

Análisis de las diferentes estrategias que permitan conseguir la reducción de gases efecto invernadero en una planta compresora de gas de un campo petrolero del Magdalena medio.

Lizeth Vanessa Blanco Dueñas, Karen Juliana Bueno Poveda
Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos.

Director.

Msc. Erik Giovany Montes Páez
Magister En Ingeniería de Hidrocarburos.

Codirector.

Msc. Danny Vargas Gutierrez
Magister en Ingeniería de Petróleo y Gas.

Universidad industrial de Santander.
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas.
Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Ingeniería de Petróleos.

2024.

Dedicatoria

A Dios, por mostrarme luz y esperanza cuando sentía que las perdía.

A mi mamá María Yohana que estuvo en este camino de bajos y altos agarrando mi mano para no caer, mi papá Jhon Jairo que nunca me dejó sola y siempre me apoyó en cada cosa que hacía, a mi hermano Carlos Enrique que me escuchaba con cada problema que tenía, mi hermana Laura Camila por cada libro leído y series vistas juntas y a mis nonos María Ilsa y Carlos Alonso por cada plato de comida mientras estudiaba.

A mis docentes por guiarme y enseñar cada día de mi carrera y formar a los futuros ingenieros de petróleos.

A mi mejor amiga Karen Julieth que estuvo de inicio a fin durante este proceso llamado vida universitaria y me dio las fuerzas que me faltaron para no rendirme y luchar por mis sueños y metas.

A Manuel que me dio momentos de amor y risas, intentando subirme el ánimo cuando no estaba en mi mejor modo.

A mis amigos Silvia, Juliana, Paula, Danna, Erit, Nicolas, Andrés, por infinitas noches de estudio y traspaso, por esas charlas profundas y existenciales.

A SPWLA UIS por enseñarme cosas nuevas y permitirme conocer personas excepcionales que día a día le meten amor y pasión a su carrera.

Lizeth Vanessa Blanco Dueñas.

Dedicatoria

A Dios y a la virgen María que me bendicen y guían mi camino siempre, quienes me brindan fuerzas para encarar las adversidades sin perder la fe, enviando ángeles protectores para guiarme y acompañarme.

A mi familia, gracias por cada voz de aliento y apoyo que me brindan para cumplir mis sueños y metas.

A Miryam Poveda mi mamá y Pablo Bueno mi papá, quienes se esfuerzan cada día para brindarme lo necesario para estudiar, quienes me acompañaron en cada traspaso de estudio, me apoyaron y aconsejaron en cada etapa y me brinda amor en todos los momentos de mi vida. Me han dado todo lo que soy como persona mis principios, mis valores, mi carácter, mi empeño, mi perseverancia y el coraje para lograr conseguir mis objetivos.

A cada uno de los docentes que hicieron parte de mi formación gracias por enseñarnos y guiarnos con su experiencia para ser los futuros ingenieros de petróleo.

A mi compañera de tesis Lizeth Blanco, quien ha sido paciente en el proceso, y con quién he compartido de inicio a fin en este camino de la vida universitaria.

A mis amigos Karen, Danna, Erit, Sergio, Nicolás, Manuel, Camila, Victoria, Andrea, Silvia y Paula, por cada clase compartida, cada reunión de estudio, cada momento vivido y por una infinidad de risas en el camino.

Karen Juliana Bueno Poveda.

Agradecimientos

Agradecimiento especial con nuestros directores el Msc. Erik Montes y el Msc. Danny Vargas por su especial apoyo y participación en el desarrollo de esta investigación la cual esperamos sea de gran apoyo en el desarrollo de estrategias que busquen reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la industria del petróleo. Así mismo, extendemos un gran agradecimiento a la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por hacer posible el desarrollo de esta investigación. Por último, también agradecemos al grupo de investigación en planeamiento energético Galileo adscrito a la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Tabla de contenido

Resumen.....	10
Abstract.....	11
Introducción.....	12
1. Objetivos.....	14
1.1. Objetivo general	14
1.2. Objetivos específicos.....	14
2. Marco referencial.....	15
3. Marco teórico.....	18
3.1. Gas natural.....	18
3.1.1. Gas asociado	19
3.1.2. Gas no asociado	19
3.2. Gases de efecto invernadero.....	20
3.2.1. Dióxido de carbono (CO ₂)	21
3.2.2. Metano (CH ₄)	21
3.2.3. Óxido nitroso (N ₂ O)	21
3.3. Tecnologías de captura y almacenamiento de CO ₂	22
3.3.1. Pre-combustión.....	22
3.3.2. Postcombustión	22
3.3.3. Oxidcombustión	23
3.3.4. Captura Directa de Aire (DAC).....	23
3.3.5. Bioenergía con Captura y Almacenamiento de Carbono (BECCS)	23
3.4. Descripción de los equipos de una compresora del Magdalena medio	25
3.4.1. Scrubber	25
3.4.2. Separadores	26

3.4.3. Compresor	28
3.4.4. Intercambiador de calor	29
3.4.5. Aeroenfriador	30
4. Marco legal	32
5. Proceso de compresión de gas de un campo petrolero del Magdalena Medio	35
5.1. Proceso de Compresión de Gas de una estación	35
6. Identificación cuantitativa de los gases de efecto invernadero emitidos por la planta de gas VMM.....	40
6.1. Motores de Combustión a gas	41
6.1.1. Ciclos de funcionamiento de motores de combustión interna	41
6.2. Motores de compresión de gas	42
6.3. Cálculo de emisiones de CO ₂ generadas por los motores de los compresores de gas.....	45
6.3.1. Calculo para el motor G399 de los compresores 1-3	45
6.3.2. Cálculo para el motor G3608 de los compresores 4-7.....	47
6.4. Cálculo de la cantidad de metano y CO ₂ que es liberado a la atmosfera cuando el compresor se para.	48
6.4.1. Cálculo de la cantidad de metano liberado a la atmosfera	49
6.4.2. Cálculo de la cantidad de CO ₂ equivalente del metano liberado	50
6.4.3. Cálculo del CO ₂ que se emite a la atmosfera si el gas se quema.....	51
7. Análisis de alternativas tecnológicas para la captura, medición y uso de los gases de efecto invernadero generados por una planta compresora de gas.....	53
7.1. Captura de GEI.....	53
7.1.1. Pre-combustión.....	55
7.1.2. Post- combustión	58
7.1.3. Oxidcombustión	63
7.2. Usos del CO ₂	68

7.3. Almacenamiento de CO ₂	69
7.3.1. Almacenamiento en tierra	69
7.3.2. Almacenamiento en océanos	71
8. Evaluación técnico-financiera de las alternativas evaluadas	75
9. Conclusiones.....	83
10. Recomendaciones	84
Referencias Bibliográficas	85

Lista de figuras

Figura 1. Sistema de separación de gases Scrubber.....	26
Figura 2. Separador horizontal.....	28
Figura 3. Esquema de un compresor industrial.....	29
Figura 4. Intercambiador de calor.....	30
Figura 5. Aeroenfriador de gases.....	31
Figura 6. Proceso general realizado en una compresora de gas.....	36
Figura 7. Sección de una planta compresora de gas de un campo petrolero del Magdalena medio.	38
Figura 8. Diagrama esquemático de los principales procesos y sistemas de captación de CO ₂ ..	54
Figura 9. Diagrama de la tecnología de captura pre-combustión.....	57
Figura 10. Diagrama tecnología de captura postcombustión.....	63
Figura 11. Diagrama tecnología de captura oxicombustión.....	66

Lista de tablas

Tabla 1. Características del gas natural.	18
Tabla 2. Cuadro comparativo de las Tecnologías de captura de CO ₂	24
Tabla 3. Características del motor G399 de los compresores 1-3.	43
Tabla 4. Características del motor G3608 de los compresores 4-7.....	43
Tabla 5. Resultado de las emisiones producidas por los 7 compresores de la planta compresora de gas VMM.	52
Tabla 6. Definición de las diferentes tecnologías usadas en la postcombustión para capturar el CO ₂	58
Tabla 7. Ventajas y desventajas de la captura de CO ₂	67
Tabla 8. Ventajas y desventajas del almacenamiento en tierra.....	70
Tabla 9. Ventajas y desventajas del almacenamiento en océanos.	72
Tabla 10. Descripción del costo aproximado de cada tecnología por tonelada de CO ₂ capturado.	75
Tabla 11. Consideraciones para tener en cuenta para aplicar una tecnología de captura de CO ₂ . 77	
Tabla 12. Análisis de las diferentes propiedades y características de las tecnologías de captura de CO ₂	79
Tabla 13. Impacto del costo aproximado de la implementación de las tecnologías en la planta...81	
Tabla 14. Costo aproximado por tonelada de CO ₂ emitido por día para cada tecnología.....82	

Resumen

Título: Análisis de las diferentes estrategias que permitan conseguir la reducción de gases efecto invernadero en una planta compresora de gas de un campo petrolero del Magdalena medio.

Autores: Lizeth Vanessa Blanco Dueñas, Karen Juliana Bueno Poveda.

Palabras clave: Gases efecto invernadero, Magdalena Medio, Plantas de compresión de gas, Tecnologías de captura de gases.

Descripción: Este trabajo analiza estrategias tecnológicas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) generadas por una planta compresora de gas en un campo petrolero del Magdalena Medio. El estudio se centra en la identificación de fuentes de emisión y en la evaluación de tecnologías de captura, medición y uso del dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄). A través de una metodología cualitativa y cuantitativa, se evaluaron alternativas tecnológicas tales como la captura pre-combustión, postcombustión y oxidación, teniendo en cuenta su eficiencia, costos y viabilidad para ser implementadas en las operaciones de la planta. Los resultados muestran que la adopción de tecnologías de captura de CO₂ puede reducir significativamente las emisiones, mejorar el desempeño ambiental y asegurar el cumplimiento de las regulaciones ambientales vigentes. Asimismo, se realizó un análisis técnico-financiero de las alternativas seleccionadas, concluyendo que, si bien la implementación inicial implica costos elevados, a largo plazo estas tecnologías contribuyen a una mayor sostenibilidad y competitividad operativa.

Abstract

Title: Analysis of the different strategies to achieve the reduction of greenhouse gas emissions in a gas compressor plant of an oil field in the Magdalena Medio.

Authors: Lizeth Vanessa Blanco Dueñas, Karen Juliana Bueno Poveda.

Keywords: Greenhouse gases, Magdalena Medio, Gas compression plants, Gas capture technologies.

Description: This paper analyzes the different technological strategies to reduce greenhouse gas (GHG) emissions generated by a gas compression plant in an oil field in the Magdalena Medio region. The study focuses on identifying emission sources and evaluating capture, measurement, and utilization technologies for carbon dioxide (CO₂) and methane (CH₄). Using a qualitative and quantitative methodology, technological alternatives such as pre-combust, post-combustion, and oxy-combustion capture were evaluated, considering their efficiency, costs, and feasibility for implementation in the plant's operations. The results show that the adoption of CO₂ capture technologies can significantly reduce emissions, improve environmental performance, and ensure compliance with current environmental regulations. Additionally, a technical and financial analysis of the selected alternatives was conducted, concluding that, although the initial implementation involves high costs, in the long term, these technologies contribute to greater sustainability and operational competitiveness.

Introducción.

En la actualidad, el cambio climático se ha convertido en un desafío prioritario y complejo que enfrenta la humanidad. Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), impulsadas en gran parte por actividades industriales, son una de las principales causas del calentamiento global y sus efectos adversos en el medio ambiente. En este contexto, el sector energético, y en particular la industria del petróleo y gas juega un papel crucial debido a su alta intensidad en emisiones de GEI.

Las plantas compresoras de gas ubicadas en el Magdalena Medio son instalaciones estratégicas para la infraestructura energética de la región, facilitando la compresión y transporte de gas natural. Sin embargo, las operaciones de compresión de gas están asociadas con emisiones significativas de GEI, que incluyen dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄). Estas emisiones no solo contribuyen al cambio climático, sino que también presentan desafíos regulatorios y financieros para la planta. La creciente presión para reducir el impacto ambiental de las industrias ha llevado a una mayor regulación y a la implementación de normativas más estrictas en relación con las emisiones de GEI. En un mundo donde la sostenibilidad se está convirtiendo en una necesidad global, la adopción de medidas proactivas para reducir las emisiones de GEI no solo es una obligación regulatoria, sino una oportunidad para mejorar la eficiencia operativa, reducir costos y reforzar el compromiso con la protección del medio ambiente. En esta situación, es imperativo que las plantas compresoras de gas del Magdalena Medio adopten estrategias o tecnologías eficaces para mitigar sus emisiones y mejorar su desempeño ambiental, que le permita cumplir con las exigencias establecidas por el gobierno como lo son la resolución 40066 del 11 de febrero del 2022 del Ministerio de Minas y Energía y la 40317 del 10 de abril del 2023 del Ministerio de Minas y Energía.

Este trabajo de busca servir como una guía clave para desarrollar un plan de acción que responda a estos desafíos, promoviendo una transición hacia prácticas más sostenibles en las plantas compresoras del Magdalena Medio. Se tiene como objetivo identificar y evaluar las diversas estrategias que podrían implementarse para reducir las emisiones de GEI en una planta compresora de gas del Magdalena Medio, a la cual se nombrará “Planta compresora de gas VMM”. Se abordarán enfoques tecnológicos y operativos actuales, así como prácticas de gestión que podrían contribuir a una reducción efectiva de las emisiones. El propósito es proporcionar una visión integral que permita a la planta avanzar hacia una operación más sostenible, cumpliendo con las normativas ambientales y fortaleciendo su responsabilidad corporativa.

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Realizar un análisis a tres de estrategias específicas que permitan identificar qué factores llevarán a una reducción de gases efecto invernadero de una planta compresora de gas de un campo petrolero del Magdalena medio.

1.2. Objetivos específicos

- Describir el proceso de compresión de gas de un campo petrolero del Magdalena Medio.
- Identificar las diferentes fuentes de gases emitidos que se generan en el proceso de una planta de compresión de gas de un campo petrolero del Magdalena Medio.
- Realizar una búsqueda de tres de las posibles tecnologías para la captura, medición y el uso de los gases que genera el proceso de una planta de compresión de gas de un campo petrolero del Magdalena Medio.
- Realizar la evaluación del impacto financiero y ambiental de la posible implementación de estas tres tecnologías en una planta compresora de gas del Magdalena Medio.

2. Marco referencial

En Colombia, las estrategias para reducir emisiones en plantas compresoras de gas han sido impulsadas mediante marcos regulatorios y programas nacionales orientados a la sostenibilidad y mitigación de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible implementa el Programa Nacional de Carbono, Neutralidad y Resiliencia Climática, cuyo propósito es disminuir en un 51% las emisiones de GEI hacia el año 2030 y lograr la neutralidad de carbono para el 2050. Este programa establece directrices para que las empresas del sector energético puedan realizar inventarios de sus emisiones, formular planes de gestión y reducir las emisiones específicas en sus procesos industriales (*Estrategia Colombia Carbono Neutral - Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible*, s. f.).

La compañía Ecopetrol ha implementado acciones en sus operaciones de hidrocarburos con el fin de reducir las emisiones fugitivas y mejorar la eficiencia en el manejo de quemas y venteos. Estas medidas incluyen la incorporación de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) como postcombustión que permiten capturar el CO₂ tras el proceso, optimizando la eficiencia en las condiciones operativas específicas de cada unidad y la adopción de energías renovables en sus plantas. De esta forma, Ecopetrol ha logrado una reducción de 490 mil toneladas de CO₂ en el periodo de 2020 a 2022, y se ha fijado una meta de reducción del 25% de sus emisiones para el año 2030 (*Grupo Ecopetrol Redujo Más de 490 Mil Toneladas de Carbono En Dos Años*, s. f.).

Adicionalmente, Ecopetrol estudia el almacenamiento de CO₂ en reservorios agotados de petróleo y gas y su uso en técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Esta técnica no

solo ayuda a extraer el crudo remanente, sino que permite almacenar el CO₂ de manera permanente. En proyectos similares en otros países, como en Canadá, el almacenamiento en formaciones geológicas ha mostrado ser una solución eficaz para reducir emisiones industriales y apoyar los objetivos de sostenibilidad del sector energético (*Tecnología E Investigación*, s. f.).

La empresa destaca la reducción de cerca de 700 mil toneladas de CO₂ equivalente, mediante acciones como la eliminación de fugas y venteos de gas natural en las facilidades de producción y pozos, así como la implementación de un programa integral para optimizar el consumo de energía en los campos, que comprendió mejoras en equipos y procesos, electrificación y autogeneración de energía (Ecopetrol, s. f.).

A nivel internacional, el Banco Mundial ha reconocido los avances de Colombia en la reducción de quemas de gas y emisiones de metano, destacando la reducción del 67% en el volumen de quemas de gas en la última década. Este logro es atribuido a un marco regulatorio robusto que prohíbe las quemas no autorizadas y establece sanciones para promover el uso eficiente del recurso. Estas regulaciones sitúan a Colombia como un referente regional en la reducción de emisiones de metano, contribuyendo significativamente a los compromisos climáticos del país, en alineación con el Acuerdo de París (*Colombia, uno de los países destacados por el Banco Mundial por su trabajo en la reducción de quemas de gas y de emisiones de metano*, s/f).

En conjunto, estas estrategias y regulaciones crean una base sólida para el avance hacia la sostenibilidad en el sector de hidrocarburos, especialmente en la operación de plantas compresoras de gas en Colombia.

Igualmente, a nivel internacional, en Canadá el proyecto Boundary Dam tomó relevancia por ser la primera planta de captura de CO₂ en entrar en funcionamiento en el 2014 para una central térmica de carbón, con la capacidad de capturar más de 1 Mt al año empleando la absorción química con aminas, el CO₂ era usado para la extracción de petróleo. En el 2017 en Texas entró en operación la mayor planta de captura de CO₂ “Petro Nova”, con capacidad de capturar el 90% del CO₂ generado hasta 1,4 millones de toneladas al año (Megaplantas de Captura de CO₂, 2019).

En Noruega existen dos plantas industriales encargadas de capturar CO₂, una en Slepiner y otra en Snohvit, las cuales están en operación por más de 30 años, acumulando más de 20 millones de toneladas de CO₂ capturado y almacenado en el Mar del Norte (Megaplantas de Captura de CO₂, 2019).

De acuerdo con la bibliografía consultada, no hay hasta el momento una captura directa de emisiones de CO₂ en plantas compresoras de gas, sin embargo, se conoce que se ha realizado la actualización de los equipos como por ejemplo turbinas y motores de gas por motores eléctricos en estaciones compresoras. Esta estrategia ha ganado relevancia ya que reduce el consumo de combustibles fósiles y mejora la eficiencia operativa (Hdr, 2022).

3. Marco teórico

3.1. Gas natural

Según (Vargas D. V., 2020), El gas natural es un fluido de producción asociado a los yacimientos petroleros, rocas porosas y permeables capaces de retener hidrocarburos. La principal diferencia del gas natural con el aceite se encuentra en su composición siendo una mezcla de gases livianos principalmente compuesto por metano (C_1), etano (C_2), propano (C_3), butanos (C_4) y pentanos (C_5), también se pueden encontrar otros tipos de compuesto dentro este mismo, como pequeñas partes de dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrogeno (H_2S) y nitrógeno (N_2), entre otros. El gas natural presenta ciertas características las cuales se listan en la tabla 1.

Tabla 1. Características del gas natural.

<i>Color</i>	<i>Incoloro</i>
<i>Olor</i>	Inoloro
<i>Sabor</i>	Insaboro
<i>Toxico</i>	No
<i>Corrosivo</i>	No
<i>Punto de ebullición [$^{\circ}F$]</i>	-264
<i>Densidad [Kg/m^3]</i>	0,6
<i>Temperatura de combustión [$^{\circ}F$]</i>	1.200
<i>Porcentaje de inflamabilidad</i>	4,5-14,5
<i>Temperatura de condensación [$^{\circ}C$]</i>	-160

Fuente: Adaptado de “Simulación y evaluación de un sistema de recuperación de líquidos de las corrientes de gas de entrada a la compresora Lisama” (Vargas, 2020).

El Gas natural se puede encontrar en diferentes ubicaciones geográficas alrededor del mundo, por ejemplo, depósitos localizados en las profundidades de la superficie terrestre o bajo el

lecho marino. Del mismo modo, las capas de gas pueden hallarse sobre los yacimientos de crudo o estar atrapadas en las rocas de mayor porosidad, además, el gas natural puede ser clasificado en asociado, ya que se extrae en conjunto con el crudo y contiene una gran cantidad de hidrocarburos como el etano, propano, butano y naftas, o no asociado, este se encuentra en depósitos exclusivamente de gas en ausencia de petróleo crudo y presenta un mayor contenido de metano. Como el gas natural no tiene olor, se tiene un estándar de seguridad indicado para permitir la detección de fugas, se añade una cantidad menor a 50 ppm de etil-mercaptano, un compuesto orgánico de azufre que permite la manipulación y comercialización segura del gas natural (*Vargas, 2020*).

El gas natural se puede clasificar según el yacimiento que lo contiene como:

3.1.1. Gas asociado

Se extrae junto con el petróleo crudo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos como etano, propano, butano y nafta.

3.1.2. Gas no asociado

Se encuentra en depósitos exclusivamente de gas en ausencia de petróleo crudo y presenta mayor contenido de metano. Se clasifican a su vez en:

- **Gas amargo:** Contiene derivados del azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros).
- **Gas dulce:** Libre de derivados del azufre, se obtiene generalmente al endulzar el gas amargo utilizando solventes químicos, físicos o adsorbentes.
- **Gas húmedo:** Contiene cantidades importantes de hidrocarburos más pesados que el metano.
- **Gas seco:** contiene cantidades menores de hidrocarburos pesados.

3.2. Gases de efecto invernadero

Se define como gas de efecto invernadero a los compuestos químicos en estado gaseoso como el vapor de agua, el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O) que se acumulan en la atmósfera de la tierra y que son capaces de absorber la radiación infrarroja del sol, aumentando y reteniendo el calor de la atmósfera, estos gases contribuyen a la intensificación de los efectos en el clima en la medida que aumentan. Según el ministerio de ambiente y desarrollo sostenible de la república de Colombia (MADS) consultada en marzo 2024, se conocen como gases de efecto invernadero antropogénico a los GEI producto de las actividades de los seres humanos y que por lo general son los gases que afectan el equilibrio de radiación del planeta y se usan como referencia a partir del cual se miden los demás GEI según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).

Los GEI generan un cambio climático el cual es inevitable y avanza cada día más rápido aumentando la temperatura. El 12 de diciembre del año 2015 en París en el marco del COP21 se estableció por medio del Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) mantener el aumento de la temperatura global por debajo de los 2°C, convenio firmado por Colombia en el cual se establece la meta de reducir un 51% de las emisiones de GEI para el año 2030 (User, s. f.)

Esta clasificación divide las emisiones en tres grupos, ayudando a medir el progreso de reducción de emisiones que son necesarias para limitar el aumento de temperatura global por debajo de los 2°C estipulados en el acuerdo de París.

Para alcanzar estas metas, se reconocen tres categorías de emisiones que deben gestionarse:

- **Alcance 1:** Emisiones directas de las actividades de una organización, como las generadas por la quema de combustibles fósiles en vehículos o maquinaria propia.

- **Alcance 2:** Emisiones indirectas asociadas al consumo de electricidad, vapor, calefacción o refrigeración que la organización compra a terceros.
- **Alcance 3:** Otras emisiones indirectas, como las generadas a lo largo de la cadena de valor, incluyendo la producción de materias primas, transporte y el uso final de los productos vendidos.

Estas emisiones, si no son gestionadas adecuadamente, contribuirán al incremento de la temperatura global y la intensificación del cambio climático (Arus, s. f.)

A continuación, se describen los gases que forman parte de los GEI.

3.2.1. Dióxido de carbono (CO₂)

El dióxido de carbono está compuesto por una molécula de carbón y dos moléculas de oxígeno, por lo cual su fórmula química es CO₂. Es un gas que se produce de forma natural y de forma antropogénica como resultado de varias actividades ejecutadas por el ser humano, por ejemplo, es el resultado de la combustión de la biomasa, cambios en el uso de las tierras y procesos industriales mediante el uso de combustibles fósiles (User, s. f.).

3.2.2. Metano (CH₄)

El metano está compuesto por una molécula de carbón y cuatro moléculas de hidrogeno, por lo que su fórmula química es CH₄. El metano es generado por diferentes fuentes, unas de las principales son las eyecciones de los rumiantes, la producción de arroz, y la producción de hidrocarburos al producir gas natural (User, s. f.).

3.2.3. Óxido nitroso (N₂O)

Es emitido por los fertilizantes agrícolas, el estiércol del ganado, el tratamiento de las aguas servidas, la combustión y otros procesos industriales. La producción de GEI también se pueden

identificar por el tipo de fuente de emisión, es decir, según la actividad económica que participa en la producción (User, s. f.).

3.3. Tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂

Si bien la reducción directa de las emisiones de CO₂ representa una de las alternativas más viables, la captura y utilización del dióxido de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) es una técnica con varias décadas de desarrollo, aplicada principalmente en la recuperación mejorada de hidrocarburos. En la actualidad, se han realizado estudios en diversos países para evaluar la implementación del almacenamiento geológico de CO₂, no con fines de recuperación, sino como una estrategia de mitigación del cambio climático. A continuación, se describen los principales procesos de captura y las estrategias de almacenamiento de CO₂ que han demostrado ser más relevantes y funcionales hasta la fecha.

3.3.1. Pre-combustión

Consiste en eliminar el CO₂ después de convertir un combustible ya sea, hidrocarburo líquido, gas natural o carbón, en una mezcla de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂) para formar gas de síntesis. La captura por pre-combustión tiene la ventaja de implementación sin hacer muchas modificaciones a las plantas (Santiago Saldívar Esparza, 2017).

3.3.2. Postcombustión

Aunque esta tecnología tiene un costo elevado, es una de las más utilizadas ya que se puede adaptar a cualquier sistema que genere emisiones de GEI, ya sea en altas o bajas concentraciones de CO₂; esta tecnología se divide en sub-tecnologías las cuales son: la absorción (química y física), adsorción, separación criogénica, separación por membrana y combustión química de bucles (Santiago Saldívar Esparza, 2017).

3.3.3. Oxicombustión

En esta tecnología el combustible es quemado con oxígeno casi puro (cerca del 95%) y mezclado con gas de combustible reciclado. La oxicombustión simplifica la captura posterior a la combustión (Santiago Saldívar Esparza, 2017).

3.3.4. Captura Directa de Aire (DAC)

Es un proceso mediante el cual el dióxido de carbono (CO_2) se extrae directamente de la atmósfera a través de reacciones fisicoquímicas. Este proceso utiliza materiales sorbentes, que pueden ser sólidos o líquidos, diseñados específicamente para adsorber selectivamente el CO_2 . Los sorbentes sólidos comúnmente implican el uso de hidróxidos o aminas funcionalizadas, mientras que los líquidos suelen ser soluciones de bases fuertes como el hidróxido de potasio (KOH). Una vez capturado el CO_2 , el material adsorbente es regenerado mediante procesos térmicos o de presión, lo que permite liberar el CO_2 para su posterior almacenamiento geológico o su reutilización industrial, por ejemplo, en la producción de combustibles sintéticos (*Abdullatif, y otros, 2023*).

3.3.5. Bioenergía con Captura y Almacenamiento de Carbono (BECCS)

Es una tecnología integrada que combina la generación de energía a partir de biomasa con procesos de captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CO_2). Durante el crecimiento, las plantas que se utilizan como biomasa capturan CO_2 atmosférico a través de la fotosíntesis. Posteriormente, esta biomasa es convertida en energía mediante combustión o gasificación, procesos que liberan CO_2 . En un sistema BECCS, el CO_2 resultante es capturado en lugar de ser emitido a la atmósfera y se almacena de forma segura en formaciones geológicas subterráneas o en otros medios de almacenamiento de carbono (*Abdullatif, y otros, 2023*).

Tabla 2. Cuadro comparativo de las Tecnologías de captura de CO₂.

<i>Tecnología</i>	<i>Método</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>	<i>Aplicaciones actuales</i>
Pre-combustión	El CO ₂ se captura antes de quemar el combustible.	-Alta eficiencia en captura. -Hidrógeno como subproducto.	Costos elevados de infraestructura inicial.	Gasificación de carbón y procesos industriales.
Postcombustión	Captura el CO ₂ después de la combustión.	-Se puede adaptar a plantas existentes. -Tecnología madura	Costos energéticos altos para regenerar solventes.	Plantas de energía fósil, industria del cemento.
Oxicombustión	Combustión con oxígeno puro.	Alta pureza de CO ₂ capturado.	Requiere separación previa del oxígeno, lo que es costoso.	Aplicaciones industriales, cementeras.
Captura Directa del Aire (DAC)	Captura de CO ₂ directamente del aire ambiente.	Puede eliminar CO ₂ ya emitido.	Costos muy altos debido a la baja concentración de CO ₂ en el aire.	Investigación, escala piloto.
BECCS (Bioenergía + Captura de CO₂)	Energía de biomasa con captura de CO ₂ .	Energía de biomasa con captura de CO ₂ .	Requiere grandes extensiones de tierra para la biomasa.	Escala experimental, plantas piloto.

La tabla 2, permitió identificar de las 5 tecnologías mencionadas, las más aptas para aplicar en una planta compresora de gas, siendo en este caso la pre-combustión, post-combustión y oxi-combustión por ser técnicas conocidas y probadas. De las tres mencionadas, se resalta por la facilidad de adaptación y la madurez, la tecnología de post combustión como la más idónea para aplicar en una planta compresora de gas.

3.4. Descripción de los equipos de una compresora del Magdalena medio

En línea con el segundo objetivo de esta tesis, se identificaron las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) generadas específicamente por el compresor de gas dentro de la planta compresora de gas VMM. Se tomó un enfoque donde se evaluó la viabilidad para aplicar una de las tres tecnologías de captura de CO₂, seleccionando aquella que mejor se adapte a este equipo en particular. A continuación, se presenta una descripción detallada de las características operativas del compresor de gas.

3.4.1. Scrubber

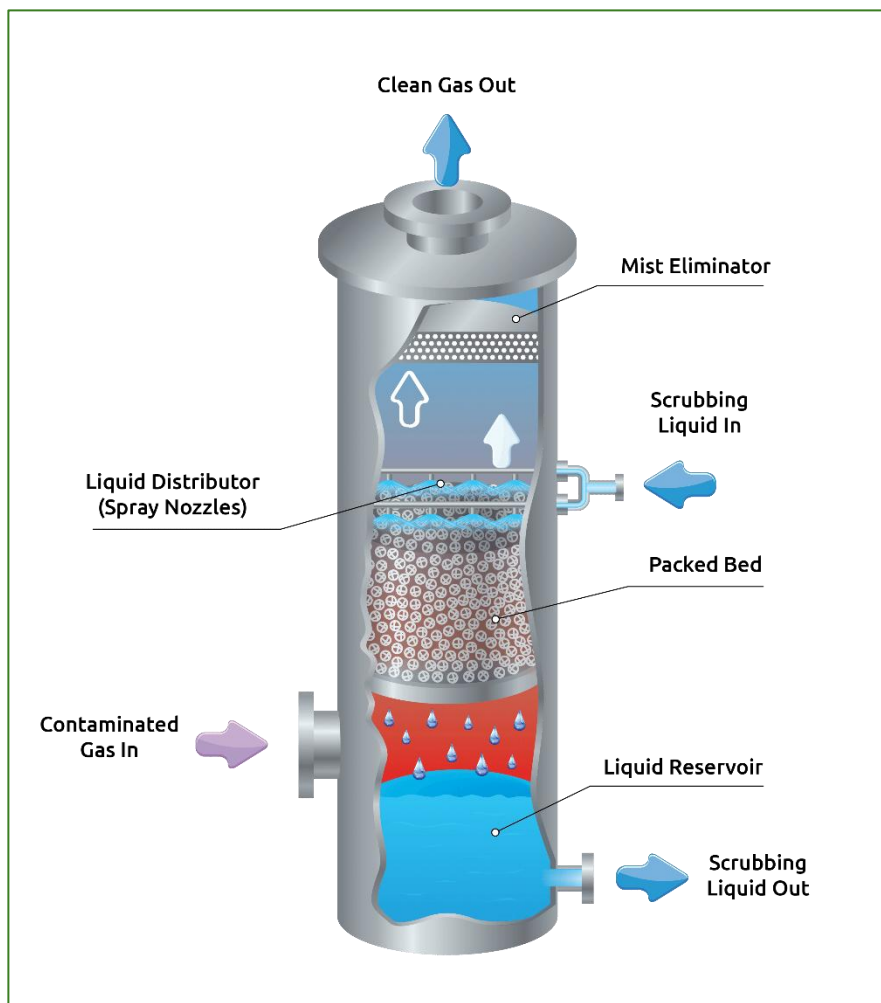
Esta unidad es un separador de dos fases, diseñado para recuperar los líquidos arrastrados desde las salidas de gas de los separadores de producción o para atrapar los líquidos condensados debido al enfriamiento o a las caídas de presión. La carga de líquido que puede manejar este equipo es mucho menor que la de un separador (*Vargas, 2020*)

La unidad de scrubber se puede utilizar de las siguientes maneras:

- Aguas abajo de equipos mecánicos, como los compresores que podrían ser dañados, destruidos o ineficaces para el líquido libre.
- Aguas abajo de equipos que pueden hacer que los líquidos se condensen a partir de una corriente de gas.
- Aguas arriba de un equipo de deshidratación de gas que perdería eficiencia, se dañaría o se destruiría si se contaminara con líquido de hidrocarburos.
- Arriba del sistema de venteo de una TEA.

Estos equipos tienen diferentes diseños, los más usados son los de configuración vertical y horizontal.

Figura 1. Sistema de separación de gases Scrubber.



Fuente: Tomado de BETE (<https://bete.com/application/packed-bed-distribution/>).

3.4.2. Separadores

Recipiente cilíndrico o esférico que se utiliza para separar petróleo, gas y agua del flujo total de fluido producido por un pozo. Los separadores pueden ser horizontales o verticales. Se pueden clasificar en separadores bifásicos y trifásicos (comúnmente llamados separadores de agua libre). El tipo bifásico sólo trabaja con petróleo y gas, mientras que el trifásico trabaja con petróleo, agua y gas. Además, los separadores se pueden clasificar según su presión operativa.

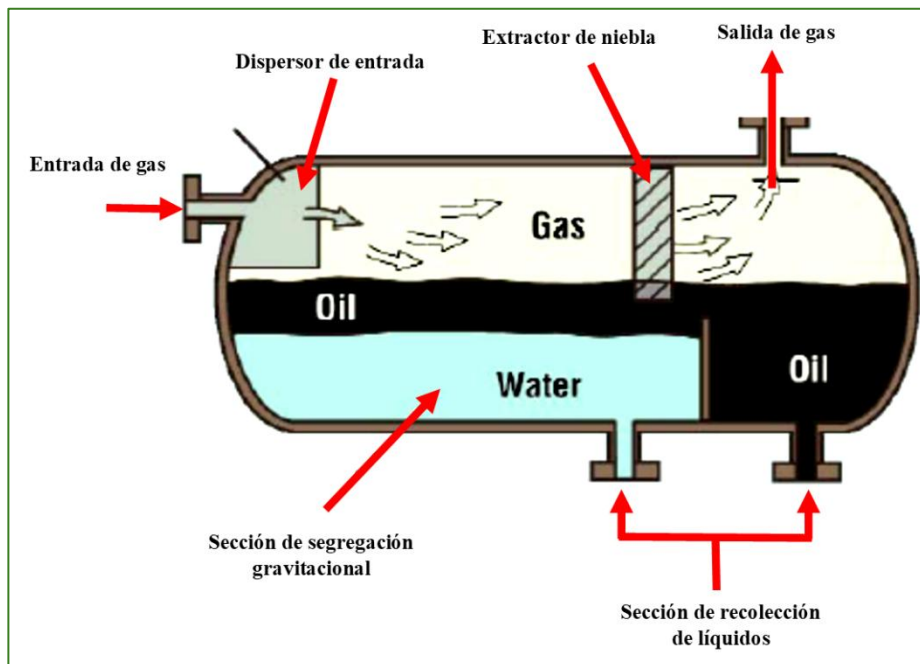
Las unidades de baja presión manejan presiones de 10 a 180 psi [69 a 1241 kPa]. Los separadores de media presión operan de 230 a 700 psi [1586 a 4826 kPa]. Las unidades de alta presión manejan presiones de 975 a 1500 psi [6722 a 10.342 kPa]. La segregación gravitacional es la más importante que ocurre durante la separación, lo que significa que el fluido más pesado se decanta en el fondo y el fluido más liviano se eleva hacia la superficie. Así mismo, dentro del recipiente, el grado de separación entre el gas y el líquido dependerá de la presión operativa del separador, el tiempo de residencia de la mezcla de fluido y el tipo de flujo del fluido, ya que el flujo turbulento permite que escapen más burbujas que el flujo laminar (*Schlumberger, 2024*).

En el diseño de separadores de petróleo y gas, se lleva a cabo una separación mecánica de los componentes líquidos y gaseosos presentes en una corriente de hidrocarburos a temperaturas y presiones determinadas. La correcta configuración del separador es crucial, ya que actúa como el primer recipiente de procesamiento en cualquier planta, y un diseño deficiente de este equipo puede obstruir y disminuir la capacidad de toda la instalación. Además, el equipo de flujo descendente no está diseñado para gestionar mezclas de gas y líquido debido a las siguientes limitaciones:

- Las bombas requieren líquido sin gas para evitar cavitación.
- La especificación del producto establece límites de impurezas.
- El petróleo generalmente no puede contener más del 1% de BS&W.
- Los contratos de venta de gas generalmente requieren que el gas no contenga líquidos libres.
- Los dispositivos de medición de gases o líquidos son altamente imprecisos cuando se presenta otra fase.

A veces, los separadores reciben el nombre de "gas scrubbers" cuando la proporción entre la tasa de gas y la tasa de líquido es muy alta. Un "slug catcher", que se emplea frecuentemente en las tuberías de recolección de gas, es una variante específica de un separador de dos fases gas-líquido (Stewart & Arnold, 2008).

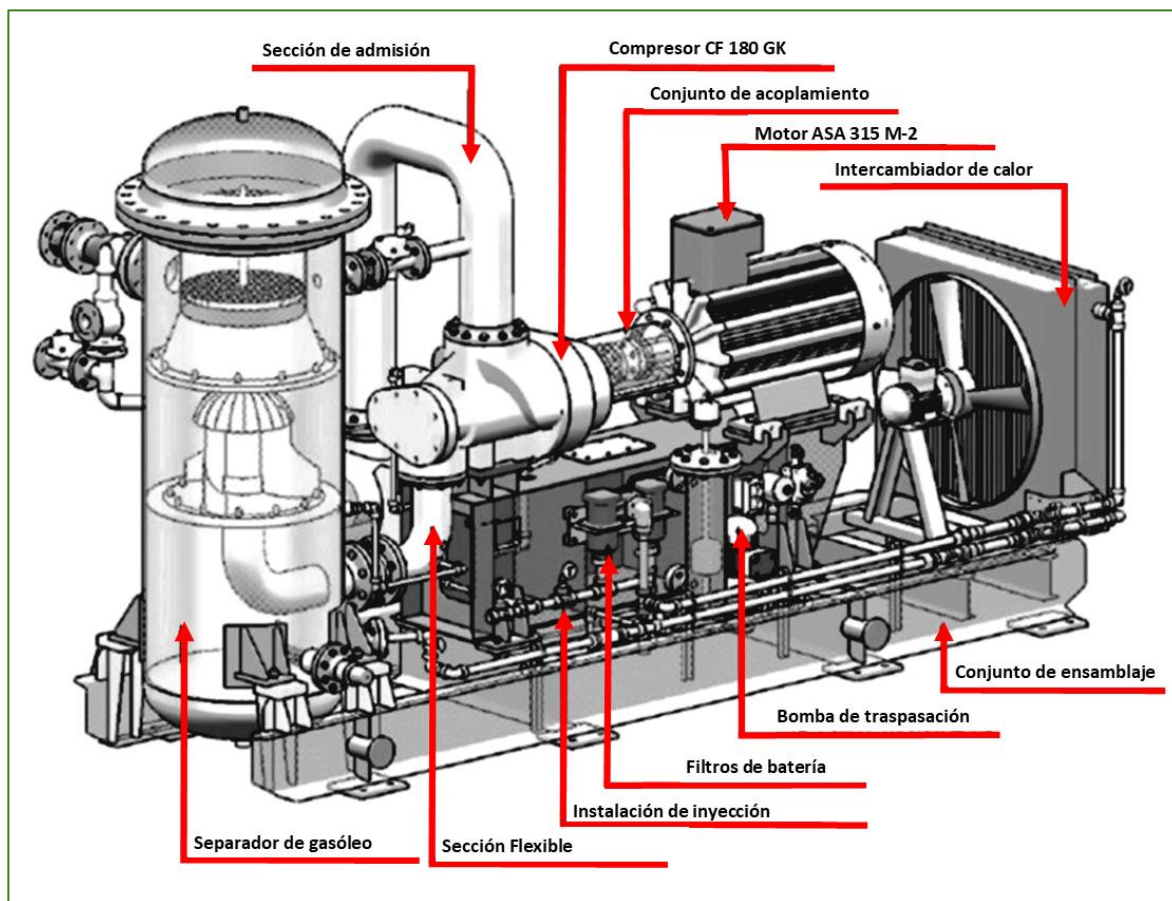
Figura 2. Separador horizontal.



Fuente: Adaptado de Resendiz, C. E. (s.f.). Modelación física de un separador Agua Aceite.

3.4.3. Compresor

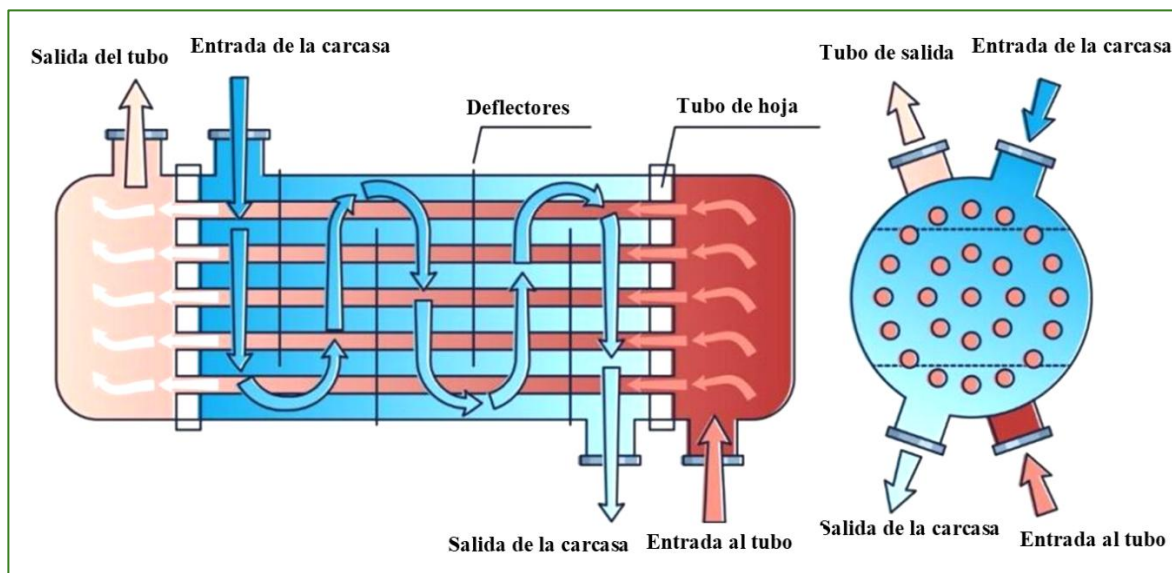
Los compresores son máquinas que tienen por finalidad aportar energía a los fluidos compresibles (gases y vapores) sobre los que operan, para hacerlos fluir aumentando al mismo tiempo su presión. En esta última característica precisamente, se distinguen de los soplantes y ventiladores que manejan grandes cantidades de fluidos compresibles, sin modificar sensiblemente su presión, con funciones similares a las bombas de fluidos incompresibles. Un compresor admite gas o vapor a una presión P_1 dada, descargándolo a una presión P_2 superior (Díez, 2004).

Figura 3. Esquema de un compresor industrial.

Fuente: Adaptado de Market Release Reports. Research Industry
<https://marketrelease.wordpress.com/2014/07/22/compressor-oil-industry-global-and-china-oil-and-gas-industry-2014/>

3.4.4. Intercambiador de calor

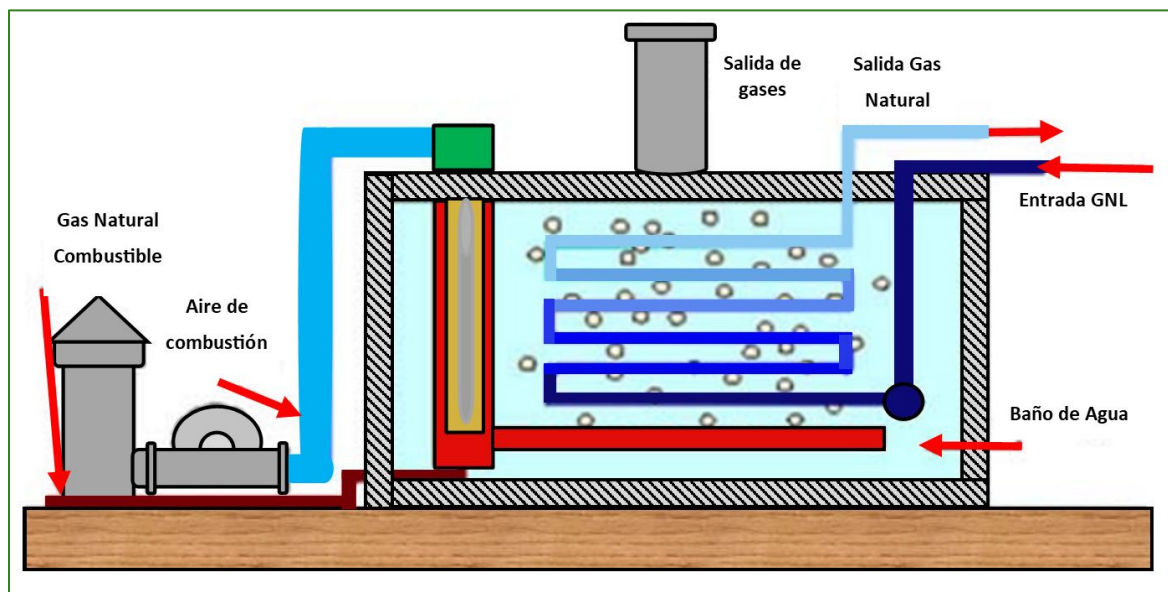
Estos equipos se utilizan en las instalaciones de producción de gas. Existen varios tipos comunes de intercambiadores de calor, entre ellos el tipo casco y tubo (Shell-and-tube), el de doble tubo (Double-pipe), el de placa y marco (Plate-and-frame), el de baño (Bath-type), el de aire forzado (Forced-air) y el de combustión directa (Direct-fired). Cada tipo tiene características específicas que lo hacen adecuado para diferentes aplicaciones y necesidades en el proceso de intercambio térmico (Arnold & Stewart, 1999).

Figura 4. Intercambiador de calor.

Fuente: Adaptado de <https://www.cofrico.com/consejos-tecnicos/intercambiadores-de-calor/>.

3.4.5. Aeroenfriador

Se utilizan a menudo para enfriar un fluido caliente hasta una temperatura cercana a la del ambiente. Estos sistemas son mecánicamente simples y flexibles, eliminan la molestia y el costo asociados con los sistemas de enfriamiento tradicionales. Sin embargo, en climas cálidos, los Aero enfriadores pueden no ser capaces de alcanzar temperaturas tan bajas como las proporcionadas por los intercambiadores de calor de tubos y cáscaras, que utilizan un medio frío para la transferencia térmica. En los intercambiadores de calor, el haz de tubos se encuentra en el lado de descarga o de succión de un ventilador, dependiendo de si el ventilador está soplando aire a través de los tubos o aspirando aire a través de ellos (Arnold & Stewart, 1999).

Figura 5. Aeroenfriador de gases.

Fuente: Adaptado de (ASOCIADOS, 2010).

Antes de conocer el proceso que se realiza en una planta de gas, es fundamental abordar las resoluciones que regulan la quema de gas en proyectos de exploración de hidrocarburos, ya que estas normativas son esenciales para garantizar la viabilidad ambiental y legal de cualquier operación. En años anteriores, la falta de regulación específica sobre la quema de gas permitía que estas prácticas se llevaran a cabo sin un control adecuado, lo que generaba un impacto ambiental significativo. Con la implementación de estas resoluciones, se ha establecido un marco normativo que permite reducir las emisiones de gases contaminantes, promoviendo prácticas más sostenibles y responsables en la industria de hidrocarburos. A continuación, se mencionan las resoluciones necesarias para la quema de gas en Colombia.

4. Marco legal

Mediante la Resolución 40066 del 11 de febrero del 2022 del Ministerio de Minas y Energía (Ministerio de Minas y Energía, 2022), se establecen requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la resolución 40317 del 10 de abril del 2023 del Ministerio de Minas y Energía, que modifica la resolución 40066 del 11 de febrero del 2022 del Ministerio de Minas y Energía. La cual tiene por objeto establecer los lineamientos y requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas y el aprovechamiento de gas natural para evitar al máximo la quema y el venteo durante las actividades de exploración de hidrocarburos.

La Resolución 40317 del 10 de abril de 2023 del Ministerio de Minas y Energía de Colombia modifica aspectos clave de la Resolución 40066 de 2022, que establece regulaciones técnicas sobre la detección, reparación de fugas, aprovechamiento, quema y venteo de gas natural en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Esta actualización incluye definiciones nuevas y modificadas, como las relativas a "Facilidades Nuevas" y "Fuga de Gas Natural", además de nuevas siglas y términos como "Gas Natural" y "Potencial de Emisión". El objetivo es regular las operaciones para maximizar el uso del gas natural y minimizar la quema y venteo. La Resolución 40066 del 11 de febrero de 2022 busca principalmente regular el uso eficiente del gas natural, estableciendo lineamientos técnicos para detectar y reparar fugas de gas natural en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Esta norma también pretende reducir el impacto ambiental al fomentar el aprovechamiento del gas natural en lugar de quemarlo o ventearlo, y aplica tanto a operaciones en áreas continentales como costa afuera. Ambas resoluciones son parte del esfuerzo por optimizar la gestión de los recursos energéticos en

Colombia, reduciendo las emisiones y promoviendo prácticas más sostenibles en la industria de hidrocarburos.

Tabla 3. Tipos de quemas de gas.

Tipo de quema	Definición	Ejemplos
Quema rutinaria	Es la quema durante las operaciones normales de producción de petróleo en ausencia de instalaciones suficientes o geología adecuada para volver a inyectar el gas producido, utilizarlo en el sitio o enviarlo a un mercado, la quema de seguridad, incluso cuando es continua.	1. Quema de separadores de petróleo/gas. 2. Quema de la producción de gas que excede la capacidad existente de infraestructura de gas. 3. Quema de unidades de proceso como tanques de almacenamiento de petróleo, unidades de tratamiento de gases de cola, instalaciones de deshidratación de glicol, instalaciones de tratamiento de agua producida, excepto donde sea necesario por razones de seguridad.
Quema de seguridad	Quema requerida para garantizar el funcionamiento seguro de la instalación.	1. Gas proveniente de un accidente o incidente que pone en peligro la operación segura de la instalación. 2. Gas de purga después del apagado de emergencia para evitar la sobre presurización de todo o parte del sistema de proceso. 3. Gas requerido para mantener el sistema de tea en condiciones seguras y listas (gas de purga/gas de reposición / gas combustible). 4. Gas requerido para la llama piloto de una tea. 5. Gas producido como resultado de operaciones específicas relacionadas con la seguridad, como pruebas de seguridad, pruebas de fugas o pruebas de cierre de emergencia. 6. Gas que contiene H₂S incluido el volumen de gas agregado para asegurar una buena dispersión y combustión. 7. Gas que contiene altos niveles de compuestos orgánicos volátiles distintos del metano.

Quema no rutinaria	Es la quema diferente a la rutinaria y de seguridad, las cuales suele ser intermitente y de corta duración.	1. Falla temporal (parcial) del equipo que maneja el gas durante las operaciones normales, hasta su reparación o reemplazo (Falla de compresores, tuberías, instrumentación, controles). 2. Falla temporal de las instalaciones de un cliente que impide la recepción del gas. 3. Arranque inicial de una planta/campo antes de que el proceso alcance condiciones de funcionamiento estables y/o antes de que se comisionen los compresores de gas. 4. Arranque luego de paradas de instalaciones. 5. Mantenimiento preventivo programado e inspecciones. 6. Actividades de construcción, como amarres, cambio de condiciones de operación, modificaciones de diseño de planta. 7. Ajuste de parámetros de un proceso. 8. Actividades de mantenimiento de yacimientos o pozos tales como acidificación, intervenciones de líneas. 9. Exploración, evaluación o pruebas de pozos, limpieza después de la perforación o reparación de pozos.
-----------------------------------	---	---

Fuente: tomado de la resolución 40066 del 11 de febrero del 2022 del Ministerio de Minas y Energía.

5. Proceso de compresión de gas de un campo petrolero del Magdalena Medio

Una vez comprendida la composición y el funcionamiento de los equipos que integran una planta compresora de gas es crucial resaltar la relevancia del proceso de compresión en un campo petrolero. Estos sistemas son esenciales para maximizar la eficiencia en la producción y transporte de hidrocarburos, ya que permiten aumentar la presión del gas extraído, facilitando su desplazamiento a través de las líneas de recolección, procesamiento y exportación. A continuación, se detalla el proceso de compresión del gas y el flujo operativo que sigue.

5.1. Proceso de Compresión de Gas de una estación

Para el análisis del proceso de compresión de gas, se tomó como caso de estudio una la planta compresora de gas VMM. El proceso de separación de fluidos (agua, crudo y gas) inicia en la estación de recolección de crudo, donde se realiza la separación de gas y crudo. El crudo resultante se destina a un proceso de tratamiento, mientras que el gas rico es conducido a la estación compresora. Tras la compresión, el gas es redirigido a la planta de gas del campo para su posterior procesamiento.

El proceso de compresión en la estación compresora de gas incluye cinco scrubbers de entrada que reciben gas proveniente de la estación de recolección de crudo. Además, se cuenta con un cabezal de succión y un conjunto de siete compresores de tres etapas (Vargas, 2020).

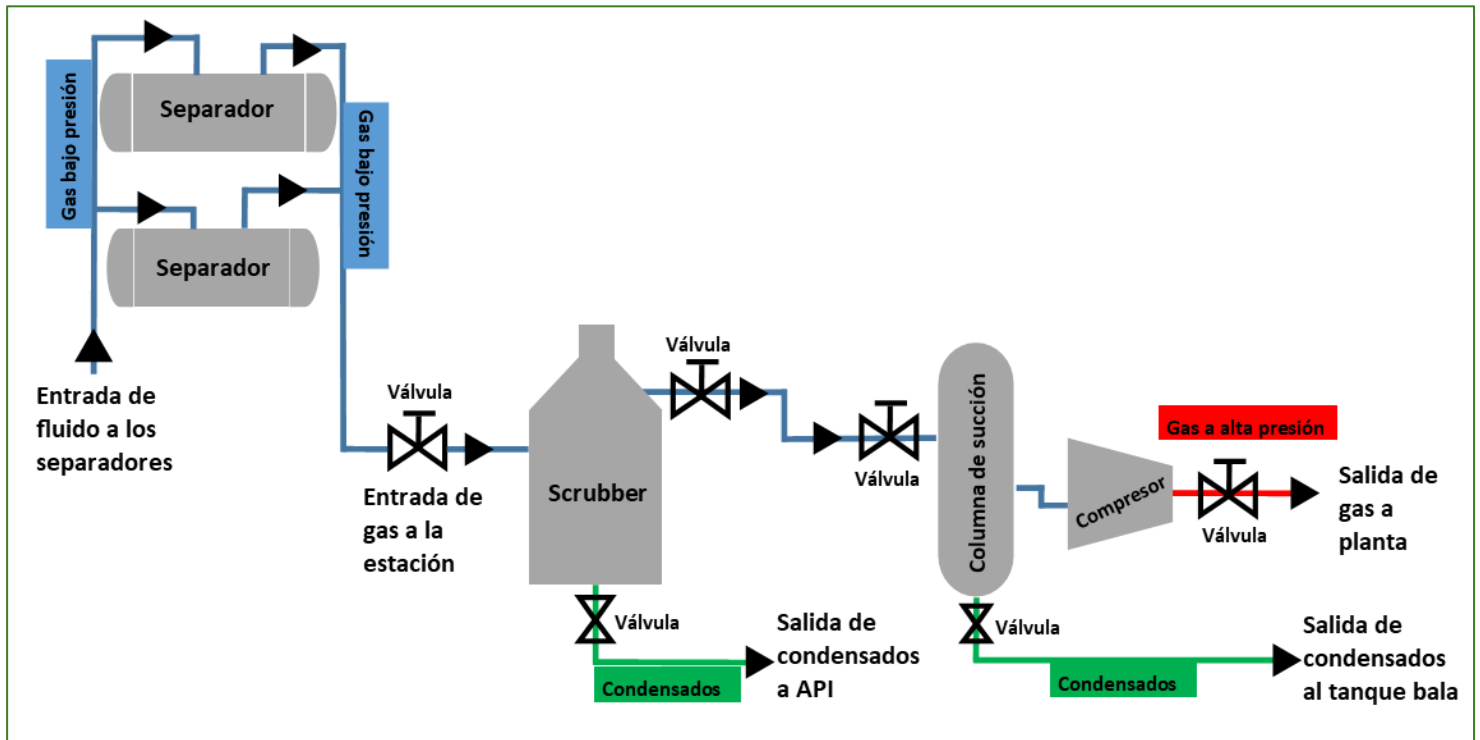
Cada compresor está compuesto por los siguientes elementos:

- Scrubber de succión
- Supresor de presión en la entrada de cada etapa
- Supresor de presión en la salida de cada etapa
- Intercambiador de calor
- Scrubber de descarga para cada etapa

- Sistema de alivio de presión

Figura 6. Proceso general realizado en una compresora de gas.

Fuente: Adaptado de (Vargas, 2020).



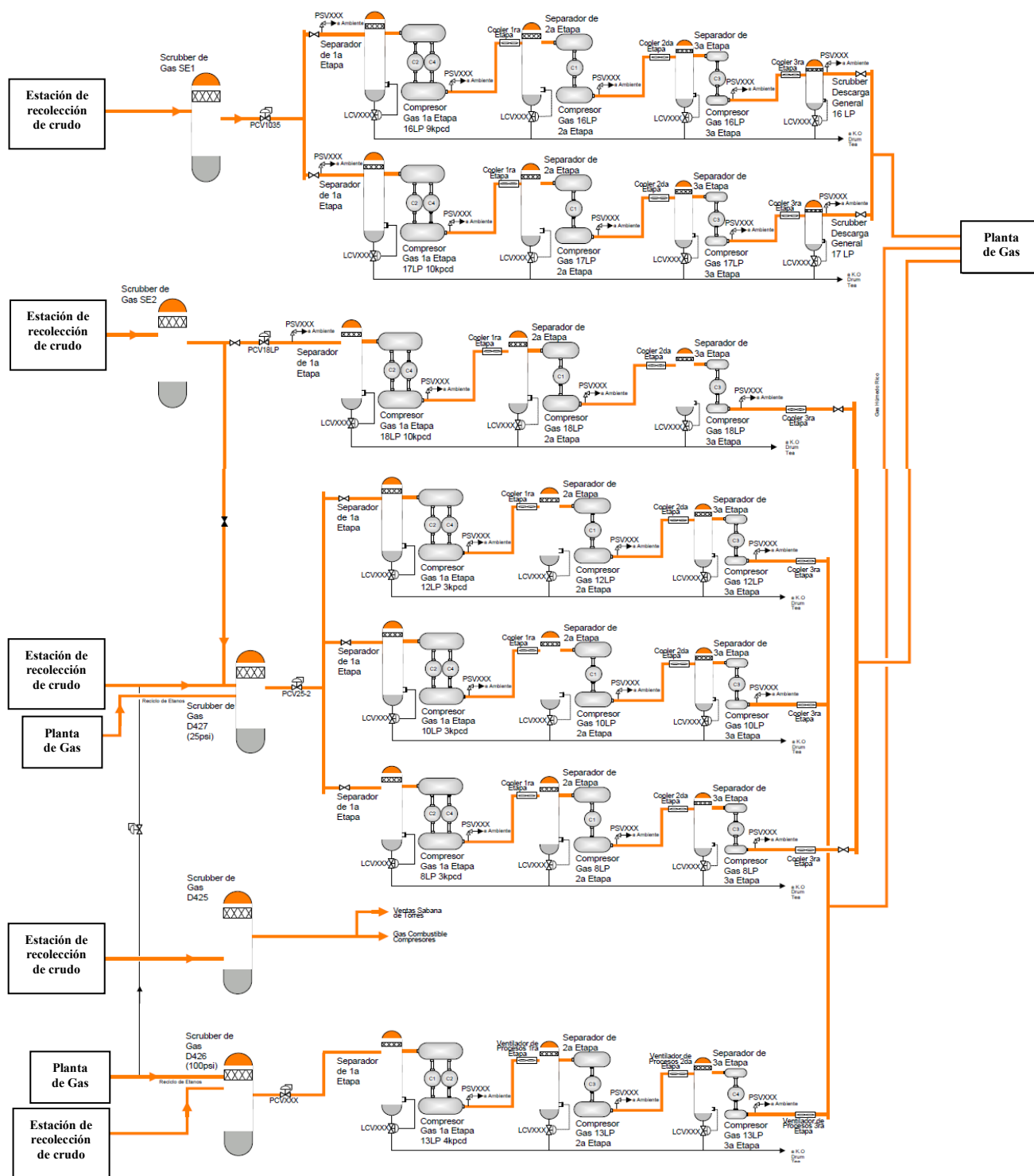
5.2. Flujo del Proceso de Compresión

El proceso de compresión inicia con la llegada de diferentes corrientes de gas a los scrubbers de entrada, los cuales manejan flujos totales que oscilan entre 21 y 24 MMSCFD. Desde estos scrubbers, el gas es dirigido a los siete compresores de tres etapas. La corriente de gas saliente del scrubber SE-1 se dirige a los compresores 16LP y 17LP, cada uno con una capacidad de compresión de 9 KCPD. Posteriormente, las dos corrientes se combinan en una sola, que se dirige hacia la entrada de la planta de gas VMM (Vargas D. V., 2020).

Los compresores 12LP, 10LP y 8LP, cada uno con una capacidad de compresión de hasta 3 KPCD, junto con el compresor 18LP, que tiene una capacidad de 10 KPCD, son alimentados por el scrubber D-427 y/o SE-2. Las corrientes de salida de los compresores 18LP y 8LP se unen con

destino a la planta de procesos. La salida del scrubber D-426 es direccionada al compresor 13LP, con capacidad de compresión de 4 KPCD, cuya salida se combina con los gases de los compresores 12LP y 10LP, y finalmente se dirige hacia la entrada de la planta de gas para continuar su tratamiento. El scrubber D-425 procesa el gas combustible destinado a las máquinas compresoras y al gas de ventas para los municipios aledaños. Los scrubbers de succión reciben el flujo a una presión que varía entre 20 y 25 psi, mientras que el gas es retirado por los scrubbers de descarga a una presión aproximada entre 950 y 1000 psi, con destino final a la planta de gas (Vargas, 2020).

Figura 7. Sección de una planta compresora de gas de un campo petrolero del Magdalena medio.



Fuente: Adaptado de manual de descripción de procesos de la unidad.

5.3. Etapas del Proceso de Compresión

El proceso interno de cada compresor se divide en tres etapas secuenciales, que incrementan gradualmente la presión del gas. En cada etapa, el gas recibido por los scrubbers de succión presenta un flujo que dependerá de la capacidad de cada compresor. Este flujo es conducido a las cámaras de compresión donde se eleva la presión del gas. Posteriormente, el gas comprimido es dirigido al intercambiador de calor para reducir su temperatura. El gas que emerge del intercambiador se envía al scrubber de descarga, donde se separan los líquidos generados por el aumento de presión.

La presión se incrementa de 100 a 135 psi durante la primera etapa, luego de 345 a 375 psi durante la segunda etapa, y en la tercera etapa se alcanza un rango de 900 a 1050 psi, antes de ser enviado al cabezal de descarga. Los líquidos extraídos de los scrubbers de entrada son enviados al API, mientras que los líquidos separados en las primeras dos etapas de los siete compresores se almacenan en un tanque bala denominado D-01, con capacidad determinada en galones. Los líquidos condensados generados por el aumento de presión en la tercera etapa son descargados directamente a los gaseoductos.

6. Identificación cuantitativa de los gases de efecto invernadero emitidos por la planta de gas VMM.

Con una comprensión detallada de la composición de los equipos y el proceso de compresión de gas, es esencial identificar los componentes y procesos que generan emisiones gaseosas, esto permitirá definir las fuentes de emisión.

Para una planta compresora de gas, las emisiones se pueden clasificar en tres alcances:

- **Alcance 1:** Emisiones directas que provienen de la quema de combustibles en los motores del compresor, las fugas de gas natural en las conexiones o válvulas del equipo, y las emisiones fugitivas generadas durante el proceso de compresión.
- **Alcance 2:** Emisiones indirectas relacionadas con el consumo de electricidad o energía adquirida para operar la planta, en caso de que algunos equipos utilicen energía eléctrica en lugar de combustibles fósiles.
- **Alcance 3:** Emisiones indirectas adicionales que abarcan toda la cadena de valor, como las emisiones generadas en la producción y transporte del gas natural que llega a la planta, o las emisiones derivadas del uso del gas comprimido por los clientes finales.

Identificar y gestionar estas emisiones es crucial para diseñar estrategias efectivas de mitigación y reducir el impacto ambiental de la planta.

Las fuentes de estudio de emisiones para este proyecto fueron los motores de los compresores y el gas que se liberado a través del equipo. Es decir, que el tipo de alcance considerado en esta metodología fue el alcance tipo 1, con el fin de desarrollar estrategias para su disminución (Arus, s. f.).

6.1. Motores de Combustión a gas

Para poner en funcionamiento diferentes tipos de máquinas es indispensable hacer uso de la energía mecánica, esta se puede obtener mediante la utilización de energía térmica, hidráulica, solar y eólica. Dentro de los equipos que transforman energía térmica en trabajo se encuentran los motores de combustión interna los cuales transforman la energía del combustible en trabajo (Rafael Morales & Hernández Guzmán, 2014).

6.1.1. Ciclos de funcionamiento de motores de combustión interna

Los motores de combustión interna principalmente se clasifican en función de su ciclo de operación, teniendo en cuenta el tipo de combustible que utilizan y el diseño de este, por ello se anunciará a continuación una breve definición de los principales ciclos de combustión.

- **Ciclo Otto:** Conocido también como encendido por chispa, característico de motores a gasolina y motores que bujías para encender la mezcla de aire y combustible (Rafael Morales & Hernández Guzmán, 2014).
- **Ciclo Diesel:** Caracterizado por su encendido por compresión sin el uso de chispa, característico de motores a diesel o biodiesel, donde la compresión del aire y su alta temperatura al mezclarse con el combustible encienden espontáneamente (Rafael Morales & Hernández Guzmán, 2014).
- **Motores de gas:** Su ignición puede ser por chispa o auto ignición, dependiendo del diseño, tienen menores emisiones y trabajan con gas natural o gas licuado del petróleo (Rafael Morales & Hernández Guzmán, 2014).

Los motores de combustión interna son usados en diferentes ámbitos como lo son el transporte y la generación de energía ofreciendo potencia y efectividad, sin embargo, en termino de emisiones y sostenibilidad han llevado a generar interés en alternativas más limpias. Teniendo

en cuenta esto, los motores compresores de gas son una solución prometedora ya que operan de manera que presentan ventajas en términos de eficiencia y reducción de emisiones.

6.2. Motores de compresión de gas

Los motores de compresión de gas son dispositivos que combinan funciones de compresión y generación de energía utilizados principalmente para la extracción, recolección y compresión del gas en boca de pozo, la compresión de tuberías, el almacenamiento, la recolección y la reinyección. Estos motores funcionan mediante la combustión del gas generando energía mecánica, utilizando parte de esta energía para arrancar el compresor que incrementa la presión del gas, en plantas de generación eléctrica y en aplicaciones de transporte de gas (*Motores de Compresión de Gas | Cat | Caterpillar, s. f.*).

Existen diferentes tipos de motores, con características y funcionamientos específicos; para el desarrollo del presente trabajo se enunciaron específicamente los motores de compresión pertenecientes a la planta compresora de gas VMM. En la tabla 3 y 4 se encontró información de los diferentes motores y compresores que componen al sistema, así como la información del consumo de combustible y la cantidad de gases producidos.

La planta compresora de gas VMM, cuenta con 7 compresores de gas, que a su vez trabajan con dos tipos de motores como se evidencia en la tabla 3 y 4, en la cual se adjunta más información de los motores y compresores.

Tabla 3. Características del motor G399 de los compresores 1-3.

<i>Información</i>	<i>Compresor 1</i>	<i>Compresor 2</i>	<i>Compresor 3</i>
Marca del motor	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar
Maquina	Maquina 1	Maquina 2	Maquina 3
Modelo del motor	G399	G399	G399
Tipo del motor	Motor de combustión interna	Motor de combustión interna	Motor de combustión interna
Potencia	800 HP @ 1000 RPM	800 HP @ 1000 RPM	800 HP @ 1000 RPM
Tipo de combustión	Combustión a gas	Combustión a gas	Combustión a gas
Cantidad de combustible que consume (ft³/día)	169,000	169,000	169,000
Cantidad de horas que trabaja al año (promedio)	4419	4345	3686
Factor de uso (Promedio)	54%	52%	43%
Volumen de gas que puede manejar el compresor (KPCD)	3	3	3
Cantidad de gas que mueve el compresor (KPCD)	3,2	3,2	3,2
Factor de emisión de CO₂ generado (kg de CO₂/ metro cúbico de gas quemado)	2,7	2,7	2,7

Fuente: Datos suministrados de una estación compresora de gas de un campo petrolero del Magdalena Medio.

Tabla 4. Características del motor G3608 de los compresores 4-7.

<i>Información</i>	<i>Compresor 4</i>	<i>Compresor 5</i>	<i>Compresor 6</i>	<i>Compresor 7</i>
<i>Marca del motor</i>	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar
<i>Maquina</i>	Maquina 4	Maquina 5	Maquina 6	Maquina 7
<i>Modelo del motor</i>	G3608	G3608	G3608	G3608
<i>Tipo del motor</i>	Motor de combustión interna	Motor de combustión interna	Motor de combustión interna	Motor de combustión interna
<i>Potencia</i>	800 HP @ 1000 RPM	800 HP @ 1000 RPM	800 HP @ 1000 RPM	800 HP @ 1000 RPM
<i>Tipo de combustión</i>	Combustión a gas	Combustión a gas	Combustión a gas	Combustión a gas
<i>Cantidad de combustible que consume (ft3/día)</i>	353,000	353,000	353,000	353,000
<i>Cantidad de horas que trabaja al año (promedio)</i>	3632	6017	5254	7216
<i>Factor de uso (Promedio)</i>	43%	74%	65%	88%
<i>Volumen de gas que puede manejar el compresor (KPCD)</i>	4	9	10	10
<i>Cantidad de gas que mueve el compresor (KPCD)</i>	4	9	10	10
<i>Factor de emisión de CO₂ generado (kg de CO₂/ metro cúbico de gas quemado)</i>	2,7	2,7	2,7	2,7

Fuente: Datos suministrados de una estación compresora de gas de un campo petrolero del Magdalena Medio.

6.3. Cálculo de emisiones de CO₂ generadas por los motores de los compresores de gas

Para realizar estos cálculos se requiere la cantidad de combustible que consume el motor del compresor y el factor de emisión de CO₂ generado por cada metro cubico de gas natural quemado, que se encuentran en las tablas 3 y 4.

Es importante aclarar que los datos de entrada de la planta compresora de gas VMM, fueron obtenidos de los reportes diarios de producción de la estación compresora, sin embargo, esta información es clasificada por lo que no es permitido revelar el nombre de la compañía.

Los cálculos fueron realizados tomando como referencia la información proporcionada por la planta compresora de gas y la página web de Caterpillar, donde se presentan las especificaciones y ajustes de consumo y emisiones para varios modelos de motores, incluyendo los G399 y G3608.

6.3.1. Calculo para el motor G399 de los compresores 1-3

Los motores G399 y G3608, son motores que funcionan con combustión a gas, es decir que son alimentados con gas natural y posteriormente lo combustionan para generar su energía y de esta combustión se genera el CO₂ que emite posteriormente el motor por el exosto. Esto se puede representar de la siguiente manera, teniendo en cuenta que el gas natural está conformado en su mayoría por metano:

Estas relaciones provienen de datos atómicos de la Tabla Periódica, donde el peso molecular del carbono (C) es aproximadamente 12 g/mol y el oxígeno (O) es 16 g/mol. La fórmula del metano (CH₄) y el dióxido de carbono (CO₂) determinan sus pesos moleculares específicos (Informatics, 2023).



De esta forma, se entiende que 1 mol de CH_4 produce 1 mol de CO_2 , lo que en términos de masa se puede representar de la siguiente manera:

$$1 \text{ mol de } CH_4 = 16 \frac{g}{mol} \text{ de } CH_4 \quad (2)$$

$$1 \text{ mol de } CO_2 = 44 \frac{g}{mol} \text{ de } CO_2 \quad (3)$$

Teniendo la masa molar de los compuestos se puede hacer la siguiente relación:

$$\frac{44 \frac{g}{mol}}{16 \frac{g}{mol}} = 2,75 \text{ g de } CO_2 \quad (4)$$

Por lo cual por cada kilogramo de metano que se combustione, se producen 2,75 kg de CO_2 .

Inicialmente se realizó una conversión la cual es pasar la cantidad de combustible que está en $ft^3/día$ a $m^3/día$, para proceder a multiplicarlo por el factor de emisión de CO_2 generado por cada metro cubico de gas natural quemado. Esta fórmula de conversión de consumo está basada en la conversión estándar entre pies y metros cúbicos donde $1ft^3$ equivale a $0,02832m^3$ (Editor Engineeringtoolbox, 2024).

Conversión

$$\text{Consumo de combustible} = \left(169000 \frac{ft^3}{día}\right) \left(0,02832 \frac{m^3}{ft^3}\right) \quad (5)$$

$$\text{Consumo de combustible} = 4786,08 \frac{m^3}{día}$$

Para este caso estudio se realizó una relación entre el consumo de combustible usado por los motores G399 y G3608 de los compresores de gas y el factor de emisión anteriormente.

(GHG Emission Factors Hub | US EPA, s. f.)

Emisiones de CO₂ motor G399

$$= \left(\text{Consumo de combustible} \frac{m^3}{\text{día}} \right) \left(\text{Factor emisión CO}_2 \frac{kg}{m^3} \right)$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ motor G399} = \left(4786,08 \frac{m^3}{\text{día}} \right) \left(2,75 \frac{kg}{m^3} \right) \quad (6)$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ motor G399} = 13161,72 \frac{kg}{\text{día}}$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ motor G399} = \frac{\left(13161,72 \frac{kg}{\text{día}} \right)}{\left(1000 \frac{kg}{\text{Ton}} \right)}$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ motor G399} = 13,16 \frac{\text{Ton}}{\text{día}} \quad (7)$$

En un día, el motor G399 de un compresor de gas, genera 13,16 Toneladas de CO₂.

6.3.2. Cálculo para el motor G3608 de los compresores 4-7

Conversión

$$\text{Consumo de combustible} = \left(353000 \frac{ft^3}{\text{día}} \right) \left(0,02832 \frac{m^3}{ft^3} \right) \quad (8)$$

$$\text{Consumo de combustible} = 999,96 \frac{m^3}{\text{día}}$$

$$\text{Factor emisión CO}_2 = 2,75 \frac{kg}{m^3} \quad (9)$$

Emisiones de CO₂ motor G3608 =

$$\left(\text{Consumo de combustible} \frac{m^3}{\text{día}} \right) \left(\text{Factor emisión CO}_2 \frac{kg}{m^3} \right)$$

$$\textbf{Emisiones de CO}_2 \textbf{ motor G3608} = \left(9996,96 \frac{m^3}{\text{día}} \right) \left(2,75 \frac{kg}{m^3} \right)$$

$$\textbf{Emisiones de CO}_2 \textbf{ motor G3608} = 27491,64 \frac{kg}{\text{día}} \quad (10)$$

$$\textbf{Emisiones de CO}_2 \textbf{ motor G3608} = \frac{\left(27491,64 \frac{kg}{\text{día}} \right)}{\left(1000 \frac{kg}{\text{Ton}} \right)} \quad (11)$$

$$\textbf{Emisiones de CO}_2 \textbf{ motor G3608} = 27,49 \frac{\text{Ton}}{\text{día}}$$

En un día, el motor G3608 de un compresor de gas, genera 27,49 Toneladas de CO₂.

6.4. Cálculo de la cantidad de metano y CO₂ que es liberado a la atmosfera cuando el compresor se para.

Cuando un compresor se detiene por algún problema, el gas que queda almacenado dentro de él no siempre se puede retornar, por lo que es liberado a la atmosfera o quemado. A continuación, se evidencian los cálculos para comprender cuantitativamente, la cantidad de gas que es emitido a la atmosfera. Para realizar los cálculos se toma como base los datos de los compresores G399. (*Publications - IPCC-TFI*, s. f.)

Los compresores G399 mueven 3KPC de gas natural por día que es igual a 3.000 ft³ de gas natural por día. Se asumió que, al detenerse un compresor, este retiene el 5% del volumen de gas que procesa por día, por lo cual:

$$\text{Gas atrapado} = (3000ft^3)(0,05) = 150ft^3 \quad (12)$$

De los 3.000 ft³ de gas que pasan por el compresor en un día, al detenerse quedarían retenidos dentro del compresor 150 ft³ gas natural.

El gas natural está compuesto en un 90% por metano, por lo que para saber la cantidad de metano que es liberado a la atmosfera, se debe hacer la conversión del gas que quedo retenido dentro del compresor a metros cúbicos y luego será posible calcular la cantidad de metano liberado a la atmosfera.

$$\text{Gas atrapado} = (150ft^3) \left(0,02832 \frac{m^3}{ft^3} \right) \quad (13)$$

$$\text{Gas atrapado} = 4,248m^3$$

6.4.1. Cálculo de la cantidad de metano liberado a la atmosfera

Teniendo el valor del gas atrapado dentro del compresor en metros cúbicos, se procede a calcular la cantidad de metano que se emite a la atmosfera al ventear el gas retenido en el compresor. Como se mencionó anteriormente, el gas natural está conformado mayormente por metano, aproximadamente en un 90%, por lo cual se usa este valor para determinar la cantidad de metano que es liberado a la atmosfera.

$$CH_4 \text{ liberado} = (4,248m^3)(0,90) \quad (14)$$

$$CH_4 \text{ liberado} = 3,823m^3$$

Aproximadamente se liberan 3.823m³ de metano a la atmosfera al ventear el gas retenido dentro del compresor.

6.4.2. Cálculo de la cantidad de CO₂ equivalente del metano liberado

El metano es un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento global mucho más grande que el CO₂. En términos de contaminación, el metano es aproximadamente 25 veces más contaminante que el CO₂, esto se puede entender mejor de la siguiente manera: 1 tonelada de metano emitido a la atmosfera tiene el mismo impacto ambiental que 25 toneladas de CO₂ emitidas a la atmosfera.

Para comprender la equivalencia de liberar esa cantidad de metano retenido en el compresor a la atmosfera, pero en términos de CO₂, se realiza el siguiente calculo, donde se usa la cantidad de metano liberado y cuya densidad es de 0.717 kg/m³ con el fin de expresarlo en unidades de masa y poder calcular la equivalencia en términos de CO₂.

$$CH_4 \text{ liberado} = (3,823m^3) \left(0,717 \frac{kg}{m^3}\right) \quad (15)$$

$$CH_4 \text{ liberado} = 2,741 \text{ kg de metano.}$$

$$CO_2 \text{ equivalente} = (2,741 \text{ kg de } CH_4) \times \left(25 \frac{kg \text{ de } CO_2 \text{ equivalente}}{kg \text{ de } CH_4 \text{ equivalente}}\right)$$

$$CO_2 \text{ equivalente} = 68,53 \text{ kg de } CO_2 \text{ equivalente}$$

$$CO_2 \text{ equivalente} = (68,53 \text{ kg de } CO_2 \text{ equivalente}) \left(1000 \frac{Ton}{kg}\right) \quad (16)$$

$$CO_2 \text{ equivalente} = 0,0685 \text{ Ton de } CO_2 \text{ equivalente}$$

Esto quiere decir que, si el compresor se detuviera y quedara retenido dentro de él el 5% del gas que se comprime en el día y posteriormente este gas (5%) es liberado a la atmosfera o venteado, se estarían liberando 2,741 kg de metano a la atmosfera, que sería el equivalente a emitir 68,53 kg de CO₂ o 0,0685 Ton de CO₂ a la atmosfera.

6.4.3. Cálculo del CO₂ que se emite a la atmosfera si el gas se quema

Para calcular el CO₂ que se emitiría a la atmosfera si se quemara el gas, se realiza el siguiente calculo:

$$CO_2 \text{ emitido} = (2,741 \text{ kg de } CH_4)(2,75)$$

$$CO_2 \text{ emitido} = 7,538 \text{ kg de } CO_2 \quad (17)$$

$$CO_2 \text{ emitido} = 0,007538 \text{ Ton de } CO_2$$

De acuerdo con los cálculos realizados, es posible decir que, si se venteara o liberara el gas natural a la atmosfera, se emitirían *2,741 kg de CH₄*, que sería el equivalente a liberar *68,53 kg de CO₂* a la atmosfera. Ahora, si en lugar de ventear el gas retenido, este se quemara, se emitirían *7,538 kg de CO₂* a la atmosfera o *0,007538 Ton de CO₂*.

Tabla 5. Resultado de las emisiones producidas por los 7 compresores de la planta compresora de gas VMM.

Información	Compresor 1	Compresor 2	Compresor 3	Compresor 4	Compresor 5	Compresor 6	Compresor 7
Marca del motor	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar	Caterpillar
Maquina	Maquina 1	Maquina 2	Maquina 3	Maquina 4	Maquina 5	Maquina 6	Maquina 7
Modelo del motor	G399	G399	G399	G3608	G3608	G3608	G3608
Tipo de motor	Motor de combustión interna	Motor de combustión interna	Motor de combustión interna	Motor de combustión interna	Motor de combustión interna	Motor de combustión interna	Motor de combustión interna
Emisiones generadas de CO₂ (Ton/día)	13,16	13,16	13,16	27,49	27,49	27,49	27,49
CH₄ (m³) atrapado	4,248	4,248	4,248	5,664	12,744	14,16	14,16
CH₄ (m³) liberado	3,823	3,823	3,823	5,098	11,469	12,744	12,744
CO₂ equivalente del metano liberado (Ton/día)	0,0685	0,0685	0,0685	0,0914	0,2056	0,2284	0,2284
CO₂ que se emite a la atmosfera si el gas se quema (Ton/día)	0,007538	0,007538	0,007538	0,010051	0,026613	0,025126	0,025126

Fuente: Elaboración propia.

Según los resultados de los cálculos mostrados anteriormente en la tabla 5, se puede decir que la cantidad de CO₂ que emiten los motores, es mayor a la cantidad de CO₂ que es liberado a la atmosfera cuando se ventea o se quema el gas. Esto puede variar si se conoce la cantidad exacta de gas que queda retenido en el compresor, ya que a medida que sea mayor el volumen del gas, mayores serán las emisiones de gases liberados a la atmosfera.

7. Análisis de alternativas tecnológicas para la captura, medición y uso de los gases de efecto invernadero generados por una planta compresora de gas.

Este estudio tuvo como objetivo analizar las diferentes alternativas tecnológicas disponibles para la captura, medición y uso de los gases de efecto invernadero (GEI) generados por la planta compresora de gas VMM. Las plantas compresoras son esenciales para el transporte y procesamiento de gas natural, también son una fuente significativa de emisiones, principalmente de dióxido de carbono (CO_2) y metano (CH_4), ambos contribuyentes al calentamiento global. A medida que las regulaciones ambientales se endurecen y los esfuerzos globales para mitigar el cambio climático se intensifican, es crucial implementar tecnologías que permitan no solo la captura eficiente de estos gases, sino también su monitoreo preciso y cuando sea posible, su reutilización en procesos industriales.

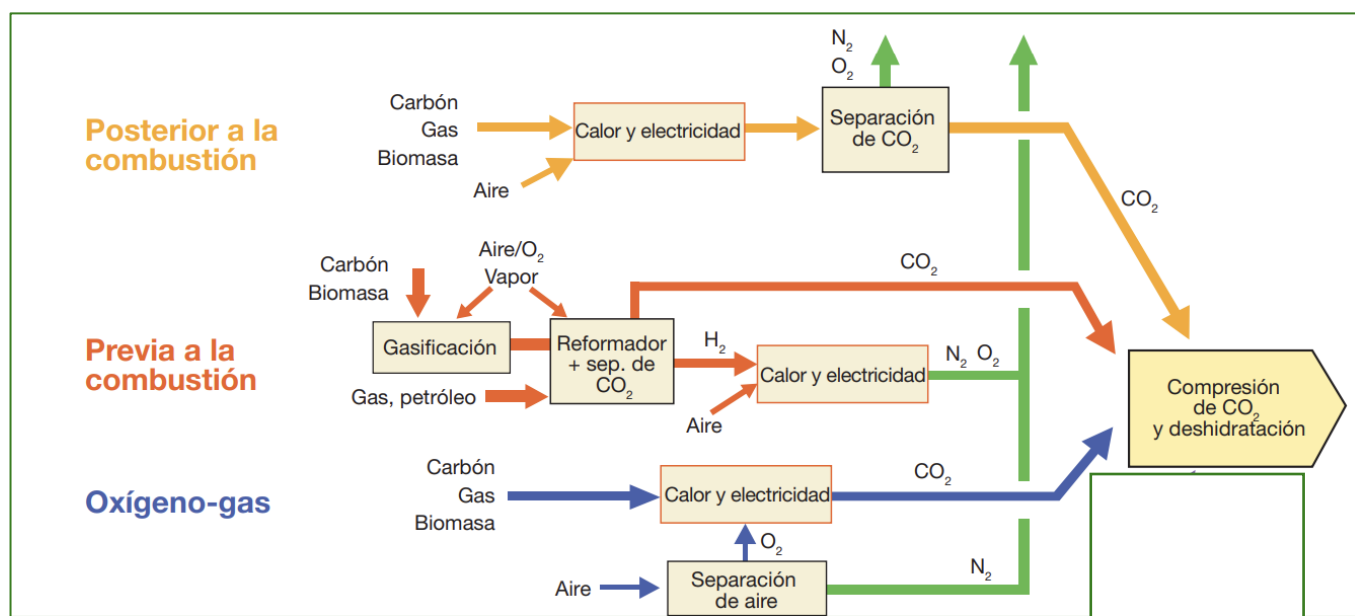
7.1. Captura de GEI

La concentración atmosférica de dióxido de carbono (CO_2) y otros gases de efecto invernadero (GEI) han experimentado un aumento significativo como resultado de actividades antropogénicas entre las que destacan la quema de combustibles fósiles, la deforestación y procesos industriales. Este incremento ha alterado el balance energético del sistema climático terrestre, intensificando el efecto invernadero y contribuyendo al calentamiento global. El CO_2 , considerado el principal GEI, desempeña un papel crucial en la absorción y reemisión de radiación infrarroja, lo que refuerza el forzamiento radiactivo y acelera el cambio climático (Navarro., 2018). Los sistemas de captura, almacenamiento y uso de dióxido de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) permiten la continuación del uso de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica al reducir de manera significativa las emisiones de CO_2 de las plantas generadoras. Estos sistemas se clasifican en tres categorías principales: postcombustión, pre-combustión y

oxicombustión. Los sistemas de postcombustión pueden ser implementados en plantas de energía existentes sin necesidad de modificaciones significativas en el proceso de generación. Los sistemas de pre-combustión, por otro lado, son comúnmente utilizados en la producción de hidrógeno mediante la captura de CO_2 antes de la combustión del combustible. Finalmente, aunque los sistemas de captura anteriores suelen disminuir la eficiencia operativa de las plantas de energía, los métodos de oxicombustión, especialmente cuando se aplican a turbinas de gas, permiten alcanzar eficiencias comparables a las de los sistemas convencionales sin captura (Fraga, 2017) .

Figura 8. Diagrama esquemático de los principales procesos y sistemas de captación de CO_2 .

Fuente: Resumen Técnico, La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. Informe especial de IPCC.



La captura de carbono es esencial en plantas compresoras de gas, pues permite reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) y mitigar el impacto ambiental de estas instalaciones. Existen tres tecnologías principales: postcombustión, pre-combustión y oxicombustión. Cada una

tiene características específicas, ventajas y limitaciones que deben considerarse en función de la infraestructura y el tipo de operación de la planta.

7.1.1. Pre-combustión

Esta tecnología se basa en la eliminación del CO₂ tras la conversión de un combustible (hidrocarburos líquidos, gas natural, carbón o biomasa lignocelulósica) en una mezcla de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂), generando lo que se conoce como gas de síntesis. El gas de síntesis se somete a una reacción de conversión por desplazamiento de agua (Water-Gas Shift Reaction), donde se produce hidrógeno adicional y CO₂. El CO₂ generado es capturado mientras que el hidrógeno puede ser utilizado como combustible en la generación de energía (térmica y/o eléctrica) sin emisiones directas de CO₂. La separación y purificación del hidrógeno se lleva a cabo mediante procesos de adsorción química o física del CO₂, aprovechando la alta presión parcial de este gas, lo que facilita su captura. El hidrógeno purificado puede ser utilizado en diversas aplicaciones energéticas, como en calderas, turbinas de gas (en instalaciones adaptadas para combustión de hidrógeno) o en ciclos combinados de gasificación integrada (CCGI) para la generación de energía.

Para instalar esta tecnología en la planta compresora de gas, es necesario implementar sistemas que separen el dióxido de carbono (CO₂) antes de que el combustible sea quemado. Este proceso implica modificar o añadir ciertos componentes en la planta para la producción y separación de hidrógeno (H₂) y CO₂, con el fin de usar hidrógeno como combustible de baja emisión de carbono. La pre-combustión ofrece altas tasas de captura de CO₂ y es particularmente útil para plantas que buscan hacer una transición hacia combustibles más limpios (Veskovic, Beard, Roberts, & Graham, 2022), sin embargo, esta tecnología requiere modificaciones complejas en la

infraestructura de la planta, como la incorporación de reactores de reformado y sistemas de separación de gases, lo cual implica un costo elevado en capital, su impacto operativo es el siguiente:

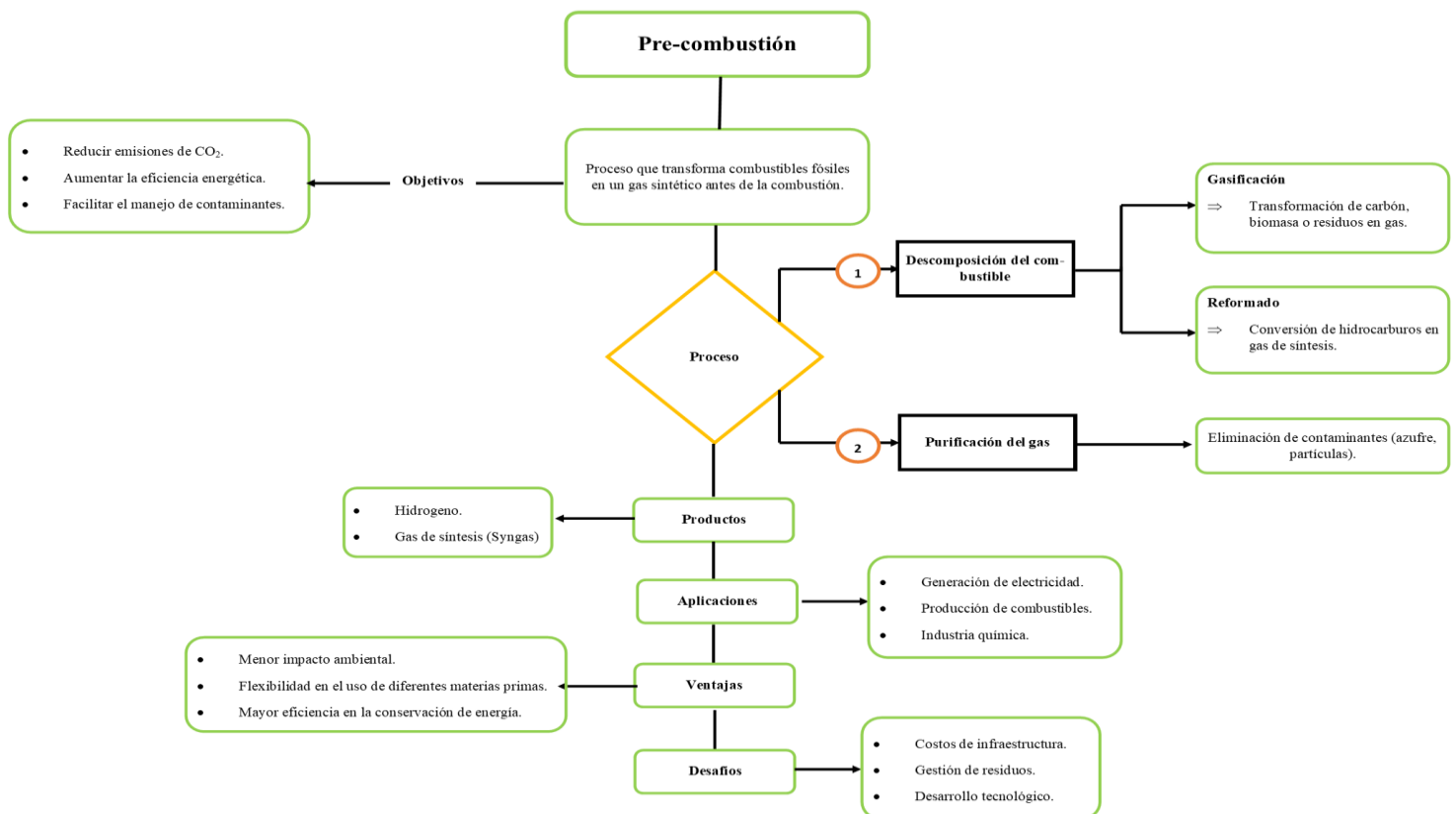
1. **Aumento en la Eficiencia Energética:** La conversión de gas natural a hidrógeno y CO a través de procesos como el reformado de vapor permite a las plantas compresoras de gas operar de manera más eficiente. La Agencia Internacional de Energía (2021) indica que esta tecnología puede mejorar el rendimiento energético entre un 10% y un 20%, reduciendo así el consumo de combustible y los costos operativos asociados.
2. **Reducción de Emisiones de CO₂ y Otros Contaminantes:** Uno de los mayores beneficios de la tecnología de pre-combustión es la significativa reducción de emisiones de CO₂. Al capturar este gas durante el proceso, las plantas pueden cumplir con las regulaciones ambientales más estrictas en Colombia. Esto no solo mejora su desempeño ambiental, sino que también evita posibles sanciones regulatorias (*Global CCS Institute, 2022*).
3. **Requerimientos de Infraestructura:** Sin embargo, la implementación de sistemas de pre-combustión requiere una revisión de la infraestructura existente, incluyendo la instalación de reformadores de gas y sistemas de captura de CO₂. Esta necesidad de inversión puede ser un desafío, especialmente para plantas que operan con tecnologías más antiguas. Además, la capacitación del personal para manejar esta nueva infraestructura es crucial para garantizar una operación eficiente (*IEA, 2021*).
4. **Mejora en la Captura y Uso de CO₂:** La generación de CO₂ en alta pureza facilita su captura y almacenamiento. Este CO₂ no solo puede ser almacenado de manera segura, sino que también puede ser utilizado en diversas aplicaciones industriales. En el contexto

colombiano, esto representa una oportunidad para integrar la captura de CO₂ en la producción industrial, contribuyendo a la sostenibilidad económica y ambiental del país (*Global CCS Institute, 2022*).

La tecnología de pre-combustión en plantas compresoras de gas en Colombia no solo mejora la eficiencia energética y reduce las emisiones, sino que también presenta desafíos operativos relacionados con la infraestructura y la capacitación. No obstante, su implementación podría ser clave para el cumplimiento de objetivos ambientales y la sostenibilidad a largo plazo de la industria energética en el país.

Figura 9. Diagrama de la tecnología de captura pre-combustión.

Fuente: Adaptado de (Santiago Saldívar Esparza, 2017)



7.1.2. Post- combustión

Utilizadas para la captura de bajas concentraciones de CO₂, las tecnologías de postcombustión pueden integrarse de manera efectiva en las plantas de energía existentes. Entre las principales técnicas empleadas para la captura de CO₂ en este contexto se encuentran la absorción, tanto química como física, la adsorción, la separación criogénica, la separación por membranas y los sistemas de combustión química en bucle (Chemical Looping Combustion, CLC).

Estas tecnologías ofrecen soluciones viables para reducir las emisiones de CO₂ en instalaciones energéticas convencionales, optimizando la captura sin modificar significativamente los procesos de generación de energía, además se caracteriza por su adaptabilidad, siendo posible implementarla como una modificación en plantas ya operativas sin realizar cambios significativos en la infraestructura existente. Con esta tecnología se pueden capturar hasta el 90% de las emisiones de CO₂ (*Post Combustion Capture (PCC)*, s. f.), Sin embargo, una desventaja significativa es su alto consumo de energía y los costos de mantenimiento asociados a la captura y compresión del CO₂, los cuales impactan directamente en los costos operativos.

Tabla 6. Definición de las diferentes tecnologías usadas en la postcombustión para capturar el CO₂.

<i>Tecnología</i>	<i>Definición</i>
<i>Absorción (física y química)</i>	Esta tecnología constituye una opción técnica viable tanto para la captura de CO₂ en procesos de pre-combustión como de postcombustión, y ha alcanzado un nivel de comercialización. En el caso de la absorción física, el proceso depende de la solubilidad del CO₂ en el disolvente, siendo preferida en condiciones de alta presión debido a la mayor eficiencia en la captura. Por otro lado, la absorción química es más adecuada en entornos de baja presión parcial de CO₂, dado que presenta una mayor capacidad de absorción en dichas condiciones.
<i>Adsorción</i>	En este proceso, los líquidos o gases se adsorben sobre materiales sólidos, que pueden regenerarse posteriormente mediante operaciones de oscilación de temperatura (TSA), oscilación de vacío (VSA) u oscilación de presión (PSA). Entre los adsorbentes comúnmente reportados para su uso en la captura de CO₂ se encuentran el carbón activado, los óxidos metálicos, la alúmina, los fosfatos, las zeolitas, los marcos organometálicos (MOFs), los carbones y polímeros microporosos, así como aminas modificadas. Estos materiales destacan por su capacidad de adsorción selectiva y regeneración eficiente en diferentes condiciones operativas.
<i>Separación criogénica</i>	Consiste en la compresión y enfriamiento de la mezcla de gases que contienen CO₂ a diversas temperaturas y presiones, lo que promueve el cambio de fase del CO₂ y otros componentes. Estos constituyentes pueden ser separados posteriormente mediante destilación fraccionada. Este proceso no requiere el uso de absorbentes químicos y puede llevarse a cabo a presión atmosférica. Además, es compatible tanto con la captura de CO₂ en sistemas de pre-combustión como de postcombustión, lo que lo convierte en una opción versátil para la reducción de emisiones.

<i>Separación por membranas</i>	Se basa en la diferencia de selectividad y permeabilidad de los gases a través de la membrana. Para este proceso, se emplean diversos tipos de membranas, entre las que se encuentran las membranas poliméricas orgánicas y las inorgánicas, compuestas de materiales como zeolitas, cerámicas, metales y carbono. Además de su función selectiva, las membranas pueden actuar como unidades de contacto en sistemas de separación por contraflujo, facilitando el contacto entre el disolvente y los gases. El CO ₂ es absorbido selectivamente por la matriz de la membrana, optimizando su captura en función de la diferencia en la permeabilidad de los componentes gaseosos.
<i>Combustión química de bucles</i>	En este proceso, el oxígeno necesario para la combustión se suministra a través de óxidos metálicos, lo que evita el contacto directo entre el combustible y el aire, eliminando así la necesidad de una etapa adicional de separación de gases. Esta configuración también minimiza la formación de óxidos de nitrógeno (NO _x), lo que mejora la eficiencia de captura de CO ₂ . Sin embargo, la tecnología aún no ha alcanzado la comercialización a nivel industrial. La combinación de la oxcombustión con sistemas de captura de CO ₂ en postcombustión tiene el potencial de reducir el consumo energético global hasta en un 25% en comparación con los procesos tradicionales de oxcombustión.

Fuente: (Santiago Saldivar Esparza, 2017)

La implementación de tecnología de postcombustión en plantas compresoras de gas permite capturar gases contaminantes producidos después de la combustión, disminuyendo significativamente las emisiones de CO₂ y otros compuestos. Este tipo de tecnología ha demostrado ser efectiva en la reducción de la huella de carbono en instalaciones industriales, mediante la captación y tratamiento de gases de escape que, de otro modo, serían emitidos al ambiente (BASF – Colombia, s. f.). Su impacto a nivel operativo es el siguiente:

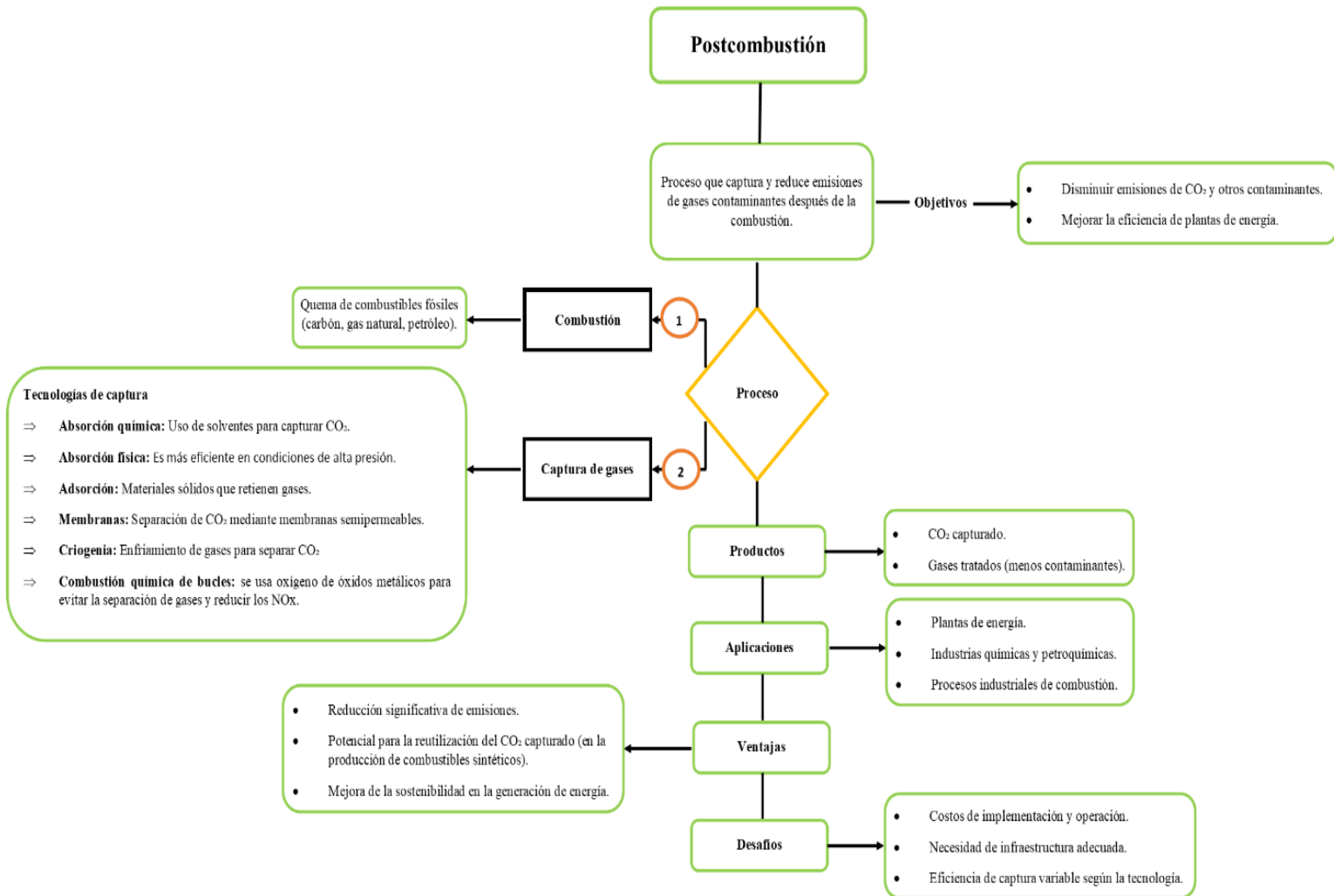
- 1. Reducción de Emisiones y Cumplimiento de Normativas Ambientales:** La capacidad de capturar hasta el 90% del CO₂ en los gases de escape ayuda a las plantas compresoras a cumplir con las regulaciones ambientales y los objetivos nacionales de reducción de emisiones. Esto es esencial en el contexto colombiano, ya que el cumplimiento de estas normativas evita sanciones y posiciona a la planta en una perspectiva de sostenibilidad a largo plazo (*Global CCS Institute, 2022*).
- 2. Sistema de Enfriamiento y Tratamiento de Gases:** Para que el proceso de postcombustión sea efectivo, los gases de combustión deben ser enfriados antes de su paso por el sistema de absorción de CO₂. Este proceso de enfriamiento requiere sistemas específicos que demandan mantenimiento regular y consumo energético adicional. En Colombia, donde el costo y la disponibilidad de infraestructura pueden variar, estos requerimientos técnicos pueden representar un desafío importante para la operación de la planta (*IEA, 2021*).
- 3. Absorción de CO₂ Mediante Solventes y Mantenimiento del Sistema:** La fase de absorción en la tecnología de postcombustión implica el uso de solventes especializados, como las aminas, que capturan el CO₂ de manera eficiente. Sin embargo, estos solventes requieren monitoreo y mantenimiento constante para evitar pérdidas y mantener su efectividad. En el contexto colombiano, el manejo de solventes puede resultar un desafío operativo debido a costos de importación y manejo adecuado para evitar impactos ambientales (*BASF – Colombia, s. f.*).
- 4. Aumento en la Demanda Energética y Costos de Operación:** Las etapas de enfriamiento y regeneración de solventes en el proceso de postcombustión elevan el consumo energético de la planta, lo cual incrementa los costos de operación. La necesidad de una fuente de calor estable para la regeneración del solvente implica costos adicionales y ajustes en el consumo energético,

afectando la rentabilidad de la planta, especialmente en zonas colombianas donde el precio de la energía puede ser alto (*Global CCS Institute, 2022*).

5. Potencial para la Captura y Uso de CO₂: La alta pureza del CO₂ capturado en el proceso de postcombustión facilita su almacenamiento o reutilización en otras industrias. En Colombia, esto puede abrir oportunidades para el desarrollo de nuevas aplicaciones de CO₂ en la producción industrial, fomentando una economía circular y sostenible en el país (*Global CCS Institute, 2022*).

La tecnología de postcombustión en plantas compresoras de gas en Colombia presenta tanto beneficios en términos de reducción de emisiones como desafíos operativos relacionados con la infraestructura, el consumo de energía y el mantenimiento. Su implementación puede contribuir a la sostenibilidad ambiental y económica del país, siempre que se manejen adecuadamente los costos y se optimice el uso de la energía.

Figura 10. Diagrama tecnología de captura postcombustión



Fuente: Adaptado de (Santiago Saldívar Esparza, 2017)

7.1.3. Oxicombustión

Una alternativa para la captura de CO₂ en gases combustibles es la modificación del proceso de combustión para obtener una alta concentración de CO₂ en los gases de salida. Una tecnología prometedora en este contexto es la oxicombustión, en la cual el combustible se quema utilizando oxígeno de alta pureza (aproximadamente 95%) mezclado con gases de combustión reciclados. La opción más comúnmente implementada para generar este oxígeno es la separación criogénica del aire, la cual se utiliza para suministrar oxígeno de alta pureza a calderas de carbón

pulverizado. Este oxígeno de alta pureza se mezcla con los gases de combustión reciclados antes de la entrada en la caldera, lo que permite mantener condiciones de combustión similares a las que se obtienen en configuraciones tradicionales con aire. Este paso es crucial, ya que los materiales actualmente utilizados en las calderas no son capaces de soportar las elevadas temperaturas que resultarían de la quema directa de carbón con oxígeno puro.

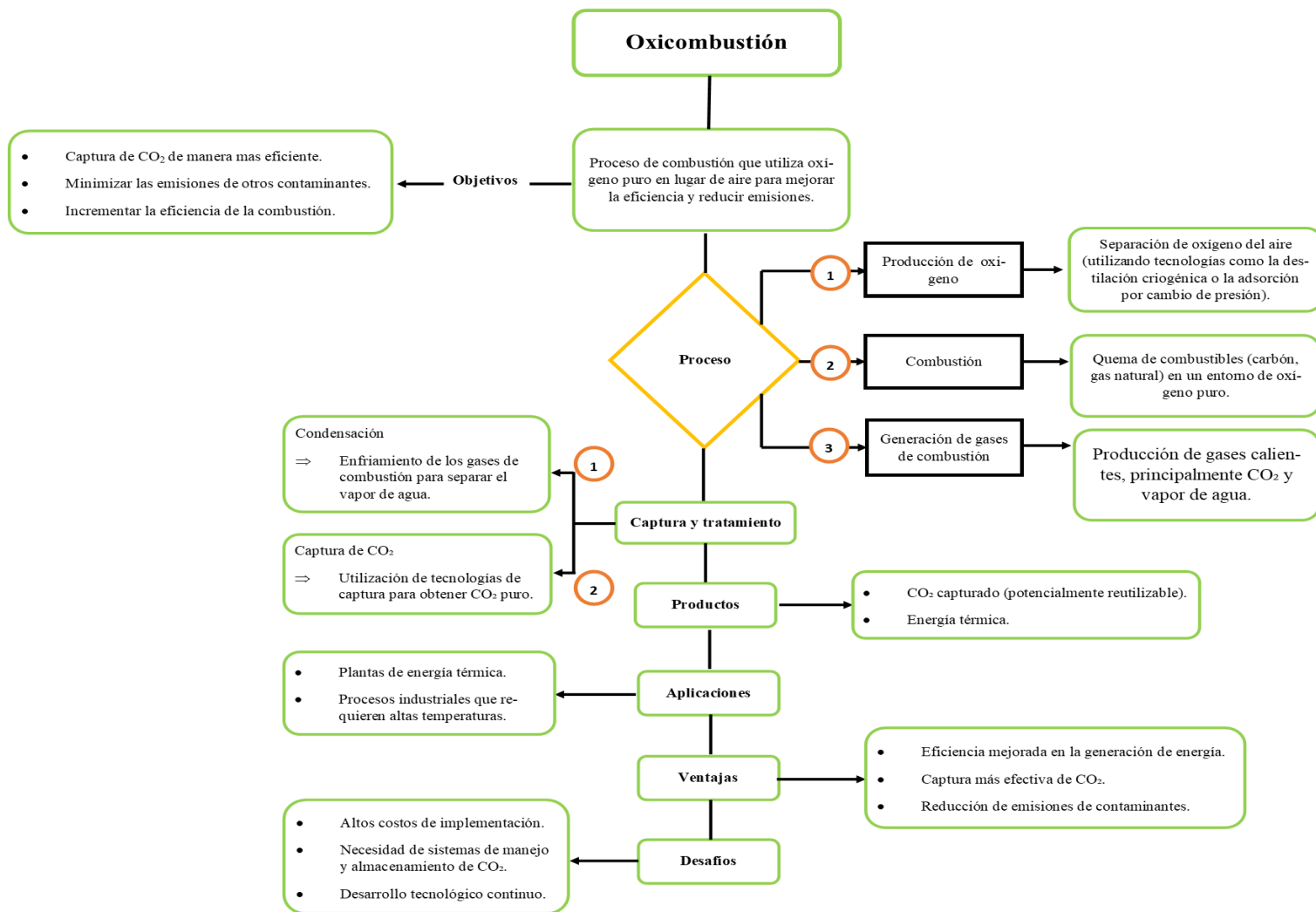
Una de las principales ventajas de este proceso es la producción de un gas combustible compuesto predominantemente de CO_2 y agua. El agua puede ser eliminada fácilmente mediante condensación, mientras que el CO_2 restante puede ser purificado a bajo costo. El acondicionamiento del gas de combustión implica la deshidratación del CO_2 , la eliminación de oxígeno residual para prevenir la corrosión en las tuberías y potencialmente, la eliminación de otros contaminantes y diluyentes como argón (Ar), nitrógeno (N_2), dióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NO_x). La oxicomcombustión simplifica el proceso de captura de CO_2 en la etapa posterior a la combustión. No obstante, uno de los desafíos de esta tecnología es la penalización energética asociada al enfriamiento del O_2 y del CO_2 para su posterior almacenamiento y operación dentro del proceso según (Santiago Saldívar Esparza, 2017).

La implementación de oxicomcombustión impacta a nivel operativo en varias áreas claves, como la eficiencia de la combustión, la reducción de contaminantes, la infraestructura requerida y la eficiencia en la captura de CO_2 .

1. Eficiencia de Combustión: Al utilizar oxígeno puro en lugar de aire, se reduce la presencia de gases inertes, como el nitrógeno, lo que permite una combustión más eficiente y un flujo de gases de escape más concentrado en CO_2 . Esto no solo mejora la eficiencia energética del sistema, sino que también facilita la captura de carbono al reducir el volumen total de gases que requieren tratamiento (Global CCS Institute, 2022).

- 2. Reducción de Emisiones de NO_x:** La tecnología de oxidcombustión reduce la generación de NO_x debido a la ausencia de nitrógeno en el proceso de combustión. Esto es especialmente relevante en el contexto colombiano, donde las plantas compresoras de gas deben cumplir con normativas ambientales que restringen las emisiones de NO_x, ayudando a evitar sanciones y promoviendo un impacto ambiental positivo (IEA, 2021).
- 3. Necesidad de Infraestructura de Suministro de Oxígeno:** Para implementar la oxidcombustión, la planta debe contar con un sistema de suministro de oxígeno puro, lo que implica una infraestructura adicional. En Colombia, esto puede presentar desafíos en cuanto a logística y costos, especialmente si se requiere una planta de separación de aire o tanques de almacenamiento de oxígeno, lo cual aumenta los costos operativos de la planta (Linde, 2023).
- 4. Captura y Pureza de CO₂:** Debido a que los gases de escape de la oxidcombustión contienen una mayor concentración de CO₂, la captura de carbono se realiza de manera más eficiente y con una pureza mayor. Este CO₂ puede ser almacenado o empleado en otras aplicaciones industriales, lo cual es beneficioso para Colombia al generar oportunidades para el uso de CO₂ en el sector industrial y apoyar la transición hacia prácticas más sostenibles (Global CCS Institute, 2022).

Figura 11. Diagrama tecnología de captura oxicombustión.



Fuente: Adaptado de (Santiago Saldívar Esparza, 2017).

Tabla 7. Ventajas y desventajas de la captura de CO₂.

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Pre-combustión	1. Es aplicable para las centrales térmicas de carbón.	1. Nuevos materiales para la alta temperatura de la captura del CO ₂ .
	2. Comercialización de producción a gran escala.	2. Alta inversión de capital, alto costo del equipo.
	3. Alta eficiencia.	3. Insuficiente experiencia a gran escala de plantas térmicas de H ₂ .
	4. Bajas penalizaciones de energía de captura ($\approx 10\text{-}15\%$).	4. Aplicable principalmente a nuevas plantas, ya que pocas plantas de gasificación están operando actualmente.
	5. Producción de gas de síntesis concentrado en CO ₂ a alta presión.	5. Requisitos de sistemas de soporte extensivos
	6. Más tecnologías disponibles para la separación.	
	7. Potencial de reducción de los costos / cargas de compresión.	
	8. Mayor fuerza motriz para la separación.	
Postcombustión	1. Aplicable a la mayoría de las plantas eléctricas de carbón.	1. El gas de combustión está diluido en CO ₂ .
	2. Opción de tecnología de reacondicionamiento	2. El gas de combustión está a presión ambiente.
		3. Baja presión del CO ₂ .
		4. Rendimiento o volumen de circulación superior requerido para altos niveles de captura.
		5. El CO ₂ es producido a baja presión comparado con los requerimientos de secuestro.

	1. Muy alta concentración de CO ₂ en los gases de combustión.	1. Requerimiento grande de producción criogénica de O ₂ que pueden ser costos de energía no permitidos en ciertas industrias.
Oxicombustión	2. Simplifica la captura postcombustión.	
Postcombustión	3. Alta eficiencia.	2. Requerimiento de enfriamiento del CO ₂ reciclado para mantener las temperaturas dentro de los límites de los materiales.
	4. Opción de reacondicionamiento tecnológico.	3. Decrecimiento de la eficiencia del proceso.

Fuente: (Santiago Saldivar Esparza, 2017).

7.2. Usos del CO₂

Inicialmente, el término utilizado era CCS (captura y almacenamiento de carbono); sin embargo, la adición de la "U" (utilización) surgió al reconocer que el CO₂ empleado en aplicaciones como la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (EOR, por sus siglas en inglés) también contribuye al secuestro de carbono, ampliando así el alcance del concepto. (Serrano, 2019).

Los usos industriales del CO₂ abarcan tanto procesos químicos como biológicos en los que este gas actúa como reactivo. Ejemplos destacados incluyen su empleo en la síntesis de urea y metanol. Adicionalmente, el CO₂ se utiliza en diversas aplicaciones tecnológicas de manera directa, como en la horticultura controlada para la optimización del crecimiento vegetal, en sistemas de refrigeración, en el envasado de alimentos para prolongar su vida útil, en la soldadura como gas protector, en la carbonatación de bebidas y en extintores de incendios por sus propiedades de desplazamiento de oxígeno (Climatico, 2005).

El CO₂ puede ser utilizado como agente de recobro en proyectos de inyección de miscibles para recobro mejorado como se puede ver en el estudio realizado por (Gutiérrez, Salas-Chía, &

Sandoval, 2023), los cuales evaluaron por medio de una metodología las capacidades de yacimientos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena en recobro mejorado por inyección WAG con CO₂, estableciendo capacidades de almacenamiento teóricas de CO₂ para campos como La Cira del orden de 21,105 Mton CO₂, Lisama con 7,135 Mton CO₂, Yariguí 3,135 Mton CO₂ y Colorado con 2,01 Mton CO₂, los campos del Valle Medio del Magdalena utilizan métodos de recobro terciario para la producción de crudo, por lo que se espera que más allá del almacenamiento se logre un aumento del recobro de aproximadamente el 34% adicional en inyección de gas natural EOR, aplicable también con CO₂ (Sánchez, 2022).

7.3. Almacenamiento de CO₂

Según (Arroyabe , Gomez , Rodas, & Viana, 2015), las formaciones geológicas adecuadas para el almacenamiento de CO₂ incluyen yacimientos agotados de gas y petróleo, acuíferos salinos profundos y capas de carbón no explotables. Estas formaciones deben estar ubicadas a profundidades de al menos 800 metros, donde la presión geológica es suficiente para mantener el CO₂ en estado líquido o supercrítico. Este estado supercrítico es fundamental, ya que permite una mayor densidad del CO₂, optimizando la capacidad de almacenamiento y favoreciendo su confinamiento a largo plazo.

7.3.1. Almacenamiento en tierra

El CO₂ inyectado en los poros de la formación geológica de almacenamiento migrará a través de la matriz rocosa, desplazando y expulsando el fluido originalmente contenido en estos poros. Para que el CO₂ logre este desplazamiento, es necesario inyectarlo a una presión superior a la presión de la formación. Las principales formaciones geológicas consideradas para el almacenamiento de CO₂ incluyen los yacimientos de hidrocarburos (petróleo o gas natural) y las capas de carbón no explotables. En el caso de los yacimientos de hidrocarburos, el CO₂ se inyecta

en los depósitos, llenando los vacíos dejados por la extracción de petróleo o gas. Estos reservorios son considerados sitios adecuados para el almacenamiento debido al extenso conocimiento geológico acumulado durante su explotación y su capacidad probada para almacenar fluidos durante largos períodos de tiempo. En las formaciones de capas de carbón no explotables, el CO₂ puede almacenarse en las fisuras y poros de las vetas profundas de carbón, donde se adsorbe en la superficie del carbón y en sus fracturas naturales (Arroyabe , Gomez , Rodas, & Viana, 2015).

Tabla 8. Ventajas y desventajas del almacenamiento en tierra.

Almacenamiento en tierra

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
El almacenamiento en formaciones geológicas es la opción de almacenamiento de CO ₂ menos costosa y más aceptable desde el punto de vista medioambiental.	Riesgos para poblaciones locales, ecosistemas y aguas subterráneas en el caso de un escape súbito y rápido de CO ₂ .
El costo de almacenamiento en las formaciones salinas y en las reservas agotadas de gas y petróleo suelen oscilar entre los 0.5-8 dólares por tonelada de CO ₂ inyectada, con un coste adicional de control de entre los 0.1 y los 0.3 dólares por tonelada de CO ₂ inyectada.	Podría ser necesario el control de los lugares de almacenamiento durante periodos de tiempo muy largos, y se espera un desarrollo de nuevos métodos a medida que mejore la tecnología.
Los costos de almacenamiento más económicos se darán en aquellas reservas que estén dotadas de una gran permeabilidad, que se sitúen en tierra firme, a poca profundidad, y/o en aquellos lugares donde existan pozos e infraestructuras procedentes de la industria del gas y del petróleo que puedan ser reutilizadas.	También se requiere un marco legal a largo plazo, al extenderse el tiempo de almacenamiento a muchas generaciones.
El almacenamiento geológico de CO ₂ podría incluso generar beneficios, por ejemplo, mediante la recuperación asistida	

de petróleo o de gas, donde se utiliza la inyección de CO₂ bajo tierra para desplazar y recuperar el combustible.

Fuente: Adaptado de (Arroyabe, Gomez, Rodas, & Viana, 2015).

7.3.2. Almacenamiento en océanos

Cuando se realiza el almacenamiento en el océano implica la fertilización con hierro de sus suelos. Uno de los métodos propuestos, disuelve el CO₂ en agua de mar y luego inyecta la mezcla en el océano, a profundidades que oscilan entre 1500 y 3000m. Otro método coloca directamente CO₂ líquido en las profundidades de los océanos, explotando el contraste de densidad entre el CO₂ líquido y el agua salada. El CO₂ posee una temperatura crítica baja de 31°C una presión crítica moderada de 73.8 bares. En líneas generales, esto significa que se requieren profundidades de almacenamiento de 600m o mayores. La capacidad de almacenamiento geológico se estima en cientos a miles de gigatoneladas de carbono, equivalentes a cientos de años de almacenamiento al ritmo de emisión actual (Arroyabe , Gomez , Rodas, & Viana, 2015).

*Tabla 9. Ventajas y desventajas del almacenamiento en océanos.***Almacenamiento en océanos**

Ventajas	Desventajas
Las posibilidades de almacenamiento de CO ₂ en las profundidades oceánicas para periodos de tiempo de centenares de años o más, incluyen la formación de hidratos sólidos de CO ₂ y/o de lagos de CO ₂ líquido en el fondo del mar, y la disolución de minerales alcalinos, como la piedra caliza, para neutralizar la acidez producida por el CO ₂ .	Al ser el CO ₂ soluble en agua, se producen intercambios naturales entre la atmósfera y la superficie de los océanos hasta que alcanzan un equilibrio. Si aumenta la concentración atmosférica de CO ₂ , se prevé que los océanos tarden varios siglos en absorber el CO ₂ adicional hasta alcanzar un nuevo equilibrio.
	La inyección de unas cuantas gigatoneladas de CO ₂ y la mezcla con el agua podría provocar una emisión gradual de CO ₂ en la atmósfera; además, se ha demostrado que la inyección directa puede dañar a los organismos marinos que se sitúen cerca de los puntos de inyección en grandes áreas oceánicas.
	Es poco probable que estos tipos de almacenamiento se conviertan en el modo preferido, dado que no se ha abordado adecuadamente el tema del impacto ambiental
	La acidez del CO ₂ puede corroer los tubulares de fondo de pozo y degradar el cemento.

Fuente: Adaptado de (Arroyabe, Gomez, Rodas, & Viana, 2015).

El almacenamiento de dióxido de carbono (CO₂) ha sobresalido como una estrategia prometedora para reducir la concentración de este gas en la atmósfera. Teniendo en cuenta que Colombia es un país que cuenta grandes recursos naturales y es rico geológicamente, se presenta como un país con un gran potencial para implementar tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CAC).

Diversos estudios realizados han investigado las características geológicas y las formaciones adecuadas en el territorio colombiano evaluando la viabilidad técnica del almacenamiento de CO₂, los beneficios económicos y ambientales derivados de la implementación de estos estudios que abordan el potencial del almacenamiento de CO₂ en Colombia. La geología del país y la actividad en la industria del petróleo y gas presenta oportunidades para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

Algunos de los aspectos destacados en estos estudios incluyen:

- **Geología y formaciones:** Se han logrado identificar formaciones geológicas en regiones como el valle del Cauca y en la cuenca de los llanos que podrían servir para el almacenamiento de CO₂ (Mariño-Martínez & Moreno-Reyes, s. f.).
- **Proyectos piloto:** Existen iniciativas de proyectos piloto en curso que buscan mediante una evaluación y diagnóstico probar la viabilidad de almacenamiento de CO₂, para mitigar las emisiones y mejorar la recuperación del petróleo (VonArnim, 2023).
- **Políticas y regulaciones:** El gobierno colombiano ha mostrado interés en las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CAC) como parte de su estrategia para combatir el cambio climático (Comunicaciones, 2022).
- **Investigación académica:** Universidades, empresas y centros de investigación en Colombia están llevando a cabo estudios sobre el potencial de almacenamiento de CO₂ y sus implicaciones ambientales y económicas (García, 2003).

Estas investigaciones son fundamentales para entender cómo Colombia como país puede contribuir a los objetivos globales de reducción de emisiones y manejo del cambio climático, presentándose como una valiosa oportunidad para abordar este desafío.

Sin embargo, para que estas iniciativas sean efectivas, es esencial fomentar el apoyo y colaboración en el sector público, la industria y la academia, así como invertir más en investigación y desarrollo, ya que la implementación de proyectos piloto y el fortalecimiento de políticas adecuadas serán clave para superar los desafíos técnicos y regulatorios. Así Colombia no solo contribuirá a los objetivos globales de sostenibilidad, sino que también podrá impulsar un crecimiento económico verde que beneficie a las generaciones futuras (Escobar, Valencia, Vanegas, & Ramos, 2021).

8. Evaluación técnico-financiera de las alternativas evaluadas

La captura del CO₂ es una técnica que se lleva implementando desde hace varias décadas, sin embargo, no se ha implementado en varios países debido a los altos precios que puede conllevar aplicarlas a los sistemas de emisiones de CO₂. Los costos de cada técnica de captura de CO₂, varían significativamente dependiendo de factores como la ubicación, la tecnología o el punto en el cual se va a ubicar la tecnología (*CCUS Technology Innovation – CCUS In Clean Energy Transitions – Analysis - IEA*, s. f.).

En la tabla 10 se evidencian las diferentes características que tienen cada una de las tecnologías de captura de CO₂, de manera que se pueda realizar una comparación a nivel general de las tres tecnologías.

Tabla 10. Descripción del costo aproximado de cada tecnología por tonelada de CO₂ capturado.

Técnica	Pre-combustión	Post- combustión	Oxicombustión
Descripción	La técnica implica convertir el combustible en un gas de síntesis antes de la combustión, facilitando la separación del CO ₂ .	Esta técnica se aplica después de la combustión de combustibles fósiles y utiliza solventes químicos para separar el CO ₂ de los gases de escape.	Para desarrollar esta técnica se debe quemar el combustible en un ambiente rico en oxígeno, de esta manera se va a producir un gas concentrado en CO ₂ que posteriormente se capturará.
Costo en dólares	Entre 40 y 80 USD por tonelada de CO ₂ Capturado.	Entre 50 y 100 USD por tonelada de CO ₂ Capturado.	Entre 60 y 120 USD por tonelada de CO ₂ Capturado.

	Entre 166.000 a 332.000	Entre 208.000 a 415.000	Entre 250.000 a 500.000
Costo en pesos colombianos	COP por tonelada de CO ₂ Capturado	COP por tonelada de CO ₂ Capturado.	COP por tonelada de CO ₂ Capturado
Impacto ambiental	Menos emisiones de NOx y Sox y menor impacto en la calidad de aire.	Tiene emisiones persistentes a pesar de mejorar la calidad del aire.	Genera aire purificado, pero puede aumentar la formación de NOx.
Ventajas	Hasta 90% en su eficiencia de captura. Menor emisiones de contaminantes.	Tecnología más duradera y fácil de integrar en plantas ya existen.	
Desventajas	Requiere tecnología avanzada y cambios en planta.	Eficiencia de captura menor que la pre-combustión. Alto consumo de energía.	Produce gas de combustión concentrado, facilitando la captura de CO ₂

Fuente: Adaptado de: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583615001814#bib0145>
https://www.resources-radio/going-deep-carbon-capture-utilization-and-storage-ccus-julio-friedmann/?gad_source=1&gclid=CjwKCAjw9eO3BhBNEiwAoc0-jWFT7kdhjv_nOlDb40imJNbq90dW25YGphZ065Z13Yw5EkrbSEvAhoCtUQQAvD_BwE
<https://www.osti.gov/servlets/purl/960194>

En términos generales, los costos iniciales de instalación de sistemas de captura de carbono, en este caso de la pre-combustión, la post-combustión y la oxi-combustión puede oscilar en un amplio rango aproximado entre 10M de dólares hasta más de 100M de dólares, esto puede variar dependiendo del costo por tonelada de captura (especificado en rangos en la tabla 10). El costo exacto de instalación de estas tecnologías puede variar ampliamente dependiendo de varios factores, incluyendo la capacidad de la planta, el tipo de tecnología de captura que vaya a ser utilizada, la ubicación geográfica y otros costos asociados como mano de obra y materiales.

Una de las estrategias fundamentales en la lucha contra el cambio climático es la captura de CO₂, estrategia que busca mitigar las emisiones de GEI, a medida que las preocupaciones ambientales aumentan; las tecnologías de captura de CO₂ han evolucionado ofreciendo diferentes enfoques de eficiencia, costos y complejidad. La selección de la tecnología más adecuada depende de una serie de factores que abarcan consideraciones económicas y aspectos ambientales.

En la tabla 12 se presentó una breve descripción de los factores claves que se consideraron en la elección de tecnología en la captura de CO₂, facilitando su elección.

Tabla 11. Consideraciones para tener en cuenta para aplicar una tecnología de captura de CO₂.

<i>Factor</i>	<i>Descripción</i>	<i>Consideraciones</i>
<i>Costo de implementación</i>	La inversión inicial necesaria para la implementación de la tecnología	• Evaluación de presupuesto disponible. • Hacer una comparación de costos de instalación y operación a largo plazo.
<i>Eficiencia de captura de CO₂</i>	Porcentaje de CO ₂ que tiene de capacidad de capturar.	• Eficiencia promedio de cada tecnología (Pre=90%, Post=50-90, Oxi=alta). • Objetivo de reducción de emisiones.
<i>Tipo de combustión</i>	Naturaleza del combustible utilizado.	• Compatibilidad de la tecnología y tipo de combustible. • Impacto en la eficiencia de captura.
<i>Regulaciones ambientales</i>	Normativas locales y nacionales sobre las emisiones.	• Cumplimiento de límites de emisiones. • Sanciones relacionadas a la captura de CO₂.

<i>Adaptabilidad</i>	Capacidad de la tecnología para adaptarse a diferentes tamaños de planta.	• Flexibilidad en instalaciones. • Posibilidad de expansión a futuro.
<i>Condiciones del sitio de implementación</i>	Factores geográficos, físicos y de infraestructura disponible.	• Espacio físico disponible para la tecnología. • Acceso a recursos como agua y energía.
<i>Disponibilidad de tecnología</i>	Estado de avance y madurez de la tecnología en el mercado.	• Disponibilidad de proveedores y soporte técnico. • Experiencia previa del manejo.
<i>Impacto en la calidad del aire</i>	Efectos secundarios en la emisión de otros gases contaminantes.	• Análisis de emisiones de NOx y Sox, partículas. • Consideraciones sobre salud pública.
<i>Consumo de energía</i>	Energía que requiere el sistema de captura para operar óptimamente.	• Evaluación al costo y fuente de energía. • Analizar la eficiencia energética.
<i>Impacto económico</i>	Efecto de costos de operación y competitividad de aplicación de la tecnología.	• Análisis de costos de operación y mantenimiento. • Impactos de los precios de ventas.
<i>Efecto a largo plazo</i>	Identificación de sostenibilidad y variabilidad a futuro.	• Evaluar durabilidad y mantenimiento de la tecnología. • Análisis de mejoras a futuro.

Fuente: Adaptado de <https://www.osti.gov/servlets/purl/960194> ;
<https://www.pnas.org/doi/full/10.1073/pnas.1012253108>.

Los factores claves anteriormente mencionados ayudaran a realizar un análisis comparativo de los mismos frente a las tecnologías de estudio: Pre- combustión, Post- combustión y oxicombustión, analizando cada tecnología y su variabilidad. Esta comparativa proporciona un

contexto específico de su uso o aplicación; en la tabla 12 se presenta un análisis comparativo para seleccionar la tecnología más adecuada.

Tabla 12. *Análisis de las diferentes propiedades y características de las tecnologías de captura de CO₂.*
Tecnologías para analizar

Factor	Pre- combustión	Post- combustión	Oxcombustión
Costo de implementación	Alto costo, entran el 10%-30% del costo total de la planta.	Costo moderado, entre el 5%-15% del costo total de la planta	Alto costo, entre el 15%-25% del costo de la planta.
Eficiencia de captura de CO₂	Alta, puede llegar hasta el 90% de CO ₂ .	Media, puede llegar en promedio 50%-90% del CO ₂ dependiendo del diseño.	Alta, similar a la pre-combustión del 90% de CO ₂ .
Tipo de combustión	Principalmente a gas, pero puede adaptarse a otros combustibles.	Específicamente combustibles fósiles, variedad de adaptación	Mejor funcionamiento con combustibles fósiles y biomasas.
Regulaciones ambientales	• Cumple normativas de emisión. • Reduce contaminantes.	• Mejora calidad de aire. • Puede generar diferentes tipos de contaminantes.	• Aumenta en la formación de NO_x. • Captura eficiente de CO₂.
Adaptabilidad	Puede ser difícil de adaptar por su complejidad tecnológica.	Fácil de integrar a instalaciones existentes.	Requiere inversión significativa en infraestructura.
Condiciones del sitio de implementación	Requiere espacio y recursos para tecnología avanzada.	Adaptable a condiciones instalaciones diversas.	Necesita espacio adicional para sistemas de oxígeno

Disponibilidad de tecnología	Poca madurez, pero está en crecimiento.	Tecnología estable ampliamente implementada.	En desarrollo, menos implementación comercial disponible.
Impacto en la calidad del aire	Menor impacto de emisiones de NOx y Sox.	Puede aumentar la generación de otros contaminantes.	Mejora la captura de CO ₂ , pero potencial riesgo de NOx.
Consumo de energía	Puede ser alto debido a procesos de separación.	Alto consumo en la regeneración de solventes.	Alto consumo debido a la necesidad de producir oxígeno puro.
Impacto económico	Potencial de alto etano a largo plazo debido a la alta eficiencia.	Costos de operación moderados, pero menos eficiencia de captura.	Alta inversión inicial, puede ser rentable a largo plazo.
Efecto a largo plazo	• Buena implementación. • Buena durabilidad. • Buena sostenibilidad.	Tecnología probada y adaptable a futuros cambios o avances.	Necesita mejoras y mantenimiento por riesgo de corrosión.
Fuente:	Adaptado de: https://www.pnas.org/doi/full/10.1073/pnas.1012253108		
	https://www.osti.gov/servlets/purl/960194		

Esta tabla resumen brinda una visión de como cada tecnología se alinea con los factores clave a considerar en el proceso de la captura de CO₂. La elección de la tecnología más adecuada se deberá a factores como la eficiencia, costos y demás, enunciados anteriormente. Por ello seleccionar la mejor tecnología de captura de CO₂ para la planta compresora de gas VMM implica evaluar los factores claves como las tecnologías de estudio y las características de la planta de estudio.

Para realizar un mejor análisis del impacto financiero que podría tener la implementación de estas tecnologías en la planta de estudio, es importante tener la información del costo y capacidad de esta. Por ello la tabla 13 presenta una recopilación de datos aproximados sobre el

impacto económico que conllevaría aplicar cada una de las tecnologías, datos que han sido calculados y obtenido a partir de diversas fuentes bibliográficas.

Estos datos se han seleccionado con el objetivo de ofrecer una visión general y comparativa de los costos de implementación de cada una de ellas. Es importante destacar que debido a la naturaleza de las fuentes consultadas los valores reflejados son aproximaciones y pueden variar según el contexto o las condiciones específicas para cada caso a pesar de esto, esta tabla proporciona una base útil para comprender las tendencias y patrones de los costos de implementación de las tecnologías, facilitando un análisis preliminar y una elección objetiva de la mejor tecnología a aplicar en una planta compresoras de gas del Magdalena medio.

Tabla 13. *Impacto del costo aproximado de la implementación de las tecnologías en la planta.*

Tecnología	Costo planta \$USD	Costo total planta M\$USD
Pre - combustión	45M	13,5
Post- combustión		6,75
Oxi - combustión		11,25

Teniendo en cuenta la información anteriormente listada se realizó un cálculo aproximado del costo por tonelada de CO₂ emitido por la planta compresora de gas, contando con los rangos aproximados de los costos de captura de CO₂ de cada una de las tecnologías vistos en la tabla 10 y las emisiones de CO₂ obtenidas en la tabla 5 de los equipos compresores que componen la planta compresora de gas del Magdalena medio. Se realizó un costo aproximado por cada tecnología para poder realizar una selección optima, teniendo en cuenta las emisiones en toneladas por día de cada equipo y un valor medio en el rango de costo por tonelada de CO₂ capturado.

Tabla 14. Costo aproximado por tonelada de CO2 emitido por día para cada tecnología.

Compresor	Composición planta	Emisiones de CO2 Ton/día	Costo pre-combustión	Costo post combustión	Costo Oxi combustión
1	Motor G399	13,16	\$789,60	\$987,00	\$1.184,40
2	Motor G399	13,16	\$789,60	\$987,00	\$1.184,40
3	Motor G399	13,16	\$789,60	\$987,00	\$1.184,40
4	Motor G3608	27,49	\$1.649,40	\$2.061,75	\$2.474,10
5	Motor G3608	27,49	\$1.649,40	\$2.061,75	\$2.474,10
6	Motor G3608	27,49	\$1.649,40	\$2.061,75	\$2.474,10
7	Motor G3608	27,49	\$1.649,40	\$2.061,75	\$2.474,10
Total	7	149,44	\$8.966,40	\$11.208,00	\$13.449,60

Fuente: Elaboración propia.

Con los resultados obtenidos en la tabla se podrá realizar una elección más objetiva con respecto a la tecnología que sería la mejor opción para aplicar a una planta compresora de gas del VMM.

La mejor opción teniendo en cuenta la información de las tablas 12,13 y 14 para aplicar a la planta de estudio es la postcombustión debido a que puede ser fácilmente integrada en la planta sin necesidad de una reestructuración completa, lo que es esencial en el contexto de la planta compresora en el Magdalena Medio. Aunque económicamente no es la opción más viable, su costo es manejable en comparación a los costos de pre-combustión y oxicomcombustión, siendo esto crucial para decisiones financieras en su manejo.

A pesar que su eficiencia en comparación con la pre-combustión no es tan alta, sigue siendo lo suficientemente capaz de cumplir con las metas de reducción de emisiones en el ámbito regulatorio a futuro, finalmente al adoptar la tecnología de post-combustión, la planta no solo mejorara su desempeño ambiental, también logrará mejorar su imagen frente a las autoridades regulatorias y comunidades locales, demostrando un compromiso real frente a la mitigación del cambio climático, beneficiando a la empresa y el bienestar del entorno en el que opera.

9. Conclusiones

- La descripción detallada del proceso de compresión de gas en la planta del Magdalena Medio ha permitido identificar los puntos críticos de emisión de GEI. En particular, los motores de combustión y los procesos de venteo son los principales responsables de las emisiones con un porcentaje promedio de CO₂: 56,3% y CH₄:4,6%.
- Se identificaron las principales fuentes de emisiones en la planta compresora, destacando los motores de compresión y las fugas en los equipos de venteo. La cuantificación de las emisiones de CO₂ y CH₄ generadas por estas fuentes ha sido esencial para proponer soluciones tecnológicas de mitigación.
- Las tres tecnologías analizadas para la captura de GEI (pre- combustión, post -combustión y oxicombustión) ofrecen distintos niveles de eficiencia en la captura de CO₂. La tecnología de postcombustión, aunque menos eficiente que la tecnología de pre combustión y oxicombustión, es la más viable para ser implementada en la planta dado su menor impacto en la operatividad actual y con un rango de inversión del 16.7% menos que implementar la tecnología de post- combustión.
- El análisis técnico-financiero muestra que, aunque los costos de implementación de tecnologías de captura de CO₂ son elevados, estos se ven compensados por las reducciones en emisiones y el cumplimiento de regulaciones ambientales, lo cual puede evitar sanciones y mejorar la competitividad a largo plazo.

10. Recomendaciones

- Realizar una simulación computacional que incorpore las tecnologías propuestas para la estación compresora. Esto permitirá obtener una visión más precisa de los resultados esperados y facilitará la evaluación de la viabilidad y la exactitud de los métodos sugeridos.
- Analizar exhaustivamente los componentes de las fugas en las distintas líneas que conforman la planta, con el fin de identificar y cuantificar los vapores emitidos. Este análisis permitirá evaluar el tipo y magnitud de los gases que pueden escapar entre los diferentes elementos de la infraestructura.
- Llevar a cabo una evaluación financiera detallada sobre la viabilidad de instalar una línea de recirculación en la planta, considerando los costos de implementación y los beneficios potenciales en términos de eficiencia operativa y reducción de emisiones.
- Ampliar el alcance de la evaluación de emisiones para cubrir toda la planta de tratamiento de gas, asegurando que se identifiquen y gestionen todas las fuentes potenciales de emisiones, garantizando una mayor precisión en el control de gases de efecto invernadero.
- Para obtener un valor más preciso, es recomendable consultar estudios de casos específicos, informes de la industria o análisis de viabilidad económica que consideren las características de la planta a la que sea aplicada la tecnología.

Referencias Bibliográficas

- Abdullatif, Y., Sodiq, A., Mir, N., Bicer, Y., Al-Ansari, T., El-Naas, M., & Amhamed, A. (2023). Emerging trends in direct air capture of CO₂: a review of technology options targeting net-zero emissions. *Royal Society of chemistry*.
- AP 42, Fifth Edition, Volume I Chapter 1: External Combustion Sources | US EPA. (2024, 25 septiembre). US EPA. <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-fifth-edition-volume-i-chapter-1-external-0>
- Arnold, k., & Stewart, M. (1999). *Surface Production Operations*.
- Arroyabe , D., Gomez , A., Rodas, A., & Viana, E. (2015). Almacenamiento de CO₂. *Universidad Pontifica Bolivariana* , 8.
- Arus, M. (s. f.). *Alcance de emisiones 1, 2 y 3. ¿Qué son? ¿Cómo gestionarlos?* Bienvenido Al Blog de Schneider Electric. <https://blogespanol.se.com/gestion-de-la-energia/2023/10/19/alcance-de-emisiones-1-2-y-3-que-son-como-gestionarlos/>
- ASOCIADOS, C. I.-F. (2010). *FASE I-B DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS Y METODOLOGÍAS*. COMISIÓN DE RELACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG).
- Climatico, G. I. (2005). *La captacion y el almacenamiento de dioxido de carbo*.
- Díez, P. F. (2004). *Compresores*. Universidad de Cantabria.
- (2018). *Manual de descripcion de procesos de la unidad*.
- Escobar, D., Valencia, J., Vanegas, J., & Ramos, L. (2021). *Captura, transporte, uso y almacenamiento de dióxido de carbono: caso Colombia*. Palmira.
- Fraga, A. Q. (2017). *Sistemas de captura de CO₂*. España.

Garcia, J. (2003). *Análisis del potencial de emisiones de dióxido de carbono del párama de chingaza y lineamientos para su conversión en el contexto del mecanismo de desarrollo.* Bogotá, D.C.

Gutiérrez, J., Salas-Chía, L., & Sandoval, M. (2023). Potencial del Valle Medio del Magdalena para la implementación de la inyección de CO₂ como estrategia de descarbonización (CCUS-EOR) en Colombia. *Acipet*.

Mariño-Martínez, J. E., & Moreno-Reyes, L. E. (s. f.). *Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare).* <https://www.redalyc.org/journal/3496/349654901008/html/>

Ministerio de Minas y Energía. (11 de 2 de 2022). Resolución 40066 de 2022. Colombia.

Motores de compresión de gas | Cat | Caterpillar. (s. f.). https://www.cat.com/es_MX/products/new/power-systems/oil-and-gas/gas-compression-engines.html. https://www.cat.com/es_MX/products/new/power-systems/oil-and-gas/gas-compression-engines.html Navarro., D. S. (2018). *Separación y captura de CO₂ mediante una membrana zeolítica.* Ciudad de México.

Rafael Morales, M., & Hernández Guzmán, A. (2014). *Caracterización de un motor de combustión interna con dos tipos de combustible.*

Sánchez, S. (2022). *Estudio para de la Factibilidad para la Implementación de la Inyección de Gas Natural como Método de Recobro en un Campo Colombiano del Valle Superior del Magdalena (VSM).* Bucaramanga: Univesidad Industrial de santander.

Santiago Saldívar Esparza, J. S. (2017). Tecnologías de captura y almacenamiento de dióxido de carbono. *Revista de Ciencias Naturales y Agropecuarias*, 13.

Schlumberger. (2024). Separador. *Energy Glossary en Español*.

Serrano, M. D. (2019). *La tecnología de captura, uso y almacenamiento geológico de CO2 en México*. Ciudad de México.

Stewart , M., & Arnold, K. (2008). *Gas-Liquid And Liquid-Liquid Separators*.

Vargas, D. (2020). *Simulación y evaluación de un sistema de recuperación de líquidos de las corrientes de gas de entrada a la compresora Lisama*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

User, S. (s. f.). Gases efecto invernadero | Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. <https://archivo.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article/462-plantilla-cambio-climatico-18#enlaces>

VonArnim, A. (2023, 9 noviembre). *Borrador del proyecto de implementación de tecnologías para el tratamiento de Carbono se publica para comentarios*. PHR Legal | Posse Herrera Ruiz. <https://phrlegal.com/novedades-categoria/implementacion-de-tecnologias-de-captura-utilizacion-y-almacenamiento-de-carbono/>

Comunicaciones. (2022, 25 mayo). *El ministro Correa expuso las ventajas del carbono azul en el Foro Económico Mundial* -. <https://www.minambiente.gov.co/el-ministro-correa-expuso-las-ventajas-del-carbono-azul-en-el-foro-economico-mundial/>

Estrategia Colombia Carbono Neutral - Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (s. f.). Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. <https://carbononeutral.minambiente.gov.co/>

Grupo Ecopetrol redujo más de 490 mil toneladas de carbono en dos años. (s. f.).

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/Noticias+2021/ge-redujo-490-mil-toneladas-carbono>

Colombia, uno de los países destacados por el Banco Mundial por su trabajo en la reducción de quemas de gas y de emisiones de metano. (s/f). Minenergía. Recuperado el 30 de octubre de 2024, de <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/colombia-uno-de-los-pa%C3%ADses-destacados-por-el-banco-mundial-por-su-trabajo-en-la-reducci%C3%B3n-de-quemas-de-gas-y-de-emisiones-de-metano/>

Tecnología e investigación. (s. f.).

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/ResponsabilidadEtiqueta/Medio%20ambiente/cambio-climatico-et/tecnologia-e-investigacion>

Ecopetrol. (s. f.). *Ecopetrol redujo 1 millón de toneladas de CO₂ en sus operaciones de exploración y producción.*

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/ecopetrol-redujo-1-millon-de-toneladas-de-co2-en-sus-operaciones-de-exploracion-y-produccion>

Megaplantillas de captura de CO₂. (2019, 2 septiembre). www.norvento.com.

<https://www.norvento.com/blog/megaplantillas-captura-co2/>

Hdr. (2022, 26 enero). *The role of pipeline compressor station modernization in lowering emissions.* HDR. <https://www.hdrinc.com/insights/role-pipeline-compressor-station-modernization-lowering-emissions>

Post Combustion Capture (PCC). (s. f.). A Linde Company. <https://www.linde-engineering.com/products-and-services/process-plants/co2-plants/carbon-capture/post-combustion-capture>

Informatics, N. o. o. D. A. (2023, 9 octubre). *NIST Chemistry WebBook*.
<https://webbook.nist.gov/chemistry/>

Editor Engineeringtoolbox. (2024, 7 marzo). *The Engineering ToolBox*.
<https://www.engineeringtoolbox.com/>

BASF – Colombia. (s. f.). <https://www.basf.com/co/es>

(S/f). Linde.com. Recuperado el 31 de octubre de 2024, de <https://assets.linde.com/-/media/global/engineering/engineering/home/products-and-services/process-plants/co2-plants/carbon-capture/carbon-capture-storage-utilisation-linde-basf.pdf>

Global CCS Institute. (2022). Carbon Capture and Storage: A Vital Technology to Reduce Emissions. Recuperado de <https://www.globalccsinstitute.com>

International Energy Agency. (2021). CCUS in Clean Energy Transitions. Recuperado de <https://www.iea.org>

International Energy Agency. (2021). Technologies for the Reduction of Co2 Emissions from fossil fuel power plants. Recuperado de <https://www.iea.org>

Gas Technology Institute (GTI).(2018). Cost Analysis of Pre – combustion Capture Technology. Recuperado de <https://www.gti.energy>

GHG Emission Factors Hub | US EPA. (s. f.). US EPA. Recuperado de <https://www.epa.gov/climateleadership/ghg-emission-factors-hub>

Publications - IPCC-TFI. (s. f.). <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>

