se calienta el solvente. Se puede

recircular una pequeña fracción de la corriente de gas purificada, la cual absorbe de nuevo el CO₂, para posteriormente salir de la torre de adsorción hacia la etapa de purificación, o directamente a la compresión. Se pueden lograr purezas de dióxido de carbono del 99% y tasas de captura superiores al 70%. Como ventajas, este proceso ofrece un amplio rango de temperaturas de operación, además de una baja energía de regeneración, no se producen pérdidas de adsorbentes, si bien es cierto para este proceso se manejan altas presiones para lograr la adsorción, no obstante, no es un impedimento debido a que una vez capturado el CO₂ se requiere una etapa de compresión (elevando la presión hasta un mínimo de 300 psi). Las desventajas presentes son la lentitud del proceso de adsorción comparado con la regeneración por reducción de presión. (Romero y Queijo, 2017).

Otra opción viable para el secuestro de CO₂ es la inmovilización covalente de aminas o funcionalización en la superficie de un sólido, evitando así problemas asociados con los procesos de absorción química, como son los altos costos de regeneración, corrosión de equipos y pérdidas de aminas por evaporación. Dentro de los principales adsorbentes sólidos se encuentran los carbones activados, las zeolitas, arcillas y sólidos elaborados en nanoestructuras unidimensionales (materiales que presentan interesantes propiedades ópticas, magnéticas y químicas) como los nanotubos, nanolaminas y nanobarras. (Ayala y Martínez, 2019).

Los carbones activados presentan áreas superficiales relativamente altas, no se ven afectados por la presencia de agua, proporcionan tasas de captura elevadas, a bajas presiones muestran una menor capacidad de adsorción, pero a elevadas presiones esta relación cambia. (Ayala y Martínez, 2019).

Los nanotubos de óxido de titanio son una opción viable para la captura de CO₂, debido a que presentan una gran área superficial, alta porosidad y reactividad superficial, además permiten la funcionalización con aminas para favorecer la adsorción. (Ayala y Martinez, 2019).

Los sorbentes sólidos ofrecen la posibilidad de un bajo consumo de energía, bajos costes operativos y aplicabilidad en una amplia gama de escalas.

Los desafíos de los diseños de sorbentes sólidos son, en primer lugar, la necesidad de construir una estructura muy grande a bajo costo y al mismo tiempo permitir que toda la estructura se selle periódicamente del aire ambiente durante el paso de regeneración cuando se deben cambiar los ciclos de temperatura, presión o humedad. Y en segundo lugar, las demandas inherentemente conflictivas de alto rendimiento absorbente, bajo costo y larga vida económica en aire ambiental impuro. (Keith, 2018)

Los adsorbentes acuosos ofrecen la ventaja de que el contactor puede funcionar de forma continua, se puede construir con hardware de torre de enfriamiento económico y la superficie (líquida) se renueva continuamente, lo que permite una vida útil muy larga del contactor a pesar del polvo y los contaminantes atmosféricos. Una vez capturado, el CO₂ se puede bombear fácilmente a una instalación de regeneración central, lo que permite economías de escala y evita la necesidad de condiciones cíclicas en el contactor de aire inherentemente grande. Las desventajas de los sistemas acuosos incluyen el costo y la complejidad del sistema de regeneración y la pérdida de agua en ambientes secos.

En la adsorción, el CO₂ es retenido en el sólido debido a las interacciones con la superficie de las partículas y su porosidad. En este proceso se trabaja en condiciones casi isotérmicas, y la operación consta de dos fases: la adsorción, que se realiza a alta presión, con objeto de que la

presión parcial del gas al ser capturado sea elevada, y la recuperación, que se realiza a una presión menos elevada, para liberar y recuperar el CO₂ adsorbido. Estos procesos de captura y recuperación de gas por adsorción tienen un gran interés técnico, económico y comercial. La captura y recuperación de dióxido de carbono de los gases de combustión puede llevarse a cabo por procesos de adsorción en sólidos químicamente reactivos y no reactivos. (Laria et al. , 2015).

3.1.3 Separación Criogénica

La separación criogénica se basa en las distintas temperaturas de condensación de los distintos gases. por lo cual se busca la licuefacción, para su posterior destilación gradual y como resultado lograr la separación (Romero y Queijo, 2017).

El CO₂ puede ser condensado y separado de gases poco o menos condensables a bajas temperaturas y altas presiones. El proceso total consta de condensación y destilación criogénica (CDC). Los gases de combustión son secados y comprimidos a la entrada y el gas seco es refrigerado en una columna de condensación con el objetivo de recobrar el CO₂ condensado. El método CDC se emplea para la eliminación de CO₂ en mezclas de CH₄/CO₂ y otros gases empleados en la recuperación de hidrocarburos de fuentes naturales. La eficiencia de control de una instalación CDC es de 70 % a 85 %. Este proceso requiere un consumo elevado de energía cuando la concentración de CO₂ en los gases de entrada es baja.

Las principales desventajas son su elevada presión requerida (superior a 73 psi) y las bajas temperaturas que se deben suministrar (- 57 °C), por lo cual se requiere de un gran gasto energético. (Parada, 2017)

3.1.4 Separación por membranas

La separación por membranas emplea materiales especialmente diseñados que permiten el paso selectivo de un gas o de un conjunto de gases a través de ellas. Se basa en la diferencia de difusión de los gases en los poros debido a la interacción física y química de los gases con el material de la membrana, provocando que un gas ingrese más rápido que otro; no obstante, este método no cuenta con una gran capacidad de separación por tanto es necesario el uso de varias etapas o la recirculación del gas para obtener una adecuada separación, lo que incrementa la complejidad del sistema, consumo energético y por consiguiente los costos. En consecuencia, estas membranas permiten el paso de CO₂ y pequeñas cantidades de otras especies químicas, esta corriente rica en CO₂ se extrae por la parte interior de las membranas y se dirige hacia la etapa de purificación o compresión (Romero y Queijo, 2017).

La productividad de la membrana está determinada por la presión parcial a través de la membrana, por su espesor y superficie. El uso de membranas es ciertamente versátil, debido a su bajo costo de instalación, no se generan residuos, es de amplio uso para diferentes composiciones de gases y volúmenes (Ayala y Martínez, 2019).

Hay dos características que describen el desempeño de una membrana, la permeabilidad y la selectividad. La permeabilidad se define como el volumen de especies gaseosas que pasan por la membrana por unidad de tiempo y área. La selectividad cuantifica la preferencia de una membrana para dejar pasar una especie de gas sobre otra.

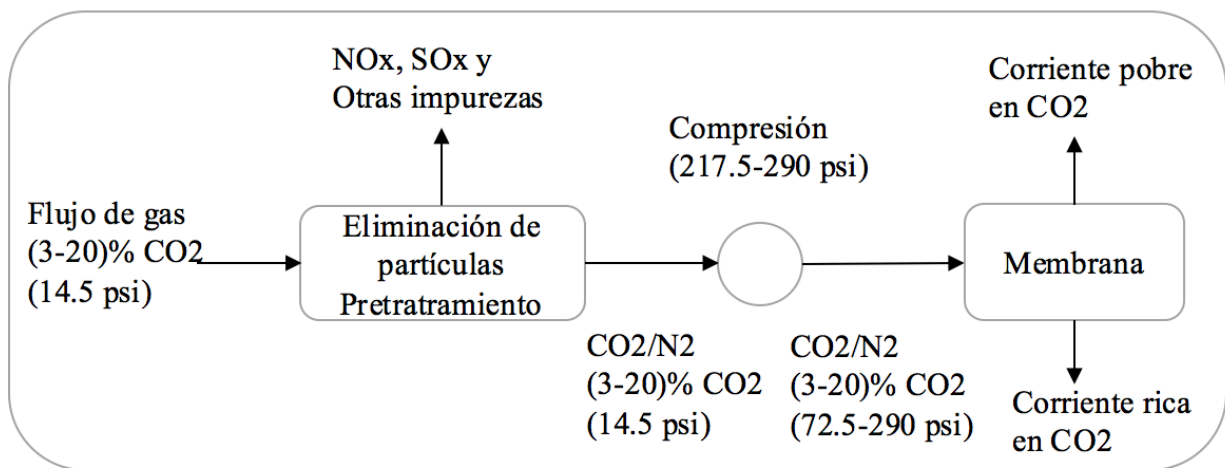
La permeabilidad y la selectividad de las membranas dependen de las características de la corriente de gas (es decir, velocidad y peso molecular del componente gaseoso y diámetro cinético), el material de la membrana, y como se sintetiza la membrana (Moreno y Vega, 2019).

Las membranas pueden ser clasificadas dependiendo al tipo de material:

- Membranas orgánicas (polímeros): estas membranas, exhiben alta permeabilidad al CO₂, pero baja selectividad. Las membranas poliméricas son susceptibles al envejecimiento, plastificación y degradación en presencia de altas temperaturas (Moreno y Vega, 2019). Se pueden utilizar para la separación de CO₂ y CH₄ a alta presión, presentan limitaciones a altas temperaturas, al igual funcionan para la separación de CO₂ y N₂; no obstante este proceso requiere de varias etapas de reciclaje para que el procedimiento sea rentable, debido a la baja selectividad y presión de flujo de las membranas (Ayala y Martinez, 2019).
- Membranas inorgánicas (metálicas, cerámicas y zeolitas): Para procesos de captura de CO₂ se constituyen principalmente de aleación de paladio (Pd). El uso de membranas es económicamente viable cuando existe una relación de recuperación y composición de filtrado no mayor al 0,8 (Ayala y Martinez, 2019). Las membranas inorgánicas suelen ser muy selectivas, pero tienen una mejor permeabilidad al dióxido de carbono que la mayoría de las membranas poliméricas, lo que limita su aplicación para la captura de CO₂. Sin embargo, la mayoría de las membranas inorgánicas exhiben excelentes estabilidad térmica y química (Moreno y Vega, 2019).

Figura 7.

Diagrama de proceso simplificado de captura de dióxido de carbono basado en membranas.



Nota. Diagrama de proceso simplificado de captura de dióxido de carbono basado en membranas. Adaptado de *Estudios de sistemas de captura de CO₂ y métodos de concentración de CO₂ en corrientes gaseosas aplicadas a ciclos combinados* (p.70) Moreno S. Vega F., 2019. Universidad de Sevilla.

Los sistemas de captura de CO₂ basados en la separación de membrana utilizan materiales permeables o semipermeables que transportan selectivamente y separan el CO₂ de otros constituyentes de la corriente de gas CO₂/N₂. Se cree que el gas de combustión debe pre-tratarse para eliminar las impurezas tales como el NO_x y SO_x. Después de eliminar las impurezas, la corriente de gas debe ser enfriada a menos de 100°C para evitar la degradación por calor de la membrana (en la mayoría de los casos). Una vez enfriado, la corriente de gas se comprime de 217 - 200 psi para crear una gran fuerza motriz para la separación dentro de la membrana. Una vez dentro de la unidad de membrana se separa el CO₂ del N₂. Hay innumerables tipos de membranas que pueden ser utilizadas para la captura de CO₂. (Moreno y Vega, 2019).

3.1.5 Ciclo carbonatación- calcinación

Este proceso consiste en el aprovechamiento de la carbonatación entre el óxido de calcio (CaO) y CO₂, este proceso se realiza a presión atmosférica, donde se genera una reacción exotérmica para producir CaCO₃ como absorbente. Se emplea la calcinación como proceso inverso para recuperar el absorbente donde se requiere de altas temperaturas, proceso inverso que permite la desorción de CO₂ y CaO en presencia de calor. Para la formación de carbonatos se requieren de altas temperaturas (600°C), la calcinación también lo requiere (1000°C). Las técnicas de postcombustión se instalan al final del proceso de producción, por lo que son las que requieren de una menor modificación de las actuales plantas productivas. La gran cantidad de CaO requerido para capturar el CO₂ asegura también la eliminación del SO₂ de los gases combustibles. (Ayala y Martínez, 2019).

El óxido de calcio (CaO) reacciona con el agua, transformándose en hidróxido de calcio (Ca(OH)₂), la carbonatación es una reacción química en la que el hidróxido de calcio reacciona con el dióxido de carbono y forma carbonato cálcico insoluble. (Antolín, 2016).



La calcinación es el proceso de calentar una sustancia a temperatura elevada, para provocar la descomposición térmica o un cambio de estado en su constitución física o química, como productos se obtiene óxido de calcio y dióxido de carbono. (Antolín, 2016).



3.2 Precombustión

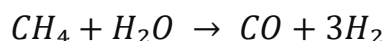
La captura en precombustión se refiere a la captura de CO₂ de una corriente de gas de síntesis (Syngas) antes que se produzca la combustión y la producción de energía. Consiste en convertir el combustible, generalmente se usa gas natural, no obstante se puede utilizar otros hidrocarburos, carbón o biomasa. Mediante reacciones químicas se transforma, para producir una mezcla de dióxido de carbono (CO₂) e hidrógeno (H₂). El gas de síntesis se compone principalmente de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂). El CO luego en la corriente de gas se convierte en CO₂, para crear una corriente de gas que consiste en CO₂/H₂ de la cual se separa el CO₂. La corriente de gas H₂ restante se utiliza como fuente de combustión para la producción de energía. Las corrientes de gas de pre-combustión contienen cerca de 15 - 40% de dióxido de carbono a presiones elevadas (200-600 psi). (Moreno y Vega, 2019).

Existen tres pasos principales para el aprovechamiento de combustibles primarios en este sistema según (Parada, 2017).

3.2.1 Reacción de producción de gas de síntesis (reacción primaria):

El gas de síntesis se crea haciendo reaccionar el combustible primario con vapor u oxígeno (vapor si el combustible es sólido, oxígeno si es líquido o gaseoso) a temperatura elevada (1400 °C) y presión (500-800 psi) (Moreno y Vega, 2019). Da como resultado una corriente compuesta por hidrógeno y monóxido de carbono (conocida como syngas) proveniente del combustible primario, existen dos vías para ello.

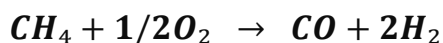
- a. Reformado con vapor de agua o reformado de metano con vapor



El reformado con vapor de agua es la tecnología dominante para la producción de hidrógeno. Las plantas de mayores dimensiones producen hasta 480 t/d de hidrógeno. En ese caso, la mayor parte de las veces la fuente de energía es el gas natural. El proceso también se conoce como “steam methane reforming” (SMR), por el elevado contenido de metano del gas natural. (Parada, 2017).

Esta reacción se produce a una temperatura de entre 750 y 900 °C y una presión de entre 290 y 436 psi, alcanzando una eficiencia energética del 81%. Las ventajas que tiene esta tecnología es su elevada eficiencia, alta obtención de H₂, menor producción de CO₂ y unas condiciones más suaves de reacción. Como desventaja presenta una gran lentitud y que, al tratarse de una reacción lenta muy endotérmica, requiere un elevado aporte de calor. (Parada, 2017).

b. Reacción con oxígeno (Oxidación parcial)



En los procesos de oxidación parcial, el combustible reacciona con oxígeno puro a altas presiones (436-1087 bares). La reacción es exotérmica y tiene lugar a altas temperaturas (1300-1400°C). la eficiencia energética del proceso es del 70%.

Al tratarse de una reacción exotérmica, se puede obtener una recuperación significativa de calor. Además, es aplicable a combustibles de baja calidad. Como desventaja presenta elevados costes de inversión en planta, la formación de depósitos de carbono en el catalizador y una baja eficiencia energética. (Parada, 2017).

Al igual que en el caso anterior, el syngas se enfría y el CO₂ se captura utilizando las tecnologías previamente expuestas.

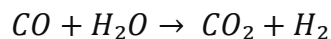
3.2.1.1 Reacción de gasificación

Este proceso se emplea para la producción de hidrógeno, hidrocarburos ligeros, producción de metano. Este proceso se puede alimentar con carbón, residuos de petróleo o biomasa. El proceso es similar a una oxidación parcial, el carbón se inyecta en el gasificador, donde se oxida parcialmente con aire u oxígeno. Como resultado se obtiene una corriente de Syngas y la energía liberada por la oxidación de parte del carbón, aporta la energía necesaria para otras reacciones.

La gasificación como tal es la conversión termoquímica (craqueo térmico, craqueo catalítico, pirólisis) de un material orgánico en una mezcla de gas combustible por medio de reacciones químicas debidas a la adición de calor y la exposición a agentes de reacción (aire, oxígeno puro, vapor de agua, dióxido de carbono o hidrógeno). (Parada, 2017).

3.2.2 Reacción shift para convertir el CO del gas de síntesis a CO₂ (reacción secundaria):

El gas de síntesis reacciona con vapor en una reacción de cambio de agua-gas para convertir el CO en CO₂. Tras la producción primaria de hidrógeno, los gases reformados se enfrían y pasan a una serie de reactores, donde el CO se combina con agua en una reacción exotérmica



El reactor opera a una temperatura de entre 400 y 500°C y usa un catalizador de hierro-cromo para alcanzar una concentración de un 2-3% de CO. A continuación, un catalizador de cobre permite reducir el contenido de CO a un 0,2- 1% en un rango de temperaturas de entre 180 y 350 °C. Cuanto menor sea el contenido de monóxido de carbono, más sencilla será la captura de CO₂. A continuación el gas se enfría y el CO₂ se separa del hidrógeno presente en la mezcla. (Parada, 2017).

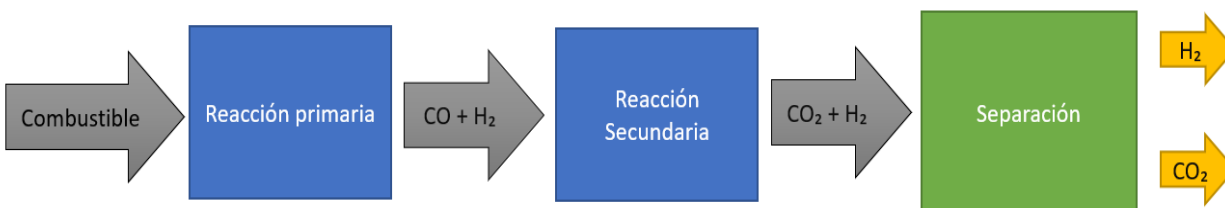
3.2.3 Separación del CO₂ y H₂:

CO₂/H₂; ya separado, está disponible para su almacenamiento.

Tradicionalmente, el CO₂ se ha capturado mediante un proceso de absorción química, utilizando aminas o carbonato de potasio. Aunque esta tecnología se sigue aplicando, las plantas modernas utilizan un proceso de adsorción. También se pueden utilizar otros métodos de separación de gases como son la criogenia, las membranas permeables. (Parada, 2017).

Figura 8.

Proceso de precombustión.



Nota: la figura resume el proceso de precombustión anteriormente descrito.

3.3 Oxidación

Los sistemas de oxidación buscan el aumento de la concentración de CO₂ en los gases de escape, para reducir el coste del proceso de captura, para conseguirlo el combustible que puede ser de origen hidrocarburo o carbonoso (biomasa) es quemado con oxígeno casi puro (cerca del 95%) mezclado con un gas de combustión reciclado para así asegurar la combustión completa, llegando a reducir casi en su totalidad la concentración de nitrógeno en los gases de escape (el nitrógeno es el gas más abundante en los gases de escape de una combustión convencional) cuyos resultados son principalmente dióxido de carbono, vapor de agua y el exceso de oxígeno requerido para asegurar la combustión completa. El contenido de CO₂ generalmente es de más del 80% en volumen. Finalmente, el vapor de agua se enfría y se elimina fácilmente por condensación y el CO₂ restante puede purificarse de forma relativamente económica (Romero y Queijo, 2017).

La combustión de un combustible con oxígeno puro tiene una temperatura de combustión de unos 3.500 °C que es demasiado alta para los materiales típicos usados, la temperatura de combustión se limita entonces a unos 1300-1400 °C en un ciclo típico de turbina de gas y a unos 1900 °C en una caldera de carbón oxigenado con la tecnología actual. Esta temperatura es controlada mediante la proporción de gases de combustión y de agua gaseosa o líquida reciclada en la cámara de combustión (Metz et al., 2005).

El coste de la captura de carbono en una central de oxidación es alto debido al proceso de separación del aire, la recirculación de los gases de combustión y la producción de oxígeno reduciendo significativamente el beneficio económico. (Figueroa et al., 2008).

Los principales sistemas de oxidación son clasificados según la forma en la que se suministra el calor (directo o indirecto) y la utilización que se le da al gas como fluido de trabajo, (Parada, 2017) los presenta en la siguiente forma:

3.3.1 Calentamiento indirecta - Ciclo del vapor:

La cámara de combustión proporciona calor a un fluido separado a través de una superficie por transferencia de calor. Puede utilizarse para el calentamiento de procesos o en una caldera con ciclo para la generación de energía. El sistema indirecto puede utilizarse con cualquier combustible que contenga hidrocarburos o carbono. (Marulanda y Villa, 2021)

3.3.2 Calentamiento directo - Ciclo de la turbina de gas:

La combustión tiene lugar en una corriente de recirculación presurizada rica en CO₂ en una turbina de gas modificada. El gas caliente se expande en la turbina produciendo energía. Los gases de escape de la turbina se enfrían para proporcionar calor a un ciclo de vapor y el vapor de agua se condensa mediante un nuevo enfriamiento. El producto neto de la combustión rico en CO₂, se elimina del sistema. Sólo pueden utilizarse como combustible el gas natural, los hidrocarburos ligeros y el syngas (CO + H₂). (Marulanda y Villa, 2021)

3.3.3 Calentamiento directo- ciclo de la turbina de vapor:

El fluido se presuriza como un líquido y luego se evapora, se calienta mediante la inyección directa y la combustión de un combustible con oxígeno puro y se expande en

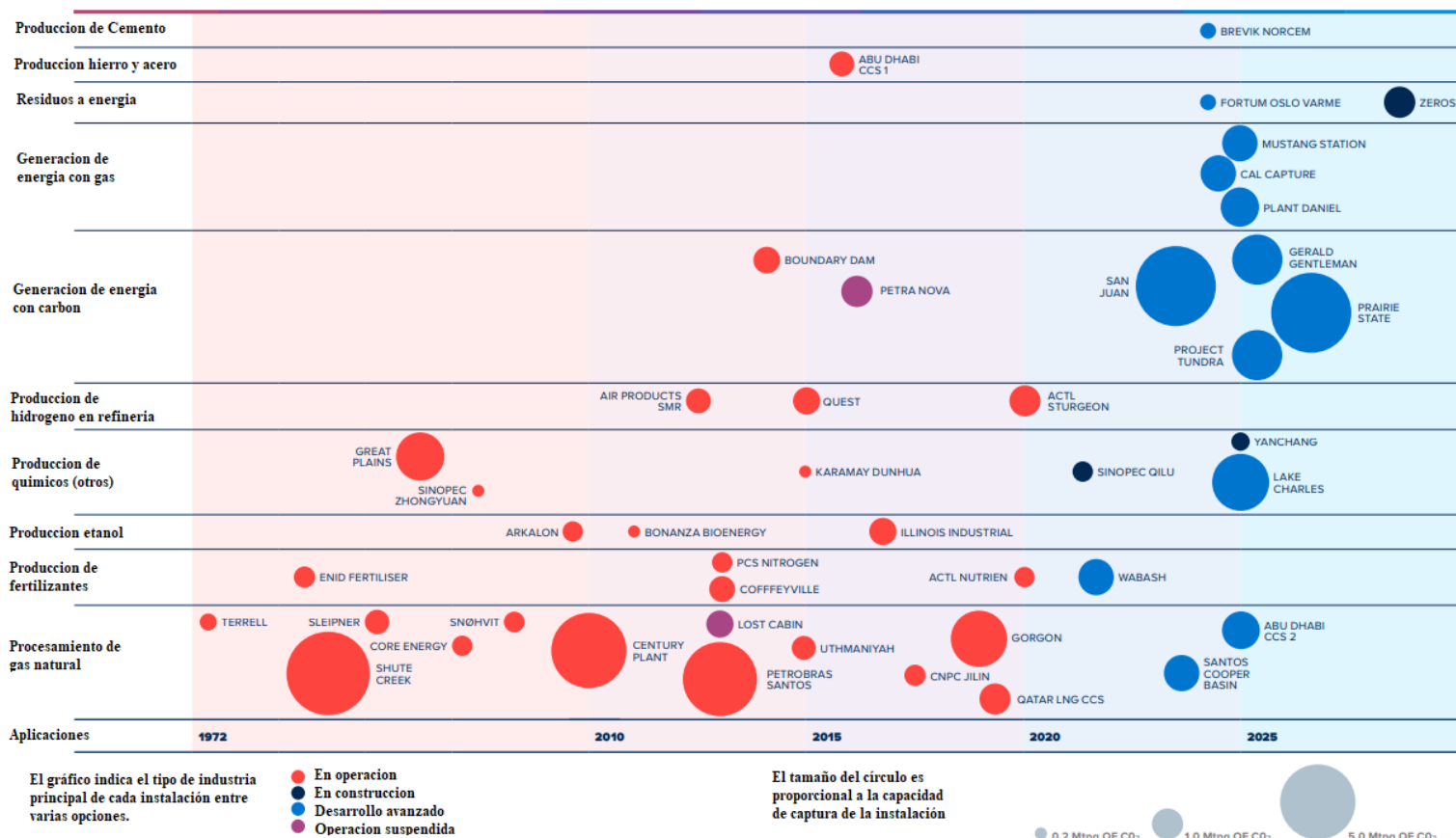
una turbina. La mayor parte del agua presente en el gas de escape de la turbina de baja presión se enfría y condensa, antes de bombearla de nuevo a alta presión, mientras que el dióxido de carbono producido por la combustión se extrae y se comprime para su transporte por tuberías (Metz et al., 2005).

4. Facilidades a nivel mundial donde se han implementado los métodos de captura de CO₂

En CCS de fuentes puntuales, el CO₂ se captura antes de que llegue a la atmósfera en industrias como la producción de cemento y acero, la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles, la incineración de desechos y la generación de energía. La mayoría de las fuentes de CO₂ de la actividad humana son impuras; mezcladas con nitrógeno, agua y otros gases. La captura es la depuración del CO₂ para que pueda almacenarse económicamente. El CO₂ se puede capturar de fuentes puntuales de manera eficiente con un nivel de captura de más del 90 % utilizando una gama de diferentes enfoques de ingeniería.

Figura 9.

Aplicaciones de CCS en 2020.



Nota: El gráfico muestra las instalaciones CCS comerciales en varias instalaciones de aplicaciones industriales y eléctricas -incluye el estado de la instalación (en operación, en construcción y en desarrollo avanzado). El área de los círculos es proporcional a las capacidades actuales de CCS. Adaptado de <https://www.globalccsinstitute.com/>

A continuación, se muestran algunos ejemplos que ilustran las amplias aplicaciones de CCS en 2020:

- El proyecto Drax BECCS comenzó en el Reino Unido. La central eléctrica Drax existente ya ha sufrido modificaciones, transformándose de carbón a biomasa. La incorporación de CCS reducirá aún más su huella de CO₂. Drax tiene como objetivo la captura de 4 Mt/año

de CO₂ de una de sus cuatro unidades de generación de energía. El almacenamiento se realizará en el Mar del Norte, con una fecha de inicio propuesta para 2027. Este proyecto es parte de un programa más amplio para implementar CCS en las cuatro unidades de energía de bioenergía para mediados de la década de 2030.

- Enchant Energy está desarrollando un proyecto CCS para su estación generadora de carbón San Juan en Nuevo México, EE. UU. Hasta seis Mt por año de CO₂, capturadas a través de la tecnología de captura post-combustión, se usarían para EOR en la Cuenca Pérmica.
- En Australia, la empresa de energía “Santos”, anunció que comenzó el estudio FEED para un proyecto CCS para capturar CO₂ del procesamiento de gas natural en su planta de gas Moomba. El proyecto capturará y almacenará geológicamente 1,7 Mt de CO₂ en un campo cercano cada año. Santos ha reclamado costos de reducción de menos de \$ 22 USD por tonelada.
- Lafarge Holcim está analizando la viabilidad de la captura de carbono en su planta de cemento en Colorado, EE.UU. Este proyecto, en asociación con Svante, Oxy Low Carbon Ventures y Total, capturará 0,72 Mt de CO₂ por año. Usando el CO₂ capturado para EOR, sería el uso a mayor escala de la tecnología de captura basada en adsorción de Svante.
- El proyecto ZEROS implica el desarrollo de dos plantas innovadoras de conversión de residuos en energía por combustión de oxcombustibles en Texas, EE.UU, con un objetivo de captura de 1,5 Mt de CO₂ por año. La combustión de oxcombustibles asegura una alta concentración de CO₂ en sus gases de combustión, lo que hace que la captura de carbono

sea más económica que en las plantas de combustión de residuos convencionales.

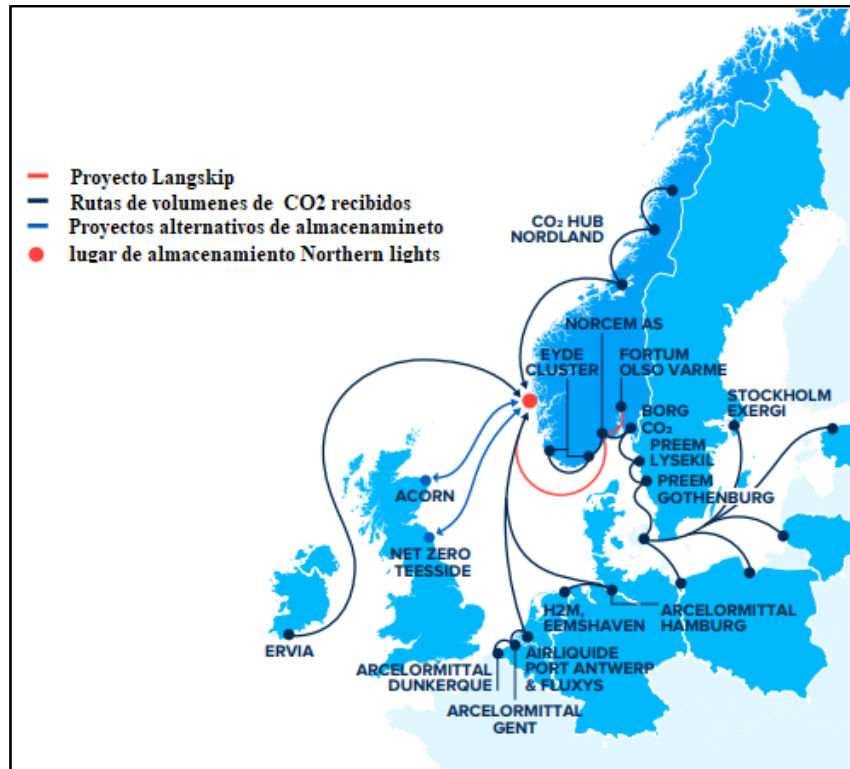
- El proyecto Pouakai, propiedad de “8 Rivers Capital”, es un complejo industrial de hidrógeno, fertilizantes y generación de energía en la región de Taranaki, Nueva Zelanda. Utilizará gas natural como materia prima y CCS (aprox. 1 Mt/año de CO₂), lo que resultará en emisiones cercanas a cero. El Proyecto Pouakai utilizará una planta de procesamiento de gas natural con tres procesos integrados:

1. Generación de electricidad “Allam Cycle de NET Power”.
2. Tecnología de producción de hidrógeno “8RH2 de 8 Rivers”
3. Tecnologías de procesos de producción de fertilizantes nitrogenados sintéticos y síntesis comercial de amoníaco bien establecidas.

El proyecto avanza a través de estudios con ambición de operar a mediados de década. (Global CCS Institute.2020)

4.1 Proyecto Northern Lights - Equinor (Noruega)

Uno de los centros de desarrollo más avanzados es el Proyecto Northern Lights. En el Mar del Norte, este centro noruego de CCS agrega flujos de CO₂: comenzando con fuentes de plantas de transformación de residuos en energía y plantas de cemento. Desarrollado por Equinor, Shell y Total, el proyecto pretende comprimir y licuar el CO₂ en las plantas de origen antes de transportarlo en un barco dedicado al CO₂ a un sitio de almacenamiento. El proyecto tiene como objetivo una fecha de puesta en marcha de 2024. (Global CCS Institute.2020).

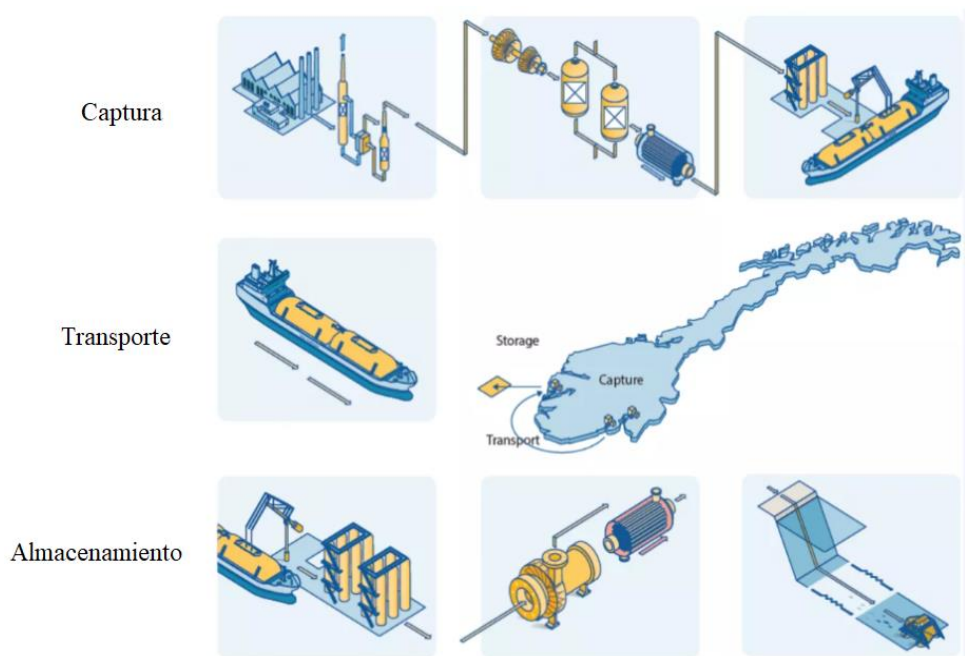
Figura 10.*Proyecto Northern Lights.*

Nota: En el gráfico se ilustra el lugar de almacenamiento en el mar del norte, rutas propuestas para recolección de CO₂ hasta su disposición final, así como proyectos alternativos. *Adaptado de el portal <https://www.globalccsinstitute.com/>*

Noruega le apuesta a la CCS para la descarbonización de industrias como la del cemento y el acero, donde la producción en sí genera grandes emisiones de CO₂, así como otras industrias.

CCS implica tres pasos principales: captura de dióxido de carbono en la fuente, compresión para su transporte y luego inyección profunda en una formación rocosa segura y cuidadosamente seleccionada, donde se almacena permanentemente. (Global CCS Institute.2020):

Figura 11.*Proceso de un proyecto de captura de CO₂*



Nota: En la figura se muestran las etapas de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ del proyecto Northern lights. Tomado del portal web Northern lights.

- **Captura:** La separación de CO₂ de otros gases producidos en grandes instalaciones de procesos industriales, como centrales eléctricas de carbón y gas natural, acerías, plantas de cemento y refinerías.
- **Transporte:** Una vez separado, el CO₂ se comprime y transporta a través de tuberías, camiones, barcos u otros métodos a un sitio adecuado para el almacenamiento geológico.
- **Almacenamiento:** El CO₂ se inyecta en formaciones rocosas subterráneas profundas, generalmente a profundidades de un kilómetro o más.

El lecho marino frente a la costa de Noruega es muy adecuado para almacenar CO₂ y con un potencial para almacenar el equivalente a 1000 años de emisiones noruegas bajo el Mar del Norte.

Equinor junto con Shell y TotalEnergies, están desarrollando infraestructura en la plataforma continental noruega para el transporte y almacenamiento de CO₂ de varias industrias en tierra. El proyecto Northern Lights es parte del proyecto noruego CCS a gran escala, incluye la captura de dióxido de carbono de fuentes de captura industrial en la región del fiordo de Oslo (cemento y conversión de residuos en energía) y el envío de CO₂ líquido desde estos sitios de captura industrial a una terminal terrestre en la costa oeste de Noruega. Desde allí, el CO₂ licuado será transportado por tubería a un lugar de almacenamiento entre 1000 y 2000 metros bajo el lecho Mar del Norte, para almacenamiento permanente. (Equinor, 2022)

La solución que se está considerando tendrá una capacidad de almacenamiento inicial de alrededor de 1,5 millones de toneladas de CO₂ por año.

El CO₂ recibido debe cumplir con una especificación predefinida. Esto se hace para garantizar la seguridad e integridad a largo plazo de los diversos componentes de la infraestructura, teniendo en cuenta la seguridad, la selección de materiales, la termodinámica y las reacciones químicas.

Tabla 5.

Especificaciones de calidad para el CO₂ licuado.

Componente	Concentración, ppm (mol)
Agua	≤ 30
Oxígeno	≤ 10
Óxidos de azufre (SO _x)	≤ 10
Oxidos Nitricos (NO _x)	≤ 10
Acido Sulfhidrico	≤ 9
Monóxido de carbono (CO)	≤ 100

Amina	≤ 10
Amónica (NH ₃)	≤ 10
Hidrógeno (H ₂)	≤ 50
Formaldehidos	≤ 20
Acetaldehídos	≤ 20
Mercurio (Hg)	≤ 0.03
Cadmio (Cd), Talio (TI)	≤ 0.03

Nota: Especificaciones de calidad para CO₂ licuado usados en el proyecto noruego, Tomado del portal Northern lights

El CO₂ tiene que ser licuado y llevado a condiciones específicas, antes de ser recogido para el envío. tales como:

- A.** La carga de CO₂ consistirá mayoritariamente en dióxido de carbono bajo la especificación de calidad para CO₂ licuado.
- B.** El CO₂ no contendrá ningún sólido o partículas u otros contaminantes.
- C.** El CO₂ se cargará en el Buque de CO₂ como líquido monofásico con retorno de vapor.
- D.** Los gases no condensables son componentes que, en estado puro, estarán en forma gaseosa a 15 barg y -26°C. El contenido de gases no condensables estará limitado por la solubilidad real del CO₂ líquido en los tanques de almacenamiento intermedio en las plantas de captura.
- E.** La Carga de CO₂ será acondicionada, almacenada y cargada por la Terminal Costera en el Buque de CO₂ entre 13-15 bar(g) y -30,5 °C y -26,5 °C, y con una densidad inferior a 1100 kg/m³.

4.2 Refinería de Zeeland - Air Liquide (Países bajos)

Las plantas de hidrógeno son una fuente importante de CO₂ en refinerías y plantas químicas. La planta de producción de hidrógeno es uno de los mayores emisores de una refinería típica. Por lo tanto, la captura de CO₂ de las plantas de hidrógeno se ha convertido en un punto de especial atención para las empresas industriales y de refinación como Air Liquide, que posee y opera numerosas plantas de hidrógeno en todo el mundo.

La refinería de Zeeland ubicada en Vlissingen-Oost, Países Bajos convierte el petróleo crudo en combustibles. En un proceso de refinación avanzado, extraemos los combustibles GLP, gasolina, queroseno, diésel y aceite de calefacción (para el transporte marítimo) del petróleo crudo. Además, fabricación de solventes y materias primas para la fabricación de plásticos en cantidades más pequeñas. La refinería de Zeeland produce alrededor 11,5 millones de toneladas de productos anualmente y envía productos a clientes en Bélgica, Holanda y Alemania.

Figura 12.

Refinería Zeeland (Países bajos).



Nota: El gráfico presenta la refinería de Zeeland, tomado de *Refinería de Zelanda NV, 2020.*

Air Liquide Engineering & Construction firmó un contrato con Zeeland Refinery, una empresa conjunta entre TotalEnergies y Lukoil, para proporcionar una solución de licuefacción y captura de carbono. “Cryocap” es una solución única que permite capturar más del 90 % de las emisiones de la producción de hidrógeno y contribuirá a la descarbonización del sitio de Vlissingen, al capturar más de 800 000 toneladas de CO₂ por año, con una capacidad para licuar 2.400 toneladas de CO₂ al día. Como parte de su proyecto de descarbonización, en la refinería de Zeeland el dióxido de carbono puro y licuado se transportará luego para su almacenamiento en el Mar del Norte holandés. (Cryocap, 2022)

Cryocap es una nueva solución exclusiva de tecnología sin disolventes desarrollada por Air Liquide. Permite la captura y licuefacción del dióxido de carbono contenido en los gases de combustión concentrados gracias a una combinación de tecnologías de Adsorción y Criogenia. Es utilizada para capturar el CO₂ en las plantas de producción de hidrógeno. Implica la compresión y secado de los efluentes gaseosos del proceso de producción, para luego ser enviado a una unidad criogénica; en esta se aplican las técnicas de condensación parcial y destilación para separar el CO₂ de otros componentes. Esta tecnología se puede adaptar a aplicaciones específicas combinando una variedad de tecnologías de Air Liquide, como la captura de dióxido de carbono de unidades de producción de Hidrógeno o de otras industrias (Refinación, acero, cemento,) gases de combustión concentrados o de centrales de Oxidación. (Cryocap, 2022)

La tecnología utiliza la purificación criogénica para separar el CO₂ del gas de escape del sistemas de adsorción por cambio de presión (PSA), que contiene típicamente 40-50 % en volumen de CO₂.

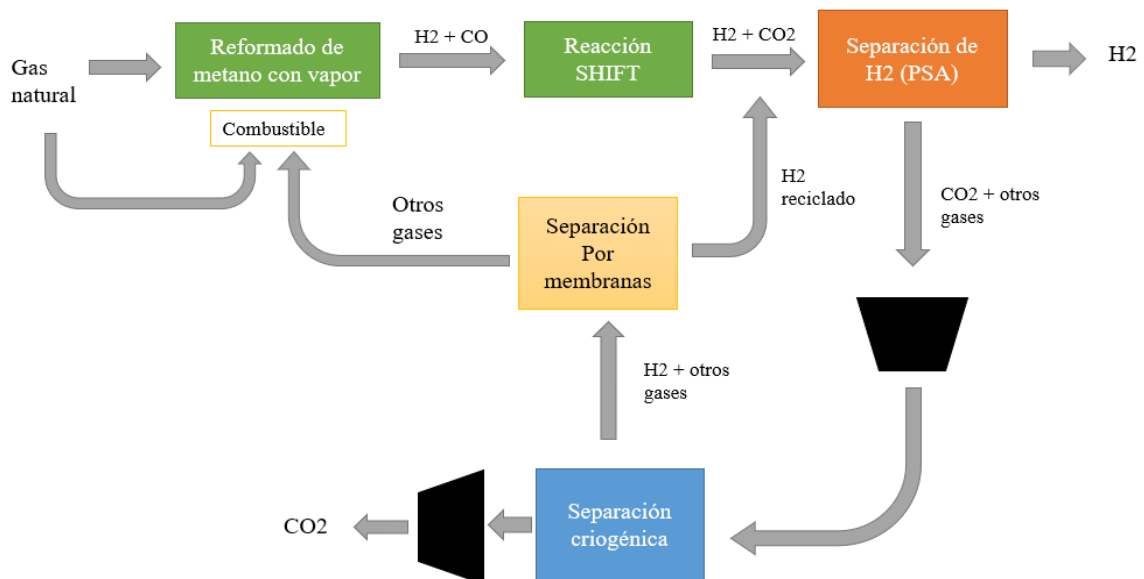
El gas de escape de PSA se comprime, se seca y se envía a una unidad criogénica, donde el dióxido de carbono se separa de los demás componentes mediante una combinación de condensación parcial y destilación. Se produce un flujo de CO₂ puro y presurizado a partir del proceso en frío. Los gases no condensados se reciclan a través de un sistema de membranas para recuperar H₂ y CO₂, los gases residuales se envían a los quemadores en el horno reformador. (Cryocap, 2022)

Ventajas:

- Reducción de emisiones de CO₂ para mejorar el impacto medioambiental
- Un incremento de la producción de H₂ de hasta el 20 %
- Un coste inferior de la captura de CO₂ en las plantas de producción de hidrógeno (en particular, en comparación con la MDEA activada)
- Adaptada a las plantas de H₂ nuevas y existentes
- Tecnología objeto de varias patentes en solicitud
- Capacidad: de 300 a 2000 toneladas diarias
- OPEX+CAPEX: 45 dólares por tonelada de CO₂
- Producción de H₂: incremento del 10-20%.

Figura 13.

Proceso de captura de CO₂ usado en la refinería de Zeeland



Nota: El gráfico muestra el proceso utilizado en la refinería de Zeeland, donde se produce Hidrógeno mediante un proceso de precombustión, además, se implementan técnicas de separación por membranas y criogénica. *Adaptado del portal Air liquide engineering and construction.*

El primer paso es una compresión del gas residual de PSA (Adsorción por cambio de presión) En este paso se pueden usar adsorbentes como zeolitas o carbón activado, que inducen selectivamente a la adsorción del CO₂, luego se reduce la presión y se desorbe el CO₂ adsorbido, para el siguiente paso se realiza una purificación criogénica para separar el CO₂ de baja presión. El CO₂ se puede producir a muy alta presión con energía de recompresión limitada. También incorpora la separación de membranas para aumentar simultáneamente la tasa de captura de CO₂ y la productividad de SMR (Reformado de metano con vapor) para aumentar la recuperación de hidrógeno del gas de síntesis. Como resultado, se puede capturar más del 97 % de las emisiones de CO₂ del gas de síntesis, mientras que la producción adicional de hidrógeno oscila entre el 10 y el 15 %. (Cryocap, 2022)

4.3 North West Redwater Partnership (Canada)

Sturgeon Refinery está ubicada a 45 km al noreste de Edmonton en el condado de Sturgeon, Canadá hace más de 35 años. La única refinería diseñada desde el principio con una solución de captura de carbono, La refinería ha estado produciendo diésel y otros productos desde diciembre de 2017. La Fase Uno de la Refinería Sturgeon está diseñada para procesar aproximadamente 79 000 barriles por día de bitumen diluido de las arenas bituminosas de Alberta en productos de mucho más valor. Esto incluye diesel con bajo contenido de carbono y azufre ultra bajo, gasóleo de vacío, diluyente y líquidos de gas natural.

Figura 14.

Refinería Northwest Redwater Sturgeon.



Nota: La imagen ilustra la refinería Sturgeon en Canadá. Tomado de el portal de North West Redwater Sturgeon, 2019

North West Redwater Partnership (NWR) está construyendo la primera refinería de Bitumen directo a combustibles del mundo, utilizando tecnología de hidrocraqueo y gasificación integrada con un programa de captura y almacenamiento de carbono (CCS). El proyecto North West Sturgeon Refinery (NWSR) se ha desarrollado para optimizar el suministro creciente de las arenas bituminosas del norte de Alberta y para satisfacer la creciente demanda de combustibles en el oeste de Canadá. Cuando esté completa, la refinería producirá una gama de productos refinados con la ventaja de tener un mayor valor agregado y una menor huella de carbono que las refinerías o mejoradores de petróleo pesado tradicionales. (North West Redwater Sturgeon, 2019)

El NWSR está diseñado para maximizar la adición de hidrógeno en la materia prima bituminosa. En las etapas de planificación, NWR requería un proceso para fabricar hidrógeno y minimizar las emisiones de CO₂ y reconoció la necesidad de eliminar los residuos pesados de asfalto generados como residuos de mejora. La solución fue diseñar la refinería para producir hidrógeno mediante gasificación. La decisión de gasificar tuvo dos implicaciones importantes:

En primer lugar, permitió la producción de hidrógeno a partir de los fondos de residuos generados durante un proceso de mejora y eliminó el problema de la eliminación de residuos. Esto, a su vez, eliminó el CO₂ que se habría producido si la coquización se hubiera utilizado como un proceso alternativo y si el coque de petróleo se hubiera desechado y quemado en una planta de generación de energía, como suele ocurrir en la mayoría de las refinerías de coquización de América del Norte. (North West Redwater Sturgeon, 2019)

En segundo lugar, la producción de hidrógeno mediante gasificación permite la coproducción de una corriente de CO₂ de alta pureza, aumentando su valor y facilitando su captura. Esto elimina el uso de gas natural para producir hidrógeno en un proceso de reformado de metano

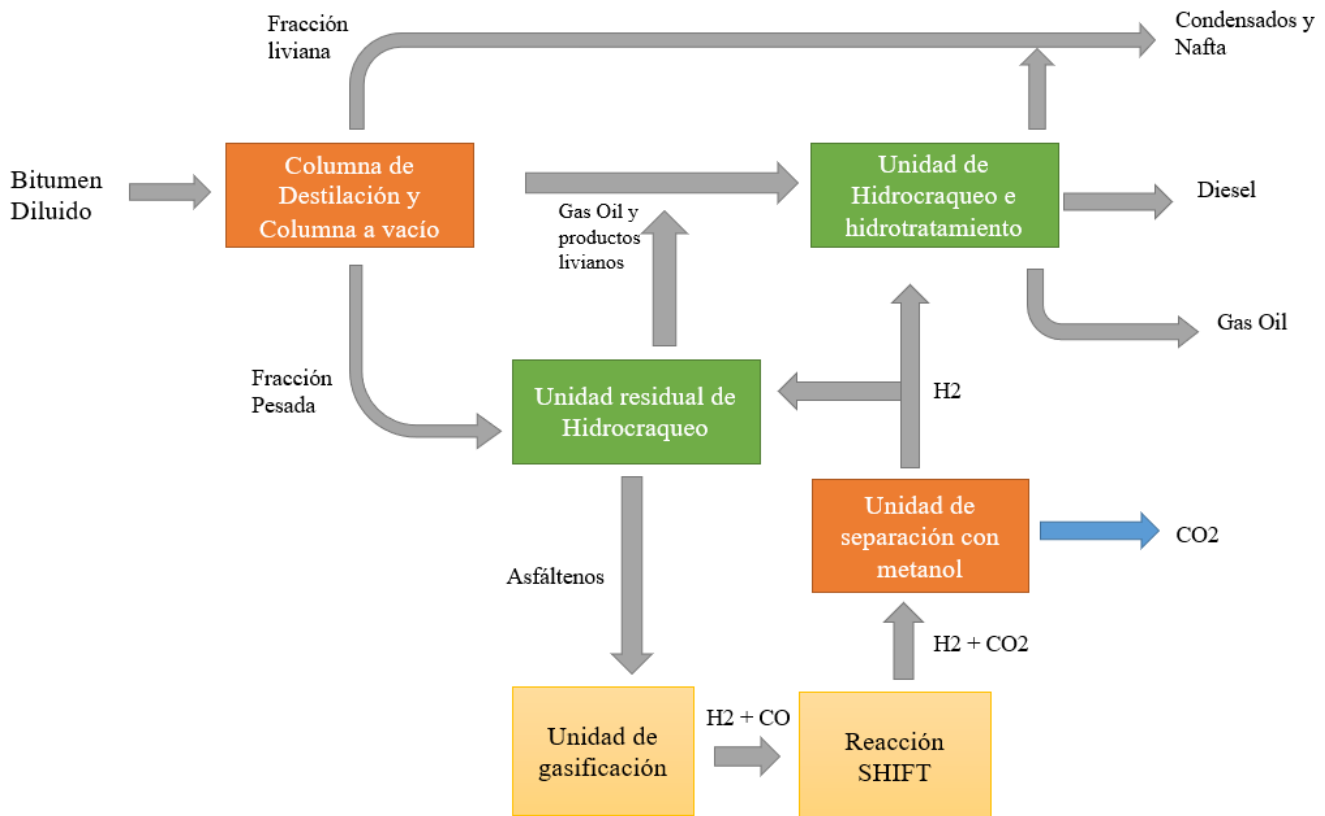
con vapor y el impacto de la ventilación de CO₂ de ese proceso. (North West Redwater Sturgeon, 2019)

La refinería se está construyendo en tres etapas, cada una de las cuales tiene la capacidad de procesar aproximadamente 78 000 bbl/d de mezcla bituminosa, que contiene 50 000 bbl/d de bitumen en productos destilados de alto valor (diésel con contenido ultrabajo de azufre, condensado, nafta, gasóleo con bajo contenido de azufre, gasóleo y butano). El esquema de flujo de proceso básico y el balance de masa se ilustran en la Figura 15. Consta de las siguientes seis unidades de procesamiento primario, sus tanques de apoyo y sistemas de servicios:

- Unidad de crudo y vacío
- Unidad de hidrocraqueo de residuos
- Unidad de hidroprocesamiento
- Unidad de recuperación de colas ligeras
- Unidad de gasificación
- Unidad de recuperación de azufre.

Figura 15.

Proceso de CCS en la refinería Sturgeon en Canadá.



Nota: La imagen ilustra el proceso de CCS en la refinería Sturgeon en Canadá. *Adaptado de "Carbon Capture Through Innovative Commercial Structuring in the Canadian Oil Sands, 2013"*

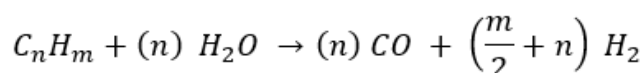
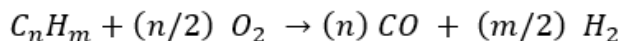
La corriente de alimentación de diluyente se desaliniza y se envía a la columna de destilación de crudo atmosférico y a la columna de vacío para la separación del diluyente y los gasóleos del residuo pesado. El producto liviano de la parte superior de la torre atmosférica se estabiliza en la unidad de recuperación de fracciones ligeras y se exporta como condensado. Los residuos de la torre de vacío se alimentan a la unidad de hidrocraqueo de residuos para convertirlos en gasóleos y productos más ligeros. Los gasóleos de la unidad de crudo, unidad de vacío y la unidad de hidrocraqueo de residuos se alimentan a la unidad de hidrogenación para obtener productos terminados. El residuo pesado no convertido de la unidad de hidrocraqueo de residuos se gasifica

para producir el hidrógeno necesario para el hidrotratamiento y el hidrocrackeo.(Heal & Kemp, 2013)

En condiciones normales de funcionamiento, el gasificador generará 3.540 toneladas por día de CO₂ completamente seco y con una pureza del 99,5 % a 3 psi que está listo para la compresión. La tecnología de gasificación se seleccionó sobre la base de una capacidad comercialmente demostrada para procesar de manera segura y confiable una variedad de condiciones de materia prima de residuos de petróleo para producir hidrógeno. La unidad de gasificación consta de:

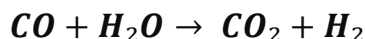
- Bombeo de materia prima.
- Reactores gasificadores, donde la materia prima reacciona con oxígeno en presencia de vapor en condiciones de alta presión y temperatura.
- Enfriamiento: el gas de síntesis crudo sobrecalentado se enfría mediante inyección directa de agua.
- Depuración de gases y recuperación de cenizas: se eliminan las cenizas y el hollín.
- Reactores Shift para Conversión de CO
- Refrigeración de gases.
- acondicionamiento y purificación de H₂, CO₂ y H₂S.

La gasificación se logra mediante la oxidación parcial no catalítica de la materia prima de asfalto, que se lleva a cabo a una temperatura y presión aproximadas de 1420 °C y 6400 kPa abs. La materia prima se envía al reactor junto con el oxígeno y el vapor, donde se crea el gas de síntesis bajo las siguientes reacciones brutas. (Heal & Kemp, 2013)



El gas de síntesis caliente del reactor de gasificación consta principalmente de H₂ y monóxido de carbono (CO) que se enfría mediante la inyección directa de agua en el sistema de enfriamiento rápido. Las cenizas y el hollín se eliminan, el gas de síntesis está listo para la reacción Shift. El proceso de conversión se basa en la reacción homogénea de vapor de agua, donde el CO y el vapor se convierten en CO₂ y H₂ en presencia de un catalizador de acuerdo con la siguiente reacción de equilibrio exotérmico. (Heal & Kemp, 2013)

:



El gas de síntesis crudo convertido ingresa a la unidad de enfriamiento de gas a una temperatura de 277°C, para ser enfriado a 50°C en diferentes pasos y se envía a la unidad donde se separa en corrientes de H₂, CO₂ y gas ácido para su posterior acondicionamiento.

La separación final de CO₂ y H₂ es un proceso de absorción física realizado a bajas temperaturas y altas presiones utilizando metanol refrigerado como disolvente para la absorción física. El metanol es un disolvente polar orgánico líquido que tiene importantes ventajas como absorbente físico. Tiene una fuerte solubilidad con CO₂, sulfuro de hidrógeno (H₂S) y otros compuestos traza indeseables. Es muy estable y, a diferencia de los disolventes químicos, su eficacia no se deteriora con el tiempo. El metanol es económico y el suministro está fácilmente disponible en Alberta. La

eficiencia esperada de eliminación de CO₂ es del 95,11%. Las pérdidas permanecen con las otras corrientes de gas, principalmente dentro de la corriente de gas ácido enviada a la unidad de recuperación de azufre. (Heal & Kemp, 2013)

5. Refinería de Barrancabermeja

Figura 16.

Refinería de Barrancabermeja.



Nota: La figura ilustra la Refinería de Barrancabermeja. *Tomado de Portal Ecopetrol*

En 1961 Ecopetrol asumió la dirección directa de la refinería de Barrancabermeja y trece años después compró la refinería de Cartagena construida por Intercol en 1956. Ecopetrol es una empresa en forma de sociedad anónima y de orden nacional. participa en los eslabones de la cadena de hidrocarburos: exploración, producción, transporte, refinación y comercialización (portal Ecopetrol ,s.f.).

La refinería de Barrancabermeja es la principal refinería del país, se encuentra ubicada en el municipio de Barrancabermeja, Santander a orillas del río Magdalena, una de las primeras zonas en las que comenzó la explotación petrolera a principios del siglo XX, inició las operaciones con unos alambiques traídos en 1922 desde Talara en el Perú (ECOPETROL S.A., 2014). Tiene la capacidad de transformación de crudo y petroquímica, cuenta con un volumen de carga nominal de 250,000 barriles día (kBPD), constituyéndose en la principal fuente de producción interna de combustibles líquidos, abasteciendo cerca del 59.6% de la demanda nacional. Está configurada para procesar crudos livianos y ligeros con un nivel de conversión medio, es decir, que la actual tecnología permite una transformación del crudo en productos livianos cercana al 76% (UPME, 2021).

La refinería hace parte del complejo Industrial de Barrancabermeja donde se transforman en productos de valor agregado los crudos que llegan de los campos, lo cual contribuye a la generación de empleo y a la dinamización de las economías regionales. Abastece el mercado nacional y exporta excedentes de fuel oil y petroquímicos al mercado internacional. Produce diésel, gasolina, jet, GLP, propileno, asfalto, fuel oil, aromáticos, bases lubricantes, avigás, azufre, ceras parafínicas, disolventes alifáticos y polietileno (ECOPETROL S.A., 2014).

5.1 Emisión de CO₂ en la Refinería de Barrancabermeja

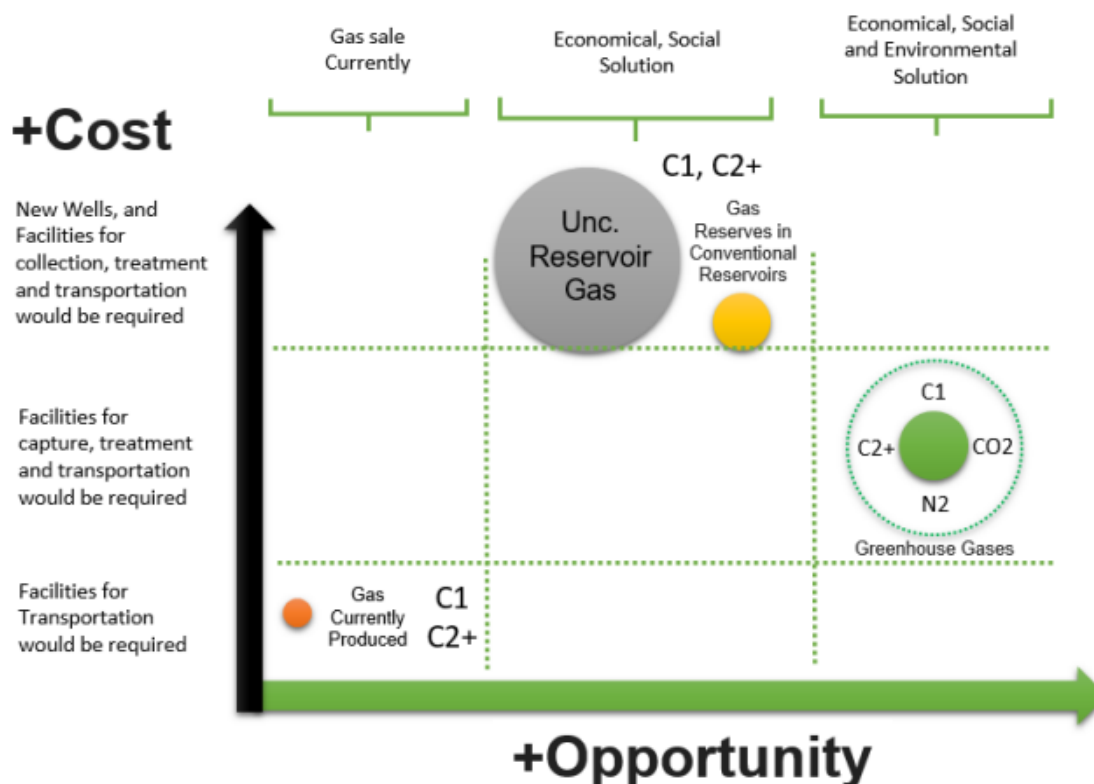
En el Valle Medio del Magdalena se cuenta actualmente con una producción de gas cercana a los 60 Millones de pies cúbicos de gas día. La mayor parte del gas se destina a consumo interno de la Refinería de Barrancabermeja. El gas producido en un alto porcentaje está asociado a la producción de petróleo gracias al mecanismo principal de los yacimientos convencionales en esta región (Gas en solución).

Gas como subproducto emitido no utilizado. Esta fuente aporta volúmenes de gas natural que son quemados, o emitidos dentro del proceso de recolección, tratamiento y transporte de los hidrocarburos. Igualmente se puede derivar de procesos petroquímicos y de combustión, por lo que provee gases como el Dióxido de Carbono (CO₂), el Nitrógeno (N₂), o la combinación de estos. Este gas es conocido como gas de chimenea, el cual es utilizado en diferentes técnicas de EOR. Los gases de subproducto son emitidos por la planta de parafina y la generadora de hidrógeno ubicado en el departamento de Parafinas y Fenol, y los gases residuales generados por la planta Turboexpander; son efectivos para el uso de procesos en el factor de recobro mejorado (Sáchica & Niño, 2005). Todos estos gases son conocidos como Gases de Efecto Invernadero.

En la década de los años 70's cuando se construyó la Planta de Parafinas en el Complejo Petroquímico de la Refinería de Barrancabermeja, se observó que uno de los subproductos de dicha planta consistía en CO₂ con alta pureza. En los años siguientes se realizaron algunos estudios a nivel de campo y laboratorio para medir la eficiencia del CO₂ con los hidrocarburos de la región, permitiendo la ejecución de algunos pilotos de campo con diferentes técnicas aplicadas (Inyección cíclica, e inyección con agua carbonatada). El último piloto con CO₂ fue desarrollado en el campo Llanito en el año 2009, reflejando resultados técnicamente interesantes.

La Refinería cuenta con un potencial cercano a recuperar de 120 Millones de Pies Cúbicos de CO₂ y 700 MPCE de N₂, de los 1000 MPCE (millones pies cúbicos estándar) generados en el complejo industrial por los gases de combustión, que se caracterizan por ser producidos en hornos, calderas y unidades de rupturas catalíticas, cuya captura e inyección es viable técnica y económicamente en los campos de hidrocarburos de la cuenca para aumento del factor de recobro. El CO₂ capturado se ha utilizado en la inyección de gas para el aumento del factor de recobro en yacimientos convencionales, ha sido generalmente empleado en etapas tardías del desarrollo, es decir, como recuperación terciaria o mejorada después de que algunos otros mecanismos han sido empleados. En el caso de los yacimientos no convencionales se tiene la ventaja que este puede ser empleado en etapas tempranas del desarrollo de estos activos, aprovechando la fuerte declinación que se presenta en los primeros años de producción.

El potencial de emisiones capturables de gases de chimenea en la refinería de Barrancabermeja podría alcanzar los 706 Millones de Pies Cúbicos por día (Incluyendo los 120 Millones de Pies Cúbicos de CO₂) (Sáchica et al., 2019).

Figura 17.*Principales fuentes de gas.*

Nota. En esta imagen se puede ver la información de las diferentes fuentes de gas teniendo en cuenta los impactos sociales, ambientales y económicos, así como el valor de la inversión para cada una de las alternativas. *Tomado de Desarrollo de los hidrocarburos en roca generadora Sáchica et al., 2019).*

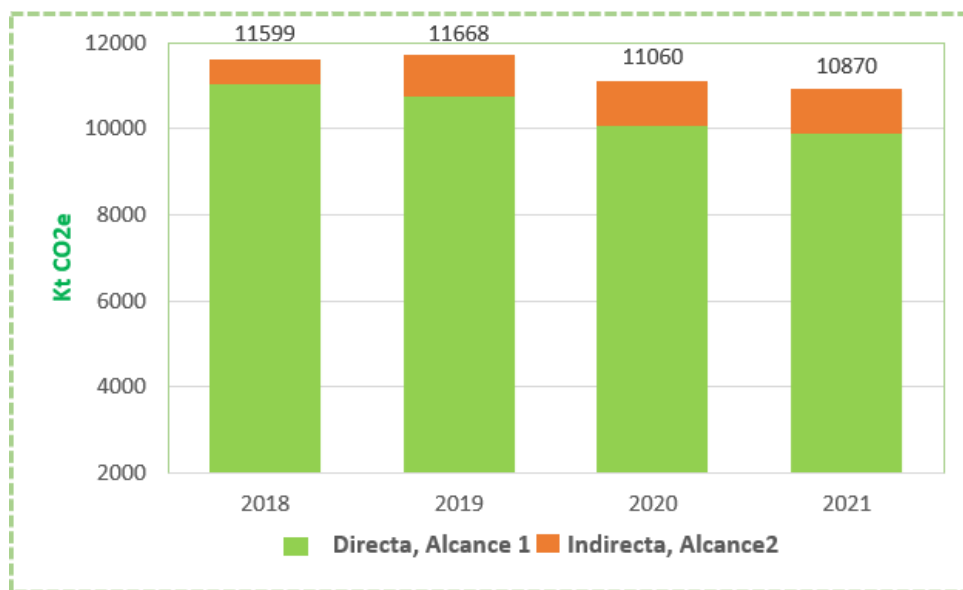
El volumen de gases efecto invernadero se calculó con base en la cuantificación de emisiones por día de la principal fuente en el Valle Medio del Magdalena (Refinería de Barrancabermeja), proyectado a 20 años. Con estas variables analizadas, el uso de gases de efecto invernadero, principalmente el dióxido de carbono y gases de chimenea, se evidencia la oportunidad de ser evaluada.

5.2 Plantas de Captura de CO₂ en la refinería Barrancabermeja

Según el Sistema de Gestión de Emisiones (SIGEA), el gas dióxido de carbono (CO₂) es uno de los gases con más emisiones presente en el complejo industrial de Barrancabermeja, en el 2019 se generaron 3.233.740 toneladas de CO₂, en segundo lugar, el metano (CH₄) que es emitido en menor proporción pero genera mayor contaminación.

Las emisiones de gases de efecto invernadero correspondientes a los activos operados por Ecopetrol, de los alcances 1 y 2, que corresponden a las emisiones de los activos operados por Ecopetrol como se ve en la figura 17, registraron un total de emisiones de CO₂ en los años 2018 y 2021 de 11.599 y 10.870 Kilotoneladas de CO₂e, teniendo una reducción de emisión de CO₂ para el año 2021. Los procesos de refinación y petroquímica aportan una fracción significativa de emisión de este gas y al ser el complejo más grande de Colombia, este emite cantidades considerables de CO₂ diariamente. Sin embargo; para disminuir y contribuir contra el cambio climático y mitigación de gases de efecto invernadero, este gas se puede capturar y aprovechar para las diferentes etapas que conforman la cadena de valor de la industria de petróleo y gas y así mismo ser almacenado en yacimientos abandonados que están siendo estudiados para su posterior uso en la industria (Ecopetrol S.A.,2022).

Figura 18.

Inventario de Emisiones CO₂eq.

Nota. La figura hace referencia al inventario de GEI (CO₂) en los últimos cuatro años para el alcance 1 y 2, que corresponden a las emisiones de los activos operados por Ecopetrol. *Tomado de Portal Ecopetrol 2022.*

Alcance 1: Emisiones directas de GEI: las emisiones directas son aquellas fuentes que son controladas por la empresa. Por ejemplo, las emisiones que son generadas en las calderas, las fugitivas, móviles, quemas en Teas y venteos, estos se derivan de la combustión de combustibles fósiles.

Alcance 2: Emisiones Indirectas de GEI: incluye las emisiones de electricidad generadas por terceros, adquiridos y consumidos por la empresa. Estas emisiones ocurren físicamente en la planta donde la electricidad es generada; el consumo de energía eléctrica de sistemas auxiliares, parada y bombeo, son emisores directos de GEI.

Intensidad de Carbono: La Intensidad de Carbono se refiere a las emisiones de CO₂e por cada barril de crudo equivalente producido (para el segmento producción) o procesado (para el segmento refinería).

Tabla 6.

Emisiones de CO₂e para los alcances 1 y 2.

Emisiones de GEI					
	Unidad	2018	2019	2020	2021
Emisiones Totales de GEI por contaminante ⁽¹⁾					
Emisiones Totales de GEI	tCO ₂ e	11.598.935	11.667.811	11.059.758	10.869.936
Emisiones Totales de CO ₂	tCO ₂	11.127.653	11.198.375	10.493.247	10.343.157
Emisiones Totales de CH ₄ ⁽²⁾	tCO ₂ e	441.001	437.280	535.683	495.684
Emisiones Totales de N ₂ O ⁽²⁾	tCO ₂ e	30.281	32.157	30.828	31.097
Emisiones Totales por Alcance ^(3,4)					
Alcance 1	tCO ₂ e	11.170.105	11.047.443	10.214.171	10.306.788
Combustión		8.149.102	8.228.330	7.783.464	7.773.380
Fugitivas		220.072	229.079	268.311	235.192
Móviles		248	57	294	311
Quema en Teas		1.283.424	1.171.439	924.647	923.755
Venteos		1.517.260	1.418.537	1.237.456	1.374.151
Alcance 2	tCO ₂ e	428.830	620.369	845.587	563.148
Compra de Electricidad		428.830	620.369	845.587	563.148
Alcance 3 ⁽⁶⁾	tCO ₂ e	- ⁽⁵⁾	143.416.434	138.520.119	135.513.196
Emisiones Totales de GEI por Segmento					
Emisiones Totales Segmento Producción	tCO₂e	5.585.877	5.929.078	6.157.157	5.747.243
Alcance 1		5.157.334	5.309.719	5.311.996	5.184.699
Alcance 2		428.543	619.359	845.161	562.544
Intensidad de Carbono	kgCO₂e/BOE ⁽⁷⁾	25,8	26,8	29,8	29,2
Emisiones Totales Segmento Refinación					
Emisiones Totales Segmento Refinación	tCO₂e	6.013.058	5.738.733	4.902.601	5.122.693
Alcance 1		6.012.771	5.737.724	4.902.174	5.122.089
Alcance 2		287	1.009	426	604

Nota. Esta tabla muestra el resumen del inventario de emisiones totales de CO₂e de la refinería de Barrancabermeja para los alcances 1 y 2. *Tomado del Portal ECOPEPETROL 2022.*

En línea con su compromiso para mitigar el cambio climático y avanzar en la transición energética y en su agenda de sostenibilidad, el Grupo Ecopetrol anuncia su meta de cero emisiones netas de carbono para 2050 para los alcances 1 y 2. A 2030, el grupo Ecopetrol busca reducir en 25% sus emisiones de CO₂e frente a la línea base establecida en el año 2019. Esta reducción representaría entre 5 y 6 millones de toneladas menos de CO₂ en esta década. En el

período de 2010 a 2020, Ecopetrol logró una reducción acumulada de 8,4 millones de toneladas de CO₂e. El resultado de la última década se logró a través de programas de reducción de emisiones fugitivas y venteos, disminución de quemas de gas en teas.

Las emisiones de gases de efecto invernadero, deben ser reportadas en unidades de CO₂ equivalente (CO₂eq), debido a que este GEI, es el que más contribuye en el calentamiento global. La unidad de tonelada de CO₂eq (t CCO₂eq) indica el potencial del calentamiento global (PCG) para cada uno de los gases de efecto invernadero (Ministerio para la transición Ecológica, 2018). Este factor indica los efectos relativos de los diferentes gases ejercen sobre la tierra y el impacto de la fuerza de radiación (grado de daño a la atmósfera). Asigna un valor a la cantidad de calor atrapada por una masa de gas determinada, en relación con la cantidad de calor atrapada por una masa similar de dióxido de carbono, durante un período específico de tiempo. (PNUMA).

5.3 Flujos de CO₂ en las unidades de la Refinería de Barrancabermeja

La Refinería de Barrancabermeja tiene una extensión de 300 hectáreas, en las que se distribuyen más de cincuenta plantas y unidades de proceso que se ubican en 7 departamentos como se muestra en la tabla 8. allí se elaboran diferentes combustibles, petroquímicos e industriales.

Tabla 7.

Departamentos de la Refinería de Barrancabermeja.

DEPARTAMENTO	NÚMERO DE PLANTAS
<i>Cracking I</i>	10
<i>Cracking II</i>	5
<i>Cracking III</i>	3
<i>Parafinas y Fenol</i>	8
<i>Petroquímica</i>	8
<i>Refinación de crudos</i>	11
<i>Refinación de fondos</i>	4

Nota. La Tabla muestra los 7 departamentos de la Refinería de Barrancabermeja donde se elaboran los diferentes productos combustibles, petroquímicos e industriales. *Tomado de Tesis de pregrado Universidad Industrial de Santander, 2021.*

Las unidades para método de estudio, se evaluaron teniendo en cuenta la información presente y disponible. Para el estudio se tomaron dos unidades; La unidad Turbo expander U2450 ubicado en el departamento de Cracking I y la unidad de hidrógeno U 1150 ubicado en el departamento de Parafinas y Fenol.

Tabla 8.

Relación de los flujos de CO₂ correspondientes a las emisiones en la refinería 2019.

UNIDAD	CO ₂ (TPD)
U-2600, Hidrógeno HCM	80
U-1150, Parafinas	74
U-2450, Turbo expander	40
U-4650, HDT	490

Nota. En la tabla se relacionan los flujos de CO₂ correspondientes a las emisiones en la refinería 2019. Tomado del SIGEA (*Sistemas de Gestión de Expedientes y Actuaciones*), 2019.

La unidad Turboexpander puede recuperar 90% de propano, 80% de etanos, y 100% de butanos del gas de entrada. Se realiza un tratamiento con la Amina DEA (Dietanolamina) para remover el CO₂ del gas proveniente de los campos productores hacia la refinería. en la tabla 10, se muestra la composición molar del CO₂.

Tabla 9.

Concentración molar del gas que es tratado en la U. Turboexpander.

COMPONENTE	%MOL
CO ₂	1,2
Metano	92,04
Propano	1
Etano	3,7
Nitrógeno	1
Isobutano	0,2
N-Butano	0,3
Isopentano	0,2
Hidrógeno	0,02

<i>Total</i>	<i>100</i>
--------------	------------

Nota. Composición molar del gas que es tratado en la Unidad Turboexpander. Tomado *de Tesis Recuperación de corriente de CO₂, Universidad Industrial de Santander 2021.*

La unidad de Hidrógeno U 1150, el proceso comienza en la sección de carga donde se eliminan los compuestos de azufre. Después de esto, sigue un reformado de metano con vapor de agua para la producción de gas hidrógeno. continúa con la conversión del monóxido de carbono en dióxido de carbono, donde se elimina por absorción de amina química con la amina a MDEA (Metildietanolamina activada). El proceso termina con la metanización donde los óxidos de carbono se convierten en metano, la materia prima para su producción.

Tabla 10.

Concentración molar del gas que es tratado en la Unidad de H₂.

COMPONENTE	%MOL
<i>CO₂</i>	<i>0,13</i>
<i>Metano</i>	<i>96,06</i>
<i>Propano</i>	<i>0,24</i>
<i>Etano</i>	<i>1,78</i>
<i>Nitrógeno</i>	<i>1,71</i>
<i>Isobutano</i>	<i>0,02</i>
<i>N-Butano</i>	<i>0,02</i>
<i>Isopentano</i>	<i>0,2</i>
<i>Hidrógeno</i>	<i>0,02</i>
<i>oxígeno</i>	<i>0,01</i>

<i>COMPONENTE</i>	<i>%MOL</i>
<i>Total</i>	<i>100</i>

Nota.Composición molar del gas que es tratado en la Unidad de Hidrógeno. Tomado *de Tesis Recuperación de corriente de CO₂, Universidad Industrial de Santander 2021.*

5.4 Propuesta de selección para la Refinería de Barrancabermeja

Para la selección de propuesta de los diferentes métodos de captura de CO₂, se realizó una revisión bibliográfica donde se puedan describir cada una de las metodologías existentes de captura y a partir de ahí, se realizó una matriz de priorización para comparar cada uno de estos métodos y determinar su viabilidad como propuesta de aplicación a la refinería de Barrancabermeja, en donde se desea capturar este gas de efecto invernadero.

Como alternativa adicional, es necesario realizar un análisis completo de selección que no está dentro del alcance de este proyecto como el técnico-económico, el cual se debe tener en cuenta para la implementación de cualquiera de cada uno de los métodos de captura.

Se realizó una matriz de priorización con la finalidad de posicionar las técnicas más viables para la aplicación.

las técnicas de captura de CO₂ escogidas para la evaluación técnicas son:

1. Métodos Postcombustión:

1. Absorción Química
2. Absorción Física
3. Adsorción

4. Separación por membranas
5. Separación criogénica
6. Ciclo carbonatación- Calcinación

2. Precombustión:

- a. Método usando gas
- b. Método usando crudo
- c. Método usando carbón

3. Oxidación

Como primera etapa se seleccionaron los criterios o parámetros técnicos a evaluar en la matriz, los cuales son:

- **Consumo de energía:** Referente a la energía que se requiere para ejecutar la técnica y sus respectivos procesos, se evaluará de manera cualitativa.
- **Equipos necesarios:** Describe los componentes necesarios que hacen parte del proceso de captura de CO₂, así como el dimensionamiento de los mismos.
- **Condiciones de operación:** Parámetros promedio que se requieren para ejecutar el proceso
- **Eficiencia:** Capacidad para realizar o cumplir adecuadamente la función de captura de CO₂. Esto debido a que del un 100% de CO₂ disponible en una corriente para capturar, los métodos no tienen la suficiencia para secuestrar el volumen de dióxido de carbono presente en su totalidad, algunos por razones de pérdidas de reactivos, degradación, problemas operacionales, y parámetros de funcionamiento.

- **Concentración de CO₂:** referente a la calidad/ pureza del CO₂ obtenido al final de cada técnica
- **Madurez Tecnológica:** Detalla el nivel de confianza de cada técnica, el desarrollo que se ha llevado durante el tiempo desde que fue aplicado, el nivel de investigación

Tabla 11.

Matriz numérica para la selección de la propuesta técnica.

Técnicas	Postcombustión						Precombustión			Oxicombustión
	absorción química	absorción Física	Adsorción	separación por membranas	separación criogénica	carbonatación- Calcinación	Método usando carbón	Método usando Gas	Método usando crudo	oxicombustión
Consumo de energía	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Equipos necesarios	0	0	0	1	0	0	-1	-1	-1	1
Condiciones de operación	1	0	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
Eficiencia	0	0	-1	-1	1	1	0	1	0	-1
Concentración de CO ₂	1	1	1	-1	1	1	0	0	0	1
Madurez Tecnológica	1	1	1	0	1	0	1	1	1	-1
Suma Positivos	3	2	4	2	3	2	1	2	1	2
Suma Negativos	-1	-1	0	-6	-2	-2	-3	-2	-3	-3
Suma general	2	1	4	-4	1	0	-2	0	-2	-1

Nota: la tabla muestra la matriz numérica para la propuesta técnica. Para la justificación de cada número asignado en la matriz se adjunta un tabla de valoración en el apéndice de este libro

la ponderación de los numero -1, 0 y 1 representa la valoración que se le asignó a cada criterio de tal modo que respectivamente significa: valoración negativa, valoración neutra, valoración positiva

Después de realizar la matriz numérica, se le asigna un peso a cada criterio escogido para la valoración técnica, esto debido a que cada criterio no tiene el mismo peso o valoración en la matriz de priorización.

Tabla 12.

Ponderación de cada criterio.

Criterio	Peso Criterio
Consumo de energía	20%
Equipos necesarios	10%
Condiciones de operación	15%
Eficiencia	20%
Concentración de CO ₂	5%
Madurez Tecnológica	30%
	100%

Nota: la tabla muestra la ponderación a cada criterio para realizar la evaluación técnica.

Finalmente se realiza la matriz de priorización, multiplicando el porcentaje de criterio por la asignación numérica, dando como resultado la siguiente tabla, en donde finalmente se obtiene el ranking de las técnicas viables para implementación en la refinería

Tabla 13.

Matriz de priorización Pugh.

Criterio/Método	Postcombustión						Precombustión			Oxicombustión
	Absorción Química	Absorción Física	Adsorción	Separación Por Membranas	Separación Criogénica	Carbonatación-Calcinación	Método Aplicando Carbón	Método Aplicando Gas	Método Aplicando Crudo	Oxicombustión
Consumo De Energía	-20	-20	20	20	-20	-20	-20	-20	-20	-20
Equipos Necesarios	0	0	0	20	0	0	-20	-20	-20	20
Condiciones De Operación	20	0	20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	0
Eficiencia	0	0	-20	-20	20	20	0	20	0	-20
Concentración De CO₂	20	20	20	-20	20	20	0	0	0	20
Madurez Tecnológica	20	20	20	0	20	0	20	20	20	-20
Suma Ponderada	40	20	60	-20	20	0	-40	-20	-40	-20

Ranking	2	3	1	5	3	4	6	5	6	5
---------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Nota: la tabla muestra la matriz de priorización Pugh, con el ranking de técnicas para implementar

Finalmente, con la evaluación técnica hecha en la matriz de priorización se propone para la refinería de Barrancabermeja como primera opción implementar una técnica de adsorción, por las siguientes razones:

- EL consumo energético es bajo, no requiere temperaturas de operación elevadas, pero, a pesar de que se manejan altas presiones, estas son compensadas porque no requiere una etapa de compresión final el CO₂ para disposición
- Se requiere equipos tales como una Columna contactora con sellos periódicos para el caso de adsorbentes sólido, debido a que el equipo debe permitir la etapa de adsorción y desorción en el mismo lugar, esto debido a que no es un proceso continuo, sino por etapas). Para el caso de adsorbentes líquidos se puede diseñar un proceso continuo. Otros equipos necesarios son intercambiadores de calor, líneas de flujo, compresores. válvulas entre otros
- Las condiciones típicas de operación son temperatura de 122°C -177 °C y una presión de operación superior a 300 psi, estas condiciones son requeridas para la etapa de regeneración.
- Eficiencias de más 70% , esto debido a que no se producen pérdidas de adsorbente por arrastre y la degradación del adsorbente es menor comparada con las aminas en la absorción química , no obstante, presenta una limitante, el proceso de adsorción

es muy lento, es decir tarda tiempo en adherirse el CO₂ al sorbete, al usar una torre contactora que selle periódicamente puede verse afectada la integridad de la misma, por lo que cae la eficiencia. Además, se debe eliminar las impurezas, ya que pueden reducir significativamente la capacidad de adsorción con respecto al CO₂ e incluso degradar la estructura cristalina del adsorbente.

- La técnica de adsorción presenta una buena madurez tecnológica, debido a su uso comercial y la gran variedad de información existente, ya que esta técnica de captura ha sido utilizada en la industria química durante varios años, en sectores como la purificación de gas o la producción de amoníaco.

En la matriz de priorización las técnicas que resultaron con valores negativos, no significa que no sean viables, debido a que se debe acompañar un estudio económico, como es el caso de los métodos de precombustión, en particular los que se aplicaron en la refinería de North West Redwater Sturgeon en Canadá, o la refinería de Zeeland en los Países Bajos. en la que se implementó un sistema combinado o integral como son: métodos de precombustión utilizando como fuente de alimentación gas natural o crudo pesado. técnicas de absorción física, separación con membranas y separación criogénica, además es importante resaltar el caso de la refinería de North West Redwater Sturgeon en Canadá, que procesa crudo extrapesado y bitumen para ser refinado.

6. Conclusiones

- Los métodos de captura de CO₂ deben estar ligados al apoyo institucional, mediante la introducción de políticas públicas que financien dicho esfuerzo, regulaciones que sean fiables a largo plazo, de tal manera que se pueda disponer de una perspectiva global y duradera en el tiempo; direccionado de acuerdo con las políticas medioambientales y las demandas del mercado, de manera que se estimule el desarrollo tecnológico, del mismo modo en que actualmente las energías renovables y el uso eficiente de la energía son apoyados por las instituciones públicas.
- La evaluación de los métodos de captura de CO₂ están tomando alta relevancia en los mercados internacionales dado a los acuerdos de París y a la urgencia de solucionar el cambio climático, estos métodos son complementarios a los procesos de transición energética que se pueden dar en los diferentes países de acuerdo a sus necesidades, para volver las operaciones de las industrias carbono neutrales y tener energías limpias.
- Con base en los criterios que se definieron para la implementación de los métodos de captura de CO₂, en la refinería de Barrancabermeja, se obtuvo mediante una matriz de priorización que el método de adsorción, resulta ser la mejor opción a aplicar; sin embargo, dentro del ranking también se obtuvo que el método de absorción química, física y criogénica, resultan ser opciones viables.

- Dado que Colombia tiene un potencial de crudo pesado, desarrollar una tecnología de precombustión (gasificaciones de la fracción pesada) en la refinería de Barrancabermeja que aproveche este recurso y los residuos generados, con el objetivo de producir hidrógeno y una corriente separada de CO₂ de alta pureza, disminuiría el volumen de residuos generados y a su vez las emisiones de CO₂ que se hubiera producido en procesos de coquización o quemado directo para producir energía.
- Los procesos actuales de captura de CO₂ involucran una adaptación y trabajo conjunto de diferentes técnicas de CCS, tales como sistemas de precombustión acoplados con procesos criogénicos, separación con membranas y absorbentes químicos.
- Los métodos de captura de CO₂ deben estar ligados al apoyo institucional, mediante la introducción de políticas públicas que financien dicho esfuerzo, regulaciones que sean fiables a largo plazo, de tal manera que se pueda disponer de una perspectiva global y duradera en el tiempo; direccionado de acuerdo con las políticas medioambientales y las demandas del mercado, de manera que se estimule el desarrollo tecnológico, del mismo modo en que actualmente las energías renovables y el uso eficiente de la energía son apoyados por las instituciones públicas.

7. Recomendaciones

- Realizar un análisis completo técnico-económico para poder seleccionar de manera adecuada y teniendo en cuenta todos los criterios propuestos anteriormente en la matriz de priorización para los diferentes métodos de captura de CO₂, debido a que este es un factor importante que influye en su selección y no está dentro del alcance de esta investigación.
- Desarrollar una prueba piloto para el caso de selección anteriormente mencionado en la matriz, utilizando adsorción como propuesta de aplicación para la refinería de Barrancabermeja.
- Se recomienda realizar un estudio de los diferentes métodos existentes de captura de CO₂ para la Refinería de Cartagena, dado que todas las refinerías tienen condiciones diferentes de operación y sería una oportunidad viable para contribuir con la reducción de emisiones de CO₂.
- Profundizar en estudios técnicos y económicos que incluyan el uso de CO₂, el transporte y almacenamiento con el propósito de poder abarcar toda la cadena de valor referente a estas tecnologías de captura de CO₂.

Recomendamos estudiar la tecnologías en proceso de desarrollo comercial de precombustión, tales como las que se enlista a continuación:

- I. Reformado con vapor de gas e hidrocarburos ligeros

- II. Oxidación parcial de gas e hidrocarburos ligeros
 - III. Ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC) para la generación de energía
 - IV. Hidrógeno del carbón con captura de CO₂
 - V. Combustibles fluidos a base de carbono y multi-productos
 - VI. Procesos de disolventes químicos y físicos
- Dado el panorama actual enfocado a la transición energética, la entrante necesidad de usar combustibles de baja huella de carbono, tal como es el hidrógeno; recomendamos estudiar los sistemas de precombustion con el fin de implementar procesos de gasificaciones / reformado con vapor entre otros, para ser empleados con crudos pesados para la producción de hidrógeno y dióxido de carbono, en la refinerías de Barrancabermeja, tomando como ejemplo los proyectos realizados en la refinería North West Redwater Sturgeon en Canadá, o la refinería de Zeeland en los Países Bajos

Referencias Bibliográficas

IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA. 2016. Inventario nacional y departamental de Gases Efecto Invernadero – Colombia. Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático. IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, FMAM. Bogotá D.C., Colombia

<http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023634/INGEI.pdf>

IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA. (2015). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de Colombia (p. 36). Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático de Colombia.

http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023421/cartilla_INGEI.pdf

Benjamín, José Antonio y Masera, Omar Captura de Carbono ante el cambio climático. Madera y Bosques. 2001;7(1):3-12.[fecha de Consulta 11 de Junio de 2022]. ISSN: 1405-0471. Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=61770102>

Don Gelowitz, Teeradet Supap, Naami Abdulaziz, Teerawat Sema, Raphael Idem & Paitoon Tontiwachwuthikul (2013) Part 8: Post-combustion CO₂ capture: pilot plant operation issues, Carbon Management, 4:2, 215-231, <https://doi.org/10.4155/cmt.13.4>

PARADA, N.A. (2017). Tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ en sectores industriales.

<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7123/1/210740-2017-I-GA.pdf>

GLOBAL ESTATUS OF CCS 2020- GLOBALCCSINSTITUTE.

<https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Global-Status-of-CCS-Report-English.pdf>

Ayala Blanco, E. y Martínez Ortega, F. (2019). Tecnologías de captura de CO₂ en procesos de post combustión de gas natural.

https://www.cdtdegas.com/images/Descargas/Nuestra_revista/MetFlu14/7_CapturaCO2.pdf

César Bartolomé, Pedro Mora y José David Recalde Rodríguez. (2011) Estado del arte de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ en la industria del cemento.

<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=3358719>

IPCC, 2013: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

<https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>

David W. Keith , (2018). A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere.

[https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351\(18\)30225](https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351(18)30225)

[3?_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2542435118302253%3Fshowall%3Dtrue](https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351(18)30225?_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2542435118302253%3Fshowall%3Dtrue)

Medina Valtierra, Jorge La Dieta del Dióxido de Carbono (CO₂). Conciencia Tecnológica [en línea]. 2010.

<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=94415753009>

Saura-Laria, Gustavo , Núñez-Caraballo, Arianna , González-Martínez, Martha Proceso de recuperación de CO₂. Generalidades. ICIDCA.

<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=223143421004>

Le van, S.,Chon,B.H.,Evaluating the critical performances of a co₂ Enhanced oil recovery process using artificial neural network models, Journal of Petroleum science and Engineering (2017).

<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.034>

Hannah Ritchie, Max Roser and Pablo Rosado (2020) - "CO₂ and Greenhouse Gas Emissions".

Published online at OurWorldInData.org. Retrieved from:

<https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>

Kevin Heal, Terry Kemp (2013) - "North West Sturgeon Refinery Project Overview - Carbon Capture Through Innovative Commercial Structuring in the Canadian Oil Sands".

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610213008849>

Portal web de las Naciones Unidas, "El Acuerdo de París, (2022)."

<https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>

Antolín Calvo (2016) – "CAPTACIÓN DE CO₂ MEDIANTE CICLOS DE CARBONATACIÓN/CALCINACIÓN" Universidad De Valladolid Escuela De Ingenierías Industriales

<https://core.ac.uk/download/pdf/211102242.pdf>.

*Apéndices***Apéndice A.** Ventajas y desventajas de los métodos de captura de CO₂.

Métodos de captura CO ₂	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
	Sistemas de absorción Química	<ul style="list-style-type: none"> * Tiene un amplio desarrollo y viabilidad para capturar el CO₂. * Gran capacidad de remoción. * Flexibilidad en el diseño y operación del proceso. 	<ul style="list-style-type: none"> * Pérdida del solvente a medida que se reutiliza. * Formación de subproductos. * La eficiencia de absorción depende de la concentración de CO₂ * Problemas de corrosión * Altos gastos energéticos
Postcombustión	Sistemas de adsorción	<ul style="list-style-type: none"> * Se pueden lograr purezas de CO₂ del 90% y tasas de captura superiores al 70%. * Ofrece un amplio rango de temperaturas. * Baja energía de regeneración. * No se producen pérdidas de absorbentes. * Pueden utilizar adsorbentes sólidos como los nanotubos de óxido de titanio, ya que presentan una gran área superficial, alta porosidad, reactividad superficial y permiten la funcionalización 	<ul style="list-style-type: none"> * Lentitud del proceso de adsorción comparado con la regeneración por reducción de presión. * Requiere adsorbente de alta temperatura.

Métodos de captura CO ₂	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
		con aminas.	
	separación Criogénica	* La eficiencia de control de una instalación CDC es de 70% a 85%.	* Elevada presión requerida (Superior a 5 atm). * Bajas temperaturas que se deben suministrar (-57 °C) y esto genera un gran gasto energético.
	Separación por membranas	* Bajo costo de instalación. * No se generan residuos. * Es de amplio uso para diferentes composiciones de gases y volúmenes.	* Genera un alto consumo energético, ya que no cuenta con una gran capacidad de separación provocando complejidad en el sistema.
	Ciclo carbonatación - Calcinación	* Bajas presiones de operación	* alto gasto energético para la recuperación del absorbente * Proceso lento

Métodos de captura CO ₂	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
Precombustión	<ul style="list-style-type: none"> * Reacción de producción de gas de síntesis (reacción primaria) * Reacción Shift (reacción secundaria) * Separación del CO₂ Y H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> * Se pueden realizar dos procesos con este método para capturar CO₂ y también obtener H₂. * El CO₂ formado se captura mientras que el hidrógeno se puede quemar para producir energía (electricidad y/o calor sin emisión de CO₂). * No se requiere realizar muchas modificaciones para su implementación en las plantas * Es una tecnología de escala industrial probada. * El aumento de la presión parcial parcial de CO₂ permite técnicas de separación eficientes. 	<ul style="list-style-type: none"> * Alta inversión * Altos costos * Baja disponibilidad * El syngas debe secarse antes de la captura de CO₂. * La adaptación a las plantas existentes es costosa y difícil.
Oxicombustión	Oxicombustión	<ul style="list-style-type: none"> * Se pueden aplicar técnicas de captura de CO₂ después de la combustión mucho más eficientes. * Eficiencia de captura de CO₂ cercana al 100%. * Las concentraciones elevadas de CO₂ conducen a métodos simples y eficientes para la captura de CO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> * El proceso resulta ser bastante complicado, debido a que se debe separar previamente el oxígeno y el aire antes de iniciar el proceso de separación del CO₂ y vapor de agua. * Se requiere un gran volumen de O₂. * aumenta el capital y los costes operativos.

Métodos de captura CO ₂	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
		*Alta concentración de CO ₂ en los gases de combustión.	* Las fugas de aire en el sistema degradan significativamente el rendimiento. * Gran espacio de planta asociado al equipo necesario de oxicomustión.

Nota: La tabla expone las ventajas y desventajas de manera comparativa los métodos de captura de CO₂.

Apéndice B. Características de las principales alcalino aminas.

TIPO DE SOLVENTE	EJEMPLO	CARACTERÍSTICAS
AMINA PRIMARIA	MEA	<ul style="list-style-type: none"> • Su peso molecular es 61, siendo el menor entre las aminas. Su energía de regeneración es de aproximadamente 1950 kJ/kgCO₂. • Considerada la más reactiva entre las etanolaminas, se emplea como un agente para el endulzamiento de gas con el fin de acondicionar el gas a las especificaciones estandarizadas. • Utilizada en procesos no selectivos del CO₂ y del H₂S. No se recomienda en presencia de impurezas como el COS, CS₂ u oxígeno, ya que forma sales estables que no permiten la regeneración de la amina. • Logra concentraciones muy bajas de CO₂ /H₂S, y es útil en aplicaciones donde la presión parcial del gas ácido a la

entrada es baja.

- Presenta problemas de corrosión en áreas con concentraciones altas de gases ácidos, en interfases calientes de gas y líquido, y en áreas de altas concentraciones de calor.

- Existe la posibilidad de formación de espumas causadas por materiales resultantes de la condensación de hidrocarburos, degradación, sólidos, exceso de inhibidores de calor, entre otros.

- Su porcentaje en peso es limitado al 15% de solución debido a la demanda calórica.

- Sus reacciones son reversibles, siempre y cuando se modifique la temperatura del sistema; calentando la amina a aproximadamente 245°F a 10 psi en la columna de separación. A temperaturas mayores de 245°F produce sales estables que consumen la MEA del proceso.

- Tiene el punto de ebullición más bajo y la presión de vapor más alta en comparación a los otros tipos de aminas.

- Las pérdidas en el gas de entrada son de 1-3 lbs/MMSCF

- Su peso molecular es de 105, y su entalpia de regeneración es de alrededor de 1520 kJ/kgCO₂.

- Menos corrosiva que la MEA, sin embargo, es menos alcalina.

- También es usada para tratamiento de gas natural a especificaciones de tuberías. Sin embargo, a altas concentraciones, la solución se vuelve viscosa.

- Al interactuar con COS y CS₂ causa menores pérdidas de amina debido a su reacción más lenta, además puede regenerarse en la columna de separación en presencia de

AMINA
SECUNDARIA

DEA

AMINA
TERCIARIA

MDEA

estos contaminantes.

- Presenta menos pérdidas de solución de amina por evaporación puesto que tiene una presión de vapor más baja.
- Funciona bien con absorbedores de baja presión.
- Se emplea en corrientes de gas natural con un total del 10% o más de gases ácidos a presiones de operación de unos 2.4 kg/cm² o mayores.
- A altas concentraciones de CO₂ se puede generar degradación de DEA resultando en oxazolidinonas.

- Su peso molecular es de 119, mayor capacidad de absorción por unidad absorbente, menor degradación por corrosividad, su entalpia de regeneración es de alrededor de 1210 kJ/kgCO₂.
- Empleada para el endulzamiento en las corrientes de gas natural.
- Su mejor aplicación es la remoción de H₂S en presencia de CO₂. No reaccionan directamente con el CO₂, sino que forman un ion bicarbonato por hidrólisis.
- Por medio de separación flash puede regenerar la solución rica en cuanto a remoción de CO₂.
- Reduce costos de tratamiento cuando no se requiere reducir la concentración de CO₂.
- Menores requerimientos de calor en el proceso de regeneración, lo que disminuye el costo en el capital.
- A presiones entre 800 a 1000 psi se pueden reducir los niveles de H₂S a valores estandarizados y al mismo tiempo entre el 40-60% del CO₂ fluye por el contacto sin tratamiento.

Nota: Tomado de Evaluación Técnico-Económica de la captura de gas de chimenea y de los subprocesos en la Refinería de Barrancabermeja. (Marulanda y Villa,2021)

Apéndice C. Ventajas y desventajas de los principales absorbentes físicos.

TECN. DE ABSORCIÓN FÍSICA	TIPO DE SOLVENTE	VENTAJAS	DESVENTAJAS
FLÚOR	CARBONATO DE PROPILENO	<ul style="list-style-type: none"> • Probada a nivel comercial por más de 50 años. • Alta selectividad de CO₂ en presencia de metano. • Es un solvente no corrosivo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja tolerancia en las corrientes de gas de alimentación. • La corriente de gas de alimentación debe ser previamente deshidratada debido a la alta solubilidad del agua. • La reacción irreversible del contacto CO₂ y agua a 90°C no permite oscilaciones de temperatura en el proceso de regeneración.
RECTISOL	METANOL	<ul style="list-style-type: none"> • Alta selectividad de los gases H₂S y CO₂. • Remueve distintos tipos de contaminantes en un solo proceso. • Solvente de bajo costo. • Se ha empleado por mucho tiempo a nivel 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos costos en el gasto de energía de refrigeración. • Solvente altamente volátil y generador de emisiones. • Preferencia selectiva hace el H₂S sobre el CO₂. • La corriente de gas de alimentación debe ser

TECN. DE ABSORCIÓN FÍSICA	TIPO DE SOLVENTE	VENTAJAS	DESVENTAJAS
		comercial en proyectos de gasificación.	previamente deshidratada debido a la alta solubilidad del agua.
SELEXOL	ÉTER DIMETPILICO DE POLIETIL-ENGLICOL (DMEPG)	<ul style="list-style-type: none"> • Probada a nivel comercial por más de 30 años. • El solvente tiene baja presión de vapor y en su estado químicamente inerte no está sujeto a degradación. • En procesos de doble etapa puede capturar el CO₂ y H₂S del syngas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere de una alta presión parcial de CO₂. • Alta viscosidad del solvente. • Solvente costoso

Nota: Tomado de Evaluación Técnico-Económica de la captura de gas de chimenea y de los subprocesos en la Refinería de Barrancabermeja. (Marulanda y Villa,2021)

Apéndice D. Justificación de la matriz de priorización Pugh para cada criterio.

Criterios	Absorción química	El consumo de energía depende del tipo de alcalino amina utilizada	columna contactora, intercambiadores de calor, bombas, filtros, líneas de flujo	Tienen una temperatura de operación de 104 -140 °C y una presión de operación <14,7 psi	90%	40-70%	Comercialmente disponible y muy madura
------------------	-------------------	--	---	---	-----	--------	--

	adsorción	bajo consumo de energía	columna contactora, intercambiadores de calor	Tienen una temperatura de operación de 122-177 y una presión de operación 7,25 a 14,7 psi	85%	40-60%	comercialmente disponible
Postcombustión	Separación por membranas	El consumo puede variar dependiendo de la configuración que se haga, es decir si se utilizan múltiples etapas de recirculación existirá un costo mayor	varias etapas de separación por membranas o un sistema de recirculación, debido a la baja eficiencia de las membranas	Tienen una temperatura de operación < 100 °C, para evitar la degradación de las membranas, por tanto se requiere de una etapa de enfriamiento después de la combustión y una presión de operación mayor a 200 psi, esto debido a que el productividad depende de la presión diferencial	80%	10-40%	En desarrollo temprano, tecnología funcional para soportar procesos
	separación criogénica	Consumo alto de electricidad, debido a las condiciones de operación requeridas para la condensación	Compresores, intercambiadores de calor, líneas de flujo, válvulas	Presiones superiores a 70 psi y temperaturas menores a -57 °C	93%	90%	Comercialmente disponible

		y destilación criogénica del CO ₂ y los diferentes gases					
	Carbonatación -Calcinación	Consumo de energía alto debido a que se requiere altas temperaturas.	Horno calcinador, líneas de flujo, sistema de hidratación de la cal, torre contactora	Temperaturas mayores a 600 °C para la formación de carbonatos y temperaturas mayores a 1000 °C para la reacción de calcinación. Realizada a presión atmosférica	70	Más del 80%	Pruebas Piloto
Precombustión	-	Consumo de energía alto debido que se deben alcanzar altas presión y temperaturas en los reactores	Bombas, reactor de gasificación, intercambiadores de calor, reactores Shift, sistemas de depuración de residuos	Las condiciones de operación depende del tipo de técnica que se utilice, sin embargo los rangos están 700°C - 1400 °C y 300 - 1000 psi	480 toneladas por día , se obtiene corrientes de alta concentración de CO ₂ , mayor al 90%	< 80%	En desarrollo avanzado, tecnología funcional para soportar procesos
Oxicombustión	-	Consumo de energía en los compresores de unidad de separación de aire	Separadores de aire, compresores, líneas de flujo , intercambiadores de calor	se requiere de una corriente con alta concentración de oxígeno, al usarse oxígeno puro en la combustión, se alcanza grandes valor de temperatura	concentración de CO ₂ > 80%	70-90 %	Etapa de demostración

(como
máximo
3500°C) que
es demasiado
alta para los
materiales
usados, por
tanto que hay
que fraccionar
la
concentración
o bien utilizar
vapor de agua
para controlar
la
temperatura.

Nota. Descripción matriz de priorización Tomado de. *Evaluación técnico económicamente de la captura de gas de chimenea y de los subproductos de la refinería (Marulanda y Villa,2021)*